

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова

Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки

Кафедра суднових електроенергетичних систем

«Допущений до захисту»

Завідувач кафедри

Обрубов А. В.



(підпис)

«15» грудня 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття ступеня вищої освіти «магістр»

на тему:

«Оптимізація районної електромережі»

Виконав: студент групи 6365м



Гончар А. С.

(підпис)

Керівник роботи: д. т. н., доцент



Пальчиков О. О.

(підпис)

Миколаїв – 2025 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет кораблебудування імені адмірала

Макарова Навчально-науковий інститут автоматики та електротехніки

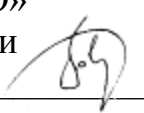
Кафедра суднових електроенергетичних систем

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Системи генерування електроенергії та електропостачання»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Гарант освітньої програми

Новогрецький С. М. 

(підпис)

«10» вересня 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття ступеня вищої освіти «магістр»

Студенту Гончару Андрію Сергійовичу

1. Тема роботи: «Оптимізація районної електромережі»

Керівник роботи к.т.н., доцент кафедри Пальчиков Олег Олегович

Затверджені наказом ректора № 1217-уч. від «14» жовтня 2025 року

2. Термін подання роботи: до 15.12.2025 р.

3. Вихідні дані по роботі: Розробити районну електричну мережу відповідно до мапи генерації і споживання електроенергії

4. Перелік питань, що належать до розробки (найменування розділів):

1. Техніко-економічне порівняння варіантів електричних мереж
2. Уточнені електричні і механічні розрахунки вибраного варіанту системи електропостачання району
3. Розрахунок струмів короткого замикання; вибір електричних апаратів і струмопроводів
4. Охорона праці та охорона навколишнього середовища.

5. Перелік презентаційних матеріалів:

1. Ціль і задачі роботи
2. Сучасне програмне забезпечення для розрахунку електричних мереж
3. Варіанти районної системи розподілення електроенергії
4. Розподіл активної потужності в варіантах електричної мережі
5. Розрахунок напруги, струму і перетину ліній електропередач
6. Вибір трансформаторів
7. Схеми підстанцій для варіантів електричної мережі
8. Оптимізація за економічним критерієм
9. Уточнений електричний розрахунок режимів роботи електричної мережі
10. Спрощена принципова схема підстанції
11. Схема заміщення підстанції
12. Результати механічного розрахунку ліній електропередач

АНОТАЦІЯ

В кваліфікаційній магістерській роботі розроблені варіанти розвитку електромережі районної електростанції. Проаналізовано сучасне програмне забезпечення, спрямоване на розробку електричних мереж. На основі техніко-економічного розрахунку запропонованих варіантів оптимізовано районну електричну мережу. Спроектвані лінії електропередачі 110 кВ і підстанція. Розроблено основне устаткування і струмоведучі частини. Виконано механічний розрахунок проводів. Розраховані струми короткого замикання на спроектованій підстанції. Зроблено аналіз безпеки і екологічності проекту. Виконано розрахунок заземлення.

Кваліфікаційна магістерська робота складається з 105 сторінок і включає 25 рисунків, 52 таблиць. Під час виконання роботи використано наступне програмне забезпечення Mathcad, AutoCad, ДАКАР.

Ключові слова: районна електромережа, схема розподілення електричної енергії, оптимізація топології, режим роботи, транзитна підстанція.

ABSTRACT

In the qualifying master's work, options for the development of the power grid of the district power plant have been developed. Modern software aimed at the development of electrical networks has been analyzed. On the basis of a feasibility study of the proposed options, the regional electric network has been optimized. 110 kV transmission lines and a substation have been designed. The main equipment and live parts have been developed. Mechanical calculation of wires has been performed. The short-circuit currents in the designed substation have been calculated. An analysis of the safety and environmental friendliness of the project has been made. Grounding calculation has been performed.

The qualification work consists of 105 pages and includes 25 figures, 52 tables. During the execution of the work the following software Mathcad, AutoCad, DAKAR have been used.

Keywords: district power grid, electrical energy distribution scheme, topology optimization, operating mode, transit substation.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ	
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	9
1.1. Аналіз сучасного програмного забезпечення, спрямованого на розробку ліній електропостачання	9
1.2. Розподілення активної потужності	18
1.3. Вибір напруги, перетину і марки ліній електропередач	23
1.4. Визначення втрат	27
1.5. Розрахунок трансформаторів	30
1.6. Баланс потужностей в мережах	35
1.7. Порівняння запропонованих варіантів	37
Висновки до розділу 1	39
РОЗДІЛ 2. УТОЧНЕНІ ЕЛЕКТРИЧНІ І МЕХАНІЧНІ РОЗРАХУНКИ	
ВИБРАНОГО ВАРІАНТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ	40
2.1. Розрахунок максимального режиму	40
2.2. Розрахунок мінімального режиму	45
2.3. Розрахунок післяаварійного режиму	48
2.4. Механічний розрахунок проводів	52
Висновки до розділу 2	58
РОЗДІЛ 3. ВИБІР І РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ...	
3.1. Вибір структурної схеми підстанції	59
3.2. Розрахунок струмів короткого замикання	63
3.3. Вибір апаратів захисту, комутаційної апаратури і струмопроводів	67
Висновки до розділу 3	81
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ	
4.1. Загальні положення	82
4.2. Підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якої може статися через тіло людини.....	85
4.3. Розрахунок заземлення.....	88
Висновки до розділу 4	92

5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	93
5.1. Загальні положення	93
5.2. Розрахунок відчуження земель при побудові лінії електропередач	95
5.3. Вплив електромагнітного випромінювання на навколишнє середовище	98
Висновки до розділу 5	103
ВИСНОВКИ	104
ЛІТЕРАТУРА	105

ВСТУП

Електрична мережа є істотною ланкою в ланцюзі електропостачання споживачів і тому впливає на зміну показників якості електроенергії. Практично важливо, щоб електроенергія доставлялася споживачам з допустимими показниками її якості, наприклад, при відповідних величинах напруг. При цьому також не слід пред'являти надмірні вимоги. Зниження впливу мережі або заходи щодо поліпшення показників якості електроенергії можуть обходитися досить дорого. Тому економічно більш обґрунтованим зазвичай є виготовлення електроприймачів, що допускають деякі відхилення показників якості енергії від номінальних значень. Ці прийнятні відхилення повинні забезпечуватися економічно обґрунтованими шляхами. Зокрема, це відноситься до вибору параметрів елементів мережі і застосування додаткових пристроїв, що дозволяють покращувати зазначені показники до прийнятних значень. Нарешті, електрична мережа як будь-яка інженерна споруда повинна бути економічною. При цьому вимога економічності повинна забезпечуватися за умови виконання зазначених вище технічних вимог. Це означає, що повинні прийматися найбільш досконалі технічні рішення, має забезпечуватися більш повне і раціональне використання обладнання, що застосовується, за роботою електричної мережі повинен здійснюватися систематичний контроль. Для отримання більш раціональних рішень і для забезпечення найбільш економічної роботи мережі потрібне проведення відповідних розрахунків. Поточний контроль за роботою мережі дозволяє своєчасно впливати на умови роботи мережі з метою підвищення відповідних техніко-економічних показників.

Актуальність теми. Вибір оптимального варіанту схеми розподілення електроенергії є класичною задачею проектування районних електричних мереж, а тому тема «Оптимізація районної електромережі» є важливою і актуальною.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Кваліфікаційна робота магістра входить в комплекс науково-дослідних робіт в області енергоресурсозбереження. Зазначені роботи виконуються відповідно до Закону України «Про енергозбереження». Робота відповідає тематичним планом науково-дослідних робіт Міністерства освіти і науки України за науковим напрямком «екологічно чиста енергетика та ресурсозберігаюча технологія» та

безпосередньо розробкам кафедри суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова.

Мета і задачі дослідження. Робота направлена на структурну оптимізацію схеми розподілення електричної енергії в районі на основі техніко-економічного розрахунку.

Для досягнення зазначеної мети були поставлені і вирішені такі конкретні завдання:

- генерування варіантів схем розподілення електричної енергії в районі;
- техніко-економічне порівняння запропонованих варіантів схем розподілення електроенергії;
- розробка елементної бази обраного варіанту районної електричної мережі.

Об'єкт дослідження. Схеми розподілення електричної мережі в районі.

Предмет дослідження. Оптимізація топології районної системи розподілення електричної енергії за критерієм мінімуму приведених витрат.

Методи дослідження. При вирішенні задачі, поставленої в магістерській кваліфікаційній роботі, використовувалися основні положення теорії топології системи розподілення електричної енергії, а також теорії однокритеріальної оптимізації.

Наукова новизна одержаних результатів. Для оптимального вибору схеми районної електромережі необхідно застосовувати двухкритеріальну оптимізацію: за критерієм мінімуму приведених витрат і за формалізованим критерієм надійності.

Практичне значення одержаних результатів. Одержано економічно обґрунтовану схему розподілення електроенергії в районі.

Особистий внесок магістранта. Всі результати і висновки, що становлять основний зміст роботи магістрант отримав особисто.

Апробація результатів магістерської роботи. Основні результати доповідалися на кафедрі суднових електроенергетичних систем Національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова.

РОЗДІЛ 1. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1. Аналіз сучасного програмного забезпечення, спрямованного на розробку ліній електропостачання

Для автоматизованого проектування об'єктів електроенергетики застосовуються програмні комплекси, призначені для вирішення проектних і експлуатаційних завдань, що розробляються в електроенергетиці: SDO-6, ДАКАР, RastrWin, АНАРЭС-2000, КАСКАД-ПЕТРЕН, КОСМОС, РТП 3, Energy CS, ТКЗ-3000, АРМ СРЗА, розробниками яких є російські фахівці; програм зарубіжних фірм, для вирішення аналогічних завдань: EUROSTAG, PSS/E, DigSILENT PowerFactory; програмні продукти ЗАТ «СиСофт» Model Studio CS ЛЕП, Model Studio CS ОПУ, Model Studio CS Блискавкозахист, що працюють на платформі AutoCAD, відмінно зарекомендували себе серед проектних організацій.

Програма ДАКАР призначена для розрахунку і аналізу усталених нормальних, граничних і післяаварійних режимів роботи електричних мереж напругою 0,4...1150 кВ; електромеханічних перехідних процесів (аналіз стійкості) електроенергетичних систем з урахуванням дії будь-яких пристроїв автоматики, реакції теплосилового обладнання електричних станцій.

У складі інформаційного забезпечення комплексу є інформаційна база даних і програмне забезпечення для роботи з нею. Інформаційна база складається з даних про електричну схему мережі і її режими, а також обладнання енергосистеми і нормативно-довідкову інформацію.

У комплексі ДАКАР реалізована можливість обміну даними з іншими програмами (або користувачами) через імпорту/експорту з: старої DOS-версії ДАКАР, власного формату XML, формату ЦДУ, формату UCTE DEF v.2.0 (ENTSO-E), формату програми PLANS (Польща), формату програми АРЕМ.

Є можливість отримувати режим роботи електричної мережі на основі даних пристроїв телеметрії (імпорту значень телевимірювань і телесигналів з оперативно - інформаційного комплексу). Для цього здійснюється обробка і верифікація телевимірювань і телесигналів, вирішується завдання оцінки стану режиму електричної мережі для відтворення поточного режиму роботи мережі. Це дозволить імітувати режими роботи мережі для прийняття рішень в процесі

диспетчерського управління на підставі результатів аналізу усталених режимів, дослідження статичної та динамічної стійкості.

Комплекс ДАКАР дозволяє вирішувати наступні завдання [13]:

- створення графічних схем мережі з відображенням результатів розрахунку усталених режимів;
- розрахунок і аналіз усталених режимів з постійною частотою;
- розрахунок і аналіз граничних, післяаварійних режимів з номінальних частотою з урахуванням статичних характеристик навантаження та генерування;
- моделювання та аналіз усталених несиметричних і неповнофазних режимів роботи мережі (неповнофазного включення / відключення реакторів, неповнофазного відключення ліній);
- розрахунок струмів симетричних і несиметричних коротких замикань;
- еквівалентування режимної схеми;
- прогнозування навантаження регіонів системи;
- розрахунок ускладнених режимів, визначення запасів апериодической статичної стійкості режимів роботи електроенергетичних систем;
- моделювання синхронних, асинхронних і асинхронізованих генераторів, синхронних компенсаторів, синхронних і асинхронних двигунів з використанням довідкової інформації;
- дослідження коливальної статичної стійкості режимів роботи електроенергетичних систем;
- дослідження динамічної стійкості режимів роботи електроенергетичних систем; з можливістю моделювання будь-яких видів збурень в електроенергетичних системах;
- потужний аналіз результатів розрахунку електромеханічних перехідних процесів;
- моделювання сучасних систем збудження синхронних генераторів з сучасними автоматичними регуляторами збудження (АРВ - СДП, АРВ-М, АРВ - СДС);
- моделювання протиаварійного системної автоматики: різні типи автоматики ліній аварійного режиму (основний АЛАР, резервний АЛАР,

АЛАР Ц, АЛАР - Мікроп, АЛАР - МКРА), автоматичний частотний регулятор, взаємне управління потужністю турбін;

- використання модуля графічного аналізу для оптимального налагодження автоматики ліній аварійного режиму, автоматичного регулятора збудження, тепло - силового обладнання енергоблоків;
- розрахунок довготривалих перехідних процесів з урахуванням реакції теплової автоматики і пристроїв автоматичного частотного розвантаження.

Робоче вікно програми ДАКАР наведено на рис. 1.1.

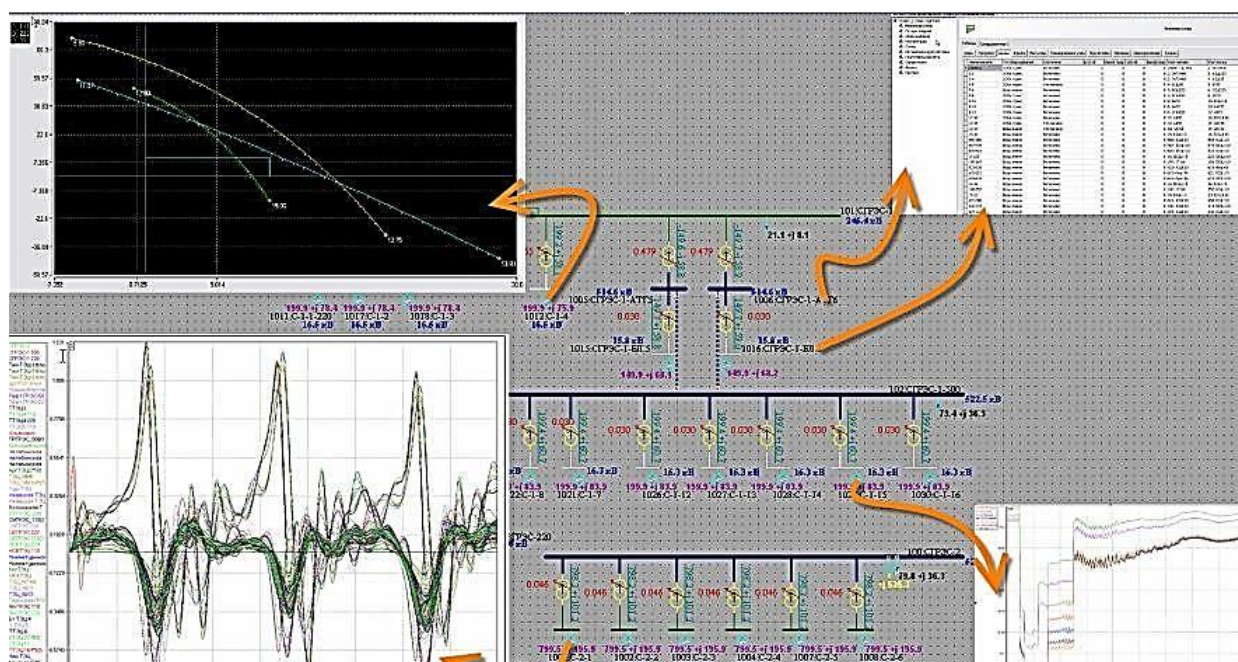


Рис. 1.1 . Робоче вікно програми ДАКАР

Користувачами комплексу ДАКАР є безліч підрозділів ВАТ «СО ЄЕС», ряд проектних інститутів і енергетичних компаній Російської Федерації і України [13]

Програма Model Studio CS ЛЕП призначена для проектування повітряних ліній (ПЛ) всіх класів напруги (від 0,4 до 750 кВ) і повітряних оптоволоконних ліній зв'язку (ВОЛЗ).

Model Studio CS ЛЕП - це одна програма, не розділена модулями або проміжними файлами. Це єдине рішення, яке працює з єдиною, цілісною моделлю проекту безпосередньо в середовищі AutoCAD.

Model Studio CS ЛЕП дозволяє вирішувати наступні завдання [2]:

- розстановка опор на подовжньому розрізі профілю;

- розстановка опор на плані;
- виконувати механічний розрахунок проводів відповідно до ПУЕ-7:
- за результатами розрахунку, в реальному часі, визначаються криві провисання проводу в заданому прольоті в будь-яких розрахункових режимах, в тому числі з урахуванням дії на провід декількох вертикальних зосереджених навантажень;
- виходять монтажні криві дроти з визначенням значень горизонтального і максимального тяжінь дроти і максимальних стріл провисання в залежності від температури навколишнього середовища;
- визначаються монтажні стріли провисання проводів і тросів для всіх прольотів;
- розрахунок навантажень на опори;
- розрахунок місць установки гасителів вібрації;
- розрахунок вирубки просіки;
- перевірка колізій (виконується перевірка допустимих габаритів);
- розрахунок і оформлення переходів;
- формування і випуск повного комплексу проектної документації (креслення, таблична проектна документація в форматах MS Word, MS Excel, AutoCAD адаптованих і адаптуються під стандарт проектної організації з рамками, штампами, емблемами тощо).

Model Studio CS дозволяє створювати високоточну і високоякісну інформаційну модель проектованої повітряної лінії і отримувати на її основі проектну і робочу документацію бездоганної якості.

При реконструкції або ремонті ви можете швидко і якісно внести зміни в існуючу документацію або, використовуючи цю документацію як основу, перевипустити новий проект по тій же трасі.

В Model Studio CS ЛЕП передбачені функції автоматичного і ручного розстановки опор за профілем траси. Висока якість алгоритмів дозволяє впоратися з найскладнішими рельєфами і за короткий термін отримати прекрасний результат: повний комплект розрахунків, виконану перевірку на предмет колізій (допустимих габаритів), повністю оформлені креслення, а також комплект якісних специфікацій та інших табличних документів [2].

Приклад автоматичної розстановки опор за профілем траси в Model Studio CS ЛЕП показаний рис. 1.2.

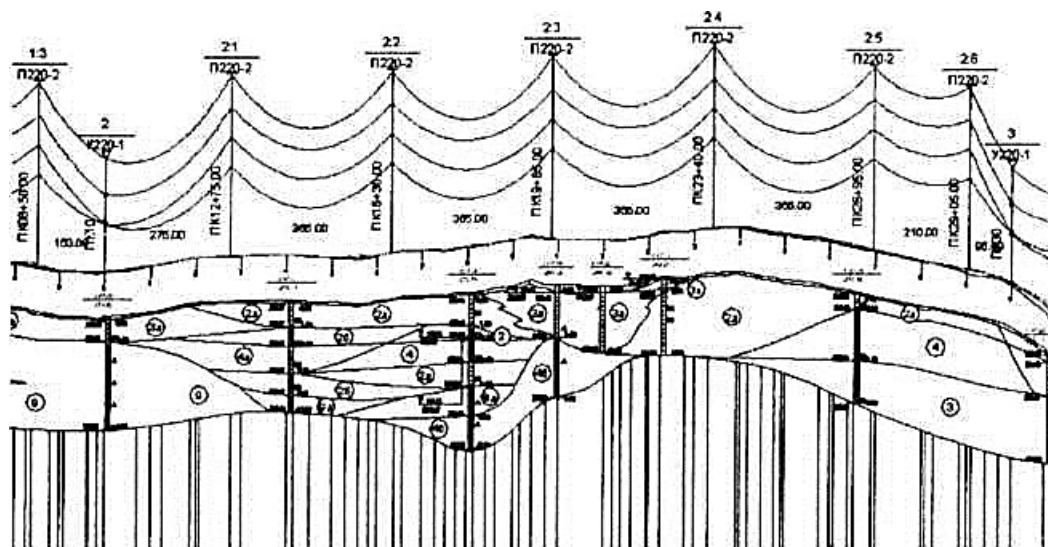


Рис. 1.2. Результат автоматичної розстановки опор

В ручному режимі розстановки опор програма автоматично готує шаблон, а проектувальник може прийняти власне інженерне рішення і розставити опори з використанням цього шаблону.

Так само, як і при автоматичній розстановці, Model Studio CS ЛЕП зробить всі розрахунки, виконає перевірку допустимих габаритів, оформить креслення і сформує табличні документи. Приклад ручної розстановки опор за профілем траси в Model Studio CS ЛЕП показаний на рис. 1.3.

Механічний розрахунок проводів і тросів, строго відповідає вимогам ПУЕ-7, виконується з урахуванням властивостей дроту, кліматичних навантажень, навантажень від арматури кріплення, гірлянд і іншого устаткування.

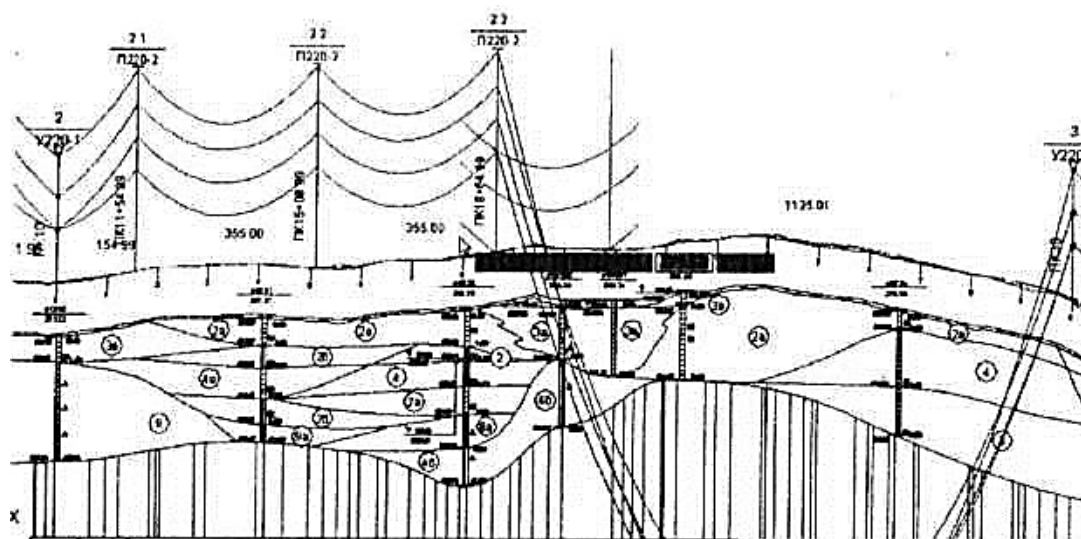


Рис. 1.3. Результат ручної розстановки опор

Високоточна крива розраховується рівнянням ланцюгової лінії, що підвищує точність результатів розрахунку – це важливо при розрахунку великих переходів. Підсистема розрахунку дозволяє переглядати всі розрахункові режими. Передбачена можливість додавання додаткових розрахункових режимів або коригування існуючих.

Розрахунок по-справжньому інтерактивний і здійснюється в режимі реального часу: при окресленні дроти автоматично визначений розрахунок оновлюється при кожній зміні умов. Наприклад, при переміщенні або зміні типу і марки опор відбуваються миттєвий перерахунок і перестроювання кривих провисання.

За результатами механічного розрахунку визначаються монтажні стріли і тяжіння проводу. Документатор програми дозволяє отримати звіт по монтажним стріл і втягнення з будь-якої градацією по температурі, а також формує окремі і спільні звіти для проводів і тросів (рис. 1.4).

На допомогу проектувальнику реалізована можливість систематичного розрахунку дроти без моделі проекту. Функціонал для систематичного розрахунку виконаний просто і зручно, він дозволяє миттєво прораховувати будь-який обраний провід з будь-яким кроком прольоту при будь-яких кліматичних поєднаннях. Вікно програми для систематичного розрахунку проводу в Model Studio CS ЛЕП показано на рис. 1.5.

Лінійний учасник				Випробувальний провід		Монтажні стріли провисання проводу в тис. м при температурі повітря в °С в певних точках											
Номер погоня, м	Діаметр (мм)	Примітка провід (мм)	Номер погоня, м	Діаметр (мм)	Матеріал	Вид	-40	-30	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40		
1-2	60 000	60 000	1-2	60 000	АС-180/20	Сталева, м	36.46	36.20	36.11	36.36	36.82	37.97	39.51	41.36	43.21		
					АС-180/20	Сталева, м	23.37	23.22	23.27	23.22	23.17	23.12	23.08	23.03	22.98		
					АС-180/20	Сталева, м	7.0	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1	7.1		
					АС-180/20	Сталева, м	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7		
10-11	140 040	140 040	10-11	140 040	АС-180/20	Сталева, м	304.32	300.70	307.28	340.11	383.04	438.39	500.28	574.44	654.80		
					АС-180/20	Сталева, м	186.88	179.48	182.72	201.26	225.84	261.87	300.45	337.21	372.77		
					АС-180/20	Сталева, м	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8		
					АС-180/20	Сталева, м	1.7	2.0	2.2	2.0	2.7	2.0	2.2	2.4	2.6		
11-12	1000 800	1004 010	11-12	1000 800	АС-180/20	Сталева, м	879.86	868.08	873.85	883.75	897.02	911.80	928.07	945.81	965.76		
					АС-180/20	Сталева, м	4.4	4.8	5.2	5.8	6.0	6.4	6.8	7.1	7.6		
					АС-180/20	Сталева, м	0.8	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2		
					АС-180/20	Сталева, м	0.8	0.8	0.8	1.0	1.1	1.1	1.3	1.3	1.3		
					АС-180/20	Сталева, м	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	1.0		
					АС-180/20	Сталева, м	2.7	3.0	3.4	3.8	4.2	4.6	5.0	5.4	5.8		
					АС-180/20	Сталева, м	2.8	3.1	3.4	3.8	4.0	4.1	4.3	4.6	4.8		
					АС-180/20	Сталева, м	0.7	1.0	2.2	0.4	2.7	2.8	3.2	3.4	3.7		
					АС-180/20	Сталева, м	2.8	2.8	2.8	3.4	3.8	3.8	4.1	4.3	4.5		
					АС-180/20	Сталева, м	1.8	1.8	2.0	2.2	2.8	2.8	3.0	3.2	3.5		
					АС-180/20	Сталева, м	4.1	4.1	4.4	4.8	5.1	5.4	5.8	6.1	6.5		
					АС-180/20	Сталева, м	2.2	2.2	2.8	3.2	3.5	3.8	4.2	4.6	4.9		
12-13	300 000	300 000	12-13	300 000	АС-180/20	Сталева, м	1340.35	1317.23	1303.14	1311.14	1325.38	1352.82	1387.71	1428.84	1475.36		
					АС-180/20	Сталева, м	107.00	100.00	102.00	103.00	104.00	105.00	106.00	107.00	108.00		
					АС-180/20	Сталева, м	1.8	2.1	2.3	2.6	2.7	2.8	3.1	3.3	3.5		
					АС-180/20	Сталева, м	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4		
					АС-180/20	Сталева, м	3.0	3.2	3.6	4.0	4.3	4.6	4.8	5.2	5.6		
					АС-180/20	Сталева, м	2.4	2.7	3.0	3.3	3.7	4.0	4.3	4.6	4.9		
13-14	201 150	201 150	13-14	201 150	АС-180/20	Сталева, м	520.38	505.24	512.46	520.87	530.35	540.88	552.41	565.01	578.64		
					АС-180/20	Сталева, м	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6		
					АС-180/20	Сталева, м	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
					АС-180/20	Сталева, м	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
14-15	328 120	328 120	14-15	328 120	АС-180/20	Сталева, м	2010.40	1922.84	1870.21	1842.31	1823.87	1805.37	1787.81	1770.21	1752.58		
					АС-180/20	Сталева, м	1842.27	1872.21	1806.50	1846.34	1880.85	1917.54	1954.64	1991.14	2027.04		
					АС-180/20	Сталева, м	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2	2.4		
					АС-180/20	Сталева, м	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
					АС-180/20	Сталева, м	0.8	0.7	0.8	0.9	1.1	1.3	1.5	1.7	1.8		
					АС-180/20	Сталева, м	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6		
					АС-180/20	Сталева, м	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3		
					АС-180/20	Сталева, м	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		

Рис. 1.4. Звіт за розрахунком монтажних стріл провисання і в тяжіння проводу і троса

Провід: Провід сталевий АС-30/20

Протяг	Матеріал	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м	МДНГ, м
80	Стале	0.226	0.227	0.204	0.132	0.132	0.079	0.480	0.182	0.277
	Напряження	7.228	7.228	6.866	6.212	6.212	13.766	3.389	6.908	3.901
160	Стале	0.199	0.199	0.173	0.110	0.110	0.284	1.287	0.888	0.204
	Напряження	0.516	0.516	7.440	6.476	6.476	13.766	3.414	6.473	4.828
240	Стале	1.880	1.828	1.882	1.102	1.102	0.707	2.210	1.776	1.711
	Напряження	9.791	9.676							8.608
320	Стале	3.089	3.089							2.609
	Напряження	10.648	10.648							6.426
400	Стале	4.380	4.341							3.811
	Напряження	12.886	11.802							7.886
480	Стале	5.647	5.647							8.871
	Напряження	13.281	12.840							7.679
562.963 (2-4 прот.гр.)	Стале	6.880	6.814							5.973
	Напряження	18.644	18.424							8.829
642.973 (2-4 прот.гр.)	Стале	7.230	7.230							6.278
	Напряження	13.766	13.883							8.111
720	Стале	7.617	7.609							6.382
	Напряження	13.766	13.882							8.838
804.882 (1-4 прот.гр.)	Стале	7.728	7.684							4.768
	Напряження	13.766	13.882							8.828
880	Стале	9.286	9.282							9.781
	Напряження	13.766	13.881							7.886
960	Стале	12.382	12.380							11.318
	Напряження	13.766	13.880							7.747
1040	Стале	16.229	16.187	13.485	12.838	12.838	16.874	15.192	13.387	14.188
	Напряження	13.766	13.887	9.146	8.824	8.824	16.230	7.125	8.882	7.648

Вікно налаштувань:

Вид провід: 10
 Категорія провід: 10
 Клас напруги: 110
 Максимальна температура провідництва (в 110 сВ) П110-48
 Допустимий навантажувальний струм: 1000

OK Отмена

Рис. 1.5. Систематичний розрахунок проводу

Програмний комплекс Model Studio CS ЛЕП дозволяє розраховувати і будувати криву провисання аварійного проводу. Команда аварійного обриву проводу працює в режимі реального часу, що дозволяє переглянути безліч варіантів по обриву проводу / троса / волоконно-оптичний кабель в різних прольотах і режимах повітряної лінії. Обрив проводу в прольоті змодельований в програмі показаний на рис. 1.6.

