

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

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:
«Розробка фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом
конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних
випиначів»

Виконав: студент 2 курсу, групи ЗЕСМ-22а
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні системи
і мережі»

 Петровський О.С.
професор, к.т.н.

Керівник: к.т.н., доцент каф. ЕСС

 Остра Н.Н.
доцент, к.т.н.

« 12 » серпня 2023 р.

Опонує: к.т.н., доцент каф. ЕССМ

 Васюк О.В.
доцент, к.т.н.

« 12 » серпня 2023 р.

Допущено до захисту

вчителем кафедри ЕСС

 п.т.н., проф. Костів В.О.
професор, к.т.н.

« 11 » серпня 2023 р.

Вінниця ВНТУ - 2023 рік

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

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


18 грудня 2023 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Петровському Олександрю Станіславовичу

1. Тема роботи: «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з урахуванням конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних

вимикачів»
керівник роботи к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС Остро Н. В.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 18.09.2023 року № 247.

2. Строк подання студентом роботи 04 грудня 2023 року.

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за темою магістерської кваліфікаційної роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для професійної обчислювальної оптимізації: фрагмент електричної мережі 110 кВ АК «Вінницькобленерго» та вихідні параметри для будівництва нової мережі: 4 ліній споживачів з наступними параметрами: $P(701) = 12,4 \text{ MW}$, $\cos\phi = 0,96$; $P(702) = 14,7 \text{ MW}$, $\cos\phi = 0,91$; $P(703) = 10,4 \text{ MW}$, $\cos\phi = 0,9$; $P(704) = 14,0 \text{ MW}$, $\cos\phi = 1,0$; об'єктами з боку монтажних організацій після спорудження ЛЕП є діляки 35 км за діб.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування. 2. Електротехнічна частина. 3. Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів. 4. Економічна частина. 5. Оцінка праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Висновок. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових срежень): 1. Схема ділянки електричної мережі з новими споживачами. 2. Варіанти розвитку електричної мережі. 3. Оптимізований варіант розвитку електричної мережі. 4. Схема електричних з'єднань оптимізованого варіанта розвитку мережі. 5. Задача будівництва вакуумних вимикачів. 6. Вакуумні вимикачі напругою 6-35 кВ. 7. Шахтний вимикач високої номінальної напруги. 8. Основні техніко-економічні показники електричної мережі після розвитку.

6. Консультації розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		заплановано	виконано
Спеціальна частина	Керівні роботи Остри Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23 <i>[Signature]</i>	12.12.23 <i>[Signature]</i>
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Кабінський О. В. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС/ШБ Кафедра ЕСС/ШБ	18.09.23 <i>[Signature]</i>	12.12.23 <i>[Signature]</i>
Економічна частина	Остри Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС	18.09.23 <i>[Signature]</i>	12.12.23 <i>[Signature]</i>

7. Дата підпису записки _____ 18 вересня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапу неістеризованої кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Розроблення змістового завдання	18.09.23	20.09.23
2	Тезаіно-схематичне обґрунтування	21.09.23	27.09.23
3	Експертна частина	28.09.23	29.10.23
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних інструментів кваліфікації	30.10.23	10.11.23
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23
7	Оформлення повноважень	26.11.23	04.12.23
8	Виконання професійно-педагогічної частини та оформлення проєкту	05.12.23	07.12.23
	Перевірка МСР на плагиат. Повернений текст МСР	08.12.23	09.12.23
	Редагування МСР	10.12.23	12.12.23
	Текст МСР	18.12.23	-

Студент

[Signature]

О. С. Петросян

Керівні роботи

[Signature]
Григорук

Н. В. Остри

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.4

Петровський Олексій Станіславович «Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів». Магістерська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Вінниця: ВНТУ. 2023. 103 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 29 назв; рис.: 25; табл. 29.

В магістерській кваліфікаційній роботі сформовано оптимальну схему розвитку електричних мереж напругою 110 кВ з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів.

В роботі визначено оптимальну схему розвитку електричної мережі. Оптимальний варіант забезпечує надійне та безперервне постачання споживачів електричною енергією.

В роботі проаналізовано будову та умови експлуатації сучасних вакуумних вимикачів. У розділі охорони праці проведено аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів при роботі в електричних мережах. Також проаналізовано заходи безпеки життєдіяльності персоналу в надзвичайних ситуаціях. В економічній частині роботи розглянуто показники та критерії економічної ефективності, визначено капітальні вкладення, витрати на експлуатацію ліній електропередачі та підстанцій, а також визначено термін окупності.

Ключові слова: електрична мережа, пристрій регулювання напруги, вакуумний вимикач, дугогасильна камера, грозозахист.

ANNOTATION

Petrovskyi Oleksii "Development of a fragment of the 110 kV electrical network with an analysis of design features and operating conditions of modern vacuum switches". Master's qualification work on specialty 141 - Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics. Vinnytsia: VNTU. 2023. 103 p.

In Ukrainian language. Bibliography: 29 titles; Fig.: 25; table 29.

In the master's qualification work, an optimal scheme for the development of electrical networks with a voltage of 110 kV was formed with an analysis of the design features and operating conditions of modern vacuum switches.

The work defines the optimal scheme for the development of the electrical network. The optimal option ensures a reliable and uninterrupted supply of electrical energy to consumers.

The work analyzes the structure and operating conditions of modern vacuum switches. In the labor protection section, an analysis of potentially dangerous and harmful production factors when working in electrical networks was carried out. Safety measures for personnel in emergency situations were also analyzed. In the economic part of the work, indicators and criteria of economic efficiency were considered, capital investments, costs for the operation of power lines and substations were determined, and the payback period was also determined.

Keywords: electrical network, voltage regulator, vacuum switch, arc extinguishing chamber, lightning protection.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ	8
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	10
2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі	10
2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі.....	12
2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі	13
2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі	15
2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції.....	15
2.2.2 Оптимізація схеми ЕМ за допомогою симплекс-методу.....	18
2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування	23
2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ.....	23
2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)	26
2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП.....	27
2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях	29
2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій	31
2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій.....	32
2.5.2 Вибір схеми відгалуджувальної підстанції	32
2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції.....	33
2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей	37
2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ	39
2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі	39
3 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ	

ЕКСПЛУАТАЦІЇ СУЧАСНИХ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ	44
3.1 Характерні особливості будови вакуумних вимикачів.....	45
3.2 Аналіз конструктивних особливостей вакуумних дугогасильних камер.....	48
3.3 Аналіз переваг і недоліків застосування вакуумних вимикачів	52
3.4 Аналіз різновидів сучасних вакуумних вимикачів різних виробників .	54
3.5 Аналіз умов експлуатації та обслуговування сучасних вакуумних вимикачів	63
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	66
4.1 Задачі розділу	66
4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню та експлуатації вакуумних вимикачів.....	68
4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню та експлуатації вакуумних вимикачів	69
4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами енергетики України	69
4.3.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводу для підстанції з встановленими вакуумними вимикачами.....	73
4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції	75
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	77
ВИСНОВКИ	98
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100
ДОДАТКИ	103
Додаток А. Протокол перевірки кваліфікаційної роботи на наявність текстових запозичень.....	104
Додаток Б. Технічне завдання МКР	105
Додаток В. Результати розрахунків режимів електричної мережі	113

Додаток Г. Безпека у надзвичайних ситуаціях.	135
Додаток Д Ілюстративна частина	141

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АТ – автотрансформатор
ВВ – вакуумний вимикач
ВДК – вакуумна дугогасильна камера
ВН – висока напруга
ВРП – відкритий розподільний пристрій
ВП – вузлова підстанція
ДП – дугогасильний пристрій
ЕЕС – електроенергетична система
ЕМ – електрична мережа
КЗ – коротке замикання
КРУ – комплектна розподільна установка
ЛЕП – лінія електропередачі
НН – низька напруга
РП – розподільний пристрій
РПН – регулювання напруги під навантаженням
СП – система електропостачання
ТП – трансформаторна підстанція
ОЕС – об'єднана енергетична система
ОВ – обхідний вимикач
ШЗВ – шинноз'єднувальний вимикач

ВСТУП

Актуальність теми. Електрична мережа складається з генеруючих станцій, ліній електропередачі, розподільчих ліній, трансформаторів та інших пристроїв, що забезпечують передачу електроенергії. Застаріле обладнання, великі втрати при передачі енергії та інші фактори викликають необхідність у модернізації та розвитку електричних мереж [1].

З появою нових споживачів електроенергії виникає завдання забезпечення їхнього живлення. Це завдання вимагає вирішення з урахуванням економічної доцільності. Проектування електричних мереж класифікується як задача знаходження оптимальних умов при обмеженнях, пов'язаних як з технічними вимогами, так і практичною реалізацією проекту з урахуванням майбутнього розвитку системи.

Одним із головного обладнання електричних мереж є комутаційні апарати, які визначають надійність всіх підстанцій і ліній електропередачі у всіх режимах експлуатації. Вимикачі високої напруги використовуються як основні комутаційні апарати і відповідають за включення та відключення ЛЕП у різних режимах [2, 9, 19].

Найбільша частка вимикачів експлуатується при напрузі 110 кВ, і багато з них є застарілими, що створює потребу в їхньому оновленні. Вакуумні вимикачі вирізняються високою екологічною придатністю, високою надійністю та більшим комутаційним ресурсом, здатним працювати при низьких температурах до -60 °С. Основна проблема в електроенергетичній системі – це забезпечення балансу потужності та електроенергії у нормальних та післяаварійних режимах [2]. Отже, розвиток та реконструкція електричних мереж з аналізом конструктивних особливостей та експлуатації вакуумних вимикачів є **актуальною науково-прикладною задачею**.

Мета і задачі дослідження. Основною метою даної магістерської кваліфікаційної роботи є сформулювати оптимальну схему розвитку ЕМ

напругою 110 кВ та проаналізувати конструктивні особливості та умови експлуатації сучасних вакуумних вимикачів.

У відповідності з вказаною метою в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- дослідження відомих методів, які використовуються для проектування та розвитку електричних мереж;
- формування оптимального розвитку існуючої мережі 110 кВ;
- вибір оптимальної схеми розвитку ЕМ;
- аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів;
- визначення основних техніко-економічних показників розвитку мережі;
- аналіз питання забезпечення охорони праці обслуговуючого персоналу ЕМ;

Об'єктом дослідження є електричні мережі 110 кВ ПАТ «Вінницяобленерго».

Предметом дослідження є існуючі методи оптимізації розвитку електричних мереж.

Методи дослідження. Для розв'язання поставленої задачі використано два методи оптимізації розвитку ЕМ, а саме: метод поконтурної оптимізації та динамічного програмування для вибору схеми ЕМ. Для оцінки надійності схем вузлових підстанцій було застосовано метод Тарівердієва. Для виконання розрахунків в даній роботі було застосовано програмні комплекси, зокрема програмний комплекс «ВТРАТИ-110».

Особистий внесок здобувача. Всі отримані результати роботи, які складають основний зміст магістерської кваліфікаційної роботи, були отримані автором самостійно.

1 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ

Ефективне електропостачання вважається таким, при якому під час аварійних пошкоджень елементів електричної мережі живлення відновлюється протягом часу, необхідного для виконання ручних перемикань, без проведення ремонтних робіт на пошкоджених елементах.

У зв'язку зі змінами в навантаженнях та появою нових споживачів, електрична мережа перебуває у процесі розвитку, модернізації та реконструкції. Лінії та підстанції добудовуються, замінюються, реконструюються, а також встановлюються нові системи керування. Важливо спроектувати електричну мережу таким чином, щоб вона забезпечувала можливість подальшого розширення та розвитку [2].

При цьому ефективність експлуатації електричної мережі визначається техніко-економічними показниками, що стають ключовими для визначення напрямків розвитку та реконструкції існуючих мереж. Важливо врахувати, що деякі повітряні лінії та обладнання підстанцій побудовані 30–40 років тому і мають природну фізичну зношеність та високий рівень амортизаційного зносу.

Також слід враховувати тенденцію до значного збільшення споживання окремими споживачами електроенергії. Забезпечення надійності вимагає створення економічно надійних систем електропостачання з меншими витратами на проектування та будівництво, що передбачає мінімізацію використання ресурсів і матеріалів.

Оскільки з'явилися 4 нових вузли споживання електричної енергії (701, 702, 703, 704), тому виникла необхідність розвитку існуючих електричних мереж напругою 110/35 кВ. На рисунку 1.1 показано схему існуючої електричної мережі з новими споживачами електричної енергії.

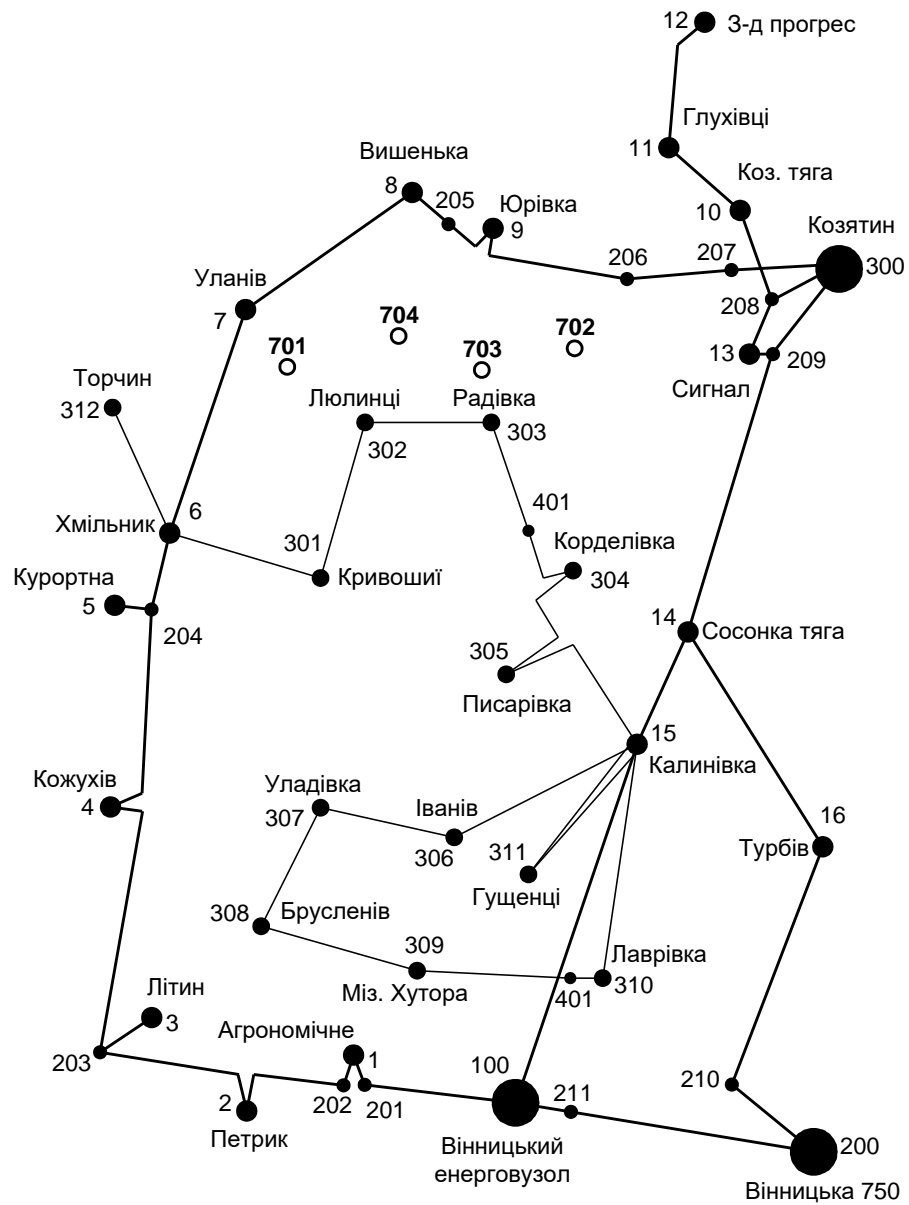


Рисунок 1.1 – Схематичне зображення існуючої електричної мережі з новими споживачами

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок прогнозування електричних навантажень мережі

Визначення аналітичного виразу для залежності максимальної потужності від часу з найменшою похибкою використовуючи метод найменших квадратів дозволяє замінити таблично-задану функцію $P_{\max}(T)$ аналітичним виразом $P'_{\max}(T)$ [3, 4]:

$$P_{\max}(T) \rightarrow P'_{\max}(T) = a' + b' \cdot T, \quad (2.1)$$

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

Визначення відповідних числових коефіцієнтів a' та b' здійснюється шляхом мінімізації виразу, записаного відповідно до методу найменших квадратів:

$$\text{Ц} = \sum_{i=1}^n [P_{\max,i} - (a' + b' \cdot T)]^2 \rightarrow \min \quad (2.2)$$

Після проведення диференціювання вхідної функції, кінцевий вигляд системи лінійних рівнянь для визначення коефіцієнтів регресійної залежності a' та b' виглядає наступним чином:

$$\begin{cases} n \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \\ \sum_{i=1}^n T_i \cdot a' + \sum_{i=1}^n T_i^2 \cdot b' = \sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i \end{cases} \quad (2.3)$$

Підставивши вхідні дані з табл. 1 завдання в систему (2.3), остання буде мати вигляд:

$$\begin{cases} 10 \cdot a' + 20145 \cdot b' = 938, \\ 20145 \cdot a' + 40662805 \cdot b' = 1925866,0 \end{cases}$$

звідки $a' = -2556,5$, $b' = 1,3152$. Отже, регресійна функція матиме наступний вигляд:

$$P'_{\max} = 1,3152T - 2556,5$$

За допомогою табличного редактора Excel була отримана апроксимаційна характеристика та її коефіцієнти (рисунок 2.1).

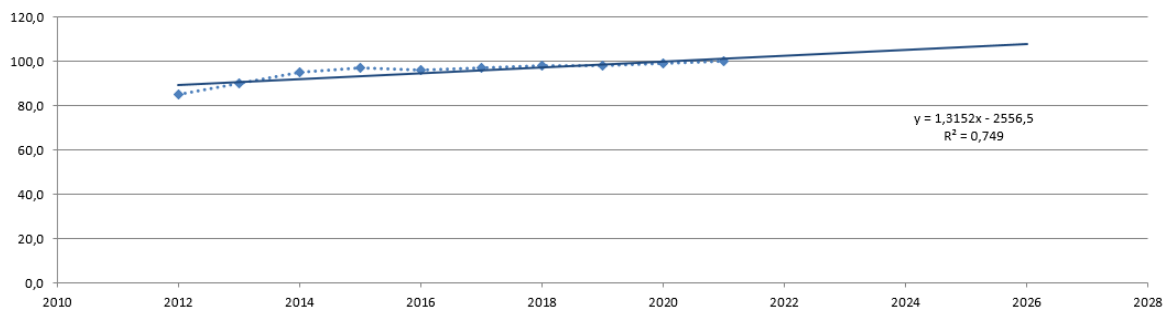


Рисунок 2.1 – Отримані графіки залежностей максимального навантаження від часу T - таблицьно-заданої $P_{\max}(T)$ і регресійної $P'_{\max}(T)$ залежностей

Аналізуючи поданий графік (рис. 1.1), можна прийти до висновку, що прогнозоване сумарне навантаження на електромережу до 2024 року збільшиться до 109,3%, що становить 8,1% більше за проектну потужність. Таким чином, необхідно вжити заходів для забезпечення надійності та якості електропостачання, а саме перевірити відповідність прогнозних режимів експлуатації технічним характеристикам основного обладнання.

2.1.1 Розрахунок режиму існуючої мережі

Розрахунки режиму максимального навантаження існуючої мережі показали, що напруги в усіх вузлах відповідають обмеженням або можуть бути приведені до них за допомогою наявних регулюючих пристроїв [3, 4].

Перевірка відповідності струмових навантажень ліній передачі та трансформаторів свідчить про те, що основне обладнання експлуатується в економічних режимах або близьких до них. Зокрема, втрати в електроенергії у мережі є відносно невеликими: 2,388 МВт у лініях передач та 1,121 МВт у трансформаторах, зокрема 0,590 МВт у режимі холостого ходу та 0,531 МВт у режимі навантаження (табл. 2.1).

Таблиця 2.1– Порівняльний аналіз струмів проводів

	1-202	8-7	100-211	207-206
Тип марки проводу	АС -120	АС -120	АС -150	АС -150
Значення допустимого струму, А	390	390	450	450
Значення розрахунк. струму, А	28	27	116	116

У регіоні, де планується розширення електричних мереж, наявні лінії електропередач мають достатній запас щодо пропускної здатності для забезпечення транспортування електроенергії для нових споживачів, а також відповідні рівні напруги в вузлах, як вказано у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2– Значення напруг потенційних вузлів нових приєднань

Вузли	7	8	9	206
Напруга вузла,кВ	112,55	113,54	114,46	115,85

Аналіз результатів розрахунку максимального навантаження свідчить, що струмове навантаження ЛЕП 110 кВ є невеликим у порівнянні з тривало допустимим струмом. Це відкриває можливість транспортування додаткової

електроенергії до нових споживачів без внесення конструктивних змін у існуючі мережі.

З розрахункових рівнів напруги на шинах підстанцій, розташованих у зоні нового будівництва (табл. 2.2), видно, що всі вони забезпечують можливість приєднання додаткового навантаження з боку сторони ВН. Таким чином, визначення потенційних вузлів для приєднання нових ЛЕП може бути проведено з економічних міркувань, зокрема за допомогою симплекс-методу.

2.1.2 Формування максимального графа електричної мережі

Аналіз показує, що рівні напруг в потенційних вузлах приєднання знаходяться в оптимальних межах.

У районі, де передбачається розвиток електричних мереж, існуючі лінії електропередач мають достатній запас пропускної здатності для транспортування електроенергії новим споживачам [3].

Отже, на підставі розрахункових даних вибираються потенційні вузли, до яких можна здійснити приєднання нових підстанцій. Зокрема, варіантами є вузол №7 – Уланів з напругою 112,54 кВ та вузол № 206 – відгалуження лінії Козятин-Юрівка з напругою 115,85 кВ.

Оцінивши всі необхідні умови - місце розташування нових ПС та наближеність їх до дійсної мережі, далі було сформовано максимальний граф розвитку ЕМ, який показано на рисунку 2.2. На даному рисунку зображено усі можливі варіанти приєднання нових ПС.

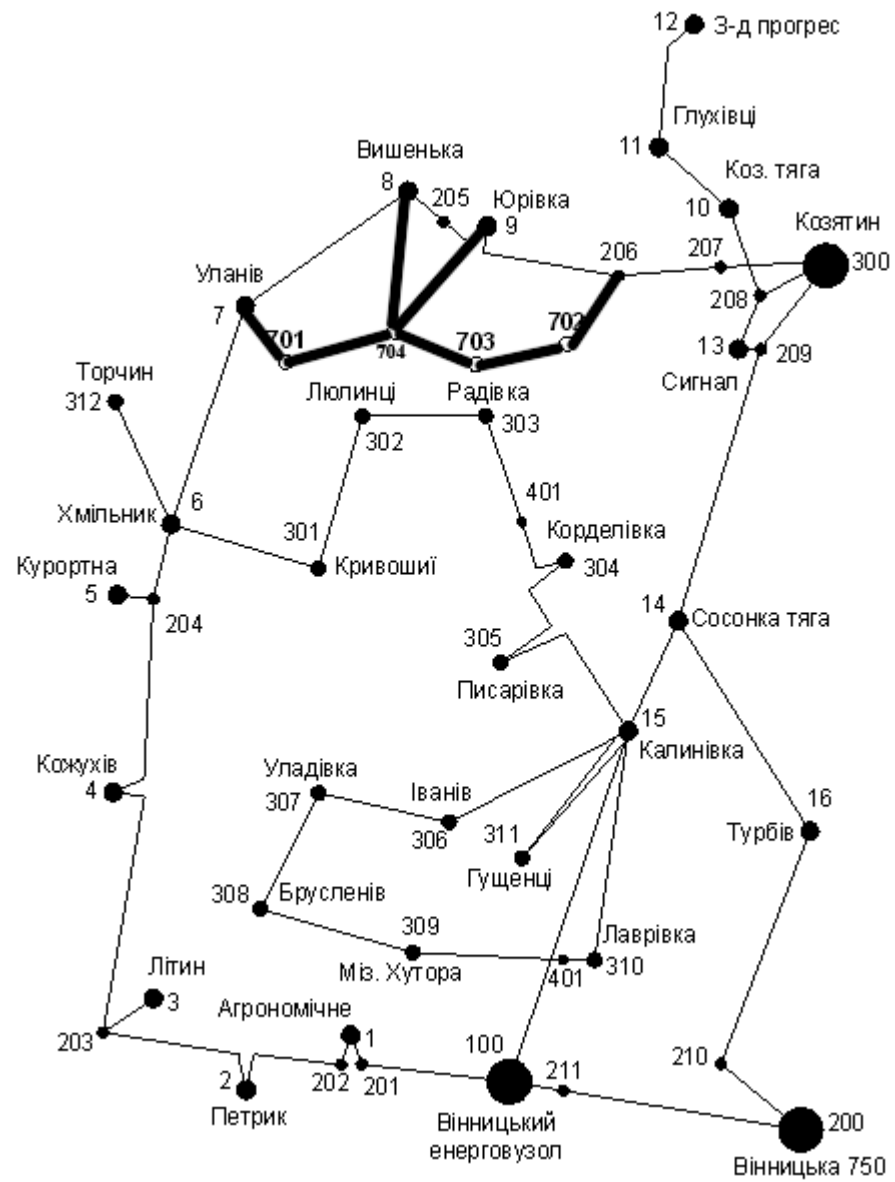


Рисунок 2.2 – Схематичне зображення максимального графа електричної мережі

2.2 Аналіз етапів визначення оптимальної схеми розвитку електричної мережі

Для вирішення завдань розвитку електричних мереж необхідно здійснювати пошук оптимального проекту з урахуванням капіталовкладень та експлуатаційних витрат. При цьому слід враховувати різні технічні вимоги до електропостачання споживачів. Таким чином, техніко-економічне обґрунтування проекту включає в себе не лише вибір конфігурації та напруги мереж, але й параметрів всіх їх елементів з метою забезпечення необхідної якості електроенергії, запасу стійкості та координації процесу керування [4].

Однак вирішення всіх цих питань в рамках однієї математичної моделі є неможливим. Тому процес проектування розбивається на етапи, а оптимальні рішення на кожному етапі приймаються за допомогою комплексу математичних моделей. Для пошуку оптимальних схем з економічних показників ефективно використовуються методи лінійного програмування, зокрема симплекс-метод. Проте, важливо враховувати, що його використання обмежується певними умовами, зокрема формулюванням цільової функції та обмежень.

2.2.1 Аналіз етапів алгоритму лінеаризації цільової функції

Для створення математичної моделі необхідно визначити критерій оптимальності. У цьому випадку найбільш відповідним критерієм є дисконтовані витрати на розвиток електричної мережі. Оптимізованими змінними у цьому контексті слід обрати потужності P_i , які протікають лініями [4].

У загальному випадку залежності $V_i = f(P_i)$ є нелінійними. Таким чином, функція, яка відображає процес розвитку електричної мережі, може бути представлена у вигляді нелінійної функції з лінійними та нелінійними обмеженнями для змінних P_i . З метою застосування симплекс-методу цю цільову функцію можна лінеаризувати стосовно обраних змінних. У загальному випадку для кожної i -тої ЛЕП дисконтовані витрати V_i можна

записати:

$$B_i = (a_i + b_i \cdot P_i^2) \cdot l_i, \quad (2.4)$$

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

Після лінеаризації функція витрат набуде вигляду:

$$B_i = (a_i' + b_i' \cdot P_i) \cdot l_i, \quad (2.5)$$

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

Для лінеаризації функції використовувався метод найменших квадратів. Для використання цього методу потрібно отримати n значень вихідної функції для різних потужностей P_i , що утворює систему рівнянь, аналогічну (2.3). Розв'язання цієї системи дозволяє визначити коефіцієнти цільової функції у лінійному вигляді.

Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) [7], на ділянках ЛЕП було обрано марку провoda АС-240. Згідно з нормативним документом СОУ-Н МEB 45.2-37471933-44.2016, питомі капіталовкладення відповідно дорівнюватимуть 1573,68 тис. грн/км.

Значення коефіцієнта b_i визначається за формулою.:

$$b_i = \frac{r_{0i} \tau C_0}{U_n^2 (\cos \varphi)^2}, \quad (2.6)$$

де U_n – номінальна напруга (110 кВ); $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності (прийнято 0,9); τ – час максимальних втрат (4098 год/рік для $T_{нб} = 5600$ год/рік); C_0 –

вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії прийнято 1,65 грн/кВт·год; r_{0i} – активний опір, який залежить від перерізу проводу (проводу АС-240 $r_{0i} = 0,131$ Ом/км). Результати розрахунку коефіцієнтів подано у табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Величини вартісних коефіцієнтів для квадратичної цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = a + b \cdot P^2$

Номер вузла початку	Номер вузла кінця	Значення довжини на карті, см	Значення довжини, км	Значення напруги, Уном, кВ	Величина питомих капіталовкладень, тис. грн/км	Питомий опір, Ом/км	Коеф. а, тис. грн	Коеф. b, тис. грн/МВт	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП за умови макс. потужності 10 МВт, тис. грн
7	701	0,9	5,4	110	1573,680	0,131	2719,3	0,784	2797,7
8	704	2	12	110	1573,680	0,131	6042,9	1,742	6217,1
9	704	1,8	10,8	110	1573,680	0,131	5438,6	1,568	5595,4
206	702	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,045	3730,3
701	704	1,6	9,6	110	1573,680	0,131	4834,3	1,394	4973,7
704	703	1,2	7,2	110	1573,680	0,131	3625,8	1,045	3730,3
703	702	1,3	7,8	110	1573,680	0,131	3927,9	1,132	4041,1

Після лінеаризації значення вартісних коефіцієнтів a_i не змінилися, оскільки не залежать від потоку потужності, а коефіцієнти b_i зросли (табл. 2.4).

