

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 З
СИСТЕМАМИ КЕРУВАННЯ ІНВЕРТОРАМИ**

08-13.МКР.005.00. ПЗ

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

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.

ЗАВДАННЯ

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 Голодюк Володимир Сергійович
(назва групи) (прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Розвиток фрагменту електричних мереж 110/10 кВ з системами керування інверторами»

Вихідні дані: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Нові споживачі вузли 122, 123, 124, 125; вихідна частина мережі Ямпільського району, живлячий енерговузол – п/ст. Ямпіль 110/10 кВ; номінальна напруга району 110-10 кВ;

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи

1. Графічна: _____ плакати
2. Текстова (пояснювальна записка): Вступ. 1 Електротехнічна частина. 2 Економічна частина. 3 Дослідження систем керування інверторами. 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 “ 05 ” 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)

В.С. Голодюк
(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Зміст

Анотація.....	
Annotation.....	
Вступ.....	
1 Електротехнічна частина.....	
1.1 Визначення оптимальної схеми електричної мережі.....	
1.2 Вибір потужності трансформаторів на споживальних підстанціях.....	
1.3 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій.....	
1.4 Вибір схеми вузлової підстанції.....	
1.4.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій.....	
1.4.2 Вибір оптимальної схеми вузлової підстанції з врахуванням надійності.....	
1.5 Розрахунок прогнозу навантажень.....	
1.6 Перевірка необхідності встановлення додаткового резерву потужності.....	
1.6.1 Метод вибору додаткового резерву потужності.....	
1.6.2 Формування найтяжчого після аварійного режиму в ЕМ та оцінка необхідного резерву потужності.....	
1.7 Оцінка балансу потужностей.....	
1.7.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення.....	
1.7.2 Визначення балансу потужностей для мережі.....	
1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі.....	
1.8.1 Формування розрахункової схеми електричної мережі та введення початкових даних.....	
1.8.2 Виконання розрахунків.....	
1.8.3 Аналіз та виведення результатів розрахунків.....	
2 Економічна частина.....	
3 Дослідження систем керування інверторами	

3.1 Проблеми експлуатації силових перетворювачів в енергосистемі.....	
3.2 Інвертори ФЕС.....	
3.3 Вплив на режими роботи енергосистеми ФЕС з веденими мережею інверторами.....	
3.4 Системи автоматичного керування інверторами ФЕС (Power plant controller).....	
4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	
4.1 Задачі розділу	
4.2 Аналіз умов праці робіт по встановленню заземлюючих пристроїв ліній електропередач.....	
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 ЕМІ.....	
4.5.3 Розробка заходів по забезпеченню стійкої роботи електричних мереж у надзвичайних ситуаціях.....	
Висновки.....	
Література.....	
Додатки.....	

АНОТАЦІЯ

Голодюк В.С. «Розвиток фрагменту електричних мереж 110/10 кВ з системами керування інверторами» . Магістерська кваліфікаційна робота. – Вінниця : ВНТУ. 2019. – с. Бібліогр.: . Рис.: . Табл.: .

В магістерській кваліфікаційній роботі спроектовано схему розвитку електричної системи, виконано попередній розрахунок мережі із застосуванням ЕОМ, проаналізовано результати розрахунку роботи існуючої і спроектованої мережі, обрано оптимальну схему, розраховано показники надійності і економічності. Проаналізовано системи керування інверторами.

Ключові слова: електрична мережа, системи керування інверторами.

ANNOTATION

Holodiuk V.S. "Development part of electric networks 110-10 kV with the inverter control system" ". Master's qualification work. - Vinnitsa: VNTU. 2019. - p.

Bibliographer: . Pic .: . Table.: .

In the master's qualification work the scheme of development of the electric system was designed, the preliminary calculation of the network with the use of computers was performed, the results of calculation of the work of the existing and designed network were analyzed, the optimal scheme was selected, reliability and efficiency indicators were calculated. The inverter control system.

Keywords: electric network, inverter control system.

Вступ

Актуальність теми. Розподільні електричні мережі можуть налічувати до 1 млн. км повітряних і кабельних ліній електропередачі напругою 0,4 – 150 кВ, близько 200 тис. од. трансформаторних підстанцій напругою 6 – 110 кВ загальною встановленою потужністю понад 200 тис. МВА.

Той факт, що велика кількість електромереж з погіршеним станом призводить до аварійних ситуацій в регіонах країни. Брак коштів значною мірою робить неможливим відновлення, модернізацію та реконструкцію діючих електроенергетичних систем та мереж всіх класів напруги, а також будівництво нових ліній електропередачі. Значно зросла кількість об'єктів, які вже відпрацювали свій технічний ресурс. У розподільних електричних мережах напругою 0,4 – 150 кВ підлягають реконструкції та заміні близько 140 тис. км електромереж, або 17% від їх загальної протяжності, та 19% трансформаторних підстанцій.

Незадовільний стан електричних мереж, їх невідповідність діючим нормам і режимам електроспоживання, а також низький рівень приладів обліку призводить до значного зростання технологічних витрат під час транспортування електроенергії.

Будівництво та модернізація підстанцій напругою 10-150 кВ має відбуватися у прямій залежності від ступеня подальшого енергозабезпечення промислових, сільськогосподарських та інших споживачів і здійснюватися випереджувальними темпами стосовно зростання електричного навантаження.

В процесі проектування ЕМ як правило призначається найбільш доцільна конфігурація мережі, вибираються електричні параметри всіх ділянок мережі, перерізи проводів ліній, що утворюють мережу наміченої конфігурації. При розробці проекту встановлюються потужності трансформаторів на підстанціях і схеми електричних з'єднань цих підстанцій, визначається потужність джерел реактивної потужності, вибираються найбільш економічний розподіл цих джерел і необхідні засоби для регулювання напруги.

Задача забезпечення енергією заданих споживачів не має однозначного рішення. Визначеність у рішенні вводиться вимогою забезпечити при проектуванні найвищу економічну доцільність. Для кількісної характеристики оцінки економічності на даний час служать значення приведених народногосподарських затрат. Сумарні затрати розглядаються як функціонал багатьох змінних. Задача проектування ЕМ класифікується як задача пошуку умов, при яких досягається мінімум цього функціоналу з врахуванням обмежень, що визначаються як заданими технічними вимогами так і практичною реалізацією проекту з врахуванням майбутнього розвитку мережі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерська кваліфікаційна робота виконана в плані наукових досліджень, проведених кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ за держбюджетними темами.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є розвиток електричної мережі 110/10 кВ.

Для досягнення поставленої мети в МКР розв'язані такі основні задачі:

- проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження існуючих споживачів на наступний період (10 років);
- перевірено необхідність заміни обладнання (трансформаторів на більш потужні);
- проведено розрахунки по визначенню перерізів проводів.

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;
- розглянуто особливості систем керування інверторами.

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 Вишневського С.Я.

1 Електротехнічна частина

1.1 Визначення оптимальної схеми електричної мережі

Застосування методу поконтурної оптимізації до вибору схеми електричної мережі

Метод поконтурної оптимізації – частковий випадок одного з загальних методів математичного програмування, що отримав назву по координатній оптимізації.

Основну ідею цього методу легко зрозуміти з розгляду такої задачі. Нехай є незалежні параметри (координати) x_1 та x_2 і задана опукла функція $\Psi(x_1, x_2)$. Необхідно знайти такі оптимальні x_1 та x_2 , при яких $\Psi = \Psi_{\min}$.

Для відшукування цих координат приймемо за початкове наближення будь-яке значення функції $\Psi = \Psi^{\Pi}$, яке визначиться при початкових параметрах x_1^{Π}, x_2^{Π} . Потім зафіксуємо значення x_2^{Π} та шляхом зміни x_1 знайдемо нове значення функції Ψ_1 координатами x_1^1, x_2^{Π} , яке буде найменше з усіх інших на лінії $x_2^{\Pi} = \text{const}$. Перехід від значень Ψ^{Π} до Ψ^1 досліджуваної функції назвемо кроком по координаті x_1 . Тепер зафіксуємо $x_1^1 = \text{const}$ та, змінюючи x_2 , знайдемо наступне значення функції $\Psi^2 = f(x_1^1, x_2^1)$, менше від усіх інших на прямій $x_1^1 = \text{const}$. Перехід від Ψ^{Π} до Ψ_2 , яке складається з двох кроків по обох координатах, назвемо кроком в просторі параметрів або просто кроком.

Подальші кроки аналогічні. Характерною рисою методу є пошук найменшого значення Ψ за допомогою кроків окремо по кожній координаті при фіксованому значенні іншої координати. Саме це і дало назву методу.

Важливою перевагою методу є наступне. Оскільки на кожному кроці можна проглянути усі значення даної координати та підрахувати відповідні їм значення функції мети Ψ , то можна не накладати особливих обмежень на цей вид функції, аби тільки її можливо було сформулювати і визначити при будь-яких значеннях

незалежних змінних. Це вигідно відрізняє даний метод від деяких інших.

При виконанні координатного спуску не обов'язково зберігати до кінця одні й ті ж прийняті на початку незалежні змінні. Якщо це корисно, то можна, наприклад, після спуску по деяких координатах частину з них перевести в склад залежних, а з раніше прийнятих залежних вилучити таку ж кількість змінних, прийняти як незалежні, а потім продовжити спуск вже по них. Такий прийом іноді буває дуже доцільним і зручним.

Перейдемо безпосередньо до розгляду методу поконтурної оптимізації для проектування електричної мережі при заданому розрахунковому рівні навантажень і максимального графа.

Постановка оптимізаційної задачі в методі покоординатної оптимізації має багато спільного з відповідною частиною методу проектування градієнту. В обох методах використовуються економічні інтервали, тому приведені затрати є функціями тільки потужностей, а не перерізів ліній.

Метод поконтурної оптимізації менш критичний до способу апроксимації функції мети, ніж градієнтний метод. Він допускає використання безпосередньо кривої економічних інтервалів. В передбаченому викладенні методу будемо розглядати більш простий вигляд функції мети:

$$Z = \sum_{m=1}^N \delta_m a_m + \sum \delta_m |S_m|, \quad (1.1)$$

де $\delta_m = 0$ при $S_m = 0$, $\delta_m = 1$ при $S_m \neq 0$.

Апроксимація (1.1) враховує наявність розривів в нулі – основну принципову особливість функції затрат Z – і в той же час дозволяє отримати простий та наочний алгоритм оптимізації.

Система обмежень зводиться до рівнянь першого закону Кірхгофа, які містять J рівнянь (за кількістю вузлів без балансувального) та N невідомих (за кількістю ліній мережі). Отже, $K = N - J$ невідомих в системі є незалежними, інші невідомі – залежні. В подальшому для описання електричної мережі будемо користуватись наступними позначеннями, запозиченими з теорії графів: кожену

лінію вихідної мережі (вихідного графу) будемо називати дугою; сукупність дуг, відповідних залежним змінним, утворює розімкнений під граф, який з'єднує всі вузли і називається деревом мережі; дуги, відповідні незалежним змінним, називаються хордами. Кількість хорд дорівнює кількості незалежних контурів. Нагадаємо, що варіюючи множину, можна отримати різні дерева. Приєднання будь-якої хорди до дерева утворює один з незалежних контурів. Повна система незалежних контурів утворюється приєднанням до дерева усіх хорд. Якщо умови зв'язку обмежуються рівняннями першого закону Кірхгофа, то зміна потужності хорди призводить до зміни потужностей лише тих ліній, які входять в контур (при незмінних потоках потужностей по всіх інших хордах). Тому допустимо виконувати оптимізацію кожного контуру мережі окремо. Як видно з подальшого, ця обставина є дуже важливою для даного методу. Якби контури не були взаємопов'язаними, то така оптимізація дозволила б отримати глобальний екстремум за кінцеву кількість кроків. Однак насправді існують лінії, що входять в різні контури. При послідовній оптимізації контурів потік в суміжних лініях змінюється, а умови оптимізації попередніх контурів порушуються. Отже, процес в загальному вигляді є ітераційним і при не випуклій функції затрат веде до локального екстремуму. А оскільки в реальних контурах взаємний вплив потоків різних контурів доволі рідко виявляється слабо, то послідовне застосування поконтурної оптимізації достатньо швидко призведе до отримання локального екстремуму.

Алгоритм використання методу поконтурної оптимізації

- 1) максимальний граф розбивається на n незалежних контурів;
- 2) вибирається перший поточний контур. Для нього записується математична модель, а для всіх інших контурів схема задається як радіальна;
- 3) на базі моделі для вибраного контуру пропонуються відповідні варіанти схем і за результатами визначення критерію вибирається краща схема контуру.

Аналогічно виконуються операції для всіх наступних контурів. В результаті проходження всіх контурів утворюється оптимальна схема всієї мережі.

Якщо при отриманні рішення з'являються ситуації, коли рішення наступного контуру впливає на рішення попереднього контуру, то вводиться один додатковий контрольний контур, який об'єднує відповідні контури і для нього проводиться перевірочний розрахунок.

Переваги методу поконтурної оптимізації:

- 1) метод поконтурної оптимізації має ознаки наочності та формалізації, що дозволяє використовувати комп'ютерну техніку;
- 2) метод може бути застосований як для нелінійних функцій витрат і обмежень, так і для лінійних моделей.

Недоліки методу поконтурної оптимізації :

- 1) метод майже не використовується для кількох джерел електропостачання;
- 2) метод має певну схематичність і обмеженість, тому найкраще його застосовувати для схем з одним джерелом живлення, яке розташоване у центрі навантажень.

Визначення оптимальної схеми електричної мережі методом поконтурної оптимізації

Для електричної мережі 110 кВ (рисунок 1.1), знайдемо оптимальний граф розвитку.

Розвиток електричної мережі здійснюється на базі максимального графу, який має вигляд (рисунок 1.1).

При цьому дані про відстані із врахуванням масштабу ($m = 12$ км/см) запишемо в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1– Дані ліній електропередач

Ділянка	7-123	122-123	122-124	124-125	5-125	123-124	122-125	13-122	12-122	6-125	12-123
Довжина, см	2.1	2.4	1.3	1.5	1.3	1.7	2.4	2.9	2.9	1.7	3.8
Довжина, км	27.72	31.68	17.16	19.8	17.16	22.44	31.68	38.28	38.28	22.44	50.16

Повна та реактивна потужність нових споживачів складатиме:

$$S_{122} = P_{122} / \cos \varphi = 4 / 0.91 = 4.4 \text{ (MBA)};$$

$$S_{123} = 6 / 0.91 = 6.59 \text{ (MBA)};$$

$$S_{124} = 10 / 0.9 = 11.11 \text{ (MBA)};$$

$$S_{125} = 7.3 / 0.85 = 8.59 \text{ (MBA)};$$

$$Q_{122} = \sqrt{S_{122}^2 - P_{122}^2} = \sqrt{4.4^2 - 4^2} = 1.82 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{123} = \sqrt{6.59^2 - 6^2} = 2.73 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{124} = \sqrt{11.11^2 - 10^2} = 4.84 \text{ (MBAp)};$$

$$Q_{125} = \sqrt{8.59^2 - 7.3^2} = 4.52 \text{ (MBAp)}.$$

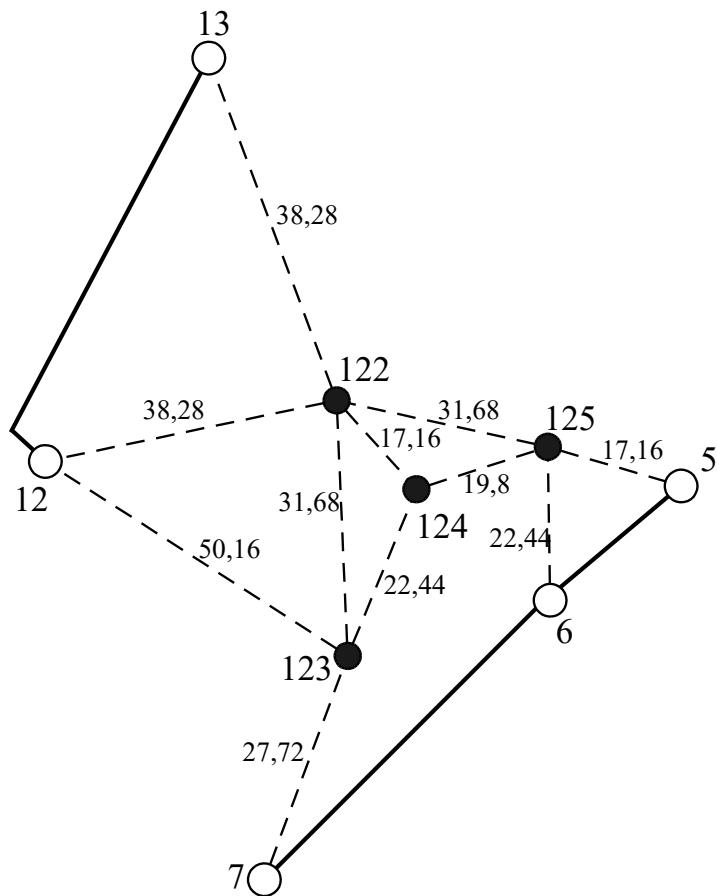


Рисунок 1.1 - Максимальний граф ЕМ ліній

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:

$$Z_i = (a_i + b_i P_i^2) \cdot l_i, \quad (1.2)$$

де

$$a_i = K_{0i} \cdot (E + \alpha), \quad (1.3)$$

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

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

α - коефіцієнт відрахувань повітряних ЛЕП;

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

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 складання математичної моделі необхідно визначити границі. Якщо прийняти на ділянках переріз АС-120/19, то питомі капіталовкладення відповідно будуть дорівнювати 13,1 тис.у.о./км. Коефіцієнти a_i (1.2) з урахуванням $E = 0,12$ та $\alpha = 0,028$ приймають відповідно значення: 1,939 (всі лінії одноланцюгові). В свою чергу, граничні потужності для прийнятих перерізів дорівнюють: 70,1 МВт для АС-120/19. Що стосується коефіцієнта b_i (1.2), то його значення визначається за формулою:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau b_0}{U_i^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (1.4)$$

за умовами, що U_n – номінальна напруга = 110 кВ та 35 кВ;

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

τ – час втрат, 3800 годин;

b_0 – вартість 1 кВт·год. втраченої електроенергії прийнято $1,2 \cdot 10^{-2}$ у.о. кВт·год.;

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

величина b_i приймає відповідно значення для АС-120/19 $b_i = 1,2 \cdot 10^{-3}$.

Таким чином із врахуванням усіх припущень запишемо вирази питомих витрати для одноланцюгових ЛЕП перерізом АС 120/19:

$$Z_i = 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} P_i^2.$$

Розв'язок:

Для зазначеного максимального графу можна виділити 5 незалежних контурів. Побудувавши їх на основі хорд, отримаємо наступні контури:

7-123-122-124-125-5;
7-123-124-125-122-13;
12-122-123-124-125-5;
14-122-123-124-125-6;
12-123-124-122-125-5.