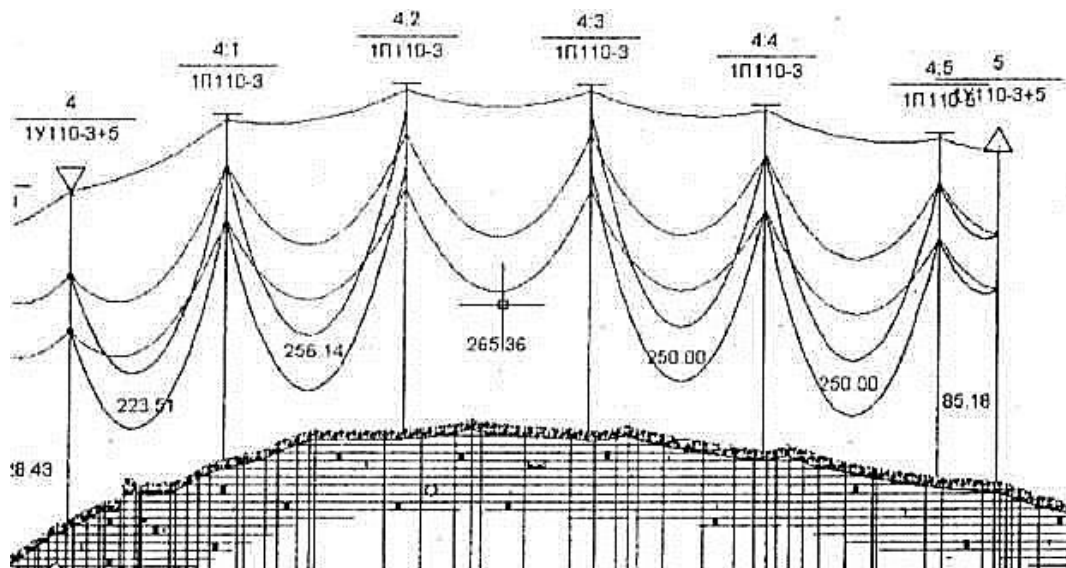


Рис. 1.6. Обрив проводу в прольоті 4:2-4:3

Програма Model Studio CS ЛЕП виконує розрахунки в момент установки опор на профіль і відразу описує криві провисання проводу. Іншими словами, як тільки опори встановлені на профіль, що дозволяє бачити все результати розрахунків дроти, навантаження на опори. Ці розрахунки автоматично оновляться при переміщенні опор, її заміні на іншу, заміні проводу або будь-якому іншому зміні (рис. 1.7).

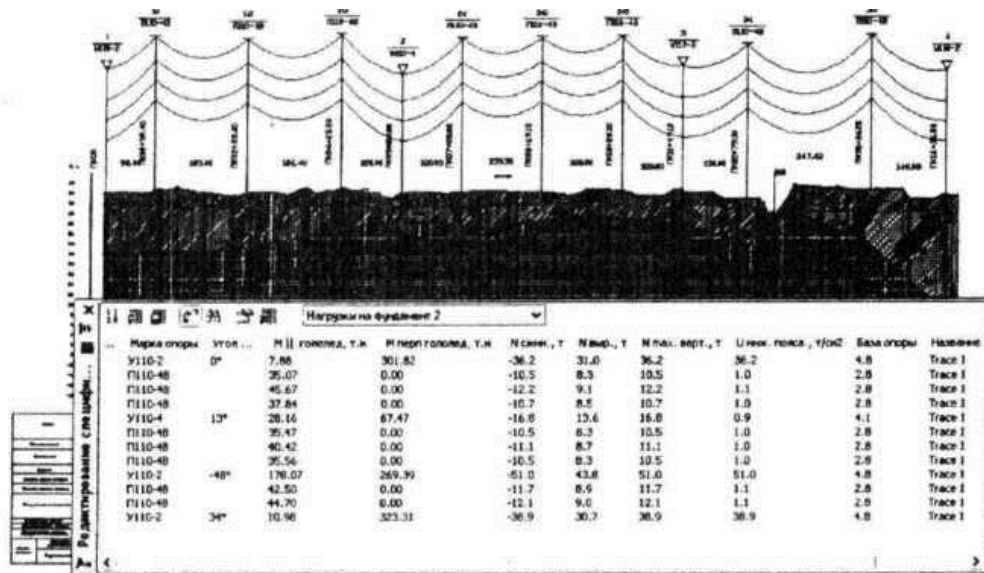


Рис. 1.7 . Результаты розрахунку навантажень на фундамент в онлайн-режимі

Приклад журналу перевірного розрахунку навантажень на опори та фундаменти в Model Studio CS ЛЕП приведенний на рисунке 1.8.

ОПОРА	НАГРУЗКИ
ВЛ220	
5 (6)	РАСЧЕТ НАГРУЗОК ОТ ПРОВОДОВ И ТРОСОВ
У220-2т+9	1 расчетный режим (далее режим гололеда)
Алюминий	провод
55*260*	$l^w = l_{\text{на}}^w + l_{\text{прм}}^w = (110.0 + 163.5) = 273.5 \text{ (м)}$ Ветровая нагрузка на опору от провода определяется: $P_{\text{ветр}}^w = 1.4(p_{\text{на}}^w l_{\text{на}}^w m_{\text{на}} + p_{\text{прм}}^w l_{\text{прм}}^w m_{\text{прм}}) = 1.4 * (6.35 * 110.0 * 6 + 5.97 * 163.5 * 6) = 14059.11 \text{ (Н)}$ m – количество проводов в пролете Нагрузка на опору от веса провода определяется: $P_{\text{вес}}^w = 1.1 p_{\text{на}}^w l_{\text{на}}^w + 2 p_{\text{прм}}^w l_{\text{прм}}^w + 1.1 p_{\text{ст.прм.расчет}}^w = 1.1 * 14.61 * 110.0 + 2 * 17.68 * 110.0 + 1.1 * 1475.85 = 7280.13 \text{ (Н)}$ $P_{\text{вес.прм}}^w = 1.1 p_{\text{на}}^w l_{\text{на}}^w + 2 p_{\text{прм}}^w l_{\text{прм}}^w + 1.1 p_{\text{ст.прм.расчет}}^w = 1.1 * 14.61 * 163.5 + 2 * 17.68 * 163.5 + 1.1 * 1475.85 = 10031.56 \text{ (Н)}$
	$731980.78) / 2 = -174931.19 \text{ (Н)}$ $H_{21} = \frac{\sum P_i}{4} + \frac{M_{\eta}}{4b} + 1.05 \frac{N_1 + N_2}{2} = 37938.67 / 4 - 0.00 / (4 * 7.90) + 1.05 * (-264713.01 + 731980.78) / 2 = 315699.97 \text{ (Н)}$ $H_{31} = \frac{\sum P_i}{4} + \frac{M_{\eta}}{4b} + 1.05 \frac{N_3 + N_4}{2} = 37938.67 / 4 + 0.00 / (4 * 7.90) + 1.05 * (132691.57 + -864002.22) / 2 = -313553.70 \text{ (Н)}$ $H_{41} = \frac{\sum P_i}{4} + \frac{M_{\eta}}{4b} - 1.05 \frac{N_1 + N_4}{2} = 37938.67 / 4 + 0.00 / (4 * 7.90) - 1.05 * (132691.57 + -864002.22) / 2 = 454322.48 \text{ (Н)}$ Расчетная вырывающая вертикальная нагрузка в каждом из режимов (наибольшая из четырех значений данного режима) $H_1 = 634677.81 \text{ (Н)}$ Расчетная вырывающая вертикальная нагрузка в каждом из режимов (наибольшая из четырех значений данного режима) $H_L = 454322.48 \text{ (Н)}$

Рис. 1.8. Розрахунок навантажень на опори та фундаменти

Програмний комплекс Model Studio CS ЛЕП дозволяє оцінити необхідність установки гасителів вібрації, визначити точки їх кріплення на дроті і

грозозахисному тросі. За підсумками установки формується відомість гасителів вібрації.

Model Studio CS бездоганно вирішує таку неприємну завдання, як розрахунок, складання відомості і отрисовка плану вирубки просіки. Ця інженерне завдання важлива для будівництва ПЛ. В Model Studio CS ЛЕП методика відтворення плану вирубки просіки відповідає ПУЕ-7.

Проектована ЛЕП може проходити по полях і лісах, по сільгоспугідь, державним і приватним землям. У головному нормативному документі, є методика розрахунку вирубки просіки.

Вкрай трудомісткою і дуже важливим завданням при випуску проектної документації по ЛЕП є оформлення переходу лінії електропередач через об'єкти різного значення. Model Studio CS ЛЕП формує відомість переходів автоматично.

Інструменти Model Studio CS ЛЕП, що формують відомість пе- переходи, можуть використовуватися на будь-якому етапі - для прийняття рішень і їх перевірки, а при випуску проекту дозволяють сформувати високоякісні документи.

Model Studio CS ЛЕП дозволить без особливих зусиль виконати проект волоконно-оптичні лінії зв'язку на повітряній лінії, перевірити опори існуючої повітряної лінії на можливість підвіски Оксна і заміни існуючого грозотроса на кабель, вбудований в грозозахисний трос. Встановити на волоконно-оптичній лінії зв'язку муфти, що підтримує і натяжну арматуру, отримати всю необхідну проектну документацію на ВОЛЗ.

Для полегшення роботи користувачів Model Studio CS ЛЕП стандартній комплектації містить велику базу даних, що включає все необхідне для проектування. База даних обладнання, виробів і матеріалів має вбудовану систему класифікаторів і вибірок, які допомагають швидко знайти обладнання, вироби та матеріали, ознайомитися з їхніми характеристиками і розмістити на моделі.

Крім того, гнучка, з продуманою ергономікою система розробки та поповнення бази даних інтелектуальних об'єктів дозволяє легко створювати нові компоненти (обладнання, вироби та матеріали, включаючи гірлянди і опори) і зберігати їх в єдиній базі даних. Вид бази даних обладнання показаний на рис. 1.9.

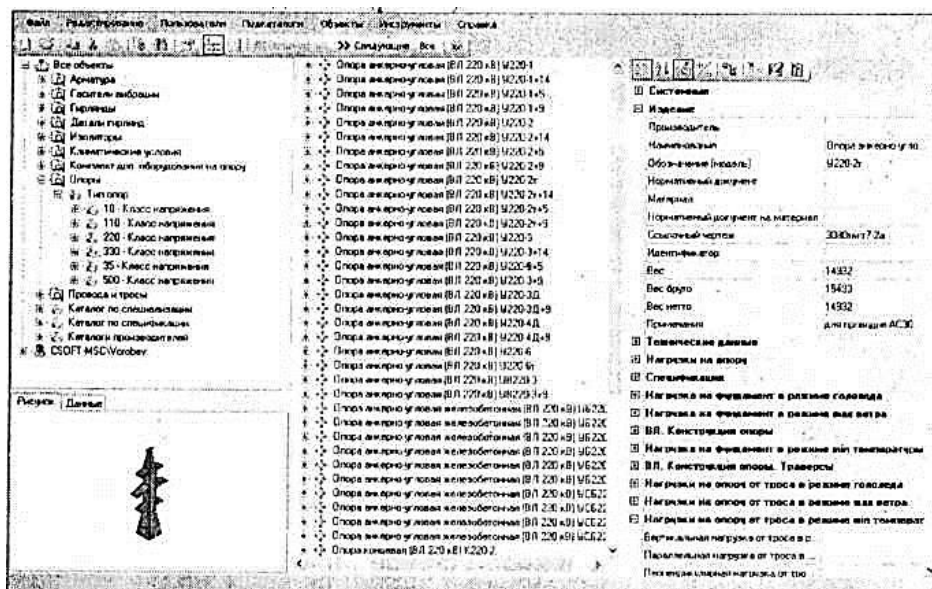


Рис. 1.9. Вікно бази даних обладнання і матеріалів

1.2. Розподілення активної потужності

Основні вихідні для виконання магістерської роботи дані наведені в табл.

1.1.

Живлення електричної мережі здійснюється від одного джерела необмеженої потужності А. Коефіцієнт потужності споживачів усіх підстанцій приймався рівним 0,9. У режимі мінімальних навантажень величина навантаження складає 30 % від максимальної.

Вторинна напруга підстанцій споживачів дорівнює 10 кВ. Споживачі електроенергії всіх підстанцій мають 67% навантаження 1-й і 2-ї категорії і 33% – 3-й категорії. Електрична мережа проектується для II району по ожеледі і III району – за вітром. План проєктованого району представлений на рис. 1.10 і відстань між вузлами – в табл. 1.2.

Таблиця 1.1.

Основні вихідні дані для проєктування

Розрахункове активне навантаження підстанцій на шинах вторинної напруги, МВт						Число годин використання максимуму навантажень
P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	T_m
40	25	35	25	15	20	4500

Таблиця 1.2

Відстань між вузлами

Гілка	A – 1	A – 2	A – 3	1 – 2	2 – 4	4 – 6	3 – 5	4 – 5	5 – 6
Довжина, км	24	20	20	20	30	30	37	16	10

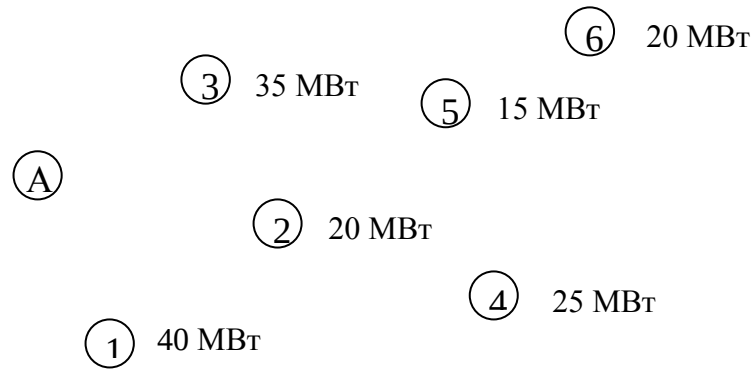


Рис. 1.10. План проектного району

З кінцевої безлічі варіантів схем з'єднання джерел живлення з споживачами електричної енергії обрані п'ять, які характеризуються однаковою надійністю, але різної протяжністю (рис. 1.11)..

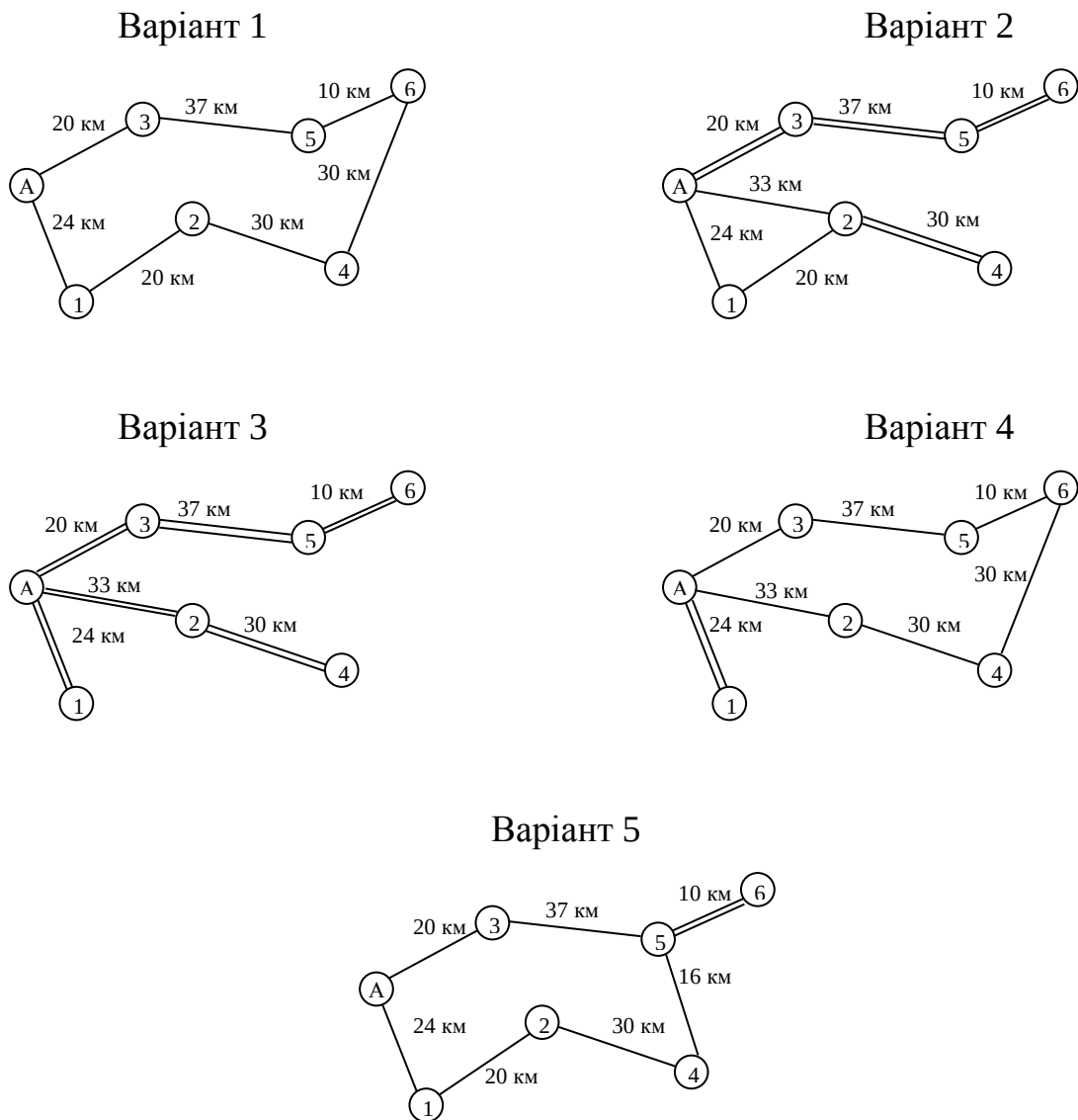


Рис. 1.11. Варіанти схем проектного району

Відповідно до [16] споживачі I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, і перерва в їх електропостачанні допускається лише на період автоматичного включення резервного живлення. У більшості випадків двухланцюгова лінія не задовольняє вимогам надійності електропостачання споживачів I категорії, так як при пошкодженні опор при ожеледі можлива повна перерва живлення. Для таких споживачів необхідно передбачати не менше двох окремих ліній. Для споживачів II категорії в більшості випадків також передбачають живлення за двома окремими лініями або за двома ланцюговими лініями. Однак, з огляду на нетривалість часу аварійного ремонту повітряних ліній, електропостачання навантажень II категорії допускається проводити за однією повітряною лінією. Для споживачів III категорії досить живлення за однією лінією.

Попередній розподіл потужностей для варіанта 1. Розділюється схема першого варіанту за джерелами живлення. Отримаються дві незалежні схеми (рис. 1.12).

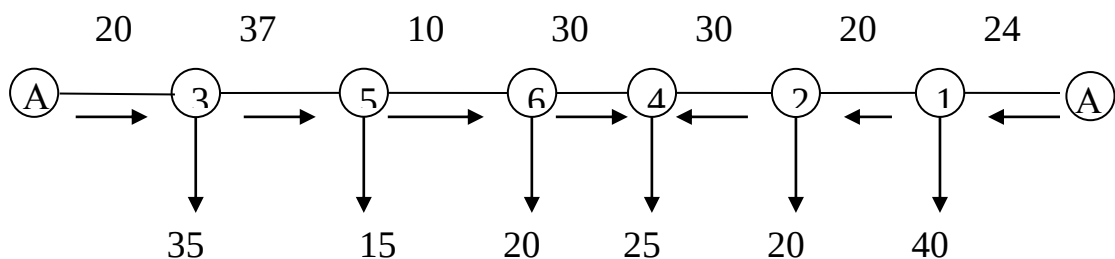


Рис. 1.12. Розподіл потужностей для варіанта 1

Обидві схеми є лінії з двостороннім живленням. Знаходяться потоки активної потужності в них:

$$\begin{aligned}
 P_{A-3} &= \frac{P_3 \cdot (l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}) + P_5 \cdot (l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}) +}{l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}} \\
 &+ \frac{P_6 \cdot (l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}) + P_4 \cdot (l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}) + P_2 \cdot (l_{2-1} + l_{1-A}) + P_1 \cdot l_{1-A}}{=} \\
 &= \frac{35 \cdot (37 + 10 + 30 + 30 + 20 + 24) + 15 \cdot (10 + 30 + 30 + 20 + 24) +}{20 + 37 + 10 + 30 + 30 + 20 + 24} \\
 &+ \frac{20 \cdot (30 + 30 + 20 + 24) + 25 \cdot (30 + 20 + 24) + 20 \cdot (20 + 24) + 10 \cdot 24}{=} = 74,65 \text{ MW}_T,
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
P_{A-1} &= \frac{P_1 \cdot (l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1}) + P_2 \cdot (l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2}) +}{l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4} + l_{4-2} + l_{2-1} + l_{1-A}} \\
&+ \frac{P_4 \cdot (l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6} + l_{6-4}) + P_6 \cdot (l_{A-3} + l_{3-5} + l_{5-6}) + P_5 \cdot (l_{A-3} + l_{3-5}) + P_3 \cdot l_{A-3}}{=} \\
&= \frac{40 \cdot (20 + 37 + 10 + 30 + 30 + 20) + 20 \cdot (20 + 37 + 10 + 30 + 30) +}{20 + 37 + 10 + 30 + 30 + 20 + 24} \\
&+ \frac{25 \cdot (20 + 37 + 10 + 30) + 20 \cdot (20 + 37 + 10) + 15 \cdot (20 + 37) + 35 \cdot 20}{=} = 80,35 \text{ МВт},
\end{aligned}$$

$$P_{3-5} = P_{A-3} - P_3 = 74,65 - 35 = 39,65 \text{ МВт},$$

$$P_{5-6} = P_{3-5} - P_5 = 39,65 - 15 = 24,65 \text{ МВт},$$

$$P_{6-4} = P_{5-6} - P_6 = 24,65 - 20 = 4,65 \text{ МВт},$$

$$P_{2-1} = P_{A-1} - P_1 = 80,35 - 40 = 40,35 \text{ МВт},$$

$$P_{4-2} = P_{2-1} - P_2 = 40,35 - 20 = 20,35 \text{ МВт}.$$

Розрахунки попереднього розподілу потужностей для варіанта 2 (рис. 1.13), для варіанта 3 (рис. 1.14), для варіанта 4 (рис. 1.15) і для варіанта 5 (рис. 1.16) проводяться аналогічно розподілу потужностей для варіанта 1. Розраховані значення потужностей зведені до табл. 1.3.