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

Для можливості врахування питомих капіталовкладень на спорудження ЛЕП під час розв'язання задачі оптимізації залежність дисконтованих витрат було подано у вигляді лінійної функції без постійного коефіцієнта. Результати подано у табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Таблиця 2.5 – Величини вартісних коефіцієнтів для лінеаризованої цільової функції дисконтованих витрат типу $V_d = c \cdot P$ після уточнення

Назва ЛЕП	Значення довжин, км	Знач. орієнтовної пот. Р, що передається по ЛЕП, МВт	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (квадр. фн), тис. грн	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (1.1P), тис. грн	Коеф. с, тис. грн/МВт	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (лінійна функ.), тис. грн	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (0.9P), тис. грн	Значення дисконтованих витрат для ЛЕП (1.1P), тис. грн
7-701	0,9	22,4	3113,7	3038,8	3196,5	138,8	3113,7	2802,3	3425,1
8-704	2	22,4	6919,3	6752,8	7103,4	308,5	6919,3	6227,4	7611,3
9-704	1,8	22,4	6227,4	6077,5	6393,0	277,6	6227,4	5604,7	6850,1
206-702	1,2	22,4	4151,6	4051,7	4262,0	185,1	4151,6	3736,4	4566,8
701-704	1,6	22,4	5535,5	5402,3	5682,7	246,8	5535,5	4981,9	6089,0
704-703	1,2	22,4	4151,6	4051,7	4262,0	185,1	4151,6	3736,4	4566,8
703-702	1,3	22,4	4497,6	4389,3	4617,2	200,5	4497,6	4047,8	4947,3

2.2.2 Оптимізація схеми ЕМ за допомогою симплекс-методу

Для розв'язання задач лінійного програмування застосовується симплекс-метод. Симплекс-метод також називають методом поступового покращення плану [9].

Задача оптимізації сформулюється наступним чином:

мінімізувати

$$y(x) = c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + \dots + c_nx_n + b_{n+1}; \quad (2.7)$$

за наступних обмежень:

$$\begin{aligned} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n &= b_1; \\ \dots & \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n &= b_m. \end{aligned} \quad (2.8)$$

За допомогою симплекс-методу (СМ) задача лінійного програмування (2.7) за умов (2.8) розв'язується в два етапи:

- I-ий етап СМ полягає в приведенні системи обмежувальних рівнянь і цільової функції до канонічного вигляду;

- II-ий етап СМ полягає в оптимізації цільової функції, отриманої в результаті I-го етапу, на базі використання Симплекс-алгоритму (СА).

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

1. Змінними x_i , що оптимізуються, є потужності в лініях ЕМ;
2. Вільними членами у системі (2.8) вважаються потужності навантажень. Вони завжди більше 0;
3. Коефіцієнти a_{ij} системи (2.8) для ЕМ – це коефіцієнти I-ої матриці сполучень;
4. Коефіцієнти c_i функції (2.7) – для задачі оптимізації схеми ЕМ є питомими витратами на транспортування потужності лініями (табл. 2.7);
5. Оскільки створення моделі здійснювалось з урахуванням заданих напрямків потужності в схемі максимального графу, то частина змінних може в кінцевому рахунку приймати від'ємне значення. Останнє протиріччя усувається введенням додаткових змінних.

Симплекс таблиця для задачі у даній постановці набуває вигляду, поданого на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах		
	7-701	8-704	9-704	206-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0				
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,40	13,40	
702	0	0	0	0	1	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	20,21	20,21	
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	11,24	11,24	
704	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	-14,00	-14,00	
Коефіцієнти цільової функції	385,525	796,722	717,050	478,033	637,378	637,378	478,033	478,033	517,869	517,869							0,000	
Потужності ЛЕП																		
Постійні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Змінні складові витрат	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Дисконтровані витрати, тис. грн																		0,000

Рисунок 2.3– Необхідні вихідні дані для розв'язку задачі оптимізації схеми розподільної ЕМ за допомогою Симплекс-методу (початкова симплекс-таблиця)

Скориставшись у МО Excel надбудовою «Пошук рішень» отримаємо розв'язок симплекс таблиці показаної на рис. 2.4.

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-701	8-704	9-704	206-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,40	0,00
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	20,21	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	11,24	0,00
704	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	-14,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	264,783	796,722	717,050	200,498	637,378	1756,625	334,272	478,033	517,869	517,869							13157,071
Потужності ЛЕП	13,404	0,000	0,000	17,456	0,000	0,000	14,000	0,000	2,758	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2719,319	0,000	0,000	3625,759	0,000	0,000	3625,759	0,000	3927,906	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			13898,743
Змінні складові витрат	140,836	0,000	0,000	318,471	0,000	0,000	204,857	0,000	8,613	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			672,778
Дисконтровані витрати, тис. грн																	14571,521

Рисунок 2.4 – Отримані результати пошуку рішення за допомогою Excel

Симплекс-метод передбачає уточнення коефіцієнтів цільової функції у зв'язку зі зміною перетоків то лініям, тому коригуємо вартісні коефіцієнти та виконуємо повторний розрахунок (рис. 2.5).

Номери вузлів	Перелік ЛЕП														Потужності вузлів	Небаланси по вузлах	
	7-701	8-704	9-704	206-702	701-704	704-701	704-703	703-704	703-702	702-703	0-0	0-0	0-0	0-0			
701	1	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13,40	0,00
702	0	0	0	1	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	20,21	0,00
703	0	0	0	0	0	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	11,24	0,00
704	0	1	1	0	1	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	-14,00	0,00
Коефіцієнти цільової функції	213,384	796,722	717,050	225,957	637,378	637,378	273,616	478,033	517,869	517,869							11672,971
Потужності ЛЕП	10,646	0,000	0,000	20,214	0,000	2,758	11,242	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			
Постійні складові витрат	2719,319	0,000	0,000	3625,759	0,000	4834,345	3625,759	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			14805,183
Змінні складові витрат	88,839	0,000	0,000	427,063	0,000	10,601	132,092	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000			658,595
Дисконтровані витрати, тис. грн																	15463,778

Рисунок 2.5 – Отримані результати після коригування вартісних коефіцієнтів через зміну перетоків потужності по лініях

У таблиці на рис. 2.5 наведено схему ЕМ для якої забезпечується найменше значення витрат, оскільки подальший перебір коефіцієнтів призводить до збільшення цільової функції. Її графічне представлення подано на рис. 2.6.

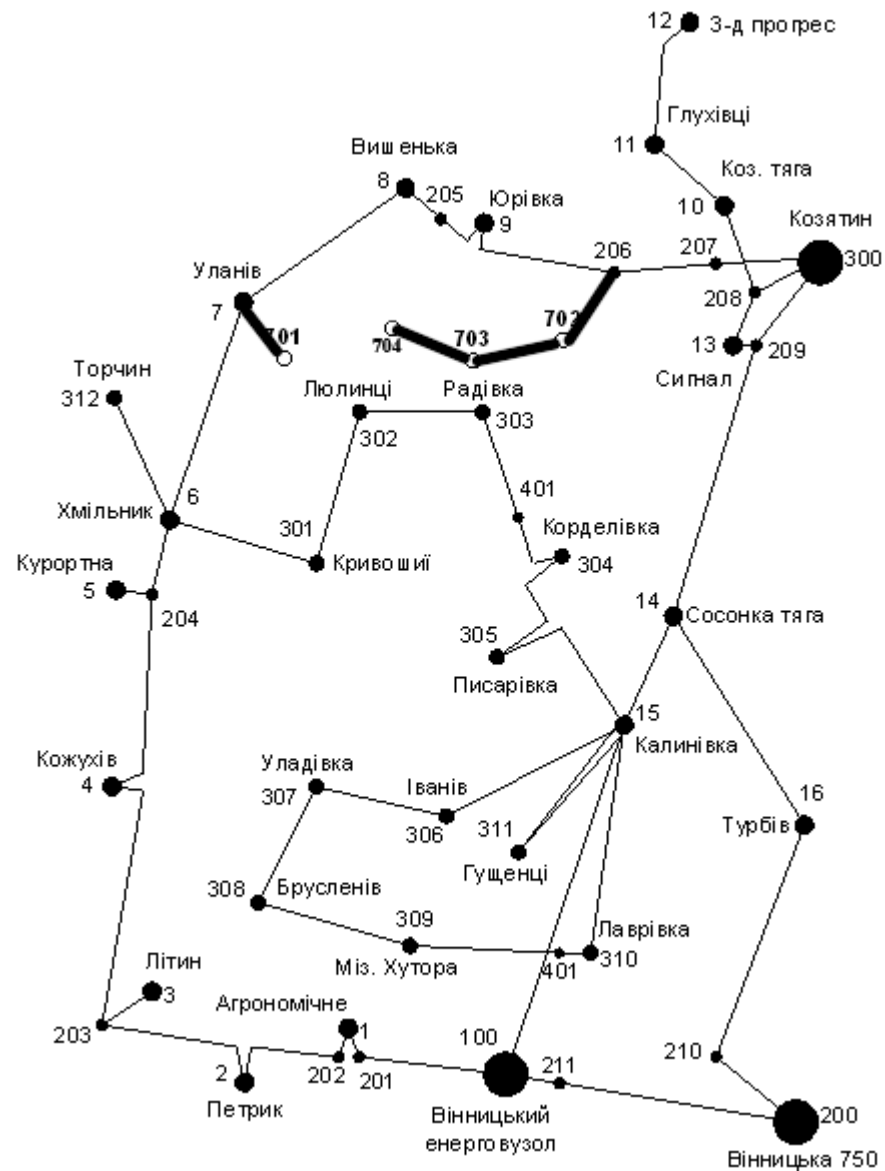


Рисунок 2.6 – Схематичне зображення графа оптимальної схеми ЕМ отриманої після розрахунку за симплекс-методом

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

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

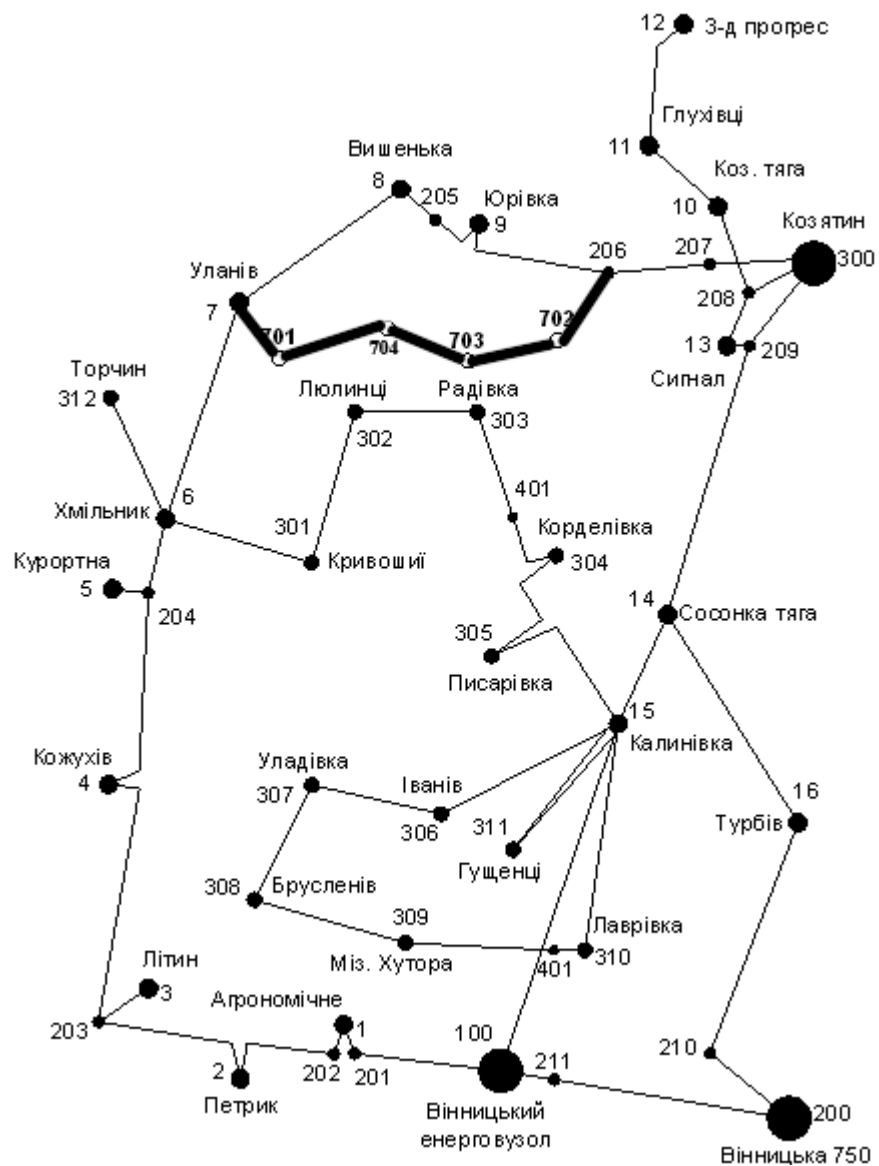


Рисунок 2.7 – Оптимальна схема ЕМ із забезпеченням споживачів першою категорією надійності

Отримана схема електричної мережі дозволить забезпечити енергією всіх споживачів відповідних категорій надійності електропостачання. Таке розв’язання задачі підсилить існуючу мережу 110 кВ і розвантажить наявні ЛЕП.

2.3 Методика вибору оптимальної схеми розвитку ЕМ з використанням методу динамічного програмування

Динамічне програмування це такий метод нелінійного програмування, який дозволяє оптимізувати багатокроковий процес для функції багатьох змінних [3].

2.3.1 Аналіз і визначення оптимальної послідовності спорудження ЕМ

Для схеми електричних мереж необхідно забезпечити розвиток мереж для електропостачання нових навантажень, що будуть вводиться на протязі двох років (вузли 701, 702, 703, 704).

Для нашого варіанту приймаємо три опорних пунктів живлення: 2, 13 та 14 відносно яких будуть розглядатись варіанти схеми.

Запишемо цільову функцію [3]:

$$B_{\Sigma} = \sum_{t=1}^T B_t \cdot (1 + E_{н.п})^{(T-t)}, \quad (2.9)$$

де B_t – витрати на t період спорудження об'єкту; $E_{н.п}$ – нормативний коефіцієнт приведення різночасових витрати до 1 року ($E_{н.п} = 0,16 \div 0,20$); T – тривалість будівництва (в роках).

Значення B_t для кожного року визначаються за формулою:

$$B_t = K \cdot K_d + E, \quad (2.10)$$

Для розв'язування необхідних задач (2.10) можна використовувати метод нелінійного програмування, одним з яких є метод динамічного програмування.

Метод динамічного програмування складається з двох етапів: прямого та зворотного ходу.

На першому етапі рухаючись від першого року до останнього визначають умовно оптимальну схему електричної мережі. Кожен крок вибирають так, щоб сумарні витрати на i -му та $(i+1)$ році були мінімальні:

$$(B_i + B_{i+1}) \rightarrow \min \quad (2.11)$$

Отже, витрати на першому році обчислюються на основі всіх можливих варіантів реалізації. Отриманий варіант на цьому етапі має оптимальні дисконтовані витрати. Однак, оскільки на попередніх роках не відомо, якими будуть варіанти наступного року, отриманий розв'язок є наближеним і потребує уточнення [3].

На другому етапі рухаючись від останнього року до першого, параметри електричної мережі та траєкторію її оптимального будівництва уточнюються за критерієм (2.11).

У постановці задачі динамічного програмування використовується цільова функція (2.9), при цьому функція витрат може бути як лінійною, так і нелінійною.

Обмеження:

- 1) Баланс потужностей: $\sum_{i \in M_j} P_{li} = P_{Hj}$;
- 2) Стосовно ресурсів: $I_{\Sigma t} = I_{\max}$;
- 3) Обмеження на параметри: $P_{li} \leq P_{\max}$;

Таким чином, для оптимізації електричної мережі згідно до завдання:

$$B_t = \sum_{i=1}^{nt} B_i = \sum_{i=1}^{nt} (a_i \cdot P_i^2 + b_i) \cdot l_i \quad (2.12)$$

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

Перший етап. За три роки потрібно забезпечити енергопостачання пунктів 701, 702, 703, 704. Оскільки за один рік немає змоги вводити більше ніж 35 км ліній, тому підключення нових споживачів буде відбуватися поступово.

Варіант №1

1-ий рік – будуємо лінії до пунктів 7-701, 701-704, 704-703, 703-702. Таким чином сумарне збільшення довжини ліній електричної мережі складає:

$$\Delta L_{\Sigma} = \Delta L_{7-701} + \Delta L_{701-704} + \Delta L_{704-703} + \Delta L_{703-702} = 30 \text{ (км)},$$

що не перевищує обмежень по введенню ліній.

За формулою (2.12) розраховуються B_t , для кожної лінії будівництва першого року. Розрахунки для решти варіантів розвитку схеми ЕС на протязі першого року виконуються аналогічно. Результати розрахунків подано в табл. 2.5.

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

Для варіанту 1 на другому році розвитку будуємо одноланцюгову лінію 206-702. Результати розрахунків подано в табл. 2.6.

Третій етап. Для третього року, варіанти електропостачання формуються з врахуванням розвитку на першому та другому кроці.

Для варіанту 1 на третьому році розвитку ЛЕП не будуються, оскільки всі лінії побудовані, але для третього та четвертого варіантів на третьому році будівництво продовжується.

Таблиця 2.5 - Можливі варіанти розвитку схеми для першого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
1	1	7-701	5,4	1,91	30	9 520,48	53 387,97	44 489,98	44 489,98
		701-704	9,6	15,3		17 247,71			
		704-703	7,2	1,35		12 692,06			
		703-702	7,8	12,61		13 927,72			
	2	206-702	7,2	32,93	29,4	14113,64	26 515,61	22 096,34	22 096,34
		704-703	7,2	1,35		15982,86			
		701-704	9,6	15,33		11680,33			
		7-701	5,4	1,10					
	3	206-702	7,2	32,93	22,2	14113,64	40 443,32	33 702,77	33 702,77
		703-702	7,8	12,61		17083,47			
		704-703	7,2	1,35		15982,86			

Таблиця 2.6 - Можливі варіанти розвитку мережі для другого року

t	варіант схеми	ЛЕП	L	P	Lсум	Ві	Ві,сум	Вt	Вартість
2	11	206-702	7,2	32,93	7,2	13 823,55	13 823,55	9 599,68	54 089,66
	21	703-702	7,8	12,61	7,8	13 927,72	13 927,72	9 672,03	31 768,37
	21	7-701	5,4	1,91	15	9 520,48	26 768,19	18 589,02	52 291,79
		701-704	9,6	15,3		17 247,71			

2.3.2 Визначення остаточного (кінцевого) варіанту розвитку ЕМ (оптимальна послідовність)

Згідно зі значеннями сумарних дисконтованих витрат (ВΣ) з таблиці 2.6 обрано варіант розвитку з найменшими витратами, який був умовно позначений як варіант 21. Після завершення розрахунків вартості будівництва мережі було визначено цей варіант як умовно оптимальний.

Після уточнення поточкорозподілу та вартості будівництва ЛЕП претендентів, значення критерію оптимальності зазнало змін. У випадку варіанту 21, приєднання підстанцій 701, 702, 703, 704 призвело до зміни перетоків потужності в ЛЕП, споруджених протягом першого та другого років. Таким чином, стало необхідним уточнення витрат для всіх оптимальних

варіантів.

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

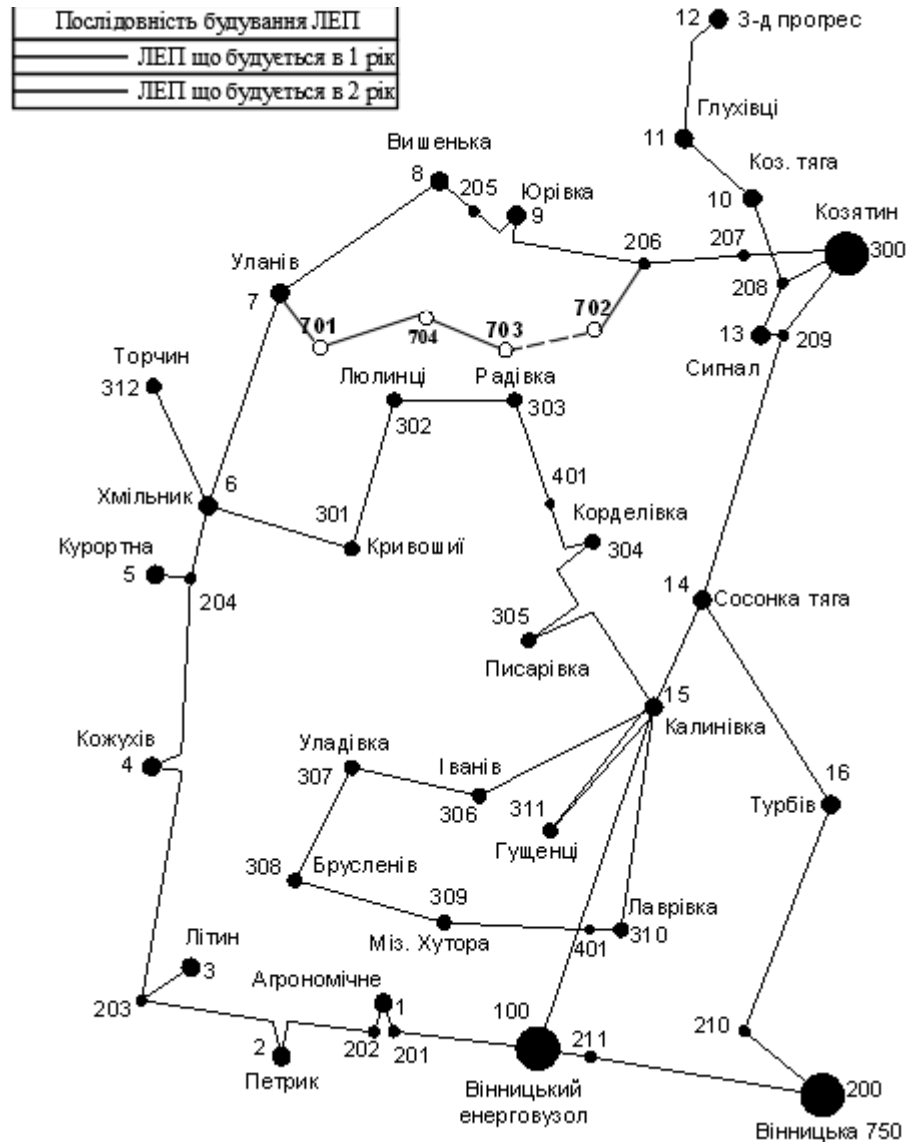


Рисунок 2.8 – Отримана оптимальна схема згідно методу динамічного програмування

2.3.3 Визначення конструктивних параметрів ЛЕП

Визначаємо розрахункові струми у всіх вітках з врахуванням оптимального варіанту за формулою (2.13):

$$I_{\Sigma(s)} = \frac{|S_{л}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} ; \quad (2.13)$$

$$I_{\text{розр}7-701} = \alpha_1 \alpha_T \frac{|S_{\text{л}}|}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{л}}} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{2,53}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 17,63 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}701-704} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{18,04}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 123,09 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}704-703} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{9,32}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 63,64 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}703-702} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{19,2}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 131,01 \text{ (A)};$$

$$I_{\text{розр}702-206} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{40,6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 277,07 \text{ (A)};$$

Час найбільших навантажень $T_{\text{нб}} = 5600$ (год). Отже $\alpha_T = 1$, оскільки $4000 < T_{\text{нб}} < 6000$ годин.

По приведеній в [9] таблиці вибираємо переріз проводів та параметри лінії.

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

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

1й – розрив лінії 7-701;

2й – розрив лінії 701-704;

3й – розрив лінії 704-703;

4й – розрив лінії 103-702;

5й – розрив лінії 702-206;

Отримані результати представлені у таблиці 2.7

Таблиця 2.7 – Значення конструктивних перерізів ліній електропередач

ЛЕП	Іпа1, А	Іпа2, А	Іпа3, А	Іпа4, А	Іпа5, А	Іпа,А max	Іпа Доп.	Іроз, А	Марка проводу
7-701	0	75	36	80	191	191	390	17,63	АС-120/19
701-704	73	0	67	28	114			123,09	АС-120/19
704-703	35	65	0	61	175			63,65	АС-120/19
703-702	78	27	58	0	112			131,01	АС-120/19
206-702	177	104	162	103	0			277,07	АС-120/19

Згідно ПУЕ [7] мережу 110 кВ рекомендується прокладати проводом АС 240/39, але допускається АС-120/19.

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

2.4 Розрахунок та вибір потужностей трансформаторів на споживальних підстанціях

Алгоритм вибору трансформаторів проводиться з врахуванням наступних критеріїв, а саме [3, 5]:

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

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

Вибір трансформаторів здійснюється за наступними формулами:

$$\underline{S}_{T.ном} \geq \frac{P_{max}}{1,4(n_T - 1) \cos \varphi_n} = \frac{S_{max}}{1,4 \cdot (n_T - 1)}, \quad (2.14)$$

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

Для 701 вузла згідно (2.14) маємо:

$$S_1 \geq \frac{15,58}{1,4 \cdot (2-1)} = 11,13 \text{ МВА.}$$

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

У вузлах 702, 703 та 704 також передбачено встановлення двох трансформаторів (таблиця 2.8).

Таблиця 2.8 – Основні параметри трансформаторів у нових вузлах

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

Перевірка допустимості післяаварійного режиму здійснюється згідно формули 2.15:

$$K_{з.па} = \frac{S_{нав}}{(n_m - 1) \cdot S_n} \leq 1.4 \quad (2.15)$$

Тоді для наших вузлів перевірка буде виглядати наступним чином:

$$K_{з1.па} = \frac{14,41}{(2-1) \cdot 16} = 0,9 \leq 1,4$$

$$K_{з3.па} = \frac{11,5}{(2-1) \cdot 10} = 1,16 \leq 1,4$$

$$K_{з2.па} = \frac{20,55}{(2-1) \cdot 16} = 1,28 \leq 1,4$$

$$K_{з4.па} = \frac{14}{(2-1) \cdot 10} = 1,4 \leq 1,4$$

Перевірка на перевантаження вибраного трансформатора при максимальних навантаженнях вузлів показала, що коефіцієнт перевантаження становить $\leq 0,7-0,8$, що відповідає технічним умовам експлуатації. Розрахунки свідчать про те, що трансформатори прийнятої потужності не лише забезпечують надійне електропостачання споживачів, але й передбачають можливість росту споживання електроенергії. Вибір трансформаторів для інших підстанцій проводився аналогічно, результати представлені в табл. 2.8.

2.5 Аналіз вибору схем розподільчих пристроїв підстанцій

При виборі конфігурації електричної підстанції необхідно враховувати кількість приєднань, враховуючи призначення, роль та положення підстанції в електричній мережі енергосистеми, включаючи лінії та трансформатори [4, 6].

З огляду на функції електричної підстанції в електричній мережі, її схема повинна:

- забезпечувати надійне електропостачання приєднаних споживачів у нормальних, ремонтних і післяаварійних режимах, враховуючи категорії надійності електропостачання для електроприймачів та наявність незалежних резервних джерел живлення;
- гарантувати надійність транзиту електроенергії через підстанцію в нормальних, ремонтних і післяаварійних умовах відповідно до її значення для конкретного ділянки мережі;
- враховувати поетапний розвиток підстанції, динаміку змін навантаження в мережі та інші аспекти. Розвиток підстанції та її основної схеми повинен відбуватися, виходячи з принципу етапного розвитку, забезпечуючи найбільш простий та економічний розвиток без суттєвих реконструкцій із збереженням електропостачання споживачів;
- враховувати вимоги до протиаварійної автоматики.

2.5.1 Вибір схеми прохідних підстанцій

Оскільки на підстанціях 701, 702, 703 та 704 встановлено по два трансформатори, а кількість ліній, які підходять до кожної підстанції, становить дві, для цих вузлів була вибрана схема «Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів» (рис. 2.9).

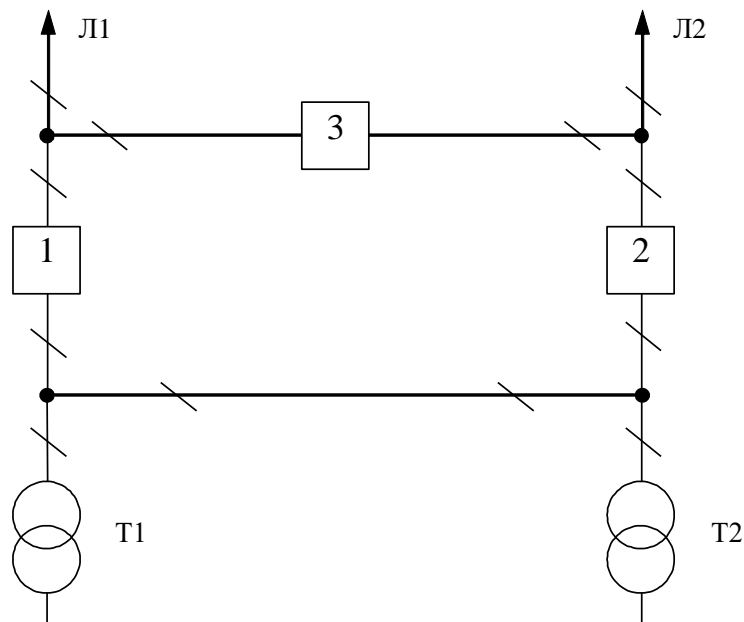


Рисунок 2.10 – Запропонована схема РП нових вузлів 701, 702, 703 та 704

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

2.5.2 Вибір схеми відгалужувальної підстанції

Для забезпечення живлення нових споживачів однією з джерел електропостачання було обрано вузол 206, який є точкою з'єднання проводів ліній АС-120 та АС-150, як показано на схемі [3]. У зв'язку з цим, в цьому місці рекомендується встановити відгалужувальну опору замість анкерної опори. Ще одним місцем, яке забезпечить живлення нових підстанцій, є вузол

7 - Підстанція Уланів. Таким чином, після реконструкції вказана підстанція стане відгалужувальною замість прохідної. Однак для розподільчого пристрою 110 кВ відгалужувальної підстанції "Уланів" (вузол 7) існуюча схема вважається незадовільною. Таким чином, пропонується її реконструкцію шляхом додавання одного приєднання. Таке рішення не вплине на надійність та селективність релейного захисту ліній електропередачі.

