

Вінницький національний технічний університет

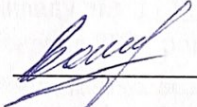
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

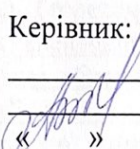
Бакалаврська дипломна робота на тему:

**РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ**

Виконав: студент 2 курсу групи Е-22мсз
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
за ОП «Електроенергетика та електротехні-
ка»

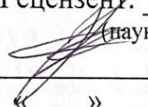
Лелека О. А. 

Керівник: к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС

Адлер О. О. 

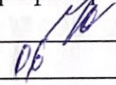
«17» _____ 2024 р.

Рецензент: к.т.н., доцент каф. ЕССЕМ
(наук. ступінь, вч. звання, назва кафедри)

Войнич Ю. П. 

«17» _____ 2024 р.

Допущено до захисту
завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Комар В. О.

«17»  2024 р.

Вінниця ВНТУ 2024 рік

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

« 11 » 03 2024 р.

ЗАВДАННЯ

НА БАКАЛАВРСЬКУ ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Лелеці Олексію Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи. Розвиток електричної мережі 110/35 кВ з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів

Керівник роботи к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС Адлер О. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 11.03.2024 року № 80

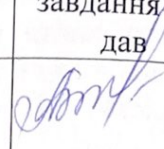
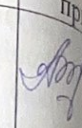
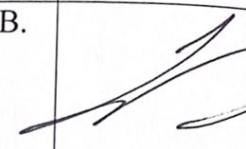
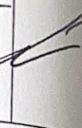
2. Термін подання студентом роботи червня 2024 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Теоретичні відомості щодо проблеми розрахунку режимів електричних мереж; електрична схема наявних електричних мереж 35/110 кВ; інформація про основне обладнання ліній 110-35 кВ та підстанцій 110/10 кВ, 110/35 кВ, 110/35/10 кВ; дані щодо навантажень нових споживачів мережі; методика техніко-економічного оцінювання варіантів проектних рішень (початкові дані для проведення обчислювальних експериментів наведено в додатку Б)

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ. 2. Розрахунок характерних режимів електричної мережі 3. Конструктивні особливості елегазових вимикачів 4. Охорона праці. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Варіанти розвитку існуючої мережі та схеми електричних з'єднань нових вузлів. 2. План та розріз підстанції 110/10 кВ. 3. Конструкції та будова елегазових вимикачів.

6. Консультанти розділів роботи

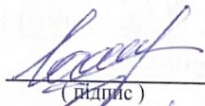
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання ви- дав	виконання при
Спеціальна частина	Керівник роботи Адлер О. О., к.т.н., доц., асистент кафедри ЕСС		
Охорона праці	Кобилянський О. В. д.п.н., проф., завідувач каф. БЖДПБ		

7. Дата видачі завдання 16 січня 2024 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

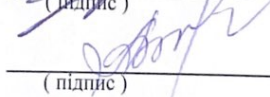
№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи	
		початок	кінець
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24
2	Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ (розділ 1 БДР)	16.02.24	15.03.24
3	Розрахунок характерних режимів електричної мережі (розділи 2 БДР)	16.03.24	10.04.24
4	Конструкції елегазових вимикачів (розділ 3 БДР)	11.04.24	11.05.24
5	Охорона праці (розділ 4 БДР)	12.04.24	19.05.24
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24
	Захист БДР	За графі- ком	

Студент


(підпис)

О. А. Лелека

Керівник роботи


(підпис)

О. О. Адлер

АНОТАЦІЯ

УДК 621.311.1

Лелека Олексій Анатолійович «Розвиток електричної мережі 110/35 кВ з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів». Бакалаврська дипломна робота. Вінниця: ВНТУ. 2024. 73 с.

На укр. мові. Бібліогр.: 38. Рис. : 13. Табл. : 20.

У бакалаврській дипломній роботі виконано розрахунки з розвитку електричної мережі 110/35 кВ з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів.

Використовуючи математичні методи пошуку оптимальних рішень, сформовано п'ять варіантів розвитку, які забезпечують надійне і безперебійне електропостачання нових споживачів. Дослідження проводились з використанням комплексу прикладних програм «Втрати-110». Для намічених варіантів визначено технічні параметри основного обладнання електричних мереж. Оптимальний варіант розвитку визначено за критерієм мінімуму приведених витрат. Перевірка працездатності реконструйованих мереж виконана шляхом комп'ютерного аналізу характерних режимів. Проведено аналіз конструктивних особливостей елегазових вимикачів.

Ключові слова: розподільна електрична мережа, підстанція, відкрита розподільна установка, проектування, трансформатор, елегаз, вимикач

ANNOTATION

Oleksiy Leleka "Development of the 110/35 kV electrical network with an analysis of the design features of electric and gas circuit breakers". Bachelor thesis. Vinnytsia: VNTU. 2024. 73 p. Ref. : 38. Fig. : 13. Table: 20.

In the bachelor's thesis, calculations were made on the development of the 110/35 kV electrical network with an analysis of the design features of electric and gas circuit breakers.

Using mathematical methods of finding optimal solutions, five development options were formed, which ensure reliable and uninterrupted electricity supply to new consumers. The research was carried out using a set of application programs "Loss-110". The technical parameters of the main equipment of electrical networks are determined for the intended options. The optimal development option is determined by the criterion of the minimum reduced costs. The performance check of reconstructed networks was performed by computer analysis of characteristic modes. An analysis of the design features of electric and gas switches was carried out.

Key words: electrical distribution network, substation, open switchgear, design, transformer, electric gas, circuit breaker

ЗМІСТ

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ	4
ВСТУП	5
1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ	
ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ 110/35 кВ.....	8
1.1 Вибір схем живлення району та номінальної напруги.....	8
1.1.1 Вибір схем електропостачання	8
1.1.2 Визначення довжин ліній нової мережі.....	11
1.1.3 Розрахунок потужності навантажень.....	13
1.1.4 Наближений розрахунок перетоків потужностей по лініях	14
1.1.5 Вибір номінальної напруги	17
1.2 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач	18
1.3 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінювання втрат напруги у післяаварійних режимах	21
1.4 Вибір схем з'єднань розподільних установок нових трансформаторних підстанцій та вибір трансформаторів на підстанціях	25
1.5 Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв	28
1.6 Показники та критерії економічної ефективності	31
2 РОЗРАХУНОК ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ	36
2.1 Розрахункова модель електричної мережі	36
2.2 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій...	38
2.3 Визначення потокорозподілу в мережі	40
2.4 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі	41
3 КОНСТРУКЦІЇ ТА БУДОВА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ.....	44
3.1 Способи гасіння дуги в елегазі	47
3.2 Конструктивні особливості й переваги елегазових вимикачів на прикладі вимикачів фірми АBB	49
3.2.1 Вимикачі серії <i>HPL</i>	50
3.2.2 Вимикачі серії <i>LTV</i>	52

3.2.3 Комплектні розподільні установки КРУЕ серії PASS	55
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	60
4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання	60
4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на повітряних лініях....	60
4.1.2 Електробезпека.....	62
4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії	63
4.2.1 Мікроклімат	63
4.2.2 Склад повітря робочої зони	64
4.2.3 Виробниче освітлення	64
4.2.4 Виробничий шум.....	65
4.3 Пожежна безпека.....	66
ВИСНОВКИ	68
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	70
ДОДАТОК А (обов'язковий). Протокол перевірки навчальної (дипломної) роботи.....	74
ДОДАТОК Б (обов'язковий). Технічне завдання БДР.....	75
ДОДАТОК В (довідниковий). Розрахунок усталеного режиму вихідної мережі.....	81
ДОДАТОК Г (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в режимі максимальних навантажень	84
ДОДАТОК Д (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в режимі мінімальних навантажень.....	88
ДОДАТОК Е (довідниковий). Розрахунок спроектованої мережі в після-варійному режимі.....	92
ДОДАТОК Ж (довідниковий). Розрахунок перетоків потужностей в мережі	96
ДОДАТОК И (обов'язковий). Ілюстративна частина	101

ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АБ – акумуляторна батарея;
АТ – автотрансформатор;
ВН – висока напруга;
ВРУ – відкрита розподільна установка;
ЕРС – електрорушійна сила;
ЗП – заземлювальний пристрій;
ЕЕС – електроенергетична система;
ЕМ – електрична мережа;
КЗ – коротке замикання;
ЛЕП – лінія електропередачі;
НН – низька напруга;
ОЕС – об'єднана електроенергетична система;
ПЛ – повітряна лінія;
ПС – підстанція;
ПТЕ – правила технічної експлуатації;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РПН – регулювання під навантаженням;
РУ – розподільна установка;
РЗіА – релейний захист і автоматика;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТС – трансформатор струму.

ВСТУП

Актуальність теми. Враховуючи поточну ситуацію в країні, зумовлену агресією росії та руйнуванням енергетичної інфраструктури, а також відповідно до цілей розвитку України основу енергетичної безпеки нашої країни складає надійна, якісна та ефективна підтримка паливно-енергетичного комплексу. В наш час об'єднана електроенергетична система (ОЕС) України містить єдиний комплекс джерел енергії (електричних станцій), електричних мереж і споживачів та гарантує передавання, постачання, експорт і транзит електроенергії. Енергогенерувальний потенціал України до війни був потужним для повноцінного забезпечення потреб населення та економіки [1-3]. Однак події останніх років змінили ситуацію та внесли свої корективи. Велика частина об'єктів електроенергетики була зруйнована. Першими постраждали електричні мережі. Тому на сьогодні виникла й залишає існувати гостра необхідність розбудови, відновлення та реконструкції існуючих електричних мереж.

Окрім цих проблем, які руйнівні впливають на розвиток енергетики, існує проблема зношеності суттєвої частини магістральних та розподільних електричних мереж та енергогенерувальних потужностей. Більшість ліній напругою 110 кВ і вище та підстанцій відпрацювали свій технічний ресурс [1, 4, 5]. У 2021 році національна енергетична компанія «Укренерго» розробила План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки [4] на підставі «Звіту з оцінки відповідності генеруючих потужностей» [6], в якому було запропоновано заходи, виконання яких дозволяє підвищити енергетичну безпеку країни та енергоефективність національного виробництва.

В ході розроблення Плану розвитку системи передачі було проведено дослідження, що підтверджують потребу в подальшій розбудові системи передачі, доцільність проектування й будівництва нових сучасних підстанцій та нових електричних мереж, реконструкцію вже існуючих енергетичних об'єктів, збільшення їх пропускної здатності та потужності [4].

Для підтримання потрібного технічного стану електромереж напругою 0,4-150 кВ, забезпечення надійної та безпечної експлуатації, необхідно збільшувати роботи з реконструкції цих електричних мереж з максимально можливим використанням ще придатного для подальшого застосування обладнання, проводів та опор, які можуть бути отримані з об'єктів, що демонтуються або проходять реконструкцію [7].

Варто зазначити, що останні десятиліття структура змінилась структура електричних мереж, оскільки в розподільних мережах впроваджують відновлювані джерела енергії, які мають суттєвий вплив на перетоки потужності та на втрати в електричних мережах. Тому виникає питання підтримання та забезпечення якості електроенергії в таких мережах з розосередженими джерелами енергії.

Таким чином, на сьогодні залишається актуальною задача підвищення ефективності проектування розвитку та реконструкції електричних мереж. Проектування останніх має проводитись з використанням технічно грамотних сучасних підходів.

Виходячи з цього, тема моєї БДР є актуальною. В бакалаврській дипломній роботі розглянуто питання проектування розвитку електричної мережі 110 кВ з аналізом конструктивних особливостей елегазових високовольтних вимикачів.

Мета і задачі дослідження. Метою бакалаврської дипломної роботи є підвищення функціонування розподільних електричних мереж, розроблення технічного рішення з розвитку електричної мережі для надійного та економічного електропостачання існуючих та нових споживачів з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів.

Відповідно до зазначеної мети в бакалаврській роботі розв'язуються такі **основні задачі:**

- аналіз наявних методів проектування електричних мереж;
- вибір методу розрахунку усталених режимів електричних мереж, виконання розрахунків режимів з метою оцінювання працездатності існуючої електромережі;
- аналіз основних режимів електричної мережі;

- вибір оптимального варіанта схеми живлення нових споживачів від існуючої мережі;
- дослідження конструкцій елегазових високовольтних вимикачів;
- аналіз умов праці та розроблення організаційних й технічних рішень з охорони праці оперативно-ремонтного персоналу під час обслуговування розподільних мереж.

Об’єктом дослідження бакалаврської дипломної роботи є розподільні електричні мережі 110 кВ.

Предметом дослідження є методи та засоби проектування електричних мереж.

Методи дослідження. Для аналізу та розв’язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Дослідження проводились з використанням прикладних програм, та ПК «Втрати-high», розробленого в ВНТУ на кафедрі електричних станцій та систем.

Особистий внесок здобувача. Усі результати, які складають основний зміст бакалаврської дипломної роботи, отримані автором самостійно.

Результати досліджень викладено у [8] та отримані у Вінницькому національному технічному університеті. Основні положення дипломної роботи та її результати доповідалися й обговорювалися на міжнародній науково-практичній конференції ВНТУ «Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи» (м. Вінниця, 2024) [8].

1 ПРОЕКТУВАННЯ ОПТИМАЛЬНОЇ СХЕМИ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110 кВ

1.1 Вибір схем живлення району та номінальної напруги

Згідно «Норм технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» [9] під час проектування схеми розвитку електричних мереж визначають:

- схеми видачі потужності нових джерел енергії (або об'єктів, що підлягають реконструкції);
- пункти розміщення нових підстанцій, зв'язки між ними та схеми приєднання ПС до існуючих мереж та тих, які заплановані;
- обсяги реконструкції існуючих ліній електропередачі та підстанцій, які фізично або морально застаріли;
- число та потужність трансформаторів на підстанціях;
- необхідні системи релейного захисту та автоматики;
- переріз проводів ЛЕП, конструкції фази;
- потребу в установленні пристроїв компенсації реактивної потужності та регулювальних пристроїв (розрахунок типу, потужності, місця для встановлення);
- рівні струмів коротких замикань та заходи з їх зниження;
- економічні показники розвитку електричних мереж та їх функціонування;
- ранжування за термінами реалізації запланованих заходів, якщо існує можливість їх поетапної реалізації без зниження ступеня надійності електропостачання споживачів [9].

1.1.1 Вибір схем електропостачання

Аналіз і розрахунок режимів вхідної мережі (рис. 1.1) виконують з метою вибору з існуючої мережі найкращих вузлів живлення, за певним критерієм, для

5 нових вузлів споживання електричної енергії. Критерієм вибору цих вузлів може стати:

- вища напруга;
- менша відстань до нових вузлів;
- менша відстань до джерел живлення району.

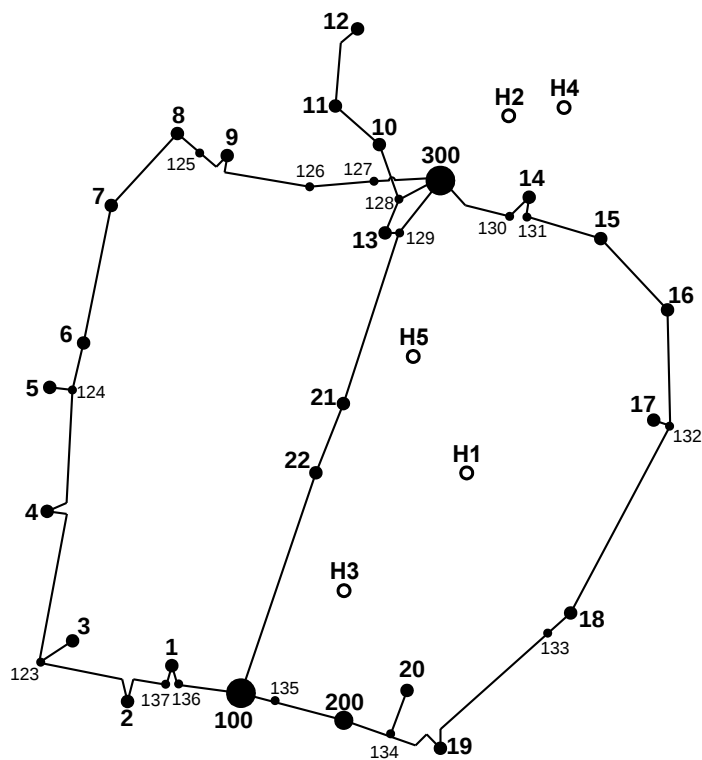


Рисунок 1.1 – Вхідна електрична мережа 110 кВ

Розрахунок усталеного режиму проведемо у ПК «Втрати-high» [10]. Цей програмний комплекс дає можливість на базі існуючої інформації про вітки та вузли, а саме марки проводу та довжини, номінальної напруги вузла, наявності трансформаторів, їх тип і кількість, виконати розрахунок усталеного режиму вхідної електричної мережі 110(35) кВ. Програма розроблена у ВНТУ на кафедрі електричних станцій та систем.

Після введення інформації для усіх вузлів електромережі було отримано файл вхідних даних та розраховано усталений режим роботи мережі (додаток В).

Основними результатами розрахунків за допомогою даної програми є втрати потужності та електроенергії в заданій існуючій електричній мережі. Разом з цим програма розраховує усталений режим електричної мережі – видається інформація про значення напруг у вузлах електричної мережі та струмів у її вітках.

Отримані результати розрахунку усталеного режиму вхідної електричної мережі 110/35 кВ наведені в додатку В.

З аналізу результатів розрахунків усталеного режиму можна зробити такі висновки:

1. Вхідна електромережа може бути прийнята для подальшого розвитку, оскільки вона характеризується відносно невеликими (в допустимих межах) втратами потужності, які становлять 2,1 МВт або 2,93 % та допустимим рівнем напруги у всіх вузлах;

2. Як джерело живлення з огляду на забезпечення надійності електропостачання нових споживачів можна використовувати будь-яку підстанцію існуючої мережі;

3. Враховуючи топографічне розташування нових споживачів, за основні джерела живлення нових вузлів споживання електричної енергії (вузлів Н1, Н2, Н3, Н4, Н5) можуть бути прийняті вузли – 10, 14, 15, 20, 21, 100, 129, 200 та 300, оскільки вони знаходяться на найближчих відстанях до нових вузлів та мають найвищий рівень напруги.

Одним з основних завдань даного розділу бакалаврської роботи є вибір економічно доцільних схем і номінальної напруги мережі.

Варіанти схеми і номінальних напруг мережі пропонуються на основі вимог, що сформульовані у [11-13]. Під час розроблення варіантів розвитку мережі потрібно враховувати такі вимоги:

- якість електроенергії;
- надійність роботи установки;
- економічність;
- безпека і зручність в експлуатації;

– можливість розширення і подальшого розвитку.

Надійність роботи забезпечується резервуванням ліній мережі та встановленням необхідної кількості трансформаторів і комутаційних апаратів на підстанціях [12].

Враховуючи вимоги щодо економічності пропонуємо п'ять варіантів, які порівнюємо за критерієм мінімуму сумарних витрат.

Необхідно так проектувати мережу, щоб була можливість подальшого розвитку з максимальним використанням існуючих джерел енергії, підстанцій мережі та іншого обладнання. Одночасно зі схемою мережі обираємо номінальну напругу, яка визначається потужністю на лініях електропередачі та їх довжиною.

Отже, враховуючи зазначені в літературі [11-13] вимоги до схем мережі, що проектуються, запропонуємо п'ять варіантів схем (рис. 1.2).

1.1.2 Розрахунок довжин ліній нової мережі

Довжину будь-якого відрізка мережі з врахуванням непрямолінійності траси визначають за виразом

$$l = 1,1 \cdot m_l \cdot L, \quad (1.1)$$

де m_l – масштаб на карті в км/см;

L – відстань на карті, см;

1,1 – коефіцієнт, який враховує нелінійність траси.

Наведена методика вибору номінальної напруги є наближеною. Уточнення номінальних напруг здійснюється в подальших розрахунках і під час вибору перерізу проводів і техніко-економічному аналізу.

Розрахуємо довжини ділянок для можливих варіантів ліній електропередач. Довжина лінії 20-1003:

$$l_{20-1003} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 10 = 16,5 \text{ (км)}.$$

Для всіх інших ліній розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунків представлені в таблиці 1.1.

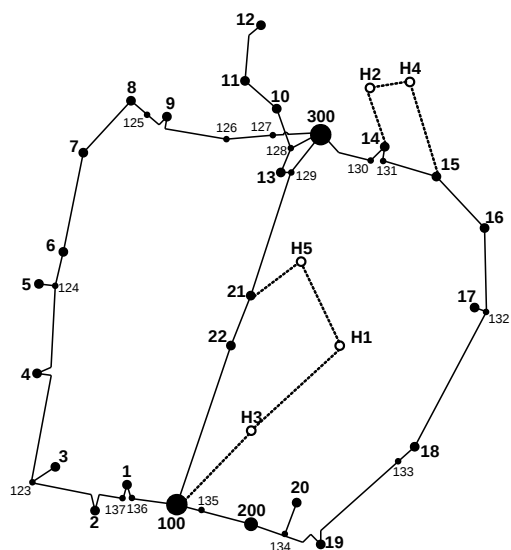
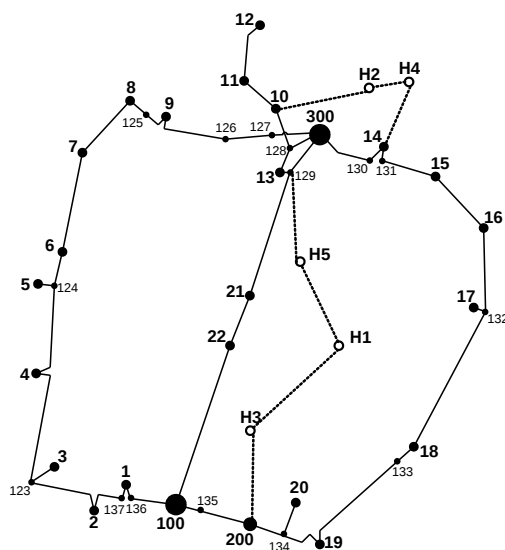
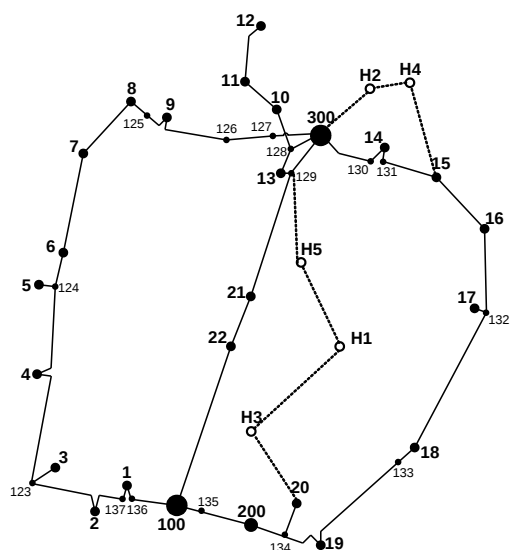
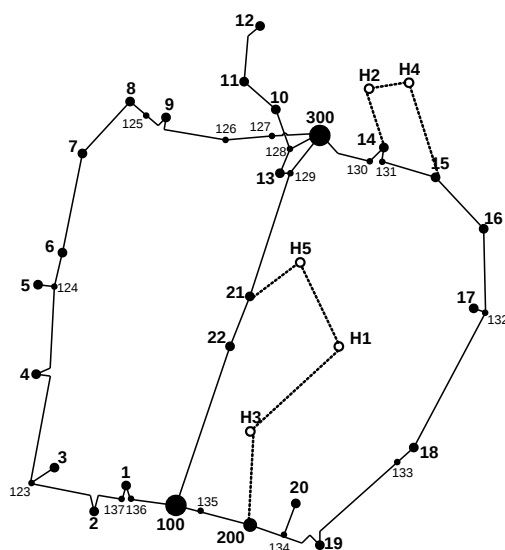
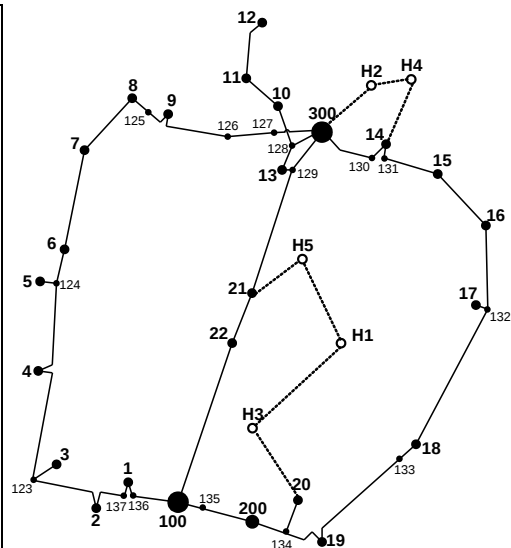
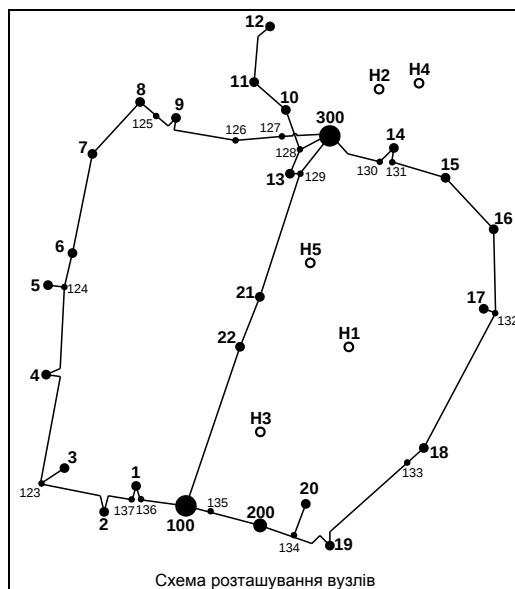


Рисунок 1.2 – Варіанти розвитку електричної мережі

Таблиця 1.1 – Довжини ділянок мережі

Ділянка	20-1003	1003-1001	1001-1005	1005-21	300-1002	1002-1004	1004-14
Довжина L , см	1,5	2,2	1,7	1,1	1,2	0,7	1,3
Довжина l , км	16,5	24,2	18,7	12,1	13,2	7,7	14,3

Продовження таблиці 1.1

Ділянка	200-1003	14-1002	1004-15	1005-129	300-1002	10-1002	100-1003
Довжина L , см	1,7	1,1	1,8	1,7	1,2	1,8	1,9
Довжина l , км	18,7	12,1	19,8	18,7	13,2	19,8	20,9

1.1.3 Розрахунок потужності навантажень

За відомими значеннями активних потужностей навантажень P_i та коефіцієнтів навантаження $\cos \varphi_i$, визначаємо величину реактивної Q_i і повної S_i потужностей у вузлах споживання:

$$S_i = \frac{P_i}{\cos \varphi_i}, \quad (1.2)$$

$$Q_i = \sqrt{S_i^2 - P_i^2}. \quad (1.3)$$

Для пункту 1001:

$$S_{1001} = \frac{27}{0,9} = 30 \text{ (МВА)};$$

$$Q_{1001} = \sqrt{30^2 - 27^2} = 13,077 \text{ (МВАр)}.$$

Результати розрахунку потужностей для інших вузлів зводимо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахункові навантаження вузлів

Потужність	Вузол навантаження				
	1001	1002	1003	1004	1005
P_i , МВт	27	29	22	14	28
Q_i , МВАр	13,077	13,213	8,695	6,871	11,928
S_i , МВА	30	31,868	23,656	15,556	30,435

1.1.4 Наближений розрахунок перетоків потужностей по лініях

Попередньо визначаємо потужності на всіх ділянках мережі вважаючи, що мережа є однорідною ($Z_0 = \text{const}$). Тобто, для кожного варіанта запропонованих схем визначаються потоки потужностей по лініях без врахування втрат потужності. Розрахуємо потокорозподіл для варіанта №1.

Під час розрахунку потокорозподілу на ділянках 20-1003-1001-1005-21 та 200-1002-1004-14 будемо вважати, що напруги у вузлах 20, 21, 200 та 14 рівні між собою і тому розглянемо ці замкнені мережі як схеми з двостороннім живленням. Розглянемо ділянку 20-1003-1001-1005-21 (рис. 1.3).

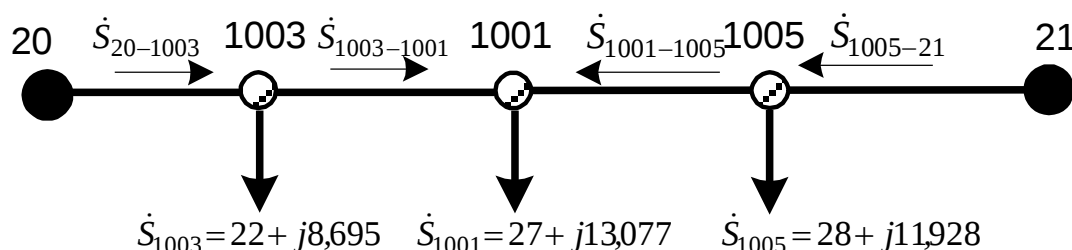


Рисунок 1.3 – Схема мережі для розрахунку потокорозподілу на ділянці 20-1003-1001-1005-21

Розраховуємо потужності головних ділянок за такими формулами:

$$\dot{S}_{20-1003} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i21}}{l_{\Sigma}}; \quad (1.4)$$

$$\dot{S}_{1005-21} = \frac{\sum \dot{S}_i \cdot l_{i20}}{l_{\Sigma}}, \quad (1.5)$$

де $\dot{S}_i$ – повна потужність i -ого навантаження при перетіканні від вузла

№ 20 до вузла № 21 або навпаки.

l_{i21}, l_{i20} – довжини ділянок від i -го вузла до вузлів 21 і 20 відповідно.

l_{Σ} – сума довжин ділянок кільцевої мережі.