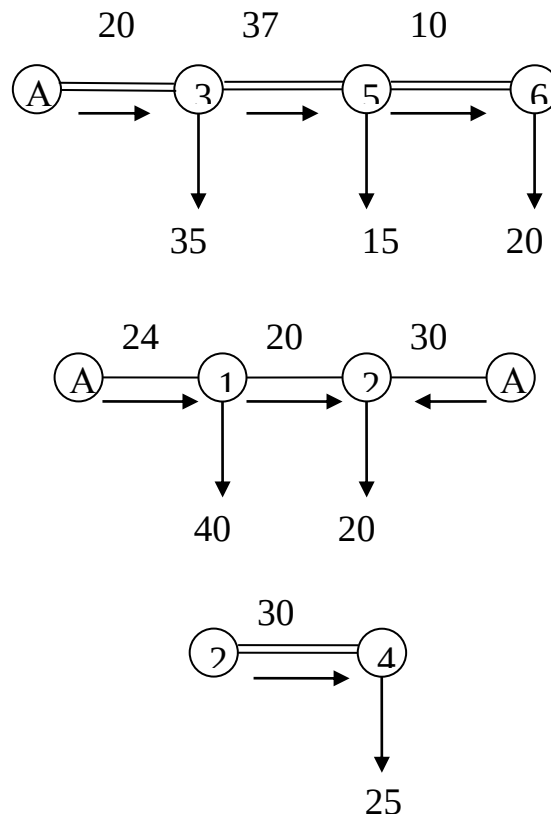


Рис. 1.13. Розподіл потужностей для варіанта 2

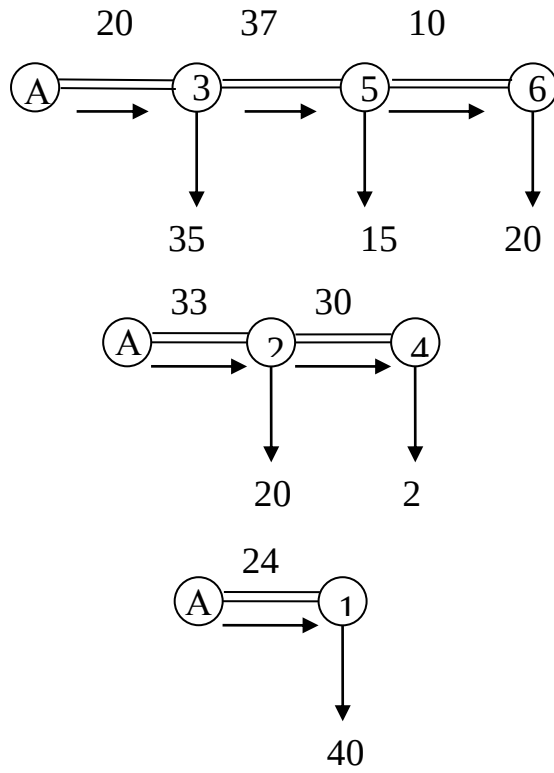


Рис. 1.14. Розподіл потужностей для варіанта 3

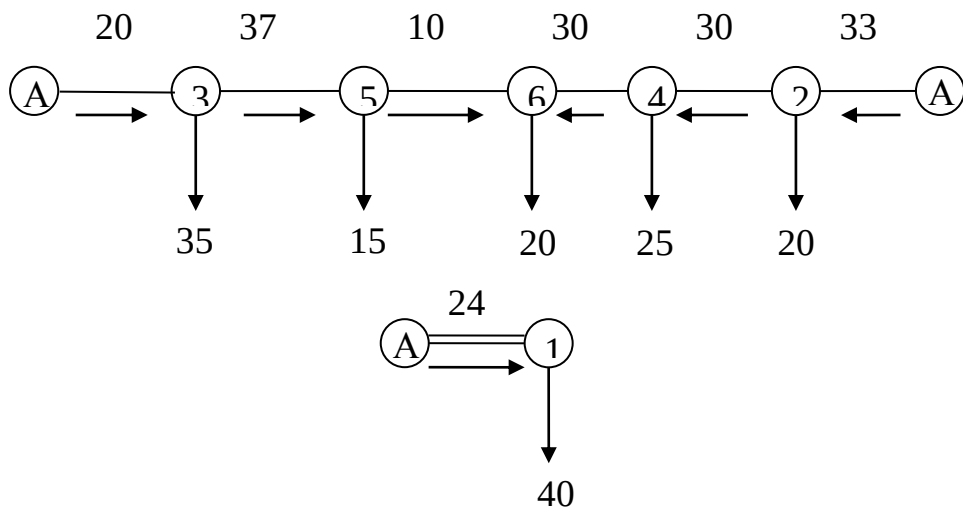


Рис. 1.15. Розподіл потужностей для варіанта 4

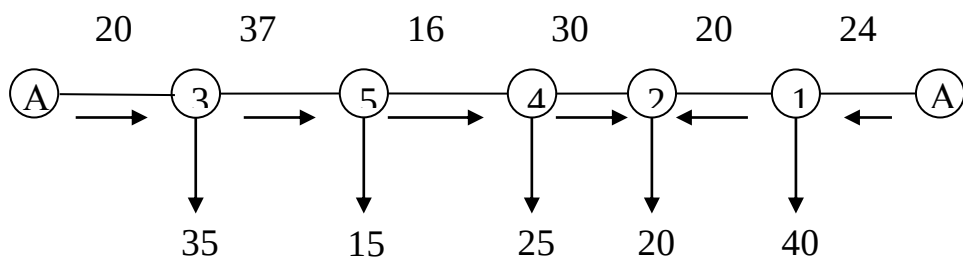


Рис. 1.16. Розподіл потужностей для варіанта 5

Таблиця 1.3

Розподіл потужностей для варіантів 1...5

Варіант	1	2	3	4	5
Розподіл потужностей, МВт	$P_{A-3} = 74,65$	$P_{A-3} = 70,00$	$P_{A-3} = 70,00$	$P_{A-3} = 65,88$	$P_{A-3} = 76,77$
	$P_{A-1} = 80,35$	$P_{A-1} = 46,82$	$P_{A-1} = 40,00$	$P_{A-1} = 40,00$	$P_{A-1} = 78,23$
	$P_{3-5} = 39,65$	$P_{A-2} = 38,18$	$P_{A-2} = 45,00$	$P_{A-2} = 49,12$	$P_{3-5} = 41,77$
	$P_{5-6} = 24,65$	$P_{3-5} = 35,00$	$P_{3-5} = 35,00$	$P_{3-5} = 30,88$	$P_{5-6} = 20,00$
	$P_{6-4} = 4,65$	$P_{5-6} = 20,00$	$P_{5-6} = 20,00$	$P_{5-6} = 15,88$	$P_{5-4} = 6,77$
	$P_{2-1} = 40,35$	$P_{1-2} = 6,82$	$P_{1-2} = 6,82$	$P_{6-4} = 4,12$	$P_{2-1} = 38,23$
	$P_{4-2} = 20,35$	$P_{2-4} = 25,00$	$P_{2-4} = 25,00$	$P_{4-2} = 29,12$	$P_{4-2} = 18,23$

1.3. Вибір напруги, перетину і марки ліній електропередач

Номінальна напруга визначають за формулою

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

де l – довжина лінії ;

P – потужність, що передається по лінії.

Напруга на лінії А-3

$$U_{A-3} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l_{A-3}} + \frac{2500}{P_{A-3}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{74,65}}} = 130,76 \text{ кВ.}$$

Для інших ліній розрахунок аналогічний. Тому отримані результати зводяться в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Номінальні напруги за лініями для варіантів 1...5

Варіант	1		2		3		4		5	
Напруга за лінією, кВ	A-3	130,76	A-3	128,34	A-3	128,34	A-3	126,04	A-3	131,8
	A-1	114,28	A-1	116,07	A-1	109,54	A-1	109,54	A-1	137,63
	3-5	81,26	A-2	92,62	A-2	75,89	A-2	123,05	3-5	116,75
	5-6	42,47	3-5	108,5	3-5	108,5	3-5	102,88	5-6	75,59
	6-4	84,66	5-6	75,59	5-6	75,59	5-6	69,43	5-4	49,97
	2-1	107,24	1-2	75,89	2-4	92,58	6-4	10,05	2-1	105,18
	4-2	138,74	2-4	92,62			4-2	98,64	4-2	80,63

Приймається номінальна напруга ліній $U_n = 110 \text{ кВ.}$

Вибіраються перетини і марки проводів для варіанта 1.

Струми в лініях визначають за формулою

$$I = \frac{P \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi}.$$

Струм лінії А-3

$$I_{A-3} = \frac{P_{A-3} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi} = \frac{74,65 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,9} = 435,35 \text{ А};$$

$$I_{\text{ланц}} = \frac{435,35}{2} = 217,68 \text{ А}.$$

Для інших ліній розрахунок струмів аналогічний. Тому отримані результати зводяться в табл. 1.5.

Таблиця 1.5

Струми за лініями для варіантів 1...5

Варіант	1		2		3		4		5	
Струми за лінією, А	А-3	217,68	А-3	2·204,1	А-3	2·204,1	А-3	2·192,1	А-3	2·223,86
	А-1	234,33	А-1	273,05	А-1	2·116,64	А-1	2·116,64	А-1	2·228,11
	3-5	231,23	А-2	222,66	А-2	2·131,22	А-2	286,46	3-5	243,59
	5-6	143,75	3-5	2·102,1	3-5	2·102,1	3-5	180,09	5-6	2·58,32
	6-4	27,12	5-6	2·58,32	5-6	2·58,32	5-6	92,61	5-4	39,48
	2-1	235,35	1-2	98,09	2-4	2·72,9	6-4	24,03	2-1	222,95
	4-2	118,68	2-4	2·72,9			4-2	169,82	4-2	106,31

Вибираються сталевалюмінієвими дроти, для яких економічна щільність струму

$$\delta_{ек} = 1,1 \text{ А/мм}^2 \text{ при } T_M = 4500 \text{ год/рік}.$$

Розрахункові перетини проводів визначають за формулою

$$F = \frac{I}{\delta_{ек}}.$$

Перетин проводу лінії А-3

$$F_{A-3} = \frac{I_{A-3}}{\delta_{ек}} = \frac{217,68}{1,1} = 197,89 \text{ мм}^2.$$

Для інших ліній розрахунок перетину проводів аналогічний. Тому отримані результати зводяться в табл. 1.6.

Таблиця 1.6

Перетин проводів для варіантів 1...5

Варіант	1		2		3		4		5	
Перетин проводів за лінією, мм ²	A-3	197,89	A-3	185,56	A-3	185,56	A-3	174,64	A-3	203,51
	A-1	213,00	A-1	248,20	A-1	106,04	A-1	106,04	A-1	207,37
	3-5	210,21	A-2	202,42	A-2	119,29	A-2	260,58	3-5	221,45
	5-6	130,68	3-5	92,78	3-5	92,78	3-5	90,05	5-6	53,02
	6-4	24,65	5-6	53,02	5-6	53,02	5-6	84,19	5-4	35,89
	2-1	213,95	1-2	89,17	2-4	66,27	6-4	21,85	2-1	202,68
	4-2	107,89	2-4	66,27			4-2	154,38	4-2	96,65

Відповідно до отриманих розрахункових перетинів проводів вибирається марка проводу і тривало допустимі струми. Перевірку проводять при протіканні максимального струму по лінії за умовою

$$I_{ав} < I_{дон}.$$

Марка проводів і тривало допустимі струми для варіантів 1...5 наведені в табл. 1.7-1.11.

Таблиця 1.7

Марка проводів і тривало допустимі струми варіанту 1

Лінія	Струм ділянка, А	Перетин	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}$, А	$I_{дон}$, А
A-3	435,35	АС-240	2	Обрив 1 л	435,35	605
A-1	468,59	АС-240	2	Обрив 1 л	468,59	605
3-5	231,23	АС-240	1	Обрив 2-1	520,78	605
5-6	143,75	АС-240	1	Обрив 2-1	289,55	475
6-4	27,12	АС-70	1	Обрив 3-5	170,87	265
2-1	235,35	АС-240	1	Обрив 3-5	524,9	605
4-2	118,68	АС-120	1	Обрив 3-5	289,55	390

Таблиця 1.8

Марка проводів і тривало допустимі струми варіанту 2

Лінія	Струм ділянка, А	Перетин	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}$, А	$I_{дон}$, А
A-3	408,23	АС-240	2	Обрив 1 л	408,23	610
A-1	273,05	АС-240	1	Обрив A-2	516,94	610
A-2	222,66	АС-240	1	Обрив A-1	466,55	610
3-5	204,12	АС-95	2	Обрив 1 л	204,12	330
5-6	116,64	АС-70	2	Обрив 1 л	116,64	265
1-2	98,09	АС-95	1	Обрив A-2	243,89	330
2-4	145,8	АС-70	2	Обрив 1 л	145,8	265

Таблиця 1.9

Марка проводів і тривало допустимі струми варіанту 3

Лінія	Струм ділянка, А	Перетин	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}, А$	$I_{дон}, А$
A-3	408,23	АС-240	2	Обрив 1 л	408,23	610
A-1	233,27	АС-240	2	Обрив 1 л	233,27	605
A-2	262,43	АС-240	2	Обрив 1 л	262,43	605
3-5	204,12	АС-95	2	Обрив 1 л	204,12	330
5-6	116,64	АС-70	2	Обрив 1 л	116,64	265
2-4	145,8	АС-70	2	Обрив 1 л	145,8	265

Таблиця 1.10

Марка проводів і тривало допустимі струми варіанту 4

Лінія	Струм ділянка, А	Перетин	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}, А$	$I_{дон}, А$
A-3	384,2	АС-240	2	Обрив 1 л	384,2	605
A-1	233,27	АС-240	2	Обрив 1 л	233,27	605
A-2	286,46	АС-240	1	Обрив 3-5	572,92	605
3-5	180,09	АС-240	1	Обрив A-2	466,55	605
5-6	92,61	АС-95	1	Обрив A-2	286,46	330
6-4	24,03	АС-70	1	Обрив A-2	193,85	265
4-2	169,82	АС-240	1	Обрив 3-5	286,46	605

Таблиця 1.11

Марка проводів і тривало допустимі струми варіанту 5

Лінія	Струм ділянка, А	Перетин	Число ланцюгів	Вид аварії	$I_{ав}, А$	$I_{дон}, А$
A-3	447,71	АС-240	2	Обрив 1 л	447,71	605
A-1	456,22	АС-240	2	Обрив 1 л	456,22	605
3-5	243,59	АС-240	1	Обрив 2-1	389,38	605
5-6	116,64	АС-70	2	Обрив 1 л	116,64	265
5-4	39,48	АС-70	1	Обрив 3-5	156,12	265
2-1	222,95	АС-240	1	Обрив 3-5	485,38	605
4-2	106,31	АС-95	1	Обрив 3-5	262,43	330

Вибрані дроти задовольняють заданій умові.

1.4. Визначення втрат

Повітряні лінії електропередачі 110 кВ і вище довжиною до 300...400 км зазвичай представляються П-подібними схемами заміщення з зосередженими параметрами (рис. 1.17): $R_{\text{л}}$ – активний опір враховує втрати активної потужності на нагрівання проводу; $X_{\text{л}}$ – індуктивний опір визначає магнітне поле, що виникає навколо і всередині дроту; $G_{\text{л}}$ – активна провідність враховує витрати активної потужності на іонізацію повітря (втрати потужності на корону) і струми витоку через ізолятори, якими для повітряних ліній можна знехтувати, $B_{\text{л}}$ – ємнісна провідність обумовлена ємностями між проводами різних фаз і ємністю провід-земля.

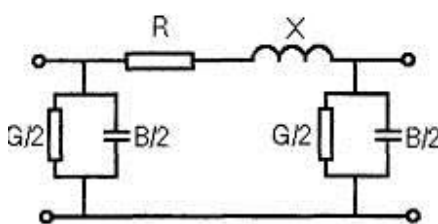


Рис. 1.17. Схема заміщення лінії 110 кВ

Активний опір визначають за формулою

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l,$$

де r_0 – питомий опір лінії при 20°C, Ом/км;

l – довжина лінії, км.

При виконанні розрахунків усталених режимів мережі відміна експлуатаційної температури від 20 °C не враховується.

Реактивний опір визначають за формулою

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l,$$

де x_0 – питомий опір лінії при 20°C, Ом/км.

Реактивну провідність визначають за формулою

$$B_{\text{л}} = b_0 \cdot l,$$

де b_0 – питома ємкісна провідність, См/км.

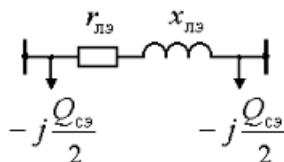


Рис. 1.18. Спрощена схема заміщення лінії 110 кВ

При виконанні проектних розрахунків сталих нормальних режимів мереж з напругою до 110 кВ допустимо використовувати спрощені схеми заміщення (рис. 1.18), в яких питомі ємнісні провідності замінюють питомими зарядними потужностями відповідних ліній.

$$Q_{c0} = U_{ном}^2 \cdot b_0.$$

В табл. 1.12 представлені марка і характеристики дротів для варіанту 1.

Таблиця 1.12

Марка і характеристики дротів

Марка дроту	АС-70	АС-95	АС-120	АС-240
$I_{дон}, \text{А}$	265	330	390	610
$r_0, \text{Ом/км}$	0,428	0,306	0,249	0,120
$x_0, \text{Ом/км}$	0,444	0,434	0,247	0,405
$b_0, \text{См/км} \cdot 10^{-6}$	0,0255	0,0261	0,0266	0,0281

Визначаються параметри лінії А-3:

$$R_{A-3} = \frac{r_{0A-3} \cdot l_{A-3}}{n} = \frac{0,12 \cdot 20}{2} = 1,2 \text{ Ом};$$

$$X_{A-3} = \frac{x_{0A-3} \cdot l_{A-3}}{n} = \frac{0,405 \cdot 20}{2} = 4,05 \text{ Ом};$$

$$B_{A-3} = b_{0A-3} \cdot l_{A-3} \cdot n = 0,0281 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 2 = 1,12 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Определяем потери активной и реактивной мощности в линии А-3:

$$\Delta P_{A-3} = \frac{P_{A-3}^2 \cdot R_{A-3}}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} = \frac{74,65^2 \cdot 1,2}{110^2 \cdot 0,9^2} = 0,68 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A-3} = \frac{P_{A-3}^2 \cdot X_{A-3}}{U_n^2 \cdot \cos^2 \varphi} = \frac{74,65^2 \cdot 4,05}{110^2 \cdot 0,9^2} = 2,3 \text{ МВАр}.$$

Аналогічно знаходяться втрати потужності в інших лініях. Результати розрахунків для варіантів 1...5 відповідно представлені в табл. 1.13...1.17.

Таблиця 1.13

Параметри ліній і втрат потужності для варіанта 1

Номер лінії	A-3	3-5	5-6	6-4	4-2	2-1	A-1
R , Ом	1,2	4,44	1,98	12,84	12,84	2,4	2,88
X , Ом	4,05	14,99	4,2	13,32	7,41	8,1	9,72
B , $\text{См} \cdot 10^{-6}$	1,12	1,04	0,27	0,77	0,8	0,562	0,67
ΔP , МВт	0,68	0,71	0,12	0,028	0,54	0,4	1,9
ΔQ , МВАр	2,3	2,4	0,26	0,029	0,31	1,35	6,4
ΣP , МВт	3,43						
ΣQ , МВАр	9,85						

Таблиця 1.14

Параметри ліній і втрат потужності для варіанта 2

Номер лінії	A-3	3-5	5-6	A-1	A-2	2-1	2-4
R , Ом	1,62	5,66	2,14	2,88	3,96	6,12	6,42
X , Ом	4,13	8,03	2,22	9,72	13,37	8,68	6,66
B , $\text{См} \cdot 10^{-6}$	1,1	1,93	0,51	0,67	0,93	0,52	1,53
ΔP , МВт	0,81	0,71	0,09	0,64	0,59	0,18	0,41
ΔQ , МВАр	2,06	1	0,09	2,17	1,99	0,25	0,43
ΣP , МВт	3,43						
ΣQ , МВАр	7,99						

Таблиця 1.15

Параметри ліній і втрат потужності для варіанта 3

Номер лінії	A-3	3-5	5-6	A-1	A-2	2-4
R , Ом	1,62	5,66	2,14	2,99	4,11	6,42
X , Ом	4,13	8,03	2,22	5,12	7,05	6,66
B , $\text{См} \cdot 10^{-6}$	1,1	1,93	0,51	1,28	1,76	1,53
ΔP , МВт	0,81	0,71	0,09	0,49	0,85	0,41
ΔQ , МВАр	2,07	1	0,09	0,84	1,64	0,43
ΣP , МВт	3,36					
ΣQ , МВАр	6,07					

Таблиця 1.16

Параметри ліній і втрат потужності для варіанта 4

Номер лінії	A-3	3-5	5-6	6-4	4-2	A-2	A-1
R , Ом	1,62	7,33	3,06	12,84	5,94	3,96	2,99
X , Ом	4,13	15,54	4,34	13,32	12,6	13,37	5,12
B , $\text{См} \cdot 10^{-6}$	1,1	1	0,26	0,77	0,81	0,93	1,28
ΔP , МВт	0,72	0,71	0,08	0,02	0,51	0,98	0,49
ΔQ , МВАр	1,83	1,51	0,11	0,02	1,09	3,29	0,84
ΣP , МВт	3,51						
ΣQ , МВАр	8,69						

Таблиця 1.17

Параметри ліній і втрат потужності для варіанта 5

Номер лінії	A-3	3-5	5-6	5-4	4-2	1-2	A-1
R , Ом	1,2	4,44	2,14	6,85	9,18	2,4	1,44
X , Ом	4,05	14,99	2,22	7,1	13,02	8,1	9,72
B , $\text{См} \cdot 10^{-6}$	1,12	1,04	0,51	0,41	0,78	0,56	1,35
ΔP , МВт	0,72	0,79	0,09	0,03	0,31	0,36	0,9
ΔQ , МВАр	2,44	2,67	0,09	0,03	0,44	1,21	6,07
ΣP , МВт	3,2						
ΣQ , МВАр	12,95						

1.5. Розрахунок трансформаторів

Потужність трансформатора в нормальних умовах експлуатації повинна забезпечувати живлення електричною енергією всіх споживачів, підключених до даної підстанції. Крім того, потрібно враховувати необхідність забезпечення відповідальних споживачів (I і II категорій) електричною енергією і в разі аварії на одному з трансформаторів, встановлених на підстанції. Слід зазначити, що пошкодження трансформаторів на понижуючих підстанціях, що супроводжуються їх відключенням, досить рідкісні, проте з їх можливістю слід зважати, особливо якщо до підстанції підключені споживачі I і II категорій, що не

терплять перерв в електропостачанні. Тому, якщо підстанція живить споживачів заколисати категорій, на ній має бути встановлено не менше двох трансформаторів. У разі аварії на одному з трансформаторів другий повинен забезпечити повною потужністю названих споживачів. Практично це може бути досягнуто шляхом установки на підстанції двох трансформаторів, номінальна потужність кожного з яких, буде розрахована на 70% максимального навантаження підстанції.

При оцінці потужності, яка буде припадати в післяаварійний режимі на що залишився в роботі трансформатор, слід враховувати його перевантажувальну здатність. В іншому випадку можна без достатніх підстав завищити установленню потужність трансформаторів і тим самим збільшити вартість підстанції. У післяаварійних режимах допускається перевантаження трансформаторів до 140% на час максимуму (не більше 6 годин на добу протягом не більше 5 діб). Таке перевантаження може бути допущена за умови, що система має пересувним резервом трансформаторів. Слід враховувати, що при аварії на одному з паралельно працюючих трансформаторів допускається відключення споживачів III категорії. Практично це можна здійснити в тому випадку якщо споживачі III категорії живляться по окремих лініях.

Якщо все навантаження складається з споживачів тільки III категорії, на підстанції може бути встановлений один трансформатор, розрахований на всю підключену на момент максимуму потужність. Деякі споживачі II категорії, терплять перерви в електропостачанні, також можуть харчуватися від однострансформаторних підстанцій, особливо при наявності в системі пересувного резерву трансформаторів. Трансформатор є надійним елементом електричної системи, які виходять з ладу в результаті аварії не частіше ніж один раз на 15 років.

Обрані трансформатори і їх характеристики для варіантів 1...5 представлені в табл. 1.18 і табл. 1.19 відповідно.

Таблиця 1.18

Типи обраних трансформаторів

№ вузла	Потужність навантаження		S/1,4, МВ·А	Тип і число трансформаторів
	P, МВт	S, МВ·А		
1	40	44,44	31,74	2·ТРДН-40000/110
2	20	22,22	15,87	2·ТДН-16000/110
3	35	38,89	27,78	2·ТРДН-40000/110
4	25	27,78	-	ТРДН-25000/110
5	15	16,67	11,91	2·ТРДН-25000/110
6	20	22,22	-	ТРДН-25000/110

Таблиця 1.19

Характеристики обраних трансформаторів

№ п/ст	1	2	3	4	5	6
S _т , МВ·А	44,44	22,22	38,89	27,78	16,67	22,22
Тип трансформатора	2·ТРДН-40000/110	2·ТДН-16000/110	2·ТРДН-40000/110	ТРДН-25000/110	2·ТРДН-25000/110	ТРДН-25000/110
S _{ст} , МВ·А	40	16	40	25	25	25
U _в , кВ	115	115	115	115	115	115
U _н , кВ	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ΔP _{х.х.} , кВт	36	19	36	27	27	27
ΔP _{к.з.} , кВт	172	85	172	120	120	120
ΔQ _{х.х.} , кВАр	260	112	260	175	175	175
I _{х.х.} , %	0,65	0,7	0,65	0,7	0,7	0,7
R _{тр} , Ом	1,4	4,38	1,4	2,54	2,54	2,54
X _{тр} , Ом	34,7	86,7	34,7	55,9	55,9	55,9
U _к , %	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5

Визначаються втрати потужності в трансформаторах. Змінні втрати визначаються за формулою

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_M}{S_{CT}} \right)^2,$$

де S_M – потужність трансформатора, МВ·А;

S_{CT} – навантаження підстанції, МВ·А.

Змінні втрати трансформатора:

$$\Delta P_{T1} = \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{CT1}} \right)^2 = \frac{1}{2} \cdot 0,172 \cdot \left(\frac{40}{0,9 \cdot 44,44} \right)^2 = 90 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{M1}^2}{S_{CT1}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{40^2}{0,9^2 \cdot 44,44} = 2,33 \text{ МВАр}.$$

Визначаються постійні втрати:

$$\Delta P_{ном1} = 2 \cdot \Delta P_{x.x1} = 72 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ном1} = 2 \cdot \Delta Q_{x.x1} = 260 \text{ кВАр}.$$

Розрахунок втрат потужностей в трансформаторах зведений до табл. 1.20.

Таблиця 1.20

Втрати потужності в трансформаторах

№ п/ст	1	2	3	4	5	6
ΔP_T , МВт	0,09	0,027	0,112	0,12	0,167	0,188
ΔQ_T , МВАр	2,33	0,75	2,67	2,92	2,43	3,65
$\Sigma \Delta P_T$, МВт	0,704					
$\Sigma \Delta Q_T$, МВАр	14,75					
$\Delta P_{постТ}$, МВт	0,072	0,038	0,072	0,027	0,054	0,027
$\Delta Q_{постТ}$, МВАр	0,26	0,224	0,26	0,175	0,35	0,175
$\Sigma \Delta P_{постТ}$, МВт	0,29					
$\Sigma \Delta Q_{постТ}$, МВАр	1,444					

Вибір схем підстанцій проводиться згідно нормативних документів. Відповідно до рекомендацій [2] вибирається для транзитних підстанцій схема з однією секціонованою системою шин і з обхідною системою шин. Для тупикових підстанцій вибирається схема місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній. Результати вибору схем підстанцій для варіантів 1...5 представлені в табл. 1.21...1.25.

Таблиця 1.21

Схеми підстанцій для варіанта 1

№ вузла	Число приєднань		Схема розподільного пристрою 110 кВ	Число елементів вимикачів 110 кВ
	Ліній	Трансформаторів		
1	3	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	7
2	2	2		6
3	3	2		7
4	2	1		5
5	2	2		6
6	2	1		5
Всього: 36				

Таблиця 1.22

Схеми підстанцій для варіанта 2

№ вузла	Число приєднань		Схема розподільного пристрою 110 кВ	Число елементів вимикачів 110 кВ
	Ліній	Трансформаторів		
1	2	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	6
2	4	2		8
3	4	2		8
4	2	1	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
5	4	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	8
6	2	1	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
Всього: 36				

Таблиця 1.23

Схеми підстанцій для варіанта 3

№ вузла	Число приєднань		Схема розподільного пристрою 110 кВ	Число ячеек выключателей 110 кВ
	Ліній	Трансформаторів		
1	2	2	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
2	4	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	8
3	4	2		8
4	2	1	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
5	4	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	8
6	2	1	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
Всього: 33				

Таблиця 1.24

Схеми підстанцій для варіанта 4

№ вузла	Число приєднань		Схема розподільного пристрою 110 кВ	Число елементів вимикачів 110 кВ
	Ліній	Трансформаторів		
1	2	2	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
2	2	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	6
3	3	2		7
4	2	1		5
5	2	2		6
6	2	1		5
Всього: 32				

Таблиця 1.25

Схеми підстанцій для варіанта 5

№ вузла	Число присоединений		Схема розподільного пристрою 110 кВ	Число елементів вимикачів 110 кВ
	Ліній	Трансформаторів		
1	3	2	Одна секціонована система шин з обхідною системою шин	7
2	2	2		6
3	3	2		7
4	2	1		3
5	4	2		8
6	2	1	Місток з вимикачем в перемичці і ланцюгах ліній	3
Всього: 32				

1.6. Баланс потужностей в мережах

Виконується розрахунок балансу активних і реактивних потужностей в системі для варіанта 1.

Рівняння балансу активної потужності

$$\begin{aligned}\sum P_z &= \sum P_n \cdot 0,9 + \sum \Delta P_l + \sum \Delta P_m + P_{c.n} + P_p = \\ &= 155 \cdot 0,9 + 3,43 + 0,704 + 0,29 + 2 \cdot 0,1 \cdot 155 = 174,92 \text{ МВт.}\end{aligned}$$

де $\sum P_z$ – сумарна потужність джерел, МВт;

$\sum P_n$ – сумарна потужність навантаження;

$\sum P_l, \sum P_m$ – сумарні втрати потужності в лініях, трансформаторах;

$P_{c.n}$ – витрата на власні потреби.

Рівняння балансу реактивної потужності

$$\sum Q_c = \sum Q_n \cdot 0,95 + \sum \Delta Q_l + \sum \Delta Q_m - \sum Q_c = \sum P_c \cdot 0,625,$$

де $\sum Q_c$ – зарядна потужність ліній, МВАр.

