

Східноукраїнський національний університет імені Володимира Даля

(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет Інженерії

Кафедра Електричної інженерії

Ступінь вищої освіти бакалавр

Галузь знань 14 Електрична інженерія

(шифр і назва)

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

в.о. завідувача кафедри ЕІ

доц. Руднев Є. С.

" ____ " _____ 2023 року

**З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ**

Гречишкіну Владиславу Артемовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розрахунок та розробка оптимальної конфігурації

електричної мережі сумарною активною потужністю 178 МВт

керівник проекту Морнева Марина Олегівна, к.т.н., доц.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від " 16 " 05 2023 року

№ 267/15.23-С

2. Строк подання студентом проекту 15.06.2023р.

3. Вихідні данні до проекту.

3.1. Географічне розташування джерела і вузлів навантаження на плані місцевості. Координати (X, Y) джерела живлення і пунктів споживання електроенергії щодо умовного початку координат. Джерелом живлення є електростанція з розподільними пристроями напругою 110 кВ.

№ варіанта	Координати X (мм), Y(мм) розташування джерела живлення і підстанцій споживачів									
	Джерело живлення (ДЖ),		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	X_A	Y_A	X_1	Y_1	X_2	Y_2	X_3	Y_3	X_4	Y_4
	82	153	76	189	129	168	131	269	125	224

Масштаб ситуаційного плану, (М)..... 1 км/мм

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

№ варіанта	Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (МВт) та cosφ (о.е.) споживачів							
		Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
		P_1	cos φ ₁	P_2	cos φ ₂	P_3	cos φ ₃	P_4	cos φ ₄
	T_M	54	0,798	46	0,840	36	0,981	42	0,919

3.3. Тариф на електроенергію (b_c)..... 1,8 грн/кВт

3.4. Галузь промисловості переважного навантаження у вузлі і його категорія надійності. Значення напруги вторинної мережі U_{HH} . Район по ожеледі.

№ варіанта	Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга U_{HH} , кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
	1	Машинобудування	10	II	II
	2	Лкгка промисловість	6	I	
	3	Машинобудування	10	I	
	4	Машинобудування	10	I	

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці)

4.1. Розробка варіантів схем електропостачання вузлів навантаження і вибір найбільш економічного за умовами мінімуму зведених затрат.

4.2. Вибір раціонального рівня напруги у схемі електропостачання.

4.3. Розрахунок режимів максимального навантаження і післяаварійних.

4.4. Регулювання напруги у мережі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним визначенням обов'язкових креслень).

1. Принципова схема електропостачання (один лист формату А3).

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Спецроздили	доц. Морнева М.О.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Розділи проекту
1	ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ. Коротка характеристика споживачів району. Визначення сумарного розрахункового навантаження району. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів район. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками		
2	РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги. Розрахунок перерізів проводів. Перевірка проводів за умов нагрівання. Розрахунок параметрів ліній. Перевірка схем за допустимою втратою напруги. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.		

3	КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ. Вибір компенсаційних пристроїв. Структурна схема електричної мережі. Аналіз роботи ділянки мережі зі сторони високої напруги. Аналіз роботи підстанції зі сторони низької напруги.		
4	РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ. Режим максимального навантаження. Післяаварійний режим.		
5	РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ		
6	СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА		
7	ОХОРОНА ПРАЦІ		
8	Графічна частина		
9	Оформлення проекту		
10	Захист проекту		

Дата видачі завдання 8 травня 2023 р.

Студент



(підпис)

Гречишкін В.А.

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту

(підпис)

Морнева М.О.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 115 стор., 39 рис., 20 табл., 12 бібл. найм.

Розроблена та обґрунтована раціональна конфігурація мережі. Вибрані номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках проектованої мережі. Визначена потужність трансформаторів підстанцій. Вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилось на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

Ключові слова: електрична мережа, розрахунок, схеми, трансформатор, перерізи проводів, економічний варіант, способи регулювання напруги

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	11
1.1 Коротка характеристика споживачів району.....	11
1.2 Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	12
1.3 Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	13
1.4 Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	18
2 РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	25
2.1 Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	25
2.2 Розрахунок перерізів проводів.....	32
2.3 Перевірка проводів за умов нагрівання.....	36
2.4 Розрахунок параметрів ліній.....	39
2.5 Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	40
2.6 Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	44
2.7 Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	48
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	54
3.1 Вибір компенсаційних пристроїв.....	54
3.2 Схема ділянки мережі.....	57
4 РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	58
4.1 Режим максимального навантаження.....	58
4.2 Післяаварійний режим.....	74
5 РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	78
6 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	82
7 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	100
ВИСНОВКИ.....	112
СПИСОК ДЖЕРЕЛ.....	113
ДОДАТОК А.....	115

ВСТУП

Будь-яка електроенергетична система складається з електричних станцій для вироблення електричної енергії; мереж магістральних та районних ліній електропередавання для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній електропередавання у складі електричної мережі та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільчих електричних мереж для розподілу електричної енергії між споживачами та споживачів електричної енергії. З техніко-економічних міркувань всі електростанції, які розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання відрізняється спільністю режиму та безперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової та електричної енергій.

На сьогодні у складі Об'єднаної енергосистеми України паралельно функціонують електричні мережі різних класів номінальної напруги різного призначення.

Номінальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільчих мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використання номінальної напруги 6 кВ для створення нових розподільчих мереж. Останнім часом існуючі мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 кВ.

Номінальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільчих мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номінальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільчих електричних мереж загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номінальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних електричних мереж використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворюючих мереж магістральних ліній електропередавання для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ.

Головне призначення електричних мереж полягає в передаванні та розподілі електричної енергії від джерел живлення до споживачів.

Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (довжина ліній електропередавання напругою 220÷750кВ НЕК «Укренерго» складає 21 285,406 км).

Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі (кількість підстанцій НЕК «Укренерго» дорівнює 133, з них: 8 -750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 87 – 330кВ, 34 – 220 кВ).

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу призводить до підвищення надійності та економічності електропостачання, поліпшення

якості електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в наступному:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів;

2. Зменшення сумарного максимуму навантаження електричної системи через незбіг максимумів навантажень різних споживачів. Тут особливої уваги заслуговують довготний та широтний ефекти:

– *Довготний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.

– *Широтний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь із півдня на північ відповідно до пори року.

3. Зниження сумарного системного та необхідного аварійного резервів потужностей на електричних станціях за рахунок того, що резерв є загальним для всього енергооб'єднання.

4. Зниження собівартості електричної енергії за рахунок концентрації потужностей з використанням на електричних станціях агрегатів більшої потужності з найменшими витратами палива на виробництво одиниці електричної енергії.

5. Сумісна робота електричних станцій різних типів дозволяє організувати ефективне використання джерел енергії з більш дешевим паливом.

6. Взаємодопомогою пов'язаних енергосистем при несинхронних сезонних коливаннях навантаження або генерації потужності електричних станцій.

7. Збільшення гнучкості та маневреності електричної системи за рахунок вибору різних джерел живлення, реконфігурації робочих схем тощо.

Завдання проектування електричної мережі відноситься до класу оптимізаційних задач, однак не може бути строго вирішена оптимізаційними методами в зв'язку з великою складністю завдання, зумовленою многокритеріальністю, многопараметричністю та динамічним характером завдання, дискретністю і частковою невизначеністю вихідних параметрів.

РОЗДІЛ 1

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Коротка характеристика споживачів району

Розрахунок потужностей ведеться у комплексній формі, для чого потужності споживачів треба виразити у комплексній формі.

Виконаємо розрахунки для пункту споживання №1. Споживана повна потужність у максимальному режимі, МВА

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 54/0,798 = 67,7. \quad (1.1)$$

Реактивна споживана потужність у максимальному режимі визначемо із трикутника потужностей, МВАр

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (67,7^2 - 54^2)^{0,5} = 40,8. \quad (1.2)$$

Зведення про вузли навантаження вибираються з вихідних даних, розраховуються і заносяться в табл.1.1

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

Найменування вузла	Навантаження у максимальному режимі, $P + jQ$, МВА			Галузь промисловості	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	54	+j	40,8	Машинобудування	10	II
2	46	+j	29,7	Легка промисловість	6	I
3	36	+j	7,1	Машинобудування	10	I
4	42	+j	18,0	Машинобудування	10	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на дипломний проект, що приведені з урахуванням росту електроспоживання на перспективу в 5 років.

Сумарні активне P_p і реактивне Q_p розрахункові навантаження району визначаються таким чином.

Розраховується сума активних максимальних навантажень, МВт:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 54 + 46 + 36 + 42 = 178,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 40,8 + 29,7 + 7,1 + 18,0 = 95,60. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (178,00^2 + 95,60^2)^{0,5} = 202,05. \quad (1.5)$$

Розраховуються втрати активної ΔP і реактивної ΔQ потужності в лініях районної мережі і трансформаторах підстанцій споживачів. До вибору ліній і трансформаторів втрати потужності можуть бути прийняті рівними середньостатистичним значенням: для активних втрат у лініях 3%, у трансформаторах 2% від переданої повної потужності, МВт:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 178,00 + 0,02 \cdot 202,05 = 9,38. \quad (1.6)$$

для реактивних втрат у лініях 5%, у трансформаторах 10% від переданої повної потужності, МВА:

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 95,60 + 0,1 \cdot 202,05 = 24,99. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 178,00 + 9,38 = 178,48. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 95,60 + 24,99 = 115,81. \quad (1.9)$$

де $k_{\text{ум}}$ – коефіцієнт участі споживачів у створенні максимуму навантаження енергосистеми, прийнятий для районних підстанцій рівним 0,9 – 0,95.

Сумарне повне розрахункове навантаження району, МВА

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (178,48^2 + 115,81^2)^{0,5} = 212,76. \quad (1.10)$$

1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції

Установлюється доцільність живлення більшості чи всіх споживачів району від вузлової підстанції (ВП), що одержує, у свою чергу, електроенергію від джерела живлення (ДЖ).

Місце спорудження вузлової підстанції ВП рекомендується вибирати в центрі електричних навантажень (ЦН) [1], з координатами X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.10)$$

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

X_i, Y_i – координати розташування вузлів на ситуаційному плані, мм.

Координати центру електричних навантажень ЦН, i вузлів (пунктів) навантаження указуються на рис. 1.1.

Вузлову підстанцію ВП доцільно споруджувати, якщо виконується умова:

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{сз}} \geq 3 \quad (1.11)$$

де $L_{дж-цн}$ - відстань від джерела живлення до центра електричних навантажень ЦН (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично);

$L_{сз}$ - середньозважена відстань від ЦН до вузлів навантаження.

Значення $L_{сз}$ може бути розраховане по формулі:

$$L_{сз} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-цн}}{\sum_{i=1}^m P_i}, \quad (1.12)$$

де P_i – активна потужність вузлів навантаження ВН, МВт ;

$l_{i-цн}$ – відстань від i – го вузла навантаження ВН до центра електричних навантажень ЦН у мм (виміряється лінійкою на ситуаційному плані, або розраховується аналітично).

Розрахунки доцільно занести в табл.1.2.

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{nci-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	54	76	4104	189	10206	41	2214
2	46	129	5934	168	7728	43	1978
3	36	131	4716	269	9684	64	2304
4	42	125	5250	224	9408	21	882
Разом	178,00	-	20004	-	37026	-	7378

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 20004/178,00 = 112 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 37026/178,00 = 208 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

Координати розташування підстанцій, джерела живлення і центра електричних навантажень (ЦН) приведені у табл.1.3 для автоматичної побудови на ситуаційному плані за допомогою “Excel”

Таблиця 1.3 – Координати розташування об'єктів

Найменування підстанції і координат Розташування на місцевості	X, мм	Y, мм
Джерело живлення (ДЖ), (X_A, Y_A)	82	153
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	76	189
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	129	168
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	131	269
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	125	224
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	112	208

Географічне розташування джерела живлення (пункт А), вузлів навантаження (пункти 1,2,3,4) і центра електричних навантажень (пункт ЦН) на плані місцевості приведено на рис.1.1. Масштаб - 1 км/мм.

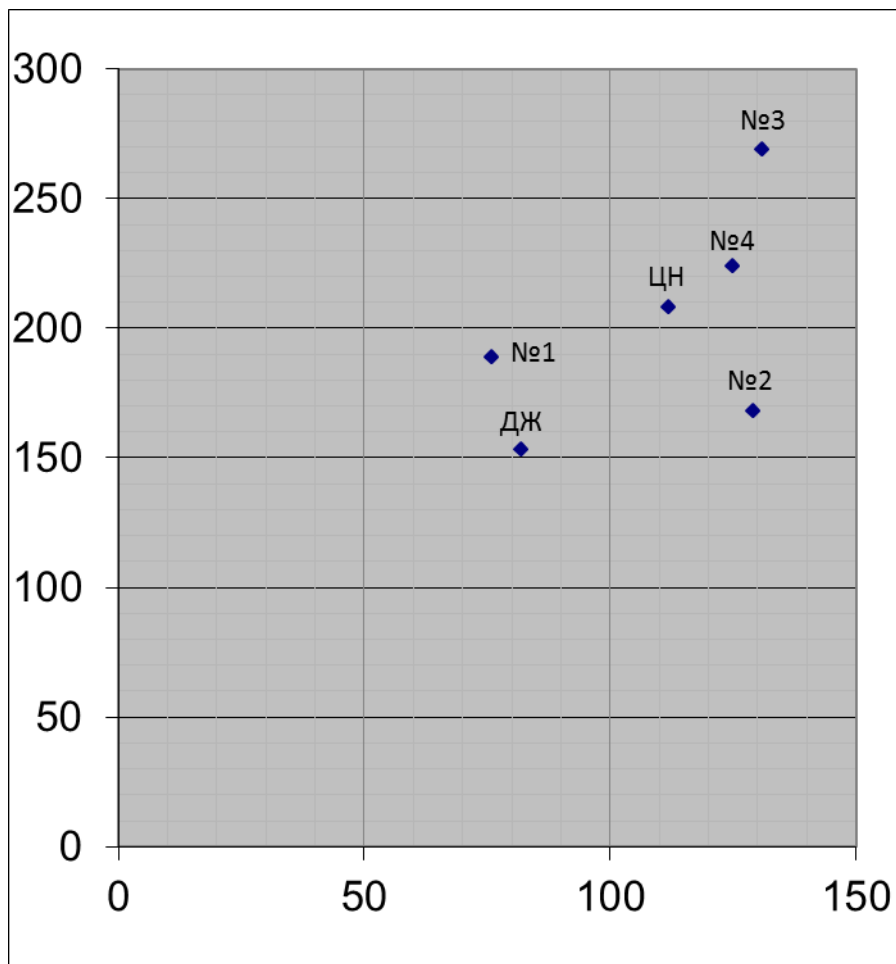


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

Відстань на плані від джерела живлення до центра електричних навантажень ТЦН, розраховуємо аналітично, мм,

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((82-112)^2 + (153-208)^2)^{0.5} = 63. \quad (1.15)$$

Відстань від пункту споживання №1 до центра електричних навантажень ТЦН розраховуємо аналітично, мм:

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((76-112)^2 + (189-208)^2)^{0.5} = 41. \quad (1.16)$$

Результати розрахунку відстаней від пунктів споживання №2 ($L_{nc2-цн}$), №3 ($L_{nc3-цн}$), №4 ($L_{nc4-цн}$) до центра електричних навантажень ЦН приведені в табл. 1.2.

Середньозважена відстань від центра електричних навантажень ЦН до вузлів навантаження, мм,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 7378/178,00 = 41. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 63/41 = 1,54, \quad (1.18)$$

Якщо умова $\frac{L_{дж-тцн}}{L_{с.в.}} \geq 3$, виконується, то вузлову підстанцію ВП

доцільно споруджувати. С метою зменшення капіталовкладень у систему зовнішнього електропостачання, вузлову підстанцію ВП сполучають з найближчої до теоретичного центра навантажень підстанцією. У данному проєкті ця умова не виконується, тому вузлову підстанцію ВП не споруджуємо.

Розрахуємо усі можливі відстані між пунктами (А, 1, 2, 3, 4) на місцевості. Відстань між джерелом живлення А і пунктом споживання №1 (підстанцією №1) на місцевості

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(82-76)^2 + (153-189)^2]^{0,5} \cdot 1 = 36 \text{ км.} \quad (1.19)$$

де M - масштаб на ситуаційному плані, км/мм

Результати розрахунку приведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Відстань між пунктами на місцевості, км

l_{A1}	l_{A2}	l_{A3}	l_{A4}	l_{12}	l_{13}	l_{14}	l_{23}	l_{24}	l_{34}
36	49	126	83	57	97	60	101	56	45

1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району

1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі. Схеми електричних мереж повинні з найменшими затратами забезпечувати необхідну надійність електропостачання, необхідне якість електроенергії, що відпускається, зручність і безпеку експлуатації, можливість подальшого розвитку мережі і підключення нових споживачів.

Абсолютно безперебійне електропостачання споживачів здійснити практично неможливо. При будь-якій кількості резервних ліній можливі перерви живлення. Додаткові затрати на резервування можуть значно підвищити собівартість електроенергії, що відпускається споживачу.

Мінімально необхідне резервування визначається категорією надійності електроприймачів. Електропостачання споживачів I категорії повинне забезпечуватися двома незалежними джерелами з обов'язковим використанням автоматичного включення резерва АВР.

Електроприймачи II категорії також рекомендується забезпечувати електроенергією від двох незалежних, що взаємно резервують джерела живлення ДЖ. Для них допустима перерва в електропостачанні на час включення резервного живлення черговим чи персоналом виїзної оперативної бригади.

У проектній практиці для побудови раціональної конфігурації мережі застосовують поваріантний метод, при якому для заданого розташування споживачів намічається кілька варіантів і з них на основі техніко-економічного порівняння вибирається кращий. За умовами надійності в одну електрически зв'язану мережу допускається поєднувати 6 - 3 споживача напругою 35 - 220 кВ (менше число відноситься до вищої напруги).

Для забезпечення необхідної надійності електропостачання районів з переважними навантаженнями I і II категорії можна використовувати розімкнуті резервовані мережі (радіальні, магістральні, магістральні з

відгалуженнями, у тому числі, найкоротші мережі) чи прості замкнуті мережі (із двостороннім живленням чи кільцеві). Приклад конфігурацій мережі приведений на рис. 1.2, на якому під центром живлення (ЦЖ) розуміється або джерело живлення, або вузлова підстанція.