Отже, потужності ділянок 20-1003 та 1005-21 дорівнюють:

$$\begin{aligned} S_{20-1003} &= \frac{S_{1001} \cdot (l_{1003-1001} + l_{1001-1005} + l_{1005-21}) + S_{1001} \cdot (l_{1001-1005} + l_{1005-21}) + S_{1005} \cdot l_{1005-21}}{l_{20-1003} + l_{1003-1001} + l_{1001-1005} + l_{1005-21}} \\ S_{1005-21} &= \frac{S_{1001} \cdot (l_{20-1003}) + S_{1001} \cdot (l_{20-1003} + l_{1003-1001}) + S_{1005} \cdot (l_{20-1003} + l_{1003-1001} + l_{1001-1005})}{l_{20-1003} + l_{1003-1001} + l_{1001-1005} + l_{1005-21}} \\ &\quad ; \\ S_{20-1003} &= \frac{(22 + j8,695) \cdot (24,2 + 18,7 + 12,1) + (27 + j13,077) \cdot (18,7 + 12,1) +}{16,5 + 24,2 + 18,7 + 12,1} \times \\ &\quad \times \frac{(28 + j11,928) \cdot (12,1)}{16,5 + 24,2 + 18,7 + 12,1} = 33,292 + j14,34 \text{ (MBA)}. \\ S_{1005-21} &= \frac{(22 + j8,695) \cdot (16,5) + (27 + j13,077) \cdot (16,5 + 24,2) +}{16,5 + 24,2 + 18,7 + 12,1} \times \\ &\quad \times \frac{(28 + j11,928) \cdot (16,5 + 24,2 + 18,7)}{16,5 + 24,2 + 18,7 + 12,1} = 43,708 + j19,36 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Проведемо перевірку:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{4-1005} + \dot{S}_{1001-3} &= \dot{S}_{1005} + \dot{S}_{1002} + \dot{S}_{1001}; \\ 26,217 + j13,159 + 31,783 + j14,702 &= 22 + j11,874 + 14 + j5,964 + 22 + j10,023; \\ 58 + j27,861 &= 58 + j27,861 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Отже, можна зробити висновок, що розрахунок проведений вірно. Переток потужності у вітках 1003-1001 і 1001-1005 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузлів 1003 і 1005.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1003-1001} &= \dot{S}_{20-1003} - \dot{S}_{1003} = 33,292 + j14,34 - 22 - j8,695 = 11,292 + j5,645 \text{ (MBA)}. \\ \dot{S}_{1001-1005} &= \dot{S}_{1005-21} - \dot{S}_{1005} = 43,708 + j19,36 - 28 - j11,928 = 15,708 + j7,432 \text{ (MBA)}. \end{aligned}$$

Для інших варіантів схем розрахунків проводимо за таким же алгоритмом. Результати розрахунку цієї ділянки та всіх інших варіантів представлені у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку поточкорозподілу та вибору номінальної напруги

№ схеми	Ділянка мережі	Кількість ланц.	Довжина ділянки, км	Р _л , МВт	Q _л , МВАр	S _л , МВА	U _{розр} , кВ	U _{ном} , кВ
1	20-1003	1	16,50	33,292	14,340	36,249	97,41	110
	1003-1001	1	24,20	11,292	5,645	12,624	64,27	110
	1001-1005	1	18,70	15,708	7,432	17,377	73,34	110
	1005-21	1	12,10	43,708	19,360	47,804	100,75	110
	300-1002	1	13,20	23,813	11,013	26,236	83,66	110
	1002-1004	1	7,70	5,187	2,200	5,634	42,76	110
	1004-14	1	14,30	19,187	8,981	21,185	77,79	110
2	200-1003	1	18,70	32,299	13,912	35,168	97,99	110
	1003-1001	1	24,20	10,299	5,217	11,545	61,62	110
	1001-1005	1	18,70	16,701	7,860	18,458	75,29	110
	1005-21	1	12,10	44,701	19,788	48,885	101,40	110
	14-1002	1	12,10	27,139	12,566	29,907	86,57	110
	1002-1004	1	7,70	1,861	0,647	1,970	26,65	110
	1004-15	1	19,80	15,861	7,428	17,514	73,95	110
3	20-1003	1	16,50	36,986	15,976	40,289	101,07	110
	1003-1001	1	24,20	14,986	7,281	16,661	73,03	110
	1001-1005	1	18,70	12,014	5,796	13,339	65,26	110
	1005-129	1	18,70	40,014	17,724	43,764	105,87	110
	300-1002	1	13,20	26,405	12,227	29,099	86,86	110
	1002-1004	1	7,70	2,595	0,986	2,776	31,18	110
	1004-15	1	19,80	16,595	7,767	18,323	75,40	110
4	200-1003	1	18,70	35,973	15,539	39,186	101,94	110
	1003-1001	1	24,20	13,973	6,844	15,559	70,79	110
	1001-1005	1	18,70	13,027	6,233	14,441	67,63	110
	1005-129	1	18,70	41,027	18,161	44,867	106,80	110
	10-1002	1	19,80	20,053	9,274	22,094	81,67	110
	1002-1004	1	7,70	8,947	3,939	9,776	53,89	110
	1004-14	1	14,30	22,947	10,720	25,328	83,36	110
5	100-1003	1	20,90	31,362	13,509	34,148	98,229	110
	1003-1001	1	24,20	9,362	4,814	10,527	58,956	110
	1001-1005	1	18,70	17,638	8,263	19,478	77,042	110
	1005-21	1	12,10	45,638	20,191	49,905	102,008	110
	14-1002	1	12,10	27,139	12,566	29,907	86,568	110
	1002-1004	1	7,70	1,861	0,647	1,970	26,647	110
	1004-15	1	19,80	15,861	7,428	17,514	73,948	110

Розрахуємо потокорозподіл для контуру 300-1002-1004-14.

Потужність ділянки 300-1002 дорівнює:

$$\dot{S}_{300-1002} = \frac{\dot{S}_{1002} \cdot (l_{1002-1004} + l_{1004-14}) + \dot{S}_{1004} \cdot l_{1004-14}}{l_{300-1002} + l_{1002-1004} + l_{1004-14}},$$

$$\dot{S}_{300-1002} = \frac{(29 + j13,213) \cdot (7,7 + 14,3) + (14 + j6,781) \cdot (14,3)}{13,2 + 7,7 + 14,3} = 23,803 + j11,013 \text{ (MBA)}.$$

Для ділянки 1004-14 маємо:

$$\dot{S}_{1004-14} = \frac{\dot{S}_{1002} \cdot (l_{300-1002}) + \dot{S}_{1004} \cdot (l_{300-1002} + l_{1002-1004})}{l_{300-1002} + l_{1002-1004} + l_{1004-14}},$$

$$\dot{S}_{1004-14} = \frac{(29 + j13,213) \cdot 13,2 + (14 + j6,781) \cdot (13,2 + 7,7)}{13,2 + 7,7 + 14,3} = 19,187 + j8,981 \text{ (MBA)}.$$

Перевіряємо:

$$\dot{S}_{300-1002} + \dot{S}_{1004-14} = \dot{S}_{1002} + \dot{S}_{1004},$$

$$23,813 + j11,013 + 19,187 + j8,981 = 29 + j13,213 + 14 + j6,781,$$

$$43 + j19,994 = 43 + j19,994 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1002-1004} = \dot{S}_{1004-14} - \dot{S}_{1004} = 19,187 + j8,981 - 14 - j6,781 = 5,187 + j2,2 \text{ (MBA)}.$$

1.1.5 Вибір номінальної напруги

Обираємо економічно доцільну напругу, виходячи з попереднього розподілу потужності в елементах мережі, протяжності ділянок мережі і згідно з формулою Іларіонова, яка дає хороші результати для ліній будь-якої довжини і переданої потужності:

$$U_{ij} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{ij}} + \frac{2500}{P_{ij}}}}, \quad (1.6)$$

де l_{ij} – довжина ділянки мережі, км;

P_{ij} – активна потужність ділянки кола.

Варіанти мережі, що проектується, або її окремих ділянок можуть мати різну номінальну напругу. Ділянки кільцевої мережі виконують на один клас напруги – номінальну напругу ділянки, де вона виявилася найбільшою. Оскільки нові пункти споживання електроенергії підключаються вже до існуючої мережі, в кожному з вузлів якої встановлені трансформатори на певну напругу, то при виборі напруги необхідно також враховувати і цей факт.

Визначимо напругу ділянки 200-1003 першого варіанта:

$$U_{20-1003} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16,5} + \frac{2500}{33,292}}} = 97,41 \text{ (кВ)}.$$

Отже приймаємо за номінальну напругу цієї лінії 110 кВ.

Результати розрахунків по вибору номінальної напруги для всіх інших ліній всіх варіантів наведені в табл. 1.3. На деяких ділянках, наприклад, 1002-1004 (схема № 2) розрахункова напруга має значення менше 35 кВ, але приймаємо і для цієї лінії номінальну напругу 110 кВ, оскільки ця ділянка входить в кільце, в якому інші вузли і ділянки мають номінальну напругу 110 кВ.

Після того, як обрали номінальну напругу необхідно провести вибір марки проводів та площі перерізу для всіх нових ЛЕП.

Отже, в цьому підрозділі було запроектовано п'ять варіантів схем підключення до мережі нових вузлів навантаження, пораховано довжину ЛЕП від цих вузлів до джерел живлення, розраховано перетоки потужностей по лініях, а також обрано номінальну напругу нових вузлів, яка приймається 110 кВ.

1.2 Вибір марки і площі перерізу проводів ліній електропередач

В бакалаврській дипломній роботі для розрахунків використовуємо метод вибору поперечного перерізу проводів ліній 35–750 кВ за економічними

інтервалами [12, 16]. Згідно цього методу вибір перерізу здійснюється за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{розр}$, який визначається формулою

$$I_{розр} = \alpha_1 \cdot \alpha_T \cdot I_{\Sigma(5)} / n_l, \quad (1.7)$$

де α_1 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження ЛЕП за роками її експлуатації;

α_T – коефіцієнт, який враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{нб}$ і коефіцієнт її попадання в максимум навантаження енергосистеми K_m ;

$I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, відповідний до максимального навантаження лінії в 5-ий рік її експлуатації;

n_l – кількість ланцюгів лінії.

Згідно рекомендацій [16] для ліній 35–220 кВ приймаємо значення α_1 рівним 1,05. Значення коефіцієнта α_T для ЛЕП 35–220 кВ при $K_m=1$ становлять: при $T_{нб} \leq 4000$ – 0,8; при $4000 < T_{нб} \leq 6000$ – 1,0; $T_{нб} > 6000$ – 1,3.

Значення $I_{ср}$ у [16] подані залежно від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов з ожеледі (1–4).

В даній роботі механічний розрахунок сталевобалюмінієвих проводів не проводимо, тому марка проводу вибирається відповідно із проектною практикою. Параметри вибраних поперечних перерізів визначаються згідно з [16] або [14].

Проведемо розрахунок по вибору марки та площі перерізу лінії між вузлами 20 та 1003 варіанта №1.

$$|S_{20-1003}| = \sqrt{P_{20-1003}^2 + Q_{20-1003}^2} = \sqrt{33,292^2 + 14,34^2} = 36,249 \text{ (МВА)},$$

$$I_{\Sigma(5)} = \frac{|S_l|}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{36249}{\sqrt{3} \cdot 110} = 190,26 \text{ (А)};$$

$$I_{розр} = \alpha_I \alpha_T I_{\Sigma(5)} = 1,05 \cdot 1 \cdot 190,26 = 199,77 \text{ (А)}.$$

$\alpha_T = 1$, оскільки $T_{нб} = 4100$ годин.

Отже, відповідно до [14], обираємо ЛЕП з такими параметрами:

- номінальна напруга – 110 кВ;
- тип опор – одноланцюгові; матеріал опор – залізобетон;
- район по ожеледі – IV;
- марка та переріз проводу – АС-185/29.

Для всіх інших ЛЕП розрахунок виконуємо аналогічно. Результати розрахунку наведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати вибору марки та площі перерізу проводів

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	Сл, МВА	Uном, кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F мм ²	Марка проводу
1	20-1003	1	16,50	36,249	110	199,77	250	185	АС 185/29
	1003-1001	1	24,20	12,624	110	69,57	140	120	АС 120/19
	1001-1005	1	18,70	17,377	110	95,77	140	120	АС 120/19
	1005-21	1	12,10	47,804	110	263,45	400	240	АС 240/32
	300-1002	1	13,20	26,236	110	144,59	160	150	АС 150/24
	1002-1004	1	7,70	5,634	110	31,05	140	120	АС 120/19
	1004-14	1	14,30	21,185	110	116,75	140	120	АС 120/19
2	200-1003	1	18,70	35,168	110	193,81	250	185	АС 185/29
	1003-1001	1	24,20	11,545	110	63,63	140	120	АС 120/19
	1001-1005	1	18,70	18,458	110	101,72	140	120	АС 120/19
	1005-21	1	12,10	48,885	110	269,41	400	240	АС 240/32
	14-1002	1	12,10	29,907	110	164,82	250	185	АС 185/29
	1002-1004	1	7,70	1,970	110	10,86	140	120	АС 120/19
	1004-15	1	19,80	17,514	110	96,52	140	120	АС 120/19
3	20-1003	1	16,50	40,289	110	222,04	160	150	АС 185/29
	1003-1001	1	24,20	16,661	110	91,82	140	120	АС 120/19
	1001-1005	1	18,70	13,339	110	73,51	140	120	АС 120/19
	1005-129	1	18,70	43,764	110	241,18	160	150	АС 185/29
	300-1002	1	13,20	29,099	110	160,36	160	150	АС 185/29
	1002-1004	1	7,70	2,776	110	7,65	140	120	АС 120/19
	1004-15	1	19,80	18,323	110	100,98	140	120	АС 120/19
4	200-1003	1	18,70	39,186	110	215,96	250	185	АС 185/29
	1003-1001	1	24,20	15,559	110	85,75	140	120	АС 120/19
	1001-1005	1	18,70	14,441	110	79,59	140	120	АС 120/19
	1005-129	1	18,70	44,867	110	247,26	250	185	АС 185/29
	10-1002	1	19,80	22,094	110	121,76	140	120	АС 120/19
	1002-1004	1	7,70	9,776	110	53,87	140	120	АС 120/19
	1004-14	1	14,30	25,328	110	139,58	140	120	АС 120/19

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	Сл, МВА	Uном, кВ	I _{розр} , А	I _Е , А	F мм ²	Марка про-воду
5	100-1003	1	20,90	34,148	110	188,19	250	185	АС 185/29
	1003-1001	1	24,20	10,527	110	58,02	140	120	АС 120/19
	1001-1005	1	18,70	19,478	110	107,34	140	120	АС 120/19
	1005-21	1	12,10	49,905	110	275,03	400	240	АС 240/32
	14-1002	1	12,10	29,907	110	164,82	250	185	АС 185/29
	1002-1004	1	7,70	1,970	110	10,86	140	120	АС 120/19
	1004-15	1	19,80	17,514	110	96,52	140	120	АС 120/19

1.3 Перевірка вибраних перерізів за умов допустимого нагрівання і оцінювання втрат напруги у післяаварійних режимах

Для кожної з ділянок мережі визначаємо післяаварійний режим з найбільшими навантаженнями підстанцій, в якому на ділянках тече максимальний потік потужності. За цих умов необхідно виконати перевірку обраного перерізу за допустимим нагрівом шляхом порівняння значень струму в цьому режимі з допустимим нормованим струмом $I_{дон}$, [17] для обраного перерізу проводу. Особливу увагу слід звертати на малозавантажені ділянки кільцевих мереж в нормальних режимах.

Після визначення напруги у вузлах необхідно провести оцінку максимальної величини втрат напруги у процентах від номінального значення. Якщо мережа має ділянки двох номінальних напруг, то ці втрати визначаються лише для того ступеня, де розглядається аварія.

Одержані значення втрат напруги не мають перевищувати 20 % від номінальної [17]. Якщо ці умови виконуються, то вважають, що пристрої РПН двообмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу, згідно з принципом зустрічного регулювання. Якщо умова не задовольняється, то такий варіант мережі може бути виключений із подальшого розгляду як неконкурентноспроможний.

Перевіряємо обрані перерізи на прикладі ділянки 20-1003-1001-1005-21 схеми варіанта №1. Найзавантаженою в цій частині електричної мережі є вітка 1005-21, тому припустимо, що саме на цій лінії сталася аварія і ця лінія відклю-

чена. Потокорозподіл на ділянці 20-1003-1001-1005 визначимо як в радіальній мережі:

$$\dot{S}_{1001-1005} = \dot{S}_{1005} = 28 + j11,928 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1003-1001} = \dot{S}_{1001-1005} + \dot{S}_{1001} = 28 + j11,928 + 27 + j13,077 = 55 + j25,005 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{20-1003} = \dot{S}_{1003-1001} + \dot{S}_{1003} = 55 + j25,005 + 22 + j8,695 = 77 + j33,7 \text{ (MBA)}.$$

Порахуємо значення струмів в цих ділянках та порівняємо їх із допустимими тривалими струмами для відповідних марок проводів. Результати розрахунків зводимо в таблицю 1.5.

$$|S_{1001-1005}| = \sqrt{P_{1001-1005}^2 + Q_{1001-1005}^2} = \sqrt{28^2 + 11,928^2} = 30,43 \text{ (MBA)},$$

$$I_{n.a} = \frac{30,43 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 159,74 \text{ A} < 390 \text{ (A)}.$$

$$|S_{1003-1001}| = \sqrt{P_{1003-1001}^2 + Q_{1003-1001}^2} = \sqrt{55^2 + 25,005^2} = 60,42 \text{ MBA},$$

$$I_{n.a} = \frac{60,42 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 317,11 \text{ A} < 390 \text{ (A)}.$$

$$|S_{20-1003}| = \sqrt{P_{20-1003}^2 + Q_{20-1003}^2} = \sqrt{77^2 + 33,7^2} = 84,05 \text{ MBA},$$

$$I_{n.a} = \frac{84,05 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 441,16 \text{ A} < 510 \text{ (A)}.$$

Таким чином, марки та перерізи проводів, що обрані, задовольняють післяаварійний режим. Тому необхідності у збільшенні перерізу проводу немає.

Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі інших ЛЕП та основні технічні параметри обраних проводів для всіх варіантів наведені в таблиці 1.5. Як видно з результатів розрахунку всі обрані лінії витримують післяаварійний режим, оскільки на стадії вибору вже були обрані із запасом проводи марки АС-120/19 (за умовою відсутності коронування на поверхні проводу).

Таблиця 1.5 – Результати перевірки проводів у післяаварійному режимі

№ сх.	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів	Довжина ділянки, км	$S_{л.п.а},$ МВА	$I_{п.а},$ А	$I_{доп},$ А	Марка проводу	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	R Ом	X Ом
1	20-1003	1	16,50	84,05	441,16	510	АС 185/29	0,162	0,413	2,67	6,81
	1003-1001	1	24,20	60,42	317,11	390	АС 120/19	0,249	0,427	6,03	10,33
	1001-1005	1	18,70	30,43	159,74	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,66	7,98
	1005-21	1	12,10	0,00	0,00	605	АС 240/32	0,121	0,405	1,46	4,90
	300-1002	1	13,20	0,00	0,00	450	АС 150/24	0,198	0,420	2,61	5,54
	1002-1004	1	7,70	31,87	167,26	390	АС 120/19	0,249	0,427	1,92	3,29
	1004-14	1	14,30	47,42	248,90	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
2	200-1003	1	18,70	84,05	441,16	510	АС 185/29	0,162	0,413	3,03	7,72
	1003-1001	1	24,20	60,42	317,11	390	АС 120/19	0,249	0,427	6,03	10,33
	1001-1005	1	18,70	30,43	159,74	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,66	7,98
	1005-21	1	12,10	0,00	0,00	605	АС 240/32	0,121	0,405	1,46	4,90
	14-1002	1	12,10	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,96	5,00
	1002-1004	1	7,70	31,87	167,26	390	АС 120/19	0,249	0,427	1,92	3,29
	1004-15	1	19,80	47,42	248,90	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
3	20-1003	1	16,50	84,05	441,16	510	АС 185/29	0,162	0,413	2,67	6,81
	1003-1001	1	24,20	60,42	317,11	390	АС 120/19	0,249	0,427	6,03	10,33
	1001-1005	1	18,70	30,43	159,74	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,66	7,98
	1005-129	1	18,70	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	3,03	7,72
	300-1002	1	13,20	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	2,14	5,45
	1002-1004	1	7,70	31,87	167,26	390	АС 120/19	0,249	0,427	0,96	1,64
	1004-15	1	19,80	47,42	248,90	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
4	200-1003	1	18,70	84,05	441,16	510	АС 185/29	0,162	0,413	3,03	7,72
	1003-1001	1	24,20	60,42	317,11	390	АС 120/19	0,249	0,427	6,03	10,33
	1001-1005	1	18,70	30,43	159,74	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,66	7,98
	1005-129	1	18,70	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	3,03	7,72
	10-1002	1	19,80	47,42	248,90	450	АС 120/19	0,249	0,427	4,93	8,45
	1002-1004	1	7,70	15,56	81,65	390	АС 120/19	0,249	0,427	1,92	3,29
	1004-14	1	14,30	0,00	0,00	390	АС 120/19	0,249	0,427	3,56	6,11
5	100-1003	1	20,90	84,05	441,16	510	АС 185/29	0,162	0,413	3,39	8,63
	1003-1001	1	24,20	60,42	317,11	390	АС 120/19	0,249	0,427	6,03	10,33
	1001-1005	1	18,70	30,43	159,74	390	АС 120/19	0,249	0,427	4,66	7,98
	1005-21	1	12,10	0,00	0,00	605	АС 240/32	0,121	0,405	1,46	4,90
	14-1002	1	12,10	0,00	0,00	510	АС 185/29	0,162	0,413	1,96	5,00
	1002-1004	1	7,70	31,87	167,26	390	АС 120/19	0,249	0,427	1,92	3,29
	1004-15	1	19,80	47,42	248,90	390	АС-120/19	0,249	0,427	4,93	8,45

Далі для післяаварійного режиму визначимо максимальні втрати напруги.

Покажемо на прикладі ділянки мережі 20-1003-1001-1005 варіанта №1 як визначають втрати напруги.

$$\Delta U_{1001-1005} = \frac{P_{1001-1005} \cdot R_{1001-1005} + Q_{1001-1005} \cdot X_{1001-1005}}{U_{1001_i.\dot{a}}};$$

$$\Delta U_{1001-1005} = \frac{28 \cdot 4,66 + 11,928 \cdot 7,98}{110} = 2,05 \text{ (кВ)}.$$

Для інших ділянок:

$$\Delta U_{1003-1001} = \frac{55 \cdot 6,03 + 25,005 \cdot 10,33}{110} = 5,36 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{20-1003} = \frac{77 \cdot 2,67 + 33,7 \cdot 6,81}{110} = 3,96 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1002-1004} = \frac{29 \cdot 1,92 + 13,213 \cdot 3,29}{110} = 0,9 \text{ (кВ)};$$

$$\Delta U_{1004-14} = \frac{43 \cdot 3,56 + 19,994 \cdot 6,11}{110} = 2,5 \text{ (кВ)}.$$

Розрахуємо відхилення напруги:

$$\delta U_{1005} = \frac{\Delta U_{\Sigma}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{3,96 + 5,36 + 2,05}{110} \cdot 100\% = 4,98 \text{ (\%)};$$

$$\delta U_{1002} = \frac{\Delta U_{\Sigma}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{0,9 + 2,5}{110} \cdot 100\% = 3,09 \text{ (\%)}.$$

Отже, відхилення напруги не перевищує номінальну напругу більше ніж на 20%. Для інших варіантів розрахунок виконується за таким же алгоритмом, а результати розрахунку зводимо в табл. 1.6. Також в табл. 1.6 наведена інформація про кількість вимикачів та сумарну довжину ліній для всіх запропонованих варіантів розвитку електричної мережі 110 кВ. За цими укрупненими показниками вартості спорудження нових мереж можна попередньо відкинути декілька заздалегідь дорожчих варіантів.

Якщо інші показники приблизно рівні, перевага повинна надаватися тим варіантам, в яких електроенергія передається найбільш короткими лініями від джерела постачання до пунктів її споживання і в яких найменші втрати напруги.

У нормальному режимі роботи втрати напруги визначаються аналогічно,

розрахунок виконуємо від джерела живлення до точки поточкорозподілу.

Таблиця 1.6 – Відхилення напруги в після аварійному режимі та інформація про кількість вимикачів та загальну довжину ліній

№ схеми	$\delta U_{\text{норм.}}, \%$	$\delta U_{\text{н/ав}}, \%$	кількість вимикачів	$l_{\text{лен}}, \text{ км}$	$L_{\text{траси}}, \text{ км}$
1	4,98	10,33	14	106,7	106,70
2	5,16	10,81	14	113,3	113,30
3	6,06	1,33	16	118,8	118,80
4	6,27	10,81	14	122,1	122,10
5	5,31	11,29	14	115,5	115,50

За результатами отриманих розрахунків, для подальшого розгляду залишаємо схеми варіантів №1 та №2, оскільки вони мають найменшу загальну довжину ліній електропередачі.

1.4 Вибір схем з'єднань розподільних установок нових трансформаторних підстанцій та вибір трансформаторів на підстанціях

Вибір схем підстанцій проводиться згідно вимог [9, 11, 12, 17].

Схеми мають забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями споживачів; забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділянки мережі, що розглядається; бути за можливості простими, наглядними, економічними та забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання обслуговуючого персоналу;

Для нових підстанцій напругою від 6 кВ до 750 кВ рекомендується приймати електричні схеми РУ, наведені в [17]. Наповнення цих схем комутаційними елементами та їх насичення додатковими елементами, які сприяють підвищенню надійності функціонування і безпечності обслуговування ПС, належить

виконувати відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 20.178-2008 «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій» [18]. Значну частину у вартості підстанції складає вартість вимикачів. Тому слід розглянути можливості відмови від застосування великої кількості вимикачів на стороні вищої напруги підстанції.

Через те, що на нових підстанціях 1001, 1002, 1003, 1004 та 1005 встановлюється по два трансформатори та кількість ліній, що підходять до підстанції дорівнює двом, для цих вузлів приймаємо схему 110-4 – «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів» (рис. 1.4).

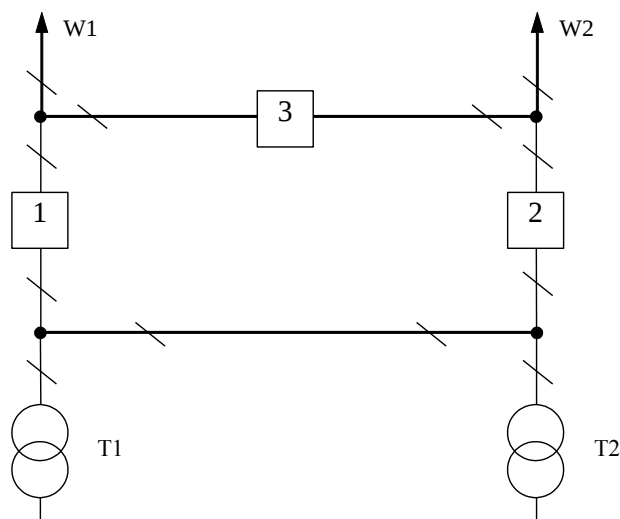


Рисунок 1.4 – Схема 110-4 ВРУ нових вузлів 1001 –1005

Потужність трансформаторів на понижувальних підстанціях обираємо за умови допустимого перенавантаження у післяаварійних режимах до 40% (на період максимуму загальної добової тривалості не більше 5 годин протягом не більше 6 діб) [14]. Слід зауважити, що у післяаварійних режимах перенавантаження може виявитися більшим ніж 40%, але на менший період часу.

$$\dot{S}_{T.ном i} \geq \frac{P_{\max i}}{1,4(n_T - 1)\cos \varphi_H} = \frac{S_{\max i}}{1,4(n_T - 1)}, \quad (1.8)$$

де $n_T \geq 2$ – число однотипних трансформаторів, установлених на підстанції.

На підстанціях є споживачі 1-ої категорії, тому число установлених тран-

сформаторів повинно бути не менше двох [14, 17]. Отже, в кожному новому вузлі навантаження встановлюємо по два трансформатори 110/10 кВ.

Розраховуємо потужності трансформаторів на нових підстанціях:

$$S_{T.ном1} \geq \frac{30}{1,4(2-1)} = 21,429 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T.ном2} \geq \frac{31,868}{1,4(2-1)} = 22,763 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T.ном3} \geq \frac{23,656}{1,4(2-1)} = 16,897 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T.ном4} \geq \frac{15,556}{1,4(2-1)} = 11,111 \text{ (МВА)};$$

$$S_{T.ном5} \geq \frac{30,435}{1,4(2-1)} = 21,739 \text{ (МВА)}.$$

З [16] обираємо трансформатори типу ТДН-16000/110 для вузла 1004 та трансформатори типу ТРДН-25000/110 – для вузлів 1001, 1002, 1003 та 1005.

Результати вибору та характеристики трансформаторів наведено в табл. 1.7.

Таблиця 1.7 – Результати вибору трансформаторів на підстанціях

Номер вузла	Тип	$S_{ном}$ МВА	Границі регулювання	$U_{ном}$ обмоток, кВ		u_k %	ΔP_k кВт	ΔP_x кВт	I_x %	R Ом	X Ом	ΔQ_x квар
				ВН	НН							
1001	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1002	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1003	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
1004	ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
1005	ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175

1.5 Баланс активних і реактивних потужностей у електричній мережі, вибір і розташування компенсуючих пристроїв

Баланс активних потужностей за незмінною частотою $f = f_{ном}$ записується так

$$P_{\Gamma} = K_0 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni} + \Delta P_{\mathcal{M}}, \quad (1.9)$$

де P_{Γ} – активна потужність, на шинах постачальних підстанцій;

$\sum_{i=1}^K P_{ni}$ – сумарна активна потужність навантажень;

$\Delta P_{\mathcal{M}} = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^K P_{ni}$ – втрати активної потужності у лініях і трансформаторах

(приймається у попередніх розрахунках; приймається, що вони складають 5%

від $\sum_{i=1}^K P_{ni}$);

$K_0 = 0,9$ – коефіцієнт одночасності максимуму навантаження.

Реактивну потужність від підстанції визначаємо за виразом:

$$Q_{\Gamma} = P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}). \quad (1.10)$$

Компенсація реактивної потужності може істотно впливати на значення повних навантажень підстанцій, а відповідно, і на вибір потужності трансформаторів, переріз проводів ліній, на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. У кінцевому підсумку вибір потужності компенсуючих пристроїв, їх розміщення на підстанціях мережі впливає на оцінку технічних і техніко-економічних показників варіантів схеми мережі і, отже, може впливати на вибір раціональної номінальної напруги і схеми мережі, яка проектується.