Приходна частина балансу

$$\sum Q_c = 155 \cdot 0,625 = 96,88 \text{ МВАр.}$$

Визначаються зарядні потужності ліній

$$Q_{cA-3} = U_n^2 b_{0A-3} \cdot l_{A-3} = 115^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 2 = 1,49 \text{ МВАр.}$$

Таблиця 1.26

Зарядні потужності ліній для варіанта 1

Лінія	A-3	3-5	5-6	6-4	4-2	2-1	A-1
Q_c , МВАр	1,49	1,38	0,36	1,01	1,06	0,74	0,98
$\sum Q_c$, МВАр	7,02						

Навантаження мережі

$$\sum Q_n = \sum P_n \cdot \tan \varphi = 155 \cdot 0,484 = 75,02 \text{ МВАр.}$$

Підраховується видаткова частина балансу

$$75,02 \cdot 0,95 + 9,85 - 7,02 + 14,75 + 1,44 = 90,29 \text{ МВАр.}$$

Переконаємося, що в проєктованій мережі виробляється реактивної потужності більше, ніж споживається ($96,88 \text{ МВАр} > 90,29 \text{ МВАр}$), тому немає необхідності в установці, що компенсують реактивну потужність.

Для інших варіантів розрахунок аналогічний. Результати розрахунків зведені до табл. 1.27.

Таблиця 1.27

Баланс активних і реактивних потужностей

№ вар	1	2	3	4	5
$\sum P_c$	174,92	174,92	174,85	175	174,69
$\sum Q_c$	96,88	96,88	96,88	96,88	96,88
$\sum Q_n$	90,29	86,24	82,83	88,03	92,77

З огляду на отримані дані, робиться висновок, що установки компенсуючих пристроїв не потрібні ні в одному варіанті.

1.7. Порівняння запропонованих варіантів

Визначення капітальних вкладень усіх елементів електричної мережі варіанту 1

Економічним критерієм, за яким визначають найвигідніший варіант, є мінімум приведених витрат, що обчислюються за формулою

$$Z = E_H \cdot K + I + U,$$

де E_H – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, $E_H = 0,12$;

K – одноразові капіталовкладення в споруджувати мережу, тис.грн.;

I – щорічні експлуатаційні витрати, тис.грн.;

U – математичне очікування народногосподарського збитку від порушення електропостачання.

Капітальні вкладення в лінії визначають за формулою

$$K_L = C_L \cdot l,$$

де C_L – вартість одного кілометра лінії, тис.грн./км.;

l – довжина лінії, км.

Тоді для лінії А-3 (1 варіант) капітальні вкладення становлять

$$K_{A-3} = 12,28 \cdot 20 \cdot 2 = 491,2 \text{ тис.грн.}$$

Капітальні вкладення в лініях варіанту 1 представлені в табл. 1.28.

Таблиця 1.28

Капітальні вкладення в лінію

Лінія	А-3	3-5	5-6	6-4	4-2	2-1	А-1
K_L , тис.грн.	491,20	278,24	67,60	198,00	202,80	150,40	589,44
$\sum K_L$, тис.грн.	1977,68						

Питома вартість втрат енергії приймається

$$\beta = 7 \cdot 10^{-3} \text{ грн/кВт·год.}$$

Число годин максимальних втрат на рік визначають за формулою

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \\ &= \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4500}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2886,2 \text{ год.,} \end{aligned}$$

де $T_{\max}$ – число годин використання максимуму навантажень, год.

Витрати на втрати в лінії визначають за формулою

$$I_{\Delta e} = \beta_0 \cdot (\tau \cdot \Delta P'_{max} + 8760 \cdot \Delta P_{xx}) = \\ = 7 \cdot 10^{-3} \cdot (2886,2 \cdot 3,43 + 8760 \cdot 0,7) = 105,25 \text{ тис.грн.},$$

де ΔP_{max} – сумарні змінні втрати потужності в мережі, МВт;

ΔP_{xx} – сумарні втрати неробочого руху трансформатора, МВт.

Збиток при аварійному відключенні визначають за формулою

$$Y = \alpha \cdot P_{max} \cdot \varepsilon \cdot T_{\varepsilon} \cdot \omega = \\ = 2,4 \cdot 10^3 \cdot 45 \cdot 1 \cdot 1,1 \cdot 1 \cdot 10^{-3} = 118,8 \text{ тис.грн.},$$

де α – питомі річні збитки від аварійних обмежень електропостачання, $\alpha = 2,4 \cdot 10^3$ тис.грн.;

ε – ступінь обмеження споживача ($\varepsilon = 1$ при повному відключенні споживача, $\varepsilon < 1$ – при частковому);

T_{ε} – середній час відновлення елемента, $T_{\varepsilon} = 1,1$ рік/відмова;

ω – параметр потоку відмов елемента, $\omega = 1 \cdot 10^{-3}$ відмова/рік.

Капіталовкладення в РУ-110 кВ визначають як добуток кількості високовольтних вимикачів на їх вартість

$$K_n = 4 \cdot 36 = 144 \text{ тис.грн.}$$

Наведені витрати для першого варіанта

$$Z_1 = 0,12 \cdot (1977,68 + 144) + 105,25 + 118,8 = 478,65 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок для решти варіантів аналогічний, тому доцільно звести отримані дані в табл. 1.29.

Таблиця 1.29

Економічні показники всіх варіантів

№ варіанта	$I_{\Delta e}$, тис.грн.	Y , тис.грн.	K_n , тис.грн.	K_L , тис.грн..	Z , тис.грн.	Z , в.о.
1	105,25	118,8	144	1977,68	478,65	1,03
2	114,34	118,8	144	2525,2	553,44	1,19
3	112,72	118,8	132	3114,4	621,09	1,34
4	109,90	118,8	128	1836,84	464,48	1,00
5	121,41	166,32	128	2008,48	544,11	1,17

Витрати варіанту 1 перевершують витрати варіанта 4 на 3%, тому їх можна вважати рівноцінними. Для подальшого розгляду вибираємо 1 варіант, так як кільцева схема є більш надійною.

Висновки до розділу 1

1. Аналіз сучасного програмного забезпечення показав, що виконати поставлену в магістерській роботі задачу цілком можливо в прикладному програмному забезпеченні. Однак, при використанні такого програмного продукту без знання математичних моделей кожного елементу системи може привести до спотворених результатів. Тому вирішення задачі магістерської роботи здійснювалось на основі теорії електричних мереж реалізованого магістрантом в Mathcad.

2. Розроблено 5 варіантів схем розподілення електричної енергії.

3. На основі оптимізаційного розрахунку за критерієм мінімуму приведених витрат, а також з огляду забезпечення найвищої надійності обрано варіант кільцевої електричної мережі.

РОЗДІЛ 2. УТОЧНЕНІ ЕЛЕКТРИЧНІ І МЕХАНІЧНІ РОЗРАХУНКИ ВИБРАНОВОГО ВАРІАНТУ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ РАЙОНУ

2.1. Розрахунок максимального режиму

Для розрахунку максимального режиму схема заміщення мережі представляється на рис. 2.1.

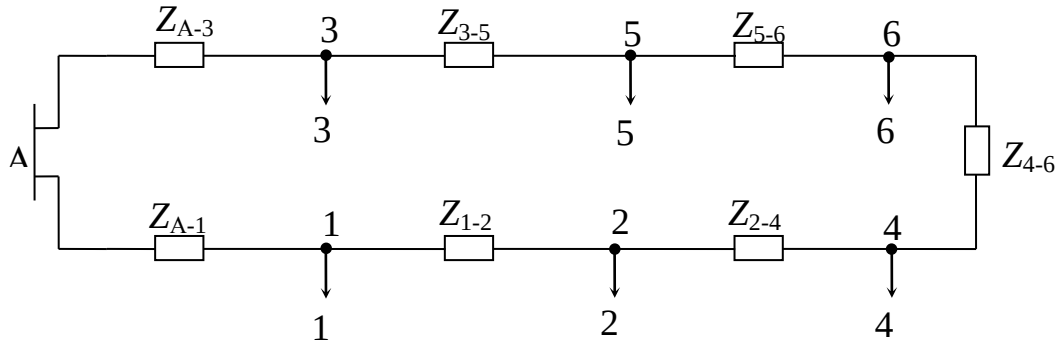


Рис. 2.1. Схема заміщення мережі

Визначається розрахункове навантаження підстанцій, для чого наводимо навантаження до шин високої напруги по формулі

$$P_{выс} + jQ_{выс} = \left(P_{нагр} + \Delta P_{xx} + \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_n^2} R_{тр} \right) + j \left(Q_{нагр} + \Delta Q_{\mu} + \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_n^2} X_{тр} - \sum Q_3 \right),$$

де Q_3 – зарядна потужність лінії, визначається за формулою

$$Q_3 = U_{ном}^2 \cdot \frac{b}{2}.$$

Визначається розрахункове навантаження на підстанції 1.

$$\begin{aligned} Q_{31} &= U_{ном}^2 \cdot \frac{b_1 + b_2}{2} = 115^2 \cdot \frac{2,81 \cdot 3 \cdot 10^{-6}}{2} = 0,074 \text{ Мвар}; \\ P_{выс1} + jQ_{выс1} &= \left(P_{нагр1} + \Delta P_{xx1} + \frac{P_{нагр1}^2 + Q_{нагр1}^2}{U_n^2} R_{тр1} \right) + \\ &+ j \left(Q_{нагр1} + \Delta Q_{\mu1} + \frac{P_{нагр1}^2 + Q_{нагр1}^2}{U_n^2} X_{тр1} - \sum Q_3 \right) \\ &= \left(40 + 0,036 + \frac{40^2 + 19,37^2}{110^2} \cdot 0,7 \right) + \\ &+ j \left(19,37 + 0,26 + \frac{40^2 + 19,37^2}{110^2} \cdot 17,35 - 0,074 \right) = 40,15 + j22,39 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Інформація за вузлами і за гілками мережі наведена в табл. 2.1 і табл. 2.2 відповідно.

Таблиця 2.1

Інформація за вузлами мережі

№ вузла	U_n , кВ	Потужність навантаження	
		P , МВт	Q , Мвар
11	10	40	19,37
21	10	20	9,69
31	10	35	16,94
41	10	25	12,11
51	10	15	7,26
61	10	20	9,69

Таблиця 2.2

Інформація за гілками мережі

№ вузла		R , Ом	X , Ом	B , 10^{-4} См	$K_{тн}$	№ вузла		R , Ом	X , Ом	B , 10^{-4} См	$K_{тн}$
н	к					н	к				
А	3	1,2	4,05	112,4		6	4	12,84	13,32	76,5	
3	31	0,7	17,35	0	0,091	4	41	2,54	55,9	0	0,091
3	5	4,44	14,99	103,97		4	2	3,6	12,15	79,8	
5	51	1,27	27,95	0	0,091	2	21	2,19	43,35	0	0,091
5	6	1,2	4,05	27		2	1	2,4	8,1	56,2	
6	61	2,54	55,9	0	0,091	1	11	0,7	17,35	0	0,091
						А	1	1,2	4,05	-134,9	

Знаходимо розподіл потужностей без урахування втрат потужності в лініях:

$$\begin{aligned}
 S_{A-3} &= \frac{S'_3 \cdot (\bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} + \\
 &+ \frac{S'_5 \cdot (\bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_6 \cdot (\bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} + \\
 &+ \frac{S'_4 \cdot (\bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_2 \cdot (\bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_1 \cdot \bar{Z}_{1-A}}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
 &= \frac{(35,16 + j19,59) \cdot (30,57 + j52,9) + (15,08 + j8,22) \cdot (26,13 + j37,89) +}{31,77 + j56,94} + \\
 &+ \frac{(2,13 + j12,11) \cdot (24,15 + j33,6) + (25,19 + j15,82) \cdot (11,31 + j20,37) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} + \\
 &+ \frac{(20,13 + j11,65) \cdot (3,84 + j12,96) + (25,19 + j15,82) \cdot (40,15 + j22,39)}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
 &= 73,14 + j40,15 \text{ МВ} \cdot \text{А};
 \end{aligned}$$

$$S_{3-5} = S_{A-3} - S'_3 = 73,14 + j40,15 - 35,16 - j19,59 = 37,98 + j20,56 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{5-6} = S_{3-5} - S'_5 = 37,98 + j20,56 - 15,08 - j8,22 = 22,9 + j12,34 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{6-4} = S_{5-6} - S'_6 = 22,9 + j12,34 - 20,13 - j12,11 = 2,77 + j0,23 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned} S_{A-1} &= \frac{S'_1 \cdot (\bar{Z}_{1-2} + \bar{Z}_{2-4} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\ &+ \frac{S'_2 \cdot (\bar{Z}_{2-4} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_4 \cdot (\bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) +}{+ S'_6 \cdot (\bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_5 \cdot (\bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_3 \cdot \bar{Z}_{A-3}} = \\ &= \frac{(40,15 + j22,39) \cdot (30,33 + j52,08) + (20,13 + j11,65) \cdot (27,93 + j43,98) +}{31,77 + j56,94} \\ &+ \frac{(25,19 + j15,82) \cdot (20,46 + j56,37) + (20,13 + j12,11) \cdot (7,62 + j23,25) +}{+ (15,08 + j8,22) \cdot (5,64 + j19,05) + (35,16 + j19,59) \cdot (1,2 + j4,05)} = \\ &= 82,7 + j49,63 \text{ MB} \cdot \text{A}; \end{aligned}$$

$$S_{1-2} = S_{A-1} - S'_1 = 82,7 + j49,63 - 40,15 - j22,39 = 42,55 + j27,24 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{2-4} = S_{1-2} - S'_2 = 42,55 + j27,24 - 20,13 - j11,65 = 22,42 + j15,59 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Знаходиться дійсний розподіл потужностей з урахуванням втрат потужності в лініях. Розрахунок починаємо з точки розділу потужностей (рис. 2.2).

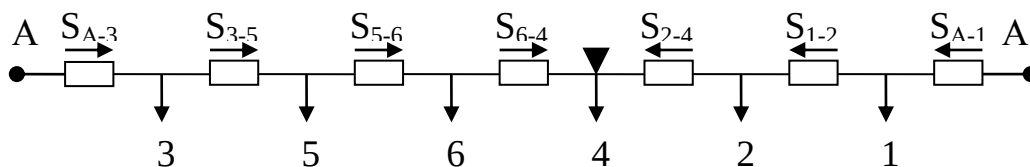


Рис. 2.2. Точки розділу потужностей

Визначаються втрати в лініях.

Позначається $S_{6-4}^K = S_{6-4} = 2,77 + j0,23 \text{ MB} \cdot \text{A}$ – потужність в кінці лінії

l_{6-4} .

Втрати потужності в лінії l_{6-4}

$$\begin{aligned}\Delta S_{6-4} &= \frac{P_{6-4}^2 + Q_{6-4}^2}{U_H^2} \cdot R_2 + j \cdot \frac{P_{6-4}^2 + Q_{6-4}^2}{U_H^2} \cdot X_2 = \\ &= \frac{2,77^2 + 0,23^2}{110^2} \cdot 12,84 + j \cdot \frac{2,77^2 + 0,23^2}{110^2} \cdot 13,32 = \\ &= 0,0082 + j0,0085 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Потужність на початку лінії l_{6-4}

$$S_{6-4}^H = S_{6-4}^K + \Delta S_{6-4} = 2,77 + j0,23 + 0,0082 + j0,0085 = 2,78 + j0,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Так як розрахунок потужності на інших ділянках аналогічний, то результати зводяться в табл. 2.6.

Визначається напруга на шинах вищої напруги підстанцій. Для забезпечення зустрічного регулювання напруги вважаємо, що напруга на шинах джерел живлення в режимах найбільших навантажень підтримується на рівні 121 кВ.

Визначається втрата напруги в лінії А-3:

$$\Delta U_{A-3} = \frac{P_{A-3}^H \cdot R_{A-3} + Q_{A-3}^H \cdot X_{A-3}}{U_A} = \frac{74,64 \cdot 1,2 + 45,04 \cdot 4,05}{121} = 2,37 \text{ кВ}.$$

Напруга на шинах високої напруги підстанції 3

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A-3} = 121 - 2,37 = 118,63 \text{ кВ}.$$

Так як подальший розрахунок аналогічний, отримані дані зводяться в табл. 2.6.

Визначаються втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{T1} = \frac{P_1' \cdot R_{TP1} + Q_1' \cdot X_{TP1}}{U_1} = \frac{40,15 \cdot 0,7 + 22,39 \cdot 17,35}{117,59} = 3,73 \text{ кВ}.$$

Визначається напруга на шинах низької напруги підстанцій, приведені до ступеня вищої напруги:

$$U_{III} = U_1 - \Delta U_{T1} = 117,59 - 3,73 = 113,86 \text{ кВ}.$$

Розраховується регулювання напруги на проектованих підстанціях і визначаються дійсні напруги на шинах нижчої напруги. Всі вибрані трансформатори обладнані пристроєм для регулювання напруги під навантаженням з діапазоном регулювання $110 \pm 9 \times 1,78\%$.

Відповідно до стандартів задається бажана напруга на шинах нижчої напруги підстанцій $U_0 = 10,5 \text{ кВ}$.

Розрахункові відгалуження визначають за формулою

$$U_{расч} = U_{ПР} \cdot \frac{U_H}{U_0},$$

де $U_{ПР}$ – приведенне до високої стороні напруга на шинах нижчої напруги підстанцій, кВ;

U_H – номінальна напруга обмотки нижчої напруги трансформатора, кВ;

U_0 – напруга обраного регульовального відгалуження, кВ.

Розрахункове відгалуження підстанції 1

$$U_{расч1} = U_{1ПР} \cdot \frac{U_H}{U_0} = 113,86 \cdot \frac{10,5}{10,5} = 113,86 \text{ кВ}.$$

Дійсні напруги на шинах нижчої напруги підстанцій визначають за формулою

$$U_D = U_{расч} \cdot \frac{U_H}{U_{СТ}}.$$

На шині 1Д напруга становить

$$U_{1Д} = U_{расч1} \cdot \frac{U_H}{U_{1СТ}} = 113,86 \cdot \frac{10,5}{113} = 10,6 \text{ кВ}.$$

Знаходиться відхилення напруги від бажаної

$$\Delta U_1 = \frac{U_{1Д} - U_0}{U_0} \cdot 100 = \frac{10,6 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,95\%.$$

Значення втрат напруг в лініях при максимальному режимі: трансформаторів, на шинах низької напруги підстанцій, на розрахункові відгалуження, стандартні відгалуження, на дійсні напруги на шинах низької напруги і відхилення напруги зведені до табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Втрати напруг в трансформаторах і на підстанціях при максимальному режимі

№ трансформатора, підстанції	1	2	3	4	5	6
ΔU_T , кВ	3,73	5,06	3,44	8,84	2,3	6,46
$\Delta U_{ПР}$, кВ	113,80	109,55	108,65	104,43	111,28	112,18
$\Delta U_{расч}$, кВ	113,86	114,48	108,65	104,43	111,28	112,18
$\Delta U_{СТ}$, кВ	113,0	115,0	108,9	104,8	110,9	113,0
ΔU_D , кВ	10,6	10,96	10,49	10,48	10,4	10,44
ΔU , %	0,95	4,38	0,1	0,19	0,95	0,57

Оскільки відхилення напруги не перевищують нормовані (5%) вважається, що робота трансформаторів з вибраними стандартними відгалуженнями забезпечить споживачів якісною напругою.

2.2. Розрахунок мінімального режиму

В мінімальному режимі величина навантаження складає 30% максимальної.

Визначаються навантаження підстанцій:

$$S_1 = 0,3 \cdot (P_1 + jQ_1) = 0,3 \cdot (40 + j19,4) = 12 + j5,82 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_2 = 0,3 \cdot (P_2 + jQ_2) = 0,3 \cdot (20 + j9,7) = 6 + j2,91 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_3 = 0,3 \cdot (P_3 + jQ_3) = 0,3 \cdot (35 + j16,9) = 10,5 + j5,07 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_4 = 0,3 \cdot (P_4 + jQ_4) = 0,3 \cdot (25 + j12,1) = 7,5 + j3,63 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_5 = 0,3 \cdot (P_5 + jQ_5) = 0,3 \cdot (15 + j7,3) = 4,5 + j2,19 \text{ МВ} \cdot \text{А} ;$$

$$S_6 = 0,3 \cdot (P_6 + jQ_6) = 0,3 \cdot (20 + j9,7) = 6 + j2,91 \text{ МВ} \cdot \text{А} .$$

З метою економії електроенергії і поліпшення умов регулювання напруги приймається, що в мінімальному режимі на кожній підстанції залишається в роботі тільки один трансформатор, а другий відключається від мережі.

Визначаються втрати потужності в трансформаторах за формулами:

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_{K31} \cdot \left(\frac{S_{min1}}{S_{CT1}} \right)^2 = 0,172 \cdot \left(\frac{12}{0,9 \cdot 40} \right)^2 = 0,019 \text{ МВт} ;$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{min1}^2}{S_{CT1}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{12^2}{0,9^2 \cdot 40} = 0,47 \text{ Мвар} .$$

Визначається розрахункове навантаження підстанцій

$$\begin{aligned} S'_1 &= P_1 + jQ_1 + \Delta P_{T1} + j\Delta Q_{T1} + \Delta P_{к.31} + j\Delta Q_{\mu1} - j \cdot Q_C = \\ &= 12 + j5,82 + 0,019 + j0,47 + 0,036 + j0,175 - j \cdot 0,89 = \\ &= 12,06 + j5,58 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \end{aligned}$$

Знаходиться розподіл потужностей без урахування втрат потужності в лініях:

$$\begin{aligned}
S_{A-3} &= \frac{S'_3 \cdot (\bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&+ \frac{S'_5 \cdot (\bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_6 \cdot (\bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&+ \frac{S'_4 \cdot (\bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_2 \cdot (\bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}) + S'_1 \cdot \bar{Z}_{1-A}}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&= \frac{(10,55 + j4,87) \cdot (30,57 + j52,9) + (4,52 + j1,79) \cdot (26,13 + j37,89) +}{31,77 + j56,94} \\
&+ \frac{(6,02 + j3,1) \cdot (24,15 + j33,6) + (7,52 + j3,59) \cdot (11,31 + j20,37) +}{31,77 + j56,94} \\
&+ \frac{(6,03 + j2,78) \cdot (3,84 + j12,96) + (12,06 + j5,58) \cdot (40,15 + j22,39)}{31,77 + j56,94} = \\
&= 21,87 + j9,65 \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$S_{3-5} = S_{A-3} - S'_3 = 21,87 + j9,65 - 10,55 - j4,87 = 11,32 + j4,78 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{5-6} = S_{3-5} - S'_5 = 11,32 + j4,78 - 4,52 - j1,79 = 6,8 + j2,99 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{6-4} = S_{5-6} - S'_6 = 6,8 + j2,99 - 6,02 - j3,1 = 0,78 - j0,11 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned}
S_{A-1} &= \frac{S'_1 \cdot (\bar{Z}_{1-2} + \bar{Z}_{2-4} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&+ \frac{S'_2 \cdot (\bar{Z}_{2-4} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_4 \cdot (\bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) +}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&+ \frac{S'_6 \cdot (\bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_5 \cdot (\bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{A-3}) + S'_3 \cdot \bar{Z}_{A-3}}{\bar{Z}_{A-3} + \bar{Z}_{3-5} + \bar{Z}_{5-6} + \bar{Z}_{6-4} + \bar{Z}_{4-2} + \bar{Z}_{2-1} + \bar{Z}_{1-A}} = \\
&= \frac{(12,06 + j5,58) \cdot (30,33 + j52,08) + (6,03 + j2,78) \cdot (27,93 + j43,98) +}{31,77 + j56,94} \\
&+ \frac{(7,52 + j3,59) \cdot (20,46 + j56,37) + (6,02 + j3,1) \cdot (7,62 + j23,25) +}{31,77 + j56,94} \\
&+ \frac{(4,52 + j1,79) \cdot (5,64 + j19,05) + (10,55 + j4,87) \cdot (1,2 + j4,05)}{31,77 + j56,94} = \\
&= 24,83 + j12,06 \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$S_{1-2} = S_{A-1} - S'_1 = 24,83 + j12,06 - 12,06 - j5,58 = 12,77 + j6,48 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$S_{2-4} = S_{1-2} - S'_2 = 12,77 + j6,48 - 6,03 - j2,78 = 6,74 + j3,7 \text{ MB} \cdot \text{A};$$

Електричний розрахунок для мінімального режиму виконується аналогічно розрахунку максимального режиму. Отримані результати зводяться в табл. 2.6 і переходять розрахунок регулювання напруги на проектованих підстанціях і

визначенню дійсних напруг на шинах нижчої напруги. Всі вибрані трансформатори обладнані пристроєм для регулювання напруги під навантаженням з діапазоном регулювання.

Відповідно до стандартних вимог задається бажана напруга на шинах нижчої напруги підстанцій $U_0 = 10,5$ кВ.

Визначаємо розрахункові відгалуження за формулою

$$U_{расч1} = U_{1ПР} \cdot \frac{U_H}{U_0} = 113,26 \cdot \frac{10,5}{10,5} = 113,26 \text{ кВ.}$$

За розрахунковими відгалуженням вибираються найближчі стандартні відгалуження.

Визначаємо дійсні напруги на шинах нижчої напруги підстанцій за формулою

$$U_{1Д} = U_{расч1} \cdot \frac{U_H}{U_{1СТ}} = 113,26 \cdot \frac{10,5}{113} = 10,52 \text{ кВ.}$$

Знаходиться відхилення напруги від бажаного

$$\Delta U_1 = \frac{U_{1Д} - U_0}{U_0} \cdot 100 = \frac{10,52 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 0,19 \text{ \%}.$$

Значення втрат потужностей і втрат напруг в лініях при мінімальному режимі: трансформаторів, навантажень підстанцій, на шинах низької напруги підстанцій, на розрахункові відгалуження, стандартні відгалуження, на дійсні напруги на шинах низької напруги і відхилення напруги зведені до табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Втрати потужності в трансформаторах і втрати напруг на підстанціях при мінімальному режимі

№ трансформатора, підстанції	1	2	3	4	5	6
ΔP_T , МВт	0,019	0,015	0,014	0,013	0,005	0,009
ΔQ_T , Мвар	0,47	0,29	0,36	0,29	0,11	0,19
S' , МВА	12,06+j5,58	6,03+j2,78	10,55+j4,87	7,52+j3,59	4,52+j1,79	6,02+j3,1
$\Delta U_{расч}$, кВ	113,26	117,64	110,83	111,48	112,88	113,63
$\Delta U_{ст}$, кВ	113,0	117,0	110,9	110,9	113,0	113,0
$\Delta U_{Д}$, кВ	10,52	10,87	10,44	10,5	10,45	10,52
ΔU , %	0,19	3,52	0,57	0	0,48	0,19

Оскільки відхилення напруги не перевищують нормовані (5%) вважається, що робота трансформаторів з вибраними стандартними відгалуженнями забезпечить споживачів якісним напругою

2.3. Розрахунок післяаварійного режиму

Розрахуємо важкий режим аварійного відключення найбільш завантажених ліній, що призводять до найбільших зниженням напруги в мережі і на понижуючих підстанціях. Такими режимами для проектованої мережі є відключення одного ланцюга ліній $A-1$ і $A-3$ і лінії $3-5$ в максимальному режимі навантажень. Виробляємо заново розрахунок потоків потужностей і напруг з урахуванням змін втрат потужності і втрат напруги в мережі за формулою:

$$\begin{aligned} S'_1 &= P_1 + jQ_1 + \Delta P_{T1} + j\Delta Q_{T1} + \Delta P_{ном1} + j\Delta Q_{ном1} - j \cdot Q_C = \\ &= 40 + j19,37 + 0,09 + j2,33 + 0,036 + j0,26 - j \cdot 0,82 = \\ &= 40,13 + j21,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_2 &= P_2 + jQ_2 + \Delta P_{T2} + j\Delta Q_{T2} + \Delta P_{ном2} + j\Delta Q_{ном2} - j \cdot Q_C = \\ &= 20 + j9,69 + 0,027 + j0,75 + 0,019 + j0,11 - j \cdot 0,37 = \\ &= 20,05 + j10,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_3 &= P_3 + jQ_3 + \Delta P_{T3} + j\Delta Q_{T3} + \Delta P_{ном3} + j\Delta Q_{ном3} - j \cdot Q_C = \\ &= 35 + j16,95 + 0,11 + j2,67 + 0,036 + j0,26 - j \cdot 0,37 = \\ &= 35,15 + j19,51 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_4 &= P_4 + jQ_4 + \Delta P_{T4} + j\Delta Q_{T4} + \Delta P_{ном4} + j\Delta Q_{ном4} - j \cdot Q_C = \\ &= 25 + j12,11 + 0,12 + j2,92 + 0,036 + j0,26 - j \cdot 0,82 = \\ &= 40,13 + j21,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_5 &= P_5 + jQ_5 + \Delta P_{T5} + j\Delta Q_{T5} + \Delta P_{ном5} + j\Delta Q_{ном5} - j \cdot Q_C = \\ &= 15 + j7,26 + 0,17 + j2,43 + 0,036 + j0,26 - j \cdot 0,18 = \\ &= 15,21 + j9,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_6 &= P_6 + jQ_6 + \Delta P_{T6} + j\Delta Q_{T6} + \Delta P_{ном6} + j\Delta Q_{ном6} - j \cdot Q_C = \\ &= 20 + j9,69 + 0,19 + j3,65 + 0,036 + j0,26 - j \cdot 0,68 = \\ &= 20,23 + j12,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Позначається $S_{5-6}^K = S_5 = 15,21 + j9,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – потужність в кінці лінії l_{5-6} .