Оскільки кожний з контурів складається з 5 віток, то для кожного з них відповідно можливі 5 варіантів схем. Відкидаючи по чергово кожну з віток, отримаємо поточкорозподіл на основі I-го закону Кірхгофа для кожного варіанта схеми першого контуру, який занесемо в таблицю 1.2 (відсутня вітка має потужність 0).

Таблиця 1.2 – Поточкорозподіл варіантів схем 1-го контуру

Номер варіанту	1	2	3	4	5
Потужності, МВт					
7-123	0	6	10	20	27,3
122-123	6	0	4	14	21,3
122-124	10	4	0	10	17,3
124-125	20	14	10	0	7,3
5-125	27,3	21,3	17,3	7,3	0
Витрати, у.о	193,65	173,66	198,86	204,79	234,58

Отримавши поточкорозподіл, можна порахувати питомі витрати для радіальних ЛЕП та хорди за приведеними формулами:

$$\begin{aligned}Z_{1п122-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 1.981; \\Z_{1п122-124} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.055; \\Z_{1п124-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.402; \\Z_{1п5-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.802; \\Z_{2п7-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 1.981; \\Z_{2п122-124} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 3^2 = 1.957; \\Z_{2п124-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.166; \\Z_{2п5-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 3^2 = 2.464; \\Z_{3п7-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.055; \\Z_{3п122-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 3^2 = 1.957; \\Z_{3п124-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.055; \\Z_{3п5-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 3^2 = 2.286; \\Z_{4п7-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.402; \\Z_{4п122-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.166; \\Z_{4п122-124} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.055; \\Z_{4п5-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.001; \\Z_{5п7-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.802; \\Z_{5п122-123} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.464; \\Z_{5п122-124} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 10^2 = 2.286; \\Z_{5п124-125} &= 1.939 + 1.2 \cdot 10^{-3} \cdot 13^2 = 2.001.\end{aligned}$$

Помноживши отримані питомі витрати на відповідні довжини ліній, знайдемо приведені витрати для відповідних випадків:

$$\begin{aligned}Z_{1_122-123} &= 1.981 \cdot 31.68 = 62.74; \\Z_{1_122-124} &= 2.055 \cdot 17.16 = 35.26; \\Z_{1_124-125} &= 2.402 \cdot 19.8 = 47.56; \\Z_{1_5-125} &= 2.802 \cdot 17.16 = 48.09; \\Z_{2_7-123} &= 1.981 \cdot 27.72 = 54.9; \\Z_{2_122-124} &= 1.957 \cdot 17.16 = 33.59; \\Z_{2_124-125} &= 2.166 \cdot 19.8 = 42.88; \\Z_{2_5-125} &= 2.464 \cdot 17.16 = 42.29; \\Z_{3_7-123} &= 2.055 \cdot 27.72 = 56.95; \\Z_{3_122-123} &= 1.957 \cdot 31.68 = 62.01; \\Z_{3_124-125} &= 2.055 \cdot 19.8 = 40.68; \\Z_{3_5-125} &= 2.286 \cdot 17.16 = 39.22; \\Z_{4_7-123} &= 2.402 \cdot 27.72 = 66.59; \\Z_{4_122-123} &= 2.166 \cdot 31.68 = 68.61;\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Z_{4_122-124} &= 2.055 \cdot 17.16 = 35.26; \\
Z_{4_5-125} &= 2.001 \cdot 17.16 = 34.33; \\
Z_{5_7-123} &= 2.802 \cdot 27.72 = 77.68; \\
Z_{5_122-123} &= 2.464 \cdot 31.68 = 78.07; \\
Z_{5_122-124} &= 2.286 \cdot 17.16 = 39.22; \\
Z_{5_124-125} &= 2.001 \cdot 19.8 = 39.61.
\end{aligned}$$

Склавши приведені затрати ліній відповідних варіантів, отримаємо:

$$\begin{aligned}
Z_1 &= 62.74 + 35.26 + 47.56 + 48.09 = 193.65; \\
Z_2 &= 54.9 + 33.59 + 42.88 + 42.29 = 173.66; \\
Z_3 &= 56.95 + 62.01 + 40.68 + 39.22 = 198.86; \\
Z_4 &= 66.59 + 68.61 + 35.26 + 34.33 = 204.79; \\
Z_5 &= 77.68 + 78.07 + 39.22 + 39.61 = 234.58.
\end{aligned}$$

Оптимальним варіантом схеми 1-го контуру є варіант з радіальними ЛЕП, де відсутня вітка 123-122 (всі величини витрат надаються в умовних одиницях). Аналогічні розрахунки проведемо для решти контурів та занесемо результати в таблиці 1.3 – 1.6.

Таблиця 1.3 – Результати оптимізації 2 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4	5
Потужності, МВт					
7-123	0	6	16	23,3	27,3
123-124	6	0	10	17,3	21,3
124-125	16	10	0	7,3	11,3
122-125	23,3	17,3	7,3	0	4
13-122	27,3	21,3	11,3	4	0
Витрати, у.о	277,32	262,32	251,33	237,00	236,30

Таблиця 1.4 – Результати оптимізації 3 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4	5
Потужності, МВт					
12-122	0	4	10	20	27,3
122-123	4	0	6	16	23,3
123-124	10	6	0	10	17,3
124-125	20	16	10	0	7,3
5-125	27,3	23,3	17,3	7,3	0
Витрати, у.о	203,76	207,69	221,30	243,21	279,51

Таблиця 1.5 – Результати оптимізації 4 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4	5
Потужності, МВт					
13-122	0	4	10	20	27,3
122-123	4	0	6	16	23,3
123-124	10	6	0	10	17,3
124-125	20	16	10	0	7,3
6-125	27,3	23,3	17,3	7,3	0
Витрати, у.о	218,56	221,25	233,36	253,77	279,51

Таблиця 1.6 – Результати оптимізації 5 контуру

Номер варіанту	1	2	3	4	5
Потужності, МВт					
12-123	0	6	16	20	27,3
123-124	6	0	10	14	21,3
122-124	16	10	0	4	11,3
122-125	20	14	4	0	7,3
5-125	27,3	21,3	11,3	7,3	0
Витрати, у.о	206,99	245,50	256,05	237,01	295,05

Вибираємо з приведених контурів найкращі за найменшими затратами. При цьому порівнюємо графи, отримані від різних джерел живлення.

Таким чином отримаємо граф, який зображений на рисунку 1.2.

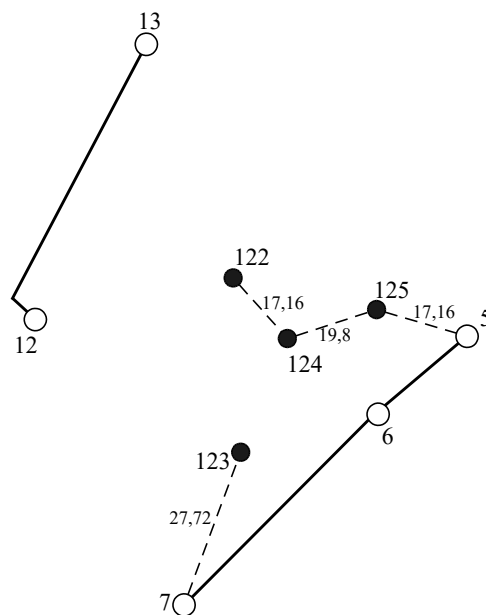


Рисунок 1.2 - Отриманий граф електричної мережі

Але така схема у одноланцюговому виконанні не буде задовольняти умові надійності. Тому ми проведемо деякі доопрацювання над схемою, а саме добавимо вітку 122-123. Таким чином отримаємо замкнений контур 7-123-122-124-125-5.

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу нових ліній. Попередньо знайдемо поточкорозподіл.

При розрахунку поточкорозподілу в контурі 7-123-122-124-125-5 будемо вважати, що напруги у вузлах 7 та 5 рівні між собою і тому розглянемо цю замкнену мережу як схему з двостороннім живленням.

Розраховуємо потужності головних ділянок за наступними виразами:

$$\dot{S}_{7-123} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i5}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.5)$$

$$\dot{S}_{5-125} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i7}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.6)$$

де S_i - повна потужність i -ого навантаження по шляху від 7 вузла до 5 вузла або навпаки;

l_{i5} , l_{i7} - довжини ділянок від i -го вузла до 5 і 7 відповідно;

l_{Σ} - сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужність ділянки 7-123 дорівнює:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{7-123} &= \frac{\dot{S}_{123} \cdot (l_{122-123} + l_{122-124} + l_{124-125} + l_{5-125}) + \dot{S}_{122} \cdot (l_{122-124} + l_{124-125} + l_{5-125}) +}{l_{7-123} + l_{122-123} + l_{122-124} + l_{124-125} + l_{5-125}} \\ &\quad + \frac{\dot{S}_{124} \cdot (l_{202-204} + l_{3-204}) + \dot{S}_{125} \cdot l_{5-125}}{l_{7-123} + l_{122-123} + l_{122-124} + l_{124-125} + l_{5-125}}; \\ \dot{S}_{7-123} &= \frac{(6 + j2.73) \cdot (31.68 + 17.16 + 19.8 + 17.16) + (4 + j1.82) \cdot (17.16 + 19.8 + 17.16) +}{27.72 + 31.68 + 17.16 + 19.8 + 17.16} \\ &\quad + \frac{(10 + j4.84) \cdot (19.8 + 17.16) + (7.3 + j4.52) \cdot 17.16}{27.72 + 31.68 + 17.16 + 19.8 + 17.16} = 10.8 + j5.2 \text{ (MVA)}. \end{aligned}$$

Для ділянки 5-125 маємо:

$$\dot{S}_{5-125} = \frac{(7.3 + j4.52) \cdot (19.8 + 17.16 + 31.68 + 27.72) + (10 + j4.84) \cdot (17.16 + 31.68 + 27.72) +}{17.16 + 19.8 + 17.16 + 31.68 + 27.72}$$

$$\frac{+(4 + j1.82) \cdot (31.68 + 27.72) + (6 + j2.73) \cdot 27.72}{17.16 + 19.8 + 17.16 + 31.68 + 27.72} = 16.5 + j8.73 \text{ (MVA)}.$$

Виконаємо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{7-123} + \dot{S}_{5-125} &= \dot{S}_{122} + \dot{S}_{123} + \dot{S}_{124} + \dot{S}_{125}; \\ 10.8 + j5.2 + 16.5 + j8.73 &= 4 + j1.82 + 6 + j2.73 + 10 + j4.84 + 7.3 + j4.52; \\ 27.3 + j13.92 &= 27.3 + j13.92. \end{aligned}$$

Отже розрахунок проведений вірно.

Перетік потужності у вітках 123-122, 122-124 та 124-125 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузлів 123, 122 та 124:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{123-122} &= \dot{S}_{7-123} - \dot{S}_{123} = 10.8 + j5.2 - 6 - j2.73 = 4.8 + j2.46 \text{ (MVA)}; \\ \dot{S}_{122-124} &= \dot{S}_{123-122} - \dot{S}_{122} = 4.8 + j2.46 - 4 - j1.82 = 0.8 + j0.64 \text{ (MVA)}; \\ \dot{S}_{124-125} &= \dot{S}_{122-124} - \dot{S}_{124} = 0.8 + j0.64 - 10 - j4.84 = -9.2 - j4.2 \text{ (MVA)}. \end{aligned}$$

Визначимо розрахункові струми у всіх вітках :

$$\begin{aligned} I_{\Sigma(5)} &= \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \\ I_{розр7-123} &= \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{л}} = 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{11.99}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 66.05 \text{ (A)}; \\ I_{розр122-123} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{5.4}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 29.74 \text{ (A)}; \\ I_{розр122-124} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{1.03}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 5.65 \text{ (A)}; \\ I_{розр124-125} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{10.11}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 55.74 \text{ (A)}; \\ I_{розр5-125} &= 1.05 \cdot 1 \cdot \frac{18.67}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 102.86 \text{ (A)}. \end{aligned}$$

Час найбільших навантажень при цьому визначається:

$$T_{нб} = \left(\sqrt{\frac{\tau}{8760}} - 0.124 \right) \cdot 10^4 = \left(\sqrt{\frac{3800}{8760}} - 0.124 \right) \cdot 10^4 = 5346 \text{ (год)}.$$

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;
- марка та переріз проводу – АС-120/19.

Оптимальна схема згідно методу поконтурної оптимізації показана на рис.

1.3. Приведена схема задовольняє вимогам надійності для споживачів першої та другої категорії, а потужності що в ній перетікають відповідають економічним інтервалам потужності для одноланцюгових ліній, виконаних відповідно проводом АС 120/19.

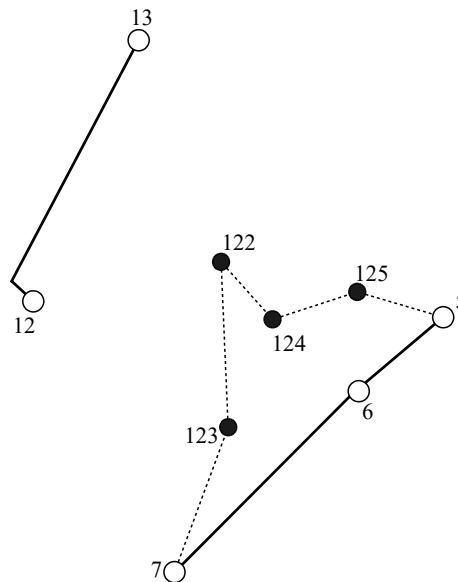


Рисунок 1.3 - Оптимальна схема згідно методу ПКО

1.2 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:

$$S_T \geq \frac{S_{\text{наб}}}{n_m \cdot k_1}, \quad (1.7)$$

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

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

Для 122 вузла згідно (1.7) маємо:

$$S_T \geq \frac{4.4}{2 \cdot 0.7} = 3.14 \text{ МВА.}$$

В заданому діапазоні вибираємо два стандартних трифазних трансформатора обмотками НН з номінальною потужністю 6.3 МВА.

Перевірка перевантаження обраного трансформатора у вузлі 122 в аварійному режимі показала, що коефіцієнт перевантаження складає 0.7, 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.1.7

У вузлах 123, 124 та 125 також встановлюємо два трансформатори.

Таблиця 1.7 – 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							
122	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
123	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4
124	ТДН-10000/110	10	±9×1,78%	115	11	10.5	60	14	0.7	7.95	139.	70.
125	ТМН-6300/110	6,3	±9×1,78%	115	11	10.5	44	11,5	0.8	14.7	220.4	50.4

1.3 Вибір схем розподільчих пристроїв споживальних підстанцій

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються 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 високої напруги підстанції.

Через те, що на підстанціях 122, 123, 124 та 125 встановлюється по 2 трансформатори, а кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, то для цих вузлів пропонуємо схему містка з вимикачем в перемичці та вимикачами в ланцюгах трансформаторів (рисунок 1.4).

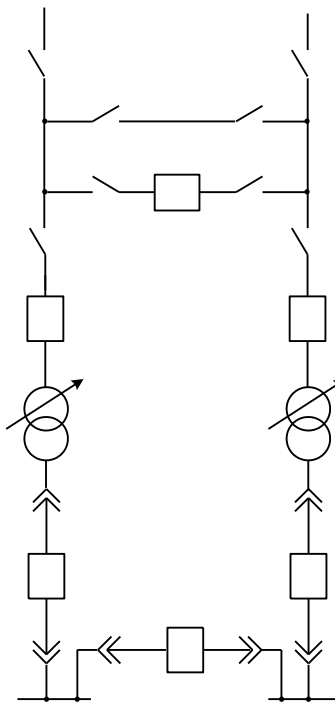


Рисунок 1.4 – Схема розподільчого пристрою вузлів 122, 123, 124 та 125

1.4 Вибір схеми вузлової підстанції

При виборі схеми підстанції слід враховувати кількість приєднань (ліній і трансформаторів), вимоги до надійності електропостачання споживачів і забезпечення пропуску через підстанцію перетоків потужності по міжсистемним і магістральним лініям, можливості перспективного розвитку. Схеми підстанцій повинні бути складені таким чином, щоб була можливість їх розширення і дотримання вимог необхідного релейного захисту і автоматики. Кількість і вид комутаційних апаратів вибираються 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 високої напруги підстанції.

Для вузлової підстанції Ямпіль(вузол 7) пропонується два варіанти схеми: I – одна секціонована система шин з обхідною з окремим секційним і обхідним вимикачами (рис. 1.5); II – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем (рис. 1.6).

1.4.1 Визначення витрат для варіантів схем підстанцій

Кращий варіант схеми визначається за мінімальними приведеними витратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + Z_6, \quad (1.8)$$

де k – капіталовкладення на спорудження підстанції;

B – щорічні витрати на амортизацію та обслуговування;

Z_6 – збиток від перерв електропостачання.

Капітальні витрати визначаються за формулою:

$$K = n_B \cdot C_0, \quad (1.9)$$

де n_B – кількість вимикачів в схемі підстанції;

C_0 – вартість одного вимикача.