Баланс реактивної потужності в системі записується так:

$$Q_{\Gamma} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij} + \sum_{i=1}^K Q_{КПi} = 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}, \quad (1.11)$$

де $0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni}$ – реактивна потужність навантажень з врахуванням коефіцієнта одночасності максимуму реактивного навантаження;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{Cij}$ – зарядна потужність, що генерується лініями;

$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^K Q_{ЛЕПij}$ – сумарні втрати реактивної потужності в лініях;

$\sum_{i=1}^K Q_{КПi}$ – реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності

(компенсуючих пристроїв – КП);

$\sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

Отже, сумарна реактивна потужність, потрібна для електропостачання району, складається із реактивного навантаження споживачів у заданих пунктах і втрат реактивної потужності в лініях і трансформаторах (автотрансформаторах) мережі,

Реактивна потужність, яка споживається по району в цілому, визначається за сумою відповідних навантажень в окремих пунктах з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень орієнтовно рівного 0,95. Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах повітряних ліній у середньому складають (1÷2)% – при 35 кВ, (4÷6) % – при 110 кВ, від модуля повної потужності, яка передається по лініям.

Зіставлення сумарної реактивної потужності споживачів із потужністю, яка поступає від джерел живлення, дозволяє зробити висновок про необхідність установки компенсуючих пристроїв в електричній мережі.

Потреба в сумарній потужності КП визначається за формулою (1.9).

В основному як компенсуючі пристрої використовуються батареї конденсаторів.

Кінцева перевірка правильного вибору необхідної потужності компенсуючих пристроїв виконується за результатами розрахунків поточкорозподілу у нормальному режимі найбільших навантажень підстанції з урахуванням втрат потужності мережі.

Всі інші розрахунки в бакалаврській роботі проводяться за реактивними складовими навантажень, враховуючи установки на підстанціях вибраних компенсуючих пристроїв.

Проведемо розрахунок балансу потужностей для варіанта №1.

$$P_{\Gamma} = 0,9 \sum_{i=1}^K P_{ni} + 0,05 \sum_{i=1}^K P_{ni} = 0,95 \sum_{i=1}^K P_{ni}.$$

Розрахуємо баланс реактивних потужностей для контура 20-1003-1001-1005-21:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 0,95(22 + 27 + 28) \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = \\ &= 0,95 \cdot 77 \operatorname{tg}(31,79^{\circ}) = 45,35 \text{ (MVar)}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^K Q_{kTi} &= 0,95 \cdot \sum_{i=1}^K Q_{ni} + \sum_{i=1}^K \Delta Q_{Ti} - Q_{\Gamma} = 0,95 \cdot (13,077 + 8,695 + 11,928) + \\ &+ 0,1 \cdot (30 + 23,656 + 30,435) - 45,35 = -4,9 \text{ (MVar)}. \end{aligned}$$

Таким чином, немає необхідності у цьому контурі встановлювати компенсуючий пристрій.

Розрахунок балансу реактивних потужностей для контуру 300-1002-1004-14:

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma} &= P_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = 0,95(29 + 14) \operatorname{tg}(\arccos \varphi_{\Gamma}) = \\ &= 0,95 \cdot 43 \cdot \operatorname{tg}(31,79^{\circ}) = 25,33 \text{ (MVar)}. \end{aligned}$$

$$\sum_{i=1}^K Q_{kTi} = 0,95 \cdot (13,213 + 6,781) + 0,1 \cdot (31,868 + 15,556) - 25,33 = -1,6 \text{ (MVar)}.$$

Таким чином, у цьому контурі немає необхідності встановлювати компенсуючий пристрій.

нсуючий пристрій.

Такі ж результати отримали для варіанту мережі № 2 під час розрахунку балансу реактивних потужностей. Отже, у нових вузлах навантаження за результатами розрахунків немає необхідності встановлювати компенсувальні пристрої.

1.6 Показники та критерії економічної ефективності

У цьому пункті обираємо найкращий варіант схеми на підставі порівняння варіантів за техніко-економічними показниками на основі техніко-економічного аналізу.

Критерієм економічної ефективності є приведені витрати, які визначають за формулою:

$$З = p_n \cdot K + E + З_6, \quad (1.12)$$

де $З$ – приведені затрати, тис. грн.;

p_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $p_n = 0,12$;

K – одночасні капітальні витрати, тис. грн.;

$З_6$ – можливий народногосподарський збиток від перерви електропостачання, викликаной відключенням споживачів внаслідок пошкоджень елементів електричної мережі.

$$K = K_n + K_{\text{л}}, \quad (1.13)$$

де K_n – одночасні капітальні вкладення на спорудження підстанцій;

$K_{\text{л}}$ – капітальні витрати на спорудження ліній.

$$K_n = K_T + (K_B + K_{BPI}) + K_{3PI} + K_{KI} + K_{\text{пост}}, \quad (1.14)$$

де K_T – вартість трансформаторів, тис. грн.;

$K_B + K_{BPI}$ – капітальні вкладення у вимикачі та відкриті розподільчі пристрої, тис. грн.;

$K_{зрп}$ – витрати, що враховують вартість закритих розподільних установок, тис. грн.;

$K_{кп}$ – витрати на компенсуючі пристрої;

$K_{пост}$ – постійна частина витрат, тис. грн.

Розрахуємо витрати для *I варіанта* схеми.

Визначаємо K_T за [19].

$$K_T = 8 \cdot 20281,8 + 2 \cdot 14613,2 = 191480,8 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_B + K_{бпу}$ за [16].

$$K_B + K_{бпу} = 5 \cdot 14789,2 = 73946,0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо $K_{зпу}$ за [16]:

$$K_{зпу} = 5 \cdot 5521,7 = 27608,5 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{кп} = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

Визначаємо постійні витрати $K_{пост}$ згідно [14].

$$K_{пост} = 5 \cdot 8206,6 = 41033 \text{ (тис. грн.)}.$$

Отже загальна вартість підстанцій:

$$K_{п} = 19148,08 + 73946 + 27608,5 + 41033 = 334068,3 \text{ (тис. грн.)}.$$

$$K_{л} = C_m \cdot l, \tag{1.15}$$

де C_m – вартість 1 км ЛЕП, тис. грн.

Визначаємо C_m з СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44: 2011 [19] для залізобетонних опор.

$$K_{\text{Л}} = 1380 \cdot 64,9 + 1573 \cdot 41,8 = 155313,4 \text{ (тис. грн.)}.$$

Одночасні капітальні витрати K :

$$K = 334068,3 + 155313,4 = 489381,7 \text{ (тис. грн.)};$$

E – щорічні витрати на експлуатацію мережі:

$$E = E_{\text{Л}} + E_{\text{П}} + E_{\Delta W}, \quad (1.16)$$

де $E_{\text{Л}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт ліній, тис. грн.

$$E_{\text{Л}} = \frac{(a_{\text{Л}\%} + P_{\text{Л}\%} + O_{\text{Л}\%})}{100} K_{\text{Л}}, \quad (1.17)$$

де a – амортизація;

P – поточний ремонт;

O – обслуговування.

$$\frac{(a_{\text{Л}\%} + P_{\text{Л}\%} + O_{\text{Л}\%})}{100} = 0,0594;$$

$$E_{\text{Л}} = 0,0594 \cdot 155313,4 = 9225,616 \text{ (тис. грн.)};$$

$E_{\text{П}}$ – відрахування від капітальних витрат на амортизацію, обслуговування і ремонт підстанцій, тис. грн.:

$$E_{\text{П}} = \frac{(a_{\text{П}\%} + P_{\text{П}\%} + O_{\text{П}\%})}{100} K_{\text{П}};$$

$$\frac{(a_{\text{П}\%} + P_{\text{П}\%} + O_{\text{П}\%})}{100} = 0,21;$$

$$E_{\text{П}} = 0,21 \cdot 334068,3 = 70154,343 \text{ (тис. грн.)};$$

$E_{\Delta W}$ – відрахування від капітальних витрат на вартість втрат електроенергії ΔW за рік, тис. грн.:

$$E_{\Delta w} = b_0 \cdot \Delta w = b_0 \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau = b_0 \cdot \sum \frac{S_{\Pi}^2}{U_H^2} \cdot R_{\Pi} \cdot \tau, \quad (1.18)$$

де b_0 – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії; згідно завдання $b_0 = 1,7$ грн/(кВт·год);

τ - час втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{HB}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4100}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2498 \text{ (год.)}.$$

де T_{HB} – тривалість використання найбільшого навантаження. Згідно завдання $T_{HB} = 4100$ (год.).

$$E_{\Delta w} = 1,7 \cdot \left(\frac{36,249^2 \cdot 2,67 + 12,624^2 \cdot 6,03 + 17,377^2 \cdot 4,66 + 47,804^2 \cdot 1,46 +}{110^2} \right) \times \\ \left(\frac{26,236^2 \cdot 2,61 + 5,634^2 \cdot 1,92 + 21,185^2 \cdot 3,56}{110^2} \right) \times \\ \times 2498 = 4451 \text{ (тис.грн).}$$

$$E = 9225,62 + 70154,34 + 4451 = 83830,96 \text{ (тис.грн).}$$

Оскільки всі нові навантаження живляться з двох сторін (кільцеві схеми), то приймаємо 3ϕ рівним нулю.

Приведені витрати дорівнюють:

$$3 = 0,12 \cdot 489381,7 + 83830,96 = 142556,76 \text{ (тис.грн).}$$

Розрахунок затрат для *II варіанта схеми* проводимо аналогічно.

Усі результати розрахунків для двох варіантів зводимо в табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Вартісні показники ефективності схеми, [тис.грн]

№ сх.	K_{II}	K_{LI}	K	E_{LI}	E_{II}	$E_{\Delta w}$	E	3
1	334068,3	155313,40	489381,70	9225,62	70154,34	4451,00	83830,96	142556,76
2	334068,3	164633,70	498702,00	9779,24	70154,34	4451,00	84384,58	144228,82

Висновки по розділу 1.

Таким чином, у цьому розділі БДР було розроблено п'ять варіантів схем розвитку електромережі. Обрано електричні схеми підстанцій та типи силових трансформаторів. В результаті техніко-економічного порівняння двох варіантів схем для подальших розрахунків залишаємо перший варіант схеми мережі, для якого надалі розрахуємо основні режими роботи електричної мережі.

2 РОЗРАХУНОК ХАРАКТЕРНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Розрахункова модель електричної мережі

Схему заміщення електричної мережі складають, об'єднуючи схеми заміщення окремих елементів мережі згідно з послідовністю цих елементів у розрахунковій мережі.

Схеми заміщення окремих елементів мережі і розрахунок параметрів цих схем наведені нижче.

1. Лінії напругою 110–330 кВ зображуються заступними схемами (рис. 2.1, 2.2):

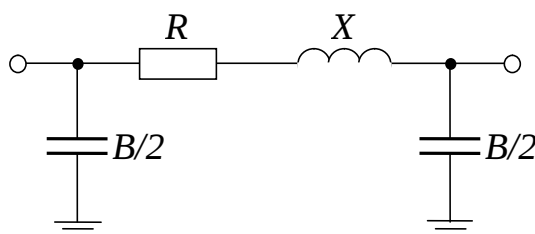


Рисунок 2.1 – Заступна схема ЛЕП 110–330 кВ

$$R = \frac{r_0 \cdot l}{n_y}; \quad (2.1)$$

$$X = \frac{x_0 \cdot l}{n_y}; \quad (2.2)$$

$$\frac{B}{2} = \frac{b_0 \cdot l \cdot n_y}{2}, \quad (2.3)$$

де r_0 , x_0 , b_0 – відповідно питомі параметри (на 1 км довжини) активного і реактивного опорів, а також ємнісна провідність лінії, визначаються за [14];

l – довжина лінії;

n_y – кількість ланцюгів.

Зарядна потужність лінії:

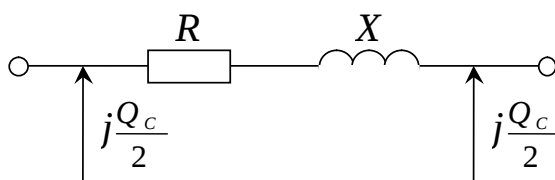


Рисунок 2.2 – Заступна схема ЛЕП з зарядною потужністю

$$Q_C = U_n^2 \cdot B. \quad (2.4)$$

Розрахуємо параметри лінії 300-1001 за формулами (2.1)–(2.4):

$$R = 0,162 \cdot 16,5 = 2,67 \text{ (Ом)};$$

$$X = 0,413 \cdot 16,5 = 6,81 \text{ (Ом)};$$

$$B = 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 16,5 = 45,375 \cdot 10^{-6} \text{ (См)};$$

$$Q_C/2 = 110^2 \cdot 45,375 \cdot 10^{-6} / 2 = 0,275 \text{ (МВар)}.$$

Розрахунок параметрів схеми заміщення інших ліній проводимо аналогічно, результати зводимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри схеми заміщення ліній

ЛЕП	n_l	L , км	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км	R_l , Ом	X_l , Ом	B , См 10^{-6}	$Q_c/2$, МВар
20-1003	1	16,50	0,162	0,413	2,75	2,67	6,81	45,375	0,275
1003-1001	1	24,20	0,249	0,427	2,66	6,03	10,33	64,372	0,389
1001-1005	1	18,70	0,249	0,427	2,66	4,66	7,98	49,742	0,301
1005-21	1	12,10	0,121	0,405	2,81	1,46	4,90	34,001	0,206
300-1002	1	13,20	0,198	0,420	2,70	2,61	5,54	35,64	0,216
1002-1004	1	7,70	0,249	0,427	2,66	1,92	3,29	20,482	0,124
1004-14	1	14,30	0,249	0,427	2,66	3,56	6,11	38,038	0,230

2. Двообмоткові трансформатори зображуються заступною схемою (рис. 2.3):

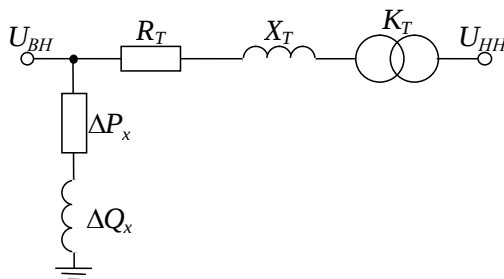


Рисунок 2.3 – Заступна схема двообмоткового трансформатора

Параметри R_T , X_T , K_T , ΔP_x , ΔQ_x визначаємо за довідником [11] (див. табл. 1.7):

Для нових вузлів в наступному розділі, розраховуємо основні режими роботи мережі після розвитку.

2.2 Визначення приведених і розрахункових навантажень підстанцій

З метою спрощення розрахункової схеми (зменшення кількості вузлів) кожна двотрансформаторна підстанція може бути подана лише одним вузлом, який відповідає стороні вищої напруги, після приведення до цієї сторони навантаження $\dot{S}_{нв}$, заданого на шинах $U_{нн} = 10$ кВ.

Значення приведенного навантаження i -ої підстанції визначається за виразом:

$$\dot{S}_{прив i} = \dot{S}_{нв i} + \Delta \dot{S}_{Ti}, \quad (2.5)$$

де $\Delta \dot{S}_{Ti} = \Delta P_{Ti} + j\Delta Q_{Ti}$ – сумарні втрати потужності в трансформаторах підстанцій. Для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_K \cdot S_{нв}^2}{n \cdot S_{ном}^2} + n \cdot \Delta P_x; \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_K \% \cdot S_{нв}^2}{100 \cdot n \cdot S_{ном}} + n \cdot \Delta Q_x, \quad (2.7)$$

де $S_{нв}$ – модуль потужності навантаження в розрахунковому режимі;
 $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора.

Для вузла № 1001:

$$\Delta P_T = \frac{120 \cdot 10^{-3} \cdot 30^2}{2 \cdot 16^2} + 2 \cdot 27 \cdot 10^{-3} = 0,14 \text{ (МВт)}.$$

$$\Delta Q_T = \frac{10,5 \cdot 30^2}{100 \cdot 2 \cdot 25} + 2 \cdot 175 \cdot 10^{-3} = 2,24 \text{ (МВар)}.$$

$$\dot{S}_{прив Н1} = 27 + j13,077 + 0,14 + j2,24 = 27,14 + j15,317 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 2.2.

Розрахуємо розрахункову потужність, що враховує зарядну потужність лінії і потужність компенсуючих пристроїв:

Для вузла 1001:

$$\dot{S}_{розр} = \dot{S}_{пр} - j \left(\frac{Q_{cij}}{2} + Q_{KV} \right),$$

$$\dot{S}_{розр1001} = 27,14 + j15,317 - j0,69 = 27,14 + j14,627 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічні розрахунки робимо для інших вузлів. Отримані результати заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2– Визначення розрахункової потужності навантаження

Номер вузла	п тр.	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , кВАр	$\frac{Q_c \cdot 10^{-6}}{2}$, МВАр	S_n , МВА	$S_{прив}$, МВА	$S_{розр}$, МВА
1001	2	0,140	2,240	0,690	27+j13,077	27,14+j15,317	27,14+j14,627
1002	2	0,151	2,483	0,340	29+j13,213	29,151+j10,696	29,151+j10,356
1003	2	0,108	1,525	0,664	22+j8,695	22,108+j10,22	22,108+j9,556
1004	2	0,078	1,018	0,354	14+j6,781	14,078+j7,799	14,078+j7,445
1005	2	0,143	2,295	0,507	28+j11,928	28,143+j14,223	28,143+j13,716

2.3 Визначення потокорозподілу в мережі

Розрахунок потокорозподілу в ЕМ виконуємо за розрахунковими навантаженнями, починаючи з найвіддаленіших пунктів мережі, приймаючи напругу мережі номінальною (по нульовій ітерації).

Втрати потужності в мережі враховують при $U_H \geq 110$ кВ.

На першому етапі розрахунку, напруги у вузлах приймають рівними номінальному значенню $U_{ном}$ мережі, втрати потужності в мережі не враховують $\Delta \dot{S}_l = 0$. При цих припущеннях визначають потужність на головних ділянках лінії. Потужність на інших ділянках мережі визначають, виходячи із балансу потужності у вузлах.

У результаті такого попереднього розрахунку визначаємо точку потокорозподілу (струморозподілу), точку, в яку потужність поступає з двох сторін.

На другому етапі розрахунку кільцевої мережі, її розмикають у точці потокорозподілу. Навантаження відповідного вузла теж розподіляється на дві частини, кожна з яких визначається потужністю, що поступає по приєднаній до неї лінії.

Подальший розрахунок ведуть так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП $U_H \geq 110$ кВ.

Визначивши потужність в кінці лінії $\dot{S}_l^K$, визначають значення потужності на початку лінії $\dot{S}_l^n$:

$$\begin{aligned} \dot{S}_l' &= \dot{S}_l'' + \Delta \dot{S}_l = (P_l'' + jQ_l'') + (\Delta P_l + j\Delta Q_l) = \\ &= \left[P_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot R_l \right] + j \left[Q_l'' + \frac{(P_l'')^2 + (Q_l'')^2}{U_H^2} \cdot X_l \right]. \end{aligned} \quad (2.8)$$

У бакалаврській роботі проводимо розрахунок потокорозподілу потужностей для трьох режимів роботи мережі: максимального, мінімального і післяаварійного із максимальними навантаженнями.

Розрахунок поточкорозподілу наведено в додатках Ж, В-Д.

Результати розрахунків зводимо в таблицю 2.3.

Результати розрахунків поточкорозподілу для мінімального та післяаварійного режимів знаходяться в додатках Д та Е.

Таблиця 2.3 – Результати визначення поточкорозподілу на ділянках мережі з урахуванням втрат потужності в лініях

Лінія	Початок	Кінець	Втрати
20-1003	34,496+j17,726	34,175+j16,908	0,321+j0,818
1003-1001	12,067+j7,352	11,972+j7,189	0,095+j0,163
1001-1005	15,278+j7,626	15,168+j7,438	0,11+j0,188
1005-21	43,703+j22,29	43,421+j21,342	0,282+j0,948
300-1002	30,484+j22,065	30,37+j21,869	0,114+j0,196
1002-1004	1,219+j11,513	1,198+j11,477	0,021+j0,036
1004-14	12,934-j3,94	12,88-j4,032	0,054+j0,092

2.4 Визначення робочих рівнів напруги у вузлах мережі

Розрахунок робочих рівнів напруги в вузлових точках мережі проводиться від пункту живлення до найбільш віддалених точок мережі. По відомій напрузі U_1 на однім із кінців лінії напругу другого кінця U_2 можна визначити за такими формулами:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2},$$

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2}^n \cdot R_{1-2} + Q_{1-2}^n \cdot X_{1-2}}{U_1}.$$

Оскільки ми розраховуємо максимальний режим, то напругу на шинах підстанції приймаємо рівною напрузі, розрахованій у програмі “Втрати-high” (додаток Г).

Розрахуємо робочий рівень напруги у всіх вузлах для максимального режиму. Для інших режимів результати дістанемо з розрахунку відповідних режимів за допомогою програмного комплексу “Втрати –110” (додатки Д, Е).

Для ділянки 20-1003-1001-1005-21 маємо:

$$\begin{aligned}\Delta U_{20-1003} &= \frac{P_{20-1003}^n \cdot R_{20-1003} + Q_{20-1003}^n \cdot X_{20-1003}}{U_{20}}; \\ \Delta U_{20-1003} &= \frac{34,496 \cdot 2,67 + 17,726 \cdot 6,81}{110,68} = 1,923 \text{ (кВ)}; \\ U_{1003} &= U_{20} - \Delta U_{20-1003} = 110,68 - 1,923 = 108,757 \text{ (кВ)}; \\ \Delta U_{1003-1001} &= \frac{12,067 \cdot 6,03 + 7,352 \cdot 10,33}{108,757} = 1,367 \text{ (кВ)}; \\ U_{1001} &= U_{1003} - \Delta U_{1003-1001} = 108,757 - 1,367 = 107,39 \text{ (кВ)}; \\ \Delta U_{1005-21} &= \frac{43,703 \cdot 1,46 + 2,29 \cdot 4,9}{110,186} = 1,57 \text{ (кВ)}; \\ U_{1005} &= U_{21} - \Delta U_{1005-21} = 110,186 - 1,57 = 108,616 \text{ (кВ)}; \\ \Delta U_{1001-1005} &= \frac{15,278 \cdot 4,66 + 7,626 \cdot 7,981}{108,616} = 1,216 \text{ (кВ)}; \\ U_{1001} &= U_{1005} - \Delta U_{1001-1005} = 108,616 - 1,216 = 107,4 \text{ (кВ)}.\end{aligned}$$

Для ділянки 300-1002-1004-14 розрахунки проводимо аналогічно.

$$\begin{aligned}\Delta U_{300-1002} &= \frac{30,484 \cdot 2,61 + 22,065 \cdot 5,54}{115,5} = 1,747 \text{ (кВ)}; \\ U_{1002} &= 115,5 - 1,747 = 113,753 \text{ (кВ)}; \\ \Delta U_{1002-1004} &= \frac{1,219 \cdot 1,92 + 11,513 \cdot 3,29}{113,753} = 0,354 \text{ (кВ)}; \\ U_{1003} &= 113,753 - 0,354 = 113,399 \text{ (кВ)}; \\ \Delta U_{1004-14} &= \frac{12,934 \cdot 3,56 - 3,94 \cdot 6,11}{113,588} = 0,617 \text{ (кВ)}; \\ U_{1004} &= 113,588 - 0,617 = 112,971 \text{ (кВ)}.\end{aligned}$$

Розрахункові значення для інших режимів заносимо в таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахунок рівнів напруги

Номер вузла за схемою	Напруга вузла навантаження, кВ		
	максимальний ре- жим	мінімальний режим	післяаварійний ре- жим
1001	107,4	107,396	99,246
1002	113,753	109,378	112,768
1003	108,757	107,874	105,974
1004	113,399	109,286	113,73
1005	108,616	107,785	99,627

Висновки по розділу 2.

В цьому розділі проведено повний розрахунок вибраного варіанту мережі. Були розраховані значення потужностей навантажень. З їх врахуванням, а також параметрів схеми заміщення, проведено розрахунок втрат потужності в ланках мережі в максимальному, мініальному та післяаварійному режимах, а також значення напруги на стороні високої напруги підстанцій.

З КОНСТРУКЦІЇ ТА БУДОВА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

Впровадження елегазової та вакуумної апаратури в обладнанні обумовлено тим, що поки не знайдено способів ефективного гасіння дуги, спроможних конкурувати з дугогасінням в елегазі або вакуумі. Переваги елегазового обладнання визначаються саме фізико-хімічними властивостями елегазу. За умови правильної експлуатації елегаз не старіє і не вимагає такого ретельного догляду, як, наприклад, масло.

Елегазове обладнання має такі переваги: компактність, великі міжревізійні періоди аж до відсутності експлуатаційного обслуговування на усьому терміні служби, широкий діапазон використання номінальних напруг (6-1150 кВ), пожежобезпека і підвищена безпека обслуговування.

Елегаз або електротехнічний газ – це шестифториста сірка SF_6 (шестифтор). Елегаз є основним ізолятором в елементах комірок з елегазовою ізоляцією, елегазових вимикачах [21-23].

Порівняно з повітрям елегаз має низку переваг. Елегаз при робочих тисках і звичайній температурі – це безбарвний газ, без запаху, не горючий, густина якого в п'ять разів більша, ніж у повітря. Електрична міцність елегазу в 2,5 рази вище ніж міцність повітря. Елегаз не старіє, тобто не змінює своїх властивостей з часом, при електричному розряді розпадається, але швидко рекомбінує і відновлює початкову діелектричну міцність. При температурах до 1000°C елегаз інертний і нагрівостійкий, за температур порядку до 500°C – хімічно не активний і не агресивний відносно металів, які застосовуються в конструкціях елегазових розподільних пристроїв.

В електричному полі елегаз має здатність захоплювати електрони, що обумовлює високу електричну міцність елегазу. Захоплюючи електрони, елегаз утворює малорухливі іони, що повільно прискорюються в електричному полі.

Висока електрична міцність елегазу дозволяє скоротити ізоляційні відстані, між контактами, при невеликому робочому тиску газу, в результаті цього зменшується маса і габарити електротехнічного обладнання. Це, у свою чергу,

дає можливість зменшити габарити частин КРУ.

Висока діелектрична міцність елегазу забезпечує високий ступінь ізоляції при мінімальних розмірах і відстанях, а висока здатність гасіння дуги та здатність до охолодження збільшує вимикальну здатність комутаційного обладнання і зменшують нагрівання струмоведучих частин. Застосування елегазу дозволяє за інших рівних умов збільшити струмове навантаження на 25% і допустиму температуру мідних контактів до 90°C (у повітряному середовищі 75°C) завдяки хімічній стійкості, негорючості, вогнестійкості і великій охолоджуючій здатності елегазу. Номінальний струм відключення камери поздовжнього дуття з елегазом в п'ять разів більше ніж камери повітря.

Елегаз не вступає в реакцію з киснем і гідрогеном, слабо розкладається дугою [21].

Недоліком елегазу є перехід його в рідкий стан при відносно високих температурах, що висуває додаткові вимоги до температурного режиму елегазового устаткування в експлуатації. На рис. 3.1 приведена залежність стану елегазу від температури.

Для роботи елегазового устаткування при від'ємній температурі -40°C потрібно, щоб тиск елегазу в апаратах був не більше 0,4 МПа за густини не більше 0,03 г/см³. При зростанні тиску елегаз буде скраплюватися при більш високій температурі. Таким чином, для підвищення надійності роботи електрообладнання при температурах приблизно -40°C його необхідно підігрівати (наприклад, щоб уникнути переходу елегазу в рідкий стан бак елегазового вимикача нагрівають до +12°C).

Дугогасильна здатність елегазу за інших рівних умов у кілька разів більше, ніж повітря. Це пояснюється складом плазми і температурною залежністю теплоємності, теплопровідності й електропровідності [16].

Особливість гасіння дуги в елегазному середовищі полягає в тому, що при струмі, що наближається до нуля, тонкий стрижень дуги ще підтримується й обривається в останній момент переходу струму через нуль. Після ж проходження струму через нуль залишковий стовбур дуги в елегазі інтенсивно охо-

лоджується, в тому числі й за рахунок ще більшого зростання теплоємності плазми при температурах порядку 2000°C , і електрична міцність швидко збільшується [16].

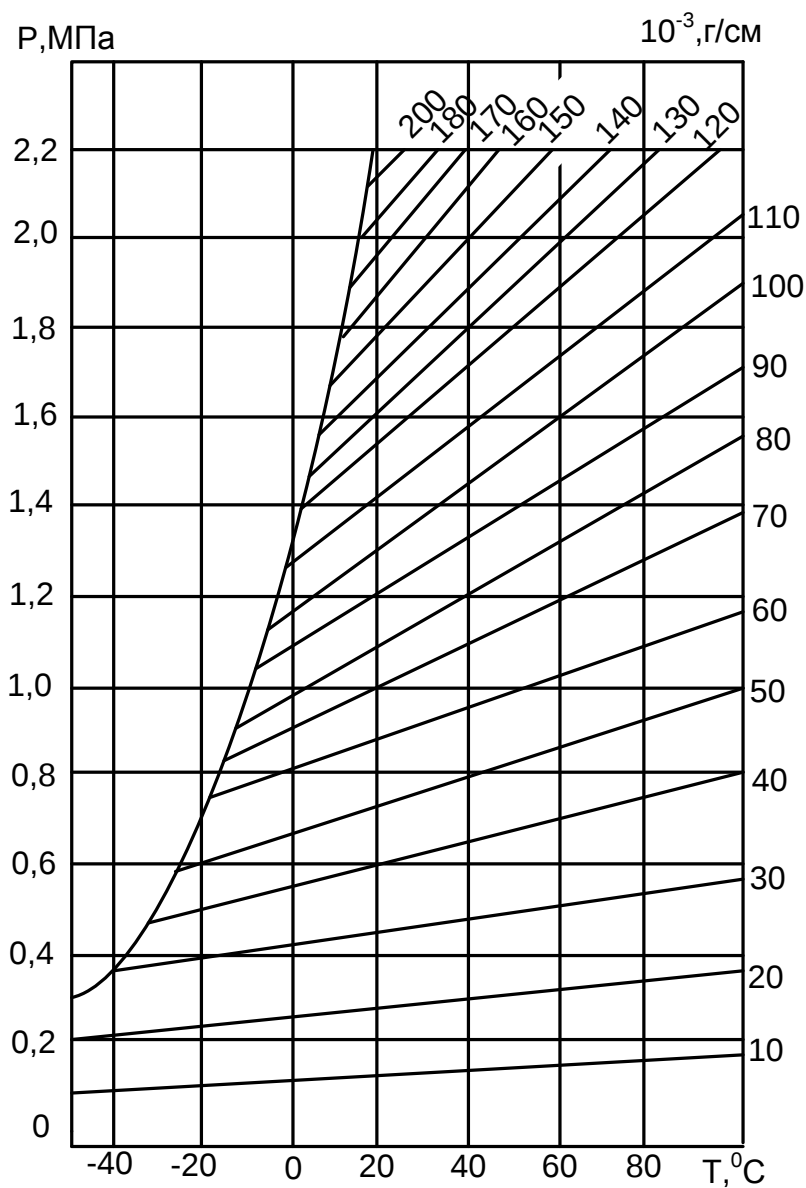


Рисунок 3.1 – Діаграма залежності стану елегазу від температури

У повітрі електрична міцність проміжку в момент проходження струму дуги через нуль більше, але через велику постійну часу дуги в повітрі швидкість наростання електричної міцності після проходження значення струму через нуль менше.