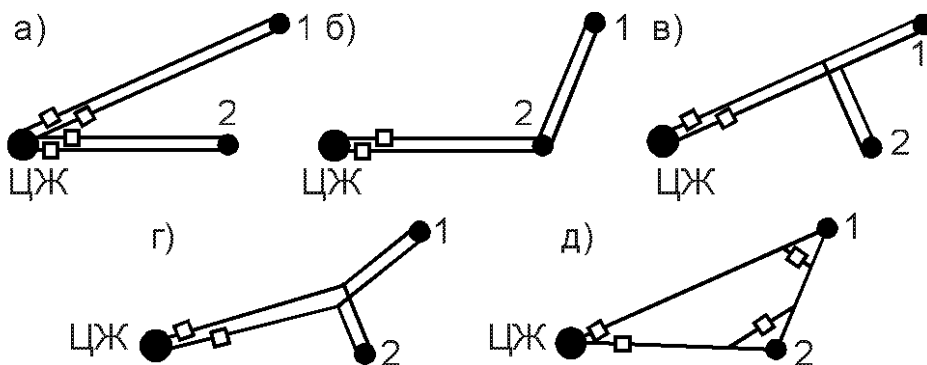


Рисунок 1.2 – Можливі схеми живлення споживачів: радіальна (а), магістральна (б), магістральна з відгалуженням (в), найкоротша (г), кільцева (д)

Слід зазначити, що ЛЕП, що виконані на дволанцюгових опорах, не забезпечують необхідної надійності електропостачання споживачів I категорії в умовах IV і особливого району по ожеледі, тому що при ушкодженні можлива повна перерва в живленні. Тому ЛЕП для живлення таких споживачів виконують на одноланцюгових опорах.

Схема мережі в значній мірі впливає на вибір схеми розподільного пристрою РП споживчих підстанцій. Для підстанцій, що живлюються по замкнутих схемах мережі, для розподільного пристрою РП приймається схема “місток”:

- с вимикачами в ланцюгах трансформаторів (чи ліній), якщо проєктована мережа знаходиться в IV чи особливому районі по ожеледі;

- с віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів (за бажанням замовника з вимикачами) в інших районах по ожеледі.

У радіальних і магістральних мережах розподільні пристрої РП споживчих підстанцій виконуються за схемою “блок лінія-трансформатор” з вимикачами чи віддільниками і короткозамикачами в ланцюгах трансформаторів у залежності від району по ожеледі.

Для пошуку найбільш економічного рішення необхідно скласти ряд технічно реалізованих варіантів схем мережі, що відрізняються як по технічним, так і за економічними показниками, які задовольняють викладеним вище основним вимогам.

При розробці схем електропостачання електричної мережі варто прагнути передавати енергію до споживача по найбільш короткому шляху. Для скорочення кількості варіантів споживачі варто розділити на кілька груп, виходячи з їхнього взаємного розташування відносно вузлової підстанції ВП. Кожна група повинна розглядатися поза зв'язком з іншими групами. Це дозволяє для кожної групи намітити обмежену кількість варіантів схем і застосувати найбільш прості і надійні схеми, що вимагають для функціонування мережі найменшої кількості ліній і електроустаткування підстанцій (див. рис.1.2).

Якщо який небудь вузол навантаження, що розташований поблизу ЛЕП, з'єднує джерело живлення ДЖ з вузловою підстанцією ВП, то його варто виділити в окрему групу і заживити або відгалуженням від цієї ЛЕП, або ЛЕП зовнішнього електропостачання виконати за магістральною схемою (аналогічно рис. 1.2 б чи в).

Усі намічені варіанти схем електропостачання споживачів по кожній групі приводяться на відповідних рисунках.

1.4.2. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками. До натуральних показників відносять сумарна довжину ліній електропередачі і кількість вимикачів.

Довжини ділянок визначаються з урахуванням непрямолінійності трас (дійсна довжина ділянки приймається на 5 – 15% більше довжини, обміркованої по прямої лінії на плані району):

$$l_{\partial il} = (1,05 - 1,15)ml_i, \quad (1.20)$$

де m – прийнятий масштаб, км/мм;

l_i – довжина i -ої ділянки на плані, мм.

Довжина ділянки між джерелом живлення ДЖ і підстанцією №1, км,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 36 = 39,6.$$

Сумарна довжина ЛЕП у варіанті розраховується по формулі, км,:

$$L_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n l_{\text{діл } i} \cdot k_{\partial il i}, \quad (1.21)$$

де $k_{\partial il i}$ – коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опор ЛЕП і кількість ліній електропередач на ділянці траси (є еквівалентом різної вартості одноланцюгових і двохланцюгових ЛЕП).

Для кільцевих схем електропостачання застосовуються одноланцюгові опори, тому $k_{\text{діл}} = 1$. В магістральних схемах при живленні тільки споживачів II категорії надійності використовуються двохланцюгові опори ($k_{\text{діл}} = 1,6$), а при живленні споживачів тільки I категорії, або одночасно I і II категорій ЛЕП виконуються на одноланцюгових опорах, але дві лінії ($k_{\text{діл}} = 2$). При порівнянні варіантів за натуральними показниками приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ($L_{\text{екв}}$) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

$$L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_{\epsilon}, \quad (1.22)$$

де n_{ϵ} – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

Варіанти схем, що аналізуються, приведені на рис.1.3-1.6.

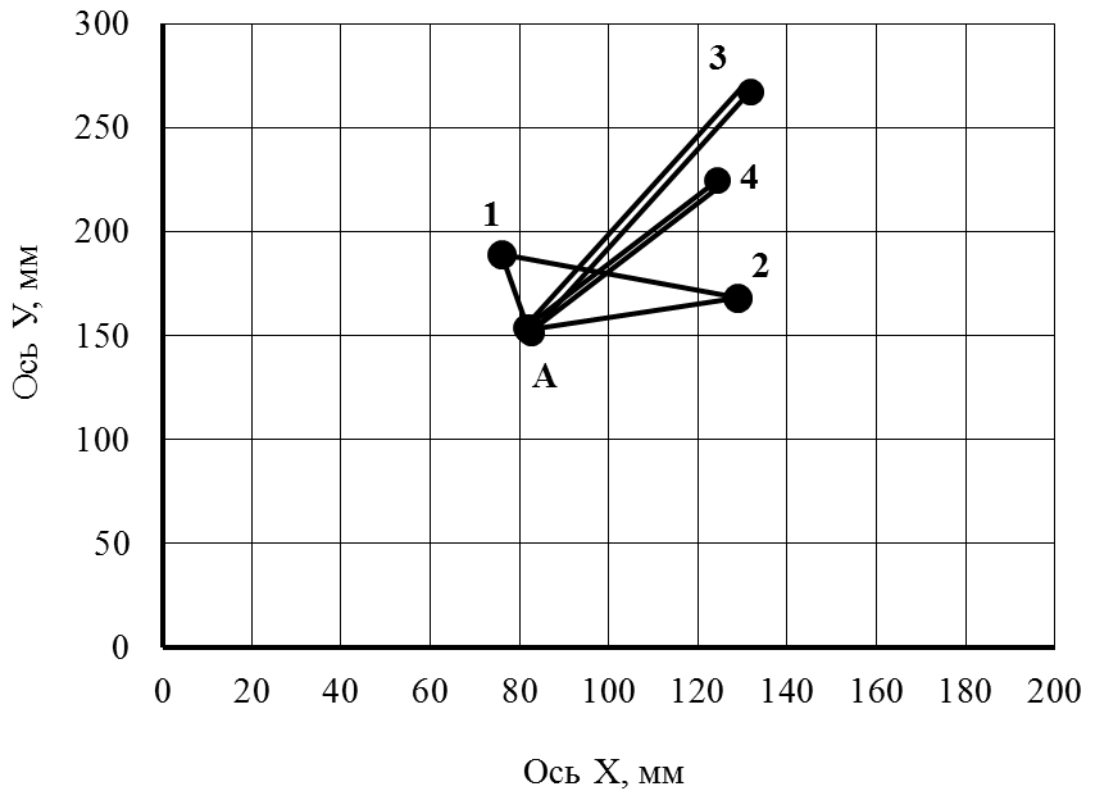


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

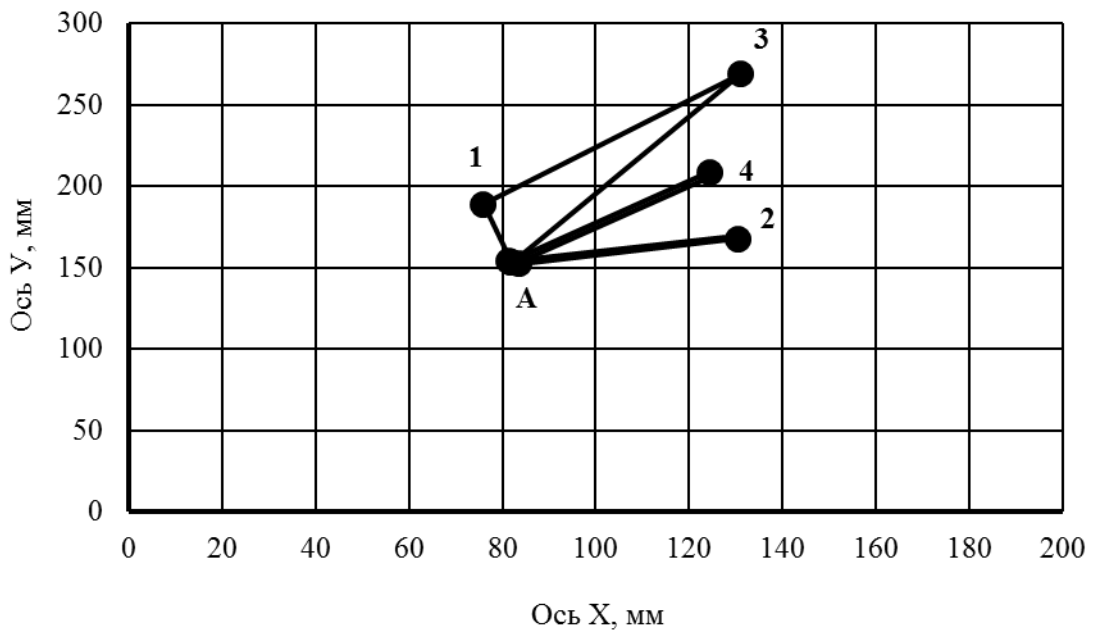


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

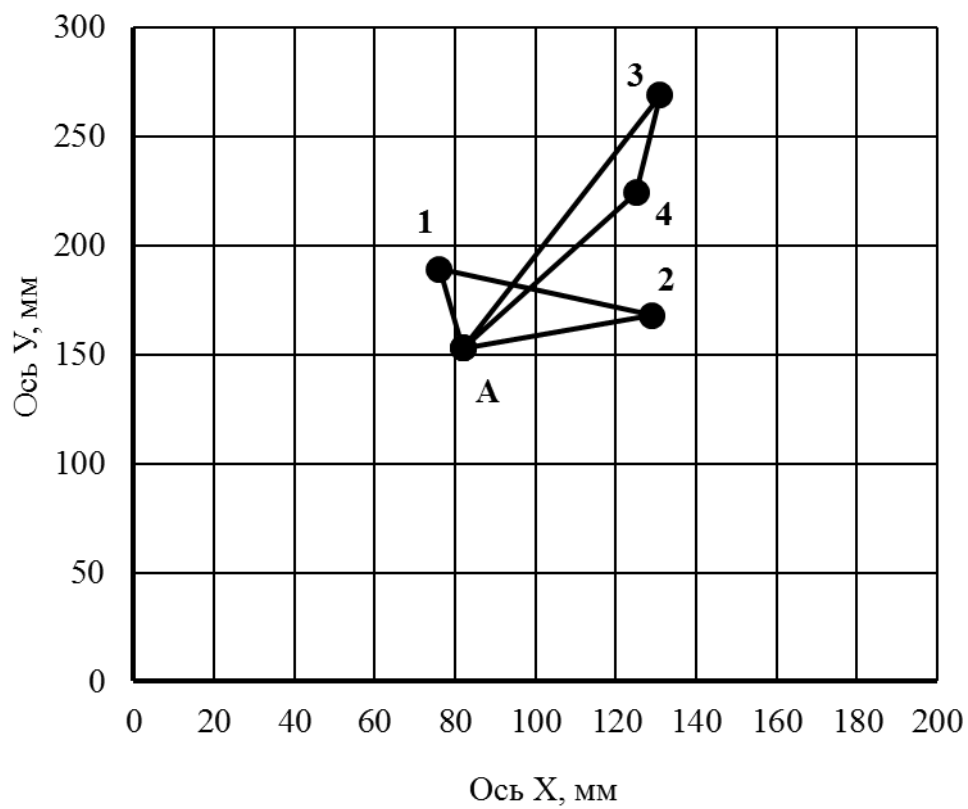


Рисунок 1.5 – Варіант “В”

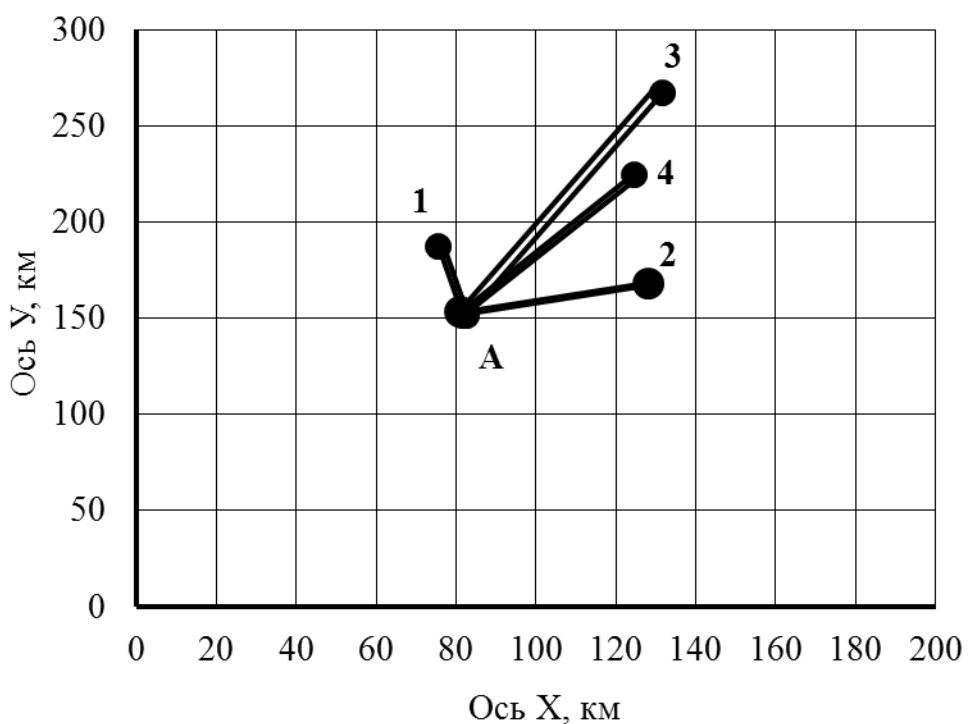


Рисунок 1. – Варіант “Г”

Результати розрахунку натуральних показників приводяться в табл.1.3.

Таблиця 1.3 – Порівняння варіантів електропостачання по натуральним показникам

Варіант	Ділянка	Коефіцієнт, що враховує конструктивний тип опір і кількість ліній $k_{ділі}$	Відстані на плані між пунктами споживання, l_i , мм	Довжина ділянок, $l_{ділі} = 1,1ml_i$, км	Еквівалентна довжина ділянок, $l_{екві} = k_{ділі} \times l_{ділі}$, км	Сумарна довжина ЛЕП, L_{Σ} , км	Кількість вимикачів у варіанті, n_B	Еквівалентна довжина ЛЕП, $L_{екв} = L_{\Sigma} + 3n_B$, км
“а”	A-1	1	36	39,6	39,6	524,1	16	572,1
	1-2	1	57	62,7	62,7			
	A-2	1	49	53,9	53,9			
	A-3	1,6	126	138,6	221,8			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			
“б”	A-1	1	36	39,6	39,6	517,2	16	565,2
	A-3	1	126	138,6	138,6			
	1-3	1	97	106,7	106,7			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			
	A-2	1,6	49	53,9	86,2			
“в”	A-1	1	36	39,6	39,6	435,6	16	483,6
	1-2	1	57	62,7	62,7			
	A-2	1	49	53,9	53,9			
	A-3	1	126	138,6	138,6			
	3-4	1	45	49,5	49,5			
	A-4	1	83	91,3	91,3			
“г”	A-1	1,6	36	39,6	63,4	517,5	16	565,5
	A-2	1,6	49	53,9	86,2			
	A-3	1,6	126	138,6	221,8			
	A-4	1,6	83	91,3	146,1			

Вибираємо “а” і “г” варіанти. Для подальших розрахунків з метою уніфікації розрахункового формуляра обзначимо варіант “а” як варіант 1, а варіант “г” як варіант 2. Для вибраних варіантів виконуємо розрахунок технічних показників.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ

2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги

Визначення попереднього розподілу потужності в режимі максимального навантаження необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках мережі.

Розрахунок попереднього розподілу потужностей в кожному із намічених варіантів виконується при наступних допущеннях:

- вважається, що навантаження розподілене між трансформаторами нарівно, хоча секційні вимикачі на стороні низької напруги підстанцій у нормальному режимі відключені;

- у розрахунковому навантаженні кожної споживчої підстанції на стороні вищої напруги враховується лише навантаження на вторинній стороні трансформаторів підстанції, тобто не враховуються втрати потужності в трансформаторах і зарядні потужності, що генерируються лініями;

- напруга у всіх вузлах вважаються однаковими і рівними номінальному значенню;

- замкнуті мережі вважаються однорідними (виконаними проводами одного перерізу), що дає можливість знаходити розподіл потужності по довжинах ліній.

Для розімкненої ділянки мережі розподіл потужностей знаходиться по I законі Кірхгофа при русі від кінцевих пунктів до центра живлення ЦЖ (розуміється джерело живлення ДЖ або вузлова підстанція ВП).

Для замкненої ділянки електричної мережі спочатку визначаються потужності на головних ділянках (головними називають ділянки кільцевої мережі, що примикають до центра живлення ЦЖ). Для цього кільцева мережа розрізається по ЦЖ і представляється у виді схеми з двостороннім живленням зі співпадаючими по величині і напрямку напругами на джерелах живлення. Розрахунок виконується за формулами:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}2}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad \underline{S}_{\text{гол}2} = \frac{\sum_{j=1}^n \underline{S}_i \cdot l_{i-\text{цп}1}}{l_{\text{цп}1-\text{цп}2}}, \quad (2.1)$$

де \underline{S}_i – навантаження i -го вузла, МВ·А;

$l_{i-\text{цп}1}, l_{i-\text{цп}2}$ – довжина ділянок у км від вузла підключення i -ого навантаження до ЦЖ1 і ЦЖ2;

$l_{\text{цп}1-\text{цп}2}$ – відстань у км між ЦЖ1 і ЦЖ2.

Правильність виконаного розрахунку підтверджується перевіркою балансу потужностей:

$$\underline{S}_{\text{гол}1} + \underline{S}_{\text{гол}2} = \sum_{j=1}^n \underline{S}_i \quad (2.2)$$

де $S_{\text{гол}1}, S_{\text{гол}2}$ - потужності на головних ділянках;

S_i - навантаження i -го вузла споживання.

На інших ділянках мережі потоки потужності знаходяться по I закону Кірхгофа, складеному для вузлів підключення навантажень. У результаті розрахунку визначається пункт розділу потужності.

Для розрахунку потужностей кожен варіант розподіляють на окремі ділянки. У варіанті 1 виділяємо 3 ділянки: А-1-2-А; А-3 і А-4. Спрощені розрахункові схеми для варіанту 1 приведено на рис. 2.1, 2.2 і 2.3.