2.5.3 Оцінювання надійності схем підстанції

Оцінка надійності розподільчих пристроїв (РП) включає в себе визначення математичних очікувань кількості відключень елементів (ліній, трансформаторів, генераторів), які комутуються в РП. Крім того, проводиться поділ РП на електрично непов'язані частини, враховуючи тривалість вимушених простоїв елементів, що відключилися, або операцій із розділення РП через відмови як вимикачів РП, так і самих комутуючих елементів в нормальних та ремонтних режимах РП.

Для аналізу надійності мережі, яка розробляється, вибраний вузол 704, де встановлено СЕС. Для цієї підстанції було вирішено використовувати схему розподільчого пристрою 110 кВ 110-4 - "Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів" (рисунок 2.11).

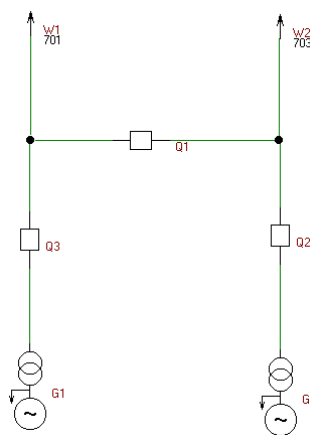


Рисунок 2.11 – Місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів

Показники надійності визначаються за стандартним методом, розробленим В.Д. Тарівердієвим [3, 5, 6]. Для проведення розрахунків використовуються вихідні дані, такі як параметри потоку раптових відмов вимикачів розподільчих пристроїв (РП) та елементів, що комутуються в РП (виражені у 1/рік), час відновлення вимикачів ТВ (у годинах), частота виконання планових ремонтів m (у 1/рік), а також тривалість запланованих ремонтів ТП (у годинах). Також використовуються час, необхідний для виявлення вимикача, що відмовив, T_0 (у годинах), та час для відключення (включення) роз'єднувача ТР (у годинах) [9].

Розрахунок виконується за формулою, представленою в таблиці 2.9. У лівому стовпці перераховані елементи та можливі наслідки відмов, що розглядаються, разом із відповідними параметрами потоку відмов. У верхньому рядку наведені вимикачі, які підлягають ремонту, та відповідні коефіцієнти робочих режимів РП – K_j .

Номер 0 присвоюється робочому режиму РП, а його коефіцієнт дорівнює:

$$K_0 = 1 - n \cdot K_j, \quad (2.17)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

У відповідності з (2.17) для варіантів схеми вузлової підстанції маємо:

$$K_0^I = 1 - 3 \cdot 0,001 = 0,997$$

Для кожного сполучення i, j оцінюється наслідки відмов i -го елементу у j -му режимі, а саме, знаходяться елементи, що відключаються. Далі розраховується математичне сподівання такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$. Наприклад:

Для кожної пари (i, j) оцінюються наслідки відмови елементу i в режимі j , а саме, визначаються елементи, які будуть відключені. Після цього розраховується математичне очікування такої відмови: $\omega_{i,j} = \omega_i \cdot K_j$ за

формулою. Наприклад:

$$\omega_{1,2} = 0,016 \cdot 3.6 \cdot 10^{-5} = 5,8 \cdot 10^{-7} \text{ 1/рік.}$$

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

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

де $T_{П1} = 23$ год;

Тоді:

$$T_{B2П1} = 40 - ((40)^2/2 \cdot 23) = 5,22 \text{ год.}$$

За допомогою програми "Надійність", яка визначає надійність схеми визначеної конфігурації, була створена розрахункова таблиця (таблиця 2.9). Після оцінки наслідків відмов елементів схеми розподільчого пристрою можна сформулювати вибірку характеристик надійності схеми підстанції. У вибірку були включені тільки наслідки відмов, які призводять до втрат електропостачання споживачів (таблицю 2.10).

Таблиця 2.10 – Аналіз наслідків відмов та ремонтів елементів схеми РП (вузол 15)

Вимикач що відмовив	Ймовірність	Параметр потоку відмов	Вимикач, що знаходиться в плановому ремонті			
			Коефіцієнт режиму K_j та ремонтуємі вимикачі			
			$K_0=0,997$	$K_P=0,000091$		
			Q1	Q2	Q3	
Q1	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,G1,W2,W1-T ₀		G2,G1,W2,W1-T ₀	G2,G1,W2,W1-T ₀
			D(W1,G1), D(W2,G2)-T _B		G2,W2, D(W1,G1)-T _B	G1,W1, D(W2,G2)-T _B
Q2	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,044	G2,W2, D(W1,G1)-T ₀	G2,W2, D(W1,G1)-T ₀		G2,G1,W2,W1-T ₀
			G2, D(W1,W2,G1)-T _B	G2,W2, D(W1,G1)-T _B		G2,G1, D(W1,W2)-T _B
Q3	$5,8 \cdot 10^{-7}$	0,0444	G1,W1,	G1,W1,	G2,G1,W2,W	

			$D(W2.G2)-T_0$	$D(W2.G2)-T_0$	$1-T_0$	
			$G1, D(W1,W2,G2)-T_B$	$G1,W1, D(W2.G2)-T_B$	$G2,G1, D(W1,W2)-T_B$	

Таблиця 2.11 – Вибірка характеристик надійності схеми підстанції

Назва приєднання	Кількість подій	Час відключення	Імовірність події	Коефіцієнт вимушеного простою 10^{-5}
G2,W2	3	1	0,0073	0,25
G1,W1	3	1	0,0073	0,25
G1,G2,W1,W2	2	16,38	0,0073	4,10

Ймовірність відключення окремого приєднання можна обчислити як суму ймовірностей для різних подій, які призводять до цього відключення.

Для розрахунку збитків від недовідпуску електроенергії (відповідно до формули 2.18), необхідно визначити обсяг електроенергії за рік (згідно з формулою 2.19) та недовідпуск електроенергії (відповідно до формули 2.20).

Питомий збиток, пов'язаний із недовідпуском електроенергії споживачам, за вказівкою становить ($30 = 245$ грн./кВт*год.)

$$M_{зб} = \Delta W_{нд} \cdot 30 \quad (2.18)$$

$$W_{р\text{ік}} = P_{нб} \cdot T_{нб} \quad (2.19)$$

$$\Delta W_{нд} = K_{в\text{сум.}} \cdot W_{р\text{ік}} \quad (2.20)$$

Отримані результати розрахунку представлено у вигляді таблиці 2.12

Таблиця 2.12 – Отримані значення збитків від недовідпуску електроенергії

W _{р\text{ік}}} , МВт·год	$\Delta W_{нд}$, МВт·год	M _{зб} , грн.
78400,0	3,6	882,6

Оскільки магістраль, яка живиться від двох нових підстанцій, надійність приєднання не є вирішальною (див. ілюстративний матеріал). З проведених розрахунків можна зробити висновок, що дана конфігурація призводить до невеликих втрат та забезпечує надійне електропостачання нових споживачів. Важливо відзначити, що ця схема не вимагає дорогоцінної реконструкції, що дозволяє знизити вартість проекту.

2.6 Алгоритм оцінки балансу потужностей

Джерела централізованого електропостачання повинні постачати в мережу стільки електроенергії, скільки у даний момент споживають всі споживачі, враховуючи втрати на передачу [3-4, 6]. Враховуючи це, баланс активних потужностей для вузлів 701,702,703,704 при незмінній частоті $f=f_{ном}$ записується наступним чином:

$$P_{\Gamma} = K \times \sum_{i=1}^k P_{hi} + \Delta P_M; \quad (2.21)$$

$$P_{\Gamma} = 0,9 \cdot (13,4 + 20,21 + 11,24) + 0,05 \cdot 14 + 0,05 \cdot (13,4 + 20,21 + 11,24) + 0,05 \cdot 14 = 50,3 \text{ (МВт)},$$

де P_{Γ} – активна потужність на шинах постачальної підстанції; $\sum P_{hi}$ – сумарна активна потужність навантажень; $\Delta P_M = 0,05 \cdot \sum P_{hi}$ – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах приймається, що вони складають 5 % від $\sum P_{hi}$; $K = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження

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

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \text{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}); \quad (2.22)$$

$$Q_{\Gamma} = 50,3 \cdot \text{tg}(\arccos 0,95) = 50,3 \cdot 0,34 = 16,5 \text{ (МВАр)}.$$

де $\phi\Gamma = 0,95$ - це бажаний коефіцієнт потужності на шинах живлячих підстанцій, враховуючи економічність експлуатації.

Реактивна потужність, яка споживається в районі в цілому, визначається як сума відповідних навантажень в окремих пунктах, враховуючи коефіцієнт одночасності для реактивних навантажень, приблизно рівний 0,95.

Проведення розрахунку генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП:

$$Q_{\text{ЛЕП}} = U^2 \cdot b_0 \cdot l \quad (2.23)$$

Розрахунок генерації реактивної потужності відрізка ЛЕП – 206-601

$$Q_{\text{ЛЕП7-701}} = 111,32^2 \cdot (2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 5,4) = 0,19 \text{ (МВАр)}.$$

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

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{ЛЕП}} = 0,19 + 0,34 + 0,25 + 0,28 + 0,26 = 1,33 \text{ (МВАр)}.$$

Розрахункова потужність компенсуючого пристрою:

$$Q_{\text{СП}} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^k Q_{\text{Нi}} = 0,95 \cdot 22,6 = 21,47 \text{ (МВАр)};$$

$$\Delta Q_{\text{ЛЕП,ТР}} = 0,1 \cdot Q_{\text{СП}} = 0,1 \cdot 21,47 = 2,147 \text{ (МВАр)};$$

$$\sum_{i=1}^k Q_{\text{КПi}} = 21,47 + 1,247 - 1,33 - 16,55 - 0,6 \cdot 0 = 5,7 \text{ (МВАр)}.$$

Порівнявши сумарне значення потужності споживачів 21,47 МВАр із потужністю, що поступає від джерел постачання 16,55 МВАр, можна зробити висновок, про те, що доцільно встановлювати КП типу УКРЛ56-10,5-5850-450 УЗ потужністю 5,8 МВАр КВАр у вузлі з найменшою напругою, а саме у вузлі 704.

2.7 Алгоритм розрахунку та аналіз усталеного режиму роботи ЕМ

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 [3, 5, 27].

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 напруги у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунків усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35/10 кВ представлені в додатку В у вигляді трьох таблиць. Файл вхідних даних з врахуванням розвитку представлений в додатку В. Отримані результати розрахунків усталеного режиму електричної мережі 110/35/10 кВ після розвитку, а також результати розрахунку мінімального та післяаварійного режимів електричної мережі після розвитку відповідно представлені в додатках.

2.8 Аналіз регулювання напруги в електричній мережі

Ефективна робота споживачів можлива лише при оптимальних значеннях частоти та напруги, які виступають показниками якості електроенергії. Однією з основних задач є підтримка необхідних показників якості енергії шляхом регулювання напруги в живильних мережах. В розподільчих мережах 10 кВ регулювання напруги проводиться за допомогою трансформаторів з регульованим підвищенням напруги (РПН) [3, 27].

Мета регулювання напруги полягає в забезпеченні встановлених нормативних значень напруги на шинах вторинної напруги на підстанціях. Значення напруг в вузлах на високій і низькій сторонах без використання РПН наведено в таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення напруги у нових вузлах на стороні 110кВ

Вузол за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	111,37	103,76	120,46
702	112,5	105,02	121,46
703	112,6	104,53	121,07
704	111,37	103,76	120,94

Таблиця 2.14 – Величини напруги в нових вузлах на стороні 10 кВ

Вузол за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	В максимальному режимі	В мінімальному режимі	В післяаварійному режимі
701	9,2	8,53	10,01
702	9,23	8,56	10,03
703	9,22	8,55	10,03
704	9,87	9,24	10,62

На високовольтних шинах, рівні напруг визначаються параметрами існуючої мережі та результатами розрахунку режиму максимальних навантажень.

Дійсні значення напруги у вузлі:

$$U_{\text{HH}} = \frac{U_{\text{ВН}} - \Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} = \frac{\Delta U'_{\text{T}}}{K_{\text{T}}} \quad (2.24)$$

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

$$\Delta U'_T = \frac{P_H \cdot R_T + (Q_H - Q_{KV}) \cdot X_T}{U_{ВН}} \quad (2.25)$$

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

Коефіцієнт трансформації визначається з метою забезпечення на стороні низької напруги (НН) трансформаторної підстанції бажаної напруги $U_{ННб}$. Зазвичай вважається, що $U_{ННб}$ рівне 10,5 кВ, щоб компенсувати спад напруги в мережах 10 кВ.

$$K_{Тб} = \frac{U_{ВН}}{U_{ННб}} \quad (2.26)$$

Подальше визначення дійсного коефіцієнта трансформації та номеру відпайки здійснюється на основі меж регулювання та номінального коефіцієнта трансформації обраних трансформаторів. Усі використовувані в мережі трансформатори мають напругу на високій стороні 115 кВ та на низькій – 10,5 кВ, з межами регулювання $\pm 9 \times 1.78 \%$. Розрахунок дійсного коефіцієнта трансформації здійснюється за допомогою формули:

$$K_{Тд} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{10,5} = 10,9 \quad (2.27)$$

Враховуючи межі регулювання, кожний наступний дійсний коефіцієнт трансформації, що відповідає наступному номеру відпайки, обчислюється як добуток розрахованого коефіцієнта трансформації за формулою 2.27 на відносну кількість робочих витків, що відповідає даному номеру відпайки. За

формулою 2.25 проводиться розрахунок втрат напруги в трансформаторах, які приведені до сторони високої напруги для підстанції 601.

$$\Delta U_{T701} = \frac{((13,4) \cdot (4,38 / 2)) + ((7,95) \cdot (86,7 / 2))}{111,37} = 3,36 \text{ кВ.}$$

За (2.26) знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{T6016} = \frac{111,37 + 3,36}{10,5} = 10,29.$$

Ближчий за табл. 2.15 дійсний коефіцієнт трансформації $K_{T601д} = 10,298$, що відповідає 10-й відпайці.

Дійсний рівень напруги в першому вузлі розраховуємо за формулою (2.24).

$$U_{HH601д} = \frac{111,36 - 3,36}{10,298} = 10,49 \text{ кВ.}$$

Таблиця 2.15 – Дійсні коефіцієнти трансформації трансформаторів

№ Від- пайки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K_{T6}	11,708	11,551	11,396	11,238	11,081	10,924	10,767	10,610	10,454	10,297	10,142	9,985	9,826	9,672	9,513	9,356	9,201

Виконуючи аналогічні обчислення для інших нових споживачів системи отримаємо наступні результати (табл. 2.16).

Таблиця 2.16 – Результати розрахунків щодо регулювання напруги

Номер нової підстанції на схемі	Значення втрат напруги в трансформаторах, кВ	Значення бажаного коефіцієнта трансформації	Дійсна напруга на шинах НН, кВ	Номер відпайки	Дійсний Коефіцієнт трансформації	Обернений коефіцієнт трансформації
701	3,36	10,29	10,49	10	10,298	0,10
702	3,94	10,34	10,54	10	10,298	0,08
703	3,75	10,37	10,41	9	10,455	0,08
704	0,49	10,56	10,45	8	10,611	0,09

Після впровадження заходів щодо регулювання напруги на споживальних підстанціях, проведено розрахунок режиму максимальних навантажень та внесено необхідні зміни до коефіцієнтів трансформації на підстанціях 701, 702, 703, 704. За отриманими результатами можна зазначити, що рівень напруги в вузлах відповідає вимогам $\pm 10\%$ від номінальної напруги, що відповідає стандартам якості електроенергії.

3 АНАЛІЗ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СУЧАСНИХ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ

Вакуумні вимикачі грають важливу роль у сучасних електроенергетичних системах. Їхня актуальність полягає в ефективному управлінні електроенергетичними мережами та забезпеченні безперебійного постачання електроенергії. Дозволь мені надати тобі деякі загальні відомості та підказки, які можуть бути корисними для твоєї роботи.

Розвиток вакуумних вимикачів пов'язаний з тим, що вакуум вважається ідеальним ізоляційним середовищем. У порівнянні з іншими газами, його молекули здебільшого залишаються неіонізованими при зіткненні з електронами, що робить його надзвичайно малоактивним у відношенні до лавинного утворення заряджених частинок [9, 10, 19].

Це призводить до високої електричної міцності ізоляційного міжконтактного простору у вакуумі та значно меншої довжини дуги, порівняно з масляними, газовими та повітряними вимикачами. Така конструкція дозволяє значно зменшити габарити дугогасильної камери вакуумного вимикача.

Вакуумні вимикачі видаються особливо перевагами у порівнянні з іншими типами вимикачів для систем середньої напруги. Серед значущих переваг можна відзначити високу надійність, низькі експлуатаційні витрати, великий комутаційний та механічний ресурс, а також забезпеченість безпеки та екологічність.

Високий механічний ресурс вимикачів пояснюється, головним чином, тим, що хід контактів вакуумних вимикачів (ВВ) складає від 6 до 10 мм. У порівнянні з масляними та електромагнітними вимикачами на такому ж напрузі, де хід контактів може досягати 100-200 мм, вакуумні вимикачі використовують менш складну конструкцію приводу. Це дозволяє уникнути великих витрат енергії на включення та відключення вимикача, що зменшує необхідність у постійних перевірках та обслуговуванні деталей приводу і,

відповідно, знижує експлуатаційні витрати на утримання вимикача.

Вимикачі вакуумного типу (ВВ) характеризуються низькою енергією приводу, невеликими динамічними навантаженнями та відсутністю викидів газів та масла. При однакових номінальних параметрах струму і напруги маса та розміри вакуумних вимикачів значно менше, ніж у традиційних вимикачів. Це призводить до безшумної роботи та запобігає забрудненню навколишнього середовища.

Герметична конструкція вакуумних вимикачів і відсутність горючих середовищ забезпечують високий рівень пожежної і вибухобезпеки, а також можливість їх роботи в агресивних середовищах.

3.1 Характерні особливості будови вакуумних вимикачів

Кожна з моделей низьковольтних та високовольтних вимикачів має унікальну конструктивну схему, обумовлену різною номінальною напругою та струмом. Це пояснюється тим, що різні виробники реалізують свої власні ідеї у розробці цих пристроїв. В якості прикладу можна взяти вакуумний вимикач VF12, що є вітчизняною розробкою і розрахований на номінальну напругу 10 кВ та струм до 3150 А. Основні його компоненти відображено на рисунку 3.1 [9].

Металевий корпус з вбудованим приводом служить основою вимикача, до якого приєднані три полюси струмоведучого ланцюга. Кожен полюс складається з контактної групи, в якій вбудована дугогасильна камера. Усі ці елементи зібрані в синтетичному литому корпусі, який виступає в якості ізолятора. У цьому випадку використовується комбінація силіконових та епоксидних смол. Внутрішній пристрій корпусу представлений на наступному рисунку 3.2.



Рисунок 3.2 – Особливості будови та загальний вигляд вакуумного вимикача

(1 – корпус із вбудованим приводом; 2 – система контактів; 3 – полюс із вакуумною камерою для гасіння дуги; 4 – візок для монтажу апарату)

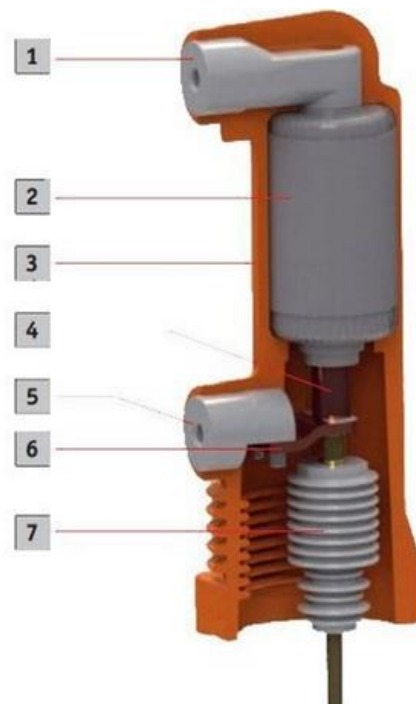


Рисунок 3.2 – Конструктивні особливості внутрішньої будови полюса вакуумного вимикача

(1 – верхній вивід; 2– вакуумна дугогасильна камера; 3– корпус полюса; 4 – рухомий контакт; 5 – нижній вивід; 6 – гнучка струмоведуча шина, 7 – тяга з ізолятором)

Щодо корпусу вимикача, область з розташованим приводом використовує секційну схему, що сприяє підвищенню загальної надійності та полегшенню обслуговування. Привід сам є пружинним, його автоматичне взводження відбувається в робочому режимі або вручну за допомогою рукоятки, яка вставляється в гніздо.

Оскільки в роботі проектуються та розвиваються мережі напругою 110 кВ, то актуальним буде розглянути, зокрема, вакуумні вимикачі для електричних мереж напругою 110 кВ.

У 2011 році Високовольтним Союзом був розроблений вакуумний вимикач 110 кВ типу ВРС-110, який має широке застосування на електростанціях та електричних мережах України та інших країнах світу завдяки своїм перевагам. ТОВ «Високовольтний союз – РЗВА» виступає основним виробником в Україні вимикачів та комплектних розподільчих пристроїв 6-35 кВ для різних галузей господарства та комплектних трансформаторних підстанцій на 110/35/10 кВ. Зовнішній вигляд вимикача показана на рисунку 3.3.

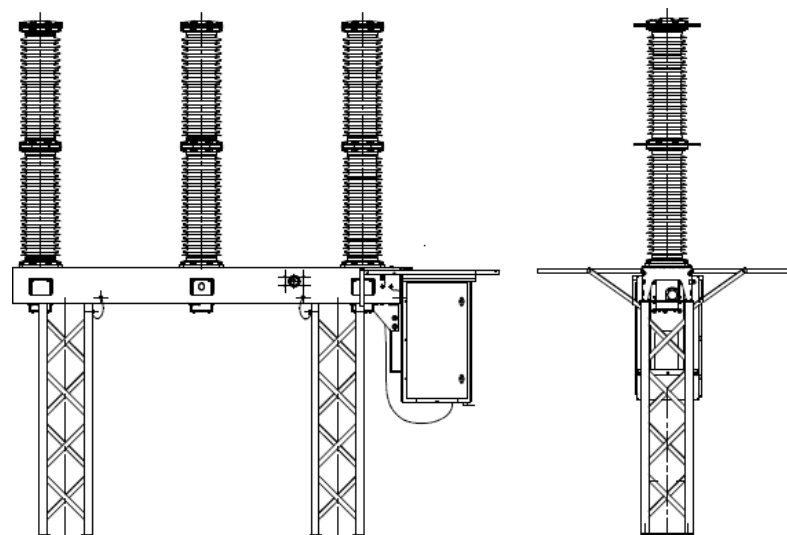


Рисунок 3.3 – Зовнішній вигляд однорозривного вимикача типу ВРС-110

Цей інноваційний пристрій, що вражає своєю унікальністю, складається з основних компонентів: блоку полюсів, пружинного приводу та металевих опорних стійок. Блок полюсів включає в себе три вакуумні камери із литої кремнійорганічної ізоляції, наповнені азотом, а також рами з регульованими тягами. Полюс вимикача ВРС-110 складається з вакуумної дугогасильної камери, ізолювальної тяги, верхнього та нижнього контактів і герметизаційних елементів для запірної герметизації. Верхню і нижню частини полюса виготовлено зі склопластикової труби, що зовні покрита кремнійорганічною ізоляцією. З метою забезпечення ізоляційної міцності внутрішній простір між верхньою кришкою та вакуумною камерою заповнено полімерною ізоляцією. Внутрішню поверхню нижньої кришки та тягу кожного полюса також покрита кремнійорганічною ізоляцією.

Для запобігання утворенню та впливу вологи всі внутрішні порожнини полюсів наповнено азотом під тиском 115 кПа (за температури +20 °С). Усі внутрішні порожнини полюсів пов'язані з'єднувальними трубками, і закачування азоту виконується з боку одного полюса, а індикатор тиску азоту встановлено з іншого боку. Індикатор тиску спрацьовує, якщо тиск азоту зменшується до 100 кПа.

Пружинний привід вакуумного вимикача ВРС-110 встановлено у спеціальному корпусі і підключено до полюсів вимикача. Усі системи управління, захисту та обігріву виведено до клемної коробки, яка розташована в корпусі приводу. Завдяки використанню вищевказаних інноваційних рішень забезпечено механічний ресурс вимикача, що становить 10 тисяч циклів при номінальному струмі 2500 А (3150 А) та номінальному струмі відключення 31,5 кА (40 кА).

3.2 Аналіз конструктивних особливостей вакуумних дугогасильних камер

Основним та найважливішим елементом у конструкції вакуумного

вимикача є вакуумна дугогасильна камера (ВДК). Залежно від напруги, струмів вимикання та конструкції самого вимикача, ці камери володіють конструктивними особливостями. Принципові умови роботи вимикача зображено на рисунку 3.4 [9]. У циліндричній посудині 1, зробленій з ізоляційного матеріалу, розташований нерухомий контакт 2, що закріплений у металевому фланці 3, що герметично з'єднаний з циліндром.

Також у цьому просторі знаходиться рухомий контакт 4, який з'єднаний з фланцем 5 за допомогою сильфона 6. Сильфон представляє собою циліндричну гармоніку, виготовлену з нержавіючої сталі, і забезпечує герметичність всієї камери. Механічна міцність камери дозволяє рухомому контакту здійснювати переміщення до 20 мм.

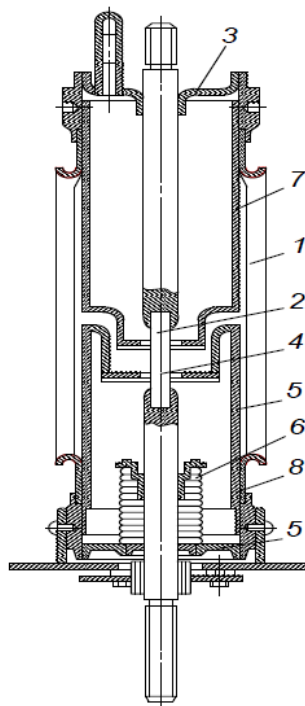


Рисунок 3.4 – Конструктивні особливості вакуумної дугогасильної камери

Для захисту стінок ізоляційного корпусу 1 (рис. 3.4) від парів металу електродів використовуються екрани 7 і 8. В відсутність екранів пари металу електродів можуть осідати на поверхні циліндра, що потенційно може

призвести до перекриття ізоляції між контактами 2 і 4. Екрани також служать для вирівнювання електричного поля між контактами, що сприяє підвищенню надійності роботи вимикача.

Натискання рухомого контакту на нерухомий відбувається за рахунок атмосферного тиску. При великих номінальних струмах може використовуватися додаткова контактна пружина. У момент розходження контактів і виникнення дуги спочатку утворюється рідкий металевий місток з матеріалу електродів. Цей місток швидко нагрівається до високої температури завдяки високій густині струму в ньому і різкому зростанню питомого опору матеріалу в розплавленому стані. Потім місток випаровується, і утворюється дуга, яка горить в середовищі парів металу електродів. Така дуга називається вакуумною. Її особливістю є низька напруга в межах 20–40 В, яка збільшується до 50–200 В лише при великих струмах (10–100 кА). При проходженні струму через нульове значення, дуга гасне. Мала густина газу в дугогасильній камері обумовлює особливо високу швидкість дифузії зарядів через велику різницю густини частинок в самій дузі, що гасне, та в навколишньому просторі – вакуумі.

В Україні наразі активно ведуться роботи з розробки нових вакуумних дугогасильних камер та вимикачів. Основна увага приділяється виробництву вакуумних вимикачів для розподільчих установок напругою 6-10 кВ для промислових підприємств, напругою 27,5 кВ для залізничного транспорту та напругою 35-110 кВ для розподільних установок електричних станцій та підстанцій. Вимикачі для напруги 110 кВ компонуються з одним розривом на полюсі.

У існуючих конструкціях вакуумних вимикачів, дугогасильні камери можуть мати різні орієнтації у просторі. Їх можна закріплювати за кінцем струмоведучого стрижня нерухомого контакту або за допомогою шпильок чи інших кріпильних елементів на фланці рухомого контакту. У випадку, коли камера закріплена за кінцем стержня нерухомого контакту, при включенні ударні навантаження через нерухомий контакт прямо передаються на опорну

конструкцію пристрою. Механічні навантаження на ізоляційний корпус у цьому випадку залишаються відносно невеликими і в основному мають вібраційний характер. Ці навантаження передаються від зафіксованого контактної стрижня до парного фланця камери у вигляді пружних коливань і далі переносяться на корпус [9, 10].