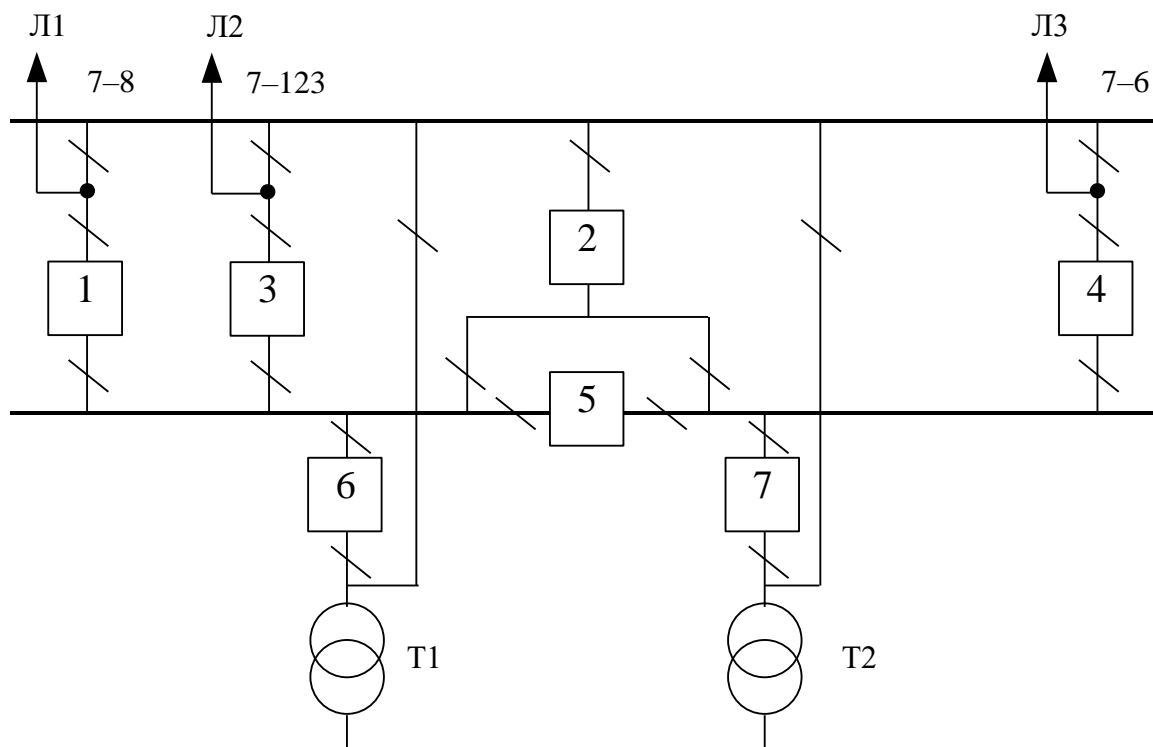


Рисунок 1.5- Варіант I схеми вузлової підстанції (вузол 7) – одна секціонована система шин з обхідною з окремими секціонованими і обхідними вимикачами

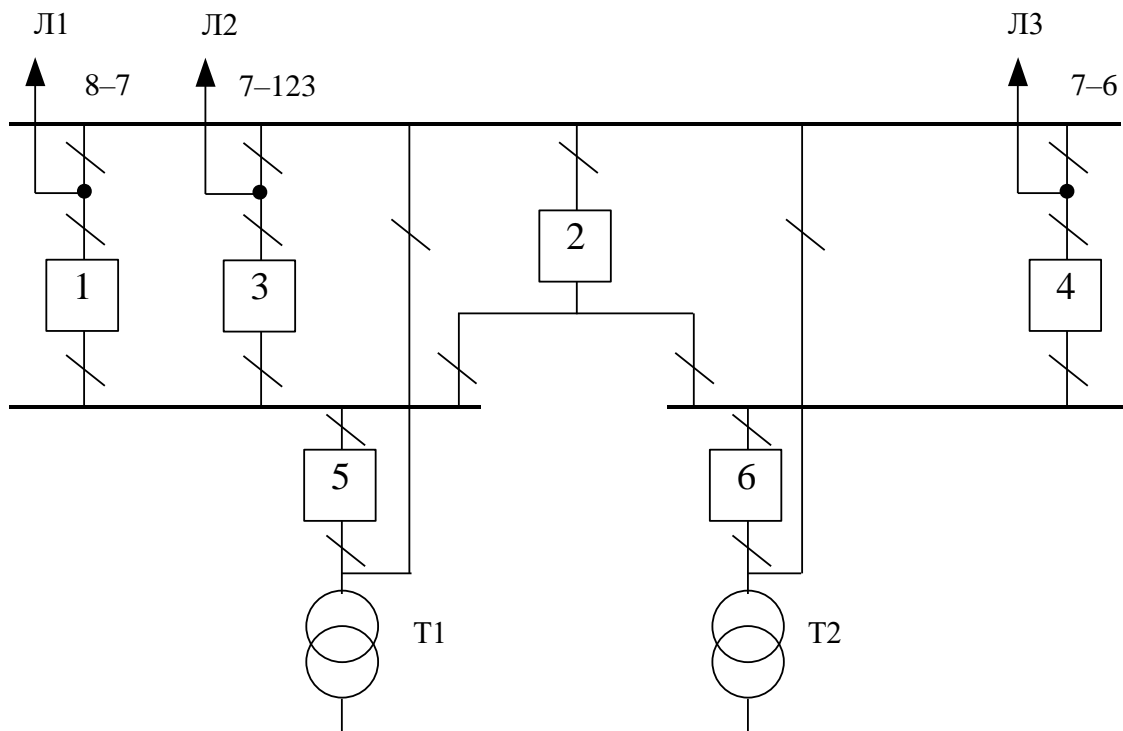


Рисунок 1.6 – Варіант II схеми вузлової підстанції (вузол 7) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем

У відповідності з (1.9) для варіантів підстанції (вузол 7) (рис.1.5 – 1.6) маємо:

$$K_I = 7 \cdot 42 = 294 \text{ (тис.грн.)};$$

$$K_{II} = 6 \cdot 42 = 252 \text{ (тис.грн.)}.$$

Щорічні витрати на амортизацію і обслуговування визначаються за формулою:

$$U = \frac{P_a + P_o}{100} K, \quad (1.10)$$

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 (1.10) для варіантів схеми вузлової підстанції (пункт 7) маємо:

$$U_I = \frac{18 + 3}{100} \cdot 294 = 61.74 \text{ (тис.грн.)};$$

$$U_{II} = \frac{18+3}{100} \cdot 252 = 52.92 \text{ (тис.грн.)}.$$

У відповідності з (1.8) щорічні приведені витрати для варіантів схеми підстанції вузла 7:

$$Z_I = (0.12 \cdot 294 + 61.74) \cdot 100 = 9702,3 \text{ (тис.грн.)};$$

$$Z_{II} = (0.12 \cdot 252 + 52.92) \cdot 100 = 8316,5 \text{ (тис.грн.)}.$$

1.4.2 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_{II} (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 7) (рис.1.5 – 1.6).

Розрахунок ведеться по формі табл.1.8, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються і відповідні параметри потоку відмов, а у верхній стрічці – вимикачі, що ремонтуються та відповідні коефіцієнти режимів роботи РП – K_j , які в даному випадку знаходяться як $K_j = K_{II} = 6 \cdot 10^{-3}$ (відн.од.).

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

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (1.11)$$

де n – кількість вимикачів в рп.

У відповідності з (1.11) 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 виконується оцінка наслідків відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються, та розділення РП на електрично не зв'язані частини. Далі розраховується математичне очікування 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:

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

де $T_{П1} = K_j / \omega_{П1} = 6.5 \cdot 10^{-3} / 2 = 0.0033$;

Тоді $T_{B2П1} = 2.8 \cdot 10^{-3} - (2.8 \cdot 10^{-3})^2 / 2 \cdot 0.0033 = 1.594 \cdot 10^{-3}$.

Якщо скласти разом математичне очікування відмов, то можна зробити за формою таблиці 1.10 – 1.11 вибірку, що характеризує надійність роботи РП, яка розглядається.

Збиток від перерв електропостачання розраховується за наступною формулою:

$$Z_6 = T_{нб} \cdot y_0 \cdot P \cdot K_B, \quad (1.12)$$

де $y_0 = 5$ (грн./кВт·год.);

$T_{н.б.} = 5346$ год– час максимальних навантажень.

Відповідно до (1.12) збитки від перерви електропостачання для варіантів схем вузлової підстанції будуть мати такі значення:

$$Зб_I = 24,25 \text{ (тис.грн.);}$$

$$Зб_{II} = 25,2 \text{ (тис.грн.).}$$

Щорічні витрати на спорудження варіантів схем вузлової підстанції визначаються за формулою (1.8):

$$З_I^\Sigma = 9702,3 + 24,25 = 9726,6 \text{ (тис.грн.);}$$

$$З_{II}^\Sigma = 8316,5 + 25,2 = 8341,7 \text{ (тис.грн.).}$$

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 7) обираємо варіант II схеми (рисунок 1.6) – одна секціонована система шин з обхідною з суміщеним секціонованим і обхідним вимикачем.

Таблиця 1.8 – Показники надійності елементів схеми РП вузлової підстанції (варіант І)

№ 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							
			$K_0 = 0.954$	$B_1 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_2 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_3 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_4 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_5 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_6 6.5 \cdot 10^{-3}$	$B_7 6.5 \cdot 10^{-3}$
			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 1.9 – 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 1.10 – Вибірка характеристик надійності варіанту I 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	0,017172	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	26,23	1321
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	12,19	688
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	7,37	416
ВСЬОГО						2425

Таблиця 1.11 – 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	26,23	983
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	12,19	958
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	7,37	579
ВСЬОГО						2520

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

1.5 Розрахунок прогнозу 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 $P'_{\max}(T)$:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (1.13)$$

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:

$$Q = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (1.14)$$

Що виконується шляхом розв'язання системи рівнянь:

$$\frac{\partial Q}{\partial a'} = 0; \quad \frac{\partial Q}{\partial b'} = 0; \quad (1.15)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції у відповідності з (1.15) маємо кінцевий варіант системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' :

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (1.16)$$

Після підстановки вхідних даних завдання (варіант 7) в систему (1.16) остання набуває вигляду:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 55 \cdot b' = 1146 \\ 55 \cdot a' + 385 \cdot b' = 6486 \end{cases}$$

звідки $a' = 102.4$, $b' = 2.22$, тобто регресійна функція має вигляд:

$$P'_{\max} = 2.22 \cdot T + 102.4.$$

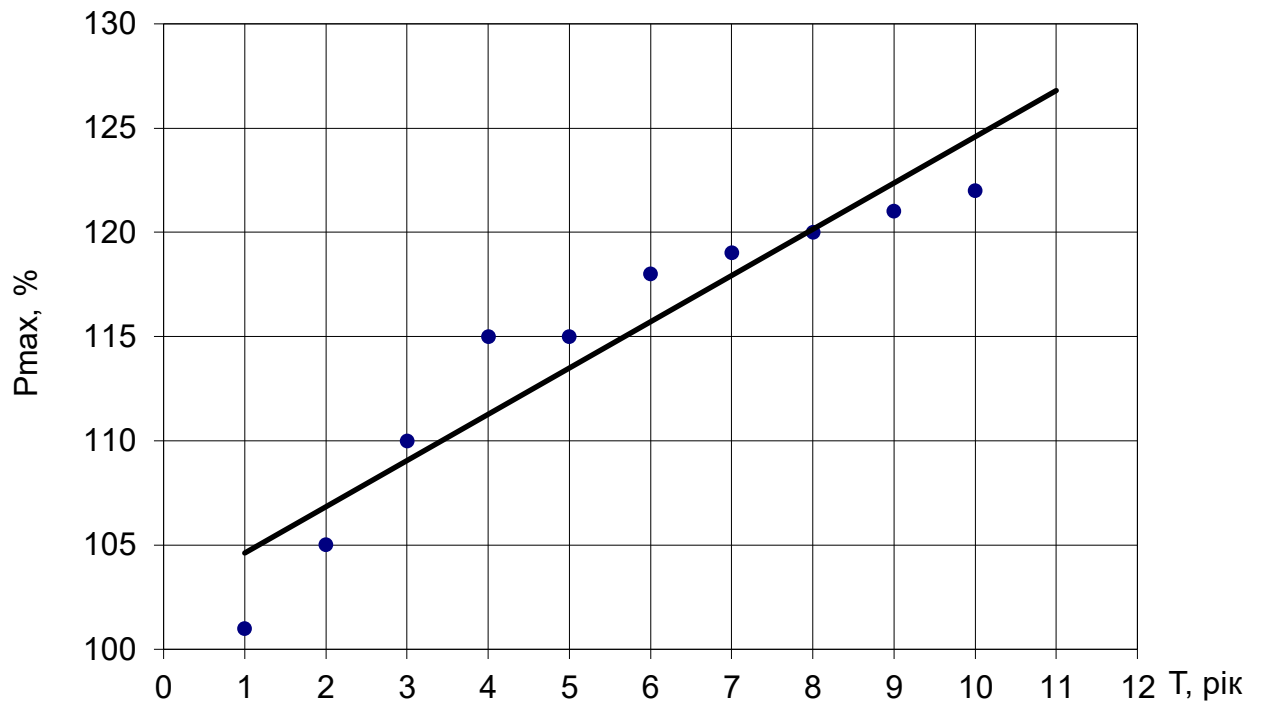


Рисунок 1.7 – Графіки таблично-заданої $P_{\max}(T)$ та регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей максимального навантаження від часу T

З урахуванням результатів прогнозування навантажень (127. %) заданий типовий графік навантажень для 11-го року прийме вигляд, поданий на рис.1.8.

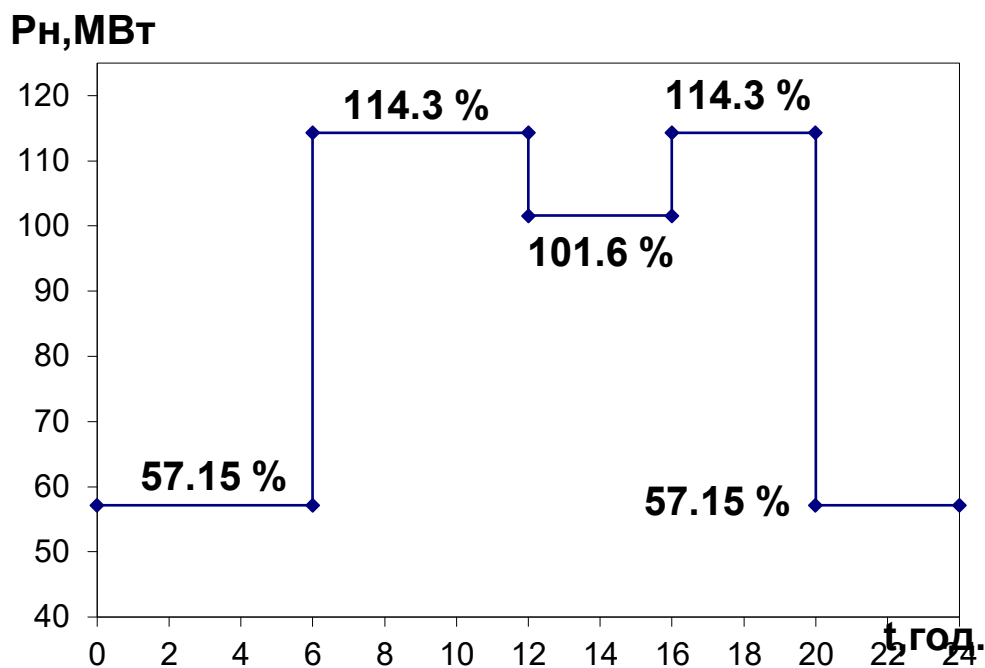


Рисунок 1.8 – Графік сумарного навантаження з урахуванням прогнозу станом на 11-й рік

Таким чином, аналізуючи даний графік, можна зробити висновок, сумарне навантаження з урахуванням прогнозу на 11-й рік збільшиться до 114.35%, що на 14.35 % більше встановленої потужності. Отже необхідно здійснити заходи для забезпечення надійності електропостачання, тобто встановити додатковий резерв потужності.

1.6 Перевірка необхідності встановлення додаткового резерву потужності

1.6.1 Метод вибору додаткового резерву потужності

При визначенні додаткового резерву потужності необхідно знати критерій надійності, який залежить від сумарного споживання на шинах електричної станції та від потужності, що виробляється з врахуванням резерву.

Резерв потужності на електричній станції умовно поділяється на:

- навантажувальний;
- ремонтний;
- регулювальний.

Навантажувальний резерв планується для забезпечення випадкового збільшення навантаження на шинах споживачів.

Ремонтний резерв – це той резерв, який необхідно мати в енергосистемі для виконання планових ремонтів обладнання.

Регулювальний резерв – це такий резерв, який використовується для регулювання частоти в системі і забезпечення стійкості в ній.

Для забезпечення необхідного рівня надійності для ЕЕС потрібно щоб критерій надійності α знаходився в межах 0,997-0,994.

Оптимальний додатковий резерв потужності відповідає оптимальному критерію надійності, а також оптимальному значенню капітальних вкладень та затрат, але в цьому разі в ЕЕС буде збиток, якому буде відповідати недовідпущена енергія.

Для визначення недовідпущеної енергії використовують два методи :

- статистичний або метод Монте-Карло;
- метод перебору коефіцієнтів.

Метод Монте-Карло використовують для об'єднаних систем, а метод перебору коефіцієнтів для локальних і концентрованих систем.

При використанні методу перебору коефіцієнтів має бути відомою така вхідна інформація:

1. Графік сумарного навантаження.
2. Сумарна потужність генерації на станціях та кількість агрегатів.
3. Показники надійності для агрегатів (коефіцієнт готовності для кожного агрегату K_g або коефіцієнт вимушеного простою K_v).
4. На основі аналізу вхідної інформації вибирається розрахунковий ступінь – P_o .

1.6.2 Формування найтяжчого після аварійного режиму в ЕМ та оцінка необхідного резерву потужності

Після врахування результатів розрахунків по прогнозу навантажень станом на 11-ий рік графік сумарного навантаження станом на 11-ий рік (рис. 1.8) при приведенні до абсолютних одиниць з урахуванням встановленої потужності матиме вигляд, поданий на рис.1.9. При цьому значення потужностей ступенів будуть заокруглені.

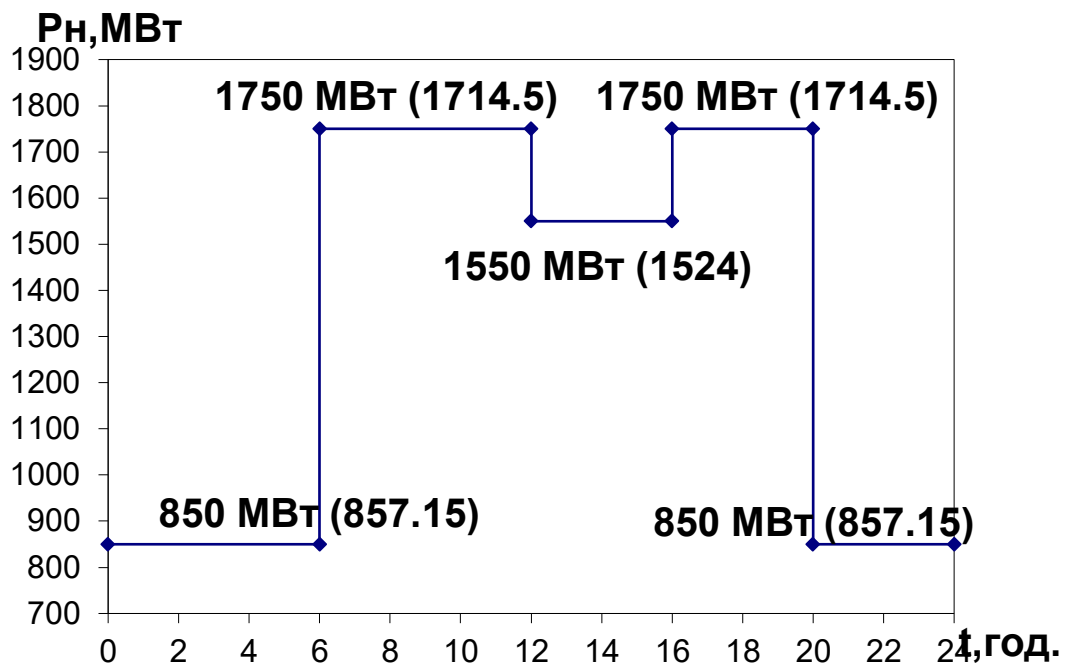


Рисунок 1.9 – Графік сумарного навантаження з урахуванням прогнозу станом на 11-й рік у абсолютних одиницях

Як видно з графіка навантаження рис.1.9 максимальна потужність P_{max} за рахунок прогнозування станом на 11-ий рік збільшилась до 1750 МВт, що на 250 МВт більше встановленої потужності на електричній станції ($P_{ст} = 1500$ МВт). Таким чином для забезпечення балансу потужності та енергії необхідно передбачити на електростанції встановлення додаткового блоку. Тобто для подальших розрахунків, направлених на вирішення питань забезпечення надійності електропостачання та зниження недовідпущеної енергії приймаємо наступні параметри генеруючої станції:

$$P_{ст} = 1800 \text{ МВт}; n_{арп} = 6; P_{арп} = 300 \text{ МВт}; K_B = 0.008.$$

Недовідпущену електричну енергію визначимо за методом перебору коефіцієнтів. Даний метод базується на теорії ймовірності. Він дозволяє за коефіцієнтами генерації і коефіцієнтами навантажень визначити коефіцієнти дефіциту в ЕС, які використовуються для визначення недовідпущеної енергії.