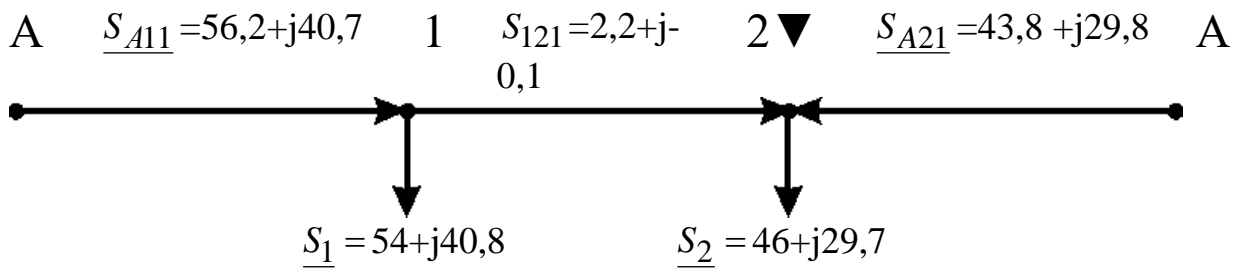


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

Розрахунок потужностей для кільцевої ділянки А-1-2-А (рис. 1.3, рис. 2.1) ведемо за формулами (2.3), (2.4), (2.5), (2.6):

Повна потужність на ділянці А-1 (потік повної потужності) у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A11} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + \underline{S}_2 \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_{M1} + jQ_{M1}) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + (P_{M2} + jQ_{M2}) \cdot l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A11} + jQ_{A11}; \end{aligned} \quad (2.3)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-1, МВт,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (54 \cdot (62,7 + 53,9) + 46 \cdot 53,9) / \\ &/(39,6 + 62,7 + 53,9) = 56,2 \text{ МВт}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-1, МВАр,

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(40,8 \cdot (62,7 + 53,9) + 29,7 \cdot 53,9)}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 40,7 \quad (2.5)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-1, МВА,

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (56,2 + j40,7) \quad (2.6)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2 у аналітичному виді визначається:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A21} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot l_{\partial ilA1} + \underline{S}_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21} \end{aligned} \quad (2.7)$$

Активна потужність (потік активної потужності) на ділянці А-2, МВт,

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(54 \cdot 39,6 + 46 \cdot (62,7 + 39,6))}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 43,8 \quad (2.8)$$

Реактивна потужність (потік реактивної потужності) на ділянці А-2, МВАр,

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial il12} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = \frac{(40,8 \cdot 39,6 + 29,7 \cdot (62,7 + 39,6))}{(39,6 + 62,7 + 53,9)} = 29,8 \quad (2.9)$$

Повна потужність (потік повної потужності) на ділянці А-2, МВА,

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (43,8 + j29,8) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

$$\underline{S}_{A11} + \underline{S}_{A21} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 \quad (2.11)$$

$$(P_{A11} + jQ_{A11}) + (P_{A21} + jQ_{A21}) = (P_1 + jQ_1) + (P_2 + jQ_2) \quad (2.12)$$

$$P_{A11} + P_{A21} = P_1 + P_2 \quad (2.13)$$

$$Q_{A11} + Q_{A21} = Q_1 + Q_2 \quad (2.14)$$

Перевірка балансом активних потужностей, МВт,

$$P_{A11} + P_{A21} = 56,2 + 43,8 = 100,0. \quad P_1 + P_2 = 54 + 46 = 100,0.$$

(2.15)

Перевірка балансом реактивних потужностей, МВАр,

$$Q_{A1} + Q_{A2} = 40,7 + 29,8 = 70,5. \quad Q_1 + Q_2 = 40,8 + 29,7 = 70,5 \quad (2.16)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2

$$\underline{S}_{121} = \underline{S}_{A11} - \underline{S}_1 = (P_{A11} + jQ_{A11}) - (P_1 + jQ_1) = (P_{A11} - P_1) + j(Q_{A11} - Q_1). \quad (2.17)$$

Потік активної потужності на ділянці 1-2, МВт,

$$P_{121} = P_{A11} - P_1 = 56,2 - 54 = 2,2. \quad (2.18)$$

Потік реактивної потужності на ділянці 1-2, МВАр,

$$Q_{121} = Q_{A11} - Q_1 = 40,7 - 40,8 = -0,1. \quad (2.19)$$

Потік повної потужності на ділянці 1-2, МВА,

$$\underline{S}_{121} = P_{121} + jQ_{121} = (2,2 + j-0,1). \quad (2.20)$$

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки

А-3 дорівнює повної потужності вузла навантаження №3 (рис. 1.3, рис.

2.2) і визначається, МВА:

$$\underline{S}_{A31} = \underline{S}_3 = P_{A31} + jQ_{A31} = P_3 + jQ_3 = 36 + j7,1$$

де \underline{S}_3 - повна потужність вузла навантаження №3 (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-4

(рис. 1.3, рис. 2.3), МВА,

$$\underline{S}_{A41} = \underline{S}_4 = P_{A41} + jQ_{A41} = P_4 + jQ_4 = 42 + j18,0,$$

де \underline{S}_4 - повна потужність вузла навантаження №4, (табл. 1.1).

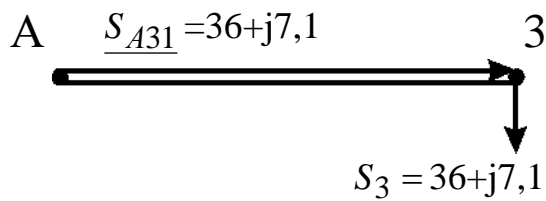


Рисунок 2.2 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 1)

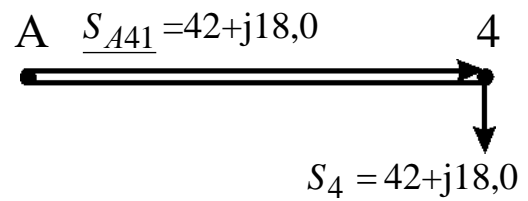


Рисунок 2.3 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 1)

Для варіанта 2 розрахункові схеми приведено на рис. 2.4, 2.5, 2.6, 2.7. Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-1 (рис. 1.3, рис. 2.4), МВА,

$$\underline{S}_{A12} = \underline{S}_1 = P_{A12} + jQ_{A12} = P_1 + jQ_1 = 54 + j40,8;$$

де \underline{S}_1 - повна потужність вузла навантаження №1, (табл. 1.1).

Повна потужність (потік повної потужності) для радіальної ділянки А-2 (рис. 1.3, рис. 2.5), МВА,

$$\underline{S}_{A22} = \underline{S}_2 = P_{A22} + jQ_{A22} = P_2 + jQ_2 = 46 + j29,7;$$

де \underline{S}_2 - повна потужність вузла навантаження №2, (табл. 1.1).

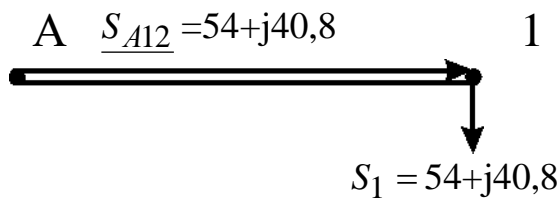


Рисунок 2.4 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1 (варіант мережі 2)

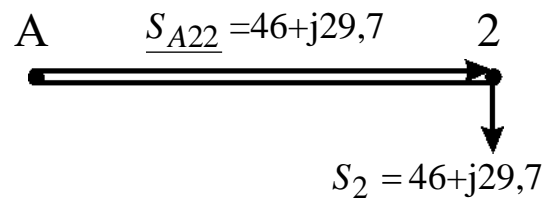


Рисунок 2.5 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-2 (варіант мережі 2)

Потужності для радіальних ділянок А-3, А-4 для 2-го варіанту мережі (рис. 2.6, рис.2.7) визначаються аналогічно 1-го варіанту

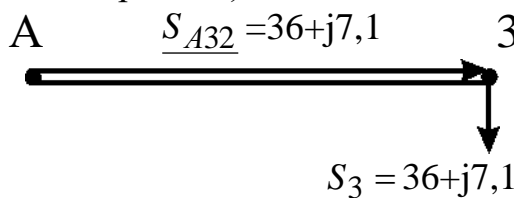


Рисунок 2.6 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-3 (варіант мережі 2)

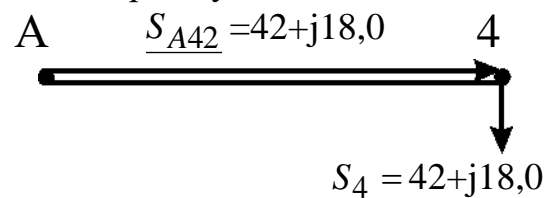


Рисунок 2.7 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-4 (варіант мережі 2)

Оптимальна величина номінальної напруги мережі може бути визначена лише шляхом техніко-економічних розрахунків варіантів з різними номінальними напругами. Однак у ряді випадків (у тому числі в даному дипломному проекті) досить обмежитися вибором величини раціональної напруги. Величина напруги (кВ) може бути визначена по формулі Стіла:

$$U_p = 4,34 \sqrt{l_{\text{діл}} + 16 \frac{P_{\text{діл}}}{n}}, \quad (2.21)$$

де $l_{\text{діл}}$ - довжина ділянки ЛЕП, км;

$P_{\text{діл}}$ потужність, що протікає на ділянці, МВт;

n – кількість рівнобіжних ланцюгів (чи ЛЕП) на ділянці.

У дипломному проекті розрахунок раціональної напруги виконується по потужності і довжині головної ділянки кожного варіанта електропостачання ВН. У кільцевій мережі розрахунок виконується для обох головних ділянок. Розрахункові значення напруги округляються до найближчих номінальних значень. Результати розрахунку приводяться в табл.2.1. У цій же таблиці необхідно привести розрахунок номінальної напруги в мережі зовнішнього електропостачання (якщо ця мережа є). Його величина визначається за значенням розрахункового активного навантаження на район (P_p) (див. п. 1.2) і відстані між джерелом живлення ДЖ і вузловою підстанцією ВП.

За результатами розрахунків виконується аналіз і приймаються остаточні значення $U_{\text{ном}}$ в схемах зовнішнього і внутрішнього електропостачання. Якщо в схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги й обоє значення нижче $U_{\text{ном}}$ в схемі зовнішнього електропостачання, то в схемі внутрішнього електропостачання варто прийняти одну ступінь напруги - більш високу. У цьому випадку вузлова підстанція ВП виходить знижувальною. Якщо ж у схемі внутрішнього електропостачання дві номінальні напруги і величина одного з них дорівнює $U_{\text{ном}}$ в схемі зовнішнього електропостачання, то варто прийняти обох

напруг (ВП буде знижувально-розподільної). При однакових значеннях номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуєності варіанта) можуть служити переріз сталевалюмінієвих проводів, розрахованих по економічній щільності струму (у нормальному режимі при максимальних навантаженнях), а також найбільші втрати напруги в нормальному і післяаварійних режимах роботи ЛЕП.

Таблиця 2.1 – Вибір номінальної напруги в схемах

Варіант	Ділянка	Довжина ділянки, l_{dil} , км	Активна потужність, що протікає на ділянці P_{dil} , МВт	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Величина розрахункової напруги U_p , кВ	Вибрана $U_{нділ}$ кВ
1	A-1	39,6	56,2	1	133	150
	A-2	53,9	43,8	1	119	150
	1-2	62,7	2,2	1	43	150
	A-3	138,6	36	2	39	150
	A-4	91,3	42	2	90	150
2	A-1	39,6	54	2	90	150
	A-2	53,9	46	2	94	150
	A-3	138,6	36	2	89	150
	A-4	91,3	42	2	90	150

2.2. Розрахунок перерізів проводів

Згідно ПУЕ переріз проводів F , мм², вибирається по економічній щільності струму $j_{ек}$:

$$F = \frac{I}{j_{ек}}, \quad (2.22)$$

де I - робочий струм на ділянці мережі в нормальному режимі роботи, А,

$$I = \frac{S_{\text{діл}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n}; \quad (2.23)$$

де $S_{\text{діл}}$ – повна потужність ділянки мережі в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_{\text{діл}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}; \quad (2.24)$$

U_n - номінальна напруга на ділянці, кВ;

n – кількість рівнобіжних ланцюгів (ЛЕП) на ділянці.

Наприклад, для ділянки А-1 варіанту мережі № 1 повна потужність, МВА,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (56,2^2 + 40,7^2)^{1/2} = 69,4$$

Робочий струм на ділянці А-1 варіанту мережі № 1 в нормальному режимі роботи, А,

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 69,4 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 150 \cdot 1) = 267,4;$$

Значення економічної щільності струму $j_{ек}$ приймається по нормах ПУЕ [1] у залежності від струмопровідного матеріалу, конструкції провідника і числа годин T_m використання максимального навантаження (табл. А.1).

Приймаємо економічну щільність струму для алюмінієвого проводу і числа годин $T_m = 8280$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{ек} = 1 \quad \text{А/мм}^2.$$

Переріз проводів F , мм², на ділянці А-1 варіанту мережі 1 вибирається по економічній щільності струму $j_{ек}$:

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{ек}} = 267,4/1 = 267$$

Отримані значення перерізів проводів округляють до найближчих стандартних (табл. А.5). При застосуванні залізобетонних опор марки проводів ЛЕП 35 кВ повинні укладатися в межі АС-95/16 – АС-150/24, ЛЕП 110 кВ – у межі АС-70/11 – АС-240/32, ЛЕП 220 кВ – у межі АС-240/32 – АС-500/64.

Перевірка за умовою відсутності втрат на корону виконується в мережі зі $U_{ном} \geq 110$ кВ спрощено - з урахуванням мінімальних перерізів припустимих до використання по ПУЕ. Зведення про їх приведені в табл. А.2.

Перевірка марок сталюалюмінієвих проводів по механічній міцності повинна вироблятися з урахуванням області їхнього застосування по ПУЕ в залежності від відношення реальних перетинів алюмінієвої (А) і сталевий (С) частин проводу і товщини стінки ожеледі (табл. А.3). Товщина стінки ожеледі приводиться в [1] (чи в табл. А.4) у залежності від району по ожеледі і повторюваності події (1 раз у 10 років для повітряних ліній 6-330 кВ).

Результати розрахунку перерізів проводів приводяться в табл. 2.2.

Обрані проводи повинні задовольняти: умовам відсутності втрат енергії на корону; механічній міцності; припустимому нагріванню в післяаварійном режимі; припустимій втраті напруги в післяаварійном режимі.

Таблиця 2.2 – Розрахунок перерізів по економічній щільності струму

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА	Номінальна напру-га, $U_{нділ}$, кВ	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Робочий струм на ділянці, I , А	Переріз провoda, F , мм ²	Прийнята марка провoda	Припустимий тривалий струм А	Активний опір провoda при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір провoda на 1 км, x_0 , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См
1	A-1	56,2	40,7	69,4	150	1	267,4	267	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	43,8	29,8	53,0	150	1	204,2	204	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	1-2	2,2	-0,1	2,2	150	1	8,5	9	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	36	7,1	36,7	150	2	70,7	71	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	42	18,0	45,7	150	2	88,1	88	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
2	A-1	54	40,8	67,7	150	2	130,4	130	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	A-2	46	29,7	54,8	150	2	105,6	106	АС-120/19	390	0,249	0,427	2,66
	A-3	36	7,1	36,7	150	2	70,7	71	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	42	18,0	45,7	150	2	88,1	88	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61

2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання

Перевірка за цих умов виконується для найбільш важких післяаварійних режимів. У магістрально-радіальних мережах для дволанцюгових ліній – це обрив одного ланцюга. У цьому режимі струм на кожній ділянці буде дорівнює $I_{ав} = 2 \cdot I$. Для замкнутої одноланцюгової лінії (у кільцевих мережах) – обрив проводів на ділянці з найбільшою потужністю. Для розрахунку післяаварійних потужностей, струмів приводяться розрахункові схеми для післяаварійних режимів. Для варіанту 1 вони зображені на рис. 2.8, 2.9, 2.10, для варіанту 2 - на рис. 2.11-2.14.

Струм на кожній ділянці мережі $I_{ав}$ порівнюється з довгостроково допустимим струмом $I_{дон}$ для відповідної марки проводу. Провід не буде перегріватися, якщо виконується умова

$$I_{ав} < I_{дон} \quad (2.25)$$

Перевіримо умови нагрівання для найбільш важкого післяаварійного режиму для замкнутої одноланцюгової лінії А-1-2-А (варіант мережі №1, рис. 1.3). Розрахункова схема при обриві проводів на ділянці А-2 з найбільшою потужністю приведена на рис. 2.8.

Активна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВт,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 54 + 46 = 100,0.$$

Реактивна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВАр,

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 40,8 + 29,7 = 70,5.$$

Повна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі для варіанта 1, МВА,

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (100,0^2 + 70,5^2)^{0,5} = 122,4.$$

Струм на ділянці А-1 в аварійному режимі для варіанта 1

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 122,4 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 150) = 472 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 472 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

Результати перевірки за нагріванням приводяться в табл. 2.3

Таблиця 2.3 – Перевірка прийнятих марок проводів по нагріванню

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, табл.2.2	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, табл.2.2	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, табл.2.2	Номінальна напруга, U_n , кВ, табл.2.1	Кількість ланцюгів на ділянці, n	Аварійний струм на ділянці, $I_{ав}$, А, формула (2.23) при $n=1$	Допустимий струм, $I_{доп}$, А, табл.2.2
1	А-1	100,0	70,5	122,4	150	1	472	605
	А-2	Обрив	0	0,0	150	1	0	605
	1-2	46	29,7	54,8	150	1	211	265
	А-3	36	7,1	36,7	150	2	71	330
	А-4	42	18,0	45,7	150	2	88	330
2	А-1	54	40,8	67,7	150	2	130	450
	А-2	46	29,7	54,8	150	2	106	390
	А-3	36	7,1	36,7	150	2	71	330
	А-4	42	18,0	45,7	150	2	88	330

Всі марки проводів умовам нагрівання задовольняють. Якщо на якій-небудь ділянці мережі післяаварійний струм перевищує довгостроково

припустимий, то на цій ділянці варто збільшити переріз проводу до виконання умови $I_{ав} \leq I_{дон}$.