3.1 Способи гасіння дуги в елегазі

За способом гасіння дуги в елегазі розрізняють такі типи дугогасних пристроїв (ДП):

- автокомпресійні з дуттям в елегазі, що створюється за допомогою компресійного пристрою (елегазові вимикачі з одним ступенем тиску);
- в яких гасіння дуги в дугогасних пристроях забезпечується обертанням її за кільцевими контактами під дією поперечного магнітного поля, що створюється вимикальним струмом (елегазові вимикачі з електромагнітним дуттям);
- з дугогасним пристроєм поздовжнього дуття, в якому попередньо стислий газ надходить із резервуару з відносно високим тиском елегаза (елегазові вимикачі з двома ступенями тиску);
- з дугогасним пристроєм поздовжнього дуття, в якому підвищення тиску елегазу відбувається за рахунок розігріву газового середовища дугою відключення у спеціальній камері (елегазові вимикачі з автогенеруючим дуттям) [21-25].

Під час горіння дуги в елегазовому середовищі утворюються хімічні сполуки, що володіють корозійними і токсичними властивостями. Чистота елегазу і поглинання вологи з нього забезпечуються фільтрами-поглиначами у вигляді молекулярних сіток, що вбудовуються у вимикач. На внутрішній поверхні вимикача передбачені спеціальні проточки (кишені), куди осідають порошкоподібні продукти розкладання елегазу від дуги, що не роблять шкоди й не зменшують електричну міцність ізоляції вимикача. Елегаз перед заповненням піддається технологічному сушінню, оскільки допустимий вміст вологи в ньому не повинен перевищувати 10% обсягу вимикача [21].

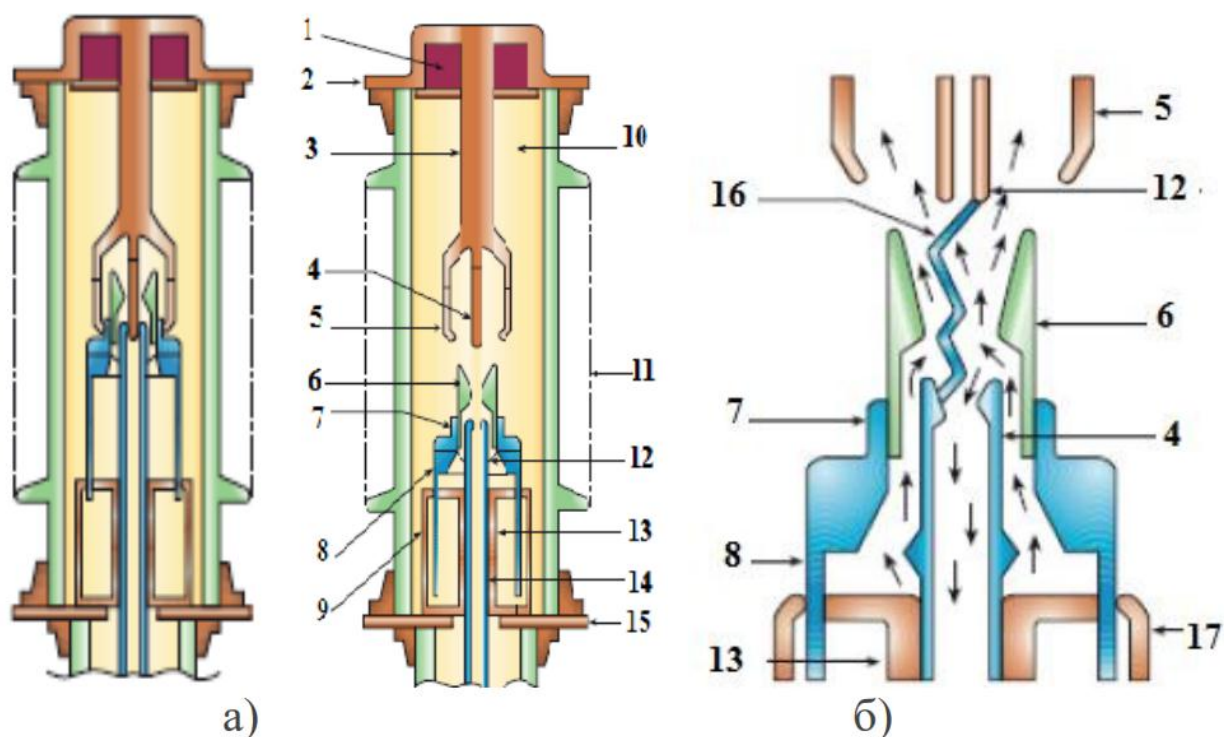
Принципова схема дугогасного пристрою з автопневматичним дуттям наведено малюнку 3.2, а, б. Дугогасна камера, наповнена елегазом під тиском, складається з нерухомого контакту, сопла, рухомого контакту, компресійного циліндра та закріпленого плунжера.

Під час відключення (рисунок 3.2.б) рухомий контакт разом із компресій-

ним циліндром опускається донизу. У момент розмикання контактів між ними виникає електрична дуга. Рух компресійного циліндра стискає газ до закріпленого плунжера, створюючи потужний потік елегазу над дугою.

При досягненні деякої відстані між контактами, за рахунок потоку елегазу, електрична міцність суттєво збільшується і дуга гасне.

Надійність роботи ще більше зростає з використанням одиночного розриву та протилежного руху елегазу з його розпиленням (рис. 3.2, б) [21].



1 – абсорбент; 2 – верхній високовольтний вивод; 3 – основа нерухомого контакту; 4 - дугоуловлювач рухомого контакту; 5 – нерухомий основний контакт; 6 – сопло фторопластове; 7-рухомий основний контакт; 8 – циліндр компресії; 9 – корпус рухомого контакту; 10 – елегаз; 11 - фарфор; 12 - дугоуловлювач рухомого контакту; 13 – плунжер; 14 – провідник; 15 нижній високовольтний вивод; 16 - дуга; 17 - корпус рухомого контакту

Рисунок 3.2 – Розріз гасильного пристрою елегазового вимикача та принцип гасіння дуги

У сучасних елегазових вимикачах частіше застосовуються дугогасні пристрої з одним ступенем тиску поршневого типу з рухомим дуттєвим циліндром і нерухомим поршнем. Вимикач заповнюється елегазом із єдиним рівнем тиску: 0,4 МПа – 0,7 МПа. Підвищення тиску має лише місце в дуттєвому циліндрі в процесі відключення протягом дуже невеликого проміжку часу.

Сучасні конструкції дугогасних пристроїв забезпечують створення підвищеного тиску в дуттєвому циліндрі вже на момент розмикання дугогасних контактів та використання енергії дуги для формування потоку елегазу.

Застосування енергії дуги для її гасіння дозволяє зменшити потужність приводу в порівнянні з поколіннями автокомпресійних елегазових вимикачів. Ефективне гасіння струму КЗ та відключення малих струмів без перенапруг забезпечуються оптимізацією геометрії дуттєвого сопла і контактів. Для виготовлення сопла застосовують матеріали з підвищеною дугостійкістю.

3.2 Конструктивні особливості й переваги елегазових вимикачів на прикладі вимикачів фірми ABB

Група *ABB* присутня практично у всіх галузях промисловості, випускаючи величезну номенклатуру виробів, в тому числі й електроустаткування. Сама ж *ABB* віддає перевагу двом областям спеціалізації: електроенергетика і автоматика [24-27].

ABB має більш ніж віковий досвід розробки, випробування і виготовлення високовольтних автоматичних вимикачів. Автоматичні вимикачі цієї фірми набули репутації надійного і довговічного обладнання, що працює у будь-якому кліматі й у будь-якій частині світу.

ABB створила перші у світі елегазові (SF_6) автоматичні вимикачі з дугогасильними пристроями.

Комплексні дослідження, показали, що із всіх газів, що досліджувалися, одна лише шестифториста сірка (SF_6) найбільш повно відповідає необхідним вимогам, що відкривають можливість широкого застосування її в електротехні-

ці й, зокрема, у комутаційних апаратах високої напруги.

3.2.1 Вимикачі серії *HPL*

Вимикачі серії *HPL* на класи напруги 72 - 800 кВ і струми відключення до 63 (80) кА створені на базі новітніх розробок в області дослідження властивостей діелектриків і фізики дуги. Вимикачі *HPL* працюють від приводів типу *BLG* і взводом пружин електродвигунами [24-27].

Конструкція вимикачів *HPL* створена на основі добре відпрацьованої і перевіреної технології. Вимикачі *HPL* можуть працювати з 1-но і 3-х полюсним управлінням. Вимикачі, що мають один дугогасильний пристрій на полюс, можуть працювати в обох режимах управління. Вимикачі з двома дугогасильними пристроями на полюс допускають управління тільки на один полюс, тобто по-фазне.

Три полюси вимикача монтуються на окремих полюсних опорах. При трьохполюсному режимі управління полюса вимикача і привід сполучені між собою тягою. Кожен полюс вимикача обладнаний своєю окремою вимикаючою пружиною.

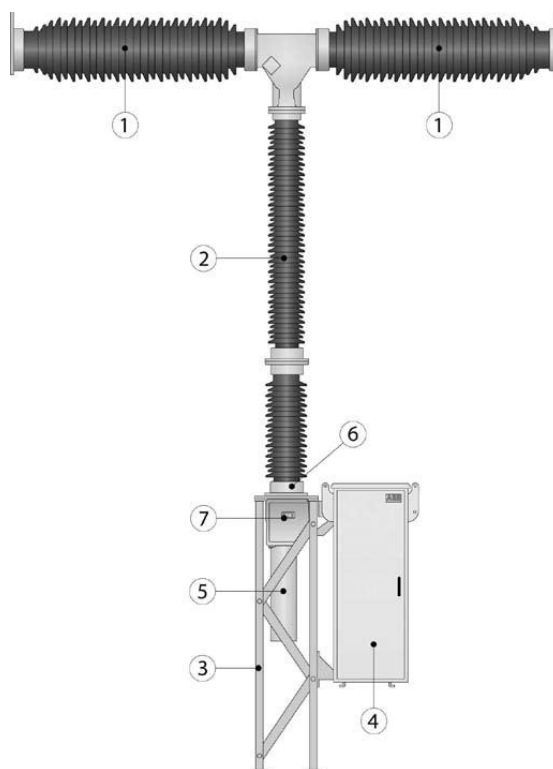
Кожен полюс вимикача (рис. 3.3) зібраний в герметичну колонку, заповнену елегазом, що складається з дугогасильної камери, порожнистого опорного ізолятора і корпусу механізму. Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію об'єму з елегазом і нейтралізувати вплив вогкості і продуктів розкладання газу усередині камери.

Ризик витоку газу незначний завдяки застосуванню подвійних кільцевих ущільнень і хрестоподібних кільцевих ущільнень з нітрільного каучуку.

У кожній дугогасильній камері розташований фільтр абсорбції, який поглинає з елегазу залишкову вогкість і затримує продукти розкладання елегазу, що утворюються в процесі горіння дуги.

Оскільки вимикальна здатність залежить від густини елегазу, полюс вимикача *HPL* обладнаний монітором густини. Монітор густини є реле тиску з температурною компенсацією, тому попереджувальний сигнал і функція блоку-

вання включаються тільки у тому випадку, коли тиск електричного газу знижується через його витік.



1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція; 4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – монітор густини газу (з протилежної сторони); 7 – показник положення вимикача

Рисунок 3.3 – Вимикач типу HPL B2

Конструкція відповідає вимогам стандартів MEK і ANSI. Існують також спеціальні конструкторські рішення, відповідні вимогам інших стандартів та/або специфікацій.

Всі вимикачі типу *HPL* здатні відключати струми КЗ за час максимум 40 мс. Завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху гарантується вимкнення ємнісних струмів з дуже низькою вірогідністю повторних пробів.

При відключенні індуктивних струмів значення перенапруг невеликі завдяки оптимальному режиму гасіння дуги під час переходу струму через нульове значення.

Вимикачі сімейства HPL розраховані на термін експлуатації більше 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження). При комутації робочих струмів число операцій до терміну проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що відключається.

Перевірку, технічне обслуговування і капітальний ремонт слід виконувати з періодичністю, встановлюваною залежно від умов навколишнього середовища і кількості спрацьовувань.

3.2.2 Вимикачі серії *LTV*

Вимикачі серії *LTV* випускаються на класи напруги 72–800 кВ і розраховані на струми відключення до 50 кА.

У середині 1980-х років в АВВ було створено перші у світі елегазові (SF₆) автоматичні вимикачі з дугогасильними пристроями, що використовують принцип автокомпресії описаний раніше.

Енергія, необхідна для переривання струмів КЗ, частково відбирається від самої дуги, що суттєво знижує вимоги до енергозабезпечення приводу. Зниження робочої енергії забезпечує зменшення механічних навантажень на сам вимикач, а також на фундамент, і підвищує ступінь надійності вимикача.

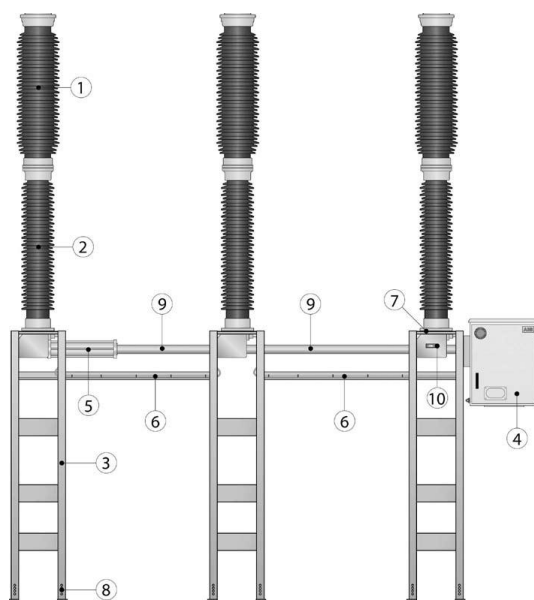
Компанія АВВ довгий час застосовує приводи з накопиченням механічної енергії в пружинах. Таке рішення дає суттєву перевагу, що полягає в тому, що напружена пружина завжди готова віддати енергію.

Конструкція вимикачів серії *LTV* створена на основі добре перевіреної технології (в експлуатації перебуває більше 25000 одиниць виробів).

Вимикач *LTV* може працювати в одно- або триполюсному режимі керування (із приводами на один або три полюси). Вимикачі з однією дугогасильною камерою на полюс можуть працювати в обох режимах керування. Вимикачі із двох- або чотирикамерним дугогасильним пристроєм допускають тільки пополюсний режим керування. При триполюсному режимі керування полюси вимикача й один привод з'єднуються між собою за допомогою тяг. На кожному полюсі передбачена окрема пружина, що відключає, керована тягою.

Кожен полюс вимикача (рис. 3.4) являє собою герметичну заповнену еле-

газом (SF₆) колонку, яка має дугогасильний пристрій, пустотілий опорний ізолятор і корпус механізму. Три полюси вимикача можуть бути змонтовані на окремих опорних стійках або, як у випадку з вимикачем *LTV D*, на спільній опорній рамі.



1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція;
4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – газова трубка; 7 – контроль густини газу (з протилежного боку); 8 – отвори для приєднання заземлення; 9 – з'єднувальна тяга в захисній трубі; 10 – вказівник положення вимикача

Рисунок 3.4 – Автоматичний вимикач типу *LTV D*

Експлуатаційна надійність і термін служби элегазового вимикача багато в чому залежать від забезпечення надійної герметизації обсягу з элегазом SF₆ і нейтралізації впливу вологості й продуктів розкладання газу усередині камери.

Конструкція відповідає вимогам стандартів МЭК і ANSI. Також існують спеціальні конструкторські рішення, що відповідають вимогам інших стандартів і/або специфікацій.

Усі вимикачі типу *LTV* здатні відключати струми КЗ протягом максимум

40 мс. У вимикачів *LTV D* із приводом *FSA1* максимальний час розмикання становить 60 мс. Гарантується відключення ємнісних струмів без повторних пробів завдяки оптимізації конструкції контактів і швидкості їх руху. При відключенні індуктивних струмів величина перенапруг невелика завдяки оптимальному гасінню дуги при переході струму через нульове значення.

Вимикач *LTV* має високу діелектричну міцність навіть при атмосферному тиску елегазу внаслідок оптимізації розміру міжконтактного проміжку.

Вимикачі *LTV* призначені й застосовуються для роботи в різних кліматичних умовах, від полярних до пустельних. При установленні вимикачів у зонах з дуже низькими температурами існує небезпека конденсації елегазу (SF₆). Щоб уникнути її наслідків, застосовують одну з наступних газових сумішей:

- SF₆ (елегаз) і N₂;
- SF₆ (елегаз) і CF₄.

Вибір алюмінію і його сплавів для виготовлення компонентів (корпуси приводів, високовольні апаратні виводи, шафи) забезпечують високий ступінь корозійної стійкості без необхідності додаткового захисту. Для експлуатації в екстремальних зовнішніх умовах вимикачі *LTV* можуть поставлятися із захисними лакофарбовими покриттями.

Усі вимикачі типу *LTV* мають механічно міцну конструкцію завдяки оптимізації конструкції полюсів і опор, розрахованих на стійкість до сейсмічних прискорень до 3 м/с, (0,3g) без додаткових заходів обережності. Завдяки посиленню конструкції опор і ізоляторів або застосуванню амортизаторів сил землетрусу, або комбінації перерахованих заходів, вимикачі можуть витримувати сейсмічні прискорення набагато вище 5 м/с, (0,5 g).

Кожний вимикач *LTV* проходить заводські приймально-здавальні випробування й транспортується до місця монтажу в комплекті з невеликого числа попередньо зібраних вузлів. Вимикачі можна легко змонтувати й увести в експлуатацію протягом 1–4 днів, залежно від розміру й типу вимикача.

Експлуатаційна надійність і термін служби елегазового вимикача багато в чому залежать від здатності забезпечити герметизацію обсягу з елегазом SF₆ і

нейтралізувати вплив вологості й продуктів розкладання газу. Тому вимикач *LTV* розрахований на термін експлуатації більш 30 років або 10000 механічних операцій (без навантаження). При комутації струмів, число операцій до строку проведення обслуговування вимикача визначається залежно від струму, що відключається.

3.2.3 Комплектні розподільні установки КРУЕ серії *PASS*

Комплектні розподільні установки КРУЕ серії *PASS* випускаються на класи напруг 35, 110, 150 і 220 кВ. За допомогою цих КРУЕ можна реалізувати практично будь-яку електричну схему розподільної установки електричних станцій і підстанцій [24-27].

Термін «комплектне» вказує на комбінацію традиційного і елегазового розподільного пристрою, який має переваги обох цих рішень. В конструкції КРУЕ входять як вже існуючі ізолювані газом компоненти, так і традиційні струмопроводи для приєднання до інших пристроїв.

Всі компоненти (за виключенням кільцевого трансформатора струму) поміщені в єдиний бак і ізолювані елегазом. Як правило, в склад *PASS* входять наступні апарати:

- Вимикач;
- Роз'єднувач;
- Заземлювач;
- Кабельні кожухи;
- Швидкодіючі заземлювачі;
- Трансформатори напруги.

Абревіатура “*PASS*” розшифровується як “Plag And Switch System”, що в перекладі з англійської може означати щось на кшталт «під'єднав роз'єми і вмикай в роботу». Це досить близько до істини. В той же час абревіатура “*PASS*” може розшифровуватись і як «Performance And Save Space», що в перекладі з англійської означає «прилад що економить простір». Дійсно застосування *PASS* дозволяє зекономити значну частину площі розподільного пристрою підстанції.

PASS має всі функції традиційного розподільної установки з повітряною ізоляцією і на класи напруги до 220 кВ по розміру співставно з традиційним боковим вимикачем на той же клас напруги.

Це дає вагомі *переваги*, що є особливістю *PASS*:

- відносно недорога повітряна ошиновки;
- більш висока надійність;
- всі контакти знаходяться в середовищі елегазу, (досвід показує, що контакти традиційного повітряного роз'єднувача потребують з часом обслуговування, в той же час елегазовий не потребує цього протягом всього строку служби);
- технології SF6 гарантують мінімальні витрати на монтаж, більш надійне обладнання, що забезпечує мінімальні затрати в процесі експлуатації;
- Застосування високонадійних ізольованих газом компонентів дозволяє відмовитись від деяких традиційних компонентів;
- Основні випробування проводяться на заводі, з випробуванням на сейсмічну стійкість в тому числі;
- Конкурентно здатні витрати на монтаж: час монтажу мінімальний, менші ризики простою в наслідок зовнішніх факторів, менша потреба в спеціалізованому персоналі;
- Високий рівень заводської готовності виробу;
- Рівень якості вищий, ніж це було при збиранні на місці встановлення;
- Наявність систем моніторингу і діагностики на всіх стадіях виробництва;
- Модульність підстанції;
- Економія часу і витрат при проектуванні;
- Менший ризик помилки при проектуванні;
- Висока передбачуваність проекту.

В сумі всі ці переваги забезпечують дуже високу надійність і спрощення схеми підстанції, значне зниження часу на монтаж і налагодження, зменшен-

ня необхідного простору, мінімальні експлуатаційні витрати, відсутній вплив на навколишнє середовище.

Багатофункціональність КРУЕ серії PASS може бути реалізована:

- З однією системою шин (SBB);
- З двома системами шин (DBB);
- З двома вимикачами (DCB) (не доступно PASS M00).

PASS може також використовуватись як високовольтна комірka для мобільної підстанції, що застосовується в якості тимчасового джерела живлення.



Рисунок 3.5 – Зовнішній вигляд КРУЕ серії PASS

Вимикач PASS працює по принципу самогасіння дуги. Енергія для погашення струмів частково створюється дугою, внаслідок чого енергія привода може складати тільки близько 50% від енергії, необхідної для приводів вимикачів других типів.

Трансформатор струму PASS може бути обладнаний традиційним кільцевим трансформатором струму з параметрами, оговореними замовником. Трансформатор струму може мати до 5 обмоток.

Високовольтні вводи PASS Ввід складаються з епоксидної труби і силіконової покришки. Основні особливості:

- мала вага;

- максимальна довжина шляху витоку,
- стійкість до впливу навколишнього середовища,
- немає потреби обслуговування
- високий ступінь безпеки (вибухобезпека).

Привод вимикача: Вимикач *PASS* має пружний привід типу *BLK* з мінімальним числом деталей.

Існують два різновиди привода:

- BLK82 призначений для однополюсного управління.
- BLK222 призначений для триполюсного керування.



Комірка з одною системою шин, Австралія



Комірка з двома вимикачами, Італія



Комірка з двома системами шин, Норвегія



Прохідна підстанція, Італія

Рисунок 3.6 – КРУЕ з вимикачами серії *PASS*

PASS не наносить шкоди навколишньому середовищу. Розробка PASS проведена у відповідності з концепцією, яка комбінує функціональні і надійні системи з використанням матеріалів, що легко піддаються переробці, і мінімально впливають на навколишнє середовище.

В зв'язку з тим, що PASS складає декілька компонентів в одному пристрої, це зменшує шкідливий вплив на навколишнє середовище в глобальному масштабі. Іншими словами, зменшується матеріаломісткість у порівнянні з традиційним обладнанням при збереженні функціональності (зменшення кількості сталі для спорудження фундаментів, міді і алюмінію для електричних з'єднань і т. п.) [27].

У порівнянні з традиційним обладнанням з повітряною ізоляцією, PASS володіє наступними перевагами при збереженні функціональності:

- Зменшення об'єму елегазу на 80%,
- Зменшення вартості монтажу на 38%,
- Зменшення займаного простору на 70%
- Зниження повних затрат на експлуатацію не менш, ніж на 60%.

Наприклад, застосування комірок PASS в схемі місток з п'ятьма комірками зменшує загальні витрати більш ніж на 30%.

Таким чином, в даному розділі розглянуто конструктивні особливості, переваги та недоліки елегазових вимикачів на прикладі вимикачів та комірок фірми ABB.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

Розділ бакалаврської роботи присвячений визначенню заходів і засобів з охорони праці під час спорудження, монтажу та обслуговування електричного обладнання та ліній електричних мереж 110 кВ. Отже, на оперативно-ремонтний персонал, що здійснює експлуатацію електричного обладнання електричних мереж, впливають такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори [28, 29]:

фізичні фактори: мікроклімат (температура, вологість, швидкість руху повітря, інфрачервоне випромінювання); виробничий шум, ультразвук, інфразвук; вібрація (локальна, загальна); освітлення: природне (недостатність), штучне (недостатня освітленість, прямий і відбитий сліпучий відблиск тощо);

хімічні фактори: речовини хімічного походження, аерозолі фіброгенної дії (пил);

фактори трудового процесу: важкість (тяжкість) праці; напруженість праці. Важкість праці характеризується рівнем загальних енергозатрат організму або фізичним динамічним навантаженням, масою вантажу, що піднімається і переміщується, загальною кількістю стереотипних робочих рухів, величиною статичного навантаження, робочою позою, переміщенням у просторі. Напруженість праці характеризують: інтелектуальні, сенсорні, емоційні навантаження, ступінь монотонності навантажень, режим роботи.

4.1 Технічні рішення з безпечної експлуатації обладнання

4.1.1 Вимоги з безпечної організації робочих місць на повітряних лініях

Монтажні роботи є найбільш небезпечними в будівництві. Основними причинами травматизму є відсутність або недотримання технологічних норм монтажу конструкцій, не використання та далеко небездоганий стан засобів будівництва захисту [30].

Відповідальність за виконання норм і правил технічної безпеки в будіве-

льно-монтажних організаціях закріплюються по БНіП за головним інженером і начальником організації, яка повинна організовувати планування заходів з охорони праці.

Для прискорення монтажних та ремонтних робіт, виконання їх з найменшими затратами і в короткі строки підприємства електричних мереж забезпечуються ремонтно-виробничими базами (РВБ) електричних мереж. На ремонтно-виробничих базах розміщені майстерні, лабораторії, диспетчерський пункт підприємства з вузлом зв'язку, маслогосподарство, гаражі, склади, приміщення для обслуговуючого персоналу та інші.

Всі ремонтно-виробничі бази мають автомобілі, спеціальні механізми, підйомні крани, телескопічні вишки, канавокопачі, лебідки та інші інструменти.

До монтажних робіт допускаються особи, які пройшли спеціальні навчання по типовій програмі, перевірку знань безпечного ведення монтажу конструкцій і первинний інструктаж на робочому місці.

Найбільш масовими професіями на будівництві повітряних ліній електропередач 10, 110 кВ є: електромонтери-лінійщики по монтажу повітряних ліній електропередач, машиністи мотористи, оператори будівельних машин і механізмів (машиністи) і стропальники. Питання для забезпечення охорони праці під час будівництва повітряної лінії та підстанції такі:

а) основні шкідливі і небезпечні виробничі фактори при спорудженні ліній електропередач; характерні причини виробничого травматизму; порядок допуску до роботи; особливості забезпечення спецодягом, спецвзуттям та засобами захисту;

б) правила користування мобільними (інвентарними) будівлями контейнерного типу і проживання в них;

в) підготовка траси ліній електропередач до будівельних і монтажних робіт: розчистка траси від лісу; встановлення знаків безпеки, плакатів; штучне освітлення місць виробничих робіт;

г) вантажно-розвантажувальні і транспортні роботи; безпечні засоби строповки, розстроповки і складання сталених конструкцій, залізобетонних

стояків, деталей збірних фундаментів, барабанів з проводом і тросом;

д) техніка безпеки при виконанні робіт: розробка котлованів, монтаж збірних фундаментів, встановлення свай, монтаж сталевих і залізобетонних опор, вимоги безпеки при встановленні опор різними способами (краном, з застосуванням передаючої стріли, методом нарощування), верхолазні роботи на опорах ізоляційних підвісах, проводах і грозозахисних тросах; роботи на опресовочних агрегатах;

е) забезпечення безпеки при виконанні спеціальних робіт: вибухових, легкозаймистих, електрозварювальних; з'єднання проводів і тросів за допомогою енергії вибуху і термічного зварювання, перетин ліній електропередач, що будуються з інженерними спорудами;

є) роботи в охоронних зонах діючих повітряних ліній електропередач, захист від дії електричного поля, від струму наведеного на проводи і троси, що монтуються;

ж) основні травматичні фактори та причини травматизму при експлуатації будівельних машин і механізмів; порядок допуску до роботи по управлінню машиною, обслуговування бетономішалок, бульдозерів, екскаваторів, вантажівок і т.п.;

з) технічне обслуговування машин і механізмів, які мають приводи (електричний, гідравлічний, пневматичний); забезпечення електричної безпеки при роботах з машинами, які мають електропривід, безпечне використання паливо-змащувальними матеріалами;

и) електробезпека при виконанні робіт стропальниками: засобами індивідуального захисту, сигнальний спецодяг;

і) протипожежні заходи: дії стропальника при ліквідації пожежі.

4.1.2 Електробезпека

До технічних рішень із запобігання електротравм від контакту з нормально струмовідними елементами електроустаткування належать [31]:

а) опір ізоляції нового устаткування не менше 1 кОм на 1В напруги;

б) розміщення неізольованих струмовидних елементів в недосяжних міс-

цях, тобто в окремих приміщеннях з обмеженим доступом та огороження їх металевими сітками;

в) використання захисних електричних блокувань в електричних апаратах і устаткуванні, що забезпечує вимкнення напруги при попаданні персоналу в небезпечну зону;

г) використання засобів орієнтації в електроустаткуванні запобігає помилковим діям при обслуговуванні та експлуатації електроустаткування;

д) використання захисного заземлення (навмисне електричне з'єднання неструмовідних частин електрообладнання із "землею" чи її еквівалентом), а також природних заземлювачів. Природними заземлювачами є арматура залізобетонних конструкцій. Під час обслуговування електроустановок застосовуються засоби захисту від ураження електричним струмом, а також засоби індивідуального захисту (ЗІЗ). До основних електрозахисних засобів напругою понад 1000 В належать ізолювальні штанги всіх видів, ізолювальні кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги для фазування і т.п. Додаткові електрозахисні засоби – це діелектричні рукавички, діелектричне взуття, діелектричні килими, ізолювальні підставки, сигналізатори напруги та інші засоби захисту. Крім вище наведених засобів захисту в електроустановках повинні застосовуватись такі ЗІЗ як захисні каски, захисні окуляри і щитки, рукавиці, запобіжні пояси та страхувальні канати. У разі застосування основних ізолювальних електрозахисних засобів достатньо використовувати один додатковий засіб.