Розрахункову ступінь потужності приймаємо $P_0 = 50$ МВт.

Таблиця 1.12 – Ряд коефіцієнтів навантаження K_n

P_n , МВт	850	1550	1750	
j	17	31	35	$j = P_n / P_0$
K_{nj}	0.417	0.167	0.417	$K_{nj} = t_i / 24$

Коефіцієнти готовності визначаються таким чином:

$$K_{r(n)}^m = C_n^m \cdot K_r^m \cdot K_b^{n-m}$$

де $C_n^m = \frac{n!}{m! \cdot (n-m)!}$;

$K_r = 1 - K_b = 1 - 0.008 = 0.992$ – коефіцієнт готовності агрегату;

m – кількість працюючих блоків.

Таблиця 1.13 – Ряд розподілу коефіцієнтів генерації

P_r , МВт	1800	1500	1200	900	600	300	
i	36	30	24	18	12	6	$i = P_r / P_0$
K_{ri}	0.9529	0.0461	0.0009	0	0	0	

Визначимо коефіцієнт генерації для $m = 5$:

$$C_6^5 = \frac{6!}{5! \cdot (6-5)!} = 6;$$

$$K_{r(6)}^5 = 6 \cdot 0.992^5 \cdot 0.008^1 = 0.04611.$$

Решта розрахунків виконується аналогічно, результати подано в табл. 1.13.

Розрахунки коефіцієнтів дефіциту виконуються таким чином:

$$j > i$$

$K = j - i = 35 - 30 = 5$ – дефіцит потужності складає $P_d = 250$ (МВт);

$$K_d^5 = K_r^{30} \cdot K_n^{35} = 0.0461 \cdot 0.417 = 0.01922;$$

$K = j - i = 35 - 24 = 11$ – дефіцит потужності складає $P_d = 550$ (МВт);

$$K_d^{11} = K_r^{24} \cdot K_n^{35} = 0.0009 \cdot 0.417 = 0.00038;$$

$K = j - i = 31 - 30 = 1$ – дефіцит потужності складає $P_d = 50$ (МВт);

$$K_d^1 = K_r^{30} \cdot K_n^{31} = 0.0461 \cdot 0.167 = 0.0077;$$

$K = j - i = 31 - 24 = 7$ – дефіцит потужності складає $P_d = 350$ (МВт);

$$K_d^7 = K_r^{24} \cdot K_n^{31} = 0.0009 \cdot 0.167 = 0.00015;$$

Результати розрахунку коефіцієнтів дефіциту подані в табл. 1.14.

Таблиця 1.14 – Результати розрахунку коефіцієнтів дефіциту

P_d , МВт	50	250	350	550
K	1	5	7	11
K_d	0.0077	0.01922	0.00015	0.00038

$$K_{d\Sigma} = 0.0077 \cdot 1 + 0.01922 \cdot 5 + 0.00015 \cdot 7 + 0.00038 \cdot 11 = 0.10903;$$

$$E_{\text{под}} = 8760 \cdot P_0 \cdot K_{d\Sigma} = 8760 \cdot 50 \cdot 0.10903 = 47755.1 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)};$$

$$E = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{нб}} = 1750 \cdot 5346 = 9355500 \text{ (МВт}\cdot\text{год.)};$$

$$\alpha = \frac{E - E_{\text{под}}}{E} = \frac{9355500 - 47755.1}{9355500} = 0.9949.$$

Виходячи з значення коефіцієнту α ($\alpha = 0.9949 < 0.997$), робимо висновок, що для забезпечення надійності електропостачання та зменшення недовідпущеної енергії споживачам потрібне введення додаткового резерву. Як було встановлено раніше на електричній станції необхідно ввести 2 додаткових блоки потужністю $P_{\text{агр}} = 300$ МВт для забезпечення балансу потужності з урахуванням прогнозу навантажень споживачів. Введення цього агрегату автоматично вирішує питання надійності електропостачання.

1.7 Оцінка балансу потужностей

1.7.1 Визначення балансу потужностей на шинах джерела живлення

ЕЕС є динамічною системою, в якій має місце жорсткий зв'язок між величиною спожитої та виробленої електроенергії. 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:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{\text{ні}} + \Delta P_{\text{М}} \quad (1.17)$$

$$P_{\Gamma} = 0.9 \cdot 2100 + 0.05 \cdot 2100 = 1995 \text{ (МВт)}.$$

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 навантаження:

$$S_{\text{Н}} = \frac{P_{\text{ЕС}}}{\cos \varphi} = \frac{2100}{0.85} = 2470.6 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{\text{Н}} = \sqrt{S_{\text{Н}}^2 - P_{\text{Н}}^2} = \sqrt{2470.6^2 - 2100^2} = 1301.5 \text{ (МВАр)}.$$

Зіставивши сумарну потужності споживачів (196 МВт) із потужністю, що поступає від джерел постачання (2100 МВт), дозволяє зробити висновок про недоцільність встановлення компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

1.7.2 Визначення балансу потужностей для мережі

Користуючись додатком В запишемо баланс по активній потужності:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{НАВ}} + \Delta P = 122.28 + 6.95 = 129.23 \text{ (МВт)};$$

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

$$Q_{\Gamma} = 129.23 \cdot \text{tg}(\arccos 0.85) = 80.12 \text{ (МВАр)}.$$

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.

$$0.95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Н}i} = 0.95 \cdot 58.7 = 55.77 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ГР}} = 22.9 \text{ (МВАр)} \text{ (згідно додатку В)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КП}i} = 55.77 + 22.9 - 80.12 = -1.45 \text{ (МВАр)}.$$

Відносно вузів живлення реактивна потужність генерації запишеться:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{НАВ}} + \Delta Q = 58.7 + 22.9 = 81.6 \text{ (МВАр)}.$$

Таким чином, врахувавши резервування, будемо мати:

$$P_{\Gamma}^{\text{п}} = 2100 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma}^{\text{п}} = 1301.5 \text{ (МВАр)};$$

$$P_{\text{max}} = 1750 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\text{max}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 1750 \cdot \text{tg}(\arccos 0.85) = 1085. \text{ (МВАр)};$$

$$P_{\Gamma}^{\text{п}} - P_{\text{max}} = P_{\text{рез}} + P_{\text{вп}} = 2100 - 1750 = 350 \text{ (МВт)};$$

$$Q_{\Gamma}^{\text{п}} - Q_{\text{max}} = Q_{\text{рез}} + Q_{\text{вп}} = 1301.5 - 1085. = 216.5 \text{ (МВАр)}.$$

Висновки: В даному пункті складено баланс потужностей на шинах джерела живлення і для мережі. З розрахунків видно, що 350 МВт активної потужності і 216.5 МВАр реактивної потужності витрачається на власні потреби та для резерву потужності.

1.8 Розрахунок і аналіз усталеного режиму електричної мережі

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

1.8.1 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_н, кВ" з доступного переліку вибирається номінальна напруга вузла.

У полі "P_н, 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_н, 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 "Nпочатку" або "Nкінця" буде супроводжуватися додаванням вузла з таким номером у поле "Nвузла" 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.

1.8.2 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.

1.8.3 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 110/35 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 110/35 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 6,95 МВт або 5.38% від потужності генерації.

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

У післяаварійному режимі була розірвана головна ділянка 5-125 із ланцюгів нових ліній електропередачі.

2 Економічна частина

Визначення повних витрат на розвиток електричної мережі

При спорудженні всієї мережі загальні витрати визначають за формулою (розрахунки виконуємо для оптимального варіанту):

$$З = P_n \cdot K + B + 3б,$$

де $в$ – приведені витрати, тис.грн.;

P_n – нормативний коефіцієнт нормативності капітальних вкладень, приймається $P_n = 0.12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис.грн.;

B – щорічні витрати на експлуатацію мережі.

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{\Pi/CT} + K_{\text{ЛЕП}};$$

де $K_{\Pi/CT}$ – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій, тис.грн.;

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

Капітальні витрати на спорудження підстанцій обчислюються за формулою:

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

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.

Вартість трансформаторів буде такою:

$$K_{\text{тр}} = n_{\text{тр}} \cdot C_{\text{тр}} = (2 \cdot 54. + 6 \cdot 49.) \cdot 100 = 37835,3. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{В}} + K_{\text{Ору}}$:

$$K_{\text{В}} + K_{\text{ВРП}} = (2 \cdot 42 + 120 \cdot 4) \cdot 100 = 53082,3. \text{ (тис.грн.)}$$

Визначаємо $K_{\text{Пост}}$:

$$K_{\text{Пост}} = (210 + 210 + 210 + 210) \cdot 100 = 79058,8. \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином капітальні витрати на спорудження підстанцій:

$$K_{\text{П}} = 37835,3 + 53082,3 + 79058,8 = 79058,8 \text{ (тис.грн.)}$$

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{Т}} \cdot l,$$

де $C_{\text{Т}}$ – вартість 1 км ЛЕП, тис.грн..

$$K_{\text{ЛЕП}} = (13.1 \cdot 27.72 + 13.1 \cdot 31.68 + 13.1 \cdot 17.16 + 13.1 \cdot 19.8 + \\ + 13.1 \cdot 17.16) \cdot 100 = 139963,5 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 169976,4 + 139963,5 = 309939,9 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + B_{\Delta W},$$

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

$$V_L = (K_{ЛЕП} \cdot P_L\%)/100;$$

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

$V_{П}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування та ремонт підстанцій, тис.грн.:

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

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

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

$$V_L = (139963,5 \cdot 5,94)/100 = 8313,83 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V_{П} = (169976,4 \cdot 21)/100 = 35695,1 \text{ (тис.грн.)};$$

$$V = 8313,83 + 35695,1 = 44008,9 \text{ (тис.грн.)}.$$

Народногосподарський збиток для споживача через недостатню надійність мережі не враховуємо:

$$ЗБ = 0 \text{ (тис.грн.)}.$$

Сумарні витрати для мережі без врахуванням 2 додаткових блоків по 250 МВт:

$$З_{ЕМ} = 0,12 \cdot 309939,9 + 44008,9 = 81201,69 \text{ (тис.грн.)}.$$

Ціни взяті з урахуванням СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2011

Загальним критерієм економічної ефективності є значення рентабельності капіталовкладень в електричні мережі:

$$R = \frac{C_t \gamma W - E}{K} \cdot 100\%,$$

де C_t – середньозважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), приймається рівним 165 коп./кВт·год;

γ – частка вартості реалізації електроенергії, що припадає на електричну мережу (для мереж 110-35 кВ γ складає 0,12);

W - додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта, млн.·кВт·год.;

E – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі, тис. грн..

Таким чином рентабельність буде такою:

$$R = (1.65 \cdot 10^{-3} \cdot 0.12 \cdot (4+6+10+7.3) 5400 \cdot 10^3 - 44008.9) / 309939.9 = 0.14 \cdot 100 = 14\%$$

Отже строк окупності буде рівним:

$$T_{ок} = 1/R = 1/0.14 = 7,14 \text{ (років)}.$$

3 Дослідження систем керування інверторами

Напівпровідникова перетворювальна техніка

Напівпровідниковий силовий перетворювач - пристрій для зміни або регулювання одного чи кількох параметрів електричної енергії та її характеристик, робота якого ґрунтується на застосуванні напівпровідникових приладів[1].

Основні функції напівпровідникових силових перетворювачів[2]:

1. Випрямлення. Перетворення змінного струму в постійний струм, причому енергія змінного струму надходить у систему постійного струму.

2. Інвертування. Перетворення постійного струму в змінний струм незмінної чи регульованої частоти, причому енергія постійного струму надходить у систему змінного струму.

3. Перетворення постійного струму. Перетворення постійного струму даної напруги і полярності в постійний іншої напруги і при необхідності протилежної полярності, причому енергія постійного струму надходить в іншу систему постійного струму.

4. Перетворення змінного струму (перетворювачі напруги, частоти, кількості фаз). Перетворення змінного струму однієї напруги, частоти і кількості

фаз у змінний іншої напруги, частоти і при необхідності з іншою кількістю фаз, причому енергія змінного струму надходить в іншу систему змінного струму.

Випрямлячі широко застосовуються в металургії, хімічній промисловості, електроприводі постійного струму, електрозварюванні, гальванотехніці, під час електрохімічної обробки металів, зарядці акумуляторних батарей, у силових колах перетворювачів, як джерела живлення для електронних схем і автоматики і тощо.

Інвертори використовуються для живлення споживачів змінного струму, коли джерело енергії генерує постійний струм (мережа постійного струму, електромашинний генератор, акумуляторна батарея і т.п.), у системах передачі електроенергії постійного струму, як складовий елемент у перетворювачах частоти.

Перетворювачі напруги і частоти застосовуються в регульованих електроприводах змінного струму, установках індукційного нагрівання і плавки металів, ультразвукових пристроях і тощо.

Перетворювачі кількості фаз застосовуються для перетворення однофазної напруги в трифазну і навпаки (наприклад, електротранспорт змінного струму).

Імпульсні перетворювачі постійної напруги застосовують для електромобілів, підйомно-транспортних пристроїв, міського електротранспорту і т.п.

Поряд зі згаданими функціями, перетворювачі мають і інші можливості використання, наприклад, компенсація реактивної потужності, фільтрація вищих гармонік або комутація кіл змінного і постійного струму. Однак ці можливості можна розуміти як особливі випадки перетворення постійного і змінного струмів.

Усі перетворювачі можна розділити на дві групи: ведені й автономні.

У ведених комутація струму здійснюється під дією змінної напруги якого небудь зовнішнього джерела (мережа змінного струму, машина змінного струму, наприклад, синхронний двигун).

В автономних використовуються вузли примусової комутації, що входять до складу самого перетворювача. При використанні тиристорів, що вимикаються за колом керування і транзисторів пристрої комутації не потрібні.

У СНП розрізняють силову й інформаційну частину, остання включає систему керування і регулювання, контролю, захисту та діагностики.

Як у силовій частині, так і в складових керування та регулювання сьогодні переважають структури на основі напівпровідникових матеріалів: у силовій частині діоди, тиристири і силові транзистори, в інформаційній частині - діоди, транзистори й інтегральні мікросхеми. Переважна більшість сучасних керуючих органів - мікропроцесори.

3.1 Проблеми експлуатації силових перетворювачів в енергосистемі

Однією з основних проблем експлуатації силових перетворювачів в функціонуючій об'єднаній енергосистемі є нелінійний характер навантаження, яким є силовий перетворювач.

Перетворювачі змінної напруги з природною комутацією і фазовим керуванням використовують ті ж самі принципи, що і керовані випрямлячі, тобто мають аналогічний вплив на мережу змінного струму

СНП повинні забезпечувати гармонійний склад струму і напруги на рівні існуючих стандартів. Зараз діють жорсткі вимоги до якості струму, що споживається з мережі змінного струму (міжнародний стандарт IEEE-519-1992).

Це, насамперед, стосується вищих гармонік вхідного струму. У таблиці наведені дані IEEE-519-1992 [3] до гармонійного складу струму залежно від струму короткого замикання ІКЗ ($I(1)_{MAX}$ – максимальне значення 1-ї гармоніки навантаження)

Таблиця 3.1 – Відносні значення гармонік вхідного струму

$I_{K3}/I(1)_{MAX}$	Порядок непарної гармоніки					THDi,%
	$k < 11$	$11 < k < 17$	$17 < k < 23$	$23 < k < 35$	$35 < k$	
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Що стосується напруги, згідно з IEEE-519-1992 значення $THDU \leq 5\%$ при цьому відносна амплітуда гармонік $U(k)/U(1) \leq 3\%$. Відповідно до ДСТУ 13109-97 коефіцієнт несинусоїдальності напруги в % приведено у таблиці

Таблиця 3.2 - Коефіцієнт несинусоїдальності напруги

Нормально допустиме значення при U_L , кВ				максимально допустиме значення при U_L , кВ			
0,38	6÷20	35	110÷330	0,38	6÷20	35	110÷330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Забезпечення відповідних показників СНП досягається використанням відповідних схемних рішень та різних типів фільтрів.

Як показано вище, перетворювач для мережі живлення є нелінійним навантаженням, що генерує широкий спектр гармонік струму. Під час аналізу процесів вважалось, що напруга у мережі синусоїдна. Проте реальні мережі мають власний опір і обмежену потужність. Внаслідок цього відбувається викривлення форми напруги, що впливає через мережу на роботу інших споживачів, а також і на сам перетворювач через його систему керування.

На рисунку подані діаграми напруги мережі (на вході перетворювача) і вхідного струму однієї з фаз для трифазної мостової схеми випрямлення.

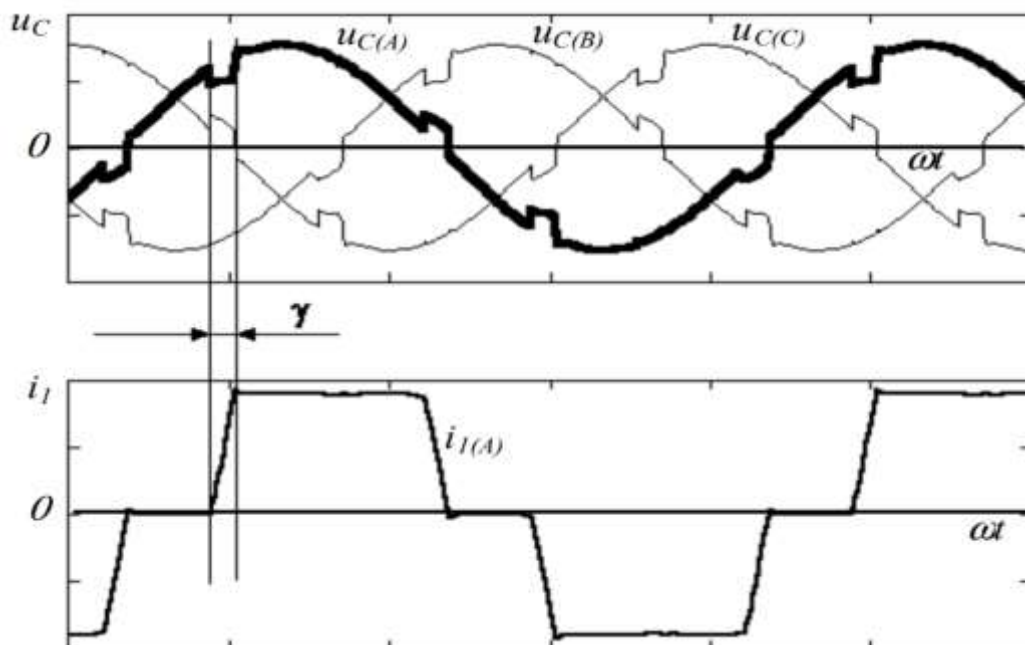


Рисунок 3.1 – Діаграми напруги мережі і вхідного струму однієї з фаз для трифазної мостової схеми випрямлення

Найпомітнішими є викривлення напруги на інтервалах комутації струму навантаження. Комутація суттєвим чином впливає і на гармонійний склад струму. Для оцінки якості напруги у мережі існує система показників якості електричної енергії, що визначається державним стандартом ДСТУ.