Не рекомендується жорстко закріплювати камеру з обох кінців, оскільки це може створити занадто великі механічні напруги у випадку будь-якої неточності монтажу чи внаслідок вигину опорної конструкції вимикача в корпусі, що може бути небезпечним для ізоляційного матеріалу. Якщо камера прикріплена до стрижня нерухомого контакту і, в той же час, на протилежному фланці передбачені монтажні шпильки чи інші елементи, їх можна використовувати для встановлення бічних розпірок, які допомагають витримувати різкі бічні навантаження механічного або електродинамічного походження на нерухомий контакт.

У випадку вакуумних вимикачів для напруги 110 кВ, де достатньо використовувати одну дугогасильну камеру на полюс, можна передбачити простий зв'язок привідного механізму з контактним пристроєм за допомогою ізоляційної тяги. На кінці тяги можуть бути встановлені спеціальні розв'язуючі пристрої, які забезпечують необхідний провал контактів.

В вакуумних вимикачах з двома розривами на полюс часто встановлюють камери горизонтально, симетрично розташовані відносно центральної колонки з механізмом управління. Зовнішній вигляд полюса такого вимикача нагадує Т-подібну форму, і камери розташовані так, що рухомі контакти знаходяться навпроти один одного. Оперування цими контактами відбувається всередині колонки ізоляційної тяги, яка з'єднана з контактами проміжної важільної системи.

У випадках, коли необхідно мати три чи більше камер на полюсі, їх, зазвичай, встановлюють в ряд, одну за одною. Оперування рухомими контактами в цьому випадку здійснюється за допомогою спеціальної просторової конструкції, яка з'єднує цю систему з рухомими контактами

окремих камер. Іноді для привода вакуумного вимикача використовується гідравлічна система управління, яка має перевагу в малому ході рухомих контактів такого пристрою.

Контакт у вакуумній дугогасильній камері повинен бути достатньо великим, щоб забезпечити низький перехідний опір, надійно включатися при струмах короткого замикання і утримувати контакти замкнутими при великих струмах короткого замикання.

При розробці вакуумних вимикачів велика увага приділяється процесу зварювання контактів. Зазвичай виробництво контактів використовує матеріали, які слабо піддаються зварюванню і формують зварні з'єднання, які мають обмежену міцність та можуть легко руйнуватися при експлуатації вимикача. Це забезпечує можливість надійної роботи вакуумного вимикача в різних режимах експлуатації, при цьому будь-які елементи залишаються непошкодженими.

Основною причиною зносу контактів вакуумного вимикача є електрична ерозія їх робочої поверхні під впливом дугового розряду. Знос контактів від чисто механічного багаторазового використання вимикача без потоку струму є невеликим. Максимально припустимий знос контактів складає 3 мм і забезпечує комутаційний ресурс до 50,000 відключень номінального струму та до 200 відключень номінального струму відключення.

3.3 Аналіз переваг і недоліків застосування вакуумних вимикачів

Завдяки своїм перевагам, вакуумні вимикачі широко використовуються як при будівництві нових комплектних розподільних пристроїв, так і для заміни морально та фізично застарілих традиційних вимикачів при реконструкції вже існуючих комплектних розподільчих пристроїв.

Основні переваги вакуумних вимикачів перед іншими типами вимикачів для середньої напруги включають наступні аспекти [9, 10]:

1. Висока надійність:

Вимірювання надійності елементів електричних з'єднань включає в себе такі параметри, як частота відмов, час відновлення та частота і тривалість капітальних і поточних ремонтів. Навіть при однакових умовах, якщо припустити, що частота відмов та час відновлення після аварії однакові для вакуумних та традиційних вимикачів, тривалість і частота ремонту для останніх безперечно вищі.

Наприклад, для масляного вимикача ВК-10, оливу потрібно замінити після 10 операцій вимкнення струму 20 кА. Після здійснення 2000 циклів операцій увімкнення-вимкнення, необхідно технічне обслуговування приводу. Після здійснення 3000 циклів операцій увімкнення-вимкнення потрібен капітальний ремонт. Середній ремонт вимикача повинен проводитися не рідше одного разу за 4 роки.

Вакуумні вимикачі практично не вимагають обслуговування. Рекомендується проводити огляд і періодичні перевірки один раз в 3-5 років. Під час цих перевірок важливо здійснювати високовольтні випробування вакуумної дугогасильної камери і ізоляції вимикача, а також перевіряти перехідний опір контактів.

2) Низькі експлуатаційні витрати:

Цей аспект прямо впливає з попереднього. Відсутність оливи (у випадку оливних вимикачів) та компресора (для повітряних вимикачів) знижує експлуатаційні витрати. Крім того, вакуумна дугогасильна камера не потребує поповнення дугогасильного середовища. Висока стійкість до комутаційного зносу дозволяє значно зменшити витрати на обслуговування та уникнути перерв в електропостачанні, пов'язаних з регламентними роботами.

3) Високий комутаційний і механічний ресурс:

Кількість вимикань номінальних струмів, яку можна здійснити без необхідності проведення ревізій та ремонтів вакуумної дугогасильної камери (ВДК), становить до 50 тисяч. Щодо номінальних струмів вимкнення (струмів короткого замикання), їх допустима кількість коливається від 20 до 200, в залежності від типу ВДК та значення струму. У випадку експлуатації

малооливних вимикачів, ревізія стає актуальною після 1000-2000 вимкнень номінального струму або 3-12 вимкнень номінального струму вимкнення.

4) Безпека експлуатації і екологічність:

Вакуумні вимикачі вирізняються невеликою енергією приводу та компактнішими розмірами порівняно з традиційними вимикачами при однакових номінальних параметрах струму і напруги. Це забезпечує тиху роботу та запобігає забрудненню довкілля.

Герметичність ВДК і відсутність горючого середовища гарантують високий рівень пожежної та вибухонебезпеки, а також здатність працювати в агресивних середовищах.

3.4 Аналіз різновидів сучасних вакуумних вимикачів різних виробників

Вакуумні вимикачі напругою 6-35 кВ. На території країни широко відомі вакуумні вимикачі виробництва Севастопольського заводу "Таврида Електрик" під маркою ВВ/TEL, призначені для використання в комплектних розподільних установках (КРУ) і стаціонарних камерах з одностороннім обслуговуванням для систем напругою до 10 кВ трифазного змінного струму при частоті 50 Гц із ізольованою або заземленою нейтраллю [9, 10, 19,].

У пристрої ВВ/TEL, відзначеному відмінністю від більшості існуючих вакуумних вимикачів, основоположним є принцип роздільного керування контактами вакуумних дугогасильних камер. Цей принцип дозволив значно зменшити кількість рухомих частин приводу. Вакуумні дугогасильні камери розташовані всередині порожнистих опорних ізоляторів, які закріплені на загальній підставі. Рухомі контакти дугогасильних камер жорстко з'єднані з приводами за допомогою ізоляційної тяги, яка також розташована всередині опорних ізоляторів. Отже, всі елементи конструкції полюса мають загальну вісь симетрії, вздовж якої відбувається поворотно-поступальний рух деталей

механізму. Це дозволяє значно спростити кінематичну схему ВВ/TEL, відмовитися від використання складних шарнірних важелів та ланок, що в свою чергу дозволяє створити комутаційний пристрій з високим механічним ресурсом, який не потребує обслуговування та регулювання протягом усього терміну служби. Приводи фаз розташовані всередині підстави вимикача і з'єднані між собою через загальний вал, який виконує наступні функції:

- координує фазу для запобігання неповнофазним режимам роботи;
- активує додаткові контакти вимикача;
- здійснює механічне блокування роботи розподільної установки з встановленим вимикачем ВВ/TEL;
- управляє візуальними індикаторами положення ВВ/TEL.

Вимикачі ВВ/TEL-10 представляють собою нове покоління комутаційних пристроїв [9]. На рисунку 3.5 зображено загальний вигляд дугогасильних камер вакуумних вимикачів ВВ/TEL. Основоположною ідеєю конструкції вимикача є використання пофазних електромагнітних приводів з "магнітною заціпкою", які механічно пов'язані загальним валом. Така конструкція забезпечила деякі переваги порівняно з традиційними вакуумними вимикачами:

- високий механічний ресурс;
- мінімальне споживання у колах увімкнення і вимкнення;
- компактні габарити і легка маса;
- здатність керування як в колах оперативного постійного, так і в оперативних змінних струмах (за допомогою відповідних блоків керування);
- відсутність потреби в ремонті протягом всього терміну експлуатації;
- низька складність виробництва і, як наслідок, прийнятна ціна.

На сьогодні принцип закріплення рухливих контактів у ввімкненому положенні за допомогою постійного магніту активно використовується в конструкціях нових вимикачів таких фірм, як ЗАТ "Рівне – Електрик", АВВ, Holec, Alstom, Whipp & Bourne, Cooper. Вакуумні вимикачі ВВ/TEL отримали сертифікати відповідності стандартам Міжнародної

електротехнічної комісії (МЕК 56) та український сертифікат відповідності ДЕСТ 687-78.



Рисунок 3.5 – Загальний вигляд дугогасильних камер вакуумних вимикачів ВВ/TEL

Вимикач продуктивний при впливі синусоїдальної вібрації в діапазоні частот від 0,5 до 100 Гц з максимальною амплітудою прискорення 10 м/с^2 (1g) і множинних ударів із прискоренням 30 м/с^2 (3g).

Кліматична відповідність та категорія розміщення - У2. Умови експлуатації вимикачів ВВ/TEL включають:

- максимальну висоту над рівнем моря до 3000 м;
- верхнє робоче значення температури навколишнього повітря у комплектних розподільчих установках (КРУ) приймається на рівні $+55^\circ\text{C}$, ефективне значення температури навколишнього повітря для КРУ і комплектних станцій обслуговування (КСО) - $+40^\circ\text{C}$;
- нижнє робоче значення температури навколишнього повітря - мінус 40°C ;
- верхнє значення відносної вологості повітря 100% при $+25^\circ\text{C}$;
- навколишнє середовище невибухонебезпечне, без газів і парів, що шкідливі для ізоляції, та без струмопровідного пилу у концентраціях, які

можуть впливати на параметри вимикача;

- будь-яке робоче положення в просторі.

Вимикачі розраховані на використання в операціях "В" і "У" з такими циклами: - В – 0,3 с – УВ -15 с – УВ; - В - 0,3 с – УВ – 180 с – УВ.

Вимикач ВВ/TEL складається з трьох полюсів, в яких вбудовані електромагнітні приводи з магнітною зачіпкою, розташовані на загальній основі. Для управління цими вимикачами використовуються блоки керування з серії ВВ/TEL. Зовнішній вигляд вимикача та переріз полюса представлені на рисунках 3.6 і 3.7.

Якорі електромагнітів управління механічно пов'язані з загальним валом, на якому розміщені постійні магніти, що контролюють герметизовані контакти зовнішніх допоміжних ланцюгів при обертанні вала.

Конструкцію полюса вимикача можна оглянути на рис. 3.7. Під час вмикання контакти вакуумної дугогасильної камери відкриваються завдяки впливу пружини 7 через тяговий ізолятор 5. При наведенні напруги позитивної полярності на котушку 9 електромагніта, магнітний потік у зазорі магнітної системи збільшується. В той момент, коли сила тяги якоря, породжена магнітним потоком, перевищує силу відповідної пружини вимкнення 7, якорь 11, електромагніт, а також тяговий ізолятор 5 і рухомий контакт 3 вакуумної камери, рухаючись вгору, стискатимуть пружину вимкнення 7. При цьому в котушці виникає проти-ЕРС руху, що ускладнює подальший ріст струму i , в певному вимірі, зменшує його.

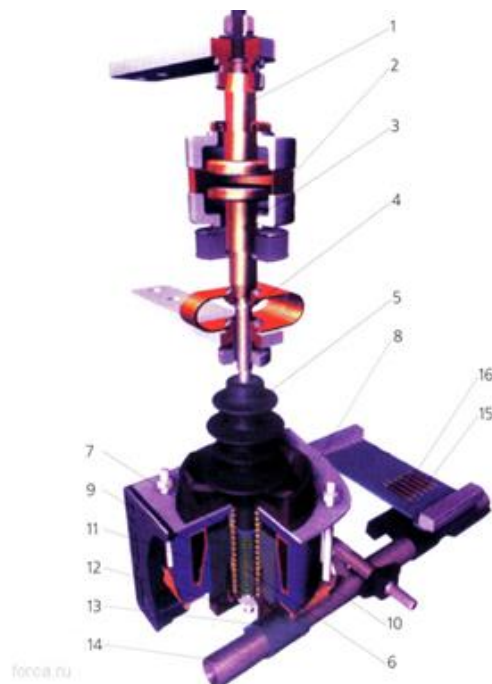


Рисунок 3.6 – Конструкція полюса вимикача ВВ/TEL:

1 - нерухомий контакт ВДК; 2 - вакуумна дугогасильні камери (ВДК); 3 - рухомий контакт ВДК; 4 - гнучкий струмознімання; 5 - тяговий ізолятор; 6 - пружина підтискання; 7 - відключає пружина; 8 - верхня кришка; 9 - котушка; 10 - кільцевий магніт; 11 - якір; 12 - втулка якоря; 13 - кулачок; 14 - вал приводу вимикача; 15 - постійний магніт; 16 - геркони (контакти для зовнішніх допоміжних ланцюгів).



Рисунок 3.7– Загальний вигляд вимикача ВВ/TEL

Під час замикання контактів вакуумної камери, у магнітній системі залишається додатковий зазор на рівні 2 мм. Швидкість руху якоря різко спадає через необхідність подолати опір пружини додаткового контактного натиску 6. Однак, під впливом зусилля, що виникає від магнітного потоку та інерції, якір продовжує рухатися вгору, стискаючи пружину вимкнення 7 і пружину 6 додаткового контактного натиску. У момент замикання, магнітна система зіткнулася з верхньою кришкою приводу 8 і зупинилася. Рухова ЕРС стає рівною нулю, струм у котушці 9 знову починає зростати. Після завершення процесу вмикання струм котушки приводу вимикача вимикається. Вимикач залишається у ввімкненому положенні за рахунок залишкової індукції, створеної кільцевим постійним магнітом 10, який утримує якір у притягнутому до верхньої кришки 8 положенні, не потребуючи додаткового струмового підживлення. У цьому положенні якір залишається непорушним протягом необмеженого часу, доки постійний магніт не розмагнітиться внаслідок імпульсу струму негативної полярності або не буде розірваний механічно (ручне вимкнення).

Цей метод утримання комутаційного апарата у ввімкненому положенні, відомий в електротехніці як "магнітна заціпка", широко використовується в слабкострумових апаратах, таких як поляризовані реле. Сучасні досягнення в області магнітотвердих матеріалів великих енергій дозволили втілити силовий комутаційний апарат на цьому принципі.

Запас за зусиллям утримання, необхідний для відриву якоря від верхньої кришки, становить 450-500 Н для одного полюса вимикача, що в сумі складає 1350-1500 Н для вимикача в цілому. Це повністю достатньо для надійного утримання вимикача в увімкненому положенні, навіть в умовах впливу вібрацій та ударних навантажень.

Привод із магнітною заціпкою вимагає мінімальної енергії для відключення заціпки. При відключенні від джерела постійної напруги час прикладення напруги, як правило, обмежується величиною 10 мс. При цьому струм у ланцюгу відключення не перевищує 1,5 А при напрузі 220 В.

Вхідна напруга для блоків живлення може складати 220 В постійного або змінного струму, а також може бути забезпечена додатковим джерелом живлення для котушок приводу. Важливо враховувати, що будь-яка спроба вручну увімкнути вимикач, впливаючи на вал чи іншим чином, може призвести до його виходу з ладу. Для першого увімкнення вимикача, коли на підстанції відсутнє живлення кіл оперативного струму, розроблено та випускається інверторний блок автономного увімкнення.

Ручне вимикання здійснюється за допомогою механічного впливу на кнопку ручного вимикання, яка, у свою чергу, взаємодіє з валом приводу та якорем електромагнітів, розриваючи магнітну систему. Під час випробування ізоляції між контактами полюса вимикача допускаються пробої внутрішньої ізоляції, які пізніше автоматично усуваються.

Вакуумний вимикач не представляє небезпеки для життя, здоров'я людей і навколишнього середовища після закінчення терміну служби. Пошкодження герметичності корпусів вакуумних дугогасильних камер, яке може статися під час утилізації, не становить небезпеки для людей.

Вакуумний вимикач зовнішньої установки типу ВБНК-35 широко використовується для переключення електричних ланок трифазного змінного струму з напругою 35 кВ при частоті 50 або 60 Гц. Цей вимикач призначений для роботи в нормальних і аварійних режимах у мережах з ізолюваною нейтраллю. Здатний функціонувати в розподільних установках 35 кВ, як відкритих, так і закритих, він може експлуатуватися при температурах від -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$. Загальний вигляд цього вимикача зображено на рис. 3.8.

В основі цих вимикачів використовуються передові вакуумні камери, а ізоляція полюсів виконана із кремнійорганічної гуми. Вбудований електромагнітний привід та підігрівачі-пристрої роблять його надійним у різних умовах. Блок керування вбудовано безпосередньо в корпус вимикача. Варіант постачання включає в себе вимірювальні трансформатори струму, які можуть бути встановлені безпосередньо на рамі вимикача. Компактні розміри та високий комутаційний ресурс є особливостями цього вимикача.

Переваги вакуумних вимикачів серії ВБНК включають:

- відсутність використання трансформаторної оливи в полюсах;
- використання кремнійорганічної ізоляції полюсів;
- високий механічний та комутаційний ресурс;
- компактні габарити;
- можливість постачання з вбудованими вимірювальними трансформаторами струму.



Рисунок 3.8– Вимикач вакуумний зовнішньої установки типу ВБНК-35

Вакуумні вимикачі напругою 110-220 кВ. На малюнку 3.19 представлено загальний вигляд та розміри вакуумного вимикача зовнішньої установки типу ВРС-110, розробленого компанією "Високовольтний Союз" у 2014 році.

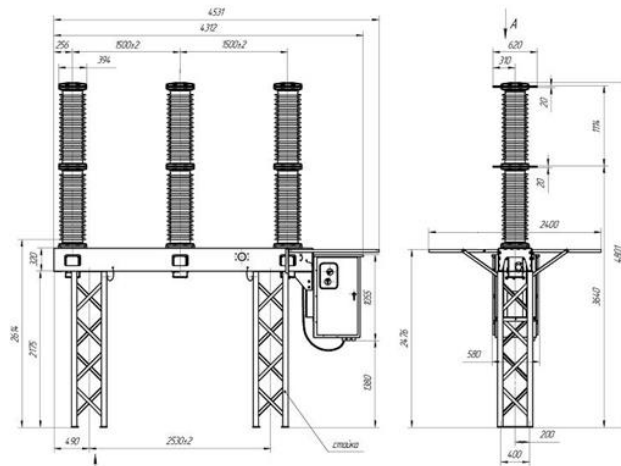


Рисунок 3.9 – Загальний вигляд та габаритні розміри вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110

Цей унікальний інноваційний пристрій (рис. 3.9) складається з основних компонентів: блока полюсів, пружинного приводу та металевих опорних стійок. Блок полюсів включає три вакуумні камери з литої кремнійорганічної ізоляції, наповнені азотом, а також рами з регульованими тягами. Полюс вимикача ВРС-110 складається з вакуумної дугогасильної камери, ізольованої тяги, верхніх та нижніх контактів, а також ущільнювальних елементів для герметизації полюса. Верхню та нижню частини полюса виконано зі склопластикової труби, яку покрито кремнійорганічною ізоляцією зовні. Для забезпечення ізоляційної міцності кожного полюса внутрішній простір між верхньою кришкою та вакуумною камерою заповнено полімерною ізоляцією. Внутрішню поверхню нижньої кришки та тягу кожного полюса також покрито кремнійорганічною ізоляцією.

Пружинний привід вакуумного вимикача типу ВРС-110 встановлено у шафі і з'єднано з полюсами вимикача [9, 10].

Всі ланцюги керування, захисту і обігріву виведено в клемну коробку у шафі приводу. Завдяки вказаним інноваційним рішенням забезпечено механічний комутаційний ресурс вимикача на рівні 10 тисяч циклів при номінальному струмі 2500 А (3150 А) і номінальному струмі відключення 31,5

кА (40 кА). Загальний вигляд монтажу вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110 на підстанції 110/10 кВ представлено на рис. 3.10.



Рисунок 3.10 – Монтаж вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110 на підстанції 110/10 кВ

3.5 Аналіз умов експлуатації та обслуговування сучасних вакуумних вимикачів

Конструкції сучасних вакуумних вимикачів повинні уникати потреби в проведенні позачергових, поточних і середніх ремонтів, а також більшості періодичних планових перевірок стану, які характерні для інших видів вимикачів. Для цієї мети найбільш підходять конструкції з електромагнітними приводами. Застосування пружинних приводів менш доцільне через складність їх конструкції і меншу надійність в роботі, що підтверджується багаторічним досвідом експлуатації. Вони також вимагають більш кваліфікованого та регулярного обслуговування.

Перевагою пружинних приводів є низьке споживання струму та можливість оперативного включення при ручному взведенні пружин, що може бути використано для включення вступного вимикача на знеструмленій підстанції. Однак конструкції електромагнітних приводів, які можуть

працювати від низьковольтних (12–24 В) джерел живлення, позбавляють пружинні приводи цієї переваги.

При створенні нового покоління вакуумних вимикачів, питання ремонтпридатності іноді відступає на другий план, особливо, якщо їхній ремонтпридатний дизайн може погіршити інші, більш важливі характеристики вимикачів. Наприклад, відкрита установка вакуумних дугогасильних камер (ВДК), яка є зручною для заміни в експлуатації, може бути менш ефективною у захисті від механічних ударів і впливу дуги струму КЗ, що може призвести до пошкодження.

З метою поліпшення зручності обслуговування приводів, які раніше вимагали значного обсягу ремонтних робіт, їх розташовували на відстані від високовольтних полюсів у зону обслуговування. Однак це призводило до використання складних кінематичних схем, що може знизити надійність вимикачів.

Безпосереднє з'єднання силового елемента приводу з рухомими контактами ВДК через тяговий ізолятор може погіршити ремонтпридатність, але істотно підвищити надійність роботи. Таким чином, при розробці нових вакуумних вимикачів важливо забезпечити їхню довгострокову надійну роботу, використовуючи прості конструкції приводу з ефективними кінематичними схемами. Проте як би не була надійна конструкція ВВ, необхідно рахуватися з можливими випадками відмови їх у роботі та пошкодженнями вузлів і деталей, у тому числі ВДК.

За існуючою системою обслуговування обладнання споживачі не можуть прийняти недостатню ремонтпридатність вакуумних вимикачів без застережень. Вирішити це питання можливо за допомогою впровадження нової моделі обслуговування, де виробник протягом тривалого гарантійного періоду відновлює роботоздатність вимикача, що вийшов з ладу через свою вину. Після закінчення гарантійного періоду проводяться сервісні роботи за домовленістю зі споживачем. Ця нова форма обслуговування суттєво зменшує експлуатаційні витрати, усуває необхідність у придбанні запасних частин,

спеціального інструменту та обладнання, а також навчання кваліфікованого ремонтного персоналу споживача. Для виробника це призводить до підвищення конкурентоспроможності його продукції, що має важливе значення в сучасних економічних умовах.

Важливим аспектом ефективності цієї форми обслуговування є висока надійність вакуумних вимикачів, відсутність потреби в позачергових та планових ремонтах, а також тривалий гарантійний термін експлуатації та вчасне виконання виробником своїх гарантійних зобов'язань. Надійність роботи, терміни позачергових та планових ремонтів визначаються конструкцією вакуумних вимикачів, якістю їхнього виготовлення та стійкістю до комутаційного та механічного зносу. Комутаційна стійкість сучасних вакуумних дугогасильних камер (ВДК) складає 20–50 тисяч циклів для операцій "У" і "В" при номінальному струмі, і від 50 до 150 циклів для операцій "У" і "В" при номінальному струмі відключення. З урахуванням цих значень зносостійкості ВДК та відповідної механічної зносостійкості вимикачів (ВВ) очевидно, що їх ресурс не може бути вичерпаний протягом 25 років.

Таким чином, не буде необхідності у непланових ремонтах ВВ, які встановлені в приєднаннях з нормальним числом комутацій. У тих випадках, коли ланцюги передбачають часті комутації, слід використовувати спеціальні вимикачі, які відповідають ГОСТ 18397 і мають комутаційну стійкість не менше 120 тисяч циклів "У" і "В" при номінальному струмі.

Необхідність в періодичних планових ремонтах виникає у вимикачів, технічні характеристики яких можуть змінюватися з часом, наприклад, через висихання мастила, забруднення ізоляції, корозію та знос деталей, роз регулювання вузлів та інших причин. Для них питання ремонтпридатності залишається актуальним. Тим не менше, сучасні конструкції вимикачів дозволяють експлуатувати їх без проведення таких ремонтів, як, наприклад, вимикач ВВ/TEL-10-20/1000 У2 виробництва "Таврида Електрик".

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» реалізація конституційного права працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, належні безпечні та здорові умови праці повинні бути забезпечені на кожному робочому місці. Це також стосується і працівників які здійснюють оперативне та технічне обслуговування вимірювальних трансформаторів напруги [23].

Серйозні аварії на підстанціях, явище досить рідкісне, але якщо вони все ж таки трапляються, то їх наслідки можуть бути надзвичайно значними. Від відключення цілих мікрорайонів міста, до зупинки великих промислових підприємств. Наприклад, підстанція 110 кВ, може постачати електроенергію, цілий житловий квартал або завод, так як є великим центром живлення.

Трансформаторна підстанція, будучи складним технологічним об'єктом, повинна експлуатуватися за певними правилами та інструкціями, електротехнічним персоналом високого рівня.

Причин аварій і пожеж на підстанції багато. Розберемо ті, які найбільш часто зустрічаються і поширені.

Помилкові дії електротехнічного персоналу досить часто явище. Виникають вони через низьку кваліфікацію, неуважності, порушення оперативної дисципліни при виконанні обов'язків. Найчастіше, це такі порушення як подача напруги шляхом включення комутаційних апаратів, на заземлення струмопровідні частини. Подача напруги на несправне або обладнання яке знаходиться в ремонті. Відключення або включення навантаження, комутаційними апаратами не призначеними для цього. Помилкові дії оперативного персоналу при перемиканні в ланцюгах

оперативного струму і ланцюгах РЗ та А.

Неякісний електромонтаж або ремонт. До цих причин можна віднести такі недоробки як погана регулювання приводів комутаційних апаратів, погано протягнуті контакти, неправильно налаштована система РЗ та А, заводські дефекти електрообладнання. Не затягнуті контакти під навантаженням починають грітися і горіти, виникає електрична дуга і якщо захисти налаштовані погано виникає пожежа на підстанції. Через погане регулювання вкочування комірок можуть відбуватися короткі замикання. При викочуванні комірок на ПС-110 кВ в наслідок неякісного і несвоєчасного ремонту нерідко відривалися захисні шторки і падали на струмопровідні частини, що теж призводило до короткого замикання.

Грозові і комутаційні перенапруги в електричних мережах, можуть стати причиною пошкодження ізоляції електрообладнання. Тому пристрої грозозахисту підстанцій і ліній електропередач, повинні бути в справному стані і проходити регулярні перевірки, в встановлені нормативами терміни.



Рисунок 4.1 – Вакуумні коміркі після пожежі на трансформаторній підстанції

Щоб мінімізувати ризик професійного захворювання та травматизм працівників при виконанні робіт пов'язаних з експлуатацією та

обслуговуванням вакуумних вимикачів постає питання в вирішенні цілого комплексу питань з охорони праці, а обсяг розділу даного диплому обмежений то сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою дипломного проектування:

1. Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при здійсненні технічного обслуговування вакуумних комутаційних апаратів. Розрахувати параметри захисного заземлення.

2. Розрахунок зони захисту блискавковідводу для підстанції зі встановленими вакуумними вимикачами.

3. Описати основні заходи протипожежного захисту трансформаторних підстанцій зі встановленими вакуумними вимикачами.

4. Дослідити стійкість роботи електричних мереж 110/35 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

4.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт по обслуговуванню та експлуатації вакуумних вимикачів

На основі аналізу літературних джерел та викладеного матеріалу в роботі постають вимоги різні фактори, які можуть впливати на безпечні умови обслуговування та експлуатації вакуумних вимикачів. При оперативному та технічному обслуговуванні вакуумних вимикачів 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:

- підвищена та знижена температура повітря робочої зони;
- підвищена та знижена рухомість повітря;
- підвищена запиленість та загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та знижена вологість повітря у робочій зоні;
- недостатність природного освітлення;

- недостатня освітленість робочої зони;
- підвищений рівень шуму на робочому місці;

Додатково повинні бути враховані наступні фізичні небезпечні виробничі фактори:

- небезпечний рівень напруги в електричному колі, замикання якого може відбутись через тіло людини;
- підвищений рівень вібрації;
- психофізіологічні небезпечні й шкідливі фактори;
- фізичні перевантаження (динамічні);
- нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).

4.3 Розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці під час проведення робіт по обслуговуванню та експлуатації вакуумних вимикачів

4.3.1 Організаційно-технічні рішення з охорони праці за стандартами енергетики України

Згідно завдання даної роботи розробка організаційно-технічних рішень з охорони праці проводиться для вакуумних вимикачів номінальної напруги 110 кВ. Для розробки рішень з охорони праці при технічному обслуговуванні та ремонті вимикачів заданих технологічних параметрів за темою роботи були проаналізовані Державні стандарти України табл. 4.1. та Галузеві керівні документи: - ГКД 20.302: 2009 Норми випробування електрообладнання.

- ГКД 34.20.503-97. Методичні вказівки по організації системи експлуатаційного обслуговування повітряних ліній.