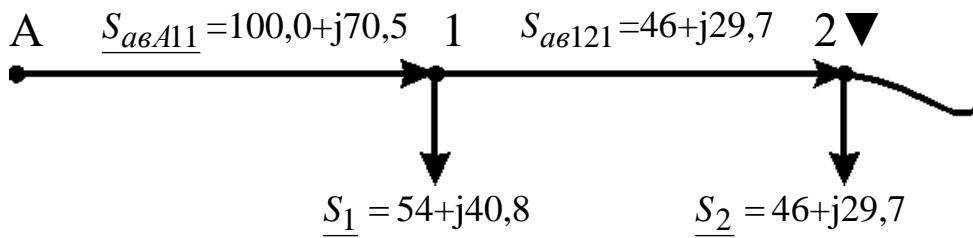


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

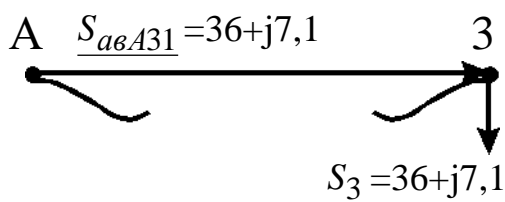


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

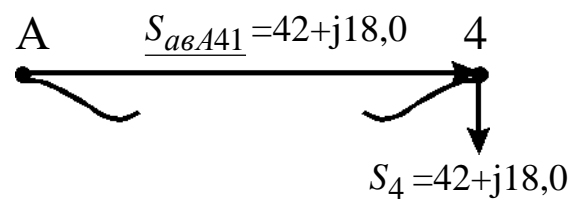


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

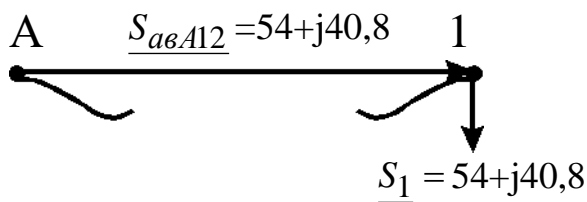


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

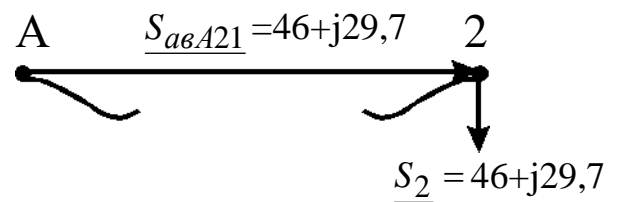


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

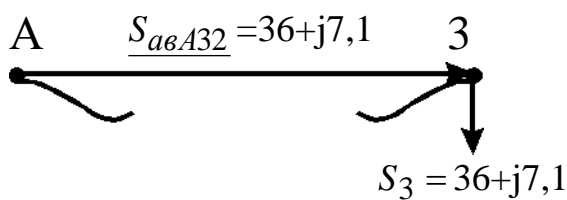


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

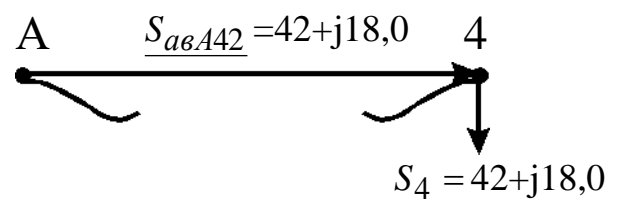


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

2.4. Розрахунок параметрів ліній

Для ділянки А-1 (1-й варіант) активний опір одного ланцюга, Ом,

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 39,6 = 4,8. \quad (2.26)$$

де r_{0i} - активний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5);

l_{A1} - довжина ділянки А-1, км.

Індуктивний опір одного ланцюга лінії для ділянки А-1 (1-й варіант), Ом,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 39,6 = 16,0. \quad (2.27)$$

де x_{0A1} - індуктивний опір 1-го км 1-го ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5)

Зарядна ємна потужність для ділянки лінії А-1 (1-й варіант), МВАр,

$$Q_{\epsilon A1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{\text{діл}A1} \cdot n_{A1} = 150^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 39,6 \cdot 1 = 2,50, \quad (2.28)$$

де b_{0A1} - ємна провідність 1 км одного ланцюга ділянки А-1 (із табл. А.5),

n_{A1} - кількість ланцюгів лінії. Розрахунок зводимо до табл. 2.4.

Таблиця 2. 4 – Розрахунок параметрів ліній

Варіант	Ділянка мережі	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом	Довжина ділянки, $l_{\text{діл}}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{\text{ланц}}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, $b_0 \cdot 10^{-6}$, См	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, $Q_{\epsilon i}$, МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	39,6	4,8	16,0	2,81	2,50
	A-2	1	0,120	0,405	53,9	6,5	21,8	2,81	3,41
	1-2	1	0,428	0,444	138,6	59,3	61,5	2,55	7,95
	A-3	2	0,306	0,434	91,3	27,9	39,6	2,61	10,72
	A-4	2	0,306	0,434	39,6	12,1	17,2	2,61	4,65
2	A-1	2	0,198	0,420	39,6	7,8	16,6	2,70	4,81
	A-2	2	0,249	0,427	53,9	13,4	23,0	2,66	6,45
	A-3	2	0,306	0,434	91,3	27,9	39,6	2,61	10,72
	A-4	2	0,306	0,434	39,6	12,1	17,2	2,61	4,65

2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги

Для забезпечення нормальних умов роботи споживачів електроенергії необхідно, насамперед, забезпечити належну величину напруги у вузлових пунктах мережі. Для цього звичайно обмежують втрати напруги в мережі при максимальних навантаженнях як у нормальному, так і в післяаварійному режимах. Так, у мережах 35 – 110 кВ у нормальному режимі $\Delta U_{дон} \leq 7,5\%$, а в післяаварійних режимах - $\Delta U_{авдон} \leq 15\%$ [2]. У дипломному проекті перевірка виконується в післяаварійному режимі. Розрахункові схеми приведені на рис. 2.8 – 2.14.

Втрата напруги на кожній ділянці мережі визначається по попередньому розподілу потужності і номінальній напрузі,:

$$\Delta U_{діл} = \frac{P_{діл} \cdot R_{авділ} + Q_{діл} \cdot X_{авділ}}{U_{ном}} \text{ кВ}, \quad (2.29)$$

де $P_{діл}, Q_{діл}$ - активна і реактивна потужності на ділянках мережі;

$R_{авділ}, X_{авділ}$ - активний і реактивний опори ділянки мережі в післяаварійному режимі, Ом.

$$R_{авділ} = \frac{R_{ланц}}{n}; \quad X_{авділ} = \frac{X_{ланц}}{n}. \quad (2.30)$$

В аварійному режимі дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга $n=1$

Опір ланцюгів розраховуються по погонних опорах (r_0, x_0) 1 км проводу, значення яких визначаються для даної марки проводу по (2.26, 2.27) табл. 2.4

$$R_{ланц} = r_0 \cdot l_{діл} \quad X_{ланц} = x_0 \cdot l_{діл} \quad (2.31)$$

Активний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 4,8/1 = 4,8.$$

Реактивний опір ділянки мережі А-1 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 16,0/1 = 16,0.$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (100,0 \cdot 4,8 + 70,5 \cdot 16,0) / 150 = 10,7.$$

Активний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 59,3/1 = 59,3.$$

Реактивний опір ділянки мережі 1-2 в післяаварійному режимі для варіанту мережі 1, Ом,

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 16,0/1 = 16,0.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, кВ,

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (46 \cdot 59,3 + 29,7 \cdot 16,0) / 150 = 30,4.$$

Визначаються втрати напруги від центра живлення ЦЖ до кожного кінцевого пункту мережі як сума втрат напруги на всіх ділянках, послідовно розташованих між центром живлення ЦЖ і кінцевим пунктом мережі.

Втрати напруги в % визначаються:

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% . \quad (2.32)$$

Втрата напруги на ділянці А-1 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 10,7 \cdot 100 / 150 = 7,1.$$

Втрата напруги на ділянці 1-2 для варіанта мережі 1, %,

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 30,4 \cdot 100 / 150 = 20,3.$$

Якщо втрата напруги в схемі перевищує припустиму величину, то в цій схемі на одному чи декількох ділянках варто збільшити переріз проводу. Якщо ця міра не приводить до бажаного результату, то варто прийняти у варіанті більш високу ступінь напруги, чи переглянути прийнятий варіант мережі. У цьому випадку варто повторити розрахунок і вибір нових марок проводів і виконати їхню перевірку за всім умовам.

Для ділянки А-1-2 (див. рис. 2.10) найбільша втрата напруги визначається %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 7,1 + 20,3 = 27,4\% > 15\%. \quad (2.32)$$

У зв'язку з тим, що на ділянці А-1-2 втрати напруги перевищують допустимі, схема варіанту 1 не задовольняє допустимої втрати напруги 15%.

Результати перевірки мереж по втраті напруги приводяться в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Перевірка мереж по втраті напруги

Варіант	Ділянка мережі	Марка проводу	Активний опір проводу при 20 град. С на 1 км, r_0 Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір проводу на 1 км, x_0 , Ом, (табл.. 2.4)	Довжина ділянки, $l_{дiл}$ км (табл.. 2.4)	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом (табл.. 2.4)	Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом (табл.. 2.4)	Активна потужність на ділянці, $P_{дiл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{дiл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)	
1	A-1	АС-185/29	0,120	0,405	39,6	4,8	16,0	100,0	70,5	10,7	7,1	
	A-2	АС-150/24	0,120	0,405	53,9	Обрив						
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	138,6	59,3	61,5	46	29,7	30,4	20,3	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	91,3	27,9	39,6	36	7,1	8,6	5,7	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	39,6	12,1	17,2	42	18,0	5,5	3,7	
2	A-1	АС-70/11	0,198	0,420	53,9	10,7	22,6	54	40,8	10,0	6,7	
	A-2	АС-240/32	0,249	0,427	138,6	34,5	59,2	46	29,7	22,3	14,9	
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	91,3	27,9	39,6	36	7,1	8,6	5,7	
	A-4	АС-95/16	0,306	0,434	39,6	12,1	17,2	42	18,0	5,5	3,7	

2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Установка на підстанції двох однакових трансформаторів забезпечує мінімально необхідну надійність електропостачання споживачів I і II категорії і є економічно найбільш доцільним рішенням. При відключенні одного трансформатора перевантаження другого трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%. Необхідна потужність трансформаторів ($S_{необх}$) дорівнює

$$S_{необх} = (0,6 - 0,8) \cdot S = 0,7 \cdot S, \quad (2.33)$$

де S - повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень.

Для вузла №1 повна потужність вузла навантаження в режимі максимальних навантажень, МВА,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 54 / 0,798 = 67,7.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 67,7 = 47,4.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДЦН-63000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 63 \text{ МВА.}$$

Якщо один із вибраних трансформаторів відключається в аварійному режимі, то перевантаження другого вибраного трансформатора, що залишається у роботі, не повинно перевищувати 40%.

Величина перевантаження визначається в аварійному режимі:

$$\Delta S = \frac{S_M - S_{нт}}{S_{нт}} \cdot 100\% \quad (2.34)$$

Для вузла №1 величина перевантаження в аварійному режимі

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (67,7 - 63) \cdot 100 / 63 = 7,5 \% \leq 40\%.$$

Дотримання умова (2.34) дозволяє зберегти термін служби ізоляції трансформатора в межах нормативного. Параметри трансформатора беремо із таблиць А.6, А.7.

Результати розрахунку при виборі трансформаторів приводяться в табл. 2.6., вибір трансформаторів – у табл. 2.7.

$U_{2ном},$

Таблиця 2.6 - Результати розрахунку при виборі трансформаторів

Найменування вузла	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт, табл.1.1	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр, табл.1.1	Повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	Необхідна потужність трансформатора, $S_{необ}$, МВА	Стандартна напруга ділянки, що живить трансформатор, $U_{діл}$, кВ, табл.2.1	Вторинна номінальна напруга, U_{III} , кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	54	40,8	67,7	47,4	150	10
2	46	29,7	54,8	38,4	150	6
3	36	7,1	36,7	25,7	150	10
4	42	18,0	45,7	32,0	150	10

Таблиця 2.7

Вибір трансформаторів

Найменування вузла	Трансформатор	Номінальна потужність, S_n , МВА	Середня номінальна напруга, кВ	Напруга короткого замикання U_k , %	Втрати короткого замикання P_k , кВт	Втрати холостого ходу, P_x , кВт	Струм холостого ходу, I_x , %	Розрахункова вартість, тис. грн.	Активний опір трансформатора, R_T , Ом	Реактивний опір трансформатора, X_T , Ом	Реактивна потужність трансформатора, що намагнічує, Q_c , квар	Границі регулювання напруги, %			Величина перевантаження трансформатора в аварійному режимі, ΔS_T , %
1	ТРДЦН-63000/110	63	115/6,3	10,5	260	59	0,6	680	0,87	22	378	$\pm 9 \times$	1,78	%	7,5
2	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	37,0
3	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	-8,2
4	ТРДН-40000/110	40	115/6,3	10,5	172	36	0,65	545	1,42	34,7	260	$\pm 9 \times$	1,78	%	14,3

2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії

Втрати складаються із втрат у лініях і у трансформаторах.

2.7.1. Втрати потужності на ділянках у лініях визначаються, МВт:

$$\Delta P_{\text{ділі}} = \left(\frac{S_{\text{діл}}}{U_{\text{ділн}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланц}}}{n}, \quad (2.35)$$

де - $S_{\text{ділі}}$ - повна потужність ділянки, МВА

$$S_{\text{ділі}} = \sqrt{P_{\text{діл}}^2 + Q_{\text{діл}}^2}. \quad (2.36)$$

$U_{\text{ділн}}$ - стандартна напруга ділянки, кВ, (приведено у табл. 2.1.);

$R_{\text{ланц}}$ - активний опір одного ланцюга на ділянці, (табл. 2.5.);

n - кількість ланцюгів на ділянці, (табл. 2.5.);

$P_{\text{діл}}$ - активна потужність ділянки, МВт, (табл. 2.5.);

$Q_{\text{діл}}$ - реактивна потужність ділянки, МВАр, (табл. 2.5.).

Наприклад, повна потужність ділянки А-1, варіант1, МВт,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (56,2^2 + 40,7^2)^{0,5} = 69,4.$$

Втрати потужності на ділянці А-1 (варіант 1), МВт,

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (69,4/150)^2 \cdot 4,8/1 = 0,34,$$

Втрати електроенергії на ділянці мережі визначаються:

$$\Delta W_{\text{діл}} = \Delta P_{\text{діл}} \cdot \tau, \quad (2.36)$$

де τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8280/10000)^2 \cdot 8760 = 7939. \quad (2.37)$$

де $T_{\text{м}}$ - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,34 \cdot 7939 = 8153 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

Результати розрахунку втрат потужності й електроенергії в ЛЕП приводяться в табл. 2.8.

2.7.2. Втрати у трансформаторах. При розрахунку втрат потужності в трансформаторах доцільно визначити втрати активної потужності в сталі (наприклад для вузла №1), МВт,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден.} \cdot 10^{-3} = 0,118. \quad (2.38)$$

де n_{mp1} - кількість однотипних трансформаторів на підстанції, шт. У нашому прикладі $n_{mp1} = 2$.

P_{x1} - номінальні втрати холостого ходу трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл. 2.7.

втрати активної потужності в міді трансформаторів для вузла №1, МВт

$$\Delta P_{m1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{k1} \cdot \left(\frac{S_{m1}}{S_{n1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) 260,0 \cdot 10^{-3} \cdot (67,7/63,0)^2 = 0,150 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

де P_{k1} - номінальні втрати короткого замикання трансформатора для вузла №1 (каталожні данні), кВт, із табл.2.7,

S_1 - споживана повна потужність навантаження вузла №1 у максимальному режимі, МВА, (табл. 2.6);

S_{n1} - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

Таблиця 2.8 – Розрахунок втрат потужності на ділянках у лініях

Варіант	Ділянка мережі	Активна потужність ділянки, $P_{діл}$, МВт, (табл. 2.6)	Реактивна потужність ділянки, $Q_{діл}$, МВАр, (табл. 2.6)	Повна потужність ділянки, $S_{діл}$, МВА, (табл. 2.6)	Номінальна напруга, U_n , кВ, (табл. 2.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.1)	Активний опір одного ланцюга на ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Втрати потужності на ділянці, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати потужності на всіх ділянках мережі, $\Delta P_{діл}$, МВт	Втрати електроенергії на ділянках, $\Delta W_{діл}$, МВт·год	Втрати електроенергії у мережі, $\Delta W_{діл}$, МВт·год/рік
1	A-1	56,2	40,7	69,4	150	1	4,8	1,027	3,25	8153	25786
	A-2	43,8	29,8	53,0	150	1	6,5	0,811		6439	
	1-2	2,2	-0,1	2,2	150	1	59,3	0,013		103	
	A-3	36	7,1	36,7	150	2	27,9	0,835		6629	
	A-4	42	18,0	45,7	150	2	12,1	0,562		4462	
2	A-1	54	40,8	67,7	150	2	7,8	0,794	3,09	6304	24492
	A-2	46	29,7	54,8	150	2	13,4	0,894		7097	
	A-3	36	7,1	36,7	150	2	27,9	0,835		6629	
	A-4	42	18,0	45,7	150	2	12,1	0,562		4462	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,118 + 0,150 = 0,268. \quad (2.40)$$

Втрати електроенергії в трансформаторах окремої підстанції визначаються, МВт·год :

$$\Delta W_{mp} = \Delta W_{cm} + \Delta W_m = \Delta P_{cm} \cdot T + \Delta P_m \cdot \tau, \quad (2.41)$$

де T – час роботи трансформаторів у році, 8760 годин;

τ - час максимальних втрат, годин,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 8280/10000)^2 \cdot 8760 = 7939, \quad (2.42)$$

де $T_{\text{спож}}$ - тривалість використання максимального навантаження споживачив, у проекті

$$T_{\text{спож}} = T_m = 8280 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,118 \cdot 8760 + 0,150 \cdot 7939 = 2224,5.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

Таблиця 2.9 – Розрахунок втрат потужності у трансформаторах

Найменування вузла	
Споживана повна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, S , МВА	
Номінальна потужність трансформатора у вузлі по каталогу, S_n , МВА,	
Номінальні втрати холостого ходу у трансформаторі, P_{xx} , кВт	
Номінальні втрати короткого замикання у трансформаторі, $P_{кз}$, кВт	
Втрати потужності в сталі трансформаторів вузла, $\Delta P_{ст}$, МВт	
Втрати потужності в міді трансформаторів вузла, ΔP_m , МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах вузла, $\Delta P_{тр}$, МВт	
Сумарні втрати потужності в трансформаторах мережі, $\Delta P_{трмер}$, МВт	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах вузла, $\Delta W_{тр}$, МВт·год./рік	
Сумарні втрати електроенергії в трансформаторах мережі, $\Delta W_{трмер}$, МВт·год./рік	

1	67,7	63,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	260,0	0,118	0,150	0,268	0,829	2224,5	6855,6
2	54,8	40,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	172,0	0,072	0,161	0,233		1908,9	
3	36,7	40,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	172,0	0,072	0,072	0,144		1202,3	
4	45,7	40,0	Ошибка! Источник ссылки не найден.	172,0	0,072	0,112	0,184		1519,9	

2.7.3. Втрати в електричній мережі визначаються:

$$\Delta P_{мер} = \Delta P_{дiлмер} + \Delta P_{тр}, \quad (2.43)$$

де $\Delta P_{л}, \Delta P_{тр}$ - втрати в лініях і в трансформаторах, (табл.2.8, 2.9).