Втрати потужності в лінії l_{5-6}

$$\begin{aligned}\Delta S_{5-6} &= \frac{P_{5-6}^2 + Q_{5-6}^2}{U_H^2} \cdot R_{5-6} + j \cdot \frac{P_{5-6}^2 + Q_{5-6}^2}{U_H^2} \cdot X_{5-6} = \\ &= \frac{15,21^2 + 9,77^2}{110^2} \cdot 1,98 + j \cdot \frac{15,21^2 + 9,77^2}{110^2} \cdot 4,2 = \\ &= 0,053 + j0,11 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Потужність на початку лінії l_{6-4}

$$S_{5-6}^H = S_{5-6}^K + \Delta S_{5-6} = 15,21 + j9,77 + 0,053 + j0,11 = 15,26 + j9,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Так як розрахунок потужності на других ділянках аналогічний, то результати зводяться до табл. 2.6.

Визначаються струми, що протікають по лініях в післяаварійному режимі з метою остаточної перевірки обраних проводів на нагрів. Для визначення струмів користуються формулою

$$I^{av} = \frac{\sqrt{(P^H)^2 + (Q^H)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}.$$

Струм лінії 5-6

$$I_{5-6}^{av} = \frac{\sqrt{(P_{5-6}^H)^2 + (Q_{5-6}^H)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{\sqrt{51,26^2 + 9,88^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 95,44 \text{ А}.$$

Всі вибрані дроти задовольняють умові $I_{don} \geq I^{av}$.

Далі електричний розрахунок для післяаварійного режиму виконується аналогічно розрахунку максимального режиму. Отримані результати зводяться в табл. 2.6 і переходять до регулювання напруги на проектованих підстанціях і визначенню дійсних напруг на шинах нижчої напруги. Всі вибрані трансформатори обладнані пристроєм для регулювання напруги під навантаженням з діапазоном регулювання $110 \pm 9 \times 1,78\%$.

Відповідно до Правил управління електроустановками задаються бажаною напругою на шинах нижчої напруги підстанцій $U_0 = 10,5 \text{ кВ}$.

Визначаються розрахункові відгалуження за формулою

$$U_{расч1} = U_{1ПР} \cdot \frac{U_H}{U_0} = 111,86 \cdot \frac{10,5}{10,5} = 111,86 \text{ кВ}.$$

За розрахунковими відгалуженнями вибираються найближчі стандартні відгалуження і зводяться в таблицю.

Визначаємо дійсні напруги на шинах нижчої напруги підстанцій за формулою

$$U_{1Д} = U_{расч1} \cdot \frac{U_H}{U_{1СТ}} = 111,86 \cdot \frac{10,5}{113} = 10,39 \text{ кВ.}$$

Знаходиться відхилення напруги від бажаного

$$\Delta U_1 = \frac{U_{1Д} - U_0}{U_0} \cdot 100 = \frac{10,39 - 10,5}{10,5} \cdot 100 = 1,05\%.$$

Допустимі і розрахункові струми і втрати напруг в лініях при післяаварійному режимі: трансформаторів, навантажень підстанцій, на шинах низької напруги підстанцій, на розрахункові відгалуження, стандартні відгалуження, на дійсні напруги на шинах низької напруги і відхилення напруги зведені до табл. 2.5.

Таблиця 2.5

Допустимі і розрахункові струми в трансформаторах і втрати напруг на підстанціях в післяаварійному режимі

№ трансформатора, підстанції	1	2	3	4	5	6
$I_{расч}, \text{ А}$	215,27	935,54	550,68	356,14	235,35	95,44
$I_{доп}, \text{ А}$	605	1210	605	390	265	475
$\Delta U_{расч}, \text{ кВ}$	111,86	110,38	115,87	104,18	100,61	100
$\Delta U_{ст}, \text{ кВ}$	113	110,9	115	104,8	100,7	100,7
$\Delta U_{Д}, \text{ кВ}$	10,39	10,45	10,58	10,44	10,49	10,43
$\Delta U, \%$	1,05	0,48	0,76	0,57	0,1	0,67

Оскільки відхилення напруги не перевищують нормовані (10%) вважається, що робота трансформаторів з вибраними стандартними відгалуженнями забезпечить споживачів якісною напругою.

Для порівняння дані, отримані при розрахунку основних режимів, зводяться до табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Розрахункові дані основних режимів

Номер підстанції	1	2	4	6	5	3	A
Участки ліній	A-1	1-2	2-4	4-6	6-5	5-3	A-3
Максимальний режим							
Потужність на початку участка, МВА	84,77+ +j55,53	43,52+ +j29,4	22,88+ +j16,04	2,78+ +j0,24	23,02+ +j12,59	38,79+ +j23,12	74,64+ +j45,04
Втрати потужності в лінії, МВА	1,1+ +j3,74	0,51+ +j1,71	0,46+ +j0,45	0,0082+ +j0,0085	0,11+ +j0,24	0,69+ +j2,31	0,69+ +j2,33
Потужність в кінці участка, МВА	83,67+ +j51,79	43,01+ +j27,69	22,42+ +j15,59	2,77+ +j0,24	22,91+ +j12,35	38,1+ +j20,81	73,95+ +j42,71
Напруга на шинах підстанцій, кВ	117,59	113,61	111,09	112,27	113,12	118,64	
Падіння напруги в лінії, кВ	3,41	2,98	2,52	0,86	4,51	2,37	
Падіння напруги в трансформаторах, кВ	3,73	5,06	8,94	6,79	2,3	3,24	
Напруга на шинах нижчої напруги, приведена до високої сторони, кВ	107,86	103,56	97,15	100,48	105,82	109,4	
Мінімальний режим							
Потужність на початку участка, МВА	22,99+ +j12,52	12,85+ +j6,66	6,78+ +j3,74	0,78- -j0,11	6,81+ +j3,01	11,39+ +j4,99	21,99+ +j10,05
Втрати потужності в лінії, МВА	0,084+ +j0,283	0,041+ +j0,138	0,036+ +j0,036	0,00065+ +j0,00068	0,009+ +j0,019	0,056+ +j0,19	0,057+ +j0,194
Потужність в кінці участка, МВА	24,91+ +j12,24	12,81+ +j6,52	6,74+ +j3,7	0,78- -j0,11	6,8+ +j2,99	11,33+ +j4,8	21,94+ +j9,86
Напруга на шинах підстанцій, кВ	114,18	113,46	113,13	112,78	113,37	114,15	
Падіння напруги в лінії, кВ	0,82	0,72	0,68	0,23	1,06	0,57	
Падіння напруги в трансформаторах, кВ	0,92	1,18	0,8	1,95	0,49	1,67	
Напруга на шинах нижчої напруги, приведена до високої сторони, кВ	113,26	112,29	110,83	111,48	112,88	113,63	
Післяаварійний режим							
Потужність на початку участка, МВА	148,83+ +j98,09	105,29+ +j65,45	82,52+ +j46,1	37,38+ +j24,76	15,26+ +j9,88		35,47+ +j20,59
Втрати потужності в лінії, МВА	3,41+ +j11,51	2,72+ +j9,16	5,01+ +j0,2	1,89+ +j1,96	0,053+ +j0,11		0,32+ +j1,08
Потужність в кінці участка, МВА	145,42+ +j86,59	102,57+ +j56,28	77,51+ +j45,9	35,49+ +j22,8	15,21+ +j9,77		35,15+ +j19,51
Напруга на шинах підстанцій, кВ	115,29	112,82	109,9	107,21	103,73	118,92	
Падіння напруги в лінії, кВ	4,71	5,47	6,92	5,69	0,48	2,08	
Падіння напруги в трансформаторах, кВ	3,43	4,46	5,72	7,21	3,12	3,05	
Напруга на шинах нижчої напруги, приведена до високої сторони, кВ	111,86	105,36	104,18	100	100,61	115,87	

2.4. Механічний розрахунок проводів

Відповідно до завдання електрична мережа проектується для II району по ожеледі з товщиною стінки ожеледі $c = 10$ мм і III району за вітром зі швидкісним напором вітру $q = 50$ кгс/м² з температурами $t_{МИН} = -40^\circ\text{C}$, $t_{ЕКС} = 0^\circ\text{C}$ і $t_{МАКС} = +40^\circ\text{C}$; коефіцієнт, що враховує нерівномірність тиску вітру по прольоту, $\alpha = 0,75$ при $q = 50$ кгс/м² і $\alpha = 1$ при $q < 27$ кгс/м²; коефіцієнт лобового опору рівний для проводів діаметром менше 20 мм і для всіх проводів покритих ожеледдю $C_x = 1,2$, і для проводів діаметром більше 20 мм $C_x = 1,1$; температура утворення ожеледі $t_f = -5^\circ\text{C}$.

Механічний розрахунок проводу АС240

Вихідні дані для визначення розрахункових навантажень: перетин алюмінію 244 мм², переріз сталі 32 мм², загальний переріз проводу $F = 276$ мм², діаметр проводу $d = 21,6$ мм, маса 1 км проводу $G = 921$ кг.

Питоме навантаження від власної маси проводу

$$\gamma_1 = \frac{G}{F} = \frac{921 \cdot 10^{-3}}{276} = 3,34 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Питоме навантаження від маси ожеледі

$$\gamma_2 = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot c \cdot (d + c)}{F} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot (21,6 + 10) \cdot 10^{-3}}{276} = 3,24 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Питоме навантаження від маси проводу з ожеледицею

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 3,34 \cdot 10^{-3} + 3,24 \cdot 10^{-3} = 6,58 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Питоме навантаження від вітру на провід без ожеледі

$$\gamma_4 = \frac{\alpha \cdot C_x \cdot q \cdot d}{F} = \frac{0,783 \cdot 1,1 \cdot 50 \cdot 21,6 \cdot 10^{-3}}{276} = 3,37 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Питоме навантаження від вітру на провід з ожеледицею

$$\begin{aligned} \gamma_5 &= \frac{\alpha \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q \cdot (d + 2 \cdot c)}{F} = \frac{1 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot (21,6 + 2 \cdot 10) \cdot 10^{-3}}{276} = \\ &= 2,26 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2. \end{aligned}$$

Питоме навантаження від вітру і ваги на дроти без ожеледі

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2} = \sqrt{3,34^2 + 3,37^2} \cdot 10^{-3} = 4,74 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Питоме навантаження від вітру і ваги на дроти з ожеlediцею

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_3^2 + \gamma_5^2} = \sqrt{6,58^2 + 2,26^2} \cdot 10^{-3} = 6,95 \cdot 10^{-3} \text{ кгс/м} \cdot \text{мм}^2.$$

По [19] вибирається для проводу АС240 модуль пружності $E = 7,7 \cdot 10^3 \text{ кгс/мм}^2$, температурний коефіцієнт лінійного подовження $\alpha_T = 19,8 \cdot 10^{-6} \text{ 1/град}$, допустиме напруження при найбільшому навантаженні $\sigma_\Gamma = 12,2 \text{ кгс/мм}^2$, допустиме напруження при нижчій температурі $\sigma_H = 10,7 \text{ кгс/мм}^2$, допустиме напруження при середньорічній температурі $\sigma_E = 7,25 \text{ кгс/мм}^2$.

Визначаємо критичні прольоти:

$$\begin{aligned} l_{1K} &= \frac{\sigma_H}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha_T \cdot E \cdot (t_{EKC} - t_{МИН}) - (\sigma_H - \sigma_E)}{\frac{E}{24} \cdot \left[\left(\frac{\sigma_H}{\sigma_E} \right)^2 - 1 \right]}} = \\ &= \frac{10,7}{3,34 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (0 + 40) - (10,7 - 7,25)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{10,7}{7,25} \right)^2 - 1 \right]}} = 268,4 \text{ м}; \\ l_{2K} &= \frac{\sigma_\Gamma}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha_T \cdot E \cdot (t_\Gamma - t_{МИН}) + (\sigma_\Gamma - \sigma_H)}{\frac{E}{24} \cdot \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_\Gamma}{\sigma_H} \right)^2 \right]}} = \\ &= \frac{12,2}{3,34 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{(12,2 - 10,7) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 40)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{6,95 \cdot 10^{-3}}{3,34 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - \left(\frac{12,2}{10,7} \right)^2 \right]}} = 306,1 \text{ м}; \\ l_{3K} &= \frac{\sigma_\Gamma}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{\alpha_T \cdot E \cdot (t_\Gamma - t_{EKC}) + (\sigma_\Gamma - \sigma_E)}{\frac{E}{24} \cdot \left[\left(\frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left(\frac{\sigma_\Gamma}{\sigma_E} \right)^2 \right]}} = \\ &= \frac{12,2}{3,34 \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{\frac{(12,2 - 7,25) + 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-5 + 0)}{\frac{7,7 \cdot 10^3}{24} \cdot \left[\left(\frac{6,95 \cdot 10^{-3}}{3,34 \cdot 10^{-3}} \right)^2 - \left(\frac{12,2}{7,25} \right)^2 \right]}} = 340,1 \text{ м}. \end{aligned}$$

Задаємося розрахунковим прольотом $l = 350 \text{ м}$. Розраховується режим, при якому ролводи покриті ожеледдю, $t_r = -5^\circ \text{C}$, вітру немає:

$$\begin{aligned}\sigma - \frac{\gamma_3^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma}); \\ \sigma - \frac{6,58^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \\ = 12,2 - \frac{(6,95 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - (19,8 \cdot 10^{-6}) \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot (-5 + 5); \\ f(\sigma) &= \sigma^3 + 0,562 \cdot \sigma^2 - 1699 = 0; \\ \sigma &= 11,75 \text{ кгс/мм}^2.\end{aligned}$$

Стріла провісу

$$f_{-5} = \frac{\gamma_3 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{6,58 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 11,75} = 8,57 \text{ м.}$$

Розраховується режим при $t = -5^{\circ}\text{C}$ без ожеледі з вітром:

$$\begin{aligned}\sigma - \frac{\gamma_6^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma}); \\ \sigma - \frac{4,74^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \\ = 12,2 - \frac{(6,95 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - (19,8 \cdot 10^{-6}) \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot (-5 + 5); \\ f(\sigma) &= \sigma^3 + 0,562 \cdot \sigma^2 - 847,23 = 0; \\ \sigma &= 9,28 \text{ кгс/мм}^2.\end{aligned}$$

Стріла провісу

$$f_{-5} = \frac{\gamma_6 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{6,95 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 11,75} = 6,18 \text{ м.}$$

Розраховується режим при $t = 0^{\circ}\text{C}$ без вітру і ожеледі

$$\begin{aligned}\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma}); \\ \sigma - \frac{3,34^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \\ = 12,2 - \frac{(6,95 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - (19,8 \cdot 10^{-6}) \cdot (7,7 \cdot 10^3)^2 \cdot (0 + 5); \\ f(\sigma) &= \sigma^3 + 0,562 \cdot \sigma^2 - 1699 = 0; \\ \sigma &= 11,75 \text{ кгс/мм}^2.\end{aligned}$$

$$f(\sigma) = \sigma^3 + 1,32 \cdot \sigma^2 - 437,64 = 0;$$

$$\sigma = 7,17 \text{ кгс/мм}^2.$$

Стріла провісу

$$f_0 = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{3,34 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 7,17} = 7,12 \text{ м.}$$

Розраховується режим при $t = +15^\circ \text{C}$, ожеледі і вітру немає:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma});$$

$$\begin{aligned} \sigma - \frac{3,467^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} = \\ = 12,2 - \frac{7,09^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (15 + 5); \end{aligned}$$

$$f(\sigma) = \sigma^3 + 5,19 \cdot \sigma^2 - 506,158 = 0;$$

$$\sigma = 6,56 \text{ кгс/мм}^2.$$

Стріла провісу

$$f_{15} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{3,467 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 6,5626} = 8,08 \text{ м.}$$

Розраховується режим при $t = -40^\circ \text{C}$, проводи не покриті ожеледдю, вітру немає:

$$\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma});$$

$$\begin{aligned} \sigma - \frac{3,467^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} = \\ = 12,2 - \frac{7,09^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,8 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (-40 + 5); \end{aligned}$$

$$f(\sigma) = \sigma^3 - 3,522 \cdot \sigma^2 - 506,158 = 0;$$

$$\sigma = 9,33 \text{ кгс/мм}^2.$$

Стріла провісу

$$f_{-40} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{3,467 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 9,33} = 5,69 \text{ м.}$$

Розраховується режим при $t = +40^\circ \text{C}$, ожеледі і вітру немає:

$$\begin{aligned}\sigma - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \sigma_{\Gamma} - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{\Gamma}^2} - \alpha_T \cdot E \cdot (t - t_{\Gamma}); \\ \sigma - \frac{3,467^2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot \sigma^2} &= \\ = 12,2 - \frac{7,09^2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot 350^2}{24 \cdot 12,2^2} - 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 7,7 \cdot 10^3 \cdot (40 + 5); \\ f(\sigma) &= \sigma^3 + 9,15 \cdot \sigma^2 - 506,158 = 0; \\ \sigma &= 5,82 \text{ кгс/мм}^2.\end{aligned}$$

Стріла провісу

$$f_{40} = \frac{\gamma_1 \cdot l^2}{8 \cdot \sigma} = \frac{3,46 \cdot 10^{-3} \cdot 350^2}{8 \cdot 5,82} = 9,13 \text{ м.}$$

Виконавши розрахунок, переконуємося, що ні в одному з розрахованих режимів напруження в матеріалі проводу не досягло допустимих значень.

Максимальне значення стріли провисання проводу $f_{МАКС} = 9,3 \text{ м}$ досягається при максимальній температурі.

Вибирається тип проміжної опори для розрахованого режиму. Визначається розрахункова висота опори від поверхні землі до нижньої траверси

$$H_{РАСЧ} = h + f_{МАКС} + \lambda = 7 + 9,13 + 1,3 = 17,43 \text{ м.}$$

Вибирається за нормативними документами проміжна залізобетонна опора тип ПБ 110-3 з $H_{СТАНД} = 14,5 \text{ м}$. Вибрана опора коротше розрахункової на 2,93 м. Для того, щоб відстань h не змінюється, треба зменшити розрахунковий проліт так, щоб $f'_{max} = f_{max} - 2,93 = 9,13 - 2,93 = 6,2 \text{ м}$.

Новому значенню $f'_{МАКС}$ відповідає скоригований розрахунковий проліт l' , величину якого наближено можна визначити з співвідношення

$$l' = \sqrt{\frac{f'_{max} \cdot 8 \cdot \sigma}{\gamma_1}} = \sqrt{\frac{6,2 \cdot 8 \cdot 5,82}{3,46 \cdot 10^{-3}}} = 275 \text{ м.}$$

Оскільки розрахунок для інших проводів аналогічний, то розрахункові дані зводяться в табл. 2.7 – 2.9.

Таблиця 2.7

Розрахункові дані провoda AC-70

Параметри	$f(\sigma)$	$\sigma, \text{кгс}/\text{мм}^2$	$f_i, \text{м}$
-5^0 зол	$\sigma^3 + 71,881 \cdot \sigma^2 - 9438$	10,69	11,692
-5^0	$\sigma^3 + 71,881 \cdot \sigma^2 - 4113$	7,46	11,602
-0^0	$\sigma^3 + 73,104 \cdot \sigma^2 - 926,113$	3,48	11,259
$+15^0$	$\sigma^3 + 76,774 \cdot \sigma^2 - 926,113$	3,39	11,52
-40^0	$\sigma^3 + 63,319 \cdot \sigma^2 - 926,113$	3,716	10,943
$+40^0$	$\sigma^3 + 82,89 \cdot \sigma^2 - 926,113$	3,278	11,943

Таблиця 2.8

Розрахункові дані провoda AC-120

Параметри	$f(\sigma)$	$\sigma, \text{кгс}/\text{мм}^2$	$f_i, \text{м}$
-5^0 зол	$\sigma^3 + 10,91 \cdot \sigma^2 - 1920$	9,66	7,65
-5^0	$\sigma^3 + 10,91 \cdot \sigma^2 - 902$	7,08	5,24
-0^0	$\sigma^3 + 11,7 \cdot \sigma^2 - 258$	4,05	6,69
$+15^0$	$\sigma^3 + 14,08 \cdot \sigma^2 - 258$	3,8	7,13
-40^0	$\sigma^3 + 5,37 \cdot \sigma^2 - 258$	5	5,42
$+40^0$	$\sigma^3 + 18,04 \cdot \sigma^2 - 258$	3,47	7,81

Таблиця 2.9

Розрахункові дані провoda AC-240

Параметри	$f(\sigma)$	$\sigma, \text{кгс}/\text{мм}^2$	$f_i, \text{м}$
-5^0 зол	$\sigma^3 + 0,562 \cdot \sigma^2 - 1699$	11,747	8,57
-5^0	$\sigma^3 + 0,5626 \cdot \sigma^2 - 847,233$	9,28	6,052
-0^0	$\sigma^3 + 1,324 \cdot \sigma^2 - 437,64$	7,17	7,127
$+15^0$	$\sigma^3 + 3,611 \cdot \sigma^2 - 437,64$	6,56	7,789
-40^0	$\sigma^3 + 4,774 \cdot \sigma^2 - 437,64$	9,56	6,345
$+40^0$	$\sigma^3 + 7,423 \cdot \sigma^2 - 437,64$	5,76	8,871

Висновки до розділу 2

1. Розраховано максимальний, мінімальний і післяаварійний режими роботи районної електричної мережі.
2. Встановлено, що регулювання напруги стандартними відгалуженнями трансформаторів забезпечує споживачів якісною напругою.
3. Максимальне падіння напруги спостерігається у вузлі 2 при максимальному і мініальному режимі роботи електричної мережі.
4. Завдяки регулюванню напруги трансформаторів за допомогою стандартних відгалужень максимальний провал напруги склав у 1 вузлі 1,05 %. в післяаварійному режимі, тобто при відключенні ліній А-1. А-3, 3-5.
5. В результаті механічного розрахунку встановлено, що ні в одному з розрахованих режимів напруження в матеріалі проводу не досягло допустимих значень.

РОЗДІЛ 3. ВИБІР І РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

3.1. Вибір структурної схеми підстанції

За місцем в енергосистемі проєктована підстанція (п/с 5) є транзитною. Вища напруга підстанції – 110 кВ, нижча – 10 кВ. Структурна схема підстанції представлена на рис. 3.1 і принципова схема підстанції – на рис. 3.2.

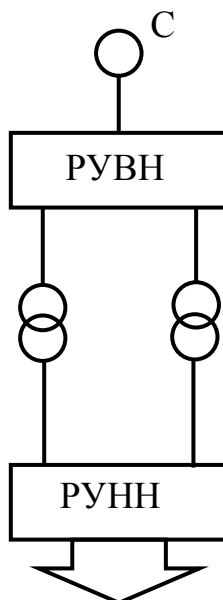


Рис. 3.1. Структурная схема підстанції

Розраховується кількість ліній – число ліній РУ, на якому є фіксоване навантаження, визначається за формулою

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{1\text{л}}},$$

де P_{max} – сумарне навантаження, $P_{\text{max}} = 15$ МВт,

$P_{1\text{л}}$ – пропускна здатність однієї лінії, в залежності від навантаження РУ приймається 6 – 10 кВ – 2...3 МВт; 110 кВ – 35...40 МВт.

Розраховується кількість ліній, що відходять від РУ – 10 кВ

$$n_{\text{л}} = \frac{15}{2} = 7,5.$$

Приймається кількість ліній рівним 8.

Кількість ліній, що відходять в енергосистему

$$n_{\text{л}} = \frac{15}{35} = 0,4.$$

Приймається кількість ліній рівним 1.

Так як дана підстанція є транзитною, то приймаємо кількість ліній, що відходять в енергосистему, рівним 2.

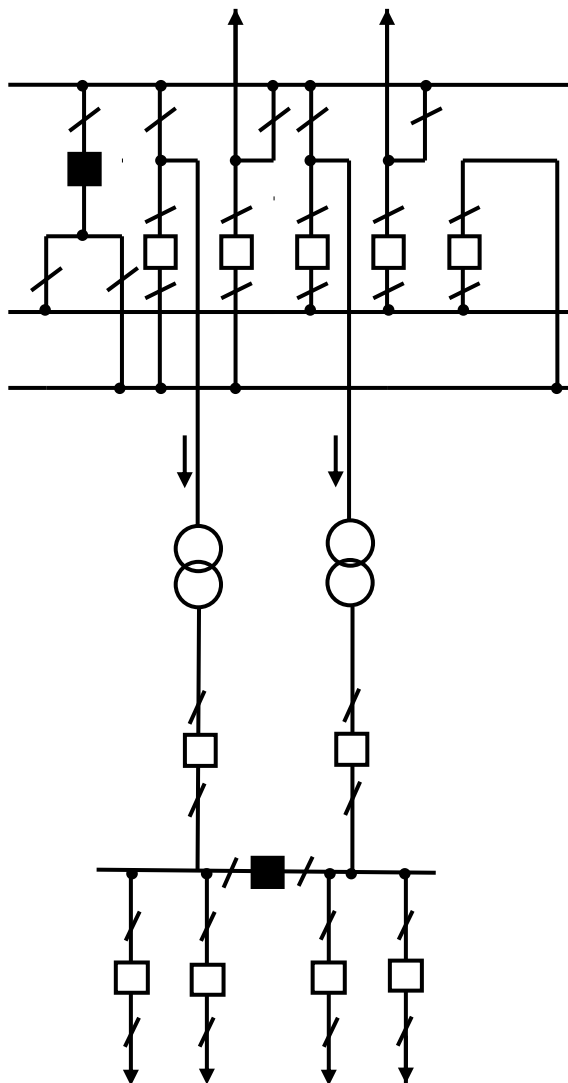


Рис. 3.2. Неповна принципова схема підстанції

Так як дана підстанція є транзитною, то приймаємо кількість ліній, що відходять в енергосистему, рівним 2.

Вибираються схеми розподільних пристроїв. РУ-110 кВ має чотири приєднання (дві лінії і два трансформатора). Згідно [2], для даного РУ вибирається схема з однією секціонованою і обхідною системами шин.

У нормальному режимі секційний вимикач QВ включений. Обхідний вимикач QО і роз'єднувачі в його ланцюгах відключені. Роз'єднувачі кожного приєднання на обхідну систему шин нормально відключені, таким чином обхідна система шин в нормальному режимі знаходиться без напруги. Шина АТ і вимикач QО служать для виведення в ремонт будь-якого вимикача, крім секційного без порушення роботи приєднання.

Згідно [2], для РУ - 10 кВ з числом ліній, що дорівнює восьми вибирається схема з однією секціонованою системою шин. В даній схемі зв'язку між системами шин не передбачається.

У нормальному режимі секційний вимикач QB2 розімкнутий з метою обмеження струмів короткого замикання. Всі вимикачі і роз'єднувачі приєднань нормально включені.

Вибирається схема власних потреб підстанції. Розрахункове навантаження визначається за формулою

$$P_{расч} = \kappa_c \cdot P_{уст},$$

де κ_c – коефіцієнт попиту, враховує неповну навантаження приймачів;

$$Q_{расч} = P_{расч} \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

$\cos \varphi = 1$ – для освітлювального навантаження і обігріву; $\cos \varphi = 0,85$ – для рухового навантаження.