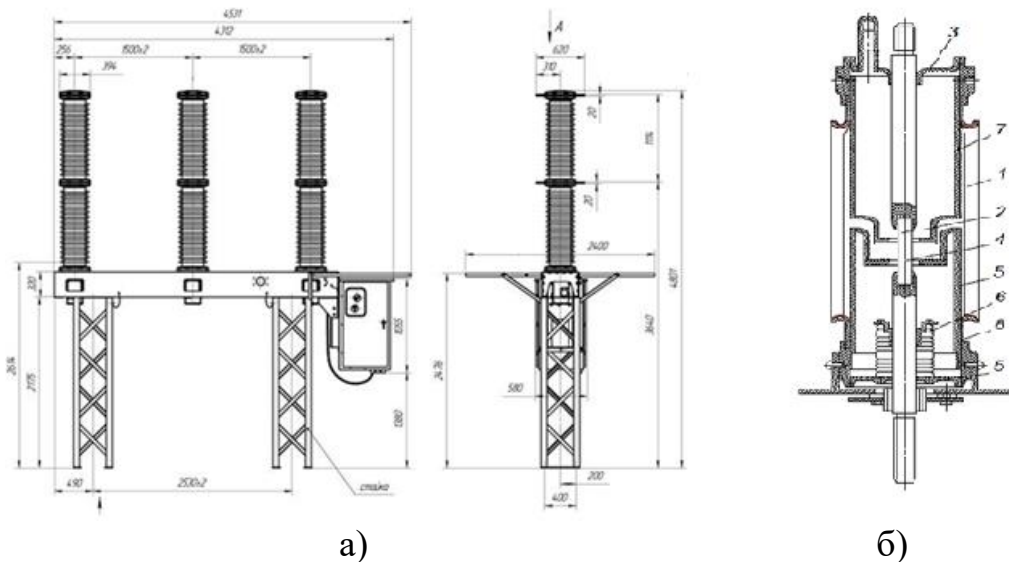


Рисунок 4.2 – а) Загальний вигляд та габаритні розміри вакуумного вимикача зовнішнього встановлення типу ВРС-110; б) Загальний вигляд вакуумної дугогасильної камери

Аналіз нормативно-технічної літератури дозволив виділити ряд необхідних робіт при обслуговування та експлуатації вакуумних вимикачів.

Таблиця 4.1 – Державні стандарти України

№ п\п	Норм. док.	Назва	Примітки
1	ДСТУ2848-94	Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення	чинний
2	ДСТУ687-78	Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови	чинний
3	ГОСТ 17516.1-90	Вироби електротехнічні. Загальні вимоги в частині стійкості до механічних зовнішніх чинників	чинний
4	ГОСТ 15150-69	Машина, прилади та інші технічні вироби. Виконання для різних кліматичних районів. Категорії, умови експлуатації, зберігання і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього середовища	чинний

Підготовчі роботи включають в себе визначення кліматичних умов на місці проведення робіт, підготовку робочої площадки, перевірку справності інструментів та засобів, системи монтажу оснащення, перевірку ізоляції системи, підйомних механізмів що використовується, а також окремих

елементів, інструктаж та перевірку знань з безпеки праці персоналу.

Кліматичні умови визначаються шляхом вимірювання температури, відносної вологості та швидкості руху повітря. Ці показники не повинні виходити за межі установлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °С;
- швидкість вітру 0,2- 0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

Забороняється проведення робіт при опадах у вигляді дощу та снігу, тумані та інеї, обледенінні на опорах і проводах, наближенні грози.

Конструкції сучасних вакуумних вимикачів повинні виключати необхідність проведення позачергових, поточних і середніх ремонтів і більшості періодичних планових перевірок стану ВВ, характерних для інших типів вимикачів. Для цих цілей найбільше підходять конструкції з електромагнітними приводами. Застосування пружинних приводів менш доцільно через складність їх конструкції і меншій надійності в роботі, що підтверджується багаторічним досвідом їх експлуатації. Вони вимагають також більш кваліфікованого і частого обслуговування.

Надійність роботи, терміни позачергових і планових ремонтів визначаються конструкцією ВВ, якістю їх виготовлення, комутаційною та механічною зносостійкістю.

При експлуатації вимикача параметри, що визначають режим і умови роботи, не повинні перевищувати допустимі значення. Не рідше, ніж 1 раз на 5 років, необхідно проводити регламентну перевірку електричної міцності ізоляції ВВ, перехідного опору головних контактів ВВ.

Електрична міцність вакуумних камер в процесі відпрацювання комутаційного ресурсу може дещо зменшуватись, тому рекомендується перевірку електричної міцності проводити на напрузі, що складає 80% від випробувальної напруги, нормованої для даного класу електроустановки.

Якщо високовольтний полюс вимикача не витримує дії випробувальної напруги, значення якої менше від 80% нормованого, і значення кожного

наступного пробою має тенденцію до зниження, експлуатація вимикача заборонена.

Вимірювання перехідного опору головних контактів вимикача необхідно виконувати безпосередньо на його контактних виводах. У випадку недоступності контактних виводів необхідно виконати демонтаж ошикування.

Під час експлуатації вакуумного вимикача опір головних контактів, як правило, підвищується внаслідок дії електричної дуги на поверхню контактів. Тому вимірювання необхідно проводити повіреним приладом, тим самим або того ж класу, яким проводились вимірювання під час вводу даного вимикача в експлуатацію.

В процесі технічного огляду вимикачів для мінімізації ризику травматизму необхідно дотримуватися наступних організаційно-технічних вимог техніки безпеки та виробничої санітарії:

- виконання електромонтажних робіт доручається особам, що пройшли медичний огляд і спеціальне навчання для роботи на електроустановках;
- при неможливості облаштування обгороджувальних монтажні роботи повинні виконуватися із застосуванням запобіжного пояса і страхувального каната;
- протягом встановлення вітряка акумуляторні батареї повинні бути від'єднані;
- не слід поєднувати при контактних електричних з'єднаннях разом різні метали (наприклад, мідь і алюміній);
- всі електричні кабелі електроживлення повинні мати надійну ізоляцію та відповідати технологічним вимогам;
- для захисту людей від ураження електричним струмом повинно бути виконано заземлення.

4.3.2 Розрахунок зони захисту блискавковідводу для підстанції з встановленими вакуумними вимикачами

Захисна дія блискавковідводів заснована на властивості блискавки вражати найбільш високі і добре заземлені металеві споруди. Завдяки цьому більш низькі за висотою будинки, які входять у зону захисту даного блискавковідводу, не будуть уражені блискавкою [23].

На даний час, існують дві методики розрахунку блискавкозахисту підстанцій, та обидві ці концепції виходять з того, що блискавка реагує на об'єкт, котрий знаходиться в найбільш високій точці, яка професійною мовою називається висотою орієнтування, що фактично є відстанню ураження.

Таблиця 4.2 – вихідні данні для виконання розрахунку

Параметри будівлі, м:	
довжина, A	38
ширина, B	6
висота, H_M	5
Відстань між точками підвісу тролів, L , м	34
Зона захисту будівлі	Б
Категорія за вибухопожежонебезпечністю	П-І
Розташування будівлі	Вінницька обл.

Розрахувати і побудувати блискавкозахист приміщення підстанції, параметри якого наведені в табл. 4.2

1. Визначаємо очікувану кількість уражень блискавкою на протязі року; значення n беремо із табл. 5.2 ($n = 5,5$), з урахуванням інтенсивності грозової діяльності $K = 60-80$ (табл. 5.2).

$$N = \left[A + 6H_M B + 6H_M - 7.7H_M^2 \right] \cdot n \cdot 10^{-6},$$

$$N = \left[38 + 6 \cdot 5 \cdot 6 + 6 \cdot 5 - 7.7 \cdot 5^2 \right] \cdot 5.5 \cdot 10^{-6} = 0.49.$$

Приймаємо $N = 1$ раз на рік.

2. Встановлюємо категорію блискавкозахисту і тип зони захисту.

Зовнішні об'єкти із категорію вибухопожежонебезпечності П-І у місцевості з середньорічною тривалістю гроз понад 20 год/рік відносяться до III категорії блискавкозахисту.

Відповідно до завдання тип зони захисту будівлі – зона Б.

3. Так як співвідношення сторін будівлі більше ніж 1:3, вибираємо одиночний тросовий блискавковідвід і визначаємо габарити його зони захисту.

Визначаємо параметри H_x та R_x :

$H_x = H_M = 5$ м (висота будівлі);

параметр R_x визначаємо графічно, виходячи з перекривання будівлі на рівні її висоти H_x , $R_x = 5$ м.

При відомих величинах H_x та R_x висота H для зони Б може бути визначена за формулою:

$$H = \frac{R_x + 1.58H_x}{1.7},$$

$$H = \frac{5 + 1.58 \cdot 5}{1.7} = 7.6 \text{ м.}$$

Тоді

$$H_0 = 0.92 \cdot 7.6 = 6.99 \text{ м,}$$

$$R_0 = 1.7 \cdot 7.6 = 12.9 \text{ м.}$$

З врахуванням стріли провисання висота опори, враховуючи, що $L < 120$ м

$$H_{оп} = 7.6 + 2 = 9.6 \text{ м.}$$

4. Виконаємо побудову зони захисту одиночного тросового блискавковідводу, використовуючи розраховані параметри.

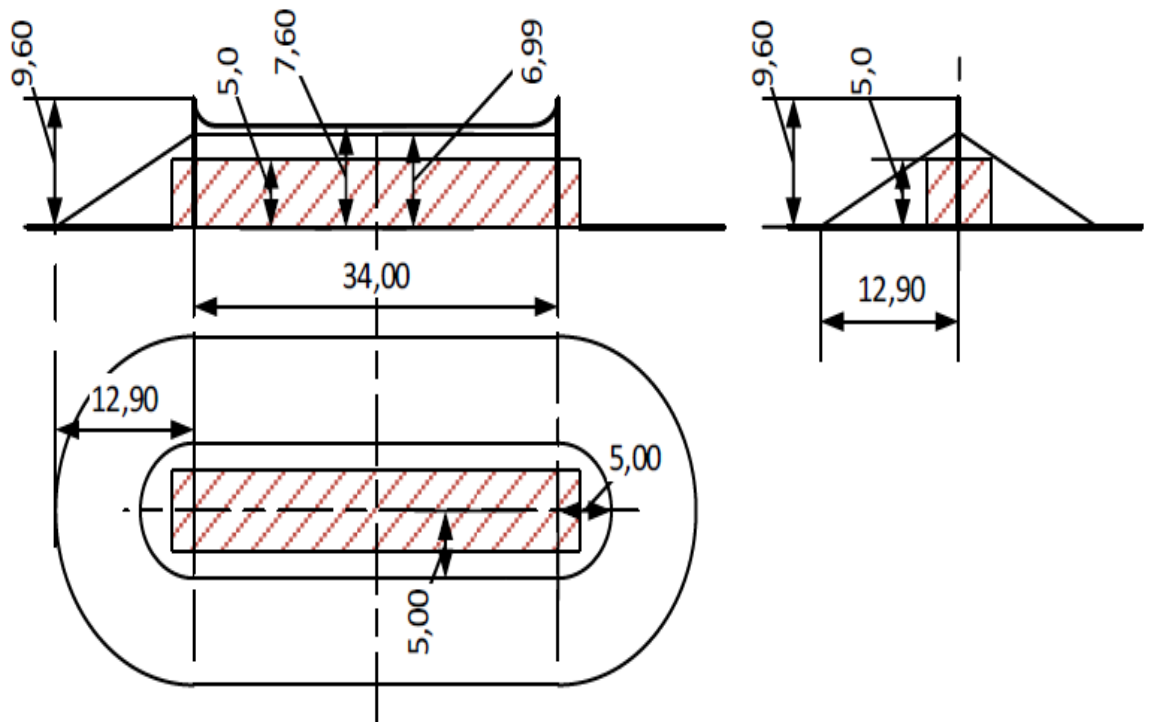


Рисунок 4.3 – Зона захисту розрахованого блискавковідводу

4.4 Протипожежний захист електроустановок на підстанції

Пожежну безпеку промислових і інших об'єктів регламентують ССБТ «Пожежна безпека. Загальні вимоги». Типові правила пожежної безпеки для промислових підприємств і інструкції на окремих об'єктах [24].

Приміщення підстанції, де здійснюється діагностика вводів, за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д - негорючі речовини і матеріали в холодному стані с зонами П-Ш.

Таблиця 4.3 – Мінімальні межі вогнестійкості та мінімальні межі розповсюдження полум'я по будівельних конструкціях.

	Стіни				Колони	Сходові клітини, марші	Плити, настили та інші несучі конструкції, перекриття	Елементи перекриття	
	Несучі	Самонесучі	Зовнішні несучі	Внутрішні несучі				Плити настили прогони	Балки, ферми
II	2/0	1/0	0,25/0	0,25/0	2/0	1/0	0,75/0	0,25/0	0,25/0

Найбільшу відстань до евакуаційного виходу визначаємо за об'ємом приміщення та ступені вогнестійкості будівлі. В проектуваному приміщенні, відстань при щільності людського потоку в загальному проході, чол/м² наступна: до 1 - 100 м². Кількість людей для розрахунку ширини евакуаційних виходів показана в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Кількість людей ля розрахунку ширини евакуаційних виходів

Об'єм приміщення, тис. м ³	Категорія приміщення	Ступінь вогнестійкості будівлі	Кількість людей на 1 м ширини Евакуаційного виходу(дверей)
1440	Д	II	100

На території підстанції встановлено 1 пожежний щит. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., лопати – 2 шт., сокири – 2 шт. Ящик для піску має місткість 3м³ та укомплектований совковою лопатою. У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

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

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

$$E'_a = \frac{\Delta\Pi_1 / (1+E) + \Delta\Pi_2 / (1+E)^2 + \Delta\Pi_3 / (1+E)^3}{K_1 / (1+E) + K_2 / (1+E)^2 + K_3 / (1+E)^3}, \quad (5.1)$$

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

Значення Π_t для кожного року визначаються за формулою:

$$\Pi_t = C_T \gamma W_t - B_t, \quad (5.2)$$

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

щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії), тис. грн.

Щорічні експлуатаційні витрати визначаються таким чином:

$$B_t = 0.033 \cdot K_t + \Delta W_t \cdot c, \quad (5.3)$$

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

$$\Delta W_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{P_i}{U_H \cdot \cos\varphi} \right)^2 \cdot r_{0i} \cdot \Delta L_i \cdot \tau; \quad (5.4)$$

де P_i – активна потужність, що передається по i -ій лінії, МВт; U_H – номінальна напруга мережі, кВ (приймаємо рівною напрузі попередньо існуючої мережі, тобто $U_H = 110$ кВ); r_{0i} – питомий опір проводу i -ої ЛЕП, Ом/км; τ – час максимальних втрат (4098 год); ΔL_i – довжина i -ої лінії, км.

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

Одноразові капітальні витрати складаються з двох складових:

$$K = K_{П/СТ} + K_{ЛЕП}; \quad (5.5)$$

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

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

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

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

На першому році:

- будівництво лінії електропередач: ПС Уланів (вузол 7) - 701;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 701;
- розвиток відгалужувальної підстанції пункту (вузол 7);
- будівництво ліній електропередач: 701-704;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 704;
- будівництво ліній електропередач: 704-703;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 703;
- будівництво лінії електропередач: (вузол 206) - 702;
- спорудження споживальної підстанції 110/10 кВ у пункті 702;
- розвиток відгалуження (вузол 206);

На другому році:

- будівництво лінії електропередач: 703-702;

Укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі показані у табл. 5.1–5.6

Таблиця 5.1 – Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	16 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Продовження табл. 5.1 - Вартість будівництва підстанції (вузол 701)

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

Таблиця 5.2 – Вартість облаштування відгалуження від ПЛ "Козятин-Брівка" (вузол 206):

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

Таблиця 5.3 – Вартість будівництва підстанції (вузол 704):

Ч.ч. згідно з таб- лицею 6.1	Вузол ПС	Кіль- кість	Будівель- ні роботи	Облад- нання	Інші витрати	Проект- ні роботи	Експер- тиза проекту	Загальна кошторис- на вартість	Орієн- товна площа, зайнята облад- нанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформа- тора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього установалення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 КОМПЛ	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
Всього			135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 КОМПЛ	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 КОМПЛ	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0

	постійного струму (ШОТ)								
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5.1.12	Інші панелі загального користування (центральної сигналізації, керування шинними апаратами 110-10 кВ, автоматики вимикачів 110 кВ, ПРВВ, торцеві панелі – всього чотири панелі)								
Всього ЗПК			1365,716	6287,658	321,541	221,555	10,184	8206,655	264,0
Загальна кошторисна вартість			51 054,247						

Таблиця 5.4 – Вартість будівництва підстанції (вузол 702):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1	110/10 кВ, 16 В×А	2 од.	601,882	22 566,4	734,56	601,98	4,916	24509,7	210
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0

2.2	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.3	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.4	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0
2.5	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,8	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	16 од.	502,008	4484,701	121,082	135,876	13,0	5256,667	89,7
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		888,168	6943,872	202,008	214,406	23	8271,483	153,9

Продовження табл. 5.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Продовження табл. 5.4 - Вартість будівництва підстанції (вузол 702)

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

Таблиця 5.5 – Вартість облаштування ПС "Уланів" (вузол 7):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	186,654	2745,262	114,968	79,9	1,241	3128,024	205,0

2.2	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	1 од.	38,076	1022,051	58,693	29,11	1,044	1148,974	72,0
Всього ВРУ 110 кВ			224,73	3767,313	173,661	109,01	2,285	4276,998	
Загальна кошторисна вартість			4276,998						

Таблиця 5.6 – Вартість будівництва підстанції (вузол 703):

Ч.ч. згідно з таблицею 6.1	Вузол ПС	Кількість	Будівельні роботи	Обладнання	Інші витрати	Проектні роботи	Експертиза проекту	Загальна кошторисна вартість	Орієнтовна площа, зайнята обладнанням, м ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Установлення силових трансформаторів напругою, потужністю:								
1.7	110/10 кВ, 10 В×А	2 од.	602,532	17350,130	573,722	473,808	4,028	19004,222	190
2	Вузли ВРУ 110 кВ:								
2.1	Приєднання 110 кВ силового трансформатора без вимикача	2 од.	87,512	2613,394	110,570	72,410	2,138	2886,024	260,0
2.5	Приєднання лінії 110 кВ з вимикачем із вбудованими трансформаторами струму	2 од.	373,308	5490,524	229,936	159,800	2,482	6256,048	410,0
2.8	Приєднання секційного вимикача 110 кВ із вбудованими трансформаторами струму	1 од.	74,910	2709,418	111,311	74,287	1,216	2971,142	125,0
2.9	Приєднання трансформатора напруги 110 кВ	2 од.	76,148	2044,102	117,386	58,220	2,088	2297,948	144,0

2.12	Приєднання ремонтної перемички 110кВ	1 од.	54,027	287,744	24,915	10,315	1,000	378,001	125,0
	Всього ВРУ 110 кВ		665,909	13145,182	594,118	375,032	8,924	14789,163	1064,0
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Вузли обладнання 10 кВ:								
3.1	ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ:								
3.1.1	Камера 10 кВ вводу від силового трансформатора з вакуумним вимикачем	2 од.	77,232	881,914	23,810	25,838	2,000	1010,794	13,8
3.1.2	Камера секційного вакуумного вимикача 10 кВ	1 од.	38,616	421,721	11,364	12,424	1,000	485,124	6,9
3.1.3	Камера секційного роз'єднувача 10 кВ	1 од.	38,616	294,832	7,960	9,162	1,000	351,570	6,9
3.1.4	Камера лінії 10 кВ з вакуумним вимикачем	4 од.	347,544	3104,793	83,826	94,068	9,0	3639,23	62,1
3.1.5	Камера з трансформаторами напруги 10 кВ	4 од.	154,464	551,472	25,688	20,952	4,000	756,576	27,6
3.1.6	Камери з іншим обладнанням 10 кВ	2 од.	77,232	309,232	12,104	10,184	2,000	410,752	9,0
	Всього ЗРУ 10 кВ		733,704	5563,964	164,752	172,628	19,0	6654,046	126,3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.2	Трансформатор власних потреб зовнішнього устанавлення потужністю:								
3.2.1	250 кВ·А	2 од.	27,244	503,940	23,946	14,496	2,000	571,626	32,0
3.3	Заземлювальний реактор 10 кВ	2 компл	108,180	1592,330	79,152	46,852	2,026	1828,540	52,0
	Всього		135,424	2096,270	103,098	61,348	4,026	2400,166	84,0

Продовження табл. 5.6 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ЗПК:								
5.1	ЗПК ПС 110/10 кВ								
5.1.1	Панелі керування, ДЗТ, резервного захисту та РПН силового трансформатора (чотири панелі)	2 компл	481,046	1524,364	88,638	60,856	2,088	2156,992	96,0
5.1.2	Панелі ДФЗ і резервного захисту лінії 110 кВ з вимикачем (дві панелі)	2 компл	274,882	1649,252	85,910	55,364	2,064	2067,472	48,0
5.1.3	Панелі секційного вимикача 110 кВ (одна панель)	1 од.	68,721	559,852	21,513	17,472	1,000	668,558	24,0
5.1.4	Панель трансформаторів напруги 110 кВ (одна панель на дві секції 110 кВ)	1 од.	68,721	386,946	8,085	11,081	1,000	475,833	12,0
5.1.8	Панелі введів 10 кВ та секційного вимикача 10 кВ (одна панель на два вводи)	1 од.	137,441	347,406	21,315	14,343	1,000	521,505	24,0
5.1.9	Панелі керування та захисту заземлювального реактора (одна панель на дві секції 10 кВ)	1 од.	68,721	412,888	21,485	13,855	1,000	517,950	12,0
5.1.10	Шафа оперативного постійного струму (ШОТ)	1 од.	66,801	680,462	33,562	20,854	1,002	802,681	12,0
5.1.11	Шафи з низьковольтною апаратурою (три шафи)	1 компл	199,382	726,488	41,034	27,729	1,032	995,664	36,0

Продовження табл. 5.6 - – Вартість будівництва підстанції (вузол 703)

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

Отже, укрупнені капітальні витрати на розвиток електричної мережі на першому році складають 233 326,056 тис. грн

Капітальні витрати на спорудження ліній електропередач визначаються за наступною формулою:

$$K_{\text{ЛЕП}} = C_{\text{T}} \cdot l, \quad (5.6)$$

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

$$K_{\text{ЛЕП1}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (29,4) = 31\,244,82 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_{\text{ЛЕП2}} = 1062,749 \cdot 1,089 \cdot (7,8) = 8\,289,4 \text{ (тис.грн.)}$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K_1 = 233\,326,056 + 31\,244,821 = 254\,570,87 \text{ (тис.грн.)}$$

$$K_2 = 0 + 8\,289,44 = 8\,289,44 \text{ (тис.грн.)}$$

Щорічні витрати на експлуатацію мережі обчислюються за формулою:

$$B = B_{\text{Л}} + B_{\text{П}} + \Delta W_{\text{т}}, \quad (5.7)$$

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

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{ЛЛ}} + \Delta W_{\text{ПП}}; \quad (5.8)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт ліній:

$$B_{\text{Л}} = (K_{\text{ЛЕП}} \cdot P_{\text{Л}}\%)/100; \quad (5.9)$$

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

Відрахування від капітальних витрат на обслуговування та ремонт підстанцій:

$$B_{\text{П}} = (K_{\text{П/СТ}} \cdot P_{\text{П}}\%)/100; \quad (5.10)$$

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

Таким чином, у відповідності з формулами (8.9-8.10) маємо:

$$B_{\text{Л1}} = (31244,821 \cdot 0,3)/100 = 93,73 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{\text{Л2}} = (8\,289,4 \cdot 0,3)/100 = 24,86 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_{П1} = (223\,326,056 \cdot 3) / 100 = 6\,699,782 \text{ (тис. грн.)};$$

Спираючись на результати розрахунку режиму максимальних навантажень ЕМ після виконання її поетапного розвитку (додаток Ж), зміна втрат електроенергії по роках подана в табл. 5.7:

Таблиця 5.8 – Зміна втрат потужності та електроенергії в нових приєднаннях:

Рік будівництва	Побудовані та реконструйовані об'єкти	Зміна втрати в ЛЕП, кВт	Зміна втрати в трансформаторах, кВт	Сумарні втрати електроенергії, тис.кВт·год
1	ЛЕП:7-701, 701-704,704-703,206-702 П/ст:7, 206, 701, 702,704,703	1794	14	1808
2	ЛЕП:702-703	-788	-10	-687

Річні видатки було розраховано за виразом (5.7).

$$B_1 = 93,73 + 6699,78 + (1808) \cdot 2,65 = 456,24 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B_2 = 24,86 + 0 + (-687) \cdot 2,65 = -1795,68 \text{ (тис. грн.)};$$

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

$$W_{1(7-703,702)} = 44,86 \cdot 5600 + 14 \cdot 1200 = 267960 \text{ МВт·год.}$$

У відповідності з (5.2) зміна прибутку по роках визначається наступним чином:

$$П_1 = 2,65 \cdot 0,12 \cdot 267960 + 5,4 \cdot 0,12 \cdot 16800 - 11584,7 = 84512,9 \text{ (тис. грн.)};$$

$$П_2 = 1,65 \cdot 0,12 \cdot 0 - (-1795,68) = 1795,68 \text{ (тис. грн.)}.$$

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

$$E'_a = \frac{84512,98 / (1 + 0,2) + 1795,68 / (1 + 0,2)^2}{254570,877 / (1 + 0,2) + 8289,44 / (1 + 0,2)^2} = 0,328$$

Термін окупності проекту може бути визначений наступним чином:

$$T_{ок} = 1 / E'_a = 1 / 0,328 = 3,04 \text{ років.}$$

Таблиця 5.9 - Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ

Основні техніко економічні показники отриманої ЕМ		
Сумарне максимальне навантаження нових підстанцій мережі	МВт	44,86
Сумарне максимальне генерування нових підстанцій мережі	МВт	14
Тривалість використання найбільшого навантаження для нових споживачів	год	5600
Сумарна електроенергія, відпущена новим підстанціям	тис.кВт*год	251,160
Сумарна електроенергія, отримана від СЕС	тис.кВт*год	16,800
Сумарні капітальні витрати на розвиток електричної мережі	тис.грн.	262 860,3
Термін окупності капіталовкладень у розвиток електричної мережі	Рік	3,04
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	МВт	4,9
Очікувані втрати активної потужності у електричній мережі після здійснення розвитку	%	3,69
Зміна втрат активної електроенергії за рахунок розвитку електричної мережі	тис.кВт*год	13,82
Очікувані втрати активної електроенергії в електричній мережі після здійснення розвитку	тис.кВт*год	47,928

З отриманих даних можна сказати, що мережа є економічно доцільною, її встановлення принесе додаткові фінансові надходження від нових споживачів. Терміни окупності 3,04 років підтверджують ефективність даного проектного рішення.

ВИСНОВКИ

В даній магістерській кваліфікаційній роботі було запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ, а також було проаналізовано питання обслуговування та умов експлуатації лічильників електроенергії.

В першому розділі МКР було сформоване техніко-економічне обґрунтування розвитку існуючої мережі.

В другому розділі МКР, в електротехнічній частині, запропоновано та спроектовано оптимальну схему розвитку електричної мережі 110 кВ.

Було необхідно підключити нових споживачів (вузли 701, 702 та 704) та СЕС (вузол 703) до існуючої схеми. З урахуванням заданої категорії споживачів, переважно I категорії, було розроблено відповідну конфігурацію, що гарантує необхідний рівень надійності. Живлення реалізовано з двох центрів через одноланцюгові лінії. Оптимальну схему вдалося отримати в результаті використання симплекс-методу (проведено 2 ітерації для уточнення вартісних коефіцієнтів). Після цього був проведений перебір можливих варіантів послідовності побудови мережі, використовуючи метод динамічного програмування, і був обраний найбільш економічно доцільний варіант.

В третьому розділі даної роботи були розглянуті та проаналізовані конструкції сучасних типів вакуумних вимикачів різної номінальної напруги та умови їх експлуатації. Крім того, розглянуто основні переваги та недоліки використання вакуумних вимикачів та особливості їх обслуговування та ремонту.

В розділі «Охорони праці та безпека в НС» даної роботи було розглянуто шкідливі та небезпечні фактори, умови праці, забезпечення безпечних умов праці, питання електробезпеки та безпеки в НС обслуговуючого персоналу підстанції, тому що саме він здійснює обслуговування ЕМ. Крім того, було досліджено стійкість роботи електричної мережі в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ, а також були

розроблені заходи по забезпеченню стійкості роботи електричної мережі у надзвичайних ситуаціях.

В економічній частині даної МКР були розраховані техніко - економічні показники розвитку ЕМ. Зокрема було визначено загальні витрати на розвиток мережі за 3 роки, які становлять 262860,319 тис. грн. Розрахунок рентабельності даного проекту показав його високу ефективність оскільки $E(0,328)$, та швидкий термін окупності 3,04 років.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 31 August 2022 (first revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України»
2. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure Project, Part I (Task Force), Energy Charter Secretariat, 2022 Boulevard de la Woluwe, 46 B-1200 Brussels, Belgium Revised version, 31 August 2022 (first revision). - Звіт про оцінку збитків в рамках проекту «Співпраця для відновлення енергетичної інфраструктури України»(2022_09_30_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_II.pdf);
3. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.
4. Кулик В. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110-330 кВ: навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
5. Електричні системи і мережі. Частина 3: електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] /Малогоулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.
6. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник.·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.
7. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
8. Нормативний документ міненерговугілля України «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. норми»,– СОУ-Н

МЕТ 45.2- 37471933-44: 2011. – Київ, 2016,– 42с.

9. Бржезицький В. О., Зелінський В.Ц., Лежнюк П.Д., Рубаненко О.Є. Електричні апарати: підручник. Херсон: ОЛДІ-ПЛЮС, 2016. 602с. ISBN 978-966-289-101-0.