Втрати потужності для варіанту 1, МВт,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 3,25 + 0,829 = 4,08. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 3,09 + 0,829 = 3,92. \quad (2.45)$$

Втрати електроенергії для варіанту 1 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 25786,00 + 6855,6 = 32642. \quad (2.46)$$

Втрати електроенергії для варіанту 4 (табл.2.8, 2.9), МВт/рік,

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 24492,00 + 6855,6 = 31348. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1. Вибір компенсаційних пристроїв

Однією з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. При цьому мережа вище підключення компенсуючи пристроїв (КП) розвантажується від протікання реактивної потужності. Це веде до зменшення струму в мережі і, як наслідок, до зменшення втрат активної потужності ΔP , зменшення втрат електроенергії ΔW , зменшення втрат напруги ΔU . Вибір потужності регламентується [4, 5]. З економічної точки зору найбільш економічною є споживана реактивна потужність вузлом навантаження $Q_{ек}$, яка визначається за формулою:

$$Q_{ек} = P \cdot tg\varphi_{ек} \quad (3.1)$$

де P - максимальне значення активної потужності вузла навантаження;

$tg\varphi_{ек}$ - економічне значення тангенса, що задається для енергосистеми в залежності від вищої напруги мережі. Для живильної напруги 35 кВ $tg\varphi_{ек}=0,23$; 110 кВ – $tg\varphi_{ек}=0,28$; 220 кВ – $tg\varphi_{ек}=0,32$.

Для мережі $U_H=150$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,32$$

Для отримання економічного значення $tg\varphi_{ек}$ в мережі, що проектується, треба установити компенсуючи пристрої (КП) біля споживачів (на підстанціях) на стороні низької напруги. Реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП визначається за формулою:

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

де Q - максимальне значення реактивної потужності вузла навантаження.

Очевидно, що якщо $Q \leq Q_{ек}$, то необхідності в компенсації реактивної потужності немає.

Найчастіше на споживчих підстанціях у якості компенсуючих пристроїв КП використовуються конденсаторні батареї у виді комплектних установок типу КУ. Згідно [6, 7] їхні потужності $Q_{уст}$ рівні: при вторичної (низької) напруги

$U_{2н}=6$ кВ – 0,3; 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр;

при $U_{2н}=10$ кВ – 0,4; 0,45; 0,675; 0,9; 1,125; 1,35; 1,8; 2,7 МВАр.

У випадку $Q_{кпр} \leq Q_{кп \min}$, компенсуючий пристрій КП не встановлюється.

Визначивши розрахункове значення потужності компенсуючих пристроїв $Q_{кпр}$, необхідно підібрати комплектні конденсаторні установки для її реалізації, або визначити кількість окремих конденсаторів, якими розрахункова потужність компенсуючи пристроїв КП може бути реалізована. Якщо підстанція 2-х трансформаторна, то при виборі комплектних КП необхідно пам'ятати, що вони повинні бути рознесені на підстанції на дві секції шин зі стороги низької напруги 6-10 кВ, тобто їхня кількість повинна бути кратна двом. При визначенні кількості окремих конденсаторів число їх повинне бути кратне 6, тому що вони будуть рівномірно рознесені по фазах і по секціях шин.

Таким чином, потужність компенсуючих пристроїв КП розподіляється нарівно на кожну секцію шин 6-10 кВ підстанції ПС, тобто кількість однотипних КП повинна бути кратна 2 при двохобмотувальних чи трьохобмотувальних трансформаторах, чи автотрансформаторах, встановлюваних на підстанції ПС (наприклад, типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН,

АТДЦТН), і кратно 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою нижчої напруги (типу ТРДН).

У подальших розрахунках варто враховувати не розрахункову потужність компенсуючих пристроїв $Q_{кпн}$, а встановлену $Q_{кпн}$.

Потужність споживачів після компенсації реактивної потужності в узлі навантаження визначається:

$$S_{кпн} = P + j(Q - Q_{ек}).$$

Економічна споживана реактивна потужність вузлом навантаження №1 $Q_{ек1}$ визначається:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 54 \cdot 0,32 = 17,3 \text{ МВАр.}$$

Розрахункова реактивна потужність компенсуючих пристроїв КП для вузла навантаження №1 визначається:

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 40,8 - 17,3 = 23,5 \text{ МВАр.}$$

Вибираємо трифазні конденсаторні установки для напруги $U_{2н} = 10$ кВ типу КУ потужністю

$$Q_{уст1} = 2,7 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу [ТРДЦН-63000/110](#) двох обмоточного з розщепленням вторинної обмотки (буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 4 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 8 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 8 \cdot 2,7 = 21,6 \text{ МВАр.}$$

Різниця між потрібною потужністю компенсуючих пристроїв $Q_{кроз1}$ і фактичною потужністю компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((23,5 - 21,6) / 21,6) \cdot 100\% = 8,8\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 40,8 - 21,6 = 15,1 \text{ МВАр.}$$

Розрахунок компенсації реактивної потужності і вибір компенсуючих пристроїв приведено у табл. 4.1.

Із джерел [6, 7], із табл. А.12 – А.13 підбираємо компенсуючі пристрої із конденсаторних батарей і конденсаторів таким чином, що різниця між потрібної потужністю компенсуючих пристроїв КП в мережі (на всіх підстанціях) $Q_{кпрсум}$ і потужністю встановлених КП $Q_{кпрнсум}$ не перевищувала 5%. При такому виборі (наборі) компенсуючих пристроїв у табл.3.1 допускаємо, що $Q_{кроз} = Q_{кф}$.

Таблиця 3.1 – Компенсація реактивної потужності

Номер підстанції	Активна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, P , МВт	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\varphi_{ек}$	Економічна реактивна потужність у вузлі навантаження, $Q_{ек}$, МВАр	Реактивна потужність компенсуючих пристроїв, $Q_{кроз} = Q_{факт}$, МВАр	Активна і реактивна потужності навантаження вузла у максимальному режимі, $P+jQ_{крп}$, МВА
1	54	40,8	0,28	15,1	25,7	54 +j 15,1
2	46	29,7		12,9	16,8	46 +j 12,9
3	36	7,1		10,1	-3,0	36 +j 10,1
4	42	18,0		11,8	6,2	42 +j 11,8

РОЗДІЛ 4

РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ

Розрахунок основних режимів виконують для визначення потоків у лініях і трансформаторах, напруг у вузлових точках мережі, вибору методів регулювання напруги.

До основних режимів відносять: режим максимального навантаження, мінімального навантаження і найбільш важкий післяаварійний режим.

4.1. Режим максимального навантаження

Розрахунок починають зі складання схем заміщення, опорів та провідностей. Для ліній (ділянок) ці параметри визначені, вони приведені у табл. 2.12. Спочатку зображується вихідна схема в однолінійному виконанні (рис. 4.2а). Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні. На схемі вказується довжина кожної ЛЕП, марка проводу і кількість ланцюгів, тип і кількість трансформаторів на ПС, навантаження вузлів у режимі максимальних навантажень після установки компенсаційних пристроїв КП.

Далі розраховуються втрати потужності в двохобмотувальних трансформаторах споживчих підстанцій. Вони необхідні не тільки для визначення розрахункових навантажень, але і для оцінки ефективності заходів щодо зменшення втрат потужності в трансформаторах. Доцільно визначити окремо втрати в сталі й у міді. Схема заміщення трансформатора приведена на рис. 4.1.

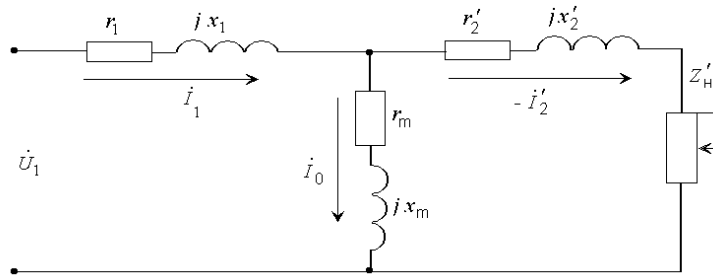


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

Розрахункові параметри схеми заміщення трансформаторів. Якщо на підстанції встановлено трансформатори з розчепленням вторинної обмотки, то вони вводяться в схему як звичайні двохобмотувальні.

Активний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{BH}^2}{10^3 \cdot S_H^2} \quad (4.1)$$

Реактивний опір обмоток трансформатора визначаємо, Ом:

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_H^2} \quad (4.2)$$

Для трансформаторів з розчепленням вторинної обмотки, Ом

$$X_T^{розч} = \frac{2U_k \cdot U_{BH}^2}{10^2 \cdot S_H^2} \quad (4.2a)$$

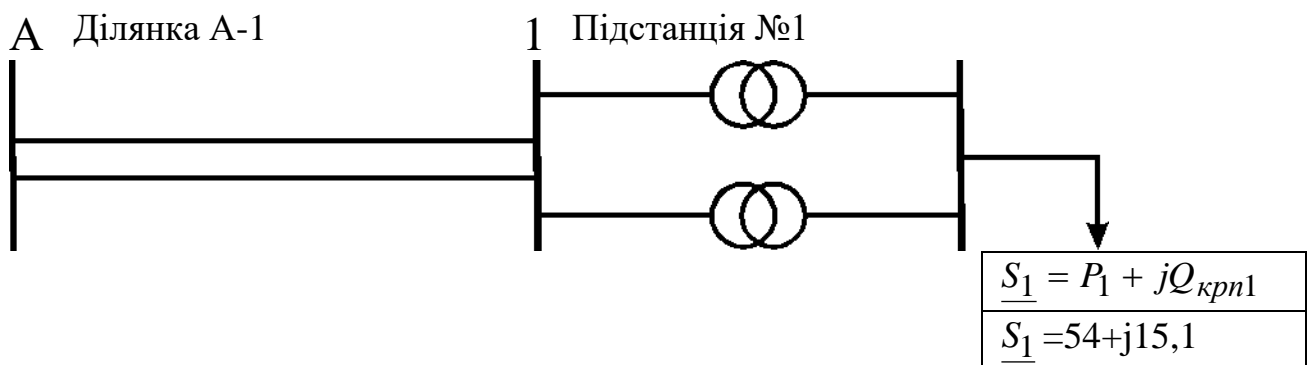


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

$$Q_c = \frac{I_x}{100} \cdot S_H. \quad (4.3)$$

Складемо початкову схему заміщення. Замість ємнісної провідності введемо зарядну потужність лінії. В схемі заміщення трансформатора замість шунта намагнічування врахуємо гілку $\Delta S_x = P_x + jQ_c$. Два ланцюга лінії, два трансформатора на підстанції замінимо еквівалентними

$$R_{\text{ділекв}} = \frac{R_{Ai}}{2}; \quad X_{\text{ділекв}} = \frac{X_{Ai}}{2}; \quad R_{\text{Текв}} = \frac{R_{Ti}}{2}; \quad X_{\text{Текв}} = \frac{X_{Ti}}{2}.$$

Далі складаємо схему заміщення з приведеними навантаженнями (рис. 4.2б). Приведеним навантаженням називається навантаження споживачів (навантаження підключено до шин низької напруги НН підстанцій) з урахуванням втрат потужності в обмотках трансформаторів (що називаються навантажувальними) і втрат потужності холостого ходу трансформаторів підстанції.

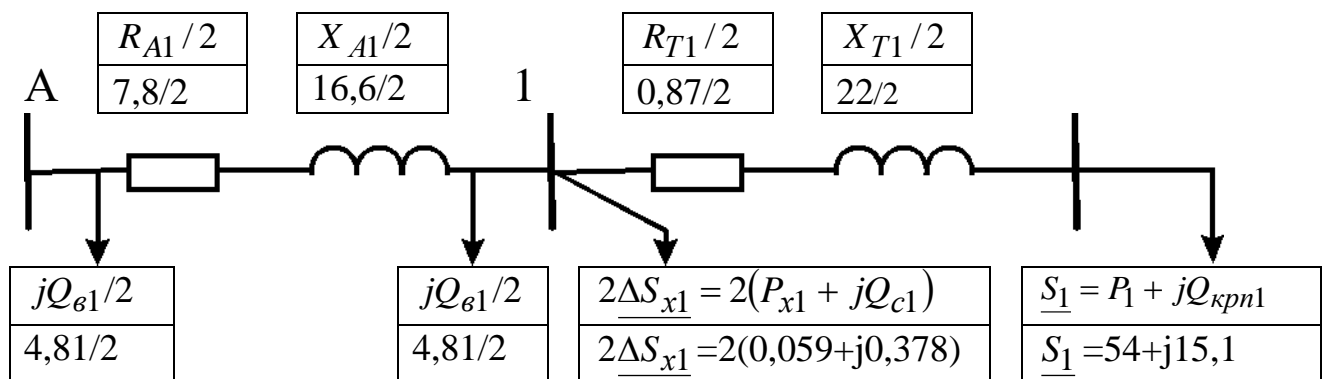


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

На підстанціях встановлено по два трансформатора ($n_{Ti} = 2$).

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВт:

$$P_{вх} = (P + \Delta P_T) = \quad (4.4)$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВАр:

$$Q_{вх} = (Q_{кп} + \Delta Q_T), \quad (4.5),$$

де $Q_{кп}$ - реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі з компенсуючими пристроями (з табл.3.1)

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції визначається, МВА:

$$\underline{S}_{вх} = P_{вх} + jQ_{вх} = (P_M + \Delta P_T) + j(Q_{мкп} + \Delta Q_T), \quad (4.6)$$

де P_M - активна потужність на виході вузла нагртки, МВт, (із табл. 3.1);

$Q_{кп}$ - реактивна потужність на виході вузла нагртки, МВАр, (із табл.3.1);

ΔP_T - втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт;

ΔQ_T - втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр.

Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, МВт, визначаються:

$$\Delta P_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{R_T}{2}, \quad (4.7)$$

для підстанції №1

$$\Delta P_{T1} = ((54^2 + 15,1^2) / 150^2) \cdot 0,87 / 2 = 0,06 \text{ МВт.}$$

Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр, визначаються:

$$\Delta Q_T = \frac{P^2 + Q_{кп}^2}{U_{вн}^2} \cdot \frac{X_T}{2}, \quad (4.8)$$

для підстанції №1 втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, МВАр,

$$\Delta Q_{T1} = ((54^2 + 15,1^2) / 150^2) \cdot 22 / 2 = 1,54.$$

Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (формула 4.4), МВт

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 54 + 0,06 = 54,12.$$

Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції №1 (4.5), МВАр,

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 15,1 + 1,54 = 16,64.$$

Повна потужність на вході в обмотки трансформаторів для підстанції №1 визначається, МВА (4.6)

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (54,12 + j16,64).$$

Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$P_{np} = P_{ex} + 2P_x, \quad (4.12)$$

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 54,12 + 2 \cdot \text{Ошибка! Источник ссылки не найден} \cdot 10^{-3} = 54,24.$$

Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$Q_{np} = Q_{ex} + 2Q_c \quad (4.13)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 16,64 + 2 \cdot 378,0 \cdot 10^{-3} = 17,40.$$

Повна потужність, що приведена до сторони високої напруги, визначається:

$$\underline{S}_{np} = P_{np} + jQ_{np} = (P_{ex} + 2P_x) + j(Q_{ex} + 2Q_c) \quad (4.14)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (54,24 + j17,40).$$

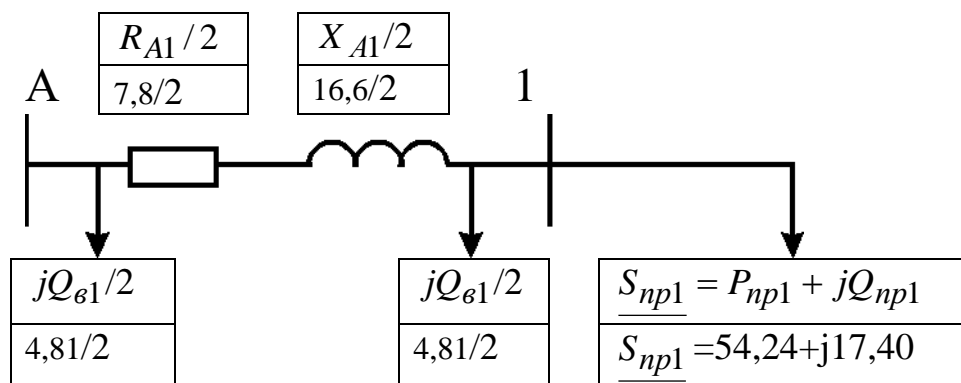


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

В рис. 4.2в немає схем заміщення трансформаторів, але значення потужності, що споживається, в узлах збільшені на значення втрат потужності обмотках і в сердечниках трансформаторів.

Розрахунковим навантаженням називається сума приведеної потужності і зарядних потужностей ліній, що зв'язані з вузлом. Розрахункова активна споживана потужність підстанції, МВт

$$P_p = P_{np} \quad (4.15)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції

$$Q_p = (Q_{np} - Q_e / 2) \quad (4.16)$$

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{e1} / 2 = 17,40 - 4,65 / 2 = 15,00.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

$$\underline{S}_p = P_p + jQ_p = P_{np} + j(Q_{np} - Q_e / 2) \quad (4.17)$$

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (54,24 + j15,00).$$

На рис. 4.2г приведена схема заміщення ділянки А-1 с приведеними навантаженнями

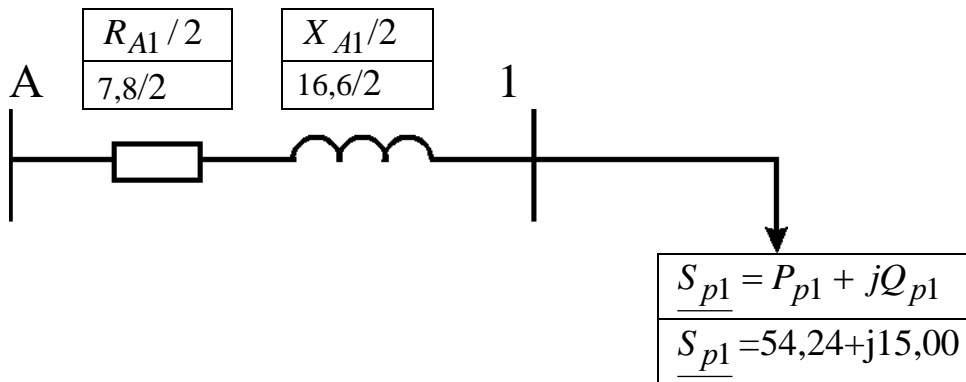


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

Розрахунки для ділянок мережі зводимо до табл. 4.1. Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.5.

Знаючи розрахункові потужності підстанцій, визначаємо потужності без урахування втрат потужностей у лініях (потужність кінця лінії S_k) і потужності з урахуванням втрат у лініях (на початку лінії S_n).

Для ділянки А-1

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 54,24 + j15,00 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

Активна потужність на початку лінії визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{k1} + \Delta P_{A1}. \quad (4.19)$$

Реактивна потужність на початку лінії визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{k1} + \Delta Q_{A1}, \quad (4.20)$$

Повна потужність на початку лінії визначається, МВА:

$$S_{n1} = P_{n1} + jQ_{n1}, \quad (4.21)$$

де ΔP_{A1} - втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт;

ΔQ_{A1} - втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр.

Втрати активної потужності у лінії на ділянці А-1, МВт

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((54,24^2 + 15,00^2) / 150^2) \cdot (4,8/2) = 0,34, \quad (4.22)$$

де R_{A1} - активний опір одного провода ділянки, Ом, (з табл. 2.4, $R_{\text{ланц}}$)

n - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{\kappa 1}^2 + Q_{\kappa 1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((54,24^2 + 15,00^2) / 150^2) \cdot (16,0/2) = 0,55, \quad (5.23)$$

де R_{A1} - активний опір одного провода ділянки, Ом, (з табл. 2.4, $R_{\text{ланц}}$)

n - кількість ланцюгів на ділянці (з табл. 2.4).