Обчислені дані зведемо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Приймачі власних потреб

Найменування приймачів	Встановлена потужність		cosφ	tgφ	к _с	Розрахункове навантаження			
	Кіль- кість	Всього, кВт				літом		зимою	
						<i>P_{расч}</i> , кВт	<i>Q_{расч}</i> , кВАр	<i>P_{расч}</i> , кВт	<i>Q_{расч}</i> , кВАр
1. Охолодження трансформатора	6	6	0,85	0,62	0,8	4,8	2,9	4,8	2,9
2. Підзарядно- зарядний агрегат ВАЗП – 350/240	23×2	46	0,85	0,62	0,12	5,52	3,4	5,52	3,4
3. Постійно ввімкнені лампи	0,5×28	14	1	0	1	14	-	14	-
4. Підігрів вимикачів	1,8×8	14,4	1	0	1	-	-	14,4	-
5. Освітлення	-	2	1	0	0,6	1,2	-	1,2	-
6. Опалення	-	18	1	0	1	-	-	18	-
7.Електропідігрів і сушка трансформатора	100×2	200	1	0	0,1	20	-	20	-
8. Фільтрпрес	2×2	4	0,85	0,62	0,1	0,4	0,25	0,4	0,25
9. Насос	2×2	4	0,85	0,62	0,1	0,4	0,25	0,4	0,25
10. Опалення насосного пожежогасіння	-	20	1	0	0,05	-	-	1	-
Всього						46,3	6,8	79,7	6,8

Таким чином, розрахункове навантаження обчислюється за формулою

$$S = \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}.$$

Літнє розрахункове навантаження

$$S_{л} = \sqrt{46,3^2 + 6,8^2} = 46,8 \text{ кВА}.$$

Зимнє розрахункове навантаження

$$S_{з} = \sqrt{79,7^2 + 6,8^2} = 79,9 \text{ кВА}.$$

Аварійне навантаження підстанції відображено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Приймачі власних потреб підстанції в аварійному режимі

Найменування приймачів	Розрахункове навантаження, кВт
Насоси пожежогасіння	200
Аварійна вентиляція	0,2
Всього	200,2

Згідно нормативних документів при числі трансформаторів зв'язку на підстанції два і більше встановлюють два трансформатора власних потреб (ТСН). Для даних ТСН приймається схема з'єднання обмоток – Y/Y₀.

За розрахункове приймається зимове навантаження $S_3=79,9$ кВА. З огляду на те, що на підстанції немає постійного чергування, повинна виконуватися умова

$$S_m \geq S_{расч} = 79,9 \text{ кВА}.$$

Вибереться трансформатор марки ТСЗ-160/10 (трифазний двохобмотувальний з природним повітряним охолодженням при захищеному виконанні). Паспортні дані трансформатора вказані в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Паспортні дані трансформатора власних потреб ТСЗ-160/10

Тип трансформатора	$S_{ном}$, кВ·А	Напруга обмотки		Втрати, Вт		U_{δ} , %	I_{δ} , %
		ВН	НН	P_x	P_k		
ТСЗ – 160/10	160	10	0,4	700	2700	5,5	4

Визначається навантаження трансформаторів в аварійному режимі

$$S_{расч} + S_{авар} = 79,9 + 200,2 = 280,1 \text{ кВА}.$$

Завантаження трансформаторів в аварійному режимі

$$\kappa \leq \frac{S_{расч} + S_a}{n \cdot S_T} = \frac{299,25}{2 \cdot 160} = 0,94 < 1,15,$$

де n – число трансформатора власних потреб;

κ – допустиме навантаження в тривалому режимі, приймається $\kappa = 1,15 \dots 1,2$.

Отже, перевантаження не буде.

Згідно нормативних документів на даній підстанції приймається оперативний постійний струм. На підстанції з постійним оперативним струмом ТСН приєднується до шин РУ-10 кВ. У ланцюгах ТСН до 250 кВА на стороні 10 кВ встановлюються запобіжники. На стороні 380/220 В ТСН працюють окремо, кожен на свою секцію з АВР на секційних зв'язку.

Згідно з відомостями, наведеними вище, вибирається наступна схема живлення власних потреб (рис. 3.3).

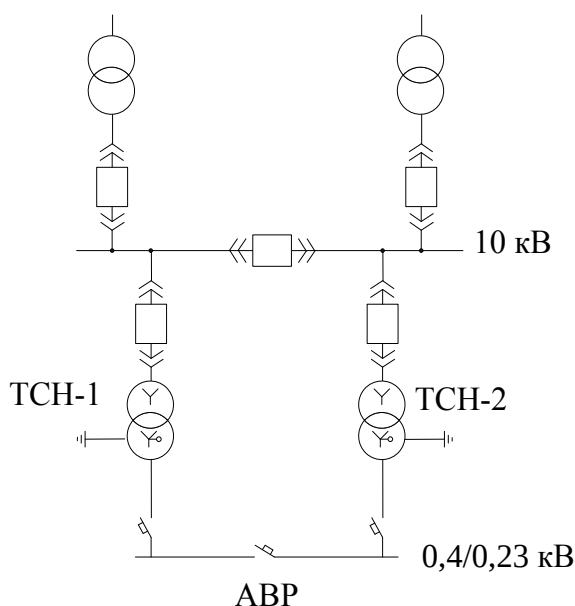


Рис. 3.3. Схема власних потреб підстанції

3.2. Розрахунок струмів короткого замикання

Короткі замикання є однією з основних причин порушення нормального режиму роботи електроустановок та енергосистем в цілому. При проектуванні підстанції розрахунок струмів короткого замикання проводиться з метою перевірки вибраного електроустаткування. При розрахунку струмів короткого замикання приймають ряд припущень, що не вносять істотних похибок в розрахунки. До них відносяться:

- 1) відсутність коливань генераторів;

2) лінійність всіх елементів схеми (до уваги береться насичення магнітних систем);

3) наближений облік навантажень (все навантаження представляються у вигляді постійних за величиною індуктивних опорів);

4) нехтування активними опорами елементів схеми при розрахунку струмів короткого замикання і облік активних опорів тільки при визначенні ступеня загасання аперіодичних складових струмів короткого замикання;

5) зневага розподіленої ємністю ліній, за винятком випадків довгих ліній і ліній в мережах з малим струмом замикання на землю;

6) симетричність всіх елементів системи, за винятком місця короткого замикання;

7) зневага струмом намагнічування трансформаторів.

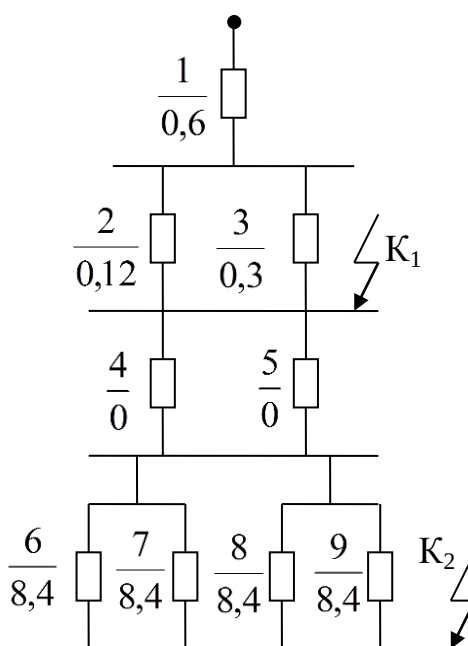


Рис. 3.4. Схема заміщення підстанції

Розрахуються всі опори в відносних одиницях. приймається $S_{\delta} = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $x_{н,с*} = 1,2$; $S_{н,с} = 2000$.

Опір системи S визначається за формулою

$$x_1 = x_{н,с*} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н,с}} = 1,2 \cdot \frac{1000}{2000} = 0,6,$$

де $S_{н,с}$ – потужність системи в відносних одиницях;

$x_{н,с*}$ – опір системи в відносних одиницях.

Сопротивление линий электропередачи определяют по формуле:

$$x_{\text{эл}} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.к.з.}}^2},$$

де ℓ – довжина лінії, км;

x_0 – удельное сопротивление ЛЕП, Ом/км;

$U_{\text{ср.к.з.}}$ – напруга ЛЕП, узята по ряду середніх напружень, найближчих до напруги в точці короткого замикання, кВ.

Індуктивні опори ліній:

$$x_2 = x_0 \cdot \ell_2 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.к.з.}}^2} = 0,4 \cdot 37 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,12;$$

$$x_3 = x_0 \cdot \ell_3 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср.к.з.}}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,3.$$

Опору обмоток трансформаторів на високій стороні

$$x_{TB} = x_4 = x_5 = 0.$$

Опори розщеплених обмоток трансформаторів на низькій стороні визначають за формулою

$$x_{TH1} = x_{TH2} = \frac{2 \cdot U_{\text{к\%}}}{100\%} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{н,м}}},$$

де $S_{\text{н,м}}$, $U_{\text{к\%}}$ – каталожні дані трансформатора ТДТН-25000/110.

Індуктивні опори у вузлах

$$x_6 = x_7 = x_8 = x_9 = \frac{2 \cdot 10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 8,4.$$

Розрахується струм короткого замикання в точці k_1 .

Результуючий опір до точки короткого замикання

$$x_{10} = x_1 + \frac{x_2 \cdot x_5}{x_2 + x_3} = 0,6 + \frac{0,3 \cdot 1,12}{0,3 + 1,12} = 0,83.$$

Періодичну складову струму короткого замикання в момент короткого замикання розраховують за формулою

$$I_{\text{н,о}} = \frac{E'' \cdot I_{\sigma}}{x_{12}} = \frac{5,02}{0,83} = 6,04 \text{ кА},$$

де I_{σ} – базовий струм, визначається за формулою

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.к.з.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}.$$

Визначається ударний струм

$$I_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot 1,608 = 13,73 \text{ кА},$$

де k_y – ударний коефіцієнт, $k_y = 1,608$.

Аперіодична складова струму короткого замикання в момент розведення контактів вимикача визначають за формулою

$$I_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,04 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,02}} = 0,057 \text{ кА},$$

де τ – час розведення контактів вимикача, $\tau = 0,1$ с;

T_a – постійна часу, $T_a = 0,02$ с.

Періодична складова струму короткого замикання в момент розмикання контактів вимикача становить $I_{n,\tau} = I_{n,o} = 6,04$ кА, так як система C є джерелом нескінченної потужності.

Розраховується результуючий опір схеми при короткому замиканні в точці k_2 для двох випадків.

Включений вимикач QB – розраховується результуючий опір. Виходячи з того, що опори розщеплених обмоток низької напруги трансформаторів рівні, маємо такий вираз

$$x_{11} = x_{10} + \frac{x_6}{4} = 0,83 + \frac{8,4}{4} = 2,93.$$

Виключений вимикач QB – результуючий опір для даного випадку

$$x'_{11} = x_{10} + \frac{x_6}{2} = 5,03.$$

Обчислені дані складових струму короткого замикання для всіх точок зводимо в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Складові струму короткого замикання

Точка короткого замикання	$x_{рез}$	$I_{n,o}$, кА	I_y , кА	$I_{a,\tau}$, кА	$I_{n,\tau}$, кА
1) $k_1^{(3)}$ (шини 110кВ)	0,83	6,04	13,73	0,057	6,04
2) $k_2^{(3)}$ (шини 10 кВ)					
а) при ввімкненому QB	2,93	18,78	48,33	3,58	18,38
б) при вимкненому QB	5,03	10,94	28,16	2,08	10,94

3.3. Вибір апаратів захисту, комутаційної апаратури і струмопроводів

Вимикач є основним комутаційним апаратом в електричних установках, він служить для відключення і включення ланцюга в будь-яких режимах.

До вимикачів високої напруги ставляться такі вимоги:

- 1) надійне відключення струмів будь-якої величини від десятків ампер до номінального струму відключення;
- 2) швидкість дії, тобто найкоротший термін відключення;
- 3) придатність для автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача відразу ж після відключення;
- 4) можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 110кВ і вище;
- 5) зручність ревізії та огляду контактів і механічної частини;
- 6) вибухо- і пожежна безпека;
- 7) зручність транспортування і обслуговування.

Вимикачі вибираються по ланцюгу найпотужнішого приєднання. Потужність ЛЕП приймається рівною пропускній здатності лінії. Потужність в ланцюгах обмоток трансформаторів дорівнює перетокам потужності через трансформатор.

Згідно нормативних документів вимикачі вибираються за такими умовами:

$$U_{н.вык.} \geq U_{уст.};$$

$$I_{н.вык.} \geq I_{н.цепи};$$

$$I_{н.вык.} \geq I_{max.цепи}.$$

Вибрані вимикачі перевіряють за струмами короткого замикання:

$$I_{н.откл.} \geq I_{н,\tau};$$

$$t_{a\text{ ном}} \geq t_{a\tau};$$

$$t_{a\text{ ном}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{н,откл.},$$

де β_n – нормований процентний вміст аперіодичної складової в повному струмі короткого замикання.

Повинні виконуватись умови:

$$B_{к\text{ дан}} \geq B_{к\text{ расч}} = I_m^2 \cdot t_m \geq I_{н,о}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$t_{дин} \geq t_y,$$

де I_m – струм термічної стійкості;

t_m – час протікання струму термічної стійкості.

$t_{откл}$ – повний час відключення вимикача (приймається з паспортних даних вимикача).

$i_{дин}$ – гранично наскрізний струм (приймається з паспортних даних).

Роз'єднувачі вибираються в тих же ланцюгах і за тими самими умовами, що і вимикачі.

Вибір вимикачів і роз'єднувачів в ланцюгах РУ – 110 кВ.

У ланцюгах РУ - 110 кВ найпотужнішим приєднанням є ЛЕП- 110 кВ. Розрахункові струми для вибору комутаційних апаратів визначаються за наступними формулами:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_{max} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

де $S_{нагр}$ – номінальна потужність навантаження, МВА;

$U_{ном.}$ – напруга РУ, в цепі якого вибирається выключатель, кВ.

Обчислюються струми для вибору вимикачів і роз'єднувачів в ланцюгах РУ – 110 кВ:

$$I_{норм} = \frac{44}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,11 \text{ кА};$$

$$I_{max} = \frac{2}{2-1} \cdot \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,462 \text{ кА}.$$

Згідно вище наведеними умовами і з огляду на те, що РУ знаходиться на відкритому повітрі, вибираються з каталогу для приєднань ОРУ-110 кВ елегазовий вимикач ВГТ-110 II *-40 Рос / 2500 У1 і роз'єднувач РДЗ-110 / 1000Н УХЛ1.

Перевіряється обране обладнання.

Знаходиться розрахунковий тепловий імпульс для даного випадку

$$B_{к.расч.} = I_{н,о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,04^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 6,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обчислюється тепловий імпульс за паспортними даними:

$$\text{для вимикача} \quad B_{к.дан} = 31,5^2 \cdot 3 = 29,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$\text{для роз'єднувача} \quad B_{к.дан} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Обране устаткування проходить по заданій умові, так як

$$B_{к.расч} = 6,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad 6,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Обчислюється номінальне допустиме значення аперіодичної складової в якій відключається струмі для часу τ

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА.}$$

Обраний вимикач критерієм проходить по заданій умові, так як

$$I_{a,ном} = 22,6 \text{ кА} \geq I_{a,\tau} = 0,057 \text{ кА.}$$

Вибір вимикачів і роз'єднувачів в ланцюгах РУ-10 кВ.

Розрахункові струми для вибору обладнання в ланцюзі обмотки низької напруги визначаються за формулою

$$I_{ном} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot n_1 \cdot U_{ном}} = \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10 \cdot 0,9} = 0,48 \text{ кА};$$

$$I_{max} = \frac{2}{2-1} \cdot \frac{15}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9} = 1,962 \text{ кА,}$$

де $n_1 = 2$, так як для РУ–10 кВ прийнята схема з однією секціонованою системою шин.

У ланцюзі обмотки низької напруги трансформатора зв'язку вибирається вимикач ВБМЕ-10-20 / 1000 УХЛ2, вбудований в КРУ типу КМ-1-10-20УЗ.

Визначається розрахунковий тепловий імпульс

$$B_{к.расч.} = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) = 18,78^2 \cdot 0,237 = 83,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Обране устаткування проходить по заданій умові, тобто

$$B_{к.расч} = 83,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Обраний вимикач по заданій умові проходить, тобто

$$I_{a,ном} = 7,07 \text{ кА} > I_{a,\tau} = 3,58 \text{ кА.}$$

Розрахункові струми для вибору обладнання ЛЕП визначають за формулами:

$$I_{норм} = \frac{S_{нагр}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{15/0,9}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,12 \text{ кА};$$

$$I_{max} = \frac{n}{n-1} \cdot \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{8}{8-1} \cdot \frac{15/0,9}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,1 \text{ кА}.$$

У ланцюзі ЛЕП-10 кВ вибирається з каталогу вимикач ВВЭ–10–31,5/2500 ТЗ, вмонтований в КРУ типу К–105.

Розрахунковий тепловий імпульс

$$B_{к.расч.} = I_{н,о}^2 (t_{откл} + T_a) = 18,78^2 \cdot 0,124 = 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обране устаткування проходить по заданій умові, тобто

$$B_{к.расч} = 44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Паспортні дані вимикачів наведені в табл. 3.5 і паспортні дані роз'єднувача в табл. 3.6.

Таблица 3.5

Паспортні дані вимикачів

Характеристика	ВГТ-110 П* 40/2500 У1	ВБМЭ-М-10-20	ВВЭ-10-31,5/2500 ТЗ
$U_{ном}, \text{кВ}$	110	10	11
$I_{ном}, \text{кА}$	2	1	2,5
$I_{ном.откл.}, \text{кА}$	40	20	31,5
$i_{а,ном.}, \text{кА}$	22,66	7,07	22,3
$B_{к.доп}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2977	4800	2977
$i_{дин.}, \text{кА}$	102	52	80

Таблица 3.6

Паспортні дані роз'єднувача РДЗ-110 / 1000Н УХЛ1

Характеристика	РДЗ-110/1000Н УХЛ1
$U_{ном}, \text{кВ}$	110
$I_{ном.выкл.}, \text{кА}$	1
$B_{к.доп}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	1875
$i_{дин.}, \text{кА}$	63

Вимірювальні трансформатори струму (ТА) є апаратами для перетворення струмів первинних ланцюгів в стандартні струми (5 або 1А) для вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту та автоматики.

В межах РУ ТА вибираються в тих же колах, що і вимикачі за наступними умовами:

$$U_{н\ TA} \geq U_{уст};$$

$$I_{1\ н} \geq I_{ном};$$

$$I_{1\ н} \geq I_{max},$$

де $I_{1н}$ – первинний струм трансформатора;

$I_{ном}$ – номінальний струм ланцюга, в якій вибирається ТА;

I_{max} – максимальний струм ланцюга, в якій вибирається ТА.

Обраний ТА перевіряється за наступними умовами:

1) перевірка на термічну стійкість

$$B_{к\ доп} \geq B_{к\ расч};$$

2) перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{пр\ скв} \geq i_y;$$

3) перевірка на вторинне навантаження

$$Z_{2\ н} \geq Z_{2\ расч},$$

де $Z_{2н}$ – номінальна допустима навантаження ТА в обраному класі точності;

$Z_{2расч}$ – вторинне навантаження ТА.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РУ-110 кВ.

Вибирається з каталогу трансформатор струму для РУ-110 кВ ТГФ-110 і виробляємо його перевірку.

Визначається тепловий імпульс:

$$B_{к.дан.} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.расч.} = I_{н,о}^2 \cdot (t_{сз} + t_{ов} + T_a) = 6,04^2 \cdot (0,1 + 0,055 + 0,02) = 6,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Обране устаткування проходить перевірку на термічну стійкість, тобто

$$B_{к.расч} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq B_{к.дан} = 6,38 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Перевірка на електродинамічну стійкість

$$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА} > i_y = 13,73 \text{ кА}.$$

Проводиться перевірка на вторинне навантаження. Оскільки індуктивний опір приладів і проводів, що підключаються до вторинної обмотці ТА порівняно з активним опором незначне, будемо вважати, що $z_{2H} \approx r_{2H}$. Тоді опір вторинної обмотки ТА складе

$$r_{2 \text{ расч.}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}} + r_{\text{пров.}},$$

де $r_{\text{приб}}$ – опір приладів, Ом;

$r_{\text{конт}}$ – опір контактів, Ом;

$r_{\text{пров.}}$ – опір проводів, Ом.

Для овизначення опору приладів $r_{\text{приб}}$ вибирається прилад – амперметр Э-335 з потужністю 0,5 В·А.

Опір приладів визначають за формулою

$$r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб.}}}{I_{2H,TA}^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

де ΣS – сумарная потужність приладів, ВА;

$I_{2H,TA}$ – вторичний струм ТА, А.

Опір контактів приймається рівним 0,05 Ом.

Приймається згідно з паспортними даними ТА класу точності 1.

Розрахунковий опір

$$r_{2 \text{ расч}} \approx r_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H,TA}^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Тоді опір проводу

$$r_{\text{пров.}} = r_{2H} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}.$$

Приймається довжина алюмінієвого проводу $\ell = 85$ м.

Визначається перетин проводу за формулою

$$S_{\text{пров.}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{расч.}}}{r_{\text{пров.}}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{расч.}}}{r_{\text{пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 85}{0,73} = 3,3 \text{ мм}^2,$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу (алюмінія).

Згідно з умовою міцності перетин алюмінієвого проводу не повинен бути менше 4 мм^2 , приймається $S_{\text{пров.}} = 4 \text{ мм}^2$.

Проводиться перевірка:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot \ell_{\text{расч.}}}{S_{\text{пров.}}} = \frac{0,0283 \cdot 850}{4} = 0,6 \text{ Ом};$$

$$r_{2 \text{ расч.}} = 0,024 + 0,05 + 0,6 = 0,67 \text{ Ом}.$$

Отже, ТА проходить по даній умові перевірки, тобто

$$r_{2H} = 0,8 \text{ Ом} \geq r_{2\text{расч}} = 0,67 \text{ Ом}.$$

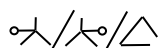
Вибір вимірювальних трансформаторів струму для РУ-10 кВ.

У ланцюгах РУ-10кВ трансформатори струму вбудовані в КРУ, тому не вибираються.

Вимірювальні трансформатори напруги (TV) – це апарати для перетворення напруги первинних ланцюгів в стандартні для вимірювальних приладів, пристроїв релейного захисту та автоматики напруги (100 або $100/\sqrt{3} \text{ В}$). TV вибирають на кожну систему шин, а якщо вона секціонована, то на кожну секцію. TV вибирають за наступними умовами:

$$U_{H1,TV} \geq U_{\text{уст.}}$$

TV вибирають за схемою з'єднання, тобто він повинен мати наступну групу з'єднань:



Обраний TV перевіряють по вторинної навантаженні, тобто

$$S_{2H} \geq S_{2\text{расч.}},$$

де S_{2H} – номінальна потужність в обраному класі точності, ВА;

$S_{2\text{расч.}}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, приєднаних до TV, ВА.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги для РУ–110 кВ.

Для РУ–110 кВ вибирається з каталога TV НКФ–110–99У1*. Проводиться перевірка обраного TV за вторинним навантаженням. Перелік обраних приладів наведений в табл. 3.7 і Паспортні дані TV НКФ - 110 - 83У1 в табл. 3.8.

Таблиця 3.7

Перелік приладів РУ-110 кВ і споживана потужність

Найменування ланцюга	Тип приладу	Потужність однієї котушки, ВА	Кількість котушок	Кількість приладів	$S_{2расч.}$ ВА
Секція СШ 110 кВ:					
1) вольтметр,	Э – 378	2	1	1	2
2) реєструючий вольтметр,	Н – 344	10	1	1	10
ЛЭП 110кВ:					
3) ваттметр,	Д – 305	2	2	1	4
4) варметр,	Д – 305	2	2	1	4
5) фіксуєчий прилад	ФИП	3	1	1	3
Вимикач:					
6) ваттметр	Д – 305	2	2	1	4
7) варметр	Д – 305	2	2	1	4
8) лічильник енергії	ЦЭ6805В	1	2	1	2
9) фіксуєчий прилад	ФИП	3	1	1	3
10) релейний захист	ДФЗ	0,5		4	2
ЛЕП – 110кВ.					
Всього					38

Таблиця 3.8

Паспортні і розрахункові дані TV НКФ - 110 - 83У1

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{Н1,TV} \geq U_{уст}, \text{кВ}$	110	
$S_{2Н} \geq S_{2расч}, \text{В} \cdot \text{А}$	38	400

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги для РУ - 10 кВ.

Згідно вище наведеними умовами для РУ - 10 кВ вибирається з каталогу TV ЗНОЛ-06-10УЗ. Паспортні і розрахункові дані приладів зведені в табл. 3.9 і паспортні дані TV ЗНОЛ-06-10УЗ в табл. 3.10.

Таблиця 3.9

Перелік приладів РУ-10 кВ і споживана потужність

Найменування ланцюга	Тип приладу	Потужність однієї котушки, ВА	Кількість котушок	Кількість приладів	$S_{2\text{расч.}}$, ВА
Секція СШ 10 кВ:					
1) вольтметр для виміру міжфазного U	Э –378	2	1	1	2
2) вольтметр с переключенням для виміру трьох фаз ЛЕП 10 кВ:	Э –378	2	1	1	2
1) лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	1	2
2) лічильник реактивної енергії; обмотка низької напруги трансформатора:	ЦЭ6811	1	2	1	2
1) ваттметр	Д-305	2	1	4	8
2) лічильник активної енергії	ЦЭ6805В	1	2	4	8
3) лічильник реактивної енергії; обмотка НН трансформатора СН:	ЦЭ6811	1	2	4	8
лічильник активної енергії.	ЦЭ6805В	1	2	1	2
Всього					34

Таблиця 3.10

Паспортні і розрахункові дані TV ЗНОЛ-06-10УЗ

Умови вибору	Розрахункові дані	Паспортні дані
$U_{Н1,TV} \geq U_{уст}, \text{кВ}$	10	12
$S_{2Н} \geq S_{2\text{расч}}, \text{ВА}$	34	150

Вибір струмоведучих частин. Основне електричне обладнання підстанцій та апарати в цих ланцюгах (вимикачі, роз'єднувачі) з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмопровідні частини електричної установки.

Вибираються шини і ошиновки РУ-110 кВ, а також підбирається струмопровід для з'єднання обмотки низької напруги трансформатора зв'язку з КРУ-10 кВ.

Вибір струмоведучих частин для РУ-110 кВ проводиться згідно нормативних документів, в РУ-110 кВ в якості шин і ошиновки застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС.

Перетин гнучких шин вибирається по тривалому допустимому струму

$$I_{max} \leq I_{don},$$

де I_{max} – струм найпотужнішого приєднання РУ – 110 кВ при максимальному навантаженні на шинах.

Вибираються для РУ-110 кВ сталевалюмінієвими проводи марки АС–240/32.

Згідно нормативних документів перевірка шин РУ-110 кВ на термічну стійкість не проводиться, тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Вибрані шини перевіряються за умовами коронування:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

Початкова критична напруженість електричного поля

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу, $m = 0,82$;

r_0 – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначають за формулою

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}},$$

де U – лінійна напруга, $U = 1,1 \cdot U_{ном.}$ кВ;

D_{cp} – середнє геометричне відстань між проводами фаз; при горизонтальному розташуванні фаз з відстанню D між сусідніми фазами $D_{cp} = 1,26 \cdot D$, см.

Для даного випадку

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,945}}\right) = 32,49 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 11 \cdot 110}{0,945 \cdot \lg \frac{300 \cdot 1,26}{0,945}} = 17,43 \text{ кВ/см.}$$

Умова коронування виконується, отже, даний токопровід за всіма параметрами підходить

$$1,07 \cdot 17,43 = 18,65 \text{ кВ/см.} \leq 0,9 \cdot 32,5 = 29,2 \text{ кВ/см.}$$

Вибір струмоведучих частин для РУ-10 кВ.