4.2 Технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії

4.2.1 Мікроклімат

Для підвищення працездатності та збереження здоров'я працівників важливо створити для людини стабільні метеорологічні умови – мікроклімат повітряного середовища (температура, відносна вологість, швидкість руху повітря та інтенсивність теплового випромінювання).

Нормуються параметри мікроклімату в виробничих приміщеннях та гранично допустимі концентрації шкідливих речовин в повітрі робочої зони. Тяж-

кість роботи розділяється на категорії залежно від загальних енерговитрат організму, ккал/с (Вт). Параметри мікроклімату наведено в табл. 4.1 [32].

Таблиця 4.1 – Нормування параметрів мікроклімату на непостійних робочих місцях

Період року	Категорія робіт	Температура, °С	Відносна вологість	Швидкість руху
Теплий	Пб	15-29	70 при 25°C	0,2-0,5
Холодний	Пб	13-23	не більш 75	не більш 0,4

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату на робочому місці оперативного персоналу передбачається:

- в холодну пору року – використання калорифера;
- в літню пору – застосування кондиціонерів та вентиляторів обдуву.

4.2.2 Склад повітря робочої зони

Забруднення повітря робочої зони регламентується концентраціями (ГДК) в мг/м. В умовах роботи на граничнодопустимих концентраціях можливими забруднювачами повітря робочої зони можуть бути пил та шкідливі гази, їх ГДК наведено в таблиці 4.2 [32].

Таблиця 4.2 – Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин у повітрі робочої зони

Назва речовини	ГДК, мг/м ³		Клас небезпечності
	Максимально разова	Середньо добова	
Вуглецю оксид (СО)	3	1	4
Пил нетоксичний	0,5	0,15	4

Для підтримки допустимих значень шкідливих речовин потрібно передбачати установки або прилади зволоження та/або штучної іонізації, кондиціонування повітря.

4.2.3 Виробниче освітлення

Відповідно до ДБН В.2.5-28-2018, будівельно-монтажні роботи потребу-

ють освітлення, яке характеризується розрядом зорової роботи III, підрозряд «В».

Для забезпечення достатнього освітлення здійснюють систематичне очищення скла та світильників від пилу (не рідше двох разів на рік), використовують жалюзі. В разі нестачі природного освітлення, використовують загальне штучне освітлення, що створюється за допомогою світлодіодних ламп E27 LED 15W NW A60 "SG". Висота підвісу світильників над робочою поверхнею 2,5 метра.

Нормовані значення штучного, природного та суміщеного освітлення наведені в таблиці 4.4.

Світильники з світлодіодними лампами розміщують рядами; що дозволяє здійснювати їх послідовне включення (відключення) в залежності від величини природної освітленості.

Таблиця 4.4 – Вимоги до освітлення приміщень, що будуються

Харак-ка зорової роботи	Найменший або еквівалентний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорової роботи	Під-розряд зорової роботи	Контраст об'єкта з фоном	Характеристика фону	Штучне при системі комбінованого освітлення		Природне Ен пр	Сумісне Е сум
						всього	у т. ч. від загального		
Високої точності	Від 0,3 до 0,5 включно	III	в	малий середній великий	світлий середній темний	600	200	-	3,0

4.2.4 Виробничий шум

Шум вище гранично допустимих рівнів несприятливо діє на людину. Шум у приміщеннях широкосмуговий. Нормуємо шум на робочому місці. Рівні звукового тиску в октавних смугах частот, рівні звуку та еквівалентні рівні звуку на робочих місцях, де використовується будівельна техніка, мають відповідати вимогам [34] і наведені в табл. 4.5.

Для забезпечення допустимих рівнів шуму на робочих місцях потрібно застосовувати засоби звукопоглинання, вибір яких має обґрунтовуватись спеціальними інженерно-акустичними розрахунками: ширми, екрани зі звукопогли-

наючих матеріалів, використання сертифікованого будівельного інструменту та індивідуальних засобів захисту.

Таблиця 4.5 – Допустимі рівні звуку, еквівалентні рівні звуку і рівні звукового тиску в октавних смугах частот

Вид трудової діяльності, робочі місця	Рівні звукового тиску в дБ в октавних смугах із середньо геометричними частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Виконання усіх видів робіт на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях та на території підприємства	107	95	87	82	78	75	73	71	69

4.3 Пожежна безпека

Приміщення підстанції за вибухонебезпекою та пожежонебезпекою відноситься до категорії Д – негорючі речовини і матеріали в холодному стані з зонами П-III (місця, де зберігаються тверді горючі речовини). Будівля, в якій розташовані ці приміщення, характеризується II ступенем вогнестійкості.

До II ступеня вогнестійкості відносяться будівлі з несучими і огорожувальними конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосовувати незахищені сталеві конструкції. Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвиликах) та максимальні межі поширення вогню по них (см) за ДБН В.1.1.7-2002 наведено в таблиці 4.6 [35].

Протипожежні перешкоди і мінімальні межі їх вогнестійкості за ДБН В.1.1.7-2016 [35] наведено в таблиці 4.7.

Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами слід приймати за табл. 4.8 (чисельник). В умовах забудови, що склалася, протипожежні відстані між житловими будинками та від житлових будинків до будівель і споруд іншого призначення слід визначати згідно з протипожежними вимогами даних

норм, наведеними у таблиці 4.8. Протипожежні відстані від житлових, громадських, адміністративно-побутових будинків промислових підприємств, гаражів до виробничих, складських споруд слід приймати за табл. 4.8 (знаменник).

Таблиця 4.6 – Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій та максимальні межі поширення вогню по них

Ступінь вогнестійкості будинків	Мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (у хвилинах) і максимальні межі поширення вогню по них (см)								
	стіни				коло-ни	сходові площадки, кос-тури, сходи, балки, марші сходових кліток	пере-криття між по-верхові (у т.ч. горищні та над підва-лами	елементи сумі-щених покрит-тів	
	несучі та схо-до-вих кліток	само-несучі	зов-ніш-ні не-несу-чі	внут-рішні не-несучі (пере-город-ки				пли-ти, на-сти-ли, про-гони	балки, ферми, арки, рами
II	REI 120 M0	REI 60 M0	E 15 M0	E1 15 M0	R 120 M0	R 60 M0	REI 45 M0	RE 15 M0	R 30 M0

Таблиця 4.7 – Протипожежні перешкоди та мінімальні межі їх вогнестійкості

Протипожежні перешкоди	Типи проти-пожежних перешкод або їх елементів	Мінімальна межа вогнестійкості протипожежної перешкоди (у хвилинах)	Тип запо-внення прорізів, не нижче	Тип протипо-жежного там-бур-шлюзу, не нижче
Стіни	2	REI 60	2	1
Перегородки	2	EI 15	3	2
Перекриття	2	REI 60	2	1

Таблиця 4.8 – Протипожежні відстані між житловими, громадськими, адміністративно-побутовими будинками промислових підприємств, гаражами, а також до виробничих будинків, сільськогосподарських будівель і споруд

Ступінь вогнестійкості будинку	Відстані при ступені вогнестійкості будинків, м		
	I, II	III	IIIa, IIIб, IV, IVa, V
II	6/9	8/9	10/12

На території підстанції встановлено 5 вогнегасників ВП-5 [36].

ВИСНОВКИ

В бакалаврській дипломній роботі розв'язано актуальне питання розвитку електричних мереж 110/35 кВ з аналізом будови і конструктивних особливостей елегазових вимикачів.

Відповідно до поставленої мети в роботі розв'язані такі основні **задачі**:

1. Проаналізовано методи й математичні моделі, які використовуються для комп'ютерного моделювання режимів роботи електричних мереж. Для подальших досліджень прийнято представлення електричної мережі з використанням методу вузлових напруг та розв'язанням систем нелінійних рівнянь із застосуванням модифікацій методу Ньютона. Використовуючи комп'ютерне моделювання розроблено варіанти схем підключення нових споживачів.

2. Для оптимального варіанту електричної схеми розвитку виконано розрахунки основних режимів. Було проведено низку розрахунків режимів мінімальних, максимальних навантажень та післяаварійний режим за допомогою ПК «Втрати-high» з метою виявлення максимальних значень потоків потужності та значень напруг в режимах. З аналізу отриманих результатів для введення даних режимів у допустимі межі було запропоновано заходи з регулювання напруги.

3. Запроектовано головну схему електричних з'єднань нових підстанцій споживачів напругою 110/10 кВ. За результатами розрахунку для ВРУ-110 кВ обрано схему № 110-4 «місток з вимикачами в колах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів».

4. Досліджено будову й конструкції елегазових вимикачів, їх переваги та недоліки.

5. Проаналізовано умови праці обслуговуючого персоналу під час виконання робіт, пов'язаних з монтажем та експлуатацією обладнання та ліній електричних мереж. Розроблено технічні рішення з безпечної організації обслуговування електрообладнання, а також технічні рішення з гігієни праці і виробничої санітарії та пожежної безпеки.

Таким чином, в роботі виконано усі поставлені задачі. Я ознайомився з методикою проєктування розвитку електричних мереж. Наближені до реальних вихідні дані дають змогу отримати результати, що дозволяють оцінити ефективність основних напрямків проєктування розвитку розподільних мереж 35-110 кВ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Цілі сталого розвитку: Україна. Національна доповідь. Міністерство економічного розвитку і торгівлі України, 2017. 174 с.
2. Гутаревич Н. Енергетика під час війни в Україні: які зміни в регулюванні? URL: https://jurliga.ligazakon.net/aktualno/12602_energetika-pd-chas-vyni-v-ukran-yak-zmni-v-regulyuvann]
3. Прокіп Адріан, Попов Ігор. Зима 2023-2024: енергетичні і політичні виклики для України в умовах війни URL: <https://uifuture.org/publications/zyma-2023-2024-energetychni-i-politychni-vyklyky-dlya-ukrayiny-v-umovah-vijny/>
4. План розвитку системи передачі на 2021-2030 роки. Київ, 2021. 414 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2021/01/Plan-rozvytku-systemy-peredachi-na-2021-2030-roky-shvalenyj-postanovoyu-NKREKP-57-vid-20.01.2021.pdf>
5. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схвалена розпорядженням Уряду від 18 серпня 2017 р. № 605-р. URL: <http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245234103>.
6. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей – 2019. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/03/Zvit-z-otsinky-dostatnosti-generuyuchykh-potuzhnostej-2019.pdf>
7. План розвитку розподільних електричних мереж на 2016-2025 роки / Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Том I. Київ, 2015. 66 с.
8. Лелека О. А., Морозовський Є. В., Куліш М. О. Розвиток електричних мереж та аналіз режимів роботи нейтралей. Матеріали міжнародної науково-практичної конференції Молодь в науці: дослідження, проблеми, перспективи, тези доповіді, Вінниця. 2024. URL: <https://conferences.vntu.edu.ua/index.php/mn/mn2024/paper/view/21669>
9. СОУ НEE 40.1-00100227- 101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Київ, 2014. [Елект-

ронний ресурс]. Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0543732-14#Text>

10. П.Д. Лежнюк, В.В. Кулик, К.І. Кравцов, О.Б. Бурикін, В.О. Комар Комп'ютерна програма «Програмний комплекс розрахунку втрат потужності і електроенергії в розподільних електричних мережах 110(35)-10(6)-0,4 кВ та розробки заходів щодо їх зменшення – Втрати» («Втрати») / Державний департамент інтелектуальної власності МОН України: Відділ з питань авторського права і суміжних прав. 2010.

11. Електричні системи і мережі. Частина 1 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. 200 с. ISBN 978-966-641-817-6

12. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с. ISBN 978-966-641-875-6

13. Електричні системи і мережі. Частина 3 : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Малогулко Ю. В., Бурикін О. Б., Кацадзе Т. Л., Нетребський В. В. Вінниця : ВНТУ, 2022. 172 с.

14. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи. Підручник. ·Видавництво: Львівська політехніка, 2015. · 540 ·с.

15. Остапчук Ж. І., Кулик В. В., Видмиш В. А. Методичні вказівки до курсового проекту з курсу «Електричні системи та мережі» для студентів електроенергетичних спеціальностей. Вінниця:, ВНТУ, 2004. 76 с.

16. 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.

17. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.14

18. СОУ-НЕС 20.178-2008. Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 до 750 кВ електричних підстанцій.

19. 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.

20. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.

21. Елегаз та його властивості. URL: <https://universalexport.com.ua/ua/blog/elegaz-i-ego-svojstva>

22. Вимикач високої напруги колонковий 110 кВ. URL: <https://kigp.ru/uk/vyklyuchatel-vysokogo-napryazheniya-kolonkovyi-110-kv/>

23. Елегазові вимикачі: переваги та недолік застосування. URL: <https://elektroatlas.com.ua/blog-ua/elegazovie-viklychateli-perevagi-ta-nedoliki-ua>

24. Вакуумний та елегазовий вимикач – порівняння URL: <https://elektroatlas.com.ua/blog-ua/vakuumniy-ta-elegazoviy-vimikach-porivnyannya>

25. PASS 35-220 кВ: особливості конструкції.

26. PASS M0 RC. Інноваційні рішення.

27. Конструктивні особливості та переваги вимикачів АВВ серії LTB

28. ДСНіП «Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу». Наказ МОЗ № 248 від 08.04.2014.

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

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

31. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с.

32. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. К. : Мінрегіонбуд України, 2013. 149 с.

33. ДБН В.2.5-28:2018 Природне і штучне освітлення. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=79885

34. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. URL: <http://document.ua/sanitarni-normi-virobnichogo-shumu-ultrazvuku-ta-infrazvuku-nor4878.html>.

35. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги. URL: http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002.pdf.

36. Наказ Міністерства внутрішніх справ України «Про затвердження Правил експлуатації та типових норм належності вогнегасників». URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0225-18#Text>.

37. Положення про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21 / А. О. Семенов, Л. П. Громова, О. В. Сердюк, Т. В. Макарова. Вінниця: ВНТУ, 2021. 68 с.

38. Методичні вказівки до виконання бакалаврських кваліфікаційних робіт зі спеціальності 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітніх програм «Електроенергетика та електротехніка», «Електричні станції» та «Електричні системи та мережі» [Електронний ресурс] / уклад.: В. В. Тептя, В. О. Комар. – Вінниця: ВНТУ, 2022, (PDF, 95 с.)

ДОДАТОК А
(обов'язковий)
ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ
РОБОТИ НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ
ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Розвиток електричної мережі 110/35 кв з аналізом конструктивних особливостей елегазових вимикачів

Тип роботи: Бакалаврська дипломна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра електричних станій та систем, факультет електроенергетики та електромеханіки

(кафедра, факультет)

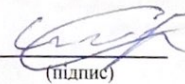
Показники звіту подібності Unichек

Оригінальність 83,5 % Схожість 16,5 %

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.

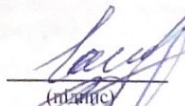
Особа, відповідальна за перевірку


(підпис)

Вишневецький С.Я.
(прізвище, ініціали)

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

Автор роботи


(підпис)

Лелека О. А.
(прізвище, ініціали)

Керівник роботи


(підпис)

Адлер О. О.
(прізвище, ініціали)

ДОДАТОК Б
(обов'язковий)
Технічне завдання БДР

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
_____ В. О. Комар
(підпис)
«___» _____ 2024 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської дипломної роботи
на тему:

**«РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ»**

08-21.БДР.007.00.006 ТЗ

Керівник: к.т.н., доц., асистент каф. ЕСС
наук. ступінь, вчене звання, посада
_____ Адлер О. О.
(підпис) (прізвища, ініціали)

Студент групи Е-22мсз
назва групи
_____ Лелека О. А.
(підпис) (прізвища, ініціали)

Вінниця ВНТУ – 2024 р.

1. Підстава для виконання бакалаврської дипломної роботи (БДР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що сучасний стан енергетичної галузі України характеризується значним зношенням обладнання, недостатньою кількістю генерувальних потужностей, обмеженістю пропускної здатності ліній електропередачі електромереж. Разом з тим у регіонах спостерігається зміна структури та обсягів споживання електричної енергії та розвиток відновлюваних джерел електроенергії. Виходячи з цього постає необхідність впровадження заходів з реконструкції та розвитку електричних мереж 110/35 кВ.

б) наказ ректора ВНТУ № 80 від 11 березня 2024 р. про затвердження теми бакалаврських дипломних робіт.

2. Мета і призначення БДР

а) мета – приєднання нових споживачів електроенергії, підвищення ефективності транспортування електричної енергії мережами 110/35 кВ та забезпечення належної якості електропостачання споживачів;

б) призначення розробки – виконання бакалаврської дипломної роботи проектування розподільних електричних мереж 110/35 кВ, що забезпечить виконання основних вимог щодо надійності електропостачання, якості електроенергії та економичності її транспортування.

3. Вихідні дані для виконання БДР

Список використаних джерел розробки:

1. Електричні системи і мережі. Частина 2 : навчальний посібник / Ю. В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський , за ред. П. Д. Лежнюка. Вінниця : ВНТУ, 2021. 159 с. ISBN 978-966-641-875-6

2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М. : Энергоатомиздат, 1985. 352 с.

3. Лежнюк П. Д., Комар В. О. Регулювання напруги в електричних системах. Навчальний посібник. Вінниця: Універсум. Вінниця, 2008. 171 с.

4. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. Х.: Видавництво «Форт», 2017. 760 с.

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

4. Технічні вимоги до виконання БДР

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

– елементна база: основними об’єктами проектування будуть 5 нових пунктів живлення та лінії їх приєднання до існуючої електромережі. Під час проектування необхідно врахувати вплив зростання електроспоживання на режими розподільних мереж та перетікання потужностей. Електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на підстанціях, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “РЗВА”, “ABB”, “Siemens” та ін.);

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

– показники технологічності: розвиток електричної мережі, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися згідно вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування

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

– живлення об'єкта проектування: виконується від шин 110 кВ підстанцій вузлів 100, 200.

– умови експлуатації об'єкта, що проектується: район по ожеледі – 3, нормативна стінка ожеледі – 15 мм, район по вітру – 3, середньорічна температура +6°C, максимальна температура +32°C, ступінь забрудненості – 2.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники розвитку електричної мережі і на основі їх аналізу зробити висновок щодо доцільності реалізації розробленого проекту електропостачання нових споживачів.

6. Етапи БДР та очікувані результати

№ з/п	Назва та зміст етапів	Термін виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Вступ. Огляд літературних джерел	21.01.24	15.02.24	
2	Проектування оптимальної схеми розвитку електричної мережі 110/35 кВ (розділ 1 БДР)	16.02.24	15.03.24	
3	Розрахунок характерних режимів електричної мережі (розділи 2 БДР)	16.03.24	10.04.24	
4	Конструкції елегазових вимикачів (розділ 3 БДР)	11.04.24	11.05.24	
5	Охорона праці (розділ 4 БДР)	12.04.24	19.05.24	
6	Формування висновків по роботі. Оформлення пояснювальної записки	20.05.24	24.05.24	
7	Виконання ілюстративної частини та оформлення презентації	25.05.24	04.06.24	
	Перевірка БДР на плагіат. Попередній захист БДР	05.06.24	07.06.24	
	Рецензування БДР	08.06.24	10.06.24	
	Захист БДР	За графіком		

7. Очікувані результати

В результаті виконання бакалаврської дипломної роботи очікується одержання обґрунтованих рекомендацій та пропозицій, які можуть бути використані в електричних мережах 110/35 кВ з метою підвищення ефективності електропостачання споживачів та покращення енергоефективності.

8. Матеріали, що подаються до захисту БДР

Пояснювальна записка БДР (переплетений паперовий екземпляр), ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, протокол перевірки БДР на наявність текстових запозичень.

9. Порядок контролю виконання та захисту БДР

Виконання етапів розрахункової документації БДР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист БДР відбувається на засіданні Екзаменаційної комісії, затвердженої наказом ректора.

10. Вимоги до оформлення БДР

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на першому (бакалаврському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:21», 2021 р.

11. Вихідні дані для розроблення БДР

Для проектування розвитку використовується схема електричної мережі 110/35 кВ та географічне розташування споживачів, що подані на рис. Б.1 (М 1:100000). Параметри електроспоживання останніх подані в табл. Б.1.

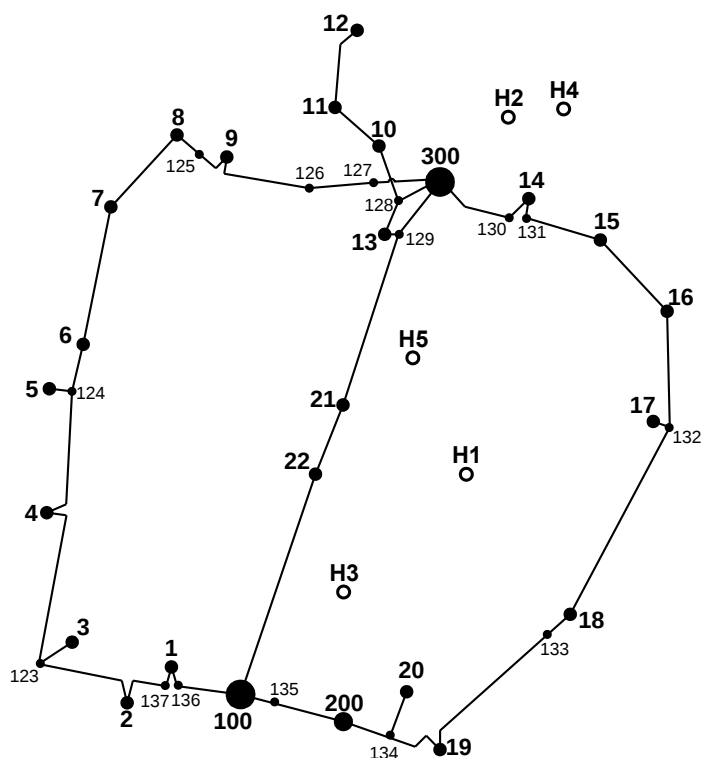
Джерелами живлення району є підстанції 100, 300. Робочі рівні напруги на шинах джерел живлення дорівнюють за найбільших навантажень – 105%, у режимі найменших навантажень – 100% та після найбільш важких аварій у проектованій мережі – 110%. Номінальна напруга вторинних розподільних мереж 10, 35 кВ.

Найменше навантаження влітку 40% від найбільшого зимового. Тривалість використання найбільшого навантаження 4100 годин на рік. Середня вартість 1 кВт·год недовідпущеної споживачам електроенергії 165.00 грн. Вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії становить 1,7 грн.

Інформація про наявні електричні мережі та джерела живлення району подана у табл. Б.2, Б.3.

Таблиця Б.1 – Дані про максимальне навантаження нових споживачів

Пункти		1	2	3	4	5
Найбільше зимове навантаження, МВт		27	29	22	14	28
Коефіцієнт потужності навантаження		0,9	0,91	0,93	0,9	0,92
Склад споживачів за категоріями	+	+	+	+	+	+
	+	+	+	+	+	+
	+	+	+	+	+	+



Масштаб : 1:100000

Рисунок Б.1 – Топографічна схема існуючої електричної мережі

Таблиця Б.2 – Дані про лінії існуючої електричної мережі

№ номер початку лінії	№ номер кінця лінії	Назва лінії	Марка проводу	Довжина лінії
100	136	Вінницький енерговузол – 136	АС-95	12,7
136	1	136 – Агрономічне	АС-120	2,8
1	137	Агрономічне – 137	АС-120	2,8
137	2	137 – Петрик	АС-95	16,3
2	123	Петрик – 123	АС-95	14,8
123	3	123 – Літин	АС-95	0,43
123	4	123 – Кожухів	АС-95	17,7
4	124	Кожухів – 124	АС-95	5,97
124	5	124 – Курортна	АС-95	1,8
124	6	124 – Хмільник	АС-95	10,4
7	6	Уланів – Хмільник	АС-95	22,5
8	7	Вишенька – Уланів	АС-120	22,4
125	8	125 – Вишенька	АС-120	10,3
9	125	Юрівка – 125	АС-150	6,6
126	9	126 – Юрівка	АС-120	20,8
127	126	127 – 126	АС-150	17,5
300	127	Козятин – 127	АС-185	3,1
300	128	Козятин – 128	АС-185	7,39
128	10	128 – Козятинська тяга	АС-185	12,56
10	11	Козятинська тяга – Глухівці	АС-185	8,3
11	12	Глухівці – Завод Прогрес	АС-185	18,5
128	13	128 – Сигнал	АС-185	0,06
129	13	129 – Сигнал	АС-185	0,01
300	129	Козятин – 129	АС-185	7,45
129	21	129 – Сосонка тяга	АС-185	45,18
21	22	Сосонка тяга – Калинівка	АС-185	5,22
100	22	Вінницький енерговузол – Калинівка	АС-185	53,1
300	130	Козятин – 130	АС-185	15,9
130	14	130 – Махаренці	АС-120	2,67
14	131	Махаренці – 131	АС-120	2,67
131	15	131 – Черемошне	АС-185	15,3
15	16	Черемошне – Погребище	АС-120	17,45
16	132	Погребище – 132	АС-120	11,5
132	17	132 – Дисків	АС-120	0,7

18	132	Липовець – 132	АС-120	27,5
133	18	133 – Липовець	АС-120	2,5
19	133	Степанівка – 133	АС-150	23,5
134	19	134 – Степанівка	АС-150	3,3
134	20	134 – Оленівка	АС-150	6,4
200	134	Вінницька 750 – 134	АС-150	4
135	200	135 – Вінницька 750	АС-150	15,75
100	135	Вінницький енерговузол – 135	АС-150	1,35

Таблиця Б.3 – Параметри трансформаторних підстанцій існуючої електричної мережі

№	Назва вузла	$\cos \varphi$	S_n , МВА	Марка трансформатора	Кіл-ть транс-рів
100	Він. енерговузол	0,85	Баланс. вузол	ВРП 110 кВ	
200	Вінницька 750	0,85		ВРП 110 кВ	
300	Козятин	0,85	Баланс. вузол	ВРП 110 кВ	
1	Агрономічне	0,91	$3 + j1,37$	ТМН-6300/110/10	1
2	Петрик	0,87	$3,3 + j1,87$	ТМН-6300/110/10	1
3	Літин	0,88	$5,6 + j3,02$	ТМН-6300/110/10 ТМТН-6300/110/35/10	2
4	Кожухів	0,9	$2,2 + j1,07$	ТМН-6300/110/10	1
5	Курортна	0,86	$4,8 + j2,85$	ТДН-10000/110/10	1
6	Хмільник	0,85	$8,7 + j5,39$	ТДТН-16000/110/35/10	1
7	Уланів	0,87	$2,6 + j1,47$	ТМН-6300/110/10	1
8	Вишенька	0,9	$2,5 + j1,21$	ТМН-6300/110/10	1
9	Юрівка	0,91	$3,1 + j1,41$	ТМТН-6300/110/35/10	1
10	Козятинська тяга	0,89	$32 + j16,36$	ТДТНЖ-40000/27/10	2
11	Глухівці	0,9	$4,4 + j2,13$	ТДН-10000/110/10	1
12	Завод Прогрес	0,91	$8 + j3,64$	ТДН-16000/110/10	1
13	Сигнал	0,9	$14 + j6,78$	ТДТН-16000/110/35/10	2
14	Махаренці	0,88	$5,5 + j2,97$	ТДТН-10000/110/35/10	1
15	Черемошне	0,87	$2,8 + j1,59$	ТМН-6300/110/10	1
16	Погребище	0,86	$10,2 + j6,05$	ТДТН-10000/110/35/10	2
17	Плисків	0,9	$4 + j1,94$	ТМН-6300/110/10	1
18	Липовець	0,9	$9 + j4,36$	ТДТН-16000/110/35/10	1
19	Степанівка	0,86	$3,9 + j2,31$	ТМН-6300/110/10	1
20	Оленівка	0,9	$3,6 + j1,74$	ТМН-6300/110/10	1
21	Сосонка	0,87	$26 + j14,73$	ТДТНЖ-25000/27/10	2
22	Калинівка	0,9	$17,5 + j8,48$	ТДТН-16000/110/35/10 ТДТН-25000/110/35/10	2

ДОДАТОК В (довідниковий) Розрахунок усталеного режиму вихідної мережі

Тривалість звітного періоду: 4100.0 год
Час втрат: 2021.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 181.086 МВт / 744.511 млн.кВт*г
Відпущено потужн./ел.енерг.: 176.700 МВт / 724.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 3.023 МВт / 14.031 млн.кВт*г
Втрати в ЛЕП 750-330 кВ: 0.000 МВт / 0.000 млн.кВт*г
Сумарні втрати в ЛЕП: 3.023 МВт / 14.031 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.580 МВт / 2.379 млн.кВт*г
Втрати нав. в трансформаторах: 0.783 МВт / 3.631 млн.кВт*г
Сумарні втрати в трансформаторах: 1.363 МВт / 6.011 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 4.386 МВт / 20.041 млн.кВт*г (2.7%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-57.398	-30.683	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	114.300	-0.40
300	Козятин	-123.592	-72.355	115.500	0.00
123		0.000	0.000	111.307	-0.94
124		0.000	0.000	110.344	-1.17
125		0.000	0.000	112.721	-0.79
126		0.000	0.000	114.384	-0.37
127		0.000	0.000	115.350	-0.06
128		0.000	0.000	114.384	-0.39
129		0.000	0.000	114.385	-0.39
130		0.000	0.000	114.410	-0.39
131		0.000	0.000	114.007	-0.48
132		0.000	0.000	112.305	-0.99
133		0.000	0.000	112.800	-0.89
134		0.000	0.000	114.015	-0.49
135		0.000	0.000	115.406	-0.03
136		0.000	0.000	114.238	-0.28
137		0.000	0.000	113.779	-0.41
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.991	-0.35
1011		3.000	1.370	10.434	-3.26
2	Петрик	0.000	0.000	112.360	-0.71
1021		3.300	1.870	10.321	-4.02
3	Літин	0.000	0.000	111.294	-0.95
1031		2.800	1.510	10.300	-3.79
3332		0.000	0.000	107.498	-3.91
3532		0.000	0.000	35.988	-3.91
1032		2.800	1.510	10.075	-5.71
4	Кожухів	0.000	0.000	110.543	-1.13
1041		2.200	1.070	10.485	-3.38
5	Курортна	0.000	0.000	110.297	-1.18
1051		4.800	2.850	10.143	-4.34
6	Хмільник	0.000	0.000	110.260	-1.20
6661		0.000	0.000	105.124	-5.06
3561		0.000	0.000	35.194	-5.06
1061		8.700	5.390	10.033	-4.98
7	Уланів	0.000	0.000	111.146	-1.11
1071		2.600	1.470	10.298	-3.76
8	Вишенька	0.000	0.000	112.161	-0.92
1081		2.500	1.210	10.452	-3.41
9	Юрівка	0.000	0.000	113.015	-0.71
9991		0.000	0.000	109.414	-3.90
3591		0.000	0.000	36.630	-3.90
1091		3.100	1.410	10.271	-5.82
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	112.443	-1.09
1010101		0.000	0.000	109.425	-3.65
1010102		0.000	0.000	109.425	-3.65