Активна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВт:

$$P_{n1} = P_{\kappa 1} + \Delta P_{A1} = 54,24 + j0,34 = 54,58 \quad (4.24)$$

Рактивна потужність на початку лінії А-1 визначається, МВАр:

$$Q_{n1} = Q_{\kappa 1} + \Delta Q_{A1} = 15,00 + j0,55 = 16,13 \quad (4.25)$$

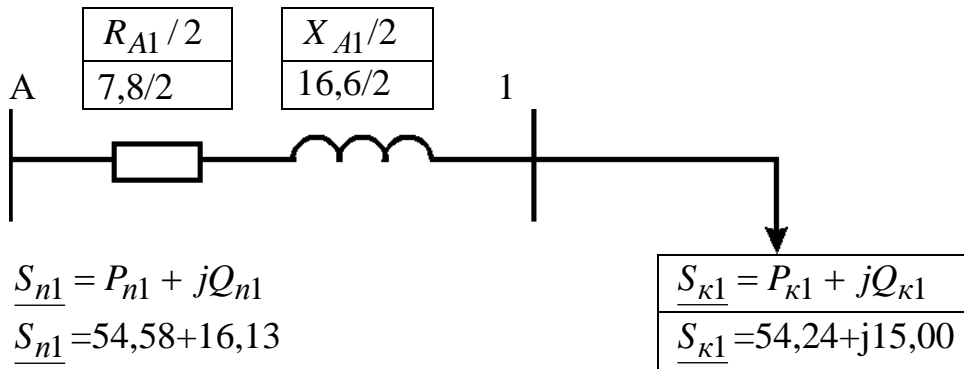


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

Результати розрахунків зводимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.1 – Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція №1	Підстанція №2	Підстанція №3	Підстанція №4
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, (5.1), (табл. 2.7)	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	22	35	35	35
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,059	0,036	0,036	0,036
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,378	0,260	0,260	0,260
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	54	46	36	42
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	15,1	12,9	10,1	11,8
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,12	0,14	0,09	0,12
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	1,54	1,78	1,09	1,48
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, P_{ex} , МВт, (5.4)	54,12	46,14	36,09	42,12
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, Q_{ex} , МВАр, (5.5)	16,64	14,68	11,19	13,28
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	54,24	46,21	36,16	42,19
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	17,40	15,20	11,71	13,80
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	4,81	6,45	10,72	4,65
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	54,24	46,21	36,16	42,19
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	15,00	11,98	6,35	11,48

Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці А-1, МВАр

Таблиця 4.2 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній

Ділянка	Активна потужність кінця лінії, P_k , МВт, (5.18) (табл. 5.1)	Реактивна потужність кінця лінії, Q_k МВАр, (5.18) (табл. 5.1)	Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	Активний опір одного про вода ділянки, $R_{лани}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дil}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{дil}$, МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
А-1	54,24	15,00	2	7,8	16,6	0,55	1,17	54,79	16,17
А-2	46,21	11,98	2	13,4	23,0	0,68	1,16	46,89	13,14
А-3	36,16	6,35	2	27,9	39,6	0,84	1,19	37,00	7,54
А-4	42,19	11,48	2	12,1	17,2	0,51	0,73	42,70	12,21

Розрахункові потужності наносять на схеми заміщення рис. 4.3 – 4.6.

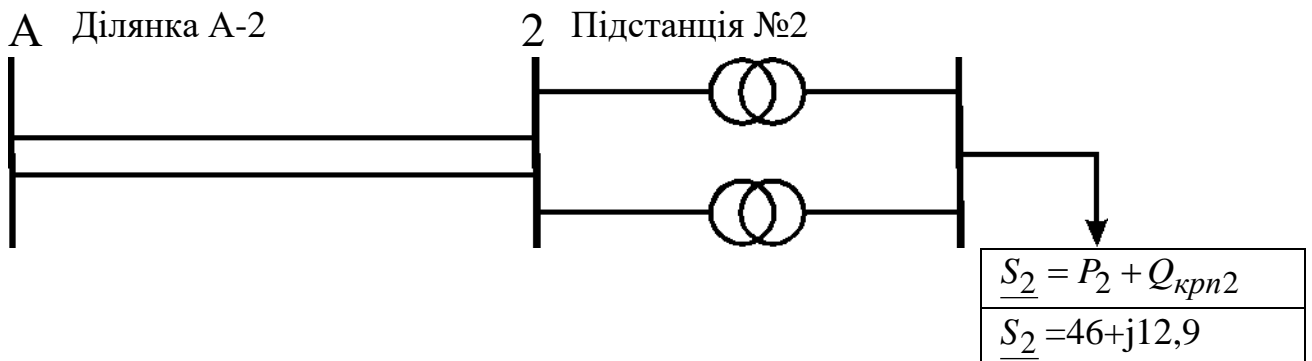


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

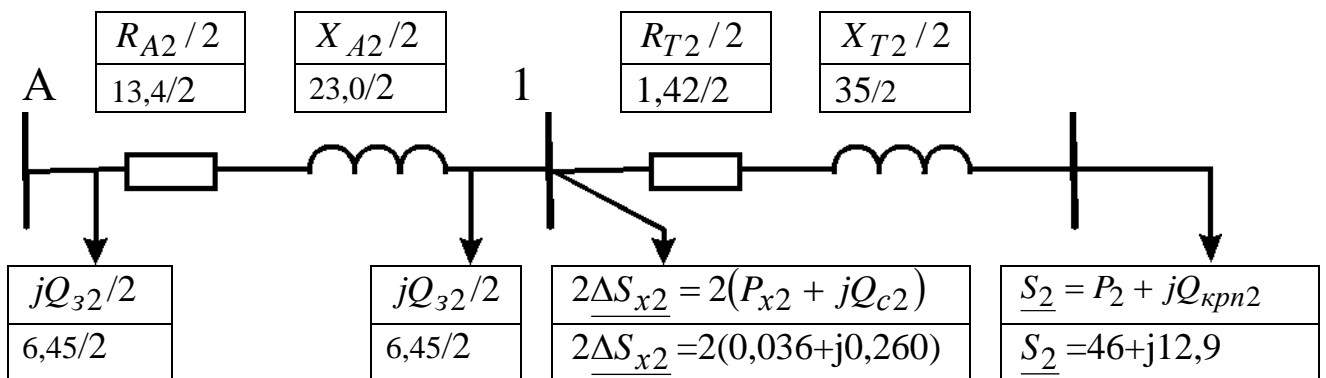


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

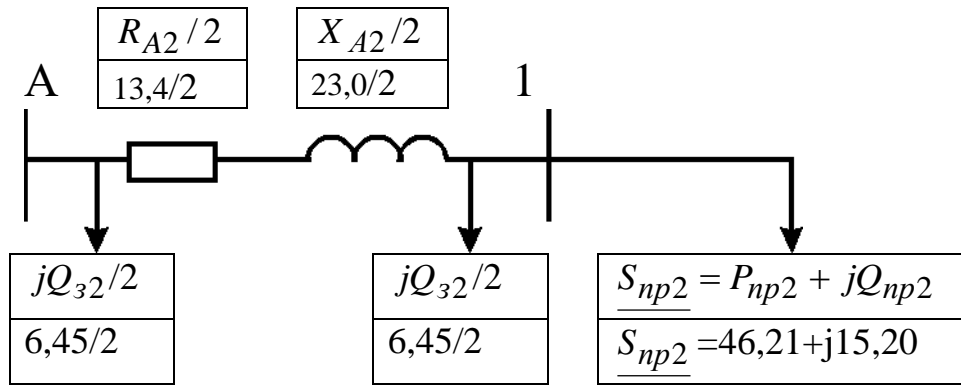


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведеними навантаженнями

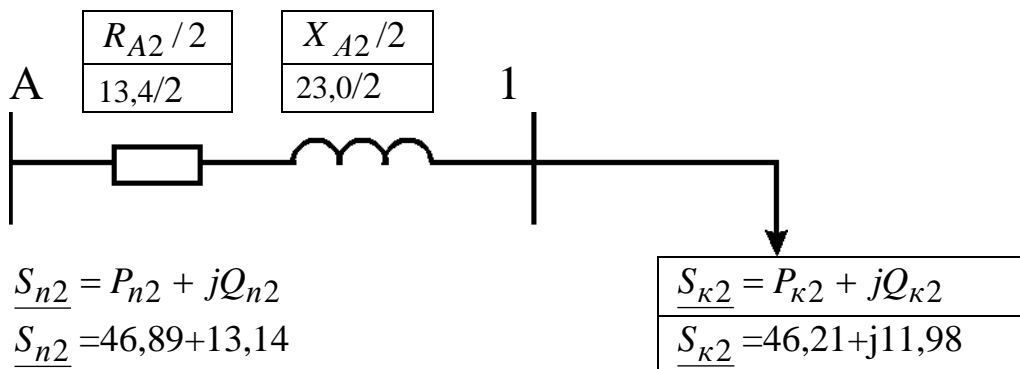


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

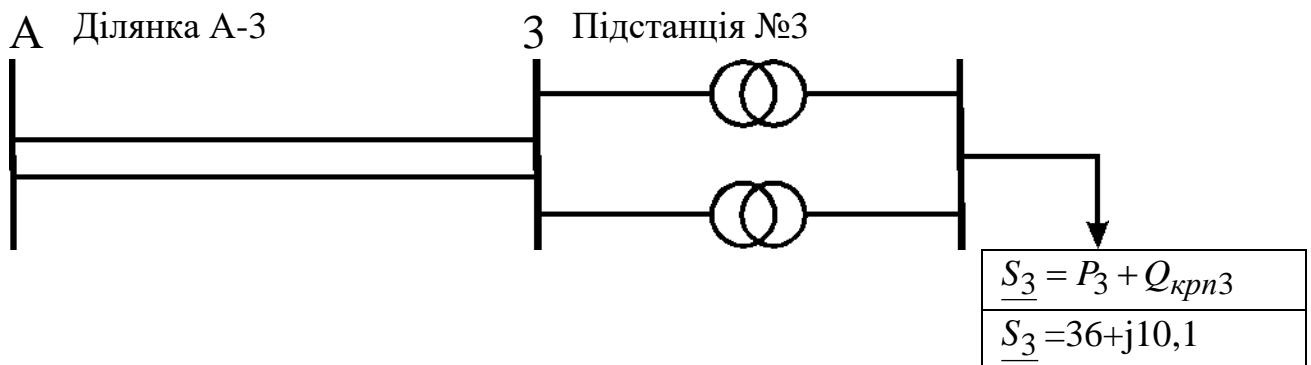


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

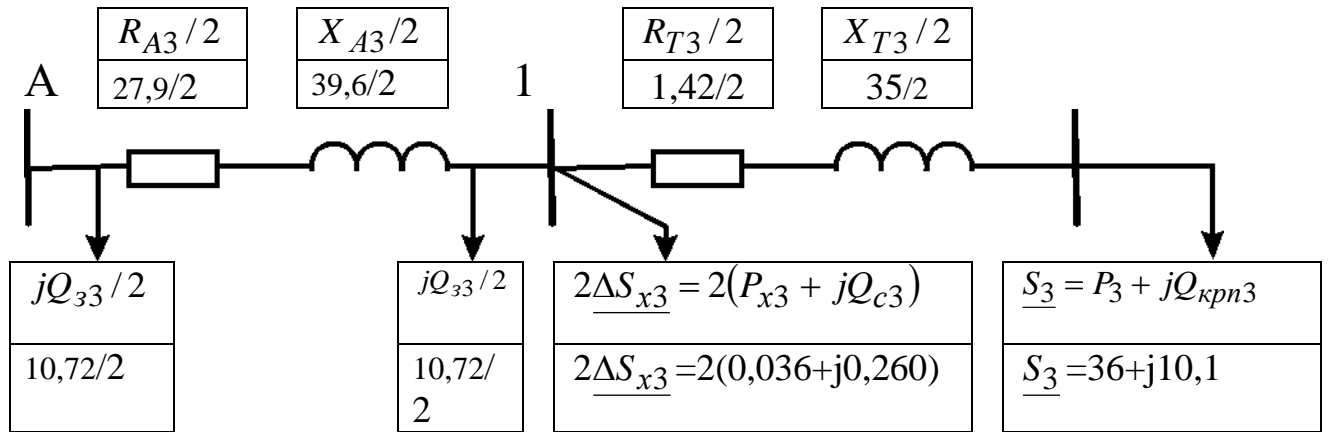


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

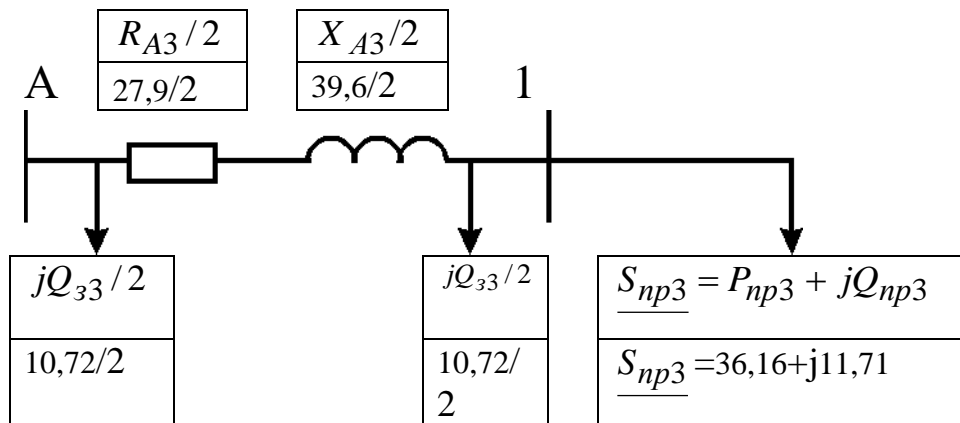


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

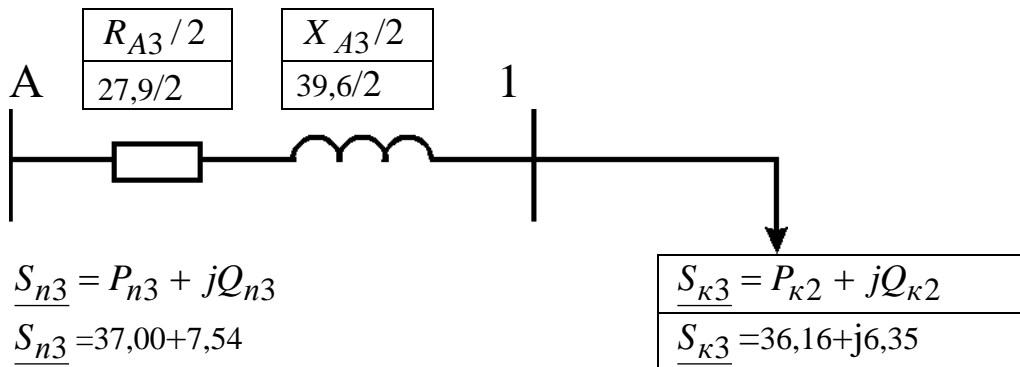


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

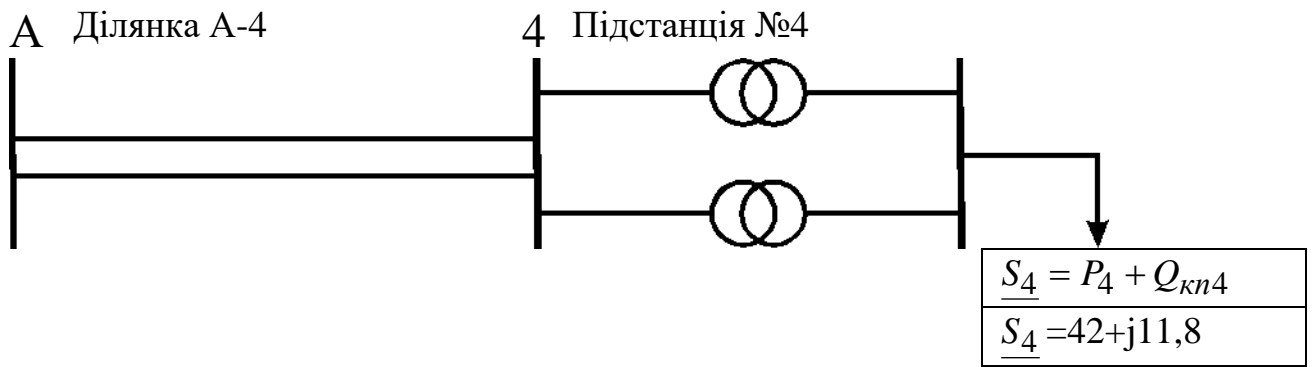


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

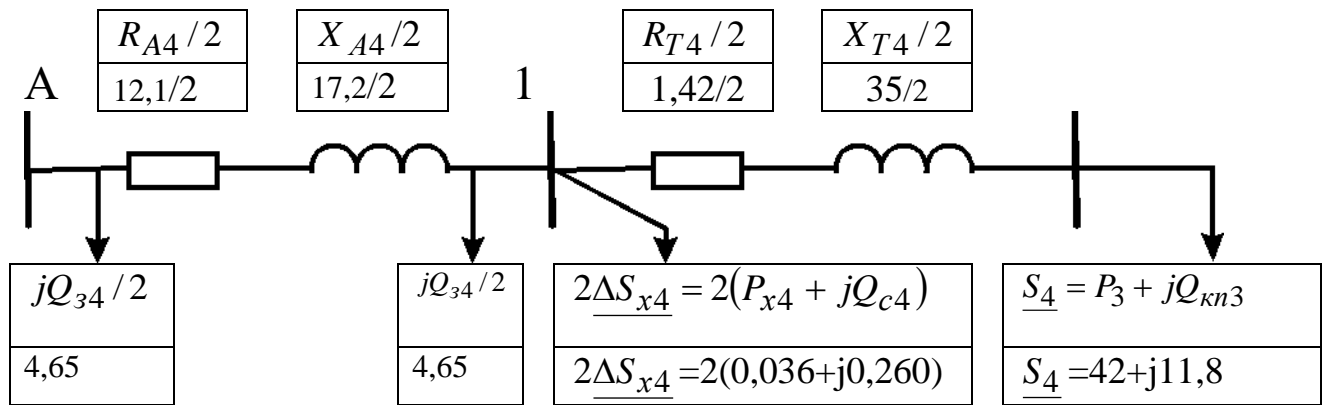


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

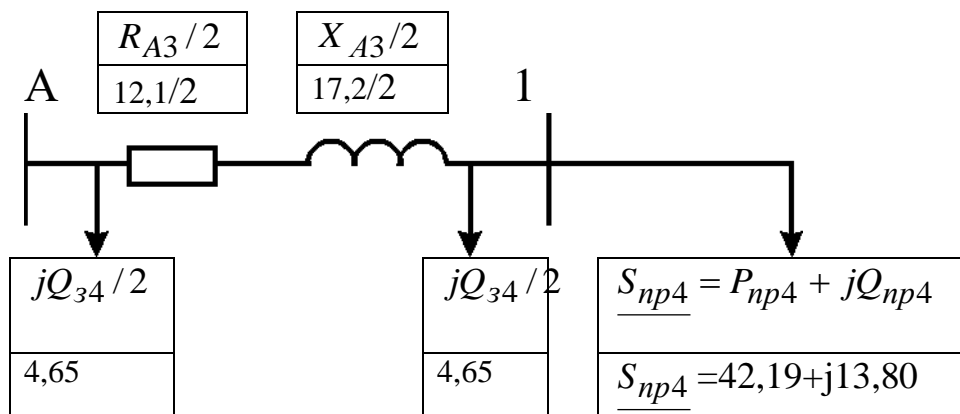


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенними навантаженнями

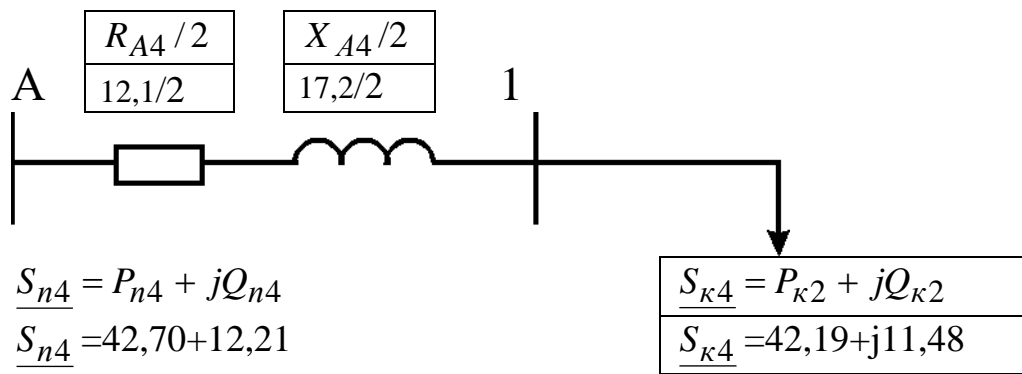


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

Розрахунок напруг у вузлових точках мережі виконується за формулами (5.24), (5.25). Наприклад, для ділянки А-1

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1}, \quad (4.24)$$

де U_A - напруга джерела живлення, для мережі з номінальною напругою $U_n = 35$ кВ $U_{дж}$ приймається 38,5 кВ; для мережі з $U_n = 110$ кВ $U_A = 115$ кВ.