10. Лесько В.О., Волинець В.І., Нетребський В.В. Електричні апарати. практикум. Луцьк: ЛТНУ. 2015. 114 с.

11. ДБН А.2.2-3-2014 Склад та зміст проектної документації на будівництво;

12. ДБН В.2.5-16 – 99 Інженерне обладнання споруд, зовнішніх мереж; Визначення розмірів земельних ділянок для об'єктів електричних мереж;

13. ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва;

14. ДСТУ Б Д.1.1-7:2013 Правила визначення вартості проектно-вишукувальних робіт та експертизи проектної документації на будівництво;

15. ГКД 341.004.001 – 94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ;

16. ГКД 341.004.002 – 94 Норми технологічного проектування повітряних ліній електропередавання 0,38 – 750 кВ. Проводи ліній електропередавання 35 –750 кВ;

17. СОУ-Н ЕЕ 20.178:2008 Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова;

18. Повідомлення Мінрегіону України від 02.04.2015 року щодо порядку перерахування кошторисної документації, пов'язаного із зростанням вартості матеріальних ресурсів у сучасних економічних умовах;

19. Петровський О.С., Остра Н. В. «Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів» в матеріалах «ЛІІІ Всеукраїнської науково-технічної конференції підрозділів Вінницького національного технічного університету (2024)», Вінниця 2024. [Електронний ресурс];

20. Енергоефективність та відновлювані джерела енергії. Під заг. ред. Шидловського А.К. Київ: Українські енциклопедичні знання, 2007. 559 с.

21. Сулейманов В. М., Кацадзе Т. Л. Електричні мережі та системи: підручн. К.: НТУУ «КПІ», 2008. 456 с.
22. Кутін В. М. Релейний захист електричних станцій. Навчальний посібник / В. М. Кутін, О. Є. Рубаненко, В. М. Лагутін. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
23. Методичні рекомендації до розділу «Охорона праці» в дипломних роботах (для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Укл. – Бондаренко Є.А. – Вінниця
24. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В.1.1.7-2002. – [Чинний від 03 грудня 2002 р.]. – К.: Держбуд України, 2003.
25. . Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. МЕТОДИКА. Загальні методичні положення (ГДК 340.000.001-95). К.: Міненерго України, 1995. 34 с.
26. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011. Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми. – Київ, 2016. 42 с.
27. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. – Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008. – 171 с.
28. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.
29. Методичні вказівки до виконання магістерських кваліфікаційних робіт для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (освітня програма – «Електричні системи і мережі») [Електронний ресурс] / уклад.: В. О. Комар, В. В. Тептя, Ю. В. Малогулко. – Вінниця: ВНТУ, 2023, (PDF, 96 с.).

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток фрагменту електричної мережі 110 кВ з аналізом конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

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

Показники звіту подібності Unischek

Оригінальність _____ Схожість _____

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне):

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

Особа, відповідальна за перевірку _____
(підпис)

Вишневський С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи _____
(підпис)

Петровський О.С.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи _____
(підпис)

Остра Н.В.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б**Технічне завдання МКР**

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

_____ (підпис)

" _____ " _____ 20__ р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ З АНАЛІЗОМ
КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СУЧАСНИХ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ**

08-21.МКР.023.00.007 ТЗ

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

_____ Остра Н.В.

Магістр групи 2ЕСМ-22м

_____ Петровський О.С.

Вінниця 2023 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, збільшення пропускної спроможності основних перетинів та розв'язання проблеми мережних обмежень необхідно спроектувати, побудувати та ввести в експлуатацію нові об'єкти – лінії електропередачі та підстанції;

б) наказ ректора ВНТУ № 247 від 18 вересня 2023 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – проектування електричної мережі - є сформулювати оптимальну схему розвитку ЕМ напругою 110 кВ та проаналізувати конструктивні особливості та умови експлуатації сучасних вакуумних вимикачів. б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ : навчальний посібник / В. В. Кулик, В. В. Тептя, О. Б. Бурикін, О. В. Сікорська. Вінниця : ВНТУ, 2018. 110 с.

2. Остапчук Ж.І., Кулик В.В., Тептя В.В. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 128 с.

3. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

Запропонувати оптимальний варіант розвитку електричних мереж. Проектування, монтаж і експлуатація електрообладнання мають виконуватися у відповідності до вимог ПУЕ та ПТЕ.

Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів: для проектування розвитку електричної мережі з використанням оптимізаційних

методів застосовується фрагмент схеми електричної мережі 110 кВ ПАТ “Вінницяобленерго”. Дані про лінії існуючої електричної мережі подані в таблиці Б.1. Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі показані в таблиці Б.2. Схема існуючої електричної мережі до розвитку показана на рисунку Б.1.

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 5600 годин на рік. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники оптимального розвитку електричної мережі та на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такого проекту.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При- мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	18.09.23	20.09.23	
2	Техніко-економічне обґрунтування	21.09.23	27.09.23	
3	Електротехнічна частина	28.09.23	29.10.23	
4	Аналіз конструктивних особливостей та умов експлуатації сучасних вакуумних вимикачів	30.10.23	10.11.23	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	11.11.23	17.11.23	
6	Економічна частина	18.11.23	25.11.23	
7	Оформлення пояснювальної записки	26.11.23	04.12.23	
8	Виконання графічної/ілюстративної частини та оформлення презентації	05.12.23	07.12.23	
	Перевірка МКР на плагіат. Попередній захист МКР	08.12.23	09.12.23	
	Рецензування МКР	10.12.23	12.12.23	
	Захист МКР	18.12.23	-	

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, 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 екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

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

Відсутні.

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (масш. 1:60000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1. Дані для прогнозування навантажень району подані в табл. Б.2.

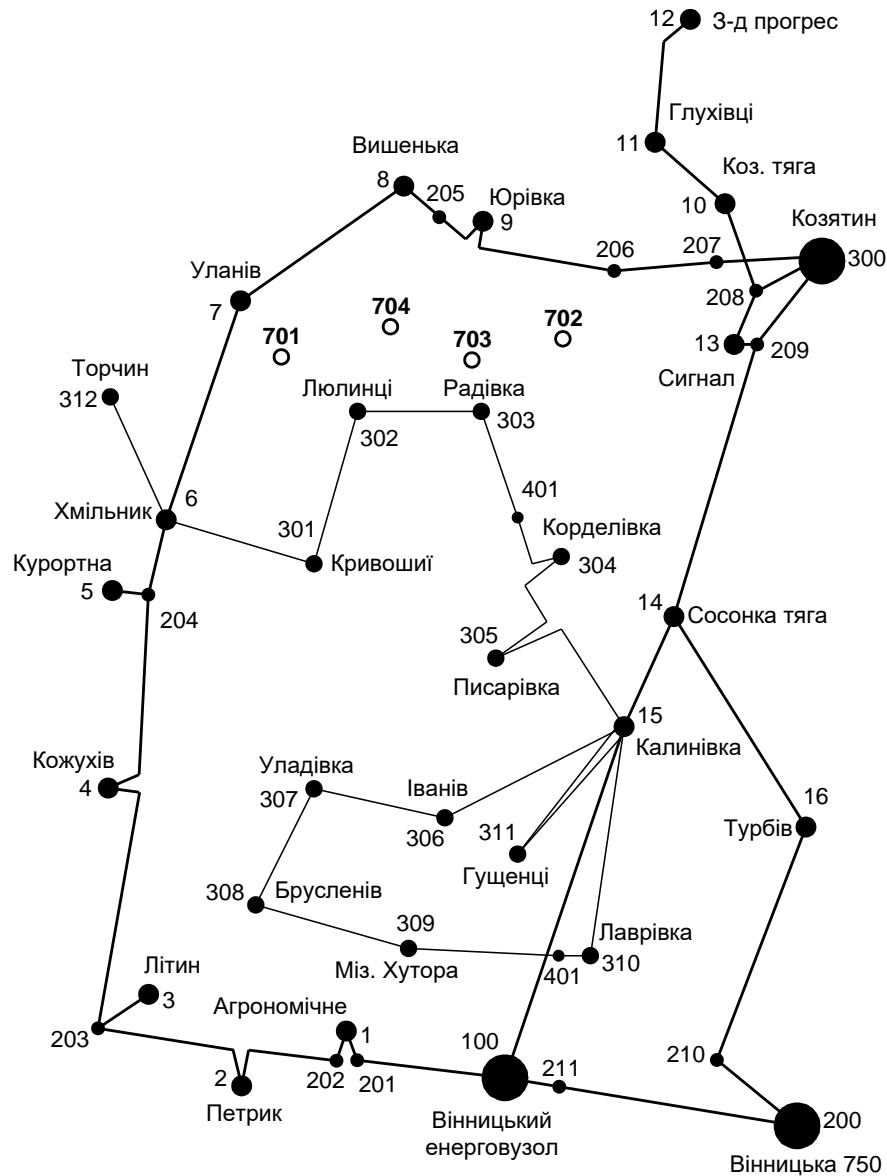


Рисунок Б.1 – Схема існуючої електричної мережі

Робочі рівні напруг на шинах джерела живлення становлять за найбільших навантажень 105%, за найменших – 100%, для післяаварійних режимів – 110%. Найменше навантаження влітку 35% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 5600 годин на рік. Середня вартість 1 кВт год недовідпущеної споживачам електроенергії 540 грн. Вартість 1 кВт год втраченої електроенергії становить 2,65 грн. Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подано у табл. 3 та 4. Обмеження з боку монтажних організацій щодо спорудження ЛЕП складає 35 км за рік.

Таблиця Б.1 – Дані про максимальне навантаження п'ятого року нових споживачів

Пункти	Нова 1 (701)	Нова 2 (702)	Нова 3 (703)	СЕС 4 (704)
Навантаження, МВт	12,4	18,7	10,4	14,0
cos φ	0,86	0,91	0,9	1
Категорія споживачів	I	I	I	II

Таблиця Б.2 – Ретроспективні дані для прогнозування максимального навантаження

Роки експлуатації	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Макс. навантаж., %	85	90	95	97	96	97	98	98	99	100

Таблиця Б.3 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Дов жина
100	201	Вінницький енерговузол – 201	АС-95	12,7
201	1	201 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	202	Агрономічне – 202	АС-120	2,8
202	2	202 – Петрик	АС-95	16,3
2	203	Петрик – 203	АС-95	14,8
203	3	203 – Літин	АС-95	0,43
203	4	203 – Кожухів	АС-95	17,7
4	204	Кожухів – 204	АС-95	5,97
204	5	204 – Курортна	АС-95	1,8
204	6	204 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
205	8	205 – Вишенька	АС-120	10,3
9	205	Юрівка – 205	АС-150	6,6
206	9	206 – Юрівка	АС-120	20,8
207	206	207 – 206	АС-150	17,5
300	207	Козятин – 207	АС-185	3,1
300	208	Козятин – 208	АС-185	7,39
208	10	208 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
208	13	208 – Сигнал	АС-185	0,06
209	13	209 – Сигнал	АС-185	0,01
300	209	Козятин – 209	АС-185	7,45
209	14	209 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
14	15	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	15	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
100	211	Вінницький енерговузол – 211	АС-150	1,35
211	200	211 – Вінницька 750	АС-150	15,75
200	210	Вінницька 750 – 210	АС-120	5,2
210	16	210 – Турбів	АС-120	19,0
16	14	Турбів – Сосонка тяга	АС-120	14,93
6	301	Хмільник – Кривошії	АС-95	24,26
301	302	Кривошії – Люлинці	АС-95	15,0
302	303	Люлинці – Радівка	АС-95	17,7
303	401	Радівка – 401	АС-95	13,8
401	304	401 – Корделівка	АС-120	6,7
305	304	Писарівка – Корделівка	АС-120	6,75
15	305	Калинівка – Писарівка	АС-120	10,65
15	306	Калинівка – Іванів	АС-120	12,1
306	307	Іванів – Уладівка	АС-120	11,6
307	308	Уладівка – Брусленів	АС-95	14,42

309	308	Міз. Хутора – Брусленів	АС-95	17,2
402	309	402 – Міз. Хутора	АС-95	13,4
310	402	Лаврівка – 402	АС-120	0,9
15	310	Калинівка – Лаврівка	АС-95	12,15
15	311	Калинівка – Гушенці	2×АС-95	13,8
6	312	Хмільник – Торчин	АС-70	15,3

Таблиця Б.4 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	cos φ	S _н , МВА	Марка трансформатора	Кількість трансформаторів
100	Вінницький енерговузол	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
200	ВП ПС-750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Балансувальний вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,87	2,8 + j1,59	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,9	3,2 + j1,55	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	4,7 + j2,54	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	3,0 + j1,45	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,89	4,1 + j2,1	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,87	1,8 + j1,02	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,88	2,7 + j1,46	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	3,1 + j1,5	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,86	2,4 + j1,42	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятин тяга	0,87	12,2 + j6,91	ТДТНЖ-40000/110/27/10	2
11	Глухівці	0,88	3,7 + j2,0	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,9	5,1 + j2,47	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,87	6,4 + j3,63	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Сосонка тяга	0,88	7,2 + j3,89	ТДТНЖ-25000/110/27/10	2
15	Калинівка	0,9	5,6 + j2,71	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2
16	Турбів	0,87	4,3 + j2,44	ТДТН-10000/110/35/10 ТДТН-16000/110/35/10	2
301	Кривошії	0,87	1,1 + j0,62	ТМН-2500/35/10	1
302	Люлинці	0,88	2,4 + j1,3	ТМН-4000/35/10	2
303	Радівка	0,9	1,6 + j0,77	ТМН-2500/35/10	2
304	Корделівка	0,89	2,0 + j1,02	ТМН-4000/35/10	1
305	Писарівка	0,88	1,2 + j0,65	ТМН-2500/35/10	1
306	Іванів	0,87	2,1 + j1,19	ТМ-4000/35/6	2
307	Уладівка	0,9	2,3 + j1,11	ТМН-4000/35/10	2
308	Брусленів	0,86	0,6 + j0,36	ТМН-1600/35/10	1
309	Міз. Хутора	0,9	1,2 + j0,58	ТМН-2500/35/10	1
310	Лаврівка	0,87	1,3 + j0,74	ТМН-1600/35/10 ТМН-4000/35/10	2
311	Гушенці	0,88	1,0 + j0,54	ТМН-1600/35/10	2
312	Торчин	0,89	1,3 + j0,67	ТМН-2500/35/10	1

ДОДАТОК В

Результати розрахунків режимів електричної мережі

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ МАКСИМАЛЬНИХ
НАВАНТАЖЕНЬ ВХІДНОЇ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

ТРИВАЛІСТЬ ЗВІТНОГО ПЕРІОДУ: 8760.0 ГОД
ЧАС ВТРАТ: 4318.9 ГОД

ОТРИМАНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 101.524 МВт / 892.719 МЛН.КВТ*Г
ВІДПУЩЕНО ПОТУЖН./ЕЛ.ЕНЕРГ.: 98.015 МВт / 858.611 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ В ЛЕП 220-35 КВ: 2.388 МВт / 23.673 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ В ЛЕП 750-330 КВ: 0.000 МВт / 0.000 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ЛЕП: 2.388 МВт / 23.673 МЛН.КВТ*Г

ВТРАТИ Х.Х. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.590 МВт / 5.170 МЛН.КВТ*Г
ВТРАТИ НАВ. В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 0.531 МВт / 5.265 МЛН.КВТ*Г
СУМАРНІ ВТРАТИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ: 1.121 МВт / 10.435 МЛН.КВТ*Г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 КВ: 3.509 МВт / 34.108 МЛН.КВТ*Г (3.8%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	R _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-45.701	-24.453	117.000	0.00
201		0.000	0.000	115.728	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	115.480	-0.37
202		0.000	0.000	115.270	-0.43
2	Петрик	0.000	0.000	113.858	-0.77
203		0.000	0.000	112.806	-1.03
3	Літин	0.000	0.000	112.794	-1.03
4	Кожухів	0.000	0.000	111.982	-1.25
204		0.000	0.000	111.793	-1.30
5	Курортна	0.000	0.000	111.752	-1.31
6	Хмільник	0.000	0.000	111.687	-1.35
7	Уланів	0.000	0.000	112.535	-1.23
8	Вишенька	0.000	0.000	113.534	-1.00
205		0.000	0.000	114.125	-0.85
9	Юрівка	0.000	0.000	114.449	-0.75
206		0.000	0.000	115.856	-0.40
207		0.000	0.000	116.847	-0.06
300		-55.773	-31.486	117.000	0.00
208		0.000	0.000	116.506	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	115.556	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	115.310	-0.61
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.995	-0.75
13		0.000	0.000	116.507	-0.17
209		0.000	0.000	116.507	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	114.805	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	114.622	-0.66
211		0.000	0.000	116.950	-0.02
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	116.347	-0.23
210		0.000	0.000	116.110	-0.29
16	Турбів	0.000	0.000	115.216	-0.51
301	Кривошиї	0.000	0.000	33.045	-9.48

302	Люлинці	0.000	0.000	32.052	-10.59
303	Радівка	0.000	0.000	31.696	-11.41
401		0.000	0.000	31.823	-11.75
304	Корделівка	0.000	0.000	31.885	-11.89
305	Писарівкаа	0.000	0.000	32.175	-11.83
306	Іванів	0.000	0.000	31.920	-12.34
307	Улдівка	0.000	0.000	31.476	-12.72
308	Брусленів	0.000	0.000	31.469	-12.67
309	Міз.Хутора	0.000	0.000	31.663	-12.47
402		0.000	0.000	32.113	-12.10
310	Лаврівка	0.000	0.000	32.139	-12.08
311	Гушенці	0.000	0.000	32.708	-11.68
312	Торчин	0.000	0.000	34.749	-7.72
1001010		3.030	1.720	10.668	-3.23
2001010		3.460	1.680	10.505	-4.16
3001010		2.540	1.370	10.482	-3.54
3002		0.000	0.000	109.533	-3.64
3002035		0.000	0.000	36.670	-3.64
3002010		2.540	1.370	10.363	-4.62
4001010		3.240	1.570	10.345	-4.52
5001010		4.430	2.270	10.368	-4.14
6001		0.000	0.000	107.056	-5.50
6001035		0.000	0.000	35.173	-7.56
6001010		1.950	1.100	10.235	-5.48
7001010		2.920	1.580	9.292	-4.13
8001010		3.350	1.620	10.487	-4.29
9001010		2.590	1.530	9.231	-5.30
9001		0.000	0.000	98.885	-3.34
9001035		0.000	0.000	33.105	-3.34
10001		0.000	0.000	114.329	-1.49
10001027		0.000	0.000	27.338	-1.49
10001010		6.590	3.730	10.863	-2.10
10002		0.000	0.000	114.329	-1.49
10002027		0.000	0.000	27.338	-1.49
10002010		6.590	3.730	10.863	-2.10
11001010		4.000	2.160	10.738	-3.00
12001010		5.510	2.670	10.775	-2.81
13001		0.000	0.000	114.963	-1.49
13001035		0.000	0.000	38.488	-1.49
13001010		3.450	1.810	10.988	-1.47
13002		0.000	0.000	114.963	-1.49
13002035		0.000	0.000	38.488	-1.49
13002010		3.450	1.810	10.988	-1.47
14001		0.000	0.000	113.711	-1.55
14001027		0.000	0.000	27.191	-1.55
14001010		3.890	2.100	10.871	-1.54
14002		0.000	0.000	113.711	-1.55
14002027		0.000	0.000	27.191	-1.55
14002010		3.890	2.100	10.871	-1.54
15001		0.000	0.000	103.374	-7.69
15001035		0.000	0.000	32.851	-11.56
15001010		3.020	1.460	9.880	-7.67
15002		0.000	0.000	113.861	-1.38
15002035		0.000	0.000	38.119	-1.38
15002010		3.020	1.460	10.887	-1.37
16001		0.000	0.000	101.203	-1.92

16001035	0.000	0.000	33.881	-1.92
16001010	2.300	1.318	9.562	-2.96
16002	0.000	0.000	101.872	-1.41
16002035	0.000	0.000	34.105	-1.41
16002010	2.300	1.318	9.738	-1.39
301001010	1.190	0.670	10.118	-11.36
302001010	1.290	0.700	9.875	-12.17
302002010	1.290	0.700	9.875	-12.17
303001010	0.860	0.410	9.843	-12.49
303002010	0.860	0.410	9.843	-12.49
304001010	2.160	1.100	9.695	-14.61
305001010	1.300	0.700	9.820	-14.01
30600106	1.135	0.640	5.642	-13.74
30600206	1.350	0.640	5.638	-14.02
307001010	1.240	0.590	9.718	-14.31
307002010	1.240	0.590	9.718	-14.31
308001010	0.650	0.390	9.633	-14.40
309001010	1.300	0.630	9.677	-14.74
310001010	0.700	0.390	9.845	-13.88
310002010	0.700	0.390	9.993	-12.92
311001010	0.540	0.290	10.093	-13.02
311002010	0.740	0.290	10.075	-13.56
312001010	1.410	0.720	10.640	-9.74

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	R _p , МВт	Q _p , МВАр	R _к , МВт	Q _к , МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	201	22.792	10.584	22.599	10.351	0.193	0.232	0.124	1.273
201	1	22.599	10.626	22.564	10.575	0.035	0.051	0.124	0.249
1	202	19.510	8.673	19.484	8.635	0.026	0.037	0.107	0.211
202	2	19.484	8.972	19.298	8.748	0.186	0.223	0.107	1.419
2	203	15.811	7.265	15.697	7.128	0.114	0.137	0.088	1.061
203	4	10.576	4.441	10.516	4.368	0.060	0.072	0.059	0.832
4	204	7.251	2.883	7.242	2.871	0.010	0.011	0.040	0.191
204	6	2.783	0.546	2.780	0.543	0.002	0.003	0.015	0.108
6	7	-6.928	-4.828	-6.971	-4.879	0.042	0.051	-0.044	-0.852
7	8	-9.913	-5.970	-9.977	-6.063	0.064	0.092	-0.059	-1.007
8	205	-13.352	-7.436	-13.403	-7.509	0.050	0.073	-0.078	-0.596
205	9	-13.403	-7.211	-13.427	-7.256	0.025	0.045	-0.077	-0.326
9	206	-16.044	-8.678	-16.187	-8.885	0.142	0.206	-0.092	-1.414
206	207	-16.187	-8.188	-16.277	-8.353	0.090	0.164	-0.090	-0.994
207	300	-16.277	-7.966	-16.290	-7.994	0.013	0.028	-0.089	-0.153
15001035	306	5.060	2.985	4.956	2.834	0.104	0.151	0.103	1.001
306	307	2.451	1.431	2.426	1.395	0.025	0.036	0.051	0.478
307	308	-0.072	0.103	-0.072	0.103	0.000	0.000	-0.002	0.001
308	309	-0.728	-0.290	-0.732	-0.294	0.004	0.004	-0.014	-0.213
309	402	-2.045	-0.971	-2.067	-0.998	0.023	0.027	-0.041	-0.483
402	310	-2.067	-0.978	-2.068	-0.979	0.001	0.002	-0.041	-0.029
310	15001035	-3.481	-1.835	-3.542	-1.907	0.060	0.072	-0.071	-0.756
6	6001	9.682	5.742	9.654	4.817	0.027	0.920	0.058	5.093
6001	6001035	7.704	3.718	7.687	3.375	0.017	0.342	0.046	2.415
6001035	301	6.249	2.640	5.951	2.281	0.297	0.357	0.111	2.274
301	302	4.750	1.592	4.636	1.455	0.113	0.136	0.087	1.087

302	303	2.037	-0.057	2.013	-0.086	0.024	0.028	0.037	0.437
303	401	0.280	-0.962	0.276	-0.968	0.005	0.005	0.018	-0.087
401	304	0.276	-0.938	0.274	-0.941	0.002	0.002	0.018	-0.045
304	305	-1.905	-2.192	-1.920	-2.214	0.015	0.022	-0.052	-0.291
305	15001035	-3.233	-2.980	-3.287	-3.058	0.054	0.078	-0.079	-0.692
15001	15001035	13.254	9.856	13.185	8.484	0.069	1.367	0.092	6.312
15	15001	16.375	14.661	16.275	11.315	0.099	3.332	0.111	12.169
15	100	-11.467	-8.394	-11.606	-8.702	0.138	0.307	-0.071	-2.386
15	14	-7.988	-7.066	-7.996	-7.083	0.008	0.017	-0.054	-0.184
14	209	-9.369	-7.216	-9.451	-7.397	0.081	0.180	-0.059	-1.708
209	13	10.143	5.194	10.143	5.194	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	3.176	0.992	3.176	0.992	0.000	0.000	0.016	0.000
208	300	-19.792	-11.693	-19.841	-11.801	0.049	0.108	-0.114	-0.494
209	300	-19.593	-11.584	-19.642	-11.691	0.048	0.107	-0.113	-0.494
14	16	-6.509	-3.576	-6.526	-3.601	0.017	0.024	-0.037	-0.413
16	210	-11.182	-6.121	-11.245	-6.212	0.063	0.091	-0.064	-0.897
210	200	-11.245	-5.774	-11.262	-5.798	0.017	0.024	-0.063	-0.238
200	211	-11.262	-5.411	-11.300	-5.481	0.038	0.070	-0.062	-0.604
211	100	-11.300	-5.161	-11.303	-5.167	0.003	0.006	-0.061	-0.050
309	309001010	1.309	0.700	1.299	0.630	0.010	0.070	0.027	1.136
308	308001010	0.654	0.420	0.650	0.390	0.005	0.030	0.014	1.013
307	307001010	1.244	0.635	1.239	0.590	0.005	0.045	0.026	0.740
307	307002010	1.244	0.635	1.239	0.590	0.005	0.045	0.026	0.740
306	30600106	1.139	0.679	1.134	0.640	0.004	0.039	0.024	0.731
306	30600206	1.355	0.692	1.349	0.640	0.006	0.052	0.027	0.790
7	7001010	2.932	1.784	2.918	1.579	0.014	0.204	0.018	3.996
9	9001	2.603	1.831	2.597	1.656	0.007	0.174	0.016	3.875
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9001	9001010	2.597	1.656	2.588	1.529	0.008	0.127	0.018	2.615
8	8001010	3.365	1.873	3.348	1.619	0.017	0.253	0.020	4.182
3002	3002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
13	13001	3.454	1.913	3.451	1.809	0.003	0.104	0.020	1.582
13001	13001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
13001	13001010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.003	0.000	0.020	0.080
13	13002	3.454	1.913	3.451	1.809	0.003	0.104	0.020	1.582
13002	13002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
13002	13002010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.003	0.000	0.020	0.080
3002	3002010	2.542	1.428	2.538	1.369	0.004	0.058	0.015	1.316
208	10	22.968	13.067	22.858	12.824	0.109	0.243	0.131	0.955
10	10001	6.593	3.977	6.590	3.823	0.004	0.154	0.038	1.260
10001	10001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10001	10001010	6.590	3.823	6.586	3.728	0.004	0.095	0.038	0.798
10	10002	6.593	3.977	6.590	3.823	0.004	0.154	0.038	1.260
10002	10002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10002	10002010	6.590	3.823	6.586	3.728	0.004	0.095	0.038	0.798
10	11	9.586	4.732	9.574	4.705	0.012	0.027	0.053	0.247
11	11001010	4.010	2.386	3.997	2.159	0.013	0.227	0.023	3.192
11	12	5.548	2.722	5.539	2.702	0.009	0.020	0.031	0.319
12	12001010	5.520	2.925	5.507	2.668	0.013	0.255	0.031	2.472
203	3	5.121	3.242	5.121	3.241	0.000	0.000	0.031	0.011
3	3001010	2.549	1.522	2.538	1.369	0.010	0.152	0.015	3.393
14	14001	3.892	2.183	3.890	2.099	0.002	0.084	0.022	1.129
14001	14001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14001	14001010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.002	0.000	0.022	0.052
14	14002	3.892	2.183	3.890	2.099	0.002	0.084	0.022	1.129
14002	14002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000

Результати розрахунку режиму максимальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 147.395 МВт / 1295.730 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 142.865 МВт / 1251.497 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.404 МВт / 33.755 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.404 МВт / 33.755 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.587 МВт / 5.145 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.538 МВт / 5.333 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.125 МВт / 10.478 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.530 МВт / 44.232 млн.кВт*г (3.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-48.595	-25.906	117.000	0.00
201		0.000	0.000	115.572	-0.34
1	Агрономічне	0.000	0.000	115.294	-0.42
202		0.000	0.000	115.054	-0.49
2	Петрик	0.000	0.000	113.445	-0.88
203		0.000	0.000	112.214	-1.18
3	Літин	0.000	0.000	112.203	-1.18
4	Кожухів	0.000	0.000	111.182	-1.46
204		0.000	0.000	110.924	-1.53
5	Курортна	0.000	0.000	110.883	-1.54
6	Хмільник	0.000	0.000	110.700	-1.61
7	Уланів	0.000	0.000	111.280	-1.56
8	Вишенька	0.000	0.000	111.799	-1.44
205		0.000	0.000	112.173	-1.33
9	Юрівка	0.000	0.000	112.374	-1.26
206		0.000	0.000	113.345	-0.99
207		0.000	0.000	116.497	-0.16
300		-84.735	-53.593	117.000	0.00
208		0.000	0.000	116.505	-0.17
10	Козятин тяга	0.000	0.000	115.554	-0.51
11	Глухівці	0.000	0.000	115.309	-0.61
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	114.993	-0.75
13		0.000	0.000	116.505	-0.17
209		0.000	0.000	116.506	-0.17
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	114.788	-0.62
15	Калинівка	0.000	0.000	114.602	-0.66
211		0.000	0.000	116.949	-0.02
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	116.342	-0.23
210		0.000	0.000	116.104	-0.29
16	Турбів	0.000	0.000	115.204	-0.52
301	Кривошиї	0.000	0.000	32.794	-9.73