27101		0.000	0.000	26.166	-3.65
27102		0.000	0.000	26.166	-3.65
10101		16.000	8.180	10.294	-5.29
10102		16.000	8.180	10.294	-5.29
11	Глухівці	0.000	0.000	112.116	-1.23
10111		4.400	2.130	10.422	-4.02
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	111.638	-1.43
10121		8.000	3.640	10.351	-4.65
13	Сигнал	0.000	0.000	114.385	-0.39
1313131		0.000	0.000	109.660	-3.22
1313132		0.000	0.000	109.660	-3.22
35131		0.000	0.000	36.712	-3.22
35132		0.000	0.000	36.712	-3.22
10131		7.000	3.390	10.472	-3.18
10132		7.000	3.390	10.472	-3.18
14	Махаренці	0.000	0.000	114.173	-0.44
1414141		0.000	0.000	109.467	-3.96
35141		0.000	0.000	36.648	-3.96
10141		5.500	2.970	10.217	-6.11
15	Черемошне	0.000	0.000	113.246	-0.76
10151		2.800	1.590	10.477	-3.50
16	Погребище	0.000	0.000	112.333	-0.96
1616161		0.000	0.000	107.538	-4.33
1616162		0.000	0.000	107.538	-4.33
35161		0.000	0.000	36.002	-4.33
35162		0.000	0.000	36.002	-4.33
10161		5.100	3.025	10.026	-6.40
10162		5.100	3.025	10.026	-6.40
17	Плисків	0.000	0.000	112.293	-1.00
10171		4.000	1.940	10.281	-5.05
18	Липовець	0.000	0.000	112.670	-0.92
1818181		0.000	0.000	108.546	-4.71
35181		0.000	0.000	36.340	-4.71
10181		9.000	4.360	10.361	-4.66
19	Степанівка	0.000	0.000	113.822	-0.55
10191		3.900	2.310	10.362	-4.39
20	Оленівка	0.000	0.000	113.930	-0.52
10201		3.600	1.740	10.496	-4.04
21	Сосонка	0.000	0.000	112.592	-1.01
2121211		0.000	0.000	108.444	-4.35
2121212		0.000	0.000	108.444	-4.35
27211		0.000	0.000	25.931	-4.35
27212		0.000	0.000	25.931	-4.35
10271		13.000	7.365	10.355	-4.30
10272		13.000	7.365	10.355	-4.30
22	Калинівка	0.000	0.000	112.577	-1.02
2222221		0.000	0.000	108.574	-4.71
2222222		0.000	0.000	110.097	-3.24
35221		0.000	0.000	36.349	-4.71
35222		0.000	0.000	36.859	-3.24
10221		8.750	4.240	10.364	-4.65
10222		8.750	4.240	10.388	-4.65

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	21.764	10.830	21.578	10.607	0.185	0.223	0.121	1.263
136	1	21.578	10.875	21.544	10.826	0.034	0.049	0.122	0.248
1	137	18.522	9.292	18.497	9.256	0.025	0.036	0.105	0.213
137	2	18.497	9.584	18.317	9.367	0.180	0.216	0.106	1.425
2	123	14.990	7.680	14.880	7.548	0.109	0.132	0.086	1.059
123	4	9.232	4.423	9.182	4.364	0.049	0.059	0.053	0.770
4	124	6.966	3.501	6.956	3.489	0.010	0.012	0.041	0.201
124	6	2.122	0.486	2.121	0.484	0.001	0.002	0.011	0.086
6	7	-6.651	-5.406	-6.696	-5.460	0.045	0.054	-0.045	-0.890
7	8	-9.316	-6.423	-9.379	-6.514	0.062	0.090	-0.059	-1.021
8	125	-11.897	-7.378	-11.940	-7.441	0.043	0.063	-0.072	-0.564
125	9	-11.940	-7.155	-11.960	-7.192	0.020	0.037	-0.071	-0.296
9	126	-15.089	-8.566	-15.222	-8.758	0.132	0.191	-0.088	-1.375
126	127	-15.222	-8.078	-15.305	-8.231	0.083	0.152	-0.087	-0.968
127	300	-15.305	-7.854	-15.317	-7.880	0.012	0.026	-0.086	-0.150
100	135	19.647	10.105	19.636	10.086	0.010	0.019	0.110	0.094
135	200	19.636	10.397	19.514	10.173	0.122	0.223	0.111	1.109
200	134	19.514	10.526	19.482	10.469	0.031	0.058	0.112	0.286
134	19	15.852	8.724	15.835	8.692	0.017	0.032	0.091	0.194
19	133	11.901	6.406	11.831	6.279	0.069	0.127	0.068	1.031
133	18	11.831	6.731	11.822	6.716	0.010	0.014	0.070	0.130
18	132	2.754	1.920	2.747	1.911	0.007	0.010	0.017	0.367

132	16	-1.286	0.214	-1.287	0.214	0.000	0.001	-0.007	-0.028
16	15	-11.587	-7.009	-11.656	-7.108	0.068	0.099	-0.069	-0.919
15	131	-14.477	-8.377	-14.534	-8.503	0.057	0.125	-0.085	-0.767
131	14	-14.534	-8.176	-14.550	-8.198	0.015	0.022	-0.084	-0.168
14	130	-20.103	-11.961	-20.133	-12.004	0.030	0.044	-0.118	-0.237
130	300	-20.133	-11.664	-20.245	-11.912	0.111	0.247	-0.117	-1.093
300	128	44.208	26.396	43.958	25.842	0.249	0.552	0.257	1.118
128	13	-1.156	-0.516	-1.156	-0.516	0.000	0.000	-0.006	-0.000
13	129	-15.257	-8.544	-15.257	-8.544	0.000	0.000	-0.088	-0.001
129	300	-43.575	-25.618	-43.822	-26.167	0.246	0.547	-0.255	-1.118
129	21	28.318	17.544	28.058	16.968	0.259	0.574	0.168	1.808
21	22	1.863	0.023	1.863	0.023	0.000	0.001	0.010	0.016
22	100	-15.750	-9.221	-15.988	-9.748	0.236	0.524	-0.093	-2.941
123	3	5.649	3.665	5.648	3.664	0.001	0.001	0.035	0.013
3	1031	2.811	1.701	2.798	1.509	0.013	0.191	0.017	3.830
124	5	4.834	3.296	4.832	3.294	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1051	4.818	3.233	4.797	2.848	0.021	0.383	0.030	4.527
3	3332	2.814	1.834	2.806	1.629	0.008	0.205	0.017	4.032
132	17	4.033	2.370	4.033	2.369	0.000	0.000	0.024	0.013
17	10171	4.023	2.316	3.997	1.939	0.025	0.375	0.024	5.205
9	9991	3.115	1.768	3.107	1.541	0.009	0.226	0.018	3.846
9991	3591	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.107	1.541	3.098	1.409	0.009	0.131	0.018	2.335
8	1081	2.508	1.352	2.498	1.209	0.009	0.142	0.015	3.061
7	1071	2.610	1.639	2.598	1.469	0.011	0.169	0.016	3.692
6	6661	8.746	6.252	8.720	5.387	0.026	0.861	0.056	5.521
14	1414141	5.533	3.737	5.515	3.251	0.018	0.485	0.034	4.965
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	5.515	3.251	5.497	2.968	0.018	0.282	0.034	2.993
15	10151	2.811	1.779	2.798	1.589	0.013	0.190	0.017	3.898
16	1616161	5.131	3.742	5.114	3.287	0.017	0.453	0.033	5.086
1616161	35161	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	5.114	3.287	5.097	3.023	0.017	0.263	0.033	3.057
16	1616162	5.131	3.742	5.114	3.287	0.017	0.453	0.033	5.086
1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.114	3.287	5.097	3.023	0.017	0.263	0.033	3.057
18	1818181	9.041	5.132	9.017	4.357	0.023	0.771	0.053	4.477
1818181	35181	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1818181	10181	9.017	4.357	8.994	4.357	0.023	0.000	0.053	0.216
19	10191	3.923	2.694	3.898	2.309	0.026	0.384	0.024	5.796
134	20	3.630	1.988	3.628	1.985	0.002	0.003	0.021	0.086
20	10201	3.617	2.031	3.598	1.739	0.019	0.291	0.021	4.459
6661	3561	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
128	10	45.114	26.727	44.665	25.731	0.447	0.992	0.264	1.959
10	11	12.512	6.120	12.490	6.072	0.022	0.048	0.071	0.333
11	12	8.063	4.045	8.042	4.000	0.020	0.045	0.046	0.486
12	10121	8.024	4.210	7.995	3.638	0.029	0.570	0.047	3.741
11	10111	4.413	2.408	4.397	2.129	0.015	0.278	0.026	3.399
10	1010101	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010101	10101	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037
10	1010102	16.036	9.741	16.013	8.774	0.023	0.963	0.096	3.219
1010102	27102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010102	10102	16.013	8.774	15.990	8.175	0.023	0.596	0.096	2.037
6661	1061	8.720	5.387	8.695	5.387	0.026	0.000	0.056	0.212
4	1041	2.206	1.182	2.199	1.069	0.007	0.113	0.013	2.735
2	1021	3.316	2.141	3.298	1.869	0.018	0.271	0.020	4.713
1	1011	3.011	1.565	2.998	1.369	0.013	0.195	0.017	3.449
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	2.806	1.629	2.798	1.509	0.008	0.119	0.017	2.435
22	2222221	8.788	4.969	8.766	4.237	0.022	0.729	0.052	4.352
2222221	35221	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2222221	10221	8.766	4.237	8.745	4.237	0.022	0.000	0.052	0.210
22	2222222	8.768	4.958	8.756	4.513	0.012	0.443	0.052	2.639
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.756	4.513	8.745	4.237	0.012	0.274	0.052	1.677
21	2121211	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121211	27211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
21	2121212	13.050	8.418	13.021	7.360	0.029	1.053	0.079	4.444
2121212	27212	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	13.021	7.360	12.992	7.360	0.029	0.000	0.079	0.176
13	1313131	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
13	1313132	7.023	3.833	7.009	3.388	0.013	0.443	0.040	3.253
1313132	10132	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

ДОДАТОК Г (довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в режимі максимальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 4100.0 год

Час втрат: 2021.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 306.412 МВт / 1261.085 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 296.700 МВт / 1216.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 7.648 МВт / 35.490 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 7.648 МВт / 35.490 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.838 МВт / 3.436 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.226 МВт / 5.689 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.064 МВт / 9.125 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 9.712 МВт / 44.615 млн.кВт*г (3.5%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-101.703	-55.454	115.500	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	112.330	-1.07
300	Козятин	-204.558	-119.063	115.500	0.00
123		0.000	0.000	111.307	-0.94
124		0.000	0.000	110.344	-1.17
125		0.000	0.000	112.721	-0.79
126		0.000	0.000	114.384	-0.37
127		0.000	0.000	115.350	-0.06
128		0.000	0.000	113.967	-0.53
129		0.000	0.000	113.963	-0.53
130		0.000	0.000	113.928	-0.57
131		0.000	0.000	113.367	-0.71
132		0.000	0.000	110.858	-1.49
133		0.000	0.000	110.787	-1.57
134		0.000	0.000	111.589	-1.33
135		0.000	0.000	115.250	-0.08
136		0.000	0.000	114.238	-0.28
137		0.000	0.000	113.779	-0.41
1	Агрономічне	0.000	0.000	113.991	-0.35
1011		3.000	1.370	10.434	-3.26
2	Петрик	0.000	0.000	112.360	-0.71
1021		3.300	1.870	10.321	-4.02
3	Літин	0.000	0.000	111.294	-0.95
1031		2.800	1.510	10.300	-3.79
3332		0.000	0.000	107.498	-3.91
3532		0.000	0.000	35.988	-3.91
1032		2.800	1.510	10.075	-5.71
4	Кожухів	0.000	0.000	110.543	-1.13
1041		2.200	1.070	10.485	-3.38
5	Курортна	0.000	0.000	110.297	-1.18
1051		4.800	2.850	10.143	-4.34
6	Хмільник	0.000	0.000	110.260	-1.20
6661		0.000	0.000	105.124	-5.06
3561		0.000	0.000	35.194	-5.06
1061		8.700	5.390	10.033	-4.98
7	Уланів	0.000	0.000	111.146	-1.11
1071		2.600	1.470	10.298	-3.76
8	Вишенька	0.000	0.000	112.161	-0.92
1081		2.500	1.210	10.452	-3.41

9	Юрівка	0.000	0.000	113.015	-0.71
9991		0.000	0.000	109.414	-3.90
3591		0.000	0.000	36.630	-3.90
1091		3.100	1.410	10.271	-5.82
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	112.016	-1.23
1010101		0.000	0.000	108.983	-3.81
1010102		0.000	0.000	108.983	-3.81
27101		0.000	0.000	26.060	-3.81
27102		0.000	0.000	26.060	-3.81
10101		16.000	8.180	10.251	-5.47
10102		16.000	8.180	10.251	-5.47
11	Глухівці	0.000	0.000	111.687	-1.37
10111		4.400	2.130	10.379	-4.19
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	111.208	-1.58
10121		8.000	3.640	10.308	-4.82
13	Сигнал	0.000	0.000	113.963	-0.53
1313131		0.000	0.000	109.232	-3.38
1313132		0.000	0.000	109.232	-3.38
35131		0.000	0.000	36.569	-3.38
35132		0.000	0.000	36.569	-3.38
10131		7.000	3.390	10.431	-3.34
10132		7.000	3.390	10.431	-3.34
14	Махаренці	0.000	0.000	113.588	-0.65
1414141		0.000	0.000	108.847	-4.21
35141		0.000	0.000	36.440	-4.21
10141		5.500	2.970	10.156	-6.38
15	Черемошне	0.000	0.000	112.368	-1.08
10151		2.800	1.590	10.390	-3.87
16	Погребище	0.000	0.000	111.106	-1.39
1616161		0.000	0.000	106.239	-4.84
1616162		0.000	0.000	106.239	-4.84
35161		0.000	0.000	35.567	-4.84
35162		0.000	0.000	35.567	-4.84
10161		5.100	3.025	9.899	-6.96
10162		5.100	3.025	9.899	-6.96
17	Плисків	0.000	0.000	110.845	-1.50
10171		4.000	1.940	10.135	-5.66
18	Липовець	0.000	0.000	110.703	-1.59
1818181		0.000	0.000	106.490	-5.52
35181		0.000	0.000	35.651	-5.52
10181		9.000	4.360	10.164	-5.46
19	Степанівка	0.000	0.000	111.445	-1.37
10191		3.900	2.310	10.121	-5.38
20	Оленівка	0.000	0.000	110.680	-1.66
10201		3.600	1.740	10.171	-5.40
21	Сосонка	0.000	0.000	110.186	-1.88
2121211		0.000	0.000	105.930	-5.38
2121212		0.000	0.000	105.930	-5.38
27211		0.000	0.000	25.330	-5.38
27212		0.000	0.000	25.330	-5.38
10271		13.000	7.365	10.114	-5.32
10272		13.000	7.365	10.114	-5.32
22	Калинівка	0.000	0.000	110.375	-1.82
2222221		0.000	0.000	106.276	-5.66
2222222		0.000	0.000	107.833	-4.13
35221		0.000	0.000	35.580	-5.66
35222		0.000	0.000	36.101	-4.13
10221		8.750	4.240	10.144	-5.60
10222		8.750	4.240	10.168	-5.60
1003		0.000	0.000	108.799	-2.49
1005		0.000	0.000	108.626	-2.61
1004		0.000	0.000	113.315	-0.71
1002		0.000	0.000	113.625	-0.62
1001		0.000	0.000	107.398	-2.89
1010011		13.500	6.538	10.354	-6.68
1010012		13.500	6.538	10.354	-6.68
1010021		14.500	6.606	10.388	-4.24
1010022		14.500	6.606	10.388	-4.24
1010031		11.000	4.347	10.431	-5.47
1010032		11.000	4.347	10.431	-5.47
1010041		7.000	3.390	10.389	-3.43
1010042		7.000	3.390	10.389	-3.43

1010051	14.000	5.964	10.310	-6.45
1010052	14.000	5.964	10.310	-6.45

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	21.764	10.830	21.578	10.607	0.185	0.223	0.121	1.263
136	1	21.578	10.875	21.544	10.826	0.034	0.049	0.122	0.248
1	137	18.522	9.292	18.497	9.256	0.025	0.036	0.105	0.213
137	2	18.497	9.584	18.317	9.367	0.180	0.216	0.106	1.425
2	123	14.990	7.680	14.880	7.548	0.109	0.132	0.086	1.059
123	4	9.232	4.423	9.182	4.364	0.049	0.059	0.053	0.770
4	124	6.966	3.501	6.956	3.489	0.010	0.012	0.041	0.201
124	6	2.122	0.486	2.121	0.484	0.001	0.002	0.011	0.086
6	7	-6.651	-5.406	-6.696	-5.460	0.045	0.054	-0.045	-0.890
7	8	-9.316	-6.423	-9.379	-6.514	0.062	0.090	-0.059	-1.021
8	125	-11.897	-7.378	-11.940	-7.441	0.043	0.063	-0.072	-0.564
125	9	-11.940	-7.155	-11.960	-7.192	0.020	0.037	-0.071	-0.296
9	126	-15.089	-8.566	-15.222	-8.758	0.132	0.191	-0.088	-1.375
126	127	-15.222	-8.078	-15.305	-8.231	0.083	0.152	-0.087	-0.968
127	300	-15.305	-7.854	-15.317	-7.880	0.012	0.026	-0.086	-0.150
100	135	51.961	27.372	51.887	27.238	0.073	0.134	0.293	0.251
135	200	51.887	27.549	51.027	25.976	0.856	1.566	0.294	2.939
200	134	51.027	26.318	50.808	25.916	0.219	0.400	0.295	0.751
134	19	11.034	6.591	11.025	6.574	0.009	0.017	0.066	0.145
19	133	7.091	4.252	7.063	4.203	0.027	0.049	0.043	0.668
133	18	7.063	4.639	7.059	4.633	0.004	0.006	0.044	0.085
18	132	-2.009	-0.205	-2.012	-0.208	0.002	0.004	-0.011	-0.160
132	16	-6.045	-1.932	-6.056	-1.947	0.010	0.015	-0.033	-0.253
16	15	-16.357	-9.212	-16.492	-9.407	0.134	0.194	-0.097	-1.275
15	131	-19.314	-10.687	-19.414	-10.910	0.100	0.222	-0.113	-1.010
131	14	-19.414	-10.586	-19.441	-10.626	0.027	0.040	-0.112	-0.222
14	130	-29.150	-16.827	-29.214	-16.918	0.063	0.091	-0.171	-0.342
130	300	-29.214	-16.581	-29.449	-17.102	0.234	0.519	-0.170	-1.578
14	1004	4.155	2.677	4.148	2.667	0.007	0.011	0.025	0.274
1004	1002	-9.925	-4.830	-9.945	-4.859	0.020	0.028	-0.056	-0.313
1002	300	-39.095	-20.464	-39.514	-21.229	0.417	0.762	-0.224	-1.881
134	20	39.773	19.559	39.561	19.171	0.211	0.386	0.229	0.925
20	1003	35.933	17.449	35.567	16.638	0.364	0.807	0.208	1.937
1003	1001	13.461	6.839	13.335	6.657	0.125	0.182	0.080	1.436
1001	1005	-13.810	-8.467	-13.925	-8.633	0.114	0.166	-0.087	-1.252
1005	21	-42.071	-22.781	-42.379	-23.647	0.306	0.863	-0.254	-1.613
21	22	-9.624	-6.274	-9.633	-6.296	0.010	0.021	-0.060	-0.194
22	100	-27.247	-15.630	-27.979	-17.252	0.729	1.616	-0.164	-5.180
100	129	-58.951	-34.205	-60.123	-36.803	1.167	2.588	-0.357	-3.832
129	13	-0.633	-1.056	-0.633	-1.056	0.000	0.000	-0.006	-0.000
13	128	-14.734	-9.088	-14.735	-9.088	0.000	0.001	-0.088	-0.003
128	300	-59.853	-35.495	-60.322	-36.535	0.467	1.035	-0.352	-1.538
300	129	-59.490	-35.282	-59.957	-36.317	0.465	1.031	-0.350	-1.542
129	9991	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.107	1.541	3.098	1.409	0.009	0.131	0.018	2.335
1091	8	2.508	1.352	2.498	1.209	0.009	0.142	0.015	3.061
8	1071	2.610	1.639	2.598	1.469	0.011	0.169	0.016	3.692
1071	6	8.746	6.252	8.720	5.387	0.026	0.861	0.056	5.521
6	1414141	5.533	3.747	5.515	3.254	0.018	0.490	0.034	5.026
1414141	35141	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
35141	1414141	5.515	3.254	5.497	2.968	0.018	0.285	0.034	3.029
1414141	6661	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
6661	1061	8.720	5.387	8.695	5.387	0.026	0.000	0.056	0.212
1061	4	2.206	1.182	2.199	1.069	0.007	0.113	0.013	2.735
4	1002	14.544	7.773	14.491	6.602	0.053	1.166	0.084	4.202
1002	1002	14.544	7.773	14.491	6.602	0.053	1.166	0.084	4.202
1002	1004	7.017	3.820	6.996	3.388	0.022	0.430	0.041	3.264
1004	1004	7.017	3.820	6.996	3.388	0.022	0.430	0.041	3.264
1004	15	2.811	1.783	2.798	1.589	0.013	0.193	0.017	3.965
15	1616161	5.132	3.761	5.114	3.294	0.017	0.465	0.033	5.214
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
35161	1616161	5.114	3.294	5.097	3.023	0.017	0.270	0.033	3.132
1616161	16	5.132	3.761	5.114	3.294	0.017	0.465	0.033	5.214

1616162	35162	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	5.114	3.294	5.097	3.023	0.017	0.270	0.033	3.132
18	1818181	9.042	5.162	9.018	4.357	0.024	0.802	0.054	4.665
1818181	35181	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1818181	10181	9.018	4.357	8.994	4.357	0.024	0.000	0.054	0.218
19	10191	3.924	2.713	3.898	2.309	0.027	0.403	0.025	6.061
2	1021	3.316	2.141	3.298	1.869	0.018	0.271	0.020	4.713
20	10201	3.618	2.050	3.598	1.739	0.021	0.310	0.022	4.764
1	1011	3.011	1.565	2.998	1.369	0.013	0.195	0.017	3.449
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	2.806	1.629	2.798	1.509	0.008	0.119	0.017	2.435
123	3	5.649	3.665	5.648	3.664	0.001	0.001	0.035	0.013
21	2121211	13.053	8.469	13.022	7.360	0.030	1.104	0.081	4.664
2121211	27211	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2121211	10271	13.022	7.360	12.992	7.360	0.030	0.000	0.081	0.178
21	2121212	13.053	8.469	13.022	7.360	0.030	1.104	0.081	4.664
2121212	27212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	13.022	7.360	12.992	7.360	0.030	0.000	0.081	0.178
3	1031	2.811	1.701	2.798	1.509	0.013	0.191	0.017	3.830
22	2222221	8.790	5.001	8.767	4.237	0.023	0.761	0.053	4.562
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222221	10221	8.767	4.237	8.745	4.237	0.023	0.000	0.053	0.212
22	2222222	8.769	4.989	8.757	4.525	0.012	0.463	0.053	2.767
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.757	4.525	8.745	4.237	0.012	0.286	0.053	1.757
124	5	4.834	3.296	4.832	3.294	0.002	0.002	0.031	0.048
5	1051	4.818	3.233	4.797	2.848	0.021	0.383	0.030	4.527
3	3332	2.814	1.834	2.806	1.629	0.008	0.205	0.017	4.032
13	1313132	7.023	3.836	7.009	3.388	0.013	0.447	0.040	3.281
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313132	10132	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
13	1313131	7.023	3.836	7.009	3.388	0.013	0.447	0.040	3.281
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1313131	10131	7.009	3.388	6.996	3.388	0.014	0.000	0.041	0.169
132	17	4.034	2.379	4.033	2.379	0.000	0.000	0.024	0.013
128	10	45.119	26.773	44.666	25.769	0.451	1.000	0.265	1.972
10	1010102	16.036	9.754	16.013	8.779	0.023	0.971	0.097	3.248
1010102	10102	16.013	8.779	15.990	8.175	0.023	0.601	0.097	2.055
1010102	27102	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	12.512	6.133	12.490	6.084	0.022	0.048	0.072	0.335
11	12	8.063	4.052	8.043	4.007	0.020	0.045	0.047	0.490
12	10121	8.024	4.215	7.995	3.638	0.029	0.575	0.047	3.775
11	10111	4.413	2.410	4.397	2.129	0.015	0.280	0.026	3.429
10	1010101	16.036	9.754	16.013	8.779	0.023	0.971	0.097	3.248
1010101	10101	16.013	8.779	15.990	8.175	0.023	0.601	0.097	2.055
1010101	27101	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	10171	4.023	2.327	3.997	1.939	0.026	0.386	0.024	5.361
9	9991	3.115	1.768	3.107	1.541	0.009	0.226	0.018	3.846
1005	1010051	14.045	7.129	13.991	5.960	0.053	1.164	0.084	4.291
1005	1010052	14.045	7.129	13.991	5.960	0.053	1.164	0.084	4.291
1001	1010011	13.545	7.704	13.492	6.534	0.053	1.165	0.084	4.647
1001	1010012	13.545	7.704	13.492	6.534	0.053	1.165	0.084	4.647
1003	1010031	11.025	5.034	10.993	4.344	0.031	0.687	0.064	3.066
1003	1010032	11.025	5.034	10.993	4.344	0.031	0.687	0.064	3.066

ДОДАТОК Д (довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в режимі мінімальних навантажень

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 4100.0 год

Час втрат: 2021.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 105.688 МВт / 433.882 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 103.846 МВт / 425.769 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 0.892 МВт / 4.138 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 0.892 МВт / 4.138 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.801 МВт / 3.286 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 0.149 МВт / 0.689 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 0.950 МВт / 3.975 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 1.842 МВт / 8.114 млн.кВт*г (1.9%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-34.846	-12.938	110.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	109.026	-0.44
300	Козятин	-70.780	-31.433	110.000	0.00
123		0.000	0.000	108.771	-0.46
124		0.000	0.000	108.490	-0.57
125		0.000	0.000	109.264	-0.39
126		0.000	0.000	109.732	-0.18
127		0.000	0.000	109.968	-0.03
128		0.000	0.000	109.501	-0.21
129		0.000	0.000	109.500	-0.21
130		0.000	0.000	109.520	-0.24
131		0.000	0.000	109.346	-0.30
132		0.000	0.000	108.599	-0.63
133		0.000	0.000	108.572	-0.66
134		0.000	0.000	108.794	-0.55
135		0.000	0.000	109.924	-0.04
136		0.000	0.000	109.635	-0.14
137		0.000	0.000	109.505	-0.20
1	Агрономічне	0.000	0.000	109.564	-0.17
1011		1.050	0.480	10.371	-1.26
2	Петрик	0.000	0.000	109.085	-0.35
1021		1.155	0.650	10.289	-1.55
3	Літин	0.000	0.000	108.767	-0.46
1031		0.980	0.530	10.285	-1.48
3332		0.000	0.000	107.527	-1.52
3532		0.000	0.000	35.998	-1.52
1032		0.980	0.530	10.214	-2.14
4	Кожухів	0.000	0.000	108.549	-0.55
1041		0.770	0.370	9.832	-1.35
5	Курортна	0.000	0.000	108.474	-0.57
1051		1.680	1.000	10.238	-1.68
6	Хмільник	0.000	0.000	108.473	-0.58
6661		0.000	0.000	106.756	-1.93
3561		0.000	0.000	35.740	-1.93
1061		3.045	1.890	10.204	-1.90
7	Уланів	0.000	0.000	108.780	-0.54
1071		0.910	0.510	10.291	-1.49
8	Вишенька	0.000	0.000	109.097	-0.45
1081		0.875	0.420	10.340	-1.36
9	Юрівка	0.000	0.000	109.345	-0.35
9991		0.000	0.000	108.180	-1.51