3.2 Інвертори ФЕС

Інвертування – це процес перетворення постійного струму у змінний. Пристрої, що реалізують цей процес, названо інверторами. Інвертори бувають залежними (ведені мережею) і автономні. Якщо інвертор передає енергію з мережі постійного струму в мережу змінного, частота і напруга в якій вже задані роботою інших генераторів, то його названо залежним (веденим). Інвертори, що працюють на навантаження, у якому немає інших генераторів, названо автономними. У них струм комутується спеціальним пристроєм, частота вихідного струму (напруги) визначається частотою імпульсів керування.

Сфери використання автономних інверторів: – для живлення споживачів змінного струму в установках, де як основне або резервне джерело енергії використовується акумуляторна або фотовольтаїчна панель; – у частотному електроприводі змінного струму у складі перетворювача частоти з проміжною ланкою постійного струму; – у електротехнології як джерело змінного струму підвищеної частоти; – у електроенергетиці з нетрадиційними джерелами живлення як активні фільтри, компенсатори реактивної потужності та потужності викривлення.

Залежно від побудови схеми розрізняють однофазні, двофазні, трифазні і багатофазні інвертори, залежно від кількості рівнів напруги джерела постійного струму дво - і багаторівневі інвертори.

Розглянемо ідеалізований однофазний інвертор із відповідними фільтрами на виході, що формує на виході синусоїдну напругу і живиться від джерела постійного струму. Звичайно навантаження, наприклад, двигун змінного струму має активно-

індуктивний характер, тобто вихідний струм інвертора відстає на кут φ . Відповідні часові діаграми подані на рисунку

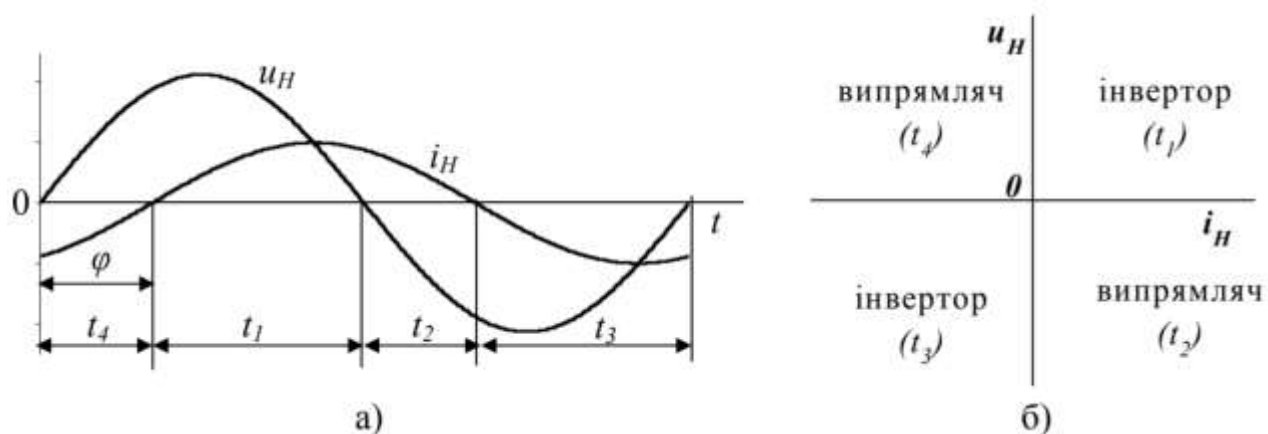


Рисунок 3.2 – Визначення режимів роботи інвертору за допомогою часової діаграми (а) і декартової площини (б)

На інтервалах t_1 і t_3 напруга і струм мають однаковий напрямок, миттєва потужність $p = u i > 0$, тобто енергія передається з кола постійного струму у коло змінного, що відповідає режиму інвертування. На відміну від цього, протягом інтервалів t_2 і t_4 напрямок напруги і струму протилежний, енергія повертається з кола змінного струму у коло постійного, що відповідає режиму випрямлення. Таким чином, здебільшого схема інвертора повинна забезпечувати двобічну провідність із можливістю роботи в усіх чотирьох квадрантах.

Залежно від режиму роботи джерела постійного струму (генератор струму або напруги) розрізняють інвертори струму або напруги. Для інверторів струму характерно те, що вони формують на виході струм ($i_{\text{вих}}$), а форма і фаза напруги $u_{\text{вих}}$ залежать від параметрів навантаження. В інверторах напруги – навпаки. У наш час найбільшого розповсюдження здобули автономні інвертори напруги, що забезпечують роботу не тільки у режимі джерела змінної напруги, а за відповідної побудови системи керування також і в режимі джерела змінного струму. Це ж стосується і інверторів струму, які можуть використовуватися як джерело синусоїдальної напруги.

3.3 Вплив на режими роботи енергосистеми ФЕС з веденими мережею інверторами

Для якісної оцінки впливу генерації ФЕС на розподільчу мережу, треба враховувати такі аспекти функціонування ЕЕС як контроль напруги та втрати потужності в ній[3].

ФЕС може впливати на зміну напруги двома способами:

- станція працює у взаємозв'язку з місцевим навантаженням, тобто при зміні навантаження в мережі генерація ФЕС також змінюється. Такий режим роботи ФЕС не створює проблем при традиційних підходах контролю напруги;
- вихідна потужність станції регулюється системами керування незалежно від місцевого навантаження. У цьому випадку розподілена генерація може негативно позначитися на функціональності управління напругою мережі;
- один із простих підходів до вирішення цієї проблеми – зниження вихідної потужності. Втрати потужності в мережі залежатимуть від потужності генерації ФЕС. Якщо навантаження шин більше або дорівнює потужності джерела на кожній шині, то втрати зменшуються по всіх лініях в розподільчій мережі.

При збільшенні потужності ФЕС відносно навантаження, втрати збільшуватимуться через перерозподіл потоків потужності в мережі. Тому потрібно контролювати процес такого генерування і керувати ним.

Потужність генерації сонячних станцій мало залежить від змін навантажень і режимів роботи електричної мережі і значно змінюється під впливом природних факторів – інтенсивності сонячного випромінювання, хмарності тощо, залежно від часу доби та пори року.

Аналізуючи результати багатьох проведених досліджень[3] можна зробити такі висновки:

1. У вихідному режимі мережі напруги в контрольних вузлах значно занижені. Для введення режиму у допустиму область по напругам доцільне

застосування існуючих засобів і методів регулювання напруг та використання наявних додаткових генеруючих потужностей.

2. Вплив активної генерації ФЕС на втрати активної потужності в мережі різнонаправлений.

3. Одночасне збільшення сумарної генерації всіх ФЕС в локальній системі значно покращує режим напруг в мережі. Перерозподіл потоків потужностей в мережі при цьому призводить до збільшення сумарних втрат активної потужності при максимальній сумарній генерації.

3.4 Системи автоматичного керування інверторами ФЕС (Power plant controller)

Контролер системи автоматичного керування інверторами ФЕС - це інструмент управління, який служить для регулювання певних параметрів на електростанції, безпосередньо або через SCADA-систему.

Він працює незалежно від системи моніторингу та контролю енергетичних установок та оператора.

Типові можливості пристрою PPC:

1. Контроль виробництва

Деякі функції активної керування потужністю, які можна реалізувати в пристрої Power Plant Controller [4]:

- активне зменшення потужності. Він контролює вихідну потужність електростанції, що обмежується до потрібного значення;
- контроль градієнту потужності. PPC контролює потужність, що генерується інверторами, забезпечуючи зміну необхідних уставок, щоб вихідна потужність відповідала встановленій при заданій температурі. Для того, щоб контролювати управління будь-якими перепадами потужності, необхідно додати систему накопичення енергії;
- швидке регулювання частоти. Система регулює виробництво електроенергії залежно від перепадів частоти;

- зміщення електроенергії в часі. Цей режим керування дозволяє перенести електроенергію в часі за допомогою системи накопичення, для того, щоб відповідати заданому графіку генерації;
- регулювання активної потужності. Цей режим роботи дозволяє контролювати активну потужність, що генерується на виходах окремих інверторів;
- гібридне самоспоживання. Система накопичення енергії дозволяє більш оптимізовано використовувати сонячну енергію, використовуючи накопичену енергію для компенсації надлишку або нестачі сонячної енергії, контролюючи при цьому активну потужність, що вводиться в електромережу;
- безперебійне живлення. Коли система, пов'язана з мережею, стає ізольованою внаслідок віддаленого спрацювання вимикача, електростанція може створити локальну електроенергетичну систему змінного струму щоб заживити локальні споживачі;
- автономне живлення локальної мережі. У цьому режимі створюється локальна мережа змінного струму шляхом генерації напруги та частоти для роботи мережевих інверторів;

2. Підтримка електромережі

Деякі з функцій контролю реактивної потужності, які можна реалізувати в Power Plant Controller:

- за запитом Q . Система, дозволяє контролювати вихідну реактивну потужність, регулюючи її до заданої уставки;
- контроль коефіцієнту потужності. Регулювання коефіцієнту потужності в точці приєднання до електромережі;
- можливість «Чорного старту». Система може відновити електропостачання під час відключення, замінивши мережу змінного струму для заживлення окремих споживачів;

- Q - уставка. Цей режим роботи дозволяє контролювати реактивну потужність, що генерується на шинах інверторів безпосередньо;
- динамічна реактивна компенсація. При такому режимі реактивна потужність в точці з'єднання може бути зкомпенсована до будь-якого бажаного ціна, 24 години на добу;
- автоматичне регулювання напруги PPS дозволяє регулювати напругу установки в точці при'єднання через застосовану систему управління;
- контроль спаду напруги. Згідно з встановленою уставкою спаду напруги, система вибирає необхідну реактивну потужність в точці при'єднання, залежно від поточного спаду напруги⁴
- демпфування коливань потужності. У тих місця, де мережа розділена на різні взаємопов'язані зони, електростанція може зазнавати низькочастотних коливань активної потужності. PPS дозволяє реалізувати стратегію управління для мінімізації цих коливань як в усталеному, так і в перехідному режимах.

Таким чином Power Plant Controller дозволяє здійснювати коректне автономне та віддалене керування відновлювальними джерелами електроенергії відповідно до заданого алгоритму та поточних режимів мереж, де знаходиться генерація.

4 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях

4.1 Задачі розділу

При підключенні електрообладнання ФЕС до діючої електромережі, під час роботи в електроустановках та на повітряних лініях для працюючих представляє небезпеку висока напруга струмоведучих частин, оскільки є вірогідність попадання ними під потенціал. Тому необхідно застосувати заходи, щоб забезпечити безпечну роботу працюючих.

В даному розділі розглянуто охорону праці, умови її дотримання під час монтажу захисного заземлення опор ЛЕП при підключенні ФЕС до діючої електромережі.

Оскільки роботи по монтажу заземлюючих пристроїв ЛЕП проводяться на значній висоті та на відкритій місцевості, то при їх монтажі або обслуговуванні необхідно дотримуватися правил охорони праці.

Враховуючи те, що для мінімізації ризику професійного захворювання та травматизму працівників при виконанні робіт пов'язаних з монтажем заземлюючих пристроїв ЛЕП 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 заземлюючих пристроїв ЛЕП, які працюють в складі електроенергетичної системи України за міждержавним ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі заземлюючих пристроїв ЛЕП. Розрахувати параметри заземлюючого пристрою підстанції ЛЕП.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту установок.

4.2 Аналіз умов праці робіт по встановленню заземлюючих пристроїв ліній електропередач

Перед початком робіт у відповідності до технологічної карти [] необхідно отримати наряд на роботу та виконати усі необхідні заходи з ОП

На місці виконання робіт проводиться інструктаж з техніки безпеки на робочому місці.

Підготовлюється інструменти, матеріали, запасні частини та прилади.

Проводиться розмітка контуру заземлення на місцевості згідно плану.

Копається траншея розміром 500x800 мм по периметру контура.

Електроди вбиваються в ґрунт

Електроди з'єднуються зварюванням за допомогою горизонтального заземлювача зі сталюї смуги.

Виконуються зварні з'єднання магістралі заземлення з виводами контура.

Котлован засипається ґрунтом

Проводиться замір опору контура заземлення. Якщо опір більше 4 Ом, то кількість заземлювачів необхідно збільшити.

З'єднують зварюванням заземлюючі спуски КТП з виводами контура.

Прибирають робоче місце.

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу у підрозділі 4.1 при проектуванні і виконанні монтажних робіт повинні бути враховані наступні небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74 [].

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- небезпечні рівні напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини під час контакту зі струмонесучими частинами;
- розташування робочого місця на значній висоті щодо поверхні землі при монтажі елементів заземлення на опорі;

- гострі крайки, задирки і шорсткість на поверхнях заготовок, інструментів, устаткування з яким ведуться роботи;

- підвищена і знижена температура повітря робочої зони, оскільки роботи ведуться на вулиці;

- підвищена вологість повітря;

- підвищений чи знижений барометричний тиск у робочій зоні і його різка зміна;

- підвищена чи знижена рухливість повітря;

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;

- недостатня освітленість робочої зони в темну пору доби;

- відсутність чи недостача природного світла;

- підвищена яскравість світла; пряма і відбита близькість;

- підвищений рівень шуму на робочому місці;

- підвищений рівень іонізуючих випромінювань у робочій зоні

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- несправність вантажопідіймальних засобів для монтажу заземлюючих пристроїв;

Психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори:

- фізичні перевантаження;

- нервово-психологічні - втрата самовладання, порушення координації рухів, необережні дії, недбале виконання своєї роботи.

Джерелами (носіями) безпеки є:

- рухомі машини і механізми для проведення робіт по монтажу заземлюючого пристрою;

- природне середовище, в якому проводимуться роботи.

4.3 Технічні рішення захисту

Згідно пп. 2.4.33 – 2.4.35 ПУЕ [], на опорах ПЛ повинні бути виконані заземлюючі пристрої, призначені, для захисту від грозових перенапруг, заземлення електрообладнання, встановленого на опорах ПЛ. Опір заземлювального пристрою повинен бути не більше 30 Ом. Металеві опори, металеві конструкції і арматура залізобетонних елементів опор повинні бути приєднані до PEN-провідника. На залізобетонних опорах PEN-провідник слід приєднувати до арматури залізобетонних стійок і підкосів опор. Гаки та штирі дерев'яних опор ПЛ, а також металевих і залізобетонних опор при підвісці на них СІП з ізольованим несучим провідником заземлення не підлягають, за винятком гаків і штирів на опорах, де виконані повторні заземлення та заземлення для захисту від атмосферних перенапруг.

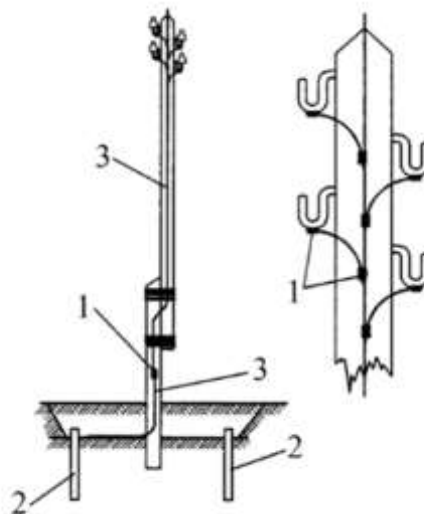


Рисунок 4.1 – Захисне заземлення: 1 – місце зварки, 2 - заземлювач 3 – заземлюючий провідник

При установці грозозахисту і заземлення на повітряних лініях електропередач потребуються спеціальні знання та навички. Такі як:

1. Посадові особи і працівники, які виконують роботи в на ПЛ, проходять навчання та перевірку знань цих Правил.
2. Медичний огляд працівників слід здійснювати відповідно до вимог ДНАОП 0.03-4.02-94 "Положення про медичний огляд працівників певних категорій".

3. Забороняється допуск до роботи працівників, які не пройшли навчання та перевірку знань з питань охорони праці.
4. Працівники, які виконують роботи, зазначені у ДНАОП 0.00-8.02-93 "Перелік робіт з підвищеною небезпекою", повинні мати відповідний запис у посвідченні про перевірку знань.
5. Забороняється допуск працівників, молодших 18 років, до робіт, зазначених у ДНАОП 0.03-8.07-94 "Перелік важких робіт і робіт із шкідливими і небезпечними умовами праці, на яких забороняється застосування праці неповнолітніх".
6. Забороняється допуск до роботи працівників з ознаками алкогольного або наркотичного сп'яніння.
7. Кожний працівник, якщо він не може вжити заходів щодо усунення порушень цих Правил, зобов'язаний негайно повідомити безпосереднього керівника про всі помічені порушення, а також про небезпечні для людей несправності електроустановок та машин, механізмів, пристроїв, інструменту та засобів захисту, що застосовуються під час виконання робіт.
8. Забороняється виконувати розпорядження та завдання, що суперечать вимогам цих Правил.
9. Керівники, спеціалісти, які безпосередньо організують роботу, зобов'язані забезпечити виконання її відповідно до вимог цих Правил.
10. Працівники, винні у порушенні цих Правил, несуть дисциплінарну, адміністративну, матеріальну або кримінальну відповідальність згідно з чинним законодавством.[11]

4.4 Розрахунок заземлюючого пристрою ВРП 110 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа заземлювального пристрою (ЗП): $S = (60 \times 80) = 4800 \text{ м}^2$;

- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 900 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$\rho_2 = 180 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м};$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,6 \text{ м};$

- число вертикальних заземлювачів: $n_B = 28 \text{ шт};$

- довжина вертикальних заземлювачів: $l_B = 5,0 \text{ м}.$

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = 2 \cdot (80 + 60) / 28 = 10 \text{ м};$$

Визначимо величини:

$$\sqrt{S} = \sqrt{4800} = 69,3 \text{ м};$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 900 / 1800 = 5;$$

$$a / l_B = 10 / 5 = 2;$$

$$l_B + t / \sqrt{S} = 5 + 0,6 / 69,3 = 0,08 < 0,1;$$

$$h - t / l_B = 2 - 0,6 / 5 = 0,28;$$

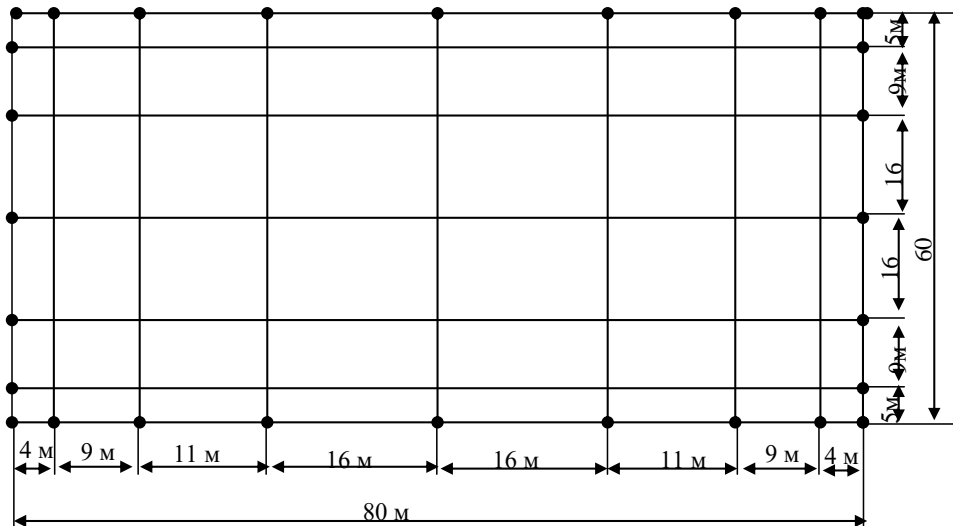


Рисунок 4.1 - Схема заземлюючого пристрою.