Струмопровідні частини від виводів обмотки низької напруги трансформатора до осередку КРУ-10 кВ виконуються шинним мостом. Вибір струмопроводу виконується з економічної щільності струму

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм.}}}{j_{\text{э}}},$$

де $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режиму (без перегрузок), А;

$j_{\text{э}}$ – нормированная экономическая плотность тока, А/мм².

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}} = \frac{480}{11} = 436,4 \text{ мм}^2.$$

Приймаються шини алюмінієві прямокутного перетину розміром (120×10);
 $I_{\text{дон}} = 2070 \text{ А}$; загальний перетин 1200 мм².

Вибрані шини перевіримо по припустимому струмі

$$I_{\text{max}} = 1926 \text{ А} \leq I_{\text{дон.}} = 2070 \text{ А.}$$

Отже, шини по цій умові проходять.

Проводиться перевірка обраних шин на термічну стійкість. За вище наведених даних теплової імпульс $B_k = 83,58 \text{ кА}^2\text{с}$; $C = 88$.

Розраховується провідник

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{83,58 \cdot 10^6}}{65} = 140,65 \text{ мм}^2.$$

Отже, провідник є термічно стійким, тому що виконано нерівність

$$q_{\text{min}} = 140,65 \text{ мм}^2 \leq q = 1200 \text{ мм}^2.$$

Виконується перевірка на механічну міцність.

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз обчислюють за формулою

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_{\phi}^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2,$$

де ℓ_ϕ – довжина прольоту між ізоляторами, м;

W_ϕ – момент опору перерізу шин, см³;

a – відстань між фазами, м.

Приймається розташування шини на ізоляторі «плазом». Визначається довжину прольоту

$$\ell^2 = \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

де J – момент інерції поперечного перерізу шини щодо вісі;

f_0 – частота власних коливань, Гц.

З огляду на, що частота власних коливань більше 200 Гц довжина прольоту складе

$$\ell^2 \leq \frac{173,2}{f_0} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{0,6 \cdot 6^3}{6 \cdot 3,6}} = 2,12 \text{ м}^2, \ell \leq \sqrt{2,12} = 1,46 \text{ м}.$$

Приймається проліт $\ell = 1,4 \text{ м}$, $a = 0,8 \text{ м}$.

Тоді

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\ell_\phi^2}{a \cdot W_\phi} \cdot i_y^2 = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{1,4^2}{0,8 \cdot \frac{0,6 \cdot 6^2}{3}} \cdot 48330^2 = 13,75 \text{ МПа}.$$

Напруга в матеріалі смуг визначається за формулою

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n},$$

де ℓ_n – відстань між прокладками, м;

f_n – сила взаємодії між смугами, Н;

Відстань між прокладками визначають згідно виразу

$$\ell_n \leq 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{E \cdot J_n}{m_n}} \cdot 10^{-2} = 0,133 \cdot \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 6 \cdot 0,6^3}{0,972 \cdot 12}} = 0,39 \text{ м},$$

де E – модуль пружності, $E = 7 \cdot 10^{10} \text{ Па}$;

J_n – момент інерції полоси;

m_n – маса однієї смуги, $m_n = 0,972 \text{ кг/м}$.

Модуль пружності

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{t_y^2}{b} \cdot 10^{-7},$$

де k_ϕ – коефіцієнт форми, $k_\phi = 0,5$.

Тоді

$$f_n = \frac{k_\phi}{4} \cdot \frac{t_y^2}{b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,5}{4} \cdot \frac{48330^2}{0,6} \cdot 10^{-7} = 48,69 \text{ Н/м.}$$

Розраховується напруга в матеріалі смуг

$$\sigma_n = \frac{f_n \cdot \ell_n^2}{12 \cdot W_n} = \frac{48,69 \cdot 0,39^2}{12 \cdot \frac{0,6^2 \cdot 6}{6}} = 1,712 \text{ МПа.}$$

Розрахункове напруження в матеріалі

$$\sigma_{расч.} = \sigma_n + \sigma_\phi = 1,712 + 13,75 = 15,46 \text{ МПа.}$$

Шини механічно міцні в тому випадку, якщо виконується умова

$$\sigma_{расч.} \leq \sigma_{дон.},$$

де $\sigma_{дон.}$ – допустиме механічне напруження в матеріалі шин, $\sigma_{дон.} = 82,3 \text{ МПа}$.

Таким чином, дані шини є механічно міцними, оскільки

$$\sigma_{расч.} = 15,46 \text{ МПа} \leq \sigma_{дон.} = 82,3 \text{ МПа}.$$

Вибір конструкції розподільних пристроїв – згідно Правил устрою електроустановок при напрузі 10 кВ на підстанції споруджуються закриті розподільні пристрої; при напрузі 35 кВ і вище споруджуються відкриті розподільні пристрої за умови що підстанція не перебуває у хімічно активній зоні.

Відкриті РУ повинні забезпечити надійність роботи, безпеку і зручність обслуговування при мінімальних витратах на спорудження, можливість розширення. Бажано максимальне застосування великоблочних вузлів заводського виготовлення.

Всі апарати ОРУ – 110 кВ повинні бути розташовані на невисоких підставах. Територією ОРУ передбачають проїзди для можливості механізації, монтажу і ремонту устаткування. Гнучкі шини кріпляться за допомогою підвісних ізоляторів на порталах.

Під силовими трансформаторами і баковими вимикачами 110 кВ укладається шар гравію товщиною 25 см і передбачається стік масла в аварійних випадках в систему відведення зливових вод. Кабелі оперативних ланцюгів, ланцюгів управління, релейного захисту, автоматики і повітропроводи прокладені в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх у ґрунт. Відкрите РУ повинно бути огорожене.

Конструкція РУ-110 кВ – ОРУ - 110 кВ з одною секціонірованою і обхідною системами шин виконано з використанням залізобетонних конструкцій. Дві секції робочої шини примикають одна до одної, а обхідна система шин віднесена за лінійні портали. Виводи до трансформаторів перетинають обидві секції робочої системи шин. Вимикачі встановлені в один ряд. Перед вимикачами проходить автодорога для проїзду ремонтних механізмів, провезення обладнання. З'єднання між вимикачами трансформаторами струму над проїздом виконано жорсткої ошиновкой. У всіх ланцюгах встановлені однополюсні двухколонковие роз'єднувачі. Під внутрішньої секцією робочої системи шин асиметричне (кильове) розташування роз'єднувачів.

Конструкція РУ - 10 кВ – будова РУ - 10 кВ виконана одноповерховою, з однорядним розташуванням осередків комутаційно-регулюючого устрою, з двома секціями, з одним коридором. Кабельні лінії безпосередньо з осередків комутаційно-регулюючого устрою виводять назовні.

Шафа комутаційно-регулюючого устрою складається з жорсткого металевих корпусу, всередині якого розміщена вся апаратура. Для безпечного обслуговування і локалізації аварій корпус розділений на відсіки металевими перегородками і автоматично закриваються металевими шторками. Вимикач з приводом ВВЕ-10-31,5 Рос/2500 ТЗ встановлено на викочуваному візку. У верхній і нижній частинах візка розташовані рухливі роз'єднуючі контакти, які при викочуванні візка в шафу замикаються з шинними і лінійними нерухомими контактами. При викочуванні візка з попередньо відключеним вимикачем роз'ємні контакти відключаються, і вимикач при цьому буде від'єднаний від збірних шин і кабельних вводів.

На викочуваний візок монтуються також трансформатори напруги ЗНОЛ-06-10УЗ і розрядники, силові запобіжники, роз'єднувачі. Відсік збірних шин

встановлений на корпусі шафи. Верх відсіку має поворотну кришку для монтажу збірних шин зверху. Збірні шини пов'язані з роз'єднує контактом шинами через прохідні ізолятори. Приладову шафу КРУ є металевою конструкцією, на фасадних дверцятах якої розміщуються прилади вимірювання, лічильники, ключі управління і апаратура сигналізації. На задній стінці встановлений короб для шинок вторинних з'єднань. Блок для релейної апаратури поворотного типу встановлений всередині шафи. Ланцюги вторинних з'єднань візки і релейної шафи з'єднані гнучким шлангом з багатоконтактним штепсельних роз'ємом. Шафи встановлюються в приміщенні і обслуговуються з одного боку.

Висновки до розділу 3

1. Розроблена принципова схема транзитної підстанції, а також схема її власних потреб.
2. Розраховані струми короткого замикання підстанції спрощеним методом.
3. Відповідно до нормативів обрано вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори, а також струмоведучі частини.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

1.1. Загальні положення

Виробниче середовище – це частина техносфери, що володіє підвищеною концентрацією негативних чинників. Основними носіями травмуючих і шкідливих чинників у виробничому середовищі є машини та інші технічні пристрої, хімічно і біологічно активні предмети праці, джерела енергії, нерегламентовані дії працюючих, порушення режимів і організації діяльності, а також відхилення від допустимих параметрів мікроклімату робочої зони.

Травмуючі і шкідливі фактори підрозділяють на фізичні, хімічні, біологічні та психофізіологічні. Фізичні фактори – рухомі машини і механізми, підвищені рівні шуму і вібрацій, електромагнітних та іонізуючих випромінювань, недостатня освітленість, підвищений рівень статичної електрики, підвищене значення напруги в електричному ланцюзі і інші; хімічні – речовини і сполуки, різні за агрегатним станом і володіють токсичною, дратівливим, сенсibiliзуючим, канцерогенну і мутагенну впливом на організм людини і впливають на його репродуктивну функцію; біологічні – патогенні мікроорганізми (бактерії, віруси та ін.) і продукти їх життєдіяльності, а також тварини і рослини; психофізіологічні – фізичні перевантаження (статичні і динамічні) і нервово-психічні (розумове перенапруження, перенапруження аналізаторів, монотонність праці, емоційні перевантаження).

Травмуючі і шкідливі фактори виробничого середовища, характерні для більшості сучасних виробництв, наведені в табл. 4.1.

У тих випадках, коли в робочій зоні не забезпечені комфортні умови праці, джерелом фізичних шкідливих факторів можуть бути підвищена або знижена температура повітря робочої зони, підвищений або знижений атмосферний тиск, підвищені вологість і швидкість руху повітря, неправильна організація освітлення (недостатня освітленість, підвищена яскравість, знижена контрастність, блискіт, підвищена пульсація світлового потоку). Шкідливі впливи виникають також при нестачі кисню в повітрі робочої зони.

Конкретні виробничі умови характеризуються сукупністю негативних факторів, а також розрізняються за рівнями шкідливих факторів і ризику прояви травмуючих чинників.

Таблиця 4.1

Негативні фактори виробничого середовища

Група факторів	Фактори	Джерела і зони дії фактора
1	2	3
Фізичні	Запиленість повітря робочої зони	Зони переробки сипучих матеріалів, ділянки вибивання та очищення виливків, зварювання та плазмової обробки, обробки пластмас, склопластиків і інших крихких матеріалів, ділянки дроблення матеріалів.
	Вібрації: загальні локальні	Віброплощини, транспортні засоби, будівельні машини Віброінструментом, важелі управління транспортних машин
	Акустичні коливання: інфразвук шум ультразвук	Зони близько віброплощадок, потужних двигунів внутрішнього згоряння та інших високоенергетичних систем. Зони близько технологічного обладнання ударної дії, пристроїв для випробування газів, транспортних засобів, енергетичних машин Зони близько ультразвукових генераторів, дефектоскопів: ванни для ультразвукової обробки
	Статична електрика	Зони близько електротехнічного обладнання на постійному струмі, зони фарбування розпиленням, синтетичні матеріали
	Електромагнітні поля і випромінювання	Зони близько ліній електропередач, установок ТВЧ та індукційної сушки, електролампових генераторів, телеекранів, дисплеїв, антен, магнітів
	Інфрачервона радіація	Нагріті поверхні, розплавлені речовини, випромінювання полум'я
	Лазерне випромінювання	Лазери, відбите лазерне випромінювання
	Ультрафіолетова радіація	Зони зварювання, плазмової обробки
	Іонізуючі випромінювання	Ядерне паливо, джерела випромінювань, що застосовуються в приладах, дефектоскопах і при наукових дослідженнях
	Електричний струм	Електричні мережі, електроустановки, розподільники, трансформатори, обладнання з електроприводом
	Рухомі машини, механізми, матеріали виробу, частини зруйнованих конструкцій	Зони руху наземного транспорту, конвеєрів, підземних механізмів, рухливих частин, комплектуючих, обладнання, передач зони близько систем підвищеного тиску, ємностей із стисненими газами, трубопроводів, пневмогідроустановок

Продовження табл. 4.1

1	2	3
	Висота, падаючі предмети	Будівельні і монтажні роботи, обслуговування машин і установок
	Гострі кромки	Ріжучий і колючий інструмент, задири, шорсткі поверхні, металева стружка, осколки крихких матеріалів
	Підвищена або знижена температура поверхонь обладнання, матеріалів	Паропроводи, газоводи, криогенні установки, холодильне обладнання, розплави
Хімічні	Загазованість робочої зони	Витоку токсичних газів і парів з негерметичного обладнання, випаровування з відкритих ємностей і при протоках, викиди речовин при розгерметизації обладнання, забарвлення розпиленням, сушка пофарбованих поверхонь
	Запиленість робочої зони	Зварювання та плазмова обробка матеріалів з вмістом Gr_2O_3 , MnO , пересипання і транспортування дисперсних матеріалів, забарвлення розпиленням, пайка свинцевими припоями, пайка берилію і припоями, що містять берилій
	Попадання отрут на шкірні покриви і слизові оболонки	Гальванічне виробництво, заповнення ємностей, розпорошення рідин (обприскування, забарвлення поверхонь)
	Попадання отрут в шлунково-кишковий тракт	Помилки при застосуванні рідин, умисні дії
Біологічні	Мастильно-охолоджуючі рідини (СОЖ)	Обробка матеріалів із застосуванням емульсолів
Психофізіологічні	Фізичні перевантаження: статичні динамічні	Тривала робота з дисплеями, робота в незручній позі Підйом і перенесення важких речей, ручну працю
	Нервово-психічні перевантаження: розумове перенапруження перенапруження аналізаторів монотонність праці емоційні перевантаження	Праця науковців, викладачів, студентів Оператори технічних систем, авіадиспетчери, робота з дисплеями Спостереження за виробничим процесом Робота авіадиспетчерів, творчих працівників

При експлуатації електроенергетичних установок обслуговуючий персонал піддається впливу наступних небезпечних і шкідливих факторів:

- підвищений рівень електромагнітних випромінювань;

- підвищене значення напруги в електричному ланцюзі замикання якого може відбутися через тіло людини.

Джерелами негативних впливів на виробництві є не тільки технічні пристрої. На рівень травматизму впливають психофізичний стан і дії працюючих. Вплив негативних факторів виробничого середовища призводить до травмування та професійних захворювань працюючих.

4.2. Підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якої може статися через тіло людини

Дія електричного струму на живу тканину носить різнобічний і своєрідний характер. Проходячи через організм людини, електрострум виробляє термічне, електролітичне, механічне та біологічне дії.

Термічна дія струму проявляється опіками окремих ділянок тіла, нагріванням до високої температури органів, розташованих на шляху струму, викликаючи в них значні функціональні розлади. Електролітична дія струму виражається в розкладанні органічної рідини, в тому числі крові, в порушенні її фізико-хімічного складу. Механічна дія струму призводить до розшарування, розриву тканин організму в результаті електродинамічного ефекту, а також миттєвого вибухоподібного утворення пари з тканинної рідини і крові. Біологічна дія струму проявляється роздратуванням і збудженням живих тканин організму, а також порушенням внутрішніх біологічних процесів.

Електротравми умовно поділяють на загальні і місцеві. До загальних відносять електричний удар, при якому процес збудження різних груп м'язів може призвести до судом, зупинки дихання та серцевої діяльності. Зупинка серця пов'язана з фібриляцією - хаотичним скороченням окремих волокон серцевого м'яза (фібрил). До місцевих травм відносять опіки, металізацію шкіри, механічні пошкодження, електроофтальмія. Металізація шкіри пов'язана з проникненням в неї дрібних частинок металу при його розплавленні під впливом найчастіше електричної дуги.

Вихід ураження людини електрострумом залежить від багатьох факторів: сили струму і часу його проходження через організм, характеристики струму

(змінний чи постійний), шляхи струму в тілі людини, при змінному струмі - від частоти коливань.

Струм, що проходить через організм, залежить від напруги дотику, під яким виявився потерпілий, і сумарного електричного опору, до якого входить опір тіла людини. Величина останнього визначається в основному опором рогового шару шкіри, що становить при сухій шкірі і відсутності ушкоджень сотні тисяч Ом. Якщо ці умови стану шкіри не виконуються, то її опір падає до 1 кОм, При високій напрузі і значному часу протікання струму через тіло опір шкіри падає ще більше, що призводить до більш тяжких наслідків ураження струмом. Внутрішній опір тіла людини не перевищує кількох сотень ом і суттєвої ролі не грає.

На опір організму дії електричного струму впливає фізичний і психічний стан людини. Нездоров'я, стомлення, голод, сп'яніння, емоційне збудження приводять до зниження опору. Характер впливу струму на людину в залежності від сили та виду струму наведено в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Характер впливу струму на людину (шлях струму рука – нога, напруга 220 В)

Струм мА	Змінний струм, 50 Гц	Постійний струм
0,6...1,5	Початок відчуття, легке тремтіння пальців	Відчуттів немає
2,0...2,5	Початок больових відчуттів	Відчуттів немає
5,0...7,0	Початок судом в руках	Свербіж, відчуття нагріву
8,0...10,0	Судоми в руках, важко, але можна відірватися від електродів	Посилення відчуття нагріву
20,0...25,0	Сильні судома і болі, неотпускающий ток, утруднене дихання	Судоми рук, утруднення дихання
50,0...80,0	Параліч дихання	Судоми рук, утруднення дихання
90,0...100,0	Фібриляція серця при дії струму протягом 2...3 с, параліч дихання	Параліч дихання при тривалому протіканні струму
300,0	Те ж, за менший час	Фібриляція серця через 2...3 с, параліч дихання

Допустимим вважається струм, при якому людина може самостійно звільнитися від електричного кола. Його величина залежить від швидкості проходження струму через тіло людини: при тривалості дії більше 10 с – 2 мА, при 10 с і менше – 6 мА. Струм, при якому потерпілий не може самостійно відірватися від струмоведучих частин, називається неминучий.

Змінний струм небезпечніший постійного, проте при високій напрузі (більше 500 В) небезпечніший постійний струм. З можливих шляхів протікання струму через тіло людини (голова - рука, голова - ноги, рука - рука, нога - рука, нога - нога і т. Д.) Найбільш небезпечний той, при якому вражається головний мозок (голова - руки, голова - ноги), серце і легені (руки - ноги). Неприятливий мікроклімат (підвищена температура, вологість) збільшує небезпеку ураження струмом, оскільки волога (піт) знижує опір шкірних покривів.

При гігієнічному нормуванні ДСТУ 7237:2011 «Система стандартів безпеки праці. Електробезпека» встановлює гранично допустимі напруги дотику і струми, що протікають через тіло людини (рука - рука, рука - нога) при нормальному (неаварійному) режимі роботи електроустановок виробничого і побутового призначення постійного і змінного струму частотою 50 і 400 Гц (табл. 17.3).

Таблиця 4.3

Гранично допустимі рівні напруги

Рід струму	Величина, що нормується	Гранично допустимі рівні, не більше, при тривалості впливу струму I_a , с											
		0,01	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0
Змінний, 50 Гц	U_a , В	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
Змінний, 400 Гц	U_a , В	650	500	500	330	250	200	170	140	100	100	100	36
Постійний	U_a , В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
Випрямлений двухполуперіодичний	U_a , В	650	500	400	300	270	230	220	210	200	190	180	—
Випрямлений однополуперіодичний	U_a , В	650	500	400	300	250	200	190	180	170	160	150	—

4.3. Розрахунок заземлення

Заземлюючий пристрій, які виконується з дотриманням вимог, що пред'являються до напруги дотику, повинен забезпечувати будь-який час року при стіканні з нього струму замыкання на землю значення напруг дотику, які не перевищують нормованих. З метою вирівнювання електричного потенціалу і забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, зайнятій устаткуванням прокладаються поздовжні і поперечні горизонтальні заземлювачі, які з'єднуються між собою в заземлювальну сітку. Поздовжні заземлювачі прокладаються уздовж вісей електрообладнання з боку обслуговування на глибині 0,5...0,7 м від поверхні землі і на відстані 0,8...1 м від фундаментів. Якщо відстань між фундаментами рядів обладнання не перевищує 3 м можна прокладати один заземлювач на два ряди обладнання.

Поперечні заземлювачі прокладаються в зручних місцях між устаткуванням на глибині 0,5...0,7 м. Відстань між ними збільшується від периферії до центру заземлювальної сітки: 4; 5; 6; 7.5; 9; 11; 13.5; 16 м.

Як поздовжніх і поперечних заземлювачів використовується смугова сталь розміром 40 x 4 мм.

Площа заземлювального пристрою представлена на рис. 4.1:

елементів – 21;

довжина елементів – 207 м;

ширина елементів – 196 м.

Висота і активний опір смуг:

$$H = 1,5 \text{ м};$$

$$R_e = 2,5 \text{ Ом}.$$

Визначення опору штучного заземлення типу сітки без вертикальних електродів

$$R_3 = 0,86 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L_r} =$$

$$= 0,86 \cdot \frac{50}{\sqrt{40572}} \cdot \left(\frac{100}{50} \right)^{0,015} + \frac{100}{8267} = 0,23 \text{ Ом},$$

де A – площа сітки,

$$A = 196 \cdot 207 = 40572 \text{ м}^2;$$

L_r – загальна довжина горизонтальних провідників,

$$L_r = 20 \cdot 196 + 21 \cdot 207 = 8267 \text{ м};$$

ρ_1, ρ_2 – питомий опір верхнього і нижнього шару землі,

$$\rho_1 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

g – коефіцієнт,

$$g = \frac{2H}{\sqrt{A}} = \frac{2 \cdot 1,5}{\sqrt{40572}} = 0,015.$$

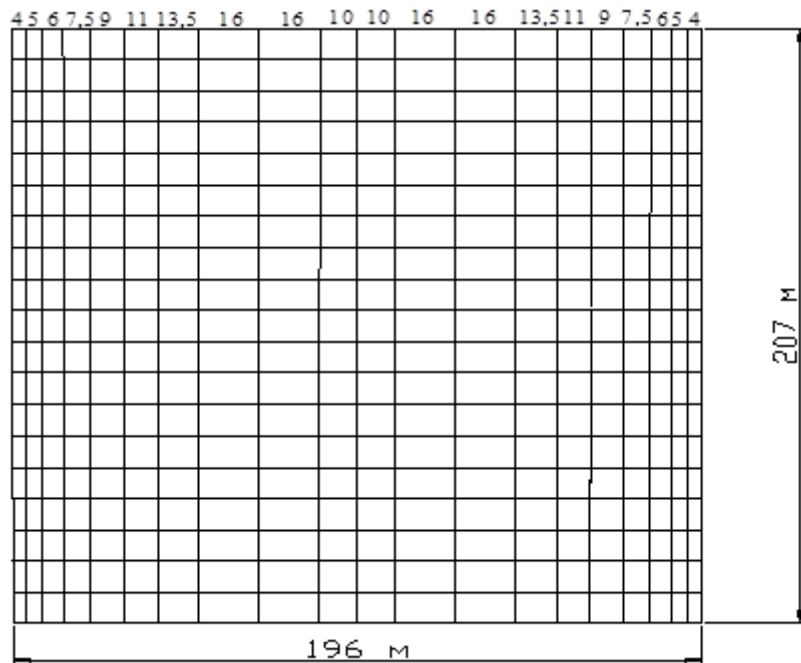


Рис. 4.1. Площа заземлювального пристрою

Визначаємо опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі

$$R = \frac{R_3 \cdot R_e}{R_3 + R_e} = \frac{0,23 \cdot 2,5}{0,23 + 2,5} = 0,21 \text{ Ом}.$$

Визначається напруга дотику

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R \cdot \alpha_{\text{П}} \cdot \beta_{\text{П}} = 34640 \cdot 0,21 \cdot 0,228 \cdot 0,87 = 1442,95 \text{ В},$$

де I_3 – струм однофазного короткого замикання;

α – коефіцієнт,

$$\alpha_{II} = \frac{\rho_{ЭК.П}}{R_3 \cdot \sqrt{A}} \cdot 0,37 \cdot \lg(0,74 \cdot \sqrt{A}) \cdot \left(\frac{1}{\frac{L_r}{2\sqrt{A}} - 1} \right)^{0,6} =$$

$$= \frac{77,5}{0,23 \cdot \sqrt{40572}} \cdot 0,37 \cdot \lg(0,74 \cdot \sqrt{40572}) \cdot \left(\frac{1}{\frac{8267}{2\sqrt{40572}} - 1} \right)^{0,6} = 0,228;$$

$\rho_{ЭК.П}$ – еквівалентний питомий опір, $\rho_{ЭК.П} = 77,5$ Ом/м;

β_{II} – коефіцієнт опору з урахуванням опору людини $R_{ч} = 1000$ Ом і опором верхнього шару ґрунту $r_c = 100$ Ом,

$$\beta_{II} = \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5\rho_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 100} = 0,87.$$

Порівнюється напруга дотику з допустимою

$$1442,95 \text{ В} > 400 \text{ В}.$$

Безпека дотику не забезпечена, тому по контуру сітки забиваються вертикальні електроди $l = 5$ м на відстані 3 м один від одного. Далі проводиться розрахунок заземлення типу сітки з вертикальними електродами.

Кількість електродів штучного заземлення типу сітки з вертикальними електродами

$$N = \frac{P}{3 \cdot l} = \frac{(207 + 196) \cdot 2}{3 \cdot 5} = 54,$$

де P – периметр сітки.

Приймається 54 вертикальних електрода.

Визначається опір штучного заземлення типу сітки з вертикальними електродами

$$R_3 = 0,433 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L_r} =$$

$$= 0,433 \cdot \frac{50}{\sqrt{40572}} \cdot \left(\frac{100}{50} \right)^{0,0037} + \frac{100}{8267 + 54 \cdot 9,4} = 0,12 \text{ Ом},$$

g – коефіцієнт,

$$g = \frac{2H}{\sqrt{A} + N \cdot l_e} = \frac{2 \cdot 1,3}{\sqrt{40572} + 54 \cdot 9,4} = 0,0037;$$

l_e – довжина електроду,

$$l_e = 0,6 \cdot 4,4 \cdot 100/50 = 9,4 \text{ м.}$$

Визначаємо опір заземлювального пристрою, включаючи природні заземлювачі

$$R = \frac{R_z \cdot R_e}{R_z + R_e} = \frac{0,12 \cdot 2,5}{0,12 + 2,5} = 0,115 \text{ Ом.}$$

Визначається напруга дотику

$$U_{\text{пр}} = I_z \cdot R \cdot \alpha_{\text{П}} \cdot \beta_{\text{П}} = 34640 \cdot 0,115 \cdot 0,184 \cdot 0,87 = 637,69 \text{ В,}$$

де $\alpha_{\text{П}}$ – коефіцієнт з урахуванням $\alpha = 3 \cdot 5 = 15$,

$$\alpha_{\text{П}} = M \left(\frac{a \cdot \sqrt{A}}{l \cdot L_r} \right)^{0,45} = 0,6 \left(\frac{14,93 \cdot \sqrt{40527}}{5 \cdot 8267} \right)^{0,45} = 0,184.$$

Порівнюється напруга дотику з допустимою

$$637,69 \text{ В} > 400 \text{ В.}$$

Напруга дотику більше допустимого, отже безпеку дотик не забезпечена. Для зниження напруги дотику у робочих місць необхідно виконати підсипку шару щебеню товщиною 0,1...0,2 м. Питомий опір щебеню становить не менше 5000 Ом · м значить $\beta_{\text{п}}$ при цьому зменшується до

$$\beta_{\text{п}} = 1000/(1000+1,5 \cdot 7000) = 0,087.$$

Напруга дотику

$$U_{\text{пр}} = 34640 \cdot 0,115 \cdot 0,184 \cdot 0,087 = 63,77 \text{ В.}$$

Порівнюється напруга дотику з допустимою

$$63,77 \text{ В} < 400 \text{ В.}$$

Після підсипання шару щебеню у робочих місць безпеку дотику забезпечена.

Розрахунок штучного заземлювача типу сітки, без вертикальних електродів, але з підсипанням гравію у робочих місць.