3591		0.000	0.000	36.217	-1.51
1091		1.085	0.490	10.281	-2.19
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	108.853	-0.49
1010101		0.000	0.000	107.851	-1.43
1010102		0.000	0.000	107.851	-1.43
27101		0.000	0.000	25.789	-1.43
27102		0.000	0.000	25.789	-1.43
10101		5.600	2.860	10.256	-2.01
10102		5.600	2.860	10.256	-2.01
11	Глухівці	0.000	0.000	108.751	-0.55
10111		1.540	0.750	10.297	-1.57
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	108.595	-0.62
10121		2.800	1.270	10.276	-1.79
13	Сигнал	0.000	0.000	109.500	-0.21
1313131		0.000	0.000	108.422	-1.28
1313132		0.000	0.000	108.422	-1.28
35131		0.000	0.000	36.298	-1.28
35132		0.000	0.000	36.298	-1.28
10131		2.450	1.190	10.364	-1.26
10132		2.450	1.190	10.364	-1.26
14	Махаренці	0.000	0.000	109.411	-0.27
1414141		0.000	0.000	107.872	-1.58
35141		0.000	0.000	36.114	-1.58
10141		1.925	1.040	10.231	-2.34
15	Черемошне	0.000	0.000	109.058	-0.46
10151		0.980	0.560	10.307	-1.47
16	Погребище	0.000	0.000	108.668	-0.59
1616161		0.000	0.000	107.106	-1.81
1616162		0.000	0.000	107.106	-1.81
35161		0.000	0.000	35.857	-1.81
35162		0.000	0.000	35.857	-1.81
10161		1.785	1.060	10.156	-2.53
10162		1.785	1.060	10.156	-2.53
17	Плисків	0.000	0.000	108.595	-0.64
10171		1.400	0.680	10.231	-2.11
18	Липовець	0.000	0.000	108.545	-0.67
1818181		0.000	0.000	107.135	-2.06
35181		0.000	0.000	35.867	-2.06
10181		3.150	1.530	10.240	-2.04
19	Степанівка	0.000	0.000	108.754	-0.57
10191		1.365	0.810	10.221	-1.99
20	Оленівка	0.000	0.000	108.497	-0.68
10201		1.260	0.610	10.238	-2.00
21	Сосонка	0.000	0.000	108.282	-0.74
2121211		0.000	0.000	106.850	-1.98
2121212		0.000	0.000	106.850	-1.98
27211		0.000	0.000	25.550	-1.98
27212		0.000	0.000	25.550	-1.98
10271		4.550	2.580	10.214	-1.96
10272		4.550	2.580	10.214	-1.96
22	Калинівка	0.000	0.000	108.347	-0.72
2222221		0.000	0.000	106.981	-2.08
2222222		0.000	0.000	107.511	-1.55
35221		0.000	0.000	35.816	-2.08
35222		0.000	0.000	35.993	-1.55
10221		3.063	1.480	10.225	-2.06
10222		3.063	1.480	10.233	-2.06
1003		0.000	0.000	107.874	-0.98
1004		0.000	0.000	109.286	-0.29
1005		0.000	0.000	107.785	-1.01
1001		0.000	0.000	107.396	-1.13
1002		0.000	0.000	109.378	-0.25
1010011		4.725	2.288	10.229	-2.42
1010012		4.725	2.288	10.229	-2.42
1010021		5.075	2.312	10.229	-1.59
1010022		5.075	2.312	10.229	-1.59
1010031		3.850	1.522	10.318	-2.03
1010032		3.850	1.522	10.318	-2.03
1010041		2.450	1.187	10.351	-1.29
1010042		2.450	1.187	10.351	-1.29
1010051		4.900	2.087	10.277	-2.34
1010052		4.900	2.087	10.277	-2.34

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	7.431	1.786	7.411	1.761	0.020	0.024	0.040	0.365
136	1	7.411	2.009	7.407	2.003	0.004	0.005	0.040	0.071
1	137	6.346	1.527	6.344	1.523	0.003	0.004	0.034	0.059
137	2	6.344	1.827	6.324	1.803	0.019	0.023	0.035	0.421
2	123	5.158	1.548	5.146	1.534	0.012	0.014	0.028	0.316
123	4	3.162	0.805	3.156	0.799	0.005	0.006	0.017	0.223
4	124	2.376	0.723	2.375	0.722	0.001	0.001	0.013	0.059
124	6	0.680	-0.100	0.680	-0.100	0.000	0.000	0.004	0.018
6	7	-2.395	-1.742	-2.400	-1.749	0.006	0.007	-0.016	-0.308
7	8	-3.321	-1.632	-3.328	-1.642	0.007	0.010	-0.020	-0.318
8	125	-4.213	-1.618	-4.218	-1.625	0.005	0.007	-0.024	-0.168
125	9	-4.218	-1.357	-4.220	-1.361	0.002	0.004	-0.023	-0.082
9	126	-5.319	-1.525	-5.334	-1.546	0.014	0.021	-0.029	-0.389
126	127	-5.334	-0.921	-5.342	-0.937	0.009	0.016	-0.028	-0.236
127	300	-5.342	-0.595	-5.344	-0.598	0.001	0.003	-0.028	-0.032
100	135	17.790	6.369	17.782	6.354	0.008	0.015	0.099	0.076
135	200	17.782	6.637	17.683	6.456	0.098	0.180	0.100	0.901
200	134	17.683	6.778	17.658	6.731	0.025	0.046	0.100	0.233
134	19	3.891	1.310	3.890	1.308	0.001	0.002	0.022	0.040
19	133	2.513	0.822	2.510	0.817	0.003	0.005	0.014	0.184
133	18	2.510	1.236	2.509	1.235	0.000	0.001	0.015	0.027
18	132	-0.670	-0.079	-0.670	-0.080	0.000	0.000	-0.004	-0.054
132	16	-2.082	-0.227	-2.083	-0.229	0.001	0.002	-0.011	-0.070
16	15	-5.696	-2.274	-5.711	-2.296	0.015	0.022	-0.033	-0.393
15	131	-6.702	-2.406	-6.713	-2.431	0.011	0.025	-0.038	-0.290
131	14	-6.713	-2.130	-6.716	-2.134	0.003	0.004	-0.037	-0.065
14	130	-10.204	-4.436	-10.211	-4.447	0.007	0.011	-0.059	-0.110
130	300	-10.211	-4.135	-10.238	-4.196	0.027	0.060	-0.058	-0.481
14	1004	1.540	1.376	1.539	1.374	0.001	0.002	0.011	0.125
1004	1002	-3.399	-0.976	-3.401	-0.980	0.002	0.003	-0.019	-0.092
1002	300	-13.616	-5.952	-13.667	-6.045	0.051	0.093	-0.078	-0.623
134	20	13.767	5.643	13.742	5.597	0.025	0.046	0.079	0.300
20	1003	12.471	5.266	12.427	5.169	0.044	0.097	0.072	0.631
1003	1001	4.668	2.225	4.653	2.203	0.015	0.022	0.028	0.483
1001	1005	-4.858	-2.358	-4.871	-2.376	0.013	0.018	-0.029	-0.393
1005	21	-14.733	-6.717	-14.769	-6.817	0.036	0.100	-0.087	-0.504
21	22	-3.354	-2.081	-3.355	-2.083	0.001	0.003	-0.021	-0.066
22	100	-9.538	-4.592	-9.625	-4.784	0.086	0.190	-0.056	-1.661
21	129	-20.611	-10.058	-20.749	-10.363	0.137	0.303	-0.122	-1.227
129	13	-0.103	0.209	-0.103	0.209	0.000	0.000	-0.001	0.000
13	128	-5.058	-2.616	-5.058	-2.616	0.000	0.000	-0.030	-0.001
128	300	-20.773	-10.203	-20.829	-10.328	0.056	0.124	-0.122	-0.500
129	300	-20.646	-10.142	-20.702	-10.266	0.056	0.124	-0.121	-0.501
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	1.085	0.506	1.084	0.490	0.001	0.016	0.006	0.734
8	1081	0.876	0.437	0.874	0.420	0.001	0.018	0.005	1.016
7	1071	0.911	0.530	0.909	0.510	0.001	0.021	0.006	1.215
6	6661	3.049	1.991	3.046	1.889	0.003	0.102	0.019	1.772
14	1414141	1.928	1.133	1.926	1.074	0.002	0.059	0.012	1.579
1414141	35141	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	1.926	1.074	1.924	1.039	0.002	0.034	0.012	0.957
6661	3561	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6661	1061	3.046	1.889	3.043	1.889	0.003	0.000	0.019	0.076
4	1041	0.770	0.384	0.770	0.370	0.001	0.014	0.005	0.898
1002	1010021	5.079	2.458	5.072	2.311	0.007	0.147	0.030	1.378
1002	1010022	5.079	2.458	5.072	2.311	0.007	0.147	0.030	1.378
1004	1010041	2.451	1.241	2.448	1.186	0.003	0.055	0.014	1.094
1004	1010042	2.451	1.241	2.448	1.186	0.003	0.055	0.014	1.094
15	10151	0.981	0.584	0.979	0.560	0.002	0.024	0.006	1.328
16	1616161	1.788	1.145	1.786	1.091	0.002	0.054	0.011	1.610
1616161	35161	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	1.786	1.091	1.784	1.059	0.002	0.031	0.011	0.972
16	1616162	1.788	1.145	1.786	1.091	0.002	0.054	0.011	1.610
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616162	10162	1.786	1.091	1.784	1.059	0.002	0.031	0.011	0.972

18	1818181	3.154	1.626	3.151	1.529	0.003	0.097	0.019	1.472
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1818181	10181	3.151	1.529	3.148	1.529	0.003	0.000	0.019	0.078
19	10191	1.367	0.858	1.364	0.809	0.003	0.048	0.009	1.951
2	1021	1.156	0.683	1.154	0.650	0.002	0.033	0.007	1.550
20	10201	1.262	0.647	1.259	0.610	0.002	0.038	0.008	1.516
1	1011	1.051	0.505	1.049	0.480	0.002	0.025	0.006	1.163
3332	3532	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	0.980	0.544	0.979	0.530	0.001	0.014	0.006	0.774
123	3	1.984	1.244	1.984	1.244	0.000	0.000	0.012	0.005
21	2121211	4.554	2.712	4.551	2.578	0.004	0.133	0.028	1.486
2121211	27211	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121211	10271	4.551	2.578	4.547	2.578	0.004	0.000	0.028	0.064
21	2121212	4.554	2.712	4.551	2.578	0.004	0.133	0.028	1.486
2121212	27212	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	4.551	2.578	4.547	2.578	0.004	0.000	0.028	0.064
3	1031	0.981	0.553	0.979	0.530	0.002	0.024	0.006	1.270
22	2222221	3.067	1.571	3.064	1.479	0.003	0.092	0.018	1.428
2222221	35221	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2222221	10221	3.064	1.479	3.061	1.479	0.003	0.000	0.018	0.076
22	2222222	3.064	1.570	3.063	1.514	0.001	0.056	0.018	0.867
2222222	35222	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	3.063	1.514	3.061	1.479	0.001	0.035	0.018	0.552
124	5	1.695	1.105	1.695	1.105	0.000	0.000	0.011	0.017
5	1051	1.682	1.046	1.679	0.999	0.003	0.046	0.011	1.479
3	3332	0.981	0.568	0.980	0.544	0.001	0.024	0.006	1.274
13	1313132	2.452	1.247	2.450	1.189	0.002	0.057	0.014	1.104
1313132	35132	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
1313132	10132	2.450	1.189	2.448	1.189	0.002	0.000	0.014	0.061
13	1313131	2.452	1.247	2.450	1.189	0.002	0.057	0.014	1.104
1313131	35131	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313131	10131	2.450	1.189	2.448	1.189	0.002	0.000	0.014	0.061
132	17	1.412	0.777	1.412	0.776	0.000	0.000	0.009	0.004
128	10	15.715	7.926	15.660	7.803	0.055	0.122	0.093	0.652
10	1010102	5.602	3.051	5.599	2.932	0.003	0.119	0.034	1.031
1010102	10102	5.599	2.932	5.596	2.858	0.003	0.074	0.034	0.655
1010102	27102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	4.379	1.579	4.376	1.573	0.003	0.006	0.025	0.103
11	12	2.822	1.147	2.819	1.142	0.002	0.005	0.016	0.157
12	10121	2.802	1.340	2.798	1.269	0.004	0.071	0.016	1.209
11	10111	1.541	0.785	1.539	0.750	0.002	0.035	0.009	1.130
10	1010101	5.602	3.051	5.599	2.932	0.003	0.119	0.034	1.031
1010101	10101	5.599	2.932	5.596	2.858	0.003	0.074	0.034	0.655
1010101	27101	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
17	10171	1.402	0.726	1.399	0.680	0.003	0.046	0.008	1.695
9	9991	1.086	0.533	1.085	0.506	0.001	0.028	0.006	1.201
1005	1010051	4.903	2.224	4.897	2.086	0.006	0.138	0.029	1.306
1005	1010052	4.903	2.224	4.897	2.086	0.006	0.138	0.029	1.306
1001	1010011	4.728	2.423	4.722	2.287	0.006	0.135	0.029	1.412
1001	1010012	4.728	2.423	4.722	2.287	0.006	0.135	0.029	1.412
1003	1010031	3.851	1.604	3.848	1.521	0.004	0.083	0.022	0.951
1003	1010032	3.851	1.604	3.848	1.521	0.004	0.083	0.022	0.951

ДОДАТОК Е

(довідниковий)

Розрахунок спроектованої мережі в післяаварійному режимі

ЗАГАЛЬНА ІНФОРМАЦІЯ

Тривалість звітного періоду: 4100.0 год

Час втрат: 2021.4 год

Отримано потужн./ел.енерг.: 314.839 МВт / 1300.171 млн.кВт*г

Відпущено потужн./ел.енерг.: 296.700 МВт / 1216.470 млн.кВт*г

Втрати в ЛЕП 220-35 кВ: 16.059 МВт / 74.521 млн.кВт*г

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

Сумарні втрати в ЛЕП: 16.059 МВт / 74.521 млн.кВт*г

Втрати х.х. в трансформаторах: 0.874 МВт / 3.582 млн.кВт*г

Втрати нав. в трансформаторах: 1.206 МВт / 5.598 млн.кВт*г

Сумарні втрати в трансформаторах: 2.080 МВт / 9.180 млн.кВт*г

СУМАРНІ ВТРАТИ У МЕРЕЖАХ 750-35 кВ: 18.139 МВт / 83.701 млн.кВт*г (6.4%)

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВУЗЛИ

N вузла	Назва	Р _{нав} , МВт	Q _{нав} , МВАр	U, кВ	Фаза, град
100	Вінницький енерговузол	-138.458	-84.531	121.000	0.00
200	Вінницька 750	0.000	0.000	114.532	-1.77
300	Козятин	-176.263	-103.332	121.000	0.00
123		0.000	0.000	117.077	-0.88
124		0.000	0.000	116.177	-1.09
125		0.000	0.000	118.414	-0.74
126		0.000	0.000	119.967	-0.35
127		0.000	0.000	120.862	-0.05
128		0.000	0.000	119.949	-0.36
129		0.000	0.000	119.949	-0.36
130		0.000	0.000	117.189	-1.28
131		0.000	0.000	116.122	-1.53
132		0.000	0.000	113.088	-2.33
133		0.000	0.000	112.593	-2.42
134		0.000	0.000	113.031	-2.22
135		0.000	0.000	120.487	-0.13
136		0.000	0.000	119.820	-0.26
137		0.000	0.000	119.391	-0.38
1	Агрономічне	0.000	0.000	119.589	-0.32
1011		3.000	1.370	10.978	-2.96
2	Петрик	0.000	0.000	118.063	-0.66
1021		3.300	1.870	10.890	-3.65
3	Літин	0.000	0.000	117.065	-0.88
1031		2.800	1.510	10.871	-3.44
3332		0.000	0.000	113.509	-3.55
3532		0.000	0.000	38.001	-3.55
1032		2.800	1.510	10.662	-5.16
4	Кожухів	0.000	0.000	116.363	-1.05
1041		2.200	1.070	11.064	-3.07
5	Курортна	0.000	0.000	116.132	-1.09
1051		4.800	2.850	10.725	-3.93
6	Хмільник	0.000	0.000	116.099	-1.12
6661		0.000	0.000	111.271	-4.57
3561		0.000	0.000	37.252	-4.57
1061		8.700	5.390	10.623	-4.51
7	Уланів	0.000	0.000	116.937	-1.03
1071		2.600	1.470	10.870	-3.41
8	Вишенька	0.000	0.000	117.889	-0.85
1081		2.500	1.210	11.015	-3.10

9	Юрівка	0.000	0.000	118.688	-0.66
9991		0.000	0.000	115.314	-3.54
3591		0.000	0.000	38.605	-3.54
1091		3.100	1.410	10.846	-5.27
10	Козятинська тяга	0.000	0.000	118.120	-1.00
1010101		0.000	0.000	115.284	-3.31
1010102		0.000	0.000	115.284	-3.31
27101		0.000	0.000	27.567	-3.31
27102		0.000	0.000	27.567	-3.31
10101		16.000	8.180	10.864	-4.78
10102		16.000	8.180	10.864	-4.78
11	Глухівці	0.000	0.000	117.813	-1.12
10111		4.400	2.130	10.983	-3.64
12	Завод Пргорес	0.000	0.000	117.363	-1.30
10121		8.000	3.640	10.917	-4.21
13	Сигнал	0.000	0.000	119.949	-0.36
1313131		0.000	0.000	115.303	-2.92
1313132		0.000	0.000	115.303	-2.92
35131		0.000	0.000	38.602	-2.92
35132		0.000	0.000	38.602	-2.92
10131		7.000	3.390	11.013	-2.88
10132		7.000	3.390	11.013	-2.88
14	Махаренці	0.000	0.000	116.375	-1.47
1414141		0.000	0.000	111.789	-4.85
35141		0.000	0.000	37.425	-4.85
10141		5.500	2.970	10.445	-6.91
15	Черемошне	0.000	0.000	114.968	-1.91
10151		2.800	1.590	10.648	-4.57
16	Погребище	0.000	0.000	113.492	-2.23
1616161		0.000	0.000	108.764	-5.52
1616162		0.000	0.000	108.764	-5.52
35161		0.000	0.000	36.412	-5.52
35162		0.000	0.000	36.412	-5.52
10161		5.100	3.025	10.147	-7.54
10162		5.100	3.025	10.147	-7.54
17	Плисків	0.000	0.000	113.075	-2.33
10171		4.000	1.940	10.360	-6.33
18	Липовець	0.000	0.000	112.546	-2.44
1818181		0.000	0.000	108.416	-6.24
35181		0.000	0.000	36.296	-6.24
10181		9.000	4.360	10.348	-6.18
19	Степанівка	0.000	0.000	112.933	-2.25
10191		3.900	2.310	10.272	-6.16
20	Оленівка	0.000	0.000	110.827	-2.87
10201		3.600	1.740	10.186	-6.60
21	Сосонка	0.000	0.000	118.258	-0.92
2121211		0.000	0.000	114.341	-3.94
2121212		0.000	0.000	114.341	-3.94
27211		0.000	0.000	27.341	-3.94
27212		0.000	0.000	27.341	-3.94
10271		13.000	7.365	10.920	-3.89
10272		13.000	7.365	10.920	-3.89
22	Калинівка	0.000	0.000	118.245	-0.94
2222221		0.000	0.000	114.470	-4.26
2222222		0.000	0.000	115.910	-2.94
35221		0.000	0.000	38.323	-4.26
35222		0.000	0.000	38.805	-2.94
10221		8.750	4.240	10.929	-4.21
10222		8.750	4.240	10.951	-4.21
1003		0.000	0.000	105.974	-4.70
1005		0.000	0.000	99.627	-7.24
1004		0.000	0.000	113.730	-2.13
1002		0.000	0.000	112.768	-2.37
1001		0.000	0.000	99.246	-6.47
1010011		13.500	6.538	10.301	-10.94
1010012		13.500	6.538	10.301	-10.94
1010021		14.500	6.606	10.303	-6.06
1010022		14.500	6.606	10.303	-6.06
1010031		11.000	4.347	10.145	-7.85
1010032		11.000	4.347	10.145	-7.85
1010041		7.000	3.390	10.430	-4.83
1010042		7.000	3.390	10.430	-4.83

1010051	14.000	5.964	10.035	-12.15
1010052	14.000	5.964	10.035	-12.15

ІНФОРМАЦІЯ ПРО ВІТКИ

N початку	N кінця	Рп, МВт	Qп, МВАр	Рк, МВт	Qк, МВАр	dP, МВт	dQ, МВАр	I, кА	dU, кВ
100	136	21.680	10.317	21.515	10.119	0.164	0.198	0.114	1.182
136	1	21.515	10.414	21.485	10.371	0.030	0.043	0.115	0.232
1	137	18.463	8.858	18.441	8.826	0.022	0.032	0.099	0.199
137	2	18.441	9.187	18.280	8.995	0.160	0.192	0.099	1.333
2	123	14.955	7.383	14.857	7.265	0.097	0.117	0.081	0.992
123	4	9.209	4.239	9.165	4.187	0.044	0.053	0.050	0.719
4	124	6.949	3.370	6.940	3.359	0.009	0.010	0.038	0.188
124	6	2.107	0.422	2.106	0.421	0.001	0.001	0.011	0.078
6	7	-6.664	-5.337	-6.704	-5.386	0.040	0.048	-0.042	-0.841
7	8	-9.324	-6.259	-9.379	-6.340	0.056	0.080	-0.055	-0.958
8	125	-11.898	-7.139	-11.936	-7.194	0.038	0.056	-0.068	-0.528
125	9	-11.936	-6.879	-11.954	-6.912	0.018	0.033	-0.067	-0.276
9	126	-15.082	-8.208	-15.200	-8.379	0.117	0.170	-0.083	-1.284
126	127	-15.200	-7.631	-15.274	-7.767	0.074	0.135	-0.082	-0.897
127	300	-15.274	-7.353	-15.284	-7.376	0.010	0.023	-0.081	-0.138
100	135	100.815	64.673	100.537	64.165	0.277	0.506	0.571	0.514
135	200	100.537	64.504	97.284	58.556	3.240	5.924	0.571	6.009
200	134	97.284	58.911	96.456	57.395	0.825	1.509	0.572	1.531
134	19	8.868	3.877	8.863	3.868	0.005	0.009	0.049	0.101
19	133	4.928	1.569	4.918	1.550	0.010	0.019	0.026	0.353
133	18	4.918	2.000	4.917	1.998	0.001	0.002	0.027	0.048
18	132	-4.151	-2.800	-4.166	-2.822	0.015	0.021	-0.026	-0.550
132	16	-8.199	-4.504	-8.220	-4.535	0.021	0.031	-0.048	-0.412
16	15	-18.520	-11.718	-18.696	-11.972	0.175	0.254	-0.111	-1.497
15	131	-21.518	-13.219	-21.643	-13.498	0.125	0.277	-0.127	-1.176
131	14	-21.643	-13.159	-21.677	-13.209	0.034	0.050	-0.126	-0.256
14	130	-71.364	-41.357	-71.726	-41.882	0.361	0.523	-0.409	-0.823
130	300	-71.726	-41.525	-73.079	-44.525	1.347	2.988	-0.408	-3.841
300	128	44.143	25.827	43.918	25.329	0.224	0.496	0.244	1.054
128	13	-1.144	-0.427	-1.144	-0.427	0.000	0.000	-0.006	-0.000
13	129	-15.246	-8.406	-15.246	-8.406	0.000	0.000	-0.084	-0.000
129	21	28.289	17.221	28.056	16.703	0.232	0.516	0.159	1.704
21	22	1.863	-0.039	1.863	-0.039	0.000	0.000	0.009	0.014
22	100	-15.750	-9.067	-15.963	-9.540	0.213	0.471	-0.089	-2.771
129	300	-43.535	-25.111	-43.757	-25.604	0.222	0.491	-0.241	-1.053
123	3	5.648	3.624	5.648	3.623	0.000	0.001	0.033	0.012
3	1031	2.810	1.682	2.798	1.509	0.011	0.172	0.016	3.598
124	5	4.833	3.262	4.832	3.260	0.001	0.002	0.029	0.045
5	1051	4.816	3.192	4.797	2.848	0.019	0.343	0.029	4.243
3	3332	2.812	1.800	2.805	1.616	0.007	0.183	0.016	3.760
132	17	4.033	2.365	4.033	2.364	0.000	0.000	0.024	0.013
17	10171	4.022	2.310	3.997	1.939	0.025	0.370	0.024	5.330
9	9991	3.114	1.731	3.106	1.527	0.008	0.203	0.017	3.586
9991	3591	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
9991	1091	3.106	1.527	3.098	1.409	0.008	0.118	0.017	2.180
8	1081	2.507	1.337	2.498	1.209	0.008	0.128	0.014	2.881
7	1071	2.608	1.621	2.598	1.469	0.010	0.152	0.015	3.470
6	6661	8.741	6.158	8.718	5.387	0.023	0.769	0.053	5.160
14	1414141	5.531	3.704	5.514	3.239	0.017	0.464	0.033	4.948
1414141	35141	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1414141	10141	5.514	3.239	5.497	2.968	0.017	0.270	0.033	2.980
14	1004	44.134	24.679	43.405	23.623	0.726	1.052	0.250	2.684
1004	1002	29.332	16.133	29.151	15.872	0.180	0.260	0.170	0.981
1002	1010021	14.545	7.792	14.491	6.602	0.054	1.185	0.084	4.454
1002	1010022	14.545	7.792	14.491	6.602	0.054	1.185	0.084	4.454
1004	1010041	7.017	3.816	6.996	3.388	0.022	0.427	0.040	3.377
1004	1010042	7.017	3.816	6.996	3.388	0.022	0.427	0.040	3.377
15	10151	2.810	1.773	2.798	1.589	0.012	0.184	0.017	3.931
16	1616161	5.130	3.725	5.113	3.281	0.016	0.442	0.032	5.148
1616161	35161	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1616161	10161	5.113	3.281	5.097	3.023	0.016	0.257	0.032	3.090
16	1616162	5.130	3.725	5.113	3.281	0.016	0.442	0.032	5.148
1616162	35162	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000

1616162	10162	5.113	3.281	5.097	3.023	0.016	0.257	0.032	3.090
18	1818181	9.041	5.134	9.018	4.357	0.023	0.773	0.053	4.669
1818181	35181	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1818181	10181	9.018	4.357	8.994	4.357	0.023	0.000	0.053	0.213
19	10191	3.924	2.701	3.898	2.309	0.026	0.391	0.024	6.068
134	20	87.588	53.758	86.476	51.725	1.107	2.025	0.524	2.259
20	10201	3.618	2.049	3.598	1.739	0.021	0.309	0.022	4.899
20	1003	82.848	50.004	80.708	45.259	2.131	4.726	0.503	5.070
1003	1001	58.601	35.368	55.874	31.418	2.716	3.934	0.372	7.003
1001	1005	28.716	15.810	28.165	15.012	0.549	0.795	0.190	2.758
1005	1010051	14.060	7.469	13.991	5.960	0.069	1.503	0.095	5.624
1005	1010052	14.060	7.469	13.991	5.960	0.069	1.503	0.095	5.624
1001	1010011	13.555	7.925	13.492	6.534	0.063	1.386	0.091	5.587
1001	1010012	13.555	7.925	13.492	6.534	0.063	1.386	0.091	5.587
1003	1010031	11.026	5.073	10.993	4.344	0.033	0.726	0.066	3.379
1003	1010032	11.026	5.073	10.993	4.344	0.033	0.726	0.066	3.379
6661	3561	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
6661	1061	8.718	5.387	8.695	5.387	0.023	0.000	0.053	0.202
13	1313131	7.020	3.790	7.008	3.388	0.012	0.401	0.038	3.066
1313131	10131	7.008	3.388	6.996	3.388	0.012	0.000	0.039	0.161
1313131	35131	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000
13	1313132	7.020	3.790	7.008	3.388	0.012	0.401	0.038	3.066
1313132	35132	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
1313132	10132	7.008	3.388	6.996	3.388	0.012	0.000	0.039	0.161
4	1041	2.205	1.171	2.199	1.069	0.007	0.101	0.012	2.571
2	1021	3.314	2.113	3.298	1.869	0.016	0.243	0.019	4.428
21	2121212	13.044	8.311	13.018	7.360	0.026	0.947	0.075	4.172
2121212	27212	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	0.000
2121212	10272	13.018	7.360	12.992	7.360	0.026	0.000	0.075	0.168
21	2121211	13.044	8.311	13.018	7.360	0.026	0.947	0.075	4.172
2121211	27211	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2121211	10271	13.018	7.360	12.992	7.360	0.026	0.000	0.075	0.168
1	1011	3.010	1.546	2.998	1.369	0.012	0.176	0.016	3.250
22	2222222	8.766	4.885	8.755	4.485	0.011	0.399	0.049	2.472
2222222	35222	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
2222222	10222	8.755	4.485	8.745	4.237	0.011	0.247	0.049	1.572
22	2222221	8.784	4.895	8.764	4.237	0.020	0.655	0.049	4.076
2222221	10221	8.764	4.237	8.745	4.237	0.020	0.000	0.049	0.200
2222221	35221	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	3532	-0.000	-0.000	-0.000	-0.000	0.000	0.000	-0.000	-0.000
3332	1032	2.805	1.616	2.798	1.509	0.007	0.106	0.016	2.272
128	10	45.062	26.162	44.659	25.268	0.402	0.890	0.250	1.844
10	1010101	16.031	9.581	16.011	8.712	0.021	0.865	0.091	3.010
1010101	27101	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
1010101	10101	16.011	8.712	15.990	8.175	0.021	0.535	0.091	1.906
10	1010102	16.031	9.581	16.011	8.712	0.021	0.865	0.091	3.010
1010102	10102	16.011	8.712	15.990	8.175	0.021	0.535	0.091	1.906
1010102	27102	0.000	-0.000	0.000	-0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
10	11	12.506	5.963	12.487	5.920	0.019	0.043	0.068	0.312
11	12	8.060	3.961	8.041	3.920	0.018	0.040	0.044	0.457
12	10121	8.021	4.152	7.995	3.638	0.026	0.512	0.044	3.503
11	10111	4.411	2.380	4.397	2.129	0.014	0.250	0.025	3.193

ДОДАТОК Ж

(довідниковий)

Розрахунок перетоків потужностей в мережі

Розрахуємо потужності в контурі 20-1003-1001-1005-21.