Опір заземлювального пристрою [5]:

$$R_z = A \cdot \rho_{екв} / \sqrt{S} + \rho_{екв} / L_{г} + L_{в}, \quad (4.1)$$

де A – функція відношення $l_{в} + t / \sqrt{S}$;

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

S – площа ЗП, м²;

$l_{в}$ – довжина вертикального заземлювача, м;

t – глибина закладення ЗП, м;

$L_{г}$, $L_{в}$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м.

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot l_{в} + t / \sqrt{S}; \quad (4.2)$$

$$A = 0,444 + 0,84 \cdot 0,08 = 0,377.$$

$$L_{г} + L_{в} = (7 \cdot 80 + 9 \cdot 60) + 28 \cdot 5 = 560 + 540 + 140 = 1240 \text{ м};$$

З таблиці 7.6 [5] визначаємо, що $\rho_{екв} / \rho_2 = 1,474$;

$$\rho_{екв} = 1,474 \cdot 180 = 265,32 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір ЗП:

$$\begin{aligned} R_z &= 0,377 \cdot 265,32 / 69,3 + 265,32 / 1240 = \\ &= 1,44 + 0,21 = 1,65 \text{ Ом} > R_{з.доп} = 0,5 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

а) системи «трос-опора»: $R_{п1} = 1,3 \text{ Ом}$.

б) фундаменти опор: $R_{п2} = 1,05 \text{ Ом}$.

Еквівалентний опір ЗП:

$$R'_z = R_z \cdot R_{п1} \cdot R_{п2} / R_z \cdot R_{п1} + R_z \cdot R_{п2} + R_{п1} \cdot R_{п2}; \quad (4.3)$$

$$R'_z = 1,65 \cdot 1,3 \cdot 1,05 / (1,65 \cdot 1,3 + 1,65 \cdot 1,05 + 1,3 \cdot 1,05) = 0,43 \text{ Ом} < R_{з.доп} = 0,5 \text{ Ом}$$

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 4.1.

Таблиця 4.1 - Граничні значення експозиційних доз ЕМ

№	ЕМ	Блок системи	Елементи	$D_{гр}, P$	$D_{гр}, P$
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 $D_{гр} = 10^4 P$ 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 $D_{зр}=10^4\text{Р}$. Визначимо можливу дозу опромінення, прийнявши гарантійний термін роботи обладнання 3 роки, що складає 26280 годин.

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

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

$t_k=26280$ год – час кінця опромінення;

$t_n=1$ год– час початку опромінення;

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

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

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

Визначаємо допустимий час стійкої роботи РЕА у заданих умовах:

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

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

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 $E_v = 10,6 \text{ кВ/м}$;

- напруга живлення:

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

Визначаємо горизонтальну складову напруженості електричного поля:

$$E_r = E_v \cdot 10^{-3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \text{ (кВ/м)}.$$

Визначаємо максимальну довжину струмоведучих частин:

1. блок живлення $l_{e1} = 40 \text{ м}$, $l_{r1} = 20 \text{ м}$;
2. пульт керування $l_{e2} = 15 \text{ м}$, $l_{r2} = 15 \text{ м}$;
3. система зв'язку $l_{e3} = 25 \text{ м}$, $l_{r3} = 5 \text{ м}$.

Визначимо напруги на струмоведучих частинах:

$$U_{e1} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 40 = 0,424 \text{ (кВ)}, \quad U_{r1} = 10,6 \cdot 20 = 212 \text{ (кВ)},$$

$$U_{e2} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 15 = 0,159 \text{ (кВ)}, \quad U_{r2} = 10,6 \cdot 15 = 159 \text{ (кВ)},$$

$$U_{e3} = 10,6 \cdot 10^{-3} \cdot 25 = 0,265 \text{ (кВ)}, \quad U_{r3} = 10,6 \cdot 5 = 53 \text{ (кВ)},$$

Визначимо допустиму напругу живлення:

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

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

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

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

Таким чином визначаємо коефіцієнти безпеки:

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

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

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

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

Таблиця 4.2 - Результати розрахунку

№	Елемент РЗА	$U_{д}, \text{В}$	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 $K_{б(в, г)} < 40\text{дБ}$, 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:

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

Розрахунок екрану:

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

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

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

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

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	$A_{екр}$, 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 вилу ЕМІ 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 відключаючі 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 та 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

Для спроектованої мережі було перевірено необхідність заміни перерізів проводів. Після обрахунку усталеного режиму існуючої електричної мережі з врахуванням прогнозу виявилось, що необхідності збільшувати перерізи проводів немає.

До існуючої схеми потрібно було підключити чотири додаткових навантаження (№122, 123, 124 та 125). Було прийнято, що до пунктів 122, 123, 124 та 125 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 методу поконтурної оптимізації.

Для вузлової підстанції Ямпіль (вузол 7) 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 122, 123, 124 та 125 було вибрано схему РП типу “місток з вимикачами в колах трансформаторів”.

Для спроектованої мережі було проведено розрахунки по визначенню прогнозу навантаження на шинах станції на наступний період (10 років) та перевірено необхідність у резерві потужності, обраховано усталений, мінімальний та післяаварійний режими спроектованої електричної мережі.

Спроектowana мережа характеризується низькими втратами активної потужності – 6.95 МВт при сумарній активній потужності генерації 129.23 МВт.

Загальні витрати на мережу складають 81201,69 тис. грн.

Література

1. Блок Д.П. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для энергетических специальностей. – М.: Высшая школа, 1981.
2. Розанов М.Н. Надежность электрических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
3. Справочник по проектированию электрических сетей и систем / Под ред. Рокотяна С.С. - М.: Энергоатомиздат, 1985.
4. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни «Проектування електричних систем» для студентів спеціальності 7.090602 – «Електричні системи і мережі» / Уклад. Ж.І. Остапчук. – Вінниця: ВДТУ, 1998, – 47 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. – Вінниця: ВДТУ, 2002.
6. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
7. Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. «Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції». Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2005. - 124 с.
8. Остапчук Ж.І., Томашевський Ю.В. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни “Моделі оптимального розвитку електричних систем”. – Вінниця, ВДТУ, 2002.
9. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
10. Остапчук Ж.І., Тептя В.В. Моделювання розвитку електричних систем в прикладах і задачах. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 97 с.
11. Методичні вказівки до виконання розділу "Охорона праці" в дипломних проектах і роботах студентів електротехнічних спеціальностей /Уклад. О.В. Кобилянський, О.П. Терещенко. – Вінниця: ВНТУ, 2004. – 45 с.
12. ДСТУ 2847-94 ДЕРЖАВНИЙ СТАНДАРТ УКРАЇНИ

13. Шавьолкін О. О. Силові напівпровідникові перетворювачі енергії : навч. посібник / О. О. Шавьолкін ; Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 403 с.

14. МОДЕЛЮВАННЯ І АНАЛІЗ ВПЛИВУ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ - О.С. ЯНДУЛЬСЬКИЙ(дтн, проф.), О.В. ХОМЕНКО (ктн., доц.),А.А. МАРЧЕНКО(ктн., доц.) Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

15. The INGECON® SUN EMS Plant Controller specification

ДОДАТКИ

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 З
СИСТЕМАМИ КЕРУВАННЯ ІНВЕРТОРАМИ**

08-13.МКР.005.00. ПЗ

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

_____ Вишневецький С.Я.
(підпис)

Магістр групи ІЕСМ-18м

_____ Голодюк В.С.
(підпис)

Вінниця 2019 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

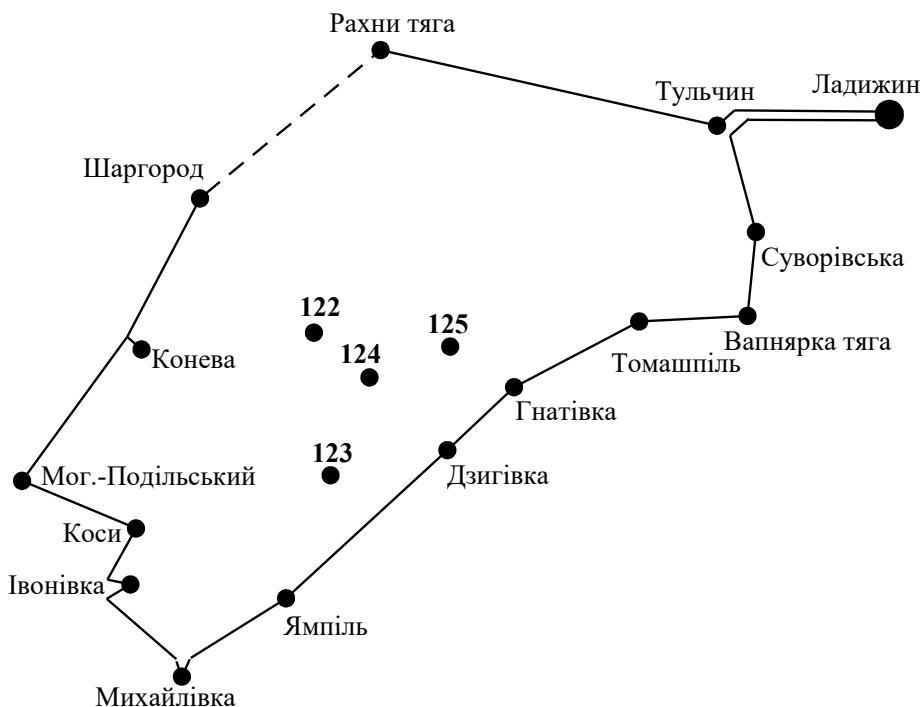
- а) актуальність досліджень обумовлена концентрацією електричних навантажень і виникненням крупних територіально-промислових комплексів, часто віддалених від джерел електропостачання, які потребують збільшення напруги живлячих ліній електропередачі;
- б) наказ ректора ВНТУ № 254 від 02 жовтня 2019 р. 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. Дані для прогнозування навантажень району подано в табл. 2.



Масштаб : 1 см : 12 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 165 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл.1 та 2.

Таблиця 1 – Споживачі електричної мережі

Таблиця 1 – Параметри вузлів електричної мережі

Назва пункту	Номер	P вузла,	cos φ	Q вузла, МВАр	S вузла, МВА	К-сть тр-рів	Марка тр-ра	S тр-ра, МВА
Ладизин	1							
Суворівська	2	3,9	0,89	2,01	4,41	1	ТМН-6300/110	6,3
Вапнярка тяга	3	10,96	0,91	4,99	12,04	2	ТДТН-	40
Томашпіль	4	4,38	0,91	2	4,81	2	ТМТН- 6300/110	6,3 10
Гнатівна	5	3,92	0,89	2,01	4,41	1	ТМН-6300/110	6,3
Дзигівка	6	3,96	0,9	1,92	4,41	1	ТМН-6300/110	6,3
Ямпіль	7	6,37	0,91	2,9	7	1	ТДН-10000/110	10
Михайлівка	8	3,96	0,9	1,92	4,41	1	ТМН-6300/110	6,3
Іванівна	9	5,84	0,89	2,99	6,56	2	ТМН-6300/110	6,3
Коси	10	3,92	0,89	2,01	4,41	1	ТМН-6300/110	6,3
Мог.-	11	12,46	0,89	6,38	14	2	ТДН-10000/110	10
Конева	12	1,57	0,9	0,76	1,75	1	ТМН-2500/110	2,5
Шаргород	13	15,85	0,91	7,22	17,42	2	ТРДН-	25
Рахни тяга	14	20,96	0,91	9,55	23,03	2	ТДТН-	40
Тульчин	15	9,38	0,9	4,54	10,42	2	ТДТН- 10000/110	10 16

Таблиця 2 – Характерні дані електричної мережі

Ланка мережі	Кількість	Довжина, км	Марка проводу
1-2	1	37,46	АС-150
2-3	1	15,7	АС-150
3-4	1	18,1	АС-120
4-5	1	18,3	АС-120
5-6	1	10,48	АС-120
6-7	1	13,04	АС-120
7-8	1	16,4	АС-150
8-9	1	12	АС-120
9-10	1	22,25	АС-120
10-11	1	18,6	АС-120
11-12	1	6,0	АС-120
12-13	1	36,7	АС-120
1-15	1	27,0	АС-120

15-14	1	42,3	АС-120
-------	---	------	--------

Таблиця 3 – Споживачі електричної мережі

Номер вузла	P вузла, МВт	cos f
122	4	0,91
123	6	0,91
124	10	0,9
125	7,3	0,85

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 систем керування інверторами	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 Б

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму мережі у програмному комплексі Втрати – High

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	1	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	11	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 50

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
1	Ладизин	110						
2	Суворівська	110						
3	Вапнярка тяга	110						
4	Томашпіль	110						
5	Гнатівка	110						
6	Дзигівка	110						
7	Ямпіль	110						
8	Михайлівка	110						
9	Івонівка	110						
10	Коси	110						
11	Мог.Подільський	110						
12	Конєва	110						
13	Шаргород	110						
14	Рахни тяга	110						
15	Тульчин	110						
1021		10	3.900	2.000				
3331		110						
3332		110						
2731		27						
2732		27						
1031		10	5.480	2.500				
1032		10	5.480	2.500				
4441		110						
4442		110						
3541		35						
3542		35						
1041		10	2.190	1.000				
1042		10	2.190	1.000				
1051		10	3.920	2.010				
1061		10	3.960	1.920				
1071		10	6.370	2.900				
1081		10	3.960	1.920				
1091		10	2.920	1.500				
1092		10	2.920	1.500				
10101		10	3.920	2.010				
10121		10	1.570	0.760				
10131		10	7.930	3.610				
10132		10	7.930	3.610				
1414141		110						
1414142		110						
27141		27						
27142		27						
10141		10	10.480	4.770				
10142		10	10.480	4.770				
1515151		110						
1515152		110						
35151		35						
35152		35						
10151		10	4.690	2.270				
10152		10	4.690	2.270				

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 51

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700

3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.100
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.480
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.040
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	16.400
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.250
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
12	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
1	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	42.300
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3541	3542	Комутаційний апарат		Вкл.
1041	1042	Комутаційний апарат		Вкл.
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1092	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414141	27141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414142	27142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	1515152	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1515152	35152	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1515152	10152	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму мережі у програмному комплексі Втрати – High

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 98.466 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 94.980 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.774 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.774 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.387 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.326 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.713 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 3.486 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
1	Ладижин	-55.327	-29.200	115.500	0.00
2	Суворівська	0.000	0.000	112.381	-1.07
3	Вапнярка тяга	0.000	0.000	111.281	-1.45
4	Томашпіль	0.000	0.000	110.639	-1.61
5	Гнатівка	0.000	0.000	110.308	-1.67
6	Дзигівка	0.000	0.000	110.294	-1.65
7	Ямпіль	0.000	0.000	110.495	-1.57
8	Михайлівка	0.000	0.000	111.087	-1.32
9	Івонівка	0.000	0.000	111.791	-1.10
10	Коси	0.000	0.000	113.651	-0.54
11	Мог.Подільський	-43.092	-20.268	115.500	0.00
12	Конєва	0.000	0.000	115.082	-0.12
13	Шаргород	0.000	0.000	112.690	-0.80
14	Рахни тяга	0.000	0.000	108.081	-2.01
15	Тульчин	0.000	0.000	111.963	-0.94
1021		3.900	2.000	10.280	-5.01
3331		0.000	0.000	110.421	-2.33
3332		0.000	0.000	110.421	-2.33
2731		0.000	0.000	26.404	-2.33
2732		0.000	0.000	26.404	-2.33
1031		5.480	2.500	10.510	-2.87
1032		5.480	2.500	10.510	-2.87
4441		0.000	0.000	108.767	-3.40
4442		0.000	0.000	108.767	-3.40
3541		0.000	0.000	36.414	-3.40
3542		0.000	0.000	36.414	-3.40
1041		2.190	1.000	10.299	-4.45
1042		2.190	1.000	10.299	-4.45
1051		3.920	2.010	10.069	-5.79
1061		3.960	1.920	10.085	-5.82
1071		6.370	2.900	10.132	-5.79
1081		3.960	1.920	10.165	-5.43
1091		2.920	1.500	10.348	-4.05
1092		2.920	1.500	10.348	-4.05
10101		3.920	2.010	10.406	-4.41
10121		1.570	0.760	11.078	-3.56
10131		7.930	3.610	10.101	-2.78
10132		7.930	3.610	10.101	-2.78
1414141		0.000	0.000	106.305	-3.81
1414142		0.000	0.000	106.305	-3.81
27141		0.000	0.000	25.420	-3.81
27142		0.000	0.000	25.420	-3.81
10141		10.480	4.770	10.065	-4.94
10142		10.480	4.770	10.065	-4.94
1515151		0.000	0.000	108.330	-4.04
1515152		0.000	0.000	109.904	-2.90
35151		0.000	0.000	36.267	-4.04
35152		0.000	0.000	36.794	-2.90
10151		4.690	2.270	10.165	-5.91
10152		4.690	2.270	10.501	-2.87