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

Втрати напруги на ділянці А-1 ΔU_{A1} визначаються:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = \frac{(54,79 \cdot 7,8/2 + 16,17 \cdot 16,6/2)}{115} = 3,03 \text{ кВ}. \quad (4.25)$$

Напруга вузла 1 (на вході підстанції №1) визначається, кВ:

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 3,03 = 112,0. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{\text{вх}} + jQ_{\text{вх}}$, які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним значенням двох опорів трансформаторів $R_{T_{\text{екв}}} = \frac{R_T}{2}$ і $X_{T_{\text{екв}}} = \frac{X_T}{2}$. У результаті визначаються напруги на нижчій стороні трансформаторів, приведені до їхньої вищої напруги.

Напруга, споживана вузлом №1 (на виході підстанції №1 з урахуванням втрат напруги у трансформаторах, це напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до їхньої вищої напруги) визначається за формулою

$$U_{\text{спож1}} = U_1 - \Delta U_{\text{тр}}, \quad (4.27)$$

де - $\Delta U_{\text{тр}}$ - втрати напруги у трансформаторах підстанції, кВ.

$$\Delta U_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{вх}} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{\text{вх}} \frac{X_{T1}}{2}}{U_{\text{вн}}} = \frac{54,12 \cdot 0,87/2 + 16,64 \cdot 22/2}{115} = 1,38. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{\text{спож1}} = 112,0 - 1,38 = 110,60.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахунок напруг у вузлових точках мережі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_L , МВт, (з табл. 4.2)	54,79	46,89	37,00	42,70
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	16,17	13,14	7,54	12,21
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	7,8	13,4	27,9	12,1
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,6	23,0	39,6	17,2
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	3,03	4,05	5,79	3,16
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	112,0	111,0	109,2	111,8
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	54,12	46,14	36,09а	42,12
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	16,64	14,68	11,19	13,28
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	22	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	1,38	1,93	1,48	1,75
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	110,6	109,1	107,7	110,1

4.2. Післяаварійний режим

Розрахунок ведеться для найбільш важких режимів. Для замкнутої електричної мережі це обрив ділянки з найбільшою потужністю, для розімкнутої дволанцюгової лінії – обрив одного ланцюга. Потужність споживачів, кількість трансформаторів на підстанціях такі, як і в режимі максимального навантаження, тому і потужність у схемі заміщення трансформаторів будуть такими ж, як у максимальному режимі.

Для розімкнутої дволанцюгової лінії при обриві одного ланцюга змінюється величина зарядної потужності цієї лінії jQ_{zi} (вона зменшується вдвічі і становить $jQ_{заві} = jQ_{zi}/2$, тому підлягає уточненню розрахункова потужність підстанції, де відбулось відключення лінії. Також активний R_{Ai} і індуктивний опір X_{Ai} ділянки А-1 збільшується вдвічі (так як струм ділянки тече в аварійному режимі не по двом ланцюгам, а по одному ланцюгу) Наприклад, для ділянки А-1 схема заміщення на рис.4.2 перетворюється у схему рис. 5.6. Різниця при аварійному режимі - заміна $jQ_{zi}/2$ на $jQ_{заві}/2$, $R_{A1}/2$ на R_{A1} і $X_{A1}/2$ на X_{A1} . Це також стосується і інших ділянок: А-2, А-3, А-4.

У аварійному режимі розрахункова активна споживана потужність підстанції (наприклад, №1), МВт,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 54,24 \quad (4.29)$$

Зарядна потужність ділянки А-1 в аварійному режимі (при обриві одного ланцюга), МВАр,

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 4,81/2 = 2,41. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 17,40 - 2,41/2 = 16,20 \quad (4.31)$$

Розрахункова повна споживана потужність вузла (підстанції №1) у аварійному режимі, МВА

$$\underline{S}_{рав1} = P_{рав1} + jQ_{рав1} = (54,24 + j16,20). \quad (4.32)$$

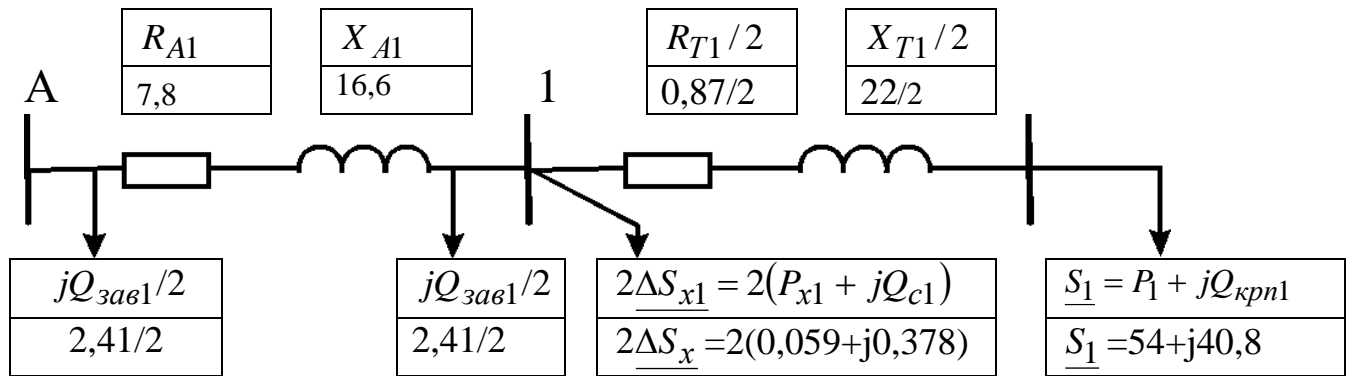


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

Розрахунок потужностей ліній у післяаварійному режимі зводимо до табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Розрахунок потужностей кінця і початку ліній у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Ділянка			
	A-1	A-2	A-3	A-4
Розрахункова активна потужність підстанції, P_{avr} , МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{avr}$	54,24	46,21	36,16	42,19
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	17,40	15,20	11,71	13,80
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	2,41	3,23	5,36	2,33
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_{avr} , МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{avr}$	16,2	13,6	9,0	12,6
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	7,8	13,4	27,9	12,1
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,6	23,0	39,6	17,2
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$, (табл. 2.4)	1	1	1	1
Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{авділ}$, МВт, (4.22)	1,11	1,38	1,72	1,04
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВАр, (4.23)	2,36	2,37	2,44	1,48
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	55,35	47,59	37,88	43,23
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	18,56	15,97	11,44	14,08

Розрахунок напруг у вузлових точках приводимо у табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Розрахунок напруг у вузлових точках у післяаварійному режимі

Ділянка	A-1	A-2	A-3	A-4
Напруга джерела живлення, U_A , кВ	115	115	115	115
Активна потужність на початку лінії, P_{avn} , МВт, (табл. 4.4)	55,35	47,59	37,88	43,23
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	18,56	15,97	11,44	14,08
Кількість ланцюгів на ділянці, n_{av}	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	7,8	13,4	27,9	12,1
Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	16,6	23,0	39,6	17,2
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{avAi} , кВ, з форм. (5.22)	6,43	8,74	13,13	6,65
Напруга вузла (на вході підстанції) U_{avi} , кВ, з форм. (4.22)	108,6	106,3	101,9	108,4
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	54,12	46,14	36,09	42,12
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	16,64	14,68	11,19	13,28
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,87	1,42	1,42	1,42
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	22	35	35	35
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	1,38	1,93	1,48	1,75
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ	107,2	104,4	100,4	106,7

РОЗДІЛ 5

РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ

У данному проєкті використовується зустрічне регулювання напруги під навантаженням. Розраховується для режиму максимального навантаження і для післяаварійних. Виконуємо розрахунок регулювання напруги на підстанції №1 (як приклад) для режиму максимального навантаження. Розрахунки для інших підстанцій приведено в табл.6.1.

Бажані рівні напруги на боці низької напруги визначаються для максимального режиму навантаження.

$$U_{\text{бмакс}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн}} \quad (5.1)$$

де $U_{\text{нн}}$ - Вторинна номінальна напруга, кВ

Для підстанції №1 номінальна низька $U_{\text{нн1}} = 10$ кВ.

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

$$U_{\text{бмакс1}} = 1,05 \cdot U_{\text{нн1}} = 1,05 \cdot 10 = 10,50 \quad (5.2)$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{\text{вн1}}}{U_{\text{нн1}}} = 150/10 = 15,00 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{\text{днн1}} = \frac{U_{\text{спож1}}}{k_1} = 110,60/15,00 = 7,37 \quad (5.4)$$

Для регулювання дійсних напруг до рівня бажаних здійснюємо перемикання робочих відгалужень регулювальної обмотки трансформатора, для чого розраховуємо процент зміни витків цієї обмотки, %:

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{\text{днн1}} - U_{\text{бмакс1}}}{U_{\text{нн1}}} \cdot 100\% = (7,37 - 10,50) \cdot 100/10 = -31,3 \quad (5.5)$$

Для вибору стандартних відгалужень складаємо таблицю стандартних відгалужень за заданою схемою регулювання. Систему регулювання вибираємо із табл. 2.7. Система регулювання $\pm 9 \times 1,78\%$.

Приймаємо зміну напруги одного ступеня відгалуження

$$k_{cm1} = 1,78 \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{cm} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{cm1}} = -31,3/1,78 = -17,58 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = -18.$$

Визначаємо дійсну напругу на низькому боці при вибраному положенні РПН, кВ:

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{cm1}}{100}} = 7,37 / ((1 + (-18) \cdot 1,78) / 100) = 10,84. \quad (5.7)$$

Порівнюємо одержану напругу з бажаною, для чого відзначаємо відхилення напруг:

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,84 - 10,50) / 10,50 = 3,24 \%. \quad (5.8)$$

Таблиця 5.1 – Регулювання напруги у максимальному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), U_{cni} , кВ, (табл. 5.3)	110,60	109,10	107,70	110,10
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (5.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (5.3)	15,00	15,00	15,00	15,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{днні}$, кВ, (5.4)	7,37	4,36	7,18	7,34
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, ΔW_i %, (6.5)	-31,3	-32,3	-33,2	-31,6
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, n_{cmi} , (5.6)	-17,58	-18,15	-18,65	-17,75
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	-18	-18	-19	-18
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$, кВ, (5.7)	10,84	6,42	10,85	10,80
8. Відхилення напруг, m_i , %	3,24	1,90	3,33	2,86
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$, %				

Розрахунок регулювання напруги для післяаварійного режиму приведено у табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Регулювання напруги у післяаварійному режимі

Позначення параметрів (формула розрахунку, табл. вихідних даних)	Підстанція			
	№1	№2	№3	№4
1. Напруга, споживана вузлом на виході підстанції №1 (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспі}$, кВ, (табл. 5.5)	107,20	104,40	100,40	106,70
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ, (6.2)	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i , (6.3)	15,00	15,00	15,00	15,00
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдніі}$, кВ, (6.4)	7,15	4,18	6,69	7,11
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$, (6.5)	-33,5	-35,3	-38,1	-33,9
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,78	1,78	1,78
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$, (6.6)	-18,82	-19,83	-21,40	-19,04
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	-19	-20	-21	-19
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австннді}$, кВ, (6.7)	10,80	6,49	10,68	10,74
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	2,86	3,02	1,71	2,29
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$, %				

РОЗДІЛ 6

СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

6.1 Захисні властивості електричної апаратури

Електромеханічні апарати, тобто апарати з контактними комутаційними елементами, та напівпровідникові комутаційні конкурують між собою в різних сегментах ринку комутаційної апаратури. Аналіз реальної ситуації свідчить про те, що в системах розподілення електричної енергії електромеханічні комутаційні апарати (роз'єднувачі, вимикачі, відмикачі, контактори, пускачі, апарати кіл керування тощо) міцно утримують ринок і за прогнозами виробників цей ринок в майбутньому буде зростати. Це пояснюється такими унікальними властивостями електромеханічних комутаційних апаратів, як незначне падіння напруги на замкнених контактах при проходженні через них робочого струму, а також можливістю забезпечувати функцію роз'єднання, гальванічне розділення та гарантовану (жорстку) операцію розмикання – функції, які є дуже важливими з точки зору електробезпеки.

Функція роз'єднання (isolation*) – це функція, призначенням якої є переривання живлення від усієї або окремої частини електроустановки шляхом відділення установки або її частини від будь-якого джерела електричної енергії з міркувань безпеки.

До апарата, придатного до роз'єднання, висуваються вимоги щодо імпульсної витримуваної напруги та струмів витоку.

Значення імпульсної витримуваної напруги ставиться у залежність від номінальної напруги системи живлення та категорії перенапруги (overvoltage category) обладнання, до якого має відношення відповідний апарат. В міжнародному стандарті стосовно координації ізоляції ІЕС 60664-1 визначаються чотири категорії для обладнання, призначеного для роботи в мережах низької напруги:

- обладнання категорії IV – це обладнання, призначене для застосування у початковій точці електричної установки (origin of the electrical installation), наприклад вимірювальні трансформатори струму, апарати захисту від імпульсних виплесків струму та напруги тощо;

- обладнання категорії III – це обладнання стаціонарних електроустановок, коли до надійності та працездатності обладнання висуваються спеціальні вимоги, наприклад, вимикачі та відмикачі стаціонарних промислових установок;

- обладнання категорії II – це обладнання, що споживає енергію та живиться від стаціонарних електроустановок, наприклад, електропобутові апарати, електроінструмент та інші побутові та аналогічні навантаги;

- обладнання категорії I – це обладнання, призначене для приєднання до кіл, у яких застосовуються заходи щодо обмеження перехідних перенапруг до відповідного низького рівня, наприклад, обладнання, що містить електронні пристрої.

В стандарті ІЕС 60947-1 наводяться значення номінативної імпульсної витримуваної напруги (rated impulse withstand voltage; U_{imp}) для апаратів у залежності від номінальної напруги мережі живлення та категорії перенапруги. Зокрема, при номінальній напрузі мережі живлення 220 / 380 В (230 / 400 В) пікові значення витримуваних імпульсів певної форми мають бути такими: для обладнання категорії IV – 6 кВ; категорії III – 4,5 кВ; категорії II – 2,5 кВ та категорії I – 1,5 кВ.

Форма випробувальних імпульсів (рис. 6.1) регламентується стандартом ІЕС 61180-1 й позначається двома числами, розділеними

похилою рисою. Перше число T_1 , виражене у мікросекундах, позначає віртуальну тривалість фронту (virtual front time), а друге число – T_2 , також виражене у мікросекундах, позначає віртуальний час півспаду (virtual time to half-value). При випробуваннях електричних апаратів та суміжного обладнання найчастіше застосовуються імпульси 1,2/50; 8/20 та 10/350.

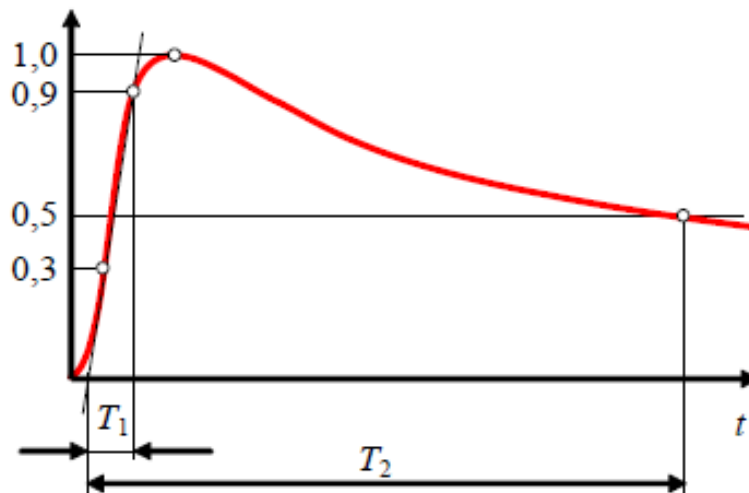


Рисунок 6.1 – Форма випробувального імпульсу напруги (у відносних одиницях) за IEC 61180

Випробування електромеханічних комутаційних апаратів на здатність витримувати імпульсні перенапруги полягає у перевірці відсутності пробоїв під час прикладання до певних частин апарата випробувальної імпульсної напруги 1,2/50. Схема випробувань наведена на рис. 6.2. Порядок випробувань, тобто кількість імпульсів, їх полярність та тривалість пауз між імпульсами встановлюється стандартами на відповідні апарати.

Зокрема при випробуваннях автоматичних відмикачів побутового та аналогічного застосування стандарт на відповідний продукт (IEC 60898-1) встановлює такий порядок випробувань.

За трьома імпульсами позитивної полярності слідують три імпульси негативної полярності з інтервалами між імпульсами однієї полярності не менше 1 с та інтервалами між імпульсами різної полярності не менше 10 с. При випробуваннях відмикач встановлюється на металевій основі.