Питомий опір щебеню становить не менше 5000 Ом · м значить $\beta_{\text{п}}$ при цьому зменшується до

$$\beta_{\text{п}} = 1000/(1000+1,5 \cdot 5000) = 0,118.$$

Напруга дотику

$$U_{\text{пр}} = 34640 \cdot 0,21 \cdot 0,228 \cdot 0,118 = 195,71 \text{ В.}$$

Порівнюється напруга дотику з допустимою

$$195,71 \text{ В} < 400 \text{ В.}$$

Після підсипання шару щебеню у робочих місць безпеку дотику забезпечена.

Висновки до розділу 4

1. З'ясовано, що гранично допустимий рівень напруги при ураженні працівника струмом збільшується зі зменшенням часу впливу. Зокрема цим пояснюється виживання людини при ураженні блискавки.
2. Розраховано заземлювальний пристрій, його опір склав 0,115 Ом.
3. Допустима напруга дотику забезпечується лише тоді, коли верхній шар змінено на щебень за даних умов.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1. Загальні положення

Повітряні лінії електропередачі чинять негативний вплив на навколишнє середовище, зокрема на її екологічні, соціальні та економічні системи. Для спорудження ліній електропередачі потрібне відведення земель під опори і вирубка просік під час проходження траси лінії по лісовому масиву. Наслідки відводу земель і вирубки лісу виражаються:

- в руйнуванні цінних сільськогосподарських земель, а саме: в псуванні посівів, верхніх родючих шарів землі при будівництві ліній і, отже, зниження обсягів виробництва сільськогосподарської продукції;
- зниженні водоохоронних, водорегулюючих, протиерозійних, кліматорегулюючих, ґрунтозахисних, полезахисних функцій лісу;
- зміні середовища перебування тварин і птахів, їх генофонду (площа вирубки лісу для прокладки 1 км повітряних ліній електропередачі до 10 кВ, а також ліній напругою 35, 110, 220, 330 і 750 кВ становить відповідно 0,7; 3,4; 3,2 ; 3,7; 5,6; 8,5 га/км при ширині просіки 7, 7, 34, 37, 56 і 85 м).

Введена в експлуатацію повітряну лінію електропередачі змінює рельєф місцевості і впливає на умови життя населення поблизу лінії: створює дискомфорт, викликаний акустичним шумом, що виходить від лінії, впливом на телебачення, зв'язок, радіо, необхідністю дотримання безпеки і тривалості перебування в зоні відчуження лінії з- за високої напруженості електричного поля і підвищеної концентрації озону і оксидів азоту.

Коронування проводів на повітряній лінії електропередачі надвисоких напруг супроводжується виділенням озону і оксидів азоту з навколишнього провід повітря, що несприятливо впливає на рослинність і людини.

У США на відміну від європейських країн встановлено граничну концентрації озону і оксидів азоту, що дорівнює відповідно 0,08 і 0,05 частин на мільйон. При цьому максимальна концентрація озону, що має місце протягом 1 год, не повинна перевищуватися частіше одного разу на рік. За максимальну концентрацію окислів азоту прийнято середньоарифметичне значення за рік.

У зоні відчуження погіршуються умови роботи сільськогосподарських машин і механізмів через механічних перешкод, створюваних опорами і

проводами лінії, обмежуються можливості застосування авіації і машинного зрошення. При виконанні ремонтних робіт на лінії можливі потрапи сільськогосподарських рослин і псування родючих шарів землі. Лінії створюють перешкоди на шляхах міграції тварин і птахів, надають електромагнітне вплив на паралельні їм повітряні лінії електропередачі.

Естетичний вплив повітряних ліній електропередачі на навколишнє середовище пов'язане в основному з висотою і архітектурними формами опор, а також з забарвленням всіх елементів лінії електропередачі, тобто з усім тим, що впливає на зовнішній вигляд і, отже, на візуально-естетичне сприйняття лінії електропередачі.

Покращення візуально-естетичного сприйняття повітряної лінії електропередачі можна домогтися шляхом маскуванню її на місцевості, тобто забезпечення сумісності загального вигляду лінії з основним характером місцевості, а саме:

- додання опор ліній приємних для ока архітектурних форм за рахунок використання для виготовлення опор високоміцної сталі, що дозволяє зменшувати площу поперечного перерізу елементів сталевих опор і створювати більш витончені їх обриси; застосування опор з вузькою базою, що створюють враження меншого обсягу, ніж опори з широкою базою; використання перехресних решіток металевих опор з кутом нахилу 45° ;

- розміщення в загальному коридорі ліній з опорами одного і того ж типу однаковою (але не надто великий) висоти, пофарбованими в однаковий колір і встановленими в певному порядку, з прольотами однакової довжини (забарвлення опор проводиться світлопоглинаючими найбільш підходящими до фону місцевості фарбами – темно-зеленого або чорного кольору);

- вжиття заходів щодо недопущення блиску на сонці металевих поверхонь опор, проводів, тросів, лінійної арматури (забарвлення оцинкованих деталей лінійної арматури темною фарбою, обробка поверхні сталевих проводів піскоструминним апаратом перед їх монтажем, покриття порцелянових ізоляторів кольоровою глазур'ю, застосування полімерних ізоляторів).

В цілому повітряні лінії електропередачі не уявляють смертельної загрози для навколишнього середовища, так як не забруднюють повітря, воду і землю. Альтернативою повітряних ліній служать кабельні лінії електропередачі, використання яких на номінальних напругах електричної мережі вище 35 кВ стримується їх високою вартістю і значною зарядної потужністю, що обумовлює необхідність застосування потужних засобів поперечної компенсації.

Для збереження і нормальної експлуатації повітряних ліній електропередачі встановлені:

- охоронні зони вздовж ліній, що проходять по населеній місцевості, які визначаються паралельними прямими, віддаленими від крайніх проводів на відстані 10, 15, 20, 25, 40 м для ліній напругою до 20, 35, 110, 330 і 750 кВ відповідно;

- розриви (тобто горизонтальні відстані від крайніх проводів лінії при найбільшому їх відхиленні до найближчих виступаючих частин будівель і споруд), які повинні бути не менше 2,4, 6, 8, 40 м для ліній напругою до 20, 35... 110, 220, 330, 750 кВ відповідно;

- просіки в лісових масивах шириною, яка дорівнює відстані між крайніми проводами плюс 3 м в кожную сторону від крайніх проводів (при висоті дерев до 4 м) або плюс висота основного лісового масиву в кожную сторону від крайніх проводів (при висоті дерев більше 4 м).

5.2. Розрахунок відчуження земель при побудові лінії електропередач

Вплив лінії електропередач на навколишнє середовище різноманітно. Шкідлива дія магнітного поля на живі організми, і в першу чергу на людину, виявляється тільки при дуже високих напруженостях близько 150...200 А/м, що виникають на відстані 1...1,5 м від проводів фаз повітряних ліній. Біологічне вплив електромагнітного поля на людину пов'язане з впливом на серцево-судинну, центральну і периферійну нервові системи, м'язову тканину. При цьому можливі зміни тиску і пульсу, серцебиття, аритмія, підвищена нервова збудливість і стомлюваність. Шкідливі наслідки, що надаються на людину дією електричного поля, залежать від напруженості поля і від часу його впливу.

Для експлуатаційного персоналу підстанції санітарні норми встановлюють допустиму тривалість перебування в електричному полі при напруженості на рівні голови людини (1,8 м над рівнем землі): 5 кВ/м – час перебування не обмежено, 10 кВ / м – час перебування 180 хвилин, 15 кВ /м – 90 хвилин, 20 кВ/м – 10 хвилин, 25 кВ/м – 5 хвилин. Виконання цих умов забезпечує самовідновлення організму протягом доби без залишкових реакцій і функціональних або патологічних змін.

Високовольтні лінії електропередач негативно впливають на навколишнє середовище через високої напруженості електромагнітного поля навколо провідних проводів. Для того щоб запобігти негативного впливу електромагнітних полів, доводиться відчужувати території на трасах, де проходять повітряна лінія. Саме з цією обставиною пов'язують саме помітний негативний вплив ліній на екологію. Зокрема, доводиться вирубувати ліси, мисливські та кормові угіддя. Лінії електропередач порушують екологічну рівновагу як флори, так і фауни, оскільки на вирубаних територіях активно розвиваються бур'яни і порушуються умови проживання тварин.

Для того щоб підтримувати чистоту трас, розташованих під повітряних ліній, доводиться регулярно проводити обробку ґрунту гербіцидами, що веде до додаткового забруднення природи. Профілактична розчищення трас механічним способом (вирубка) виводить лісу з процесу регенерації кисню.

Самі повітряні лінії також дуже впливають на живих істот, як на тварин, так і на людей. Потужна напруженість електричного поля викликає накопичення зарядів і зростання різниці потенціалів між ізольованими тілами і землею. Найбільшому впливу в цьому випадку схильні люди, які носять взуття з гумовою підошвою, а також копитні тварини. Зростання електричного потенціалу у тварини або людини викликає розряди на гілки рослин, траву. Невелика величина таких струмів не здатна привести до серйозної поразки. З іншого боку, через неприємних відчуттів можлива втрата концентрації і уваги, що в свою чергу може

привести до травмування через здійснення мимовільних або нескоординованих рухів.

Інший негативний фактор – це акустичний шум, який виникає на лініях надвисокої напруги. Дане явище відбувається через інтенсивну корони навколо провідних проводів. Особливо це помітно під час дощу.

Крім впливу на навколишнє середовище високовольтні лінії викликають інші негативні ефекти, наприклад, створюються електромагнітні перешкоди, які заважають роботі засобів радіозв'язку, а також впливають на розташоване поруч електрообладнання.

Згідно будівельних норм розраховується ширина смуг земель і площі земельних ділянок, що відводяться для електричних мереж напругою 0,4...500 кВ, до складу яких входять повітряні і кабельні лінії електропередачі, підстанції, що знижують напругу, розподільні і секціонуючі пункти.

Площа земель F відведена під опори (включаючи відтягнення) повітряних ліній електропередачі в постійне (безстрокове) користування, визначається за формулою

$$F = n (H_0 + h),$$

де n – число опор,

$$n = l/0,35 = (20 + 24 + 37 + 10 + 30 + 20 + 30)/0,35 = 489;$$

H_0 – площа землі, яку займає одна опора; для залізобетонних споруд площа земель, що відчуждається складає $H_0 = 10 \text{ м}^2$ при напрузі лінії 110...150 кВ;

h – площа смуги землі навколо зовнішнього контуру опори (включаючи відтягнення) належить приймати для ліній електропередачі напругою 2...20 кВ і ліній зв'язку, які обслуговують електричні мережі, площею $h = 1 \text{ м}^2$ і для ліній електропередачі напругою 35...500 кВ площею $h = 2 \text{ м}^2$.

Для розрахованої мережі ліній електропостачання площа відчуження землі під опори складає

$$F = (10 + 2) \cdot 10^{-6} \cdot 489 = 0,006 \text{ км}^2.$$

5.3. Вплив електромагнітного випромінювання на навколишнє середовище

Спектр електромагнітних коливань по частоті досягає 1021 Гц. Залежно від енергії фотонів (квантів) його підрозділяють на область неіонізуючих та іонізуючих випромінювань.

До електромагнітних випромінювань промислової частоти відносяться лінії електропередач напругою до 1150 кВ, відкриті розподільні пристрої, що включають комутаційні апарати, пристрої захисту та автоматики, вимірювальні прилади. Вони є джерелами електричних і магнітних полів промислової частоти (50 Гц). Тривала дія таких полів призводить до розладів, які суб'єктивно виражаються скаргами на головний біль у скроневій і потиличній області, млявість, розлад сну, зниження пам'яті, підвищену дратівливість, апатію, болі в області серця. Для хронічного впливу електромагнітних випромінювань промислової частоти характерні порушення ритму і уповільнення частоти серцевих скорочень. У працюючих з електромагнітних випромінювань промислової частоти можуть спостерігатися функціональні порушення в центральній нервовій системі і серцево-судинній системі, в складі крові. Тому необхідно обмежувати час перебування людини в зоні дії електричного поля, створюваного струмами промислової частоти напругою вище 400 кВ.

Нормування електромагнітних випромінювань промислової частоти здійснюють по гранично допустимих рівнів напруженості електричного і магнітного полів частотою 50 Гц в залежності від часу перебування в ньому і регламентуються «Санітарними нормами і правилами виконання робіт в умовах впливу електричних полів промислової частоти» № 5802-91 та СанПіН 2.2.4.723-98 по змінному магнітному полю частоти (50 Гц) в виробничих умовах.

Перебування в електромагнітних випромінюваннях напруженістю до 5 кВ/м включно допускається протягом всього робочого дня. Допустимий час перебування в електромагнітних випромінюваннях може бути реалізовано одноразово або дрібно протягом робочого дня. В інший робочий час напруженість електромагнітних випромінювань не повинна перевищувати 5 кВ/м. При напруженості електромагнітних випромінювань 20 ... 25 кВ/м час перебування персоналу в електромагнітних випромінюваннях не повинно перевищувати 10 хв.

Гранично допустимий рівень напруженості електромагнітних випромінювань встановлюється рівним 25 кВ/м.

Вплив електричних полів змінного струму промислової частоти в умовах населених місць (всередині житлових будинків, на території житлової забудови і на ділянках перетину повітряних ліній з автомобільними дорогами) обмежується «Санітарними нормами і правилами захисту населення від впливу електричного поля, що створюється повітряними лініями електропередачі змінного струму промислової частоти» № 2971-84. Як гранично допустимих рівнів прийняті наступні значення напруженості електричного поля:

- всередині житлових будинків 0,5 кВ/м;
- на території житлової забудови 1 кВ/м;
- в населеній місцевості, поза зоною житлової забудови (землі міст в межах міської межі в межах їх перспективного розвитку на 10 років, приміські та зелені зони, курорти, землі селищ міського типу, в межах селищної риси цих пунктів), а також на території городів і садів 5 кВ/м;
- на ділянках перетину повітряних ліній з автомобільними дорогами I—IV категорії 10 кВ/м;
- в незаселеній місцевості (незабудовані місцевості, хоча б і частково відвідувані людьми, доступні для транспорту, та сільськогосподарські угіддя) 15 кВ/м;
- в важкодоступній місцевості (не доступної для транспорту і сільськогосподарських машин) і на ділянках, спеціально обгороджених для виключення доступу населення 20 кВ/м.

Вплив електростатичного поля – статичної електрики на людину пов'язане з протіканням через нього слабого струму (кілька мікроампер). При цьому електротравм ніколи не спостерігається. Однак внаслідок рефлексорної реакції на струм (різке відсторонення від зарядженого тіла) можлива механічна травма при ударі об поруч розташовані елементи конструкцій, падінні з висоти.

Дослідження біологічних ефектів показало, що найбільш чутливі до електростатичного поля центральної нервової системи, серцево-судинна система, аналізатори. Люди, що працюють в зоні впливу електростатичних випромінювань,

скаржаться на дратівливість, головний біль, порушення сну та ін. Характерні своєрідні фобії, обумовлені страхом очікуваного розряду, схильність до психосоматичних розладів з підвищеною емоційною збудливістю і швидкою виснаженням, нестійкість показників пульсу і артеріального тиску.

Відповідно до нормативних документів залежно від часу перебування персоналу на робочих місцях гранично допустимий рівень напруженості електростатичних випромінювань дорівнює 60 кВ/м протягом 1 год. При напруженості менше 20 кВ/м час перебування в зоні електростатичних випромінювань не регламентується.

Допустимі рівні напруженості електростатичних випромінювань і щільності іонного потоку для персоналу підстанцій і повітряних ліній постійного струму ультрависокої напруги встановлені СН № 6032-91.

Магнітні поля можуть бути постійними від штучних магнітних матеріалів і систем, імпульсним), інфранизьких-частотними (з частотою до 50 Гц), змінн). Дія магнітних полів може бути безперервним і переривчастим.

Ступінь впливу магнітного поля на працюючих залежить від максимальної напруженості його в робочому просторі магнітного пристрою або в зоні впливу штучного магніту. Доза, отримана людиною, залежить від розташування робочого місця по відношенню до магнітного поля і режиму праці. Будь-яких суб'єктивних впливів постійного магнітного поля не викликають. При дії змінного магнітного поля спостерігаються характерні зорові відчуття, так звані фосфен, які зникають в момент припинення дії.

При постійній роботі в умовах хронічного впливу магнітного поля, що перевищують гранично допустимі рівні, розвиваються порушення функцій нервової, серцево-судинної і дихальної систем, шлунково-кишкового тракту, зміни в крові. При переважно локальній дії можуть розвиватися вегетативні та трофічні порушення, як правило, в областях тіла, що знаходиться під безпосереднім впливом магнітного поля (найчастіше рук). Вони проявляються відчуттям свербіж, блідістю або синюшністю шкірних покривів, набряком і ущільненням шкіри, в деяких випадках розвивається гіперкератоз (ороговілі).

Відповідно до СН 1742-77 напруженість магнітного поля на робочому місці не повинна перевищувати 8 кА/м. Напруженість магнітного поля лінії електропередачі напругою до 750 кВ зазвичай не перевищує 20...25 А/м, що не є небезпечним для людини.

Більшу частину спектру неіонізуючих електромагнітних випромінювань складають радіохвилі (3 Гц...3000 ГГц), меншу частину – коливання оптичного діапазону (інфрачервоне, видиме, ультрафіолетове випромінювання). Залежно від частоти падаючого електромагнітного випромінювання тканини організмів виявляють різні електричні властивості і поведяться як провідник або як діелектрик

З урахуванням радіофізичних характеристик умовно виділяють п'ять діапазонів частот: від одиниць до декількох тисяч Гц, від декількох тисяч до 30 МГц, 30 МГц...10 Гц, 10...200 ГГц і 200...3000 ГГц.

Початком коливань першого діапазону є протікають струми відповідної частоти через тіло як хороший провідник; для другого діапазону характерно швидке убуття зі зменшенням частоти поглинання енергії, а отже, і поглиненої потужності; особливістю третього діапазону є резонансне поглинання. У людини такий характер поглинання виникає при дії електромагнітних випромінювань з частотою, близькою до 70 МГц; для четвертого і п'ятого діапазонів характерно максимальне поглинання енергії поверхневими тканинами, переважно шкірою.

В цілому по всьому спектру поглинання енергії імпульсного електромагнітного поля залежить від частоти коливань, електричних і магнітних властивостей середовища. При однакових значеннях напруженості поля коефіцієнт поглинання в тканинах з високим вмістом води приблизно в 60 разів вище, ніж в тканинах з низьким вмістом. Зі збільшенням довжини хвилі глибина проникнення електромагнітних хвиль зростає, відмінність діелектричних властивостей тканин призводить до нерівномірності їх нагрівання, виникненню макро- і мікротеплових ефектів зі значним перепадом температур.

Залежно від місця і умов впливу імпульсного електромагнітного поля розрізняють чотири види опромінення: професійне, непрофесійне, опромінення в

побуті і опромінення, здійснюване в лікувальних цілях, а за характером опромінення - загальне та місцеве

Ступінь і характер впливу імпульсного електромагнітного поля на організм визначаються щільністю потоку енергії, частотою випромінювання, тривалістю впливу, режимом опромінення (безперервний, переривчастий, імпульсний), розміром опромінюваної поверхні, індивідуальними особливостями організму, наявністю супутніх факторів (підвищена температура навколишнього повітря, понад 28 °С, наявність рентгенівського випромінювання). Поряд з інтенсивністю-часовими параметрами впливу мають значення режими модуляції (амплітудний, частотний або змішаний) та умови опромінення. Встановлено, що відносна біологічна активність імпульсних випромінювань вище безперервних.

Біологічні ефекти від впливу імпульсного електромагнітного поля можуть проявлятися в різній формі: від незначних функціональних зрушень і порушень, що свідчать про розвиток явної патології. Наслідком поглинання енергії електромагнітного поля є тепловий ефект. Надлишкова теплота, що виділяється в організмі людини, відводиться шляхом збільшення навантаження на механізм терморегуляції; починаючи з певної межі організм не справляється з відведенням теплоти від окремих органів і температура їх може підвищуватися. Вплив імпульсного електромагнітного поля особливо шкідливо для тканин зі слаборозвиненою судинною системою або недостатнім кровообігом (очі, мозок, нирки, шлунок, жовчний і сечовий міхур). Опромінення очей може призвести до помутніння кришталика (катаракті), причому розвиток катаракти є одним з небагатьох специфічних поразок, що викликаються електромагнітних випромінювань радіочастот в діапазоні 300 МГц ... 300 ГГц при щільності потоку енергії понад 10 мВт/см². Крім катаракти при впливі електромагнітних випромінювань можливі опіки рогівки.

Для тривалої дії електромагнітних випромінювань різних діапазонів довжин хвиль при помірної інтенсивності (вище гранично допустимих викидів) характерним вважають розвиток функціональних розладів в центральній нервовій системі з неявно вираженими зрушеннями ендокринно-обмінних процесів і

складу крові. У зв'язку з цим можуть з'явитися головний біль, підвищення або пониження тиску, уражень пульсу, зміна провідності в серцевому м'язі, нервово-психічні розлади, швидкий розвиток втоми. Можливі трофічні порушення: випадання волосся, ламкість нігтів, зниження маси тіла. Спостерігаються зміни збудливості нюхового, зорового і вестибулярного аналізаторів. На ранній стадії зміни мають зворотний характер, при тривалому впливі електромагнітного випромінювання відбувається стійке зниження працездатності.

В межах радіоволнового діапазону доведена найбільша біологічна активність мікрохвильового СВЧ-поля в порівнянні з високочастотними і ультрависокочастотними полями.

Гострі порушення при впливі електромагнітних випромінювань (аварійні ситуації) супроводжуються серцево-судинними розладами з непритомністю, різким почастищенням пульсу і зниженням артеріального тиску.

Нормовані імпульси електромагнітного поля радіочастотного діапазону проводяться за Санітарними правилами і нормами СанПіН 2.2.4/ 2.1.8.055-96. В основу гігієнічного нормування покладено принцип діє дози, що враховує енергетичне навантаження.

Висновки до розділу 5

1. Будівництво повітряних ліній електропередач спричинює величезний антропогенний вплив на навколишнє середовище. При експлуатації повітряних ліній електропередач слід нормувати час перебування обслуговуючого персоналу в області, де напруженість електричного поля складає 5 кВ/м.

2. Розрахована площа відчуженої землі під будівництво районної електромережі склала 0,006 км².

ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі магістра поставлена і вирішена комплексна задача оптимізації топології районної системи розподілення електричної енергії на основі техніко-економічного розрахунку. В цілому по роботі можна зробити наступні висновки:

1. Для вирішення задачі магістерської роботи було розроблено програмний продукт в Mathcad на основі теорії електричних мереж.
2. Розроблено 5 варіантів схем розподілення електричної енергії.
3. Для оптимального вибору схеми районної електромережі необхідно застосовувати двухкритеріальну оптимізацію: за критерієм мінімуму приведених витрат і за формалізованим критерієм надійності.
4. Максимальне падіння напруги спостерігається у вузлі 2 при максимальному і мінімальному режимі роботи електричної мережі.
5. Завдяки регулюванню напруги трансформаторів за допомогою стандартних відгалужень максимальний провал напруги склав у 1 вузлі 1,05 % в піславарійному режимі, тобто при відключенні ліній А-1, А-3, 3-5.
5. Розроблена принципова схема транзитної підстанції, а також схема її власних потреб.
6. Розрахована площа відчуженої землі під будівництво районної електромережі склала 0,006 км².

ЛІТЕРАТУРА

1. ДСТУ EN 50160. Норми якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення. – К.: Держстандарт України, 2014. – 45 с.
2. ДСТУ ІЕС 60909. Струми короткого замикання в трифазних системах змінного струму. – К.: Держстандарт України, 2009. – 36 с.
3. ДСТУ 7237:2011. Система стандартів безпеки праці. Електробезпека. – К.: Держстандарт України, 2011. – 10 с.
4. Алієв І.І. Довідник з електротехніки та електроустаткування. Навчальний посібник для вишів. – М.: Вища школа, 2000. – 255 с.
5. Герасимов В.Г. Електротехнічний довідник «Виробництво, передача та розподілення електричної енергії». – М.: Вид-во МЕІ, 2004. – 964 с.
6. Довідник із електропостачання та електрообладнання: у 2 т. / За заг. ред. А.А. Федорова. Т.1. Електроустаткування. – М.: Вища школа, 1987. – 592 с.
7. Довідник із проектування електроенергетичних систем / В.В. Єршевич, О.М. Зейлігер, Г.А. Іларіонів та ін; За ред. С.С. Рокотяна та І.М. Шапіро. – М.: Вища школа, 1985. – 352 с.
8. Дрозд В.В. Довідник з електричних мереж 0,4 – 35 кВ та 110 – 1150 кВ: навч. посібник/В.В. Дрозд, Я.А. Камінська, К.Т. Горошкін. – М.: Енергія, 2009. – 816 с.
9. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: Стратегія від 24.07.2013 № 1071 // База даних «Законодавство України» / Кабінет Міністрів України. URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13> (дата звернення: 20.10.2025).
10. Карапетян, І. Довідник з проектування електричних мереж: підручник / І. Карапетян, Д. Файбісович, І. Шапіро. – М.: НЦ ЕНАС; 2009. – 392 с.
11. Кітушин В.Г. Надійність енергетичних систем. Частина 1. Теоретичні засади. Навчальний посібник. – М: Видавництво МДТУ, 2003. – 256 с.
12. Клименко Л.П., Соловійов С.М., Норд Г.Л. Системи технологій: Навчальний посібник. – Миколаїв: Вид-во МДГУ ім. Петра Могили, 2007. – 600 с.
13. Макаров Є.Ф. Обслуговування та ремонт електроустаткування електростанцій та мереж. – М.: Видавничий центр «Академія», 2003. – 448 с.
14. Неклепаєв Б.М., Крючков І.П. Електрична частина електростанцій та підстанцій: Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування: Навчальний посібник для вузів. – М.: Вища школа, 1989. – 608 с.
15. Нормативний документ «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище», затверджений наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.2014 № 543.

16. Околович М. Н. Проектування електричних станцій: Підручник для вузів. – М.: Видавництво, 1982. – 400 с.
17. Остапчук О.В., Денисюк П.І., Матєєнко Ю.П. Електрична частина станцій і підстанцій. – К.: КПІ ім. Сікорського, 2022. – 183 с.
18. Правила улаштування електроустановок. – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
19. Про відходи: Закон України від 05.03.1998 № 187/98-ВР // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/187/98-вр> (дата звернення: 22.10.2025).
20. Про охорону навколишнього природного середовища: Закон України від 25.06.1991 № 1264-XII // База даних «Законодавство України» / ВР України. URL: <http://zakon5.rada.gov.ua/laws/show/1264-12> (дата звернення: 22.10.2025).
21. Соколов Є.Я. Теплофікація та теплові мережі. – М.: Видавництво МЕІ, 2001. – 472 с.
22. Рокотян С.С., Шапіро І.М. Довідник із проектування електроенергетичних систем. – М.: Вища школа, 1995. – 349 с.
23. Соколов Є.Я. Теплофікація та теплові мережі. – М.: Видавництво МЕІ, 2001. – 472 с.
24. Типові матеріали для проектування [Електронний ресурс]: Типовий проект типова серія – електронні текстові дані – Режим доступу: http://tip-proekt/load/tipovoj_proekt/ehnergetika/ (дата звернення 23.10.2025)
25. Електроустаткування електричних станцій та підстанцій [Електронний ресурс]: електр. навч. - Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеєва, Т.В. Чиркова - М.: Видавничий центр "Академія", 2013. - Режим доступу: http://www.academia-/ftp_share/_books/fragments/fragment_21441.pdf. (Дата звернення 23.10.2025)
26. Електроустаткування електростанцій та підстанцій. Приклади розрахунків задачі [Електронний ресурс]: електр.текст.дані - Режим доступу: <http://www.transform.ua/articles/html/09spravochniki/s000007/s000007.article>. (Дата звернення 20.10.2025)
27. Шевцов А.І., Земляний М.Г., Бараннік В.О. Енергетика України на шляху до Європейської інтеграції // Нац. ін.-т стратег. дослідж., Дніпропетр. філія. – Дніпропетровськ: Журвод, 2004. –160 с.