302	Люлинці	0.000	0.000	31.832	-10.82
303	Радівка	0.000	0.000	31.519	-11.63
401		0.000	0.000	31.681	-11.94
304	Корделівка	0.000	0.000	31.757	-12.07
305	Писарівкаа	0.000	0.000	32.064	-12.00
306	Іванів	0.000	0.000	31.832	-12.49
307	Улдівка	0.000	0.000	31.387	-12.87
308	Брусленів	0.000	0.000	31.379	-12.82
309	Міз.Хутора	0.000	0.000	31.575	-12.62
402		0.000	0.000	32.026	-12.25
310	Лаврівка	0.000	0.000	32.052	-12.22
311	Гущенці	0.000	0.000	32.623	-11.82
312	Торчин	0.000	0.000	34.447	-7.98
1001010		3.030	1.720	10.650	-3.29
2001010		3.460	1.680	10.463	-4.29
3001010		2.540	1.370	10.424	-3.71
3002		0.000	0.000	108.921	-3.82
3002035		0.000	0.000	36.465	-3.82
3002010		2.540	1.370	10.304	-4.81
4001010		3.240	1.570	10.266	-4.78
5001010		4.430	2.270	10.282	-4.42
6001		0.000	0.000	106.128	-5.76
6001035		0.000	0.000	34.875	-7.81
6001010		1.950	1.100	10.146	-5.75
7001010		2.920	1.580	9.180	-4.54
8001010		3.350	1.620	10.314	-4.84
9001010		2.590	1.530	9.042	-5.99
9001		0.000	0.000	96.953	-3.95
9001035		0.000	0.000	32.458	-3.95
10001		0.000	0.000	114.328	-1.49
10001027		0.000	0.000	27.338	-1.49
10001010		6.590	3.730	10.863	-2.11
10002		0.000	0.000	114.328	-1.49
10002027		0.000	0.000	27.338	-1.49
10002010		6.590	3.730	10.863	-2.11
11001010		4.000	2.160	10.738	-3.00
12001010		5.510	2.670	10.774	-2.81
13001		0.000	0.000	114.961	-1.49
13001035		0.000	0.000	38.487	-1.49
13001010		3.450	1.810	10.988	-1.47
13002		0.000	0.000	114.961	-1.49
13002035		0.000	0.000	38.487	-1.49
13002010		3.450	1.810	10.988	-1.47
14001		0.000	0.000	113.695	-1.55
14001027		0.000	0.000	27.187	-1.55
14001010		3.890	2.100	10.870	-1.54
14002		0.000	0.000	113.695	-1.55
14002027		0.000	0.000	27.187	-1.55
14002010		3.890	2.100	10.870	-1.54
15001		0.000	0.000	103.196	-7.77
15001035		0.000	0.000	32.766	-11.71
15001010		3.020	1.460	9.863	-7.75
15002		0.000	0.000	113.841	-1.39
15002035		0.000	0.000	38.112	-1.39
15002010		3.020	1.460	10.885	-1.38
16001		0.000	0.000	101.192	-1.92

16001035	0.000	0.000	33.878	-1.92
16001010	2.300	1.318	9.561	-2.96
16002	0.000	0.000	101.861	-1.41
16002035	0.000	0.000	34.101	-1.41
16002010	2.300	1.318	9.737	-1.39
301001010	1.190	0.670	10.037	-11.64
302001010	1.290	0.700	9.805	-12.43
302002010	1.290	0.700	9.805	-12.43
303001010	0.860	0.410	9.786	-12.72
303002010	0.860	0.410	9.786	-12.72
304001010	2.160	1.100	9.654	-14.82
305001010	1.300	0.700	9.784	-14.19
30600106	1.135	0.640	5.626	-13.89
30600206	1.350	0.640	5.622	-14.18
307001010	1.240	0.590	9.690	-14.47
307002010	1.240	0.590	9.690	-14.47
308001010	0.650	0.390	9.605	-14.57
309001010	1.300	0.630	9.648	-14.90
310001010	0.700	0.390	9.817	-14.04
310002010	0.700	0.390	9.965	-13.07
311001010	0.540	0.290	10.066	-13.17
311002010	0.740	0.290	10.047	-13.72
312001010	1.410	0.720	10.543	-10.04
7021	20.210	9.210	112.515	-1.28
7031	11.240	5.440	112.029	-1.38
7041	-14.000	0.000	111.798	-1.36
7011	13.400	7.950	111.324	-1.55

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Pп, МВт	Qп, МВАр	Pк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	201	25.576	11.893	25.333	11.600	0.243	0.292	0.139	1.430
201	1	25.333	11.875	25.288	11.811	0.044	0.064	0.140	0.279
1	202	22.235	9.907	22.201	9.858	0.034	0.049	0.122	0.241
202	2	22.201	10.194	21.959	9.902	0.242	0.291	0.122	1.619
2	203	18.472	8.414	18.316	8.225	0.156	0.187	0.103	1.241
203	4	13.195	5.530	13.100	5.415	0.095	0.114	0.073	1.045
4	204	9.835	3.922	9.817	3.900	0.018	0.021	0.055	0.262
204	6	5.358	1.566	5.349	1.556	0.009	0.010	0.029	0.228
6	7	-4.193	-3.698	-4.212	-3.721	0.019	0.023	-0.029	-0.582
7	8	-5.228	-2.983	-5.246	-3.008	0.018	0.026	-0.031	-0.526
8	205	-8.621	-4.405	-8.642	-4.436	0.021	0.030	-0.050	-0.378
205	9	-8.642	-4.148	-8.652	-4.166	0.010	0.018	-0.049	-0.204
9	206	-11.269	-5.615	-11.340	-5.717	0.070	0.102	-0.065	-0.982
206	207	-44.288	-28.695	-45.085	-30.152	0.794	1.452	-0.268	-3.168
207	300	-45.085	-29.768	-45.198	-30.020	0.113	0.250	-0.267	-0.504
206	7021	32.948	23.776	32.827	23.435	0.121	0.340	0.207	0.842
7021	7031	12.629	14.501	12.599	14.417	0.030	0.084	0.099	0.490
7031	7041	1.367	9.248	1.360	9.230	0.007	0.018	0.048	0.230
7041	7011	15.351	9.529	15.318	9.436	0.033	0.092	0.093	0.484
7011	7	1.927	1.756	1.926	1.755	0.000	0.001	0.013	0.044
15001035	310	3.542	1.909	3.482	1.836	0.060	0.072	0.071	0.758
310	402	2.069	0.980	2.067	0.979	0.001	0.002	0.041	0.029

402	309	2.067	0.999	2.045	0.972	0.023	0.027	0.041	0.485
309	308	0.732	0.294	0.728	0.290	0.004	0.004	0.014	0.214
308	307	0.072	-0.103	0.072	-0.103	0.000	0.000	0.002	-0.001
307	306	-2.426	-1.395	-2.451	-1.431	0.025	0.036	-0.051	-0.480
306	15001035	-4.956	-2.835	-5.061	-2.987	0.105	0.152	-0.103	-1.005
6	6001	9.516	5.618	9.489	4.711	0.027	0.903	0.058	5.065
6001	6001035	7.539	3.612	7.522	3.279	0.017	0.332	0.045	2.386
6001035	301	6.083	2.541	5.797	2.196	0.285	0.343	0.109	2.229
301	302	4.596	1.506	4.488	1.376	0.107	0.129	0.085	1.056
302	303	1.889	-0.138	1.868	-0.162	0.021	0.025	0.034	0.394
303	401	0.136	-1.039	0.130	-1.045	0.005	0.006	0.019	-0.123
401	304	0.130	-1.016	0.129	-1.019	0.002	0.003	0.019	-0.061
304	305	-2.051	-2.272	-2.068	-2.296	0.017	0.024	-0.056	-0.308
305	15001035	-3.381	-3.063	-3.439	-3.147	0.058	0.084	-0.082	-0.720
15001	15001035	13.410	9.989	13.338	8.577	0.071	1.406	0.093	6.414
15	15001	16.533	14.874	16.431	11.448	0.102	3.412	0.112	12.345
15	14	-8.089	-7.196	-8.097	-7.213	0.008	0.018	-0.054	-0.187
14	16	-6.558	-3.630	-6.575	-3.654	0.017	0.025	-0.038	-0.417
16	210	-11.231	-6.175	-11.295	-6.267	0.063	0.092	-0.064	-0.903
210	200	-11.295	-5.829	-11.312	-5.853	0.017	0.024	-0.063	-0.239
200	211	-11.312	-5.467	-11.350	-5.537	0.038	0.070	-0.062	-0.608
211	100	-11.350	-5.217	-11.353	-5.223	0.003	0.006	-0.062	-0.051
14	209	-9.421	-7.293	-9.504	-7.477	0.082	0.183	-0.060	-1.723
209	13	10.116	5.154	10.116	5.154	0.000	0.000	0.056	0.000
13	208	3.150	0.952	3.150	0.952	0.000	0.000	0.016	0.000
208	300	-19.819	-11.733	-19.868	-11.842	0.049	0.109	-0.114	-0.496
209	300	-19.620	-11.624	-19.669	-11.732	0.048	0.107	-0.113	-0.495
15	100	-11.524	-8.478	-11.665	-8.790	0.140	0.311	-0.072	-2.405
203	3	5.121	3.245	5.120	3.244	0.000	0.000	0.031	0.011
3	3001010	2.549	1.524	2.538	1.369	0.010	0.154	0.015	3.427
204	5	4.459	2.630	4.458	2.628	0.001	0.002	0.027	0.041
306	30600106	1.139	0.679	1.134	0.640	0.004	0.040	0.024	0.735
306	30600206	1.355	0.692	1.349	0.640	0.006	0.052	0.028	0.794
307	307001010	1.244	0.635	1.239	0.590	0.005	0.045	0.026	0.744
307	307002010	1.244	0.635	1.239	0.590	0.005	0.045	0.026	0.744
309	309001010	1.309	0.700	1.299	0.630	0.010	0.070	0.027	1.143
310	310001010	0.705	0.422	0.700	0.390	0.005	0.033	0.015	1.021
310	310002010	0.701	0.404	0.700	0.390	0.002	0.015	0.015	0.438
9001	9001010	2.597	1.662	2.588	1.529	0.009	0.132	0.018	2.708
8	8001010	3.365	1.881	3.348	1.619	0.017	0.261	0.020	4.312
15	15002	3.021	1.507	3.019	1.459	0.001	0.048	0.017	0.787
15002	15002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
15002	15002010	3.019	1.459	3.018	1.459	0.001	0.000	0.017	0.040
7	7001010	2.932	1.789	2.918	1.579	0.014	0.209	0.018	4.083
14	14001	3.892	2.183	3.890	2.099	0.002	0.084	0.022	1.129
14001	14001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14001	14001010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.002	0.000	0.022	0.052
14	14002	3.892	2.183	3.890	2.099	0.002	0.084	0.022	1.129
14002	14002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14002	14002010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.002	0.000	0.022	0.052
303	303001010	0.862	0.431	0.859	0.410	0.002	0.021	0.018	0.496
303	303002010	0.862	0.431	0.859	0.410	0.002	0.021	0.018	0.496
9	9001	2.604	1.844	2.597	1.662	0.007	0.181	0.016	4.017
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6001035	312	1.439	0.804	1.423	0.790	0.015	0.014	0.027	0.438
16	16001	2.305	1.455	2.302	1.375	0.003	0.079	0.014	1.927

Результати розрахунку режиму мінімальних навантажень після розвитку ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год

Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 148.513 МВт / 1306.836 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 142.815 МВт / 1251.059 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 4.122 МВт / 40.873 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 4.122 МВт / 40.873 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.625 МВт / 5.471 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.951 МВт / 9.432 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 1.576 МВт / 14.903 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 5.698 МВт / 55.776 млн.кВт*г (4.3%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав,МВт	Qнав,МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-49.072	-28.193	110.000	0.00
201		0.000	0.000	108.428	-0.37
1	Агрономічне	0.000	0.000	108.121	-0.46
202		0.000	0.000	107.856	-0.54
2	Петрик	0.000	0.000	106.083	-0.98
203		0.000	0.000	104.726	-1.32
3	Літин	0.000	0.000	104.714	-1.32
4	Кожухів	0.000	0.000	103.582	-1.63
204		0.000	0.000	103.295	-1.72
5	Курортна	0.000	0.000	103.251	-1.72
6	Хмільник	0.000	0.000	103.041	-1.81
7	Уланів	0.000	0.000	103.702	-1.77
8	Вишенька	0.000	0.000	104.259	-1.62
205		0.000	0.000	104.664	-1.50
9	Юрівка	0.000	0.000	104.883	-1.41
206		0.000	0.000	105.944	-1.11
207		0.000	0.000	109.440	-0.17
300		-85.380	-56.759	110.000	0.00
208		0.000	0.000	109.459	-0.19
10	Козятин тяга	0.000	0.000	108.437	-0.58
11	Глухівці	0.000	0.000	108.172	-0.69
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	107.831	-0.84
13		0.000	0.000	109.460	-0.19
209		0.000	0.000	109.460	-0.19
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	107.529	-0.68
15	Калинівка	0.000	0.000	107.312	-0.72
211		0.000	0.000	109.943	-0.02
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	109.260	-0.25
210		0.000	0.000	108.994	-0.32
16	Турбів	0.000	0.000	107.998	-0.56
301	Кривошиї	0.000	0.000	29.529	-11.50

302	Люлинці	0.000	0.000	28.423	-12.84
303	Радівка	0.000	0.000	28.047	-13.83
401		0.000	0.000	28.212	-14.22
304	Корделівка	0.000	0.000	28.292	-14.38
305	Писарівкаа	0.000	0.000	28.633	-14.29
306	Іванів	0.000	0.000	28.359	-14.90
307	Улдівка	0.000	0.000	27.853	-15.38
308	Брусленів	0.000	0.000	27.842	-15.31
309	Міз.Хутора	0.000	0.000	28.064	-15.06
402		0.000	0.000	28.578	-14.60
310	Лаврівка	0.000	0.000	28.608	-14.57
311	Гущенці	0.000	0.000	29.258	-14.07
312	Торчин	0.000	0.000	31.443	-9.40
1001010		3.030	1.720	9.935	-3.74
2001010		3.460	1.680	9.727	-4.90
3001010		2.540	1.370	9.682	-4.24
3002		0.000	0.000	101.138	-4.36
3002035		0.000	0.000	33.859	-4.36
3002010		2.540	1.370	9.550	-5.51
4001010		3.240	1.570	9.506	-5.48
5001010		4.430	2.270	9.524	-5.06
6001		0.000	0.000	97.651	-6.73
6001035		0.000	0.000	31.915	-9.21
6001010		1.950	1.100	9.335	-6.71
7001010		2.920	1.580	8.505	-5.21
8001010		3.350	1.620	9.560	-5.55
9001010		2.590	1.530	8.350	-6.90
9001		0.000	0.000	89.936	-4.52
9001035		0.000	0.000	30.109	-4.52
10001		0.000	0.000	107.122	-1.69
10001027		0.000	0.000	25.615	-1.69
10001010		6.590	3.730	10.168	-2.39
10002		0.000	0.000	107.122	-1.69
10002027		0.000	0.000	25.615	-1.69
10002010		6.590	3.730	10.168	-2.39
11001010		4.000	2.160	10.033	-3.41
12001010		5.510	2.670	10.073	-3.19
13001		0.000	0.000	107.809	-1.69
13001035		0.000	0.000	36.093	-1.69
13001010		3.450	1.810	10.303	-1.67
13002		0.000	0.000	107.809	-1.69
13002035		0.000	0.000	36.093	-1.69
13002010		3.450	1.810	10.303	-1.67
14001		0.000	0.000	106.357	-1.74
14001027		0.000	0.000	25.432	-1.74
14001010		3.890	2.100	10.167	-1.73
14002		0.000	0.000	106.357	-1.74
14002027		0.000	0.000	25.432	-1.74
14002010		3.890	2.100	10.167	-1.73
15001		0.000	0.000	94.015	-9.10
15001035		0.000	0.000	29.419	-13.94
15001010		3.020	1.460	8.984	-9.07
15002		0.000	0.000	106.497	-1.55
15002035		0.000	0.000	35.654	-1.55
15002010		3.020	1.460	10.182	-1.54
16001		0.000	0.000	94.627	-2.17

16001035	0.000	0.000	31.680	-2.17
16001010	2.300	1.318	8.925	-3.36
16002	0.000	0.000	95.357	-1.59
16002035	0.000	0.000	31.924	-1.59
16002010	2.300	1.318	9.114	-1.56
301001010	1.190	0.670	8.977	-13.86
302001010	1.290	0.700	8.707	-14.86
302002010	1.290	0.700	8.707	-14.86
303001010	0.860	0.410	8.679	-15.22
303002010	0.860	0.410	8.679	-15.22
304001010	2.160	1.100	8.517	-17.87
305001010	1.300	0.700	8.665	-17.06
30600106	1.135	0.640	4.987	-16.68
30600206	1.350	0.640	4.983	-17.04
307001010	1.240	0.590	8.555	-17.41
307002010	1.240	0.590	8.555	-17.41
308001010	0.650	0.390	8.457	-17.54
309001010	1.300	0.630	8.506	-17.97
310001010	0.700	0.390	8.700	-16.87
310002010	0.700	0.390	8.869	-15.64
311001010	0.540	0.290	8.985	-15.76
311002010	0.740	0.290	8.964	-16.45
312001010	1.410	0.720	9.568	-11.89
7021	0.000	0.000	105.019	-1.44
7031	0.000	0.000	104.526	-1.56
7041	0.000	0.000	104.335	-1.55
7011	0.000	0.000	103.761	-1.76
701101010	6.700	3.970	8.529	-4.88
701102010	6.700	3.970	8.529	-4.88
702102010	10.100	4.600	8.561	-6.11
702101010	10.100	4.600	8.561	-6.11
703101010	5.600	2.700	8.547	-5.71
703102010	5.600	2.700	8.547	-5.71
704101010	-7.000	-2.900	9.239	3.28
704102010	-7.000	-2.900	9.239	3.28

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Rп, МВт	Qп, МВАр	Rк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	201	25.913	12.787	25.624	12.438	0.288	0.347	0.151	1.574
201	1	25.624	12.680	25.571	12.604	0.052	0.076	0.152	0.308
1	202	22.517	10.665	22.477	10.606	0.040	0.058	0.133	0.267
202	2	22.477	10.901	22.188	10.554	0.288	0.346	0.133	1.784
2	203	18.700	8.965	18.513	8.740	0.186	0.224	0.113	1.369
203	4	13.392	5.929	13.278	5.792	0.114	0.137	0.081	1.158
4	204	10.012	4.214	9.990	4.188	0.022	0.026	0.060	0.291
204	6	5.530	1.774	5.519	1.761	0.011	0.013	0.032	0.260
6	7	-4.183	-4.148	-4.207	-4.177	0.024	0.029	-0.033	-0.663
7	8	-5.297	-2.932	-5.318	-2.962	0.021	0.030	-0.034	-0.565
8	205	-8.695	-4.465	-8.719	-4.500	0.024	0.035	-0.054	-0.411
205	9	-8.719	-4.250	-8.731	-4.272	0.012	0.022	-0.053	-0.222
9	206	-11.349	-5.826	-11.432	-5.946	0.083	0.120	-0.070	-1.074
206	207	-44.703	-30.393	-45.661	-32.144	0.953	1.744	-0.294	-3.514

207	300	-45.661	-31.804	-45.797	-32.107	0.136	0.301	-0.293	-0.561
206	7021	33.271	25.145	33.124	24.733	0.146	0.410	0.227	0.939
7021	7031	12.797	13.444	12.765	13.354	0.032	0.090	0.102	0.499
7031	7041	1.487	6.957	1.483	6.945	0.004	0.012	0.039	0.190
7041	7011	15.374	11.478	15.331	11.359	0.042	0.119	0.106	0.586
7011	7	1.854	2.399	1.854	2.398	0.001	0.002	0.017	0.059
7011	701101010	6.722	4.495	6.696	3.968	0.027	0.525	0.045	4.212
701101010	701102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7011	701102010	6.722	4.495	6.696	3.968	0.027	0.525	0.045	4.212
7041	704101010	-6.958	-2.217	-6.996	-2.898	0.037	0.678	-0.040	-3.710
704101010	704102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7041	704102010	-6.958	-2.217	-6.996	-2.898	0.037	0.678	-0.040	-3.710
7031	703101010	5.626	3.234	5.596	2.698	0.029	0.533	0.036	4.908
703101010	703102010	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
7031	703102010	5.626	3.234	5.596	2.698	0.029	0.533	0.036	4.908
7021	702101010	10.147	5.660	10.094	4.597	0.054	1.059	0.064	5.309
702101010	702102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7021	702102010	10.147	5.660	10.094	4.597	0.054	1.059	0.064	5.309
15001035	306	5.099	3.088	4.964	2.894	0.134	0.194	0.117	1.147
306	307	2.459	1.471	2.427	1.425	0.032	0.046	0.058	0.550
307	308	-0.072	0.112	-0.072	0.112	0.000	0.000	-0.003	0.001
308	309	-0.729	-0.296	-0.734	-0.302	0.005	0.005	-0.016	-0.245
309	402	-2.049	-1.004	-2.078	-1.039	0.029	0.035	-0.047	-0.556
402	310	-2.078	-1.023	-2.080	-1.025	0.002	0.002	-0.047	-0.034
310	15001035	-3.493	-1.888	-3.570	-1.981	0.077	0.093	-0.080	-0.864
6	6001	9.679	6.224	9.645	5.089	0.034	1.130	0.064	6.011
6001	6001035	7.695	3.990	7.674	3.566	0.021	0.422	0.051	2.877
6001035	301	6.230	2.799	5.863	2.358	0.365	0.440	0.123	2.567
301	302	4.661	1.646	4.522	1.479	0.138	0.166	0.096	1.224
302	303	1.922	-0.059	1.895	-0.092	0.027	0.032	0.039	0.479
303	401	0.163	-0.977	0.157	-0.984	0.006	0.007	0.020	-0.114
401	304	0.157	-0.961	0.155	-0.964	0.002	0.003	0.020	-0.058
304	305	-2.028	-2.255	-2.049	-2.286	0.021	0.030	-0.062	-0.341
305	15001035	-3.364	-3.073	-3.437	-3.178	0.073	0.105	-0.092	-0.806
15001	15001035	13.495	10.606	13.404	8.814	0.090	1.785	0.105	7.545
15	15001	16.645	16.372	16.516	12.065	0.128	4.289	0.125	14.472
15	14	-8.185	-8.114	-8.195	-8.136	0.010	0.023	-0.062	-0.218
14	209	-9.429	-7.908	-9.530	-8.132	0.100	0.222	-0.066	-1.938
209	13	10.105	4.902	10.105	4.902	0.000	0.000	0.059	0.000
13	208	3.144	0.715	3.144	0.715	0.000	0.000	0.017	0.000
208	300	-19.834	-12.256	-19.891	-12.382	0.057	0.126	-0.123	-0.541
209	300	-19.636	-12.145	-19.692	-12.270	0.056	0.125	-0.122	-0.540
14	16	-6.637	-4.042	-6.658	-4.072	0.021	0.030	-0.042	-0.471
16	210	-11.310	-6.656	-11.386	-6.766	0.075	0.109	-0.070	-1.000
210	200	-11.386	-6.380	-11.406	-6.409	0.020	0.029	-0.069	-0.267
200	211	-11.406	-6.068	-11.452	-6.153	0.046	0.084	-0.068	-0.684
211	100	-11.452	-5.870	-11.456	-5.877	0.004	0.007	-0.067	-0.057
15	100	-11.533	-9.152	-11.703	-9.529	0.169	0.376	-0.079	-2.696
3	3001010	2.550	1.548	2.538	1.369	0.012	0.178	0.016	3.736
204	5	4.460	2.671	4.459	2.669	0.001	0.002	0.029	0.045
5	5001010	4.446	2.615	4.427	2.269	0.019	0.345	0.029	4.023
308	308001010	0.656	0.429	0.650	0.390	0.006	0.039	0.016	1.197
3	3002	2.550	1.627	2.543	1.438	0.007	0.188	0.017	3.841
3002	3002035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3002	3002010	2.543	1.438	2.538	1.369	0.004	0.069	0.017	1.458
203	3	5.121	3.289	5.121	3.288	0.000	0.001	0.033	0.012

310	310001010	0.706	0.431	0.700	0.390	0.007	0.041	0.017	1.195
310	310002010	0.702	0.408	0.700	0.390	0.002	0.018	0.016	0.511
309	309001010	1.312	0.720	1.299	0.630	0.013	0.090	0.031	1.355
307	307001010	1.246	0.648	1.239	0.590	0.006	0.058	0.029	0.883
307	307002010	1.246	0.648	1.239	0.590	0.006	0.058	0.029	0.883
306	30600106	1.140	0.690	1.134	0.640	0.006	0.051	0.027	0.862
306	30600206	1.357	0.706	1.349	0.640	0.007	0.067	0.031	0.938
9001	9001010	2.599	1.685	2.588	1.529	0.010	0.155	0.020	2.987
301	301001010	1.200	0.742	1.189	0.670	0.010	0.072	0.028	1.204
15	15002	3.021	1.514	3.020	1.459	0.001	0.055	0.018	0.845
15002	15002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
15002	15002010	3.020	1.459	3.018	1.459	0.002	0.000	0.018	0.043
8	8001010	3.368	1.924	3.348	1.619	0.020	0.304	0.021	4.736
14	14001	3.893	2.195	3.890	2.099	0.003	0.096	0.024	1.213
14001	14001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14001	14001010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.003	0.000	0.024	0.055
14	14002	3.893	2.195	3.890	2.099	0.003	0.096	0.024	1.213
14002	14002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14002	14002010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.003	0.000	0.024	0.055
302	302001010	1.296	0.764	1.289	0.700	0.007	0.064	0.031	0.934
302	302002010	1.296	0.764	1.289	0.700	0.007	0.064	0.031	0.934
13	13002	3.455	1.928	3.451	1.809	0.004	0.118	0.021	1.697
13002	13002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
13002	13002010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.004	0.000	0.021	0.086
7	7001010	2.934	1.824	2.918	1.579	0.016	0.244	0.019	4.477
303	303001010	0.863	0.437	0.859	0.410	0.003	0.027	0.020	0.584
208	10	22.978	13.309	22.853	13.030	0.125	0.278	0.140	1.027
10	10001	6.594	4.013	6.590	3.837	0.004	0.175	0.041	1.357
10001	10001010	6.590	3.837	6.586	3.728	0.004	0.109	0.041	0.859
10001	10001027	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10002	6.594	4.013	6.590	3.837	0.004	0.175	0.041	1.357
10002	10002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10002	10002010	6.590	3.837	6.586	3.728	0.004	0.109	0.041	0.859
10	11	9.588	4.884	9.574	4.853	0.014	0.031	0.057	0.268
11	11001010	4.012	2.419	3.997	2.159	0.014	0.260	0.025	3.452
11	12	5.549	2.789	5.539	2.766	0.010	0.023	0.033	0.345
12	12001010	5.521	2.962	5.507	2.668	0.015	0.292	0.033	2.673
13	13001	3.455	1.928	3.451	1.809	0.004	0.118	0.021	1.697
13001	13001010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.004	0.000	0.021	0.086
13001	13001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	303002010	0.863	0.437	0.859	0.410	0.003	0.027	0.020	0.584
9	9001	2.607	1.898	2.599	1.685	0.008	0.213	0.018	4.436
16	16002	2.302	1.373	2.301	1.317	0.002	0.056	0.014	1.233
16002	16002010	2.301	1.317	2.299	1.317	0.002	0.000	0.016	0.064
16002	16002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16	16001	2.306	1.475	2.303	1.384	0.003	0.091	0.015	2.085
16001	16001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
16001	16001010	2.303	1.384	2.299	1.317	0.004	0.066	0.016	1.411
9001	9001035	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	304001010	2.179	1.283	2.159	1.099	0.020	0.183	0.052	1.612
6001035	312	1.444	0.822	1.425	0.806	0.019	0.017	0.030	0.483
305	305001010	1.312	0.791	1.299	0.700	0.013	0.091	0.031	1.387
312	312001010	1.422	0.806	1.409	0.720	0.012	0.086	0.030	1.227
15001	15001010	3.022	1.459	3.018	1.459	0.003	0.000	0.021	0.079
15001035	311	1.299	0.644	1.293	0.637	0.006	0.007	0.028	0.173
311	311001010	0.543	0.313	0.540	0.290	0.004	0.023	0.012	0.863

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ ПІСЛЯАВАРІЙНОГО
НАВАНТАЖЕННЯ ПІСЛЯ РОЗВИТКУ ЕМ

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 8760.0 год
Час втрат: 4318.9 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 147.109 МВт / 1292.665 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 142.815 МВт / 1251.059 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 2.796 МВт / 27.725 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 2.796 МВт / 27.725 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.842 МВт / 7.377 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.656 МВт / 6.504 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.498 МВт / 13.881 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.294 МВт / 41.606 млн.кВт*г (3.2%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Рнав, МВт	Qнав, МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-48.264	-23.491	125.500	0.00
201		0.000	0.000	124.223	-0.30
1	Агрономічне	0.000	0.000	123.975	-0.38
202		0.000	0.000	123.762	-0.44
2	Петрик	0.000	0.000	122.324	-0.79
203		0.000	0.000	121.226	-1.07
3	Літин	0.000	0.000	121.215	-1.07
4	Кожухів	0.000	0.000	120.312	-1.32
204		0.000	0.000	120.085	-1.38
5	Курортна	0.000	0.000	120.048	-1.39
6	Хмільник	0.000	0.000	119.895	-1.45
7	Уланів	0.000	0.000	120.421	-1.41
8	Вишенька	0.000	0.000	120.869	-1.29
205		0.000	0.000	121.196	-1.20
9	Юрівка	0.000	0.000	121.369	-1.14
206		0.000	0.000	122.218	-0.89
207		0.000	0.000	125.050	-0.14
300		-84.778	-50.474	125.500	0.00
208		0.000	0.000	125.050	-0.15
10	Козятин тяга	0.000	0.000	124.174	-0.45
11	Глухівці	0.000	0.000	123.950	-0.54
12	Завод Прогрес	0.000	0.000	123.660	-0.65
13		0.000	0.000	125.050	-0.15
209		0.000	0.000	125.051	-0.15
14	Сосонка тяга	0.000	0.000	123.528	-0.55
15	Калинівка	0.000	0.000	123.367	-0.59
211		0.000	0.000	125.455	-0.02
200	ВП ПС-750	0.000	0.000	124.919	-0.21
210		0.000	0.000	124.706	-0.26
16	Турбів	0.000	0.000	123.896	-0.46
301	Кривошиї	0.000	0.000	36.441	-8.19