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _п , МВт	Q _п , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	2	23.553	12.304	23.136	11.542	0.415	0.759	0.133	3.139
2	3	19.204	10.031	19.081	9.807	0.122	0.223	0.111	1.116
3	4	8.039	4.549	8.005	4.500	0.034	0.049	0.048	0.650
4	5	3.583	2.643	3.575	2.632	0.008	0.012	0.023	0.334
5	6	-0.379	0.645	-0.379	0.644	0.000	0.000	-0.004	0.013
6	7	-4.372	-1.337	-4.378	-1.346	0.006	0.009	-0.024	-0.206
7	8	-10.791	-4.452	-10.830	-4.523	0.038	0.070	-0.061	-0.603
8	9	-14.823	-6.407	-14.891	-6.506	0.068	0.099	-0.084	-0.713
9	10	-20.775	-9.465	-21.026	-9.828	0.250	0.362	-0.118	-1.875
10	11	-24.978	-11.556	-25.273	-11.983	0.293	0.425	-0.140	-1.855
4	4441	1.698	0.878	1.695	0.810	0.003	0.067	0.010	2.019
4441	3541	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3541	3542	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4442	3542	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
4	4442	2.693	1.397	2.689	1.290	0.004	0.107	0.016	2.019
4442	1042	2.689	1.290	2.685	1.228	0.004	0.062	0.016	1.228
1042	1041	0.496	0.229	0.496	0.229	0.000	0.000	0.031	0.000
4441	1041	1.695	0.810	1.692	0.771	0.003	0.039	0.010	1.228
9	1091	2.932	1.702	2.918	1.499	0.013	0.202	0.017	3.848

9	1092	2.932	1.702	2.918	1.499	0.013	0.202	0.017	3.848
8	1081	3.983	2.297	3.958	1.919	0.025	0.376	0.024	5.260
7	1071	6.399	3.504	6.366	2.898	0.033	0.603	0.038	5.063
6	1061	3.983	2.303	3.958	1.919	0.025	0.382	0.024	5.353
5	1051	3.943	2.395	3.918	2.009	0.026	0.384	0.024	5.530
10	10101	3.942	2.370	3.918	2.009	0.024	0.360	0.023	5.177
3	3332	5.482	2.667	5.479	2.563	0.002	0.104	0.032	0.916
3332	1032	5.479	2.563	5.477	2.498	0.002	0.064	0.032	0.582
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	3331	5.482	2.667	5.479	2.563	0.002	0.104	0.032	0.916
3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	5.479	2.563	5.477	2.498	0.002	0.064	0.032	0.582
2	1021	3.922	2.365	3.898	1.999	0.024	0.365	0.023	5.290
1	15	31.774	16.896	31.065	15.870	0.705	1.021	0.180	3.552
15	14	21.607	11.468	21.062	10.678	0.543	0.787	0.126	3.933
14	1414141	10.493	5.440	10.483	5.024	0.010	0.414	0.063	1.944
1414141	27141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1414141	10141	10.483	5.024	10.473	4.767	0.010	0.256	0.063	1.234
14	1414142	10.493	5.440	10.483	5.024	0.010	0.414	0.063	1.944
1414142	27142	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1414142	10142	10.483	5.024	10.473	4.767	0.010	0.256	0.063	1.234
15	1515151	4.712	2.809	4.700	2.467	0.013	0.340	0.028	3.887
1515151	35151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	4.700	2.467	4.687	2.269	0.013	0.198	0.028	2.352
15	1515152	4.699	2.473	4.693	2.269	0.006	0.204	0.027	2.185
1515152	35152	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1515152	10152	4.693	2.269	4.687	2.269	0.006	0.000	0.027	0.113
11	12	17.820	8.286	17.773	8.218	0.047	0.068	0.098	0.418
12	13	16.187	8.052	15.942	7.697	0.244	0.353	0.091	2.402
13	10132	7.941	3.952	7.925	3.608	0.016	0.343	0.045	2.181
13	10131	7.941	3.952	7.925	3.608	0.016	0.343	0.045	2.181
12	10121	1.580	0.885	1.569	0.760	0.011	0.125	0.009	4.512

ДОДАТОК В

Вхідні дані для розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	1	Un:	115.50	Фаза:	0.00
Nвузла:	11	Un:	115.50	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 62

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
1	Ладизин	110						
2	Суворівська	110						
3	Вапнярка тяга	110						
4	Томашпіль	110						
5	Гнатівка	110						
6	Дзигівка	110						
7	Ямпіль	110						
8	Михайлівка	110						
9	Гвонівка	110						
10	Коси	110						
11	Мог.Подільський	110						
12	Конева	110						
13	Шаргород	110						
14	Рахни тяга	110						
15	Тульчин	110						
1021		10	3.900	2.000				
3331		110						
3332		110						
2731		27						
2732		27						
1031		10	5.480	2.500				
1032		10	5.480	2.500				
4441		110						
4442		110						
3541		35						
3542		35						
1041		10	2.190	1.000				
1042		10	2.190	1.000				
1051		10	3.920	2.010				
1061		10	3.960	1.920				
1071		10	6.370	2.900				
1081		10	3.960	1.920				
1091		10	2.920	1.500				
1092		10	2.920	1.500				
10101		10	3.920	2.010				
10121		10	1.570	0.760				
10131		10	7.930	3.610				
10132		10	7.930	3.610				
1414141		110						
1414142		110						
27141		27						
27142		27						
10141		10	10.480	4.770				
10142		10	10.480	4.770				
1515151		110						
1515152		110						
35151		35						
35152		35						
10151		10	4.690	2.270				
10152		10	4.690	2.270				
122		110						
123		110						
124		110						
125		110						
10221		10	2.000	0.910				
10222		10	2.000	0.910				
10231		10	3.000	1.370				
10232		10	3.000	1.370				
10241		10	5.000	2.420				

10242	10	5.000	2.420
10251	10	3.650	2.260
10252	10	3.650	2.260

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 64

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.100
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.480
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.040
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	16.400
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.250
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
12	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
1	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	42.300
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3541	3542	Комутаційний апарат		Вкл.
1041	1042	Комутаційний апарат		Вкл.
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1092	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414141	27141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414142	27142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	1515152	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1515152	35152	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1515152	10152	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
7	123	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.720
123	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	31.680
124	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.160
125	124	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.800
5	125	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.160
122	10221	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
122	10222	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10232	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
124	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
124	10242	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
125	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
125	10252	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку усталеного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.230 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.280 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.006 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.006 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.453 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.491 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.944 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 6.950 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
1	Ладижин	-69.308	-38.418	115.500	0.00
2	Суворівська	0.000	0.000	110.307	-1.67
3	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.360	-2.32
4	Томашпіль	0.000	0.000	106.629	-2.77
5	Гнатівка	0.000	0.000	105.218	-3.13
6	Дзигівка	0.000	0.000	105.356	-3.08
7	Ямпіль	0.000	0.000	105.762	-2.94
8	Михайлівка	0.000	0.000	107.321	-2.32
9	Івонівка	0.000	0.000	108.860	-1.85
10	Коси	0.000	0.000	112.304	-0.87
11	Мог.Подільський	-59.872	-30.175	115.500	0.00
12	Конева	0.000	0.000	115.082	-0.12
13	Шаргород	0.000	0.000	112.690	-0.80
14	Рахни тяга	0.000	0.000	108.081	-2.01
15	Тульчин	0.000	0.000	111.963	-0.94
1021		3.900	2.000	10.071	-5.77
3331		0.000	0.000	107.475	-3.25
3332		0.000	0.000	107.475	-3.25
2731		0.000	0.000	25.699	-3.25
2732		0.000	0.000	25.699	-3.25
1031		5.480	2.500	10.227	-3.83
1032		5.480	2.500	10.227	-3.83
4441		0.000	0.000	104.673	-4.70
4442		0.000	0.000	104.673	-4.70
3541		0.000	0.000	35.043	-4.70
3542		0.000	0.000	35.043	-4.70
1041		2.190	1.000	9.903	-5.84
1042		2.190	1.000	9.903	-5.84
1051		3.920	2.010	9.553	-7.68
1061		3.960	1.920	9.586	-7.66
1071		6.370	2.900	9.655	-7.58
1081		3.960	1.920	9.785	-6.74
1091		2.920	1.500	10.057	-4.97
1092		2.920	1.500	10.057	-4.97
10101		3.920	2.010	10.270	-4.83
10121		1.570	0.760	11.078	-3.56
10131		7.930	3.610	10.101	-2.78
10132		7.930	3.610	10.101	-2.78
1414141		0.000	0.000	106.305	-3.81
1414142		0.000	0.000	106.305	-3.81
27141		0.000	0.000	25.420	-3.81
27142		0.000	0.000	25.420	-3.81
10141		10.480	4.770	10.065	-4.94
10142		10.480	4.770	10.065	-4.94
1515151		0.000	0.000	108.330	-4.04
1515152		0.000	0.000	109.904	-2.90
35151		0.000	0.000	36.267	-4.04
35152		0.000	0.000	36.794	-2.90
10151		4.690	2.270	10.165	-5.91
10152		4.690	2.270	10.501	-2.87
122		0.000	0.000	103.453	-3.66
123		0.000	0.000	104.314	-3.41
124		0.000	0.000	103.260	-3.69

125	0.000	0.000	103.961	-3.46
10221	2.000	0.910	9.669	-6.00
10222	2.000	0.910	9.669	-6.00
10231	3.000	1.370	9.630	-6.91
10232	3.000	1.370	9.630	-6.91
10241	5.000	2.420	9.494	-7.47
10242	5.000	2.420	9.494	-7.47
10251	3.650	2.260	9.377	-7.80
10252	3.650	2.260	9.377	-7.80

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	2	37.534	21.522	36.429	19.502	1.100	2.012	0.216	5.240
2	3	32.496	17.944	32.123	17.261	0.372	0.680	0.194	1.989
3	4	21.084	11.980	20.839	11.625	0.244	0.353	0.129	1.767
4	5	16.418	9.716	16.259	9.487	0.158	0.228	0.103	1.444
5	6	-3.353	-1.241	-3.356	-1.246	0.003	0.005	-0.020	-0.144
6	7	-7.351	-3.296	-7.372	-3.326	0.021	0.030	-0.044	-0.418
7	8	-25.977	-11.844	-26.228	-12.303	0.250	0.457	-0.156	-1.610
8	9	-30.222	-14.245	-30.537	-14.700	0.313	0.453	-0.179	-1.571
9	10	-36.421	-17.706	-37.253	-18.910	0.829	1.200	-0.214	-3.488
10	11	-41.206	-20.663	-42.052	-21.889	0.843	1.221	-0.237	-3.209
7	123	12.189	5.734	12.068	5.558	0.121	0.175	0.073	1.493
123	122	6.022	3.103	5.986	3.050	0.036	0.052	0.037	0.889
122	124	1.957	1.614	1.954	1.610	0.003	0.004	0.014	0.196
124	125	-8.112	-3.724	-8.152	-3.782	0.040	0.058	-0.050	-0.725
125	5	-15.521	-8.720	-15.657	-8.917	0.135	0.196	-0.099	-1.290
4442	3542	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
3542	3541	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	3541	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4441	1041	1.695	0.813	1.692	0.771	0.003	0.042	0.010	1.325
1041	1042	-0.496	-0.229	-0.496	-0.229	0.000	0.000	-0.032	-0.000
4442	1042	2.689	1.295	2.685	1.228	0.004	0.067	0.016	1.324
4	4442	2.694	1.410	2.689	1.295	0.004	0.115	0.016	2.183
4	4441	1.698	0.887	1.695	0.814	0.003	0.073	0.010	2.184
124	10242	5.021	2.853	4.997	2.418	0.024	0.433	0.032	4.625
122	10221	2.006	1.013	1.999	0.909	0.007	0.104	0.013	2.704
122	10222	2.006	1.013	1.999	0.909	0.007	0.104	0.013	2.704
123	10231	3.014	1.605	2.998	1.369	0.016	0.235	0.019	4.177
123	10232	3.014	1.605	2.998	1.369	0.016	0.235	0.019	4.177
6	1061	3.986	2.344	3.958	1.919	0.028	0.423	0.025	5.883
5	1051	3.946	2.437	3.918	2.009	0.028	0.427	0.025	6.084
125	10252	3.676	2.681	3.648	2.259	0.028	0.421	0.025	6.643
10	10101	3.942	2.380	3.918	2.009	0.025	0.369	0.024	5.300
9	1091	2.932	1.714	2.918	1.499	0.014	0.214	0.018	4.050
9	1092	2.932	1.714	2.918	1.499	0.014	0.214	0.018	4.050
8	1081	3.985	2.326	3.958	1.919	0.027	0.406	0.025	5.640
7	1071	6.403	3.565	6.366	2.898	0.037	0.664	0.040	5.561
125	10251	3.676	2.681	3.648	2.259	0.028	0.421	0.025	6.643
124	10241	5.021	2.853	4.997	2.418	0.024	0.433	0.032	4.625
3	3331	5.482	2.677	5.479	2.567	0.003	0.110	0.032	0.970
3331	2731	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	5.479	2.567	5.477	2.498	0.003	0.068	0.032	0.616
3	3332	5.482	2.677	5.479	2.567	0.003	0.110	0.032	0.970
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	5.479	2.567	5.477	2.498	0.003	0.068	0.032	0.616
2	1021	3.923	2.380	3.898	1.999	0.025	0.380	0.024	5.498
11	12	17.820	8.286	17.773	8.218	0.047	0.068	0.098	0.418
12	10121	1.580	0.885	1.569	0.760	0.011	0.125	0.009	4.512
12	13	16.187	8.052	15.942	7.697	0.244	0.353	0.091	2.402
13	10132	7.941	3.952	7.925	3.608	0.016	0.343	0.045	2.181
13	10131	7.941	3.952	7.925	3.608	0.016	0.343	0.045	2.181
1	15	31.774	16.896	31.065	15.870	0.705	1.021	0.180	3.552
15	1515152	4.699	2.473	4.693	2.269	0.006	0.204	0.027	2.185
1515152	10152	4.693	2.269	4.687	2.269	0.006	0.000	0.027	0.113
1515152	35152	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15	1515151	4.712	2.809	4.700	2.467	0.013	0.340	0.028	3.887
1515151	35151	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	4.700	2.467	4.687	2.269	0.013	0.198	0.028	2.352
15	14	21.607	11.468	21.062	10.678	0.543	0.787	0.126	3.933
14	1414142	10.493	5.440	10.483	5.024	0.010	0.414	0.063	1.944
1414142	10142	10.483	5.024	10.473	4.767	0.010	0.256	0.063	1.234
1414142	27142	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	1414141	10.493	5.440	10.483	5.024	0.010	0.414	0.063	1.944
1414141	10141	10.483	5.024	10.473	4.767	0.010	0.256	0.063	1.234
1414141	27141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Д

Вхідні дані для розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	1	Un:	110.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	11	Un:	110.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 62

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
1	Ладизин	110						
2	Суворівська	110						
3	Вапнярка тяга	110						
4	Томашпіль	110						
5	Гнатівка	110						
6	Дзигівка	110						
7	Ямпіль	110						
8	Михайлівка	110						
9	Гвонівка	110						
10	Коси	110						
11	Мог.Подільський	110						
12	Конева	110						
13	Шаргород	110						
14	Рахни тяга	110						
15	Тульчин	110						
1021		10	1.370	0.700				
3331		110						
3332		110						
2731		27						
2732		27						
1031		10	1.920	0.870				
1032		10	1.920	0.870				
4441		110						
4442		110						
3541		35						
3542		35						
1041		10	0.770	0.350				
1042		10	0.770	0.350				
1051		10	1.370	0.700				
1061		10	1.390	0.670				
1071		10	2.230	1.020				
1081		10	1.390	0.670				
1091		10	1.020	0.520				
1092		10	1.020	0.520				
10101		10	1.370	0.700				
10121		10	0.550	0.270				
10131		10	2.770	1.260				
10132		10	2.770	1.260				
1414141		110						
1414142		110						
27141		27						
27142		27						
10141		10	3.670	1.670				
10142		10	3.670	1.670				
1515151		110						
1515152		110						
35151		35						
35152		35						
10151		10	1.640	0.800				
10152		10	1.640	0.800				
122		110						
123		110						
124		110						
125		110						
10221		10	0.700	0.320				
10222		10	0.700	0.320				
10231		10	1.050	0.480				
10232		10	1.050	0.480				
10241		10	1.750	0.850				

10242	10	1.750	0.850
10251	10	1.280	0.790
10252	10	1.280	0.790

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 64

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.100
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.480
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.040
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	16.400
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.250
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
12	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
1	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	42.300
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3541	3542	Комутаційний апарат		Вкл.
1041	1042	Комутаційний апарат		Вкл.
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1092	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414141	27141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414142	27142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	1515152	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1515152	35152	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1515152	10152	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
7	123	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.720
123	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	31.680
124	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.160
125	124	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.800
5	125	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.160
122	10221	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
122	10222	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10232	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
124	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
124	10242	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
125	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
125	10252	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку мінімального режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 43.962 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 42.810 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.645 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 0.645 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.450 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.057 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.507 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.152 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
1	Ладизин	-23.638	-8.393	110.000	0.00
2	Суворівська	0.000	0.000	108.570	-0.73
3	Вапнярка тяга	0.000	0.000	108.015	-1.00
4	Томашпіль	0.000	0.000	107.549	-1.20
5	Гнатівка	0.000	0.000	107.174	-1.36
6	Дзигівка	0.000	0.000	107.219	-1.35
7	Ямпіль	0.000	0.000	107.340	-1.29
8	Михайлівка	0.000	0.000	107.750	-1.05
9	Івонівка	0.000	0.000	108.171	-0.84
10	Коси	0.000	0.000	109.124	-0.41
11	Мог.Подільський	-20.300	-5.635	110.000	0.00
12	Конева	0.000	0.000	109.864	-0.05
13	Шаргород	0.000	0.000	109.036	-0.32
14	Рахни тяга	0.000	0.000	107.562	-0.81
15	Тульчин	0.000	0.000	108.861	-0.40
1021		1.370	0.700	10.225	-2.17
3331		0.000	0.000	107.716	-1.32
3332		0.000	0.000	107.716	-1.32
2731		0.000	0.000	25.757	-1.32
2732		0.000	0.000	25.757	-1.32
1031		1.920	0.870	10.285	-1.52
1032		1.920	0.870	10.285	-1.52
4441		0.000	0.000	106.913	-1.86
4442		0.000	0.000	106.913	-1.86
3541		0.000	0.000	35.793	-1.86
3542		0.000	0.000	35.793	-1.86
1041		0.770	0.350	10.189	-2.24
1042		0.770	0.350	10.189	-2.24
1051		1.370	0.700	10.089	-2.84
1061		1.390	0.670	10.099	-2.85
1071		2.230	1.020	10.120	-2.82
1081		1.390	0.670	10.151	-2.53
1091		1.020	0.520	10.229	-1.92
1092		1.020	0.520	10.229	-1.92
10101		1.370	0.700	10.279	-1.83
10121		0.550	0.270	10.835	-1.34
10131		2.770	1.260	9.890	-1.05
10132		2.770	1.260	9.890	-1.05
1414141		0.000	0.000	106.976	-1.44
1414142		0.000	0.000	106.976	-1.44
27141		0.000	0.000	25.580	-1.44
27142		0.000	0.000	25.580	-1.44
10141		3.670	1.670	10.197	-1.83
10142		3.670	1.670	10.197	-1.83
1515151		0.000	0.000	107.671	-1.52
1515152		0.000	0.000	108.138	-1.11
35151		0.000	0.000	36.047	-1.52
35152		0.000	0.000	36.203	-1.11
10151		1.640	0.800	10.231	-2.17
10152		1.640	0.800	10.339	-1.10
122		0.000	0.000	106.695	-1.59
123		0.000	0.000	106.947	-1.49
124		0.000	0.000	106.622	-1.59
125		0.000	0.000	106.816	-1.50