Для ділянки 20-1003 маємо:

$$\begin{aligned}
 S_{20-1003} = & \frac{S_{розр1003} \cdot \left(z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^* \right) + S_{розр1001} \cdot \left(z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^* \right) +}{z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^*} \times \\
 & \times \frac{+ S_{розр1005} \cdot \left(z_{1005-21}^* \right)}{z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^*}; \\
 S_{20-1003} = & \frac{(22,108 + j9,556) \cdot (6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9) +}{2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9} \times \\
 & \times \frac{+ (27,14 + j14,627) \cdot (4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9) + (28,143 + j13,716) \cdot (1,46 - j4,9)}{2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9} = \\
 & = 33,359 + j15,284 \text{ (MBA)}.
 \end{aligned}$$

Для ділянки 1005-21 маємо:

$$\begin{aligned}
 S_{1005-21} = & \frac{S_{розр1003} \cdot \left(z_{20-1003}^* \right) + S_{розр1001} \cdot \left(z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* \right) +}{z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^*} \times \\
 & \times \frac{+ S_{розр1005} \cdot \left(z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* \right)}{z_{20-1003}^* + z_{1003-1001}^* + z_{1001-1005}^* + z_{1005-21}^*}; \\
 S_{1005-21} = & \frac{(22,108 + j9,556) \cdot (2,67 - j6,81) + (27,14 + j14,627) \cdot (2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33)}{2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9} \times \\
 & \times \frac{+ (28,143 + j13,716) \cdot (2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98)}{2,67 - j6,81 + 6,03 - j10,33 + 4,66 - j7,98 + 1,46 - j4,9} = \\
 & = 44,032 + j22,615 \text{ (MBA)}.
 \end{aligned}$$

Перетік потужності у вітках 1003-1001 і 1001-1005 знайдемо, склавши рівняння за першим законом Кірхгофа для вузлів 1003 та 1005.

$$\dot{S}_{1003-1001} = \dot{S}_{20-1003} - \dot{S}_{розр1003},$$

$$\dot{S}_{1003-1001} = 33,359 + j15,284 - 22,108 - j9,556 = 11,251 + j5,728 \text{ (МВА)}.$$

$$\dot{S}_{1001-1005} = \dot{S}_{1005-21} - \dot{S}_{розр1005},$$

$$\dot{S}_{1001-1005} = 44,032 + j22,615 - 28,143 - j13,716 = 15,889 + j8,899 \text{ (МВА)}.$$

Оскільки ланцюг ліній 20-1003-1001-1005-21 включений між підстанціями з різними напругами, то виникає зрівняльний струм:

$$I_{zp} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\sqrt{3}z_{12}},$$

або зрівняльна потужність

$$\dot{S}_{zp} = 3 \cdot I_{zp}^* \cdot \dot{U}_\phi,$$

$$\text{де } \dot{U}_\phi = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2 \cdot \sqrt{3}}.$$

Дані про напруги вузлових підстанцій беремо з розрахунку усталеного режиму електричної мережі (додаток Г).

$$U_{20} = 110,68 \text{ кВ}; U_{21} = 110,186 \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{zp20-21} = 3 \cdot \frac{110,68 - 110,186}{\sqrt{3} \cdot (14,82 - j30,02)} \cdot \frac{110,68 + 110,186}{2 \cdot \sqrt{3}} = 0,721 + j1,461 \text{ (МВА)}.$$

Після накладання зрівняльної потужності на отримане потекорозподілення отримаємо:

$$\dot{S}'_{20-1002} = \dot{S}_{20-1002} + \dot{S}_{zp20-21} = 33,359 + j15,284 + 0,721 + j1,461 = 34,08 + j16,745 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}'_{1003-1001} = \dot{S}_{1003-1001} + \dot{S}_{zp} = 11,251 + j5,728 + 0,721 + j1,461 = 11,972 + j7,189 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}'_{1001-1005} = \dot{S}_{1001-1005} - \dot{S}_{zp} = 15,889 + j8,899 - 0,721 - j1,461 = 15,168 + j7,438 \text{ (МВА)};$$

$$\dot{S}'_{1005-21} = \dot{S}_{1005-21} - \dot{S}_{zp} = 44,032 + j22,615 - 0,721 - j1,461 = 43,311 + j21,154 \text{ (МВА)}.$$

Аналогічно розраховуємо контур 300-1002-1004-14.

$$\dot{S}_{300-1002} = \frac{\dot{S}_{розр1002} \cdot \left(z_{1002-1004}^* + z_{1004-14}^* \right) + \dot{S}_{розр1004} \cdot \left(z_{1004-14}^* \right)}{z_{300-1002}^* + z_{1002-1004}^* + z_{1004-14}^*},$$

$$\dot{S}_{300-1002} = \frac{(29,151 + j10,356) \cdot (1,92 - j3,29 + 3,56 - j6,11) +}{2,61 - j5,54 + 1,92 - j3,29 + 3,56 - j6,11} \times$$

$$\times \frac{(14,078 + j7,445) \cdot (3,56 - j6,11)}{2,61 - j5,54 + 1,92 - j3,29 + 3,56 - j6,11} = 24,211 + j10,498 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1004-14} = \frac{\dot{S}_{розр1002} \cdot \left(z_{300-1002}^* \right) + \dot{S}_{розр1004} \cdot \left(z_{300-1002}^* + z_{1002-1004}^* \right)}{z_{300-1002}^* + z_{1002-1004}^* + z_{1004-14}^*},$$

$$\dot{S}_{1004-14} = \frac{(29,151 + j10,356) \cdot (2,61 - j5,54) +}{2,61 - j5,54 + 1,92 - j3,29 + 3,56 - j6,11} \times$$

$$\times \frac{(14,078 + j7,445) \cdot (2,61 - j5,54 + 1,92 - j3,29)}{2,61 - j5,54 + 1,92 - j3,29 + 3,56 - j6,11} = 19,018 + j7,303 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}_{1002-1004} = \dot{S}_{1004-14} - \dot{S}_{розр1004},$$

$$\dot{S}_{1002-1004} = 19,018 + j7,303 - 14,078 - j7,445 = 4,94 - j0,142 \text{ (MBA)}.$$

$$U_{300} = 115,5 \text{ кВ}; U_{14} = 113,588 \text{ кВ}.$$

$$\dot{S}_{зр300-14} = 3 \cdot \frac{115,5 - 113,588}{\sqrt{3} \cdot (8,09 - j14,94)} \cdot \frac{115,5 + 113,588}{2 \cdot \sqrt{3}} = 6,138 + j11,335 \text{ (MBA)}.$$

$$\dot{S}'_{300-1002} = \dot{S}_{300-1002} + \dot{S}_{\zeta\delta} = 24,211 + j10,498 + 6,138 + j11,335 = 30,349 + j21,833 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1002-1004} = \dot{S}_{1002-1004} - \dot{S}_{\zeta\delta} = 4,94 - j0,142 - 6,138 - j11,335 = -1,198 - j11,477 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}'_{1004-14} = \dot{S}_{1004-14} - \dot{S}_{\zeta\delta} = 19,018 + j7,303 - 6,138 - j11,335 = 12,88 - j4,032 \text{ (MBA)}.$$

Знак “-” означає, що потужність тече в протилежному напрямку, отже точкою поточкорозподілу буде вузол 1004.

Розриваємо ланцюг в точці поточкорозподілу і подальший розрахунок ведемо так, як і для розімкненої мережі, враховуючи втрати потужності на ділянках ЛЕП.

Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу в контурі 20-1003-1001-1005-21 подана на рисунку Ж.1.

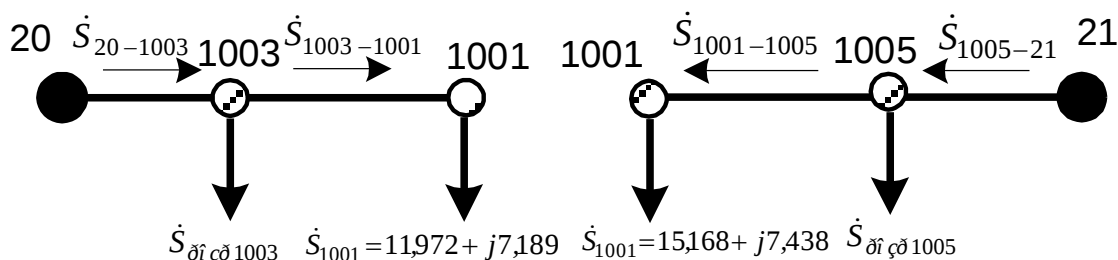


Рисунок Ж.1 – Схема мережі для розрахунку поточкорозподілу в контурі 20-1003-1001-1005-21

$$\dot{S}_{1003-1001}^{\kappa} = \dot{S}_{1003-1001}' = 11,972 + j7,189 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1003-1001}^n = \dot{S}_{1003-1001}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1003-1001};$$

$$\Delta \dot{S}_{1003-1001} = \frac{(P_{1003-1001}^{\kappa})^2 + (Q_{1003-1001}^{\kappa})^2}{U_n^2} \cdot R_n + j \frac{(P_{1003-1001}^{\kappa})^2 + (Q_{1003-1001}^{\kappa})^2}{U_n^2} \cdot X_n,$$

$$\Delta \dot{S}_{1003-1001} = \frac{11,792^2 + 7,189^2}{110^2} \cdot 6,03 + j \frac{11,792^2 + 7,189^2}{110^2} \cdot 10,33 = 0,095 + j0,163 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1003-1001}^n = 11,972 + j7,189 + 0,095 + j0,163 = 12,067 + j7,352 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{20-1003}^{\kappa} = \dot{S}_{1003-1001}^n + \dot{S}_{розп1003};$$

$$\dot{S}_{20-1003}^{\kappa} = 12,067 + j7,352 + 22,108 + j9,556 = 34,175 + j16,908 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{20-1003}^n = \dot{S}_{20-1003}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{20-1003};$$

$$\Delta \dot{S}_{20-1003} = \frac{34,175^2 + 16,908^2}{110^2} \cdot 2,67 + j \frac{34,175^2 + 16,908^2}{110^2} \cdot 6,81 = 0,321 + j0,818 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{20-1003}^n = 34,175 + j16,908 + 0,321 + j0,818 = 34,496 + j17,726 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1001-1005}^{\kappa} = \dot{S}_{1001-1005}' = 15,168 + j7,438 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1001-1005}^n = \dot{S}_{1001-1005}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1001-1005};$$

$$\Delta \dot{S}_{1001-1005} = \frac{(P_{1001-1005}^{\kappa})^2 + (Q_{1001-1005}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot R_{\pi} + j \frac{(P_{1001-1005}^{\kappa})^2 + (Q_{1001-1005}^{\kappa})^2}{U_H^2} \cdot X_{\pi},$$

$$\Delta \dot{S}_{1001-1005} = \frac{15,168^2 + 7,438^2}{110^2} \cdot 4,66 + j \frac{15,168^2 + 7,438^2}{110^2} \cdot 7,98 = 0,11 + j0,188 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1001-1005}^n = 15,168 + j7,438 + 0,11 + j0,188 = 15,278 + j7,626 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1005-21}^{\kappa} = \dot{S}_{1001-1005}^n + \dot{S}_{\text{розр}1005}$$

$$\dot{S}_{1005-21}^{\kappa} = 15,278 + j7,626 + 28,143 + j13,716 = 43,421 + j21,342 \text{ (MBA)};$$

$$\dot{S}_{1005-17}^n = \dot{S}_{1005-17}^{\kappa} + \Delta \dot{S}_{1005-17};$$

$$\Delta \dot{S}_{1005-21} = \frac{43,421^2 + 21,342^2}{110^2} \cdot 1,46 + j \frac{43,421^2 + 21,342^2}{110^2} \cdot 4,9 = 0,282 + j0,948$$

(MBA);

$$\dot{S}_{1005-21}^n = 43,421 + j21,342 + 0,282 + j0,948 = 43,703 + j22,29 \text{ (MBA)}.$$

Результати розрахунків наведено в таблиці 2.3.

Аналогічно проводимо розрахунки для контура 300-1002-1004-14.

ДОДАТОК И
(обов'язковий)

ІЛЮСТРАТИВНА ЧАСТИНА

РОЗВИТОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 110/35 КВ З АНАЛІЗОМ
КОНСТРУКТИВНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

ВАРІАНТИ РОЗВИТКУ ІСНУЮЧОЇ МЕРЕЖІ ТА СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ НОВИХ ВУЗЛІВ

Схема варіанту №1

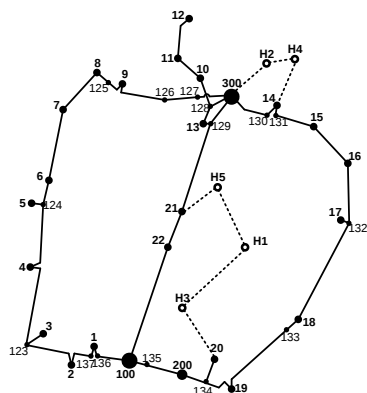


Схема варіанту №2

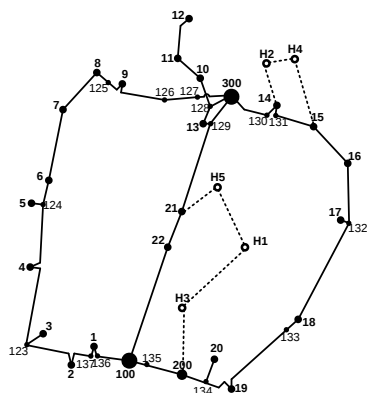


Схема варіанту №3

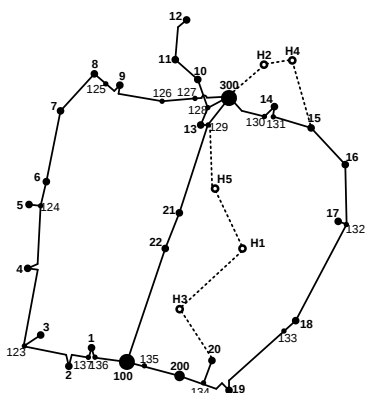


Схема варіанту №4

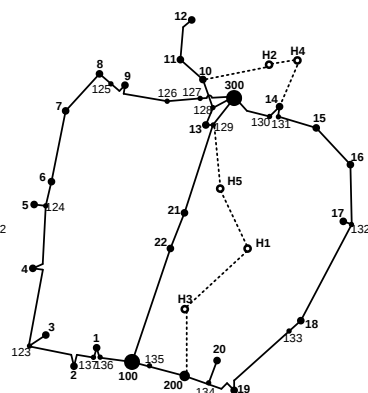
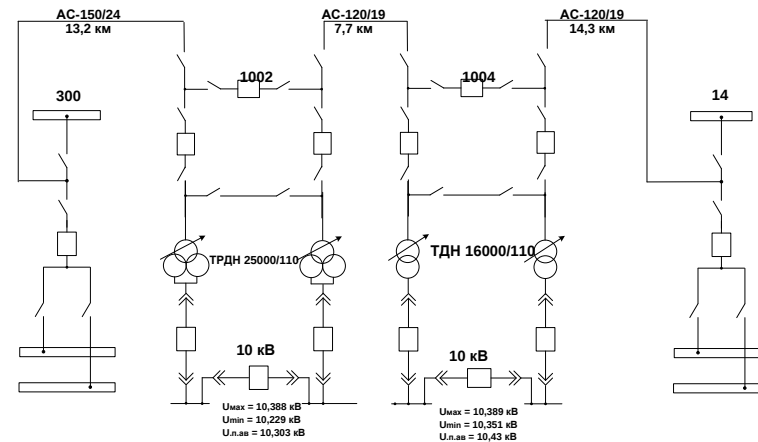
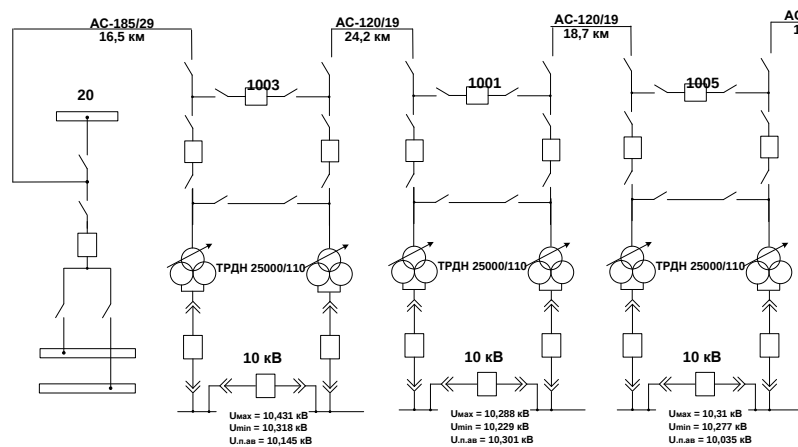
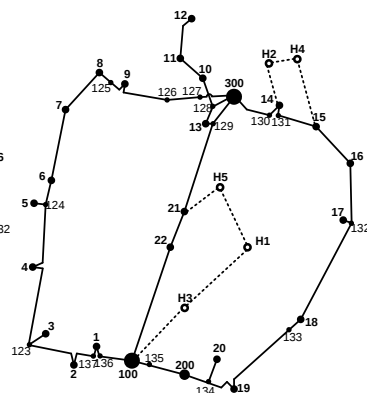
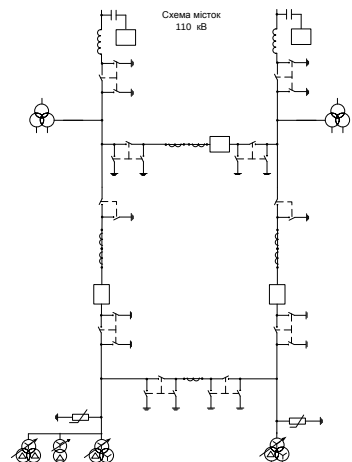
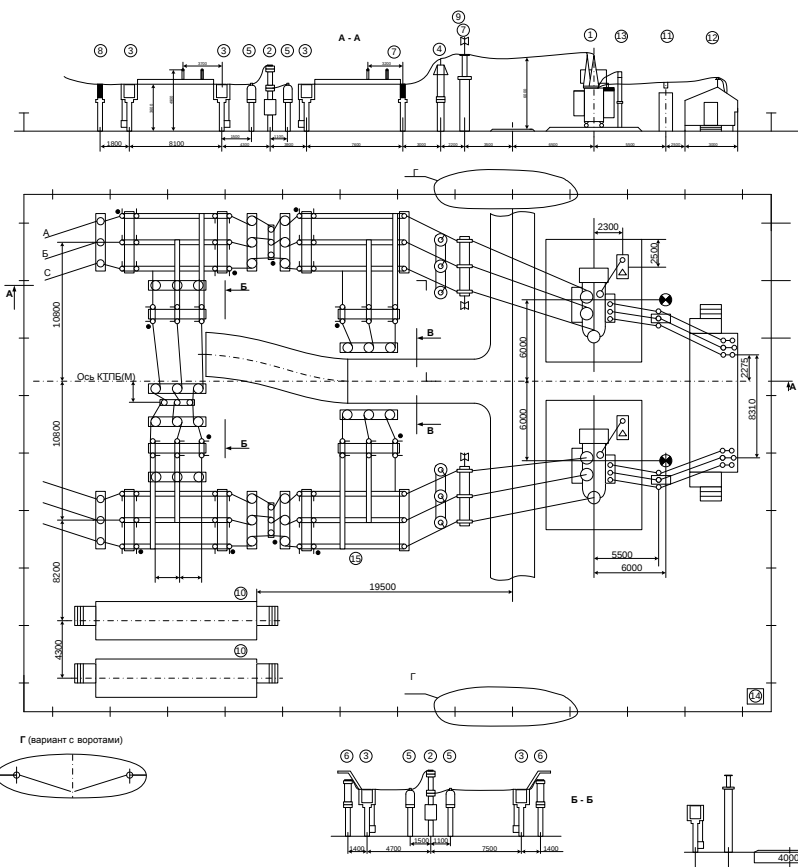


Схема варіанту №5



ПЛАН ТА РОЗРІЗ ПІДСТАНЦІ 110/10 кВ

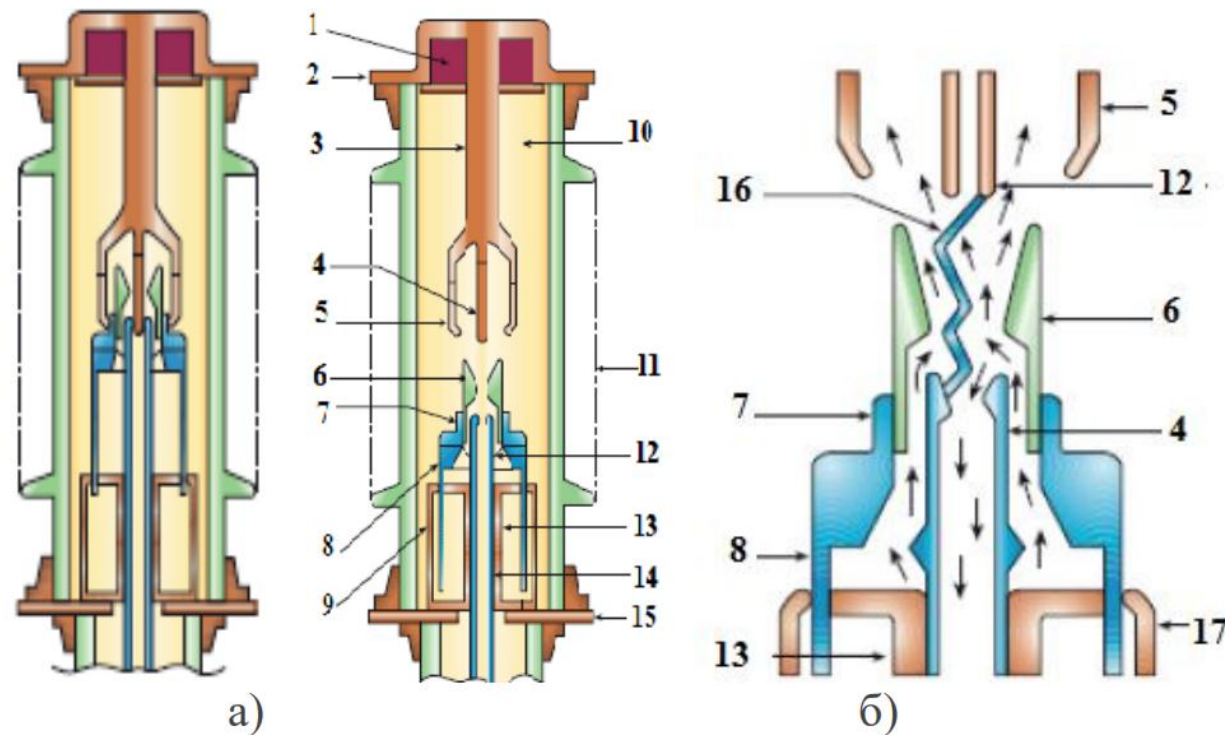


№	Найменування	К-сть
①	Силовий трансформатор	
②	Блок вимикача	
③	Блок роз'єднувача	
④	Блок розрядників	
⑤	Блок трансформатора струму	
⑥	Блок трансформатора напруги	
⑦	Блок опорних ізоляторів	
⑧	Блок прийому ВЛ	
⑨	Установка освітлювальна	
⑩	Пункт напрямлення	
⑪	Шкаф ТВП	
⑫	КРУ 10(6) кВ	
⑬	Блок захисту нейтралі	
⑭	Туалет	
⑮	Жорстка ошиновка ВРП 110	

КОНСТРУКЦІЯ ТА БУДОВА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

ГАСІННЯ ДУГИ В ЕЛЕГАЗІ

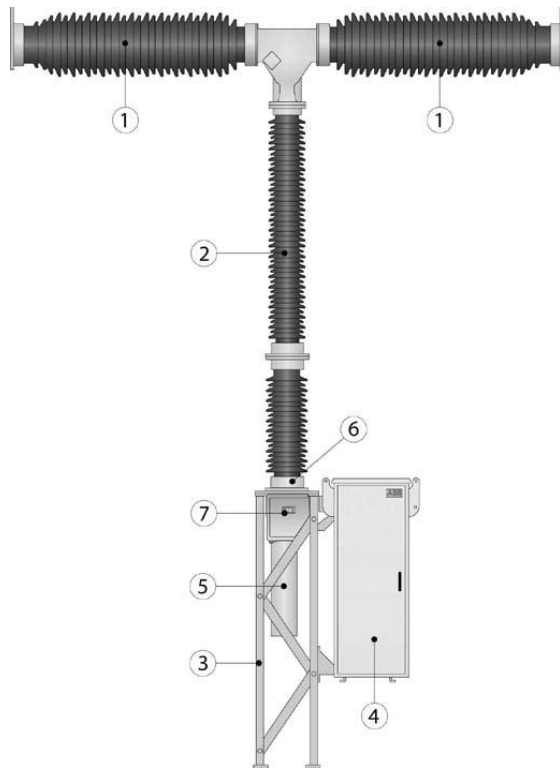
Розріз гасильного пристрою елегазового вимикача та принцип гасіння дуги



1 – абсорбент; 2 – верхній високовольтний вивод; 3 – основа нерухомого контакту; 4 - дугоуловлювач рухомого контакту; 5 – нерухомий основний контакт; 6 – сопло фторопластове; 7-рухомий основний контакт; 8 – циліндр компресії; 9 – корпус рухомого контакту; 10 – елегаз; 11 - фарфор; 12 - дугоуловлювач рухомого контакту; 13 – плунжер; 14 – провідник; 15 нижній високовольтний вивод; 16 - дуга; 17 - корпус рухомого контакту

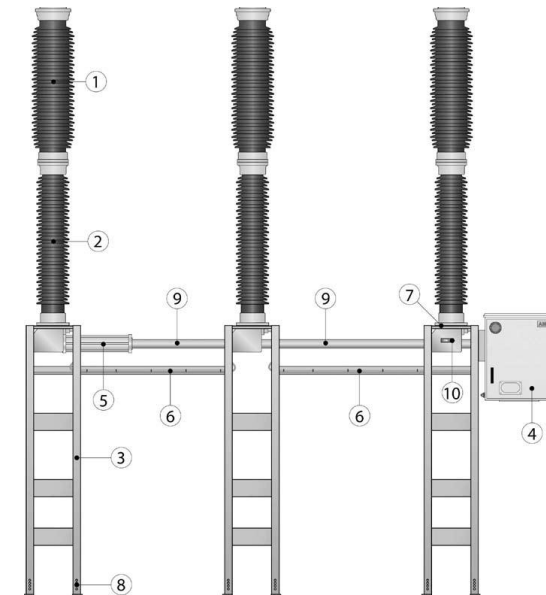
КОНСТРУКЦІЇ ТА БУДОВА ЕЛЕГАЗОВИХ ВИМИКАЧІВ

Вимикач типу *HPL B2*



- 1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція;
4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – монітор густини газу (з протилежної сторони); 7 – показчик положення вимикача

Автоматичний вимикач типу *LTB D*



- 1 – дугогасильна камера; 2 – опорний ізолятор; 3 – опорна конструкція;
4 – шафа управління з приводом; 5 – відключаюча пружина; 6 – газова трубка; 7 – контроль густини газу (з протилежного боку); 8 – отвори для приєднання заземлення; 9 – з'єднувальна тяга в захисній трубці; 10 – вказівник положення вимикача

КРУЕ З ВИМИКАЧАМИ СЕРІЇ PASS



Комірка з одною системою шин, Австралія



Комірка з двома вимикачами, Італія



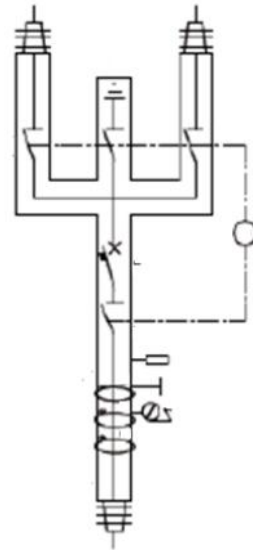
Комірка з двома системами шин, Норвегія



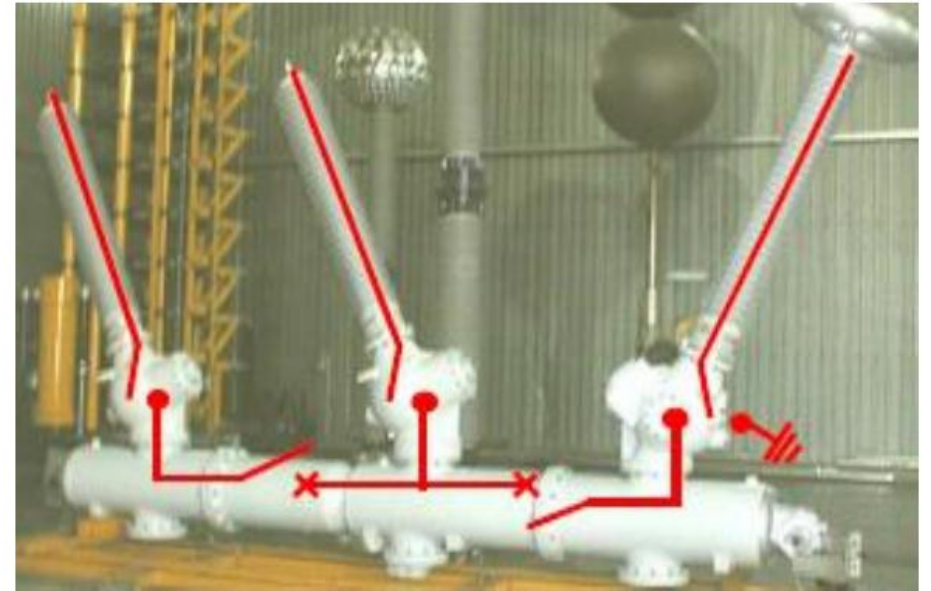
Прохідна підстанція, Італія



КОМІРКА З ДВОМА СИСТЕМАМИ ЗБІРНИХ ШИН



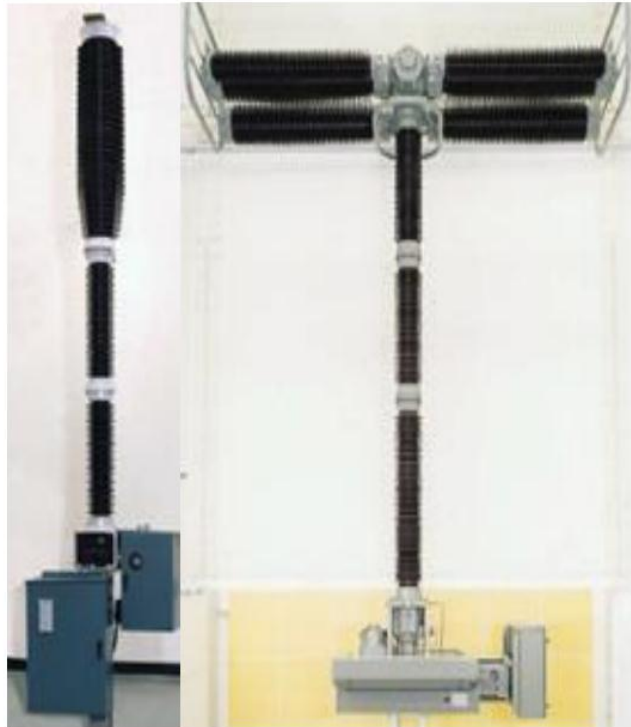
КОМІРКА PASS M00 З ДВОМА ВИМИКАЧАМИ



КОЛОНКОВІ ЕЛЕГАЗОВІ ВИМИКАЧІ ФІРМИ SIEMENS



3AP1 FG 170 кВ.



3AP1 FI 245 кВ

3AT3 EI 550кВ



3AP4 FI 800 кВ