302	Люлинці	0.000	0.000	35.595	-9.08
303	Радівка	0.000	0.000	35.328	-9.73
401		0.000	0.000	35.480	-9.98
304	Корделівка	0.000	0.000	35.551	-10.08
305	Писарівкаа	0.000	0.000	35.826	-10.02
306	Іванів	0.000	0.000	35.625	-10.41
307	Улдівка	0.000	0.000	35.232	-10.72
308	Брусленів	0.000	0.000	35.226	-10.68
309	Міз.Хутора	0.000	0.000	35.399	-10.53
402		0.000	0.000	35.797	-10.22
310	Лаврівка	0.000	0.000	35.820	-10.20
311	Гущенці	0.000	0.000	36.325	-9.87
312	Торчин	0.000	0.000	37.884	-6.74
1001010		3.030	1.720	11.510	-2.85
2001010		3.460	1.680	11.345	-3.71
3001010		2.540	1.370	11.311	-3.23
3002		0.000	0.000	118.225	-3.31
3002035		0.000	0.000	39.580	-3.31
3002010		2.540	1.370	11.203	-4.15
4001010		3.240	1.570	11.171	-4.14
5001010		4.430	2.270	11.186	-3.83
6001		0.000	0.000	115.982	-4.92
6001035		0.000	0.000	38.271	-6.60
6001010		1.950	1.100	11.089	-4.91
7001010		2.920	1.580	9.989	-3.94
8001010		3.350	1.620	11.215	-4.18
9001010		2.590	1.530	9.860	-5.15
9001		0.000	0.000	105.303	-3.43
9001035		0.000	0.000	35.254	-3.43
10001		0.000	0.000	123.040	-1.30
10001027		0.000	0.000	29.421	-1.30
10001010		6.590	3.730	11.701	-1.82
10002		0.000	0.000	123.040	-1.30
10002027		0.000	0.000	29.421	-1.30
10002010		6.590	3.730	11.701	-1.82
11001010		4.000	2.160	11.587	-2.60
12001010		5.510	2.670	11.621	-2.43
13001		0.000	0.000	123.618	-1.30
13001035		0.000	0.000	41.385	-1.30
13001010		3.450	1.810	11.817	-1.28
13002		0.000	0.000	123.618	-1.30
13002035		0.000	0.000	41.385	-1.30
13002010		3.450	1.810	11.817	-1.28
14001		0.000	0.000	122.515	-1.36
14001027		0.000	0.000	29.296	-1.36
14001010		3.890	2.100	11.714	-1.35
14002		0.000	0.000	122.515	-1.36
14002027		0.000	0.000	29.296	-1.36
14002010		3.890	2.100	11.714	-1.35
15001		0.000	0.000	113.527	-6.57
15001035		0.000	0.000	36.452	-9.78
15001010		3.020	1.460	10.852	-6.55
15002		0.000	0.000	122.662	-1.22
15002035		0.000	0.000	41.065	-1.22
15002010		3.020	1.460	11.729	-1.21
16001		0.000	0.000	109.086	-1.67

16001035	0.000	0.000	36.520	-1.67
16001010	2.300	1.318	10.325	-2.56
16002	0.000	0.000	109.695	-1.23
16002035	0.000	0.000	36.724	-1.23
16002010	2.300	1.318	10.487	-1.22
301001010	1.190	0.670	11.212	-9.73
302001010	1.290	0.700	11.010	-10.36
302002010	1.290	0.700	11.010	-10.36
303001010	0.860	0.410	10.997	-10.59
303002010	0.860	0.410	10.997	-10.59
304001010	2.160	1.100	10.885	-12.26
305001010	1.300	0.700	11.000	-11.76
30600106	1.135	0.640	6.320	-11.53
30600206	1.350	0.640	6.317	-11.76
307001010	1.240	0.590	10.918	-11.98
307002010	1.240	0.590	10.918	-11.98
308001010	0.650	0.390	10.844	-12.06
309001010	1.300	0.630	10.883	-12.33
310001010	0.700	0.390	11.030	-11.65
310002010	0.700	0.390	11.161	-10.88
311001010	0.540	0.290	11.250	-10.96
311002010	0.740	0.290	11.234	-11.40
312001010	1.410	0.720	11.651	-8.44
7021	0.000	0.000	121.464	-1.15
7031	0.000	0.000	121.075	-1.24
7041	0.000	0.000	120.936	-1.24
7011	0.000	0.000	120.464	-1.40
701101010	6.700	3.970	11.379	-3.69
701102010	6.700	3.970	11.379	-3.69
702102010	10.100	4.600	11.407	-4.59
702101010	10.100	4.600	11.407	-4.59
703101010	5.600	2.700	11.223	-4.30
703102010	5.600	2.700	11.223	-4.30
704101010	-7.000	-2.900	11.720	2.38
704102010	-7.000	-2.900	11.720	2.38

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	201	25.350	10.727	25.148	10.484	0.201	0.242	0.126	1.278
201	1	25.148	10.802	25.111	10.749	0.037	0.053	0.127	0.249
1	202	22.058	8.881	22.031	8.841	0.028	0.040	0.111	0.214
202	2	22.031	9.229	21.830	8.988	0.200	0.240	0.111	1.447
2	203	18.344	7.616	18.216	7.461	0.128	0.154	0.094	1.107
203	4	13.094	4.892	13.016	4.799	0.077	0.093	0.066	0.925
4	204	9.752	3.399	9.738	3.381	0.014	0.017	0.049	0.230
204	6	5.279	1.134	5.272	1.126	0.007	0.008	0.026	0.194
6	7	-4.152	-3.604	-4.168	-3.623	0.016	0.019	-0.026	-0.528
7	8	-5.177	-2.576	-5.191	-2.596	0.014	0.020	-0.028	-0.454
8	205	-8.566	-3.871	-8.583	-3.895	0.017	0.024	-0.045	-0.331
205	9	-8.583	-3.559	-8.591	-3.574	0.008	0.015	-0.044	-0.176
9	206	-11.208	-4.907	-11.265	-4.990	0.057	0.082	-0.058	-0.858
206	207	-44.507	-26.944	-45.173	-28.162	0.664	1.214	-0.245	-2.847

207	300	-45.173	-27.719	-45.268	-27.929	0.094	0.209	-0.244	-0.450
206	7021	33.242	22.883	33.139	22.593	0.102	0.289	0.190	0.763
7021	7031	12.829	11.892	12.808	11.833	0.021	0.059	0.083	0.394
7031	7041	1.538	5.752	1.536	5.746	0.002	0.006	0.028	0.138
7041	7011	15.436	10.644	15.406	10.559	0.030	0.085	0.089	0.480
7011	7	1.933	1.899	1.932	1.898	0.000	0.001	0.013	0.043
7011	701101010	6.715	4.351	6.696	3.968	0.019	0.382	0.038	3.495
701101010	701102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7011	701102010	6.715	4.351	6.696	3.968	0.019	0.382	0.038	3.495
7041	704101010	-6.967	-2.383	-6.996	-2.898	0.028	0.513	-0.035	-3.349
704101010	704102010	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7041	704102010	-6.967	-2.383	-6.996	-2.898	0.028	0.513	-0.035	-3.349
7031	703101010	5.618	3.088	5.596	2.698	0.021	0.388	0.031	4.035
703101010	703102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7031	703102010	5.618	3.088	5.596	2.698	0.021	0.388	0.031	4.035
7021	702101010	10.133	5.371	10.094	4.597	0.039	0.771	0.054	4.347
702101010	702102010	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
7021	702102010	10.133	5.371	10.094	4.597	0.039	0.771	0.054	4.347
15001035	306	5.035	2.914	4.951	2.793	0.083	0.120	0.092	0.884
306	307	2.446	1.401	2.426	1.372	0.020	0.028	0.046	0.421
307	308	-0.072	0.094	-0.072	0.094	0.000	0.000	-0.002	0.001
308	309	-0.728	-0.286	-0.731	-0.289	0.003	0.003	-0.013	-0.187
309	402	-2.042	-0.946	-2.060	-0.967	0.018	0.021	-0.037	-0.425
402	310	-2.060	-0.942	-2.061	-0.943	0.001	0.001	-0.036	-0.025
310	15001035	-3.475	-1.796	-3.522	-1.854	0.048	0.057	-0.063	-0.668
6	6001	9.393	5.156	9.372	4.430	0.022	0.724	0.052	4.302
6001	6001035	7.422	3.330	7.409	3.066	0.013	0.263	0.040	1.999
6001035	301	5.974	2.357	5.748	2.085	0.225	0.270	0.097	1.948
301	302	4.548	1.415	4.463	1.314	0.084	0.101	0.075	0.919
302	303	1.864	-0.182	1.848	-0.202	0.016	0.019	0.030	0.330
303	401	0.114	-1.073	0.110	-1.079	0.004	0.005	0.018	-0.123
401	304	0.110	-1.042	0.108	-1.044	0.002	0.002	0.017	-0.060
304	305	-2.069	-2.269	-2.083	-2.289	0.014	0.020	-0.050	-0.277
305	15001035	-3.394	-3.039	-3.441	-3.107	0.046	0.067	-0.073	-0.643
15001	15001035	13.349	9.493	13.293	8.373	0.056	1.115	0.083	5.480
15	15001	16.451	13.690	16.370	10.952	0.081	2.727	0.100	10.579
15	14	-8.015	-6.471	-8.021	-6.484	0.006	0.014	-0.048	-0.162
14	209	-9.423	-6.767	-9.491	-6.918	0.068	0.150	-0.054	-1.528
209	13	10.124	5.369	10.124	5.369	0.000	0.000	0.053	0.000
13	208	3.150	1.138	3.150	1.138	0.000	0.000	0.015	0.000
208	300	-19.813	-11.234	-19.854	-11.326	0.042	0.092	-0.105	-0.450
209	300	-19.614	-11.127	-19.656	-11.218	0.041	0.091	-0.104	-0.450
14	16	-6.495	-3.299	-6.495	-3.299	0.014	0.020	-0.034	-0.370
16	210	-11.172	-5.767	-11.224	-5.843	0.053	0.076	-0.058	-0.812
210	200	-11.224	-5.337	-11.238	-5.358	0.014	0.020	-0.057	-0.214
200	211	-11.238	-4.912	-11.270	-4.970	0.032	0.058	-0.057	-0.537
211	100	-11.270	-4.602	-11.273	-4.607	0.003	0.005	-0.056	-0.045
15	100	-11.525	-7.900	-11.641	-8.157	0.115	0.256	-0.065	-2.140
3	3001010	2.547	1.500	2.538	1.369	0.009	0.131	0.014	3.121
204	5	4.459	2.594	4.458	2.593	0.001	0.001	0.025	0.038
5	5001010	4.441	2.520	4.427	2.269	0.014	0.250	0.025	3.320
308	308001010	0.653	0.414	0.650	0.390	0.004	0.024	0.013	0.873
3	3002	2.547	1.556	2.542	1.419	0.005	0.136	0.014	3.167
3002	3002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3002	3002010	2.542	1.419	2.538	1.369	0.003	0.050	0.014	1.204
203	3	5.122	3.209	5.121	3.209	0.000	0.000	0.029	0.011

310	310001010	0.704	0.416	0.700	0.390	0.004	0.026	0.013	0.878
310	310002010	0.701	0.401	0.700	0.390	0.001	0.012	0.013	0.377
309	309001010	1.307	0.685	1.299	0.630	0.008	0.055	0.024	0.972
307	307001010	1.243	0.625	1.239	0.590	0.004	0.036	0.023	0.632
307	307002010	1.243	0.625	1.239	0.590	0.004	0.036	0.023	0.632
306	30600106	1.138	0.671	1.134	0.640	0.004	0.031	0.021	0.630
306	30600206	1.354	0.681	1.349	0.640	0.005	0.041	0.025	0.677
9001	9001010	2.596	1.641	2.588	1.529	0.007	0.111	0.017	2.440
301	301001010	1.196	0.716	1.189	0.670	0.007	0.046	0.022	0.906
15	15002	3.020	1.501	3.019	1.459	0.001	0.041	0.016	0.726
15002	15002035	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
15002	15002010	3.019	1.459	3.018	1.459	0.001	0.000	0.016	0.037
8	8001010	3.363	1.841	3.348	1.619	0.015	0.221	0.018	3.900
14	14001	3.892	2.171	3.890	2.099	0.002	0.072	0.021	1.042
14001	14001027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14001	14001010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.002	0.000	0.021	0.048
14	14002	3.892	2.171	3.890	2.099	0.002	0.072	0.021	1.042
14002	14002027	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
14002	14002010	3.890	2.099	3.888	2.099	0.002	0.000	0.021	0.048
302	302001010	1.294	0.740	1.289	0.700	0.004	0.040	0.024	0.687
302	302002010	1.294	0.740	1.289	0.700	0.004	0.040	0.024	0.687
13	13002	3.453	1.899	3.451	1.809	0.003	0.090	0.018	1.463
13002	13002035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
13002	13002010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.003	0.000	0.018	0.075
7	7001010	2.930	1.757	2.918	1.579	0.012	0.177	0.016	3.700
303	303001010	0.861	0.427	0.859	0.410	0.002	0.017	0.016	0.425
208	10	22.963	12.813	22.868	12.603	0.094	0.209	0.121	0.880
10	10001	6.592	3.943	6.589	3.810	0.003	0.132	0.036	1.161
10001	10001010	6.589	3.810	6.586	3.728	0.003	0.082	0.036	0.735
10001	10001027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	10002	6.592	3.943	6.589	3.810	0.003	0.132	0.036	1.161
10002	10002027	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10002	10002010	6.589	3.810	6.586	3.728	0.003	0.082	0.036	0.735
10	11	9.585	4.560	9.574	4.537	0.010	0.023	0.049	0.225
11	11001010	4.008	2.354	3.997	2.159	0.011	0.195	0.022	2.928
11	12	5.548	2.649	5.540	2.631	0.008	0.017	0.029	0.292
12	12001010	5.518	2.889	5.507	2.668	0.011	0.219	0.029	2.267
13	13001	3.453	1.899	3.451	1.809	0.003	0.090	0.018	1.463
13001	13001010	3.451	1.809	3.448	1.809	0.003	0.000	0.018	0.075
13001	13001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
303	303002010	0.861	0.427	0.859	0.410	0.002	0.017	0.016	0.425
9	9001	2.602	1.794	2.596	1.641	0.006	0.152	0.015	3.616
16	16002	2.301	1.360	2.300	1.317	0.001	0.042	0.012	1.062
16002	16002010	2.300	1.317	2.299	1.317	0.002	0.000	0.014	0.056
16002	16002035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
16	16001	2.304	1.435	2.302	1.367	0.003	0.068	0.013	1.767
16001	16001035	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
16001	16001010	2.302	1.367	2.299	1.317	0.003	0.050	0.014	1.197
9001	9001035	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
304	304001010	2.171	1.212	2.159	1.099	0.013	0.112	0.040	1.156
6001035	312	1.435	0.789	1.422	0.777	0.013	0.011	0.025	0.395
305	305001010	1.307	0.756	1.299	0.700	0.008	0.056	0.024	1.013
312	312001010	1.418	0.778	1.409	0.720	0.008	0.058	0.025	0.950
15001	15001010	3.020	1.459	3.018	1.459	0.002	0.000	0.017	0.068
15001035	311	1.295	0.617	1.292	0.612	0.004	0.004	0.023	0.135
311	311001010	0.542	0.304	0.540	0.290	0.002	0.015	0.010	0.643

ДОДАТОК Г

БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Г.1 ДОСЛІДЖЕННЯ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЗАГРОЗЛИВИХ ЧИННИКІВ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ.

Системи електропостачання, як частина енергетичного господарства зустрічається повсюди, тому їх функціонування є надзвичайно важливим при НС. Вихід з ладу електричної мережі збільшить кількість жертв в разі і призведе до зупинки підприємств, викидів небезпечних речовин, зупинки об'єктів інфраструктури тощо.

Найбільш піддаються впливу електромагнітного імпульсу (ЕМІ) системи управління, сигналізації електропостачання. ЕМІ ушкоджують напівпровідникові прилади, резистори, конденсатори. ЕМІ має велику небезпеку для апаратури, добре захищеної від впливу інших загрозливих чинників. Слід також пам'ятати, що механічний захист апаратури не захищає від впливу ЕМІ. Апаратура може бути знищена навіть знаходячись у надійних спорудах.

Системи електропостачання в умовах НС вони повинні працювати без перебоїв, тому розробка заходів щодо покращення їх роботи в умовах ЕМІ та дії іонізуючих випромінювань є актуальною задачею при проектуванні.

Дія електромагнітного імпульсу також може призвести до загоряння чутливих електричних та електронних елементів, а також до серйозних порушень в цифрових і контрольних пристроях параметрів електричної мережі. Електромагнітний імпульс пробиває ізоляцію, елементи, викликає коротке замикання тощо. Саме тому є необхідність запобіганню при дії цього фактору на електричне та електронне обладнання.

Г.2 ОЦІНКА БЕЗПЕКИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ІОНІЗУЮЧИХ ВИПРОМІНЮВАНЬ

За критерій безпеки роботи ЕМ в цих умовах приймається таке максимальне значення дози опромінення елементної бази, при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але ЕМ ще буде працювати з необхідною якістю. Максимально допустимі значення потужності дози елементів ЕМ наведені в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 - Максимально допустимі потужності дози елементів ЕМ.

№	Блок	Елементи блоків ЕМ	$P_{гр,i}$ (Р/год)	$P_{гр}$ (Р/год)
1	БЖ	Транзистори КТ3102В	10^5	10^4
		Діоди загального призначення S1M	10^5	
2	БП	Конденсатори SMD1206 Inf, 16V	10^6	
		Резистори SMD1206 0,125 - 10кОм	10^6	
3	БКП	Мікросхеми PIC16F877	10^4	
		Діелектрики GTP15	10^4	

1. За мінімальним значенням $p_{гр}$ межа стійкості $p_{гр}$ роботи мереж складає $p_{гр} = 10^4$ (Р/год).

2. Для оцінки безпеки роботи електричної мережі визначається граничне значення потужності дози гамма-випромінювання ($p_{гр}$) за наступною формулою:

$$P_{гр} = K \cdot p_{гр} \cdot K_{пос}, \quad (1)$$

де: K – коефіцієнт надійності, $K = 0,9..0,95$;

$p_{гр}$ – рівень радіації, що відповідає початку зворотних змін найменш стійкого елемента;

$K_{пос}$ – коефіцієнт послаблення радіації ($K_{пос} = 2$),

$$P_{гр} = 0.9 \cdot 10^4 \cdot 2 = 1.8 \cdot 10^4 \text{ (Р / год)},$$

1. З вище наведених розрахунків можна зробити висновок, що безпека ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань буде забезпечуватись, якщо радіація в умовах експлуатації не перевищуватиме $P_{гр} = 1,8 \times 10^4$ (Р/год).

2. Розрахуємо допустимо максимальний час перебування ЕМ в умовах дії іонізуючих випромінювань та ЕМІ:

$$D_m = \frac{2P_{гр}(\sqrt{t_K^2} - \sqrt{t_{II}^2})}{1}, \quad (2)$$

де: $\sqrt{t_{II}^2}$, дорівнює 1;

D_m – дорівнює 10^3 ;

$t_{доп} = 12,6 \times 10^3$ (год).

Отже електрична мережа буде працювати досить безпечно в умовах іонізуючих випромінювань і не потребує особливих додаткових заходів по захисту від цього фактора.

Г.3 ОЦІНКА БЕЗПЕКИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ В УМОВАХ ДІЇ ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ІМПУЛЬСУ

В якості показника безпеки елементів ЕМ до дії електромагнітного імпульсу використовують коефіцієнт безпеки:

$$K_6 = 20 \lg \frac{U_d}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ дБ}, \quad (3)$$

де U_d - допустиме коливання напруги живлення;

$U_{B(\Gamma)}$ - напруга наведена за рахунок електромагнітного імпульсу у вертикальних (горизонтальних) струмопровідних системах.

Спочатку визначається допустиме коливання напруги живлення:

$$U_d = U_{ж} + \frac{U_{ж}}{100} \cdot N, \quad (4)$$

де N - допустимі коливання (приймається $N=5\%$)

Шляхом підстановки числових даних в (4) отримується:

$$U_d = 12 + \frac{12}{100} \cdot 5 = 12.6(\text{В}).$$

Визначається максимально очікувана напруга в горизонтальних лініях.

$$U_B = \frac{U_d}{\frac{K}{10^{20}}} \quad (5)$$

Після підстановки числових даних:

$$U_B = \frac{12.6}{\frac{40}{10^{20}}} = 0.126(\text{В}).$$

З формули визначається горизонтальна складова напруженості електричного поля:

$$U_B = E_{\Gamma} \cdot I_B. \quad (6)$$

Отже, E_{Γ} визначається:

$$E_{\Gamma} = \frac{U_B}{I_B}, \quad (7)$$

Після підстановки числових даних в формулу (7):

$$E_{\Gamma} = \frac{0.126}{5} = 0.0252(\text{В/м}).$$

Вертикальна складова напруженості електричного поля визначається з формули:

$$E_{\Gamma} = 10^{-2} \cdot E_B, \quad (8)$$

Тоді E_B буде:

$$E_B = 0.0252 \cdot 1000 = 25.2 \text{ (В / м)}.$$

Г.4 РОЗРОБКА ПРЕВЕНТИВНИХ ЗАХОДІВ ПО ПІДВИЩЕННЮ БЕЗПЕКИ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ В УМОВАХ НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ

Дія підвищення безпеки роботи ЕМ необхідно використовувати екранування РЕА і довгих ліній. Для цього визначимо перехідне гасіння енергії електричного поля сталевим екраном.

Розрахуємо товщини захисних екранів:

$$t = \frac{A}{5.2 \cdot \sqrt{f}}, \quad (9)$$

де f - найбільш характерна частота, ($f = 15$ кГц).

Для блоків енергетичної мережі:

$$t_1 = \frac{40 - 38.72}{5.2 \cdot \sqrt{15000}} = 0.0025 \text{ (см)}.$$

Обираємо товщину стінки на порядок вище, для того щоб забезпечити необхідний захист обладнання. Прийmemo $t=1$ мм.

$$A = 5.2 \cdot 0.102 \cdot \sqrt{15000} = 65 \text{ (дБ)}.$$

Отже нам потрібно взяти сталевий екран товщиною 1 мм, який забезпечує згасання енергії електричного поля не менше 65 дБ.

Також в результаті проведених розрахунків визначено, що безпека роботи ЕМ забезпечується при рівні радіації до $6,3 \times 10^4$ (Р/год). До дії ЕМІ на ЕМ необхідно застосовувати екранування РЕА, що суттєво підвищує її

стійкість безпеки роботи в умовах впливу електромагнітного імпульсу. В результаті застосування екранів ЕМ буде працювати безпечно аж до значення напруженості вертикальної складової 25,2 В/м. Ще одним напрямком підвищення безпеки роботи мереж є зменшення струмопровідних провідників шляхом вдосконалення схемоустаткування схем блоків.

Висновки. Проведений аналіз літератури та нормативної документації з охорони праці та виконані розрахунки дозволили:

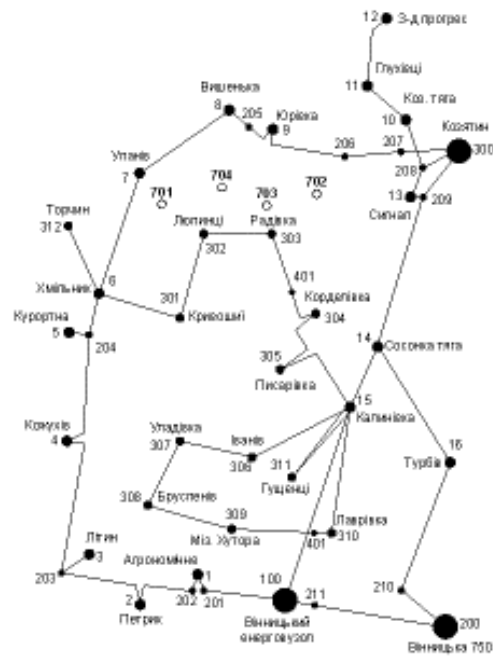
- провести аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з технічним обслуговуванням вакуумних вимикачів;
- розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт з вакуумними вимикачами;
- запропонувати параметри блискавкозахисту підстанції з встановленим вакуумним обладнанням;
- описати основні заходи протипожежного захисту електроустаткування;
- досліджено безпеку роботи електричної мережі 110 кВ в умовах дії загрозливих чинників надзвичайних ситуацій.

Урахування та виконання запропонованих заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму та професійного захворювання при експлуатації та обслуговуванні вакуумних вимикачів.

ДОДАТОК Д**ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА**

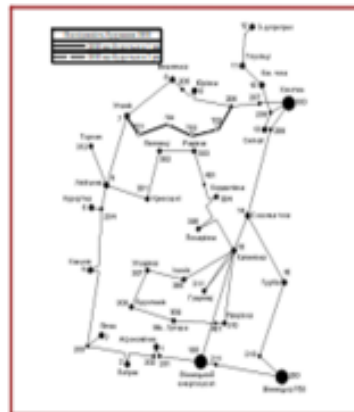
**РОЗВИТОК ФРАГМЕНТУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 КВ З
АНАЛІЗОМ КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ТА УМОВ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ СУЧАСНИХ ВАКУУМНИХ ВИМИКАЧІВ**

Схема існуючої електричної мережі з новими споживачами



Варіанти розвитку електричної мережі

Варіант 21



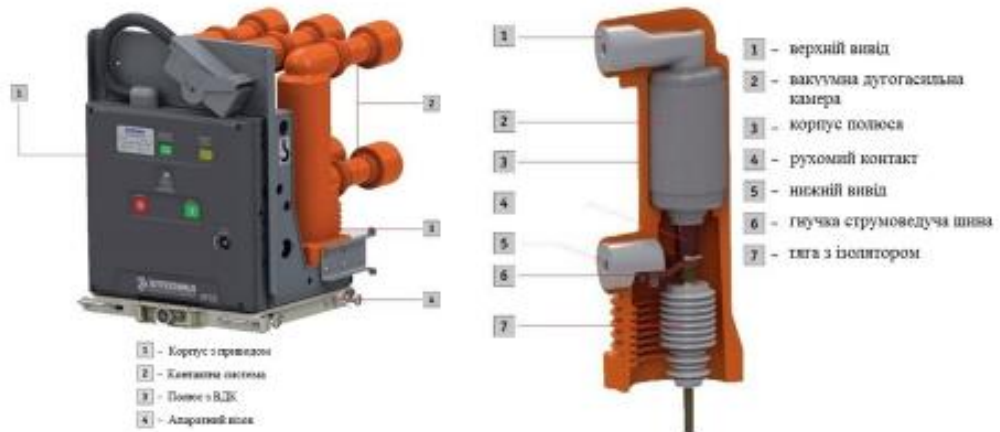
Варіант 11



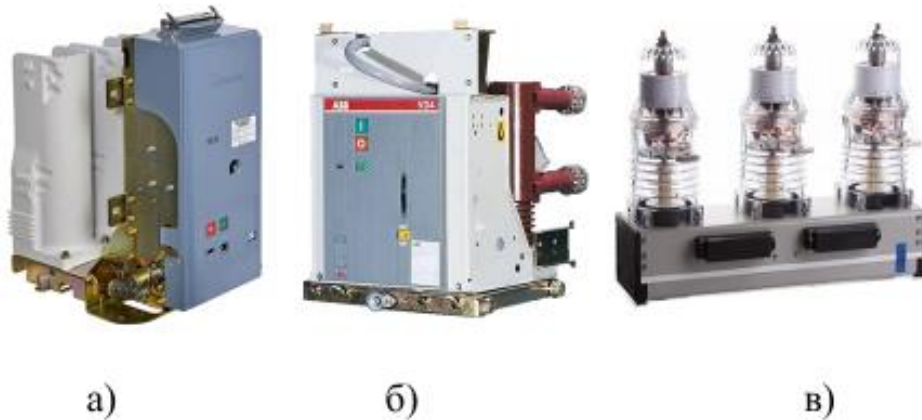
Варіант 31



Загальна будова вакуумних вимикачів



Вакуумні вимикачі напругою 6-35 кВ



а) Вакуумний вимикач Siemens Sion 3AE5 10 кВ. б) Вакуумний вимикач VD4 концерну «ABB». в) Вакуумний вимикача BB/TEL

Вакуумні вимикачі високої номінальної напруги



а)



б)



в)

а) Вакуумна дугогасильна камера на 145 кВ японської компанії AE Power System Corporation. б) Двохрозривний вакуумний вимикач VCB 168 кВ / 31,5 КА / 2000А. в) Однорозривний вакуумний вимикач VCB 145 кВ / 40 КА / 2000А