10221	0.700	0.320	10.131	-2.35
10222	0.700	0.320	10.131	-2.35
10231	1.050	0.480	10.118	-2.62
10232	1.050	0.480	10.118	-2.62
10241	1.750	0.850	10.077	-2.80
10242	1.750	0.850	10.077	-2.80
10251	1.280	0.790	10.038	-2.88
10252	1.280	0.790	10.038	-2.88

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	2	12.748	4.021	12.632	3.809	0.116	0.212	0.070	1.438
2	3	11.250	3.860	11.211	3.788	0.039	0.072	0.063	0.563
3	4	7.297	2.078	7.272	2.043	0.024	0.035	0.040	0.473
4	5	5.702	1.703	5.687	1.682	0.015	0.022	0.032	0.382
5	6	-1.148	-0.368	-1.148	-0.369	0.000	0.001	-0.006	-0.045
6	7	-2.550	-0.782	-2.552	-0.785	0.002	0.003	-0.014	-0.123
7	8	-9.033	-2.039	-9.058	-2.086	0.026	0.047	-0.050	-0.420
8	9	-10.460	-2.415	-10.492	-2.461	0.032	0.046	-0.057	-0.427
9	10	-12.554	-3.134	-12.640	-3.259	0.086	0.124	-0.069	-0.962
10	11	-14.022	-3.411	-14.110	-3.538	0.088	0.127	-0.076	-0.879
7	123	4.235	0.965	4.222	0.947	0.012	0.018	0.023	0.401
123	122	2.101	0.730	2.098	0.725	0.004	0.005	0.012	0.258
122	124	0.678	0.691	0.678	0.691	0.000	0.001	0.005	0.073
124	125	-2.852	-0.707	-2.856	-0.713	0.004	0.006	-0.016	-0.199
125	5	-5.439	-1.934	-5.453	-1.953	0.013	0.020	-0.031	-0.364
4442	3542	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3542	3541	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	3541	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4441	1041	0.595	0.275	0.595	0.270	0.000	0.005	0.004	0.408
1041	1042	-0.174	-0.080	-0.174	-0.080	0.000	0.000	-0.011	-0.000
4442	1042	0.944	0.438	0.944	0.430	0.000	0.008	0.006	0.408
4	4442	0.945	0.451	0.945	0.437	0.000	0.013	0.006	0.669
4	4441	0.596	0.283	0.595	0.275	0.000	0.008	0.004	0.669
124	10242	1.752	0.897	1.749	0.849	0.003	0.047	0.011	1.356
122	10221	0.700	0.331	0.700	0.320	0.001	0.012	0.004	0.820
122	10222	0.700	0.331	0.700	0.320	0.001	0.012	0.004	0.820
123	10231	1.051	0.506	1.049	0.480	0.002	0.026	0.006	1.242
123	10232	1.051	0.506	1.049	0.480	0.002	0.026	0.006	1.242
6	1061	1.392	0.717	1.389	0.670	0.003	0.047	0.008	1.729
5	1051	1.372	0.746	1.369	0.700	0.003	0.047	0.008	1.788
125	10252	1.282	0.835	1.279	0.790	0.003	0.045	0.008	1.965
10	10101	1.372	0.745	1.369	0.700	0.003	0.045	0.008	1.708
9	1091	1.021	0.545	1.019	0.520	0.002	0.025	0.006	1.279
9	1092	1.021	0.545	1.019	0.520	0.002	0.025	0.006	1.279
8	1081	1.392	0.716	1.389	0.670	0.003	0.046	0.008	1.705
7	1071	2.233	1.094	2.229	1.019	0.004	0.074	0.013	1.639
125	10251	1.282	0.835	1.279	0.790	0.003	0.045	0.008	1.965
124	10241	1.752	0.897	1.749	0.849	0.003	0.047	0.011	1.356
3	3331	1.919	0.891	1.919	0.878	0.000	0.013	0.011	0.312
3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	1.919	0.878	1.919	0.869	0.000	0.008	0.011	0.199
3	3332	1.919	0.891	1.919	0.878	0.000	0.013	0.011	0.312
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	1.919	0.878	1.919	0.869	0.000	0.008	0.011	0.199
2	1021	1.372	0.745	1.369	0.700	0.003	0.045	0.008	1.733
11	12	6.191	2.096	6.185	2.088	0.006	0.008	0.034	0.136
12	10121	0.551	0.286	0.550	0.270	0.001	0.016	0.003	1.540
12	13	5.628	2.457	5.597	2.412	0.031	0.045	0.032	0.830
13	10132	2.770	1.303	2.768	1.259	0.002	0.044	0.016	0.737
13	10131	2.770	1.303	2.768	1.259	0.002	0.044	0.016	0.737
1	15	10.889	4.372	10.806	4.252	0.083	0.120	0.061	1.142
15	1515152	1.641	0.825	1.640	0.799	0.001	0.026	0.010	0.740
1515152	10152	1.640	0.799	1.639	0.799	0.001	0.000	0.010	0.041
1515152	35152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15	1515151	1.642	0.865	1.641	0.824	0.002	0.041	0.010	1.225
1515151	35151	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515151	10151	1.641	0.824	1.639	0.799	0.002	0.024	0.010	0.745
15	14	7.480	3.394	7.415	3.299	0.065	0.094	0.043	1.307
14	1414142	3.670	1.749	3.669	1.700	0.001	0.049	0.022	0.610
1414142	10142	3.669	1.700	3.668	1.669	0.001	0.031	0.022	0.388
1414142	27142	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
14	1414141	3.670	1.749	3.669	1.700	0.001	0.049	0.022	0.610
1414141	10141	3.669	1.700	3.668	1.669	0.001	0.031	0.022	0.388
1414141	27141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

ДОДАТОК Е

Вхідні дані для розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 годин

Балансуючі вузли:

Nвузла:	1	Un:	121.00	Фаза:	0.00
Nвузла:	11	Un:	121.00	Фаза:	0.00

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ: К-сть вузлів: 62

N вузла	Назва	U, кВ	P _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	W _в , МВт год	Cos	P _{min} , МВт	P _{max} , МВт
1	Ладизин	110						
2	Суворівська	110						
3	Вапнярка тяга	110						
4	Томашпіль	110						
5	Гнатівка	110						
6	Дзигівка	110						
7	Ямпіль	110						
8	Михайлівка	110						
9	Гвонівка	110						
10	Коси	110						
11	Мог.Подільський	110						
12	Конева	110						
13	Шаргород	110						
14	Рахни тяга	110						
15	Тульчин	110						
1021		10	3.900	2.000				
3331		110						
3332		110						
2731		27						
2732		27						
1031		10	5.480	2.500				
1032		10	5.480	2.500				
4441		110						
4442		110						
3541		35						
3542		35						
1041		10	2.190	1.000				
1042		10	2.190	1.000				
1051		10	3.920	2.010				
1061		10	3.960	1.920				
1071		10	6.370	2.900				
1081		10	3.960	1.920				
1091		10	2.920	1.500				
1092		10	2.920	1.500				
10101		10	3.920	2.010				
10121		10	1.570	0.760				
10131		10	7.930	3.610				
10132		10	7.930	3.610				
1414141		110						
1414142		110						
27141		27						
27142		27						
10141		10	10.480	4.770				
10142		10	10.480	4.770				
1515151		110						
1515152		110						
35151		35						
35152		35						
10151		10	4.690	2.270				
10152		10	4.690	2.270				
122		110						
123		110						
124		110						
125		110						
10221		10	2.000	0.910				
10222		10	2.000	0.910				
10231		10	3.000	1.370				
10232		10	3.000	1.370				
10241		10	5.000	2.420				

10242	10	5.000	2.420
10251	10	3.650	2.260
10252	10	3.650	2.260

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ: К-сть віток: 63

N початку	N кінця	Тип вітки	Марка/Тип/Назва	L, км/Кт/Стан
1	2	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	37.460
2	3	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	15.700
3	4	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.100
4	5	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.300
5	6	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	10.480
6	7	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	13.040
7	8	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-150	16.400
8	9	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	12.000
9	10	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	22.250
10	11	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	18.600
11	12	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	6.000
12	13	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	36.700
1	15	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.000
15	14	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	42.300
2	1021	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
3	3331	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3331	2731	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3331	1031	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
3	3332	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
3332	2732	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
3332	1032	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
4	4441	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТМТН-6300/110/35/10	1.000
4441	3541	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТМТН-6300/110/35/10	2.987
4441	1041	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТМТН-6300/110/35/10	10.455
4	4442	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
4442	3542	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
4442	1042	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
3541	3542	Комутаційний апарат		Вкл.
1041	1042	Комутаційний апарат		Вкл.
5	1051	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
6	1061	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
7	1071	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
8	1081	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1091	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
9	1092	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
10	10101	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
12	10121	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-2500/110/10	10.000
13	10131	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
13	10132	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТРДН-25000/110/10	10.952
14	1414141	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414141	27141	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414141	10141	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
14	1414142	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-40000/110/27/10	1.000
1414142	27142	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-40000/110/27/10	4.182
1414142	10142	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-40000/110/27/10	10.455
15	1515151	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-10000/110/35/10	1.000
1515151	35151	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-10000/110/35/10	2.987
1515151	10151	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-10000/110/35/10	10.455
15	1515152	Транс. 3 обм. (ВН-СТ)	ТДТН-16000/110/35/10	1.000
1515152	35152	Транс. 3 обм. (СТ-СН)	ТДТН-16000/110/35/10	2.987
1515152	10152	Транс. 3 обм. (СТ-НН)	ТДТН-16000/110/35/10	10.455
7	123	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	27.720
123	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	31.680
124	122	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	17.160
125	124	Одноланцюгова ЛЕП	110 кВ / АС-120	19.800
122	10221	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
122	10222	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10231	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
123	10232	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
124	10241	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
124	10242	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТДН-10000/110/10	10.455
125	10251	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455
125	10252	Транс. 2 обм. (ВН-НН)	ТМН-6300/110/10	10.455

Результати розрахунку післяаварійного режиму електричної мережі після розвитку

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 0.0 год
Час втрат: 0.0 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 129.958 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 122.280 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 6.727 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 6.727 МВт / 0.000 тис.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.495 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.457 МВт / 0.000 тис.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 0.951 МВт / 0.000 тис.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 7.678 МВт

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
1	Ладизин	-67.317	-36.600	121.000	0.00
2	Суворівська	0.000	0.000	116.309	-1.44
3	Вапнярка тяга	0.000	0.000	114.550	-2.00
4	Томашпіль	0.000	0.000	113.018	-2.36
5	Гнатівка	0.000	0.000	111.782	-2.64
6	Дзигівка	0.000	0.000	111.247	-2.75
7	Ямпіль	0.000	0.000	110.798	-2.83
8	Михайлівка	0.000	0.000	112.489	-2.22
9	Івонівка	0.000	0.000	114.123	-1.77
10	Коси	0.000	0.000	117.707	-0.83
11	Мог.Подільський	-62.593	-32.094	121.000	0.00
12	Конева	0.000	0.000	120.605	-0.11
13	Шаргород	0.000	0.000	118.339	-0.73
14	Рахни тяга	0.000	0.000	114.023	-1.84
15	Тульчин	0.000	0.000	117.677	-0.86
1021		3.900	2.000	10.675	-5.11
3331		0.000	0.000	113.717	-2.83
3332		0.000	0.000	113.717	-2.83
2731		0.000	0.000	27.192	-2.83
2732		0.000	0.000	27.192	-2.83
1031		5.480	2.500	10.827	-3.34
1032		5.480	2.500	10.827	-3.34
4441		0.000	0.000	111.193	-4.08
4442		0.000	0.000	111.193	-4.08
3541		0.000	0.000	37.226	-4.08
3542		0.000	0.000	37.226	-4.08
1041		2.190	1.000	10.533	-5.09
1042		2.190	1.000	10.533	-5.09
1051		3.920	2.010	10.217	-6.65
1061		3.960	1.920	10.181	-6.84
1071		6.370	2.900	10.163	-7.03
1081		3.960	1.920	10.306	-6.22
1091		2.920	1.500	10.579	-4.59
1092		2.920	1.500	10.579	-4.59
10101		3.920	2.010	10.813	-4.42
10121		1.570	0.760	11.654	-3.23
10131		7.930	3.610	10.627	-2.52
10132		7.930	3.610	10.627	-2.52
1414141		0.000	0.000	112.356	-3.45
1414142		0.000	0.000	112.356	-3.45
27141		0.000	0.000	26.866	-3.45
27142		0.000	0.000	26.866	-3.45
10141		10.480	4.770	10.649	-4.46
10142		10.480	4.770	10.649	-4.46
1515151		0.000	0.000	114.274	-3.66
1515152		0.000	0.000	115.727	-2.64
35151		0.000	0.000	38.257	-3.66
35152		0.000	0.000	38.744	-2.64
10151		4.690	2.270	10.745	-5.34
10152		4.690	2.270	11.059	-2.61
122		0.000	0.000	103.981	-4.58
123		0.000	0.000	107.250	-3.75
124		0.000	0.000	102.490	-4.95

125	0.000	0.000	101.703	-5.11
10221	2.000	0.910	9.721	-6.90
10222	2.000	0.910	9.721	-6.90
10231	3.000	1.370	9.922	-7.05
10232	3.000	1.370	9.922	-7.05
10241	5.000	2.420	9.417	-8.79
10242	5.000	2.420	9.417	-8.79
10251	3.650	2.260	9.145	-9.66
10252	3.650	2.260	9.145	-9.66

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
1	2	35.672	20.234	34.768	18.580	0.901	1.647	0.195	4.728
2	3	30.836	17.156	30.533	16.601	0.302	0.553	0.175	1.792
3	4	19.486	11.367	19.296	11.092	0.189	0.274	0.114	1.559
4	5	14.873	9.266	14.754	9.094	0.118	0.171	0.089	1.259
5	6	10.801	7.129	10.763	7.074	0.038	0.055	0.067	0.544
6	7	6.771	5.105	6.750	5.076	0.020	0.030	0.044	0.455
7	8	-28.570	-13.993	-28.854	-14.512	0.283	0.517	-0.165	-1.741
8	9	-32.847	-16.376	-33.192	-16.876	0.344	0.498	-0.188	-1.664
9	10	-39.076	-19.798	-39.961	-21.081	0.882	1.277	-0.221	-3.627
10	11	-43.913	-22.735	-44.799	-24.020	0.883	1.279	-0.242	-3.305
4442	3542	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
3542	3541	0.000	-0.001	0.000	-0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
4441	3541	-0.000	0.001	-0.000	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000
4441	1041	1.695	0.808	1.692	0.771	0.002	0.037	0.010	1.221
1041	1042	-0.496	-0.229	-0.496	-0.229	0.000	0.000	-0.030	-0.000
4442	1042	2.689	1.288	2.685	1.228	0.004	0.059	0.015	1.221
4	4442	2.693	1.389	2.689	1.287	0.004	0.102	0.015	2.010
4	4441	1.697	0.873	1.695	0.809	0.002	0.064	0.010	2.010
124	125	7.414	5.299	7.372	5.238	0.042	0.061	0.051	0.809
125	10251	3.677	2.703	3.648	2.259	0.029	0.442	0.026	7.041
125	10252	3.677	2.703	3.648	2.259	0.029	0.442	0.026	7.041
124	10241	5.021	2.860	4.997	2.418	0.024	0.440	0.032	4.807
124	10242	5.021	2.860	4.997	2.418	0.024	0.440	0.032	4.807
122	10221	2.006	1.012	1.999	0.909	0.007	0.103	0.012	2.751
122	10222	2.006	1.012	1.999	0.909	0.007	0.103	0.012	2.751
123	10231	3.013	1.592	2.998	1.369	0.015	0.222	0.018	4.068
123	10232	3.013	1.592	2.998	1.369	0.015	0.222	0.018	4.068
6	1061	3.983	2.295	3.958	1.919	0.025	0.375	0.024	5.434
5	1051	3.942	2.383	3.918	2.009	0.025	0.373	0.024	5.558
123	122	22.188	13.063	21.695	12.349	0.491	0.711	0.138	3.373
10	10101	3.940	2.343	3.918	2.009	0.022	0.333	0.022	4.983
9	1091	2.931	1.693	2.918	1.499	0.013	0.193	0.017	3.815
9	1092	2.931	1.693	2.918	1.499	0.013	0.193	0.017	3.815
8	1081	3.982	2.286	3.958	1.919	0.024	0.366	0.024	5.289
7	1071	6.399	3.500	6.366	2.898	0.033	0.600	0.038	5.211
7	123	28.907	16.425	28.233	15.448	0.672	0.973	0.173	3.642
122	124	17.666	10.922	17.481	10.654	0.184	0.267	0.115	1.540
3	3331	5.481	2.657	5.479	2.559	0.002	0.098	0.031	0.902
3331	2731	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3331	1031	5.479	2.559	5.477	2.498	0.002	0.061	0.031	0.573
3	3332	5.481	2.657	5.479	2.559	0.002	0.098	0.031	0.902
3332	2732	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3332	1032	5.479	2.559	5.477	2.498	0.002	0.061	0.031	0.573
2	1021	3.920	2.338	3.898	1.999	0.023	0.338	0.023	5.107
1	15	31.645	16.366	31.012	15.450	0.630	0.912	0.170	3.337
15	1515151	4.710	2.752	4.698	2.446	0.011	0.304	0.027	3.622
1515151	35151	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1515151	10151	4.698	2.446	4.687	2.269	0.011	0.177	0.027	2.194
15	1515152	4.698	2.453	4.693	2.269	0.005	0.184	0.026	2.059
1515152	35152	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1515152	10152	4.693	2.269	4.687	2.269	0.005	0.000	0.026	0.108
15	14	21.553	11.217	21.066	10.512	0.485	0.703	0.119	3.700
14	1414141	10.491	5.368	10.482	4.997	0.009	0.370	0.060	1.812
1414141	27141	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1414141	10141	10.482	4.997	10.473	4.767	0.009	0.229	0.060	1.150
14	1414142	10.491	5.368	10.482	4.997	0.009	0.370	0.060	1.812
1414142	10142	10.482	4.997	10.473	4.767	0.009	0.229	0.060	1.150
1414142	27142	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
11	12	17.794	8.074	17.752	8.013	0.042	0.061	0.093	0.395
12	10121	1.579	0.873	1.569	0.760	0.009	0.113	0.009	4.252
12	13	16.167	7.930	15.946	7.610	0.220	0.319	0.086	2.276
13	10132	7.939	3.919	7.925	3.608	0.014	0.310	0.043	2.057
13	10131	7.939	3.919	7.925	3.608	0.014	0.310	0.043	2.057