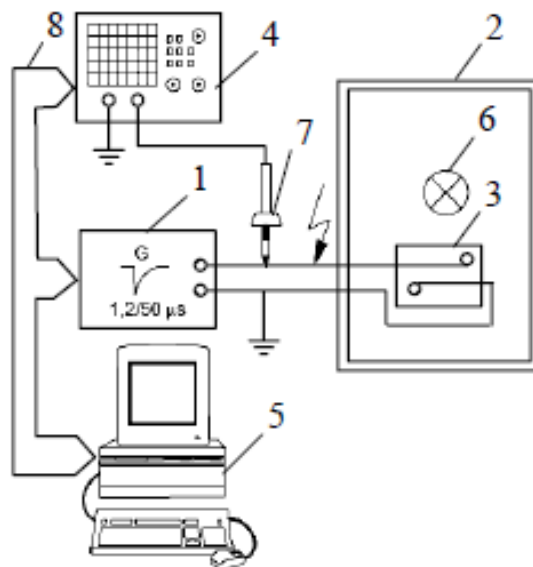


Рисунок 6.2 – Схема випробувань електромеханічних комутаційних апаратів на здатність витримувати імпульсні перенапруги: 1 – генератор імпульсів (impulse generator); 2 – кліматична камера (climatic cabinet); 3 – зразок для випробувань (test specimen); 4 – цифровий запам'ятовувальний осцилограф (digital storage oscilloscope); 5 – комп'ютер (computer); 6 – ультрафіолетове підсвічування (UV illumination); 7 – високовольтний щуп (high voltage probe); 8 – шина даних (data-bus).

У першій серії дослідів випробувальна напруга прикладається між з'єднаними разом терміналами з боку джерела живлення та з'єднаними разом терміналами з боку навантаги. При цьому контакти повинні бути у розімкненому стані. У другій серії дослідів випробувальна напруга прикладається між лінійними полюсами, з'єднаними разом, та нейтральним полюсом (якщо він є). У третій серії дослідів випробувальна напруга прикладається між металевою основою, приєднаною до терміналу уземлення (якщо він є) та з'єднаними разом лінійними полюсами й нейтральним полюсом (якщо він є).

Значення піків випробувальної напруги мають бути більшими за номінативну імпульсну витримувану напругу й залежать від висоти над рівнем моря місцевості, де проводяться випробування, та від номінальної

напруги мережі. Зокрема, у більшості європейських країн застосовуються трифазні мережі з номінальною напругою 230/400 В, а номінативна імпульсна витримувана напруга для відмикачів, що застосовуються у цих мережах встановлюється на рівні 4 кВ. Побутова апаратура випробується при більших значеннях напруги. Зокрема стандарт ІЕС 60898-1 визначає такі пікові значення (у кіловольтах) імпульсів випробувальної напруги у залежності від висоти над рівнем моря (табл. 6.1):

Таблиця 6.1 – Пікові значення імпульсів випробувальної напруги

Серія дослідів при випробуваннях на здатність витримувати імпульсні перенапруги	Висота над рівнем моря, м				
	0	200	500	1000	2000
Серія 1	6,2	6,0	5,8	5,6	5,0
Серія 2, Серія 3	4,9	4,8	4,7	4,4	4,0

Крім здатності витримувати імпульсні перенапруги, для апаратів низької напруги, придатних до роз'єднання, стандарт ІЕС 60947-2 встановлює також вимоги щодо струму витоку через контакти, що знаходяться у розімкненому стані. Згідно з цими вимогами, при напрузі $1,1 \cdot U_e$, де U_e – номінативна робоча напруга (rated operational voltage), цей струм не повинен перевищувати 0,5 мА на кожний полюс нового апарата та 2 мА на кожний полюс апарата, який вже здійснював операції вмикання та відмикання згідно з умовами випробувань, що встановлюються стандартом на відповідний апарат. Струм витоку у 6 мА при $1,1 \cdot U_e$ є граничним значенням для апаратів, придатних до роз'єднання і не може перевищуватися за будь-яких обставин.

Апарати, придатні до роз'єднання, мають забезпечувати еквівалент основної ізоляції, тобто гарантувати такі ж ізоляційні властивості, як і основна ізоляція між активними частинами мережі живлення та тими

частинами, до яких буде необхідно дотикатися після розведення контактів у полюсі, наприклад, з метою демонтажу обладнання (рис. 6.3-а). Інакше кажучи, апарати, придатні до роз'єднання, при розімкнених контактах мають забезпечувати основний захист від ураження електричним струмом. Базовий стандарт з електробезпеки ІЕС 61140 рекомендує перевіряти здатність ізоляції апарата (зокрема, між розімкненими контактами) обмежувати струм дотику до рівня, допустимого для людини, вимірюючи струм в резисторі з опором 2000 Ом, що приєднується між двома доступними частинами (рис. 6.3-б). Цей струм не повинен перевищувати значень 0,5 мА у колах змінного струму або 2 мА у колах постійного струму.

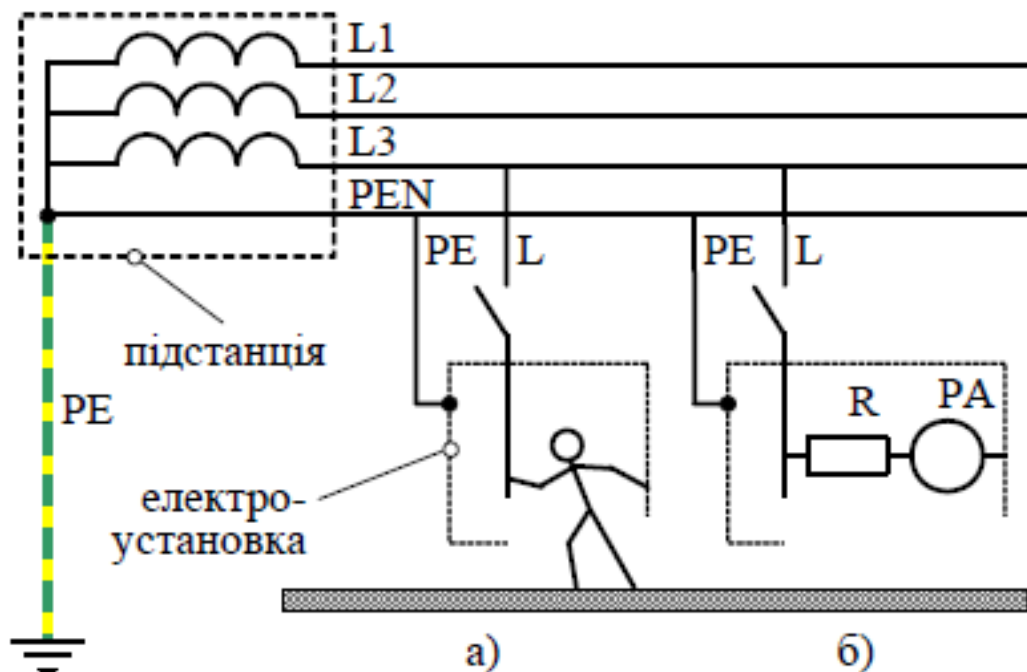


Рисунок 6.3 – Робота, що вимагає дотику до апарата, придатного до роз'єднання (а) та перевірка придатності до роз'єднання (б)

До апаратів, придатних до роз'єднання, стандарт ІЕС 60947-1 висуває вимоги щодо положення головних контактів, згідно з якими індикація положення головних контактів (замкнене чи розімкнене) повинна забезпечуватися одним чи декількома із зазначених нижче засобів:

положенням актуатора; окремим механічним індикатором; видимістю рухомих контактів. Якщо корпус апарата є непрозорим, отже, рухомий контакт не можна розгледіти ззовні, то про положення головних контактів можна судити, виходячи з положення актуатора та/або з показання механічного індикатора. Зокрема, у разі приварювання головних контактів актуатор не повинен знаходитися у положенні **О** та/або індикатор положення контактів не повинен показувати їх розімкнений стан.

Здатність до роз'єднання не слід плутати з гальванічним розділенням (galvanic separation) – запобіганням виникненню електричної провідності між двома електричними колами, призначеними для передачі енергії та/або сигналів.

У залежності від конструкції, комутаційні апарати з контактними комутаційними елементами можуть бути придатними або не придатними до роз'єднання, хоча переважна більшість таких апаратів забезпечує гальванічне розділення кіл. На рис. 6.4 наведено фото реле з високим рівнем гальванічного розділення. Виробник гарантує електричну міцність ізоляції між контактами та котушкою 4000 В (rms), між сусідніми контактними елементами – 3000 В, а між розімкненими контактами одного контактного елемента, які мають комутаційну здатність 5 А при резистивній навантазі й напрузі до 250 В змінного струму, – лише 1000 В, що не відповідає вимогам до апаратів, придатних до роз'єднання. Те ж саме стосується й деяких апаратів кіл керування. Багатополюсні апарати, призначені для роботи у силових колах, наприклад, відмикачі промислового призначення або побутового застосування згідно з вимогами профільних стандартів мають задовольняти вимогам щодо функції роз'єднання й забезпечують гальванічне розділення кіл окремих полюсів головних кіл та кіл керування.



Рисунок 6.4 – Електромагнітне реле, яке забезпечує гальванічне розділення кіл, але не задовольняє вимогам щодо функції роз'єднання

Апарати з напівпровідниковими комутаційними елементами зазвичай не відповідають вимогам щодо придатності до роз'єднання. Вимикання кола таким апаратом не забезпечує рівня основної ізоляції щодо здатності витримувати імпульси випробувальної напруги, хоча напівпровідникові апарати можуть забезпечувати гальванічне розділення. Наприклад, схема комутаційного апарата постійного струму, побудована за допомогою біполярного транзистора (рис. 6.5-а), не забезпечує гальванічне розділення головного кола та кола керування. На базі сучасних оптотранзисторів можна створити комутаційний апарат (рис. 6.5-б), який забезпечує гальванічне розділення головного кола та кола керування.

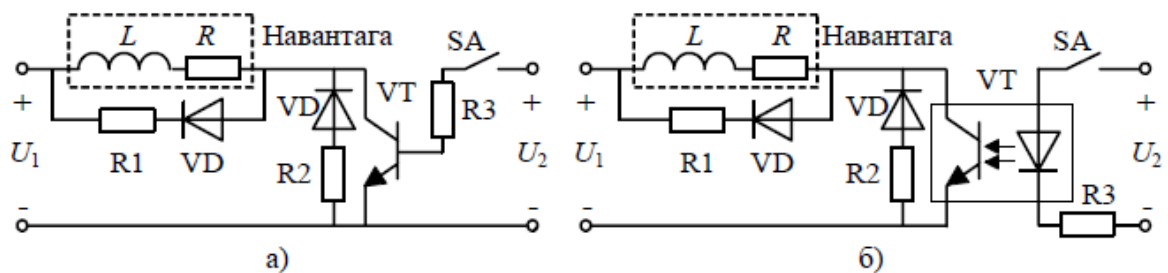


Рисунок 6.5 – Електричні схеми напівпровідникових комутаційних апаратів а – без гальванічного розділення; б – з гальванічним розділенням головного кола з напругою живлення U_1 та кола керування з напругою живлення U_2

Ще одна важлива функція, яку можуть забезпечувати електромеханічні комутаційні апарати, – це гарантована або примусова операція розмикання

(positive opening operation), яка, у відповідності до визначених вимог, гарантує, що усі головні контакти будуть у розімкненому стані, коли актуатор апарата знаходиться у положенні, яке відповідає розімкненому положенню апарата.

Гарантована операція розмикання забезпечується, зазвичай, в апараті з жорстким механічним зв'язком (принаймні, у частині робочого ходу) між рухомим контактом та актуатором (рис. 6.6-а). Інакше (рис. 6.6-б), операція розмикання не гарантується (за рахунок зварення, заклинення тощо). Функція гарантованої операції розмикання є дуже важливою для апаратів з непрозорими оболонками, які мають задовольняти вимогам щодо функції роз'єднання.

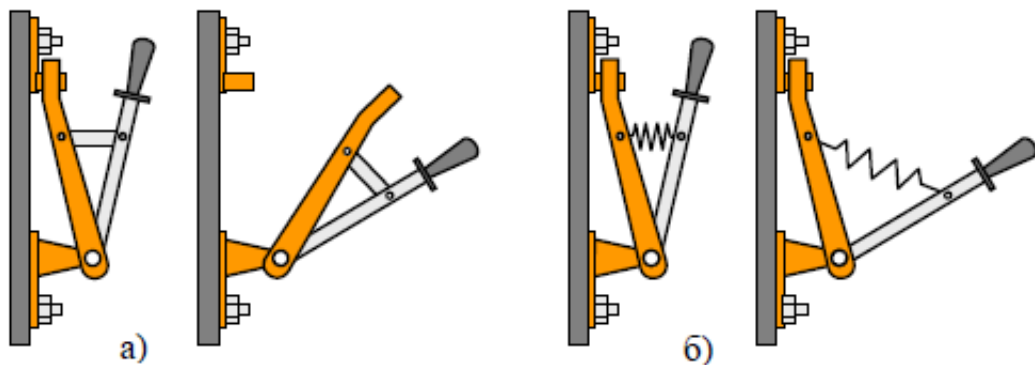


Рисунок 6.6 – Комутаційні апарати, що забезпечують (а) та не забезпечують (б) функцію гарантованої операції розмикання

Функція гарантованої операції розмикання є також дуже важливою для таких апаратів кіл керування як позиційні перемикачі.

У новітній англійській технічній літературі, зокрема, у стандарті ІЕС 60947-5-1, а відтак і у каталогах фірм, поряд з терміном «positive opening operation» вживається близький за змістом термін «direct opening action».

Переклад терміну «direct opening action» на українську мову має адекватно характеризувати цей тип розмикання: «розмикання прямої дії». Наприклад, «control switch with direct opening action» – це «перемикач кіл керування з розмиканням прямої дії».

6.2 Захищеність електричної апаратури від проникнення сторонніх предметів та вологи

Вимоги щодо захищеності електричної апаратури від проникнення сторонніх предметів та вологи сформульовано в міжнародному стандарті ІЕС 60529 – ступені захисту, що забезпечуються оболонками (коди ІР).

Оболонка (enclosure) – це кожух (housing), що забезпечує тип та ступінь захисту відповідно до призначеного застосування. Серед інших призначень оболонок, дуже важливим є забезпечення захисту людей та свійських тварин від доступу до небезпечних частин й можливого ураження електричним струмом.

Згаданий стандарт містить низку визначень, важливих для розуміння призначення й сфери його застосування.

Ступінь захисту (degree of protection) – це міра захисту, що забезпечується оболонкою від доступу до небезпечних частин, від потрапляння твердих зовнішніх предметів та (або) води та яка перевіряється стандартними методами випробувань.

Код ІР (IP Code) – це система кодування, яка застосовується для позначення ступенів захисту, що забезпечуються оболонкою, від доступу до небезпечних частин, від потрапляння твердих зовнішніх предметів й води та для надання додаткової інформації, стосовно такого захисту.

Небезпечна частина (hazardous part) – це частина, наблизитися до якої або торкатися якої небезпечно. Небезпечні частини стандарт поділяє на небезпечні активні частини (hazardous live parts) – частини, дотик до яких може викликати ураження електричним струмом, та небезпечні механічні частини (hazardous mechanical parts) – рухомі частини (крім гладких валів) що обертаються, яких небезпечно торкатися.

Структура коду ІР зображена на рис. 6.7.

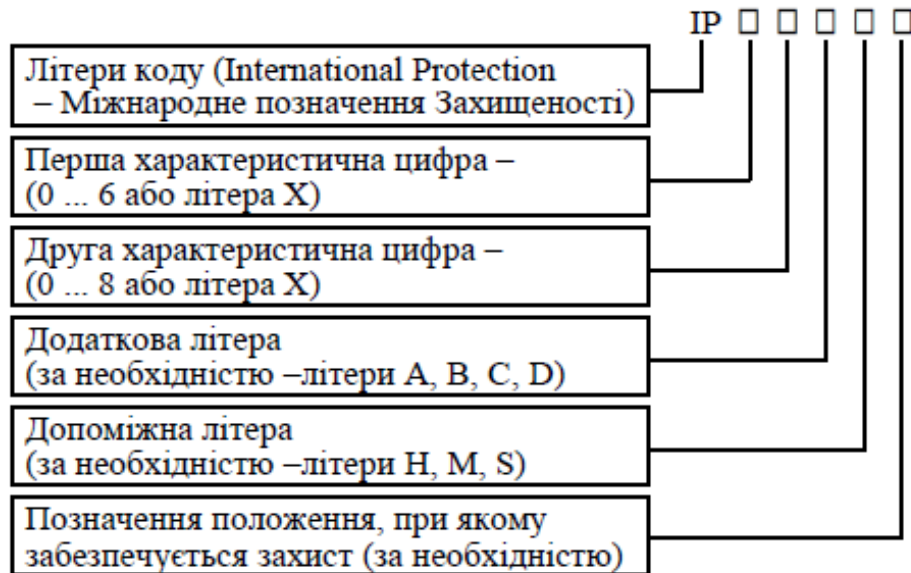


Рисунок 6.7 – Структура коду IP (літеру X записують, якщо нема необхідності нормувати характеристичну цифру)

Перша характеристична цифра вказує, що оболонка забезпечує:

- захист людей від доступу до небезпечних частин, запобігаючи або обмежуючи проникнення якої-небудь частини тіла людини або предмету, що знаходиться в руках людини;
- захист обладнання, що знаходиться всередині оболонки, від проникнення зовнішніх твердих предметів.








Значення першої характеристичної цифри коду IP наведені в табл. 6.2.

Захист від потрапляння зовнішніх предметів передбачає, що щупи доступу (рис. 6.8-а, б) не повинні проходити через отвори в оболонці повністю. Об'єктні щупи (рис. 6.8-в, г) не повинні проникати в оболонку.










Пилозахищені оболонки (цифра 5) за певних умов можуть пропускати обмежену кількість пилу. Пилонепроникні оболонки (цифра 6) не повинні допускати проникнення будь-якого пилу.

Друга характеристична цифра означає ступінь захисту стосовно шкідливого впливу на обладнання води, яка проникає крізь оболонку. Значення другої характеристичної наведені в табл. 6.3.

Таблиця 6.2 – Значення першої характеристичної цифри коду IP

Цифра	0	1	2	3	4	5	6
Значення для захисту апаратів	Нема захисту	Захист від проникнення твердих предметів діаметром ≥ 50 мм	Захист від проникнення твердих предметів діаметром $\geq 12,5$ мм	Захист від проникнення твердих предметів діаметром $\geq 2,5$ мм	Захист від проникнення твердих предметів діаметром $\geq 1,0$ мм	Пилозахищене виконання	Пилонепроникне виконання
Значення для захисту людей	Нема захисту	Захист від доступу тильним боком руки	Захист від доступу пальцем руки	Захист від доступу інструментом	Захист від доступу дротом	Захист від доступу дротом	Захист від доступу дротом
Мнемоніка							

Таблиця 6.3 – Значення другої характеристичної цифри коду IP

Цифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Значення для захисту апаратів	Нема захисту	Захист від вертикального падіння крапель	Захист від падіння крапель під кутом до 15°	Захист від дощу	Захист від суцільного оббризування	Захист від водяних струменів	Захист від потужних водяних струменів	Захист при тимчасовому неглибокому зануренні (до 30 хв.; $0,15 \dots 1,0$ м)	Захист при тривалому глибокому зануренні ($t > 30$ хв.; $h > 1,0$ м)
Мнемоніка									

Позначення другою характеристичною цифрою до 6 включно означає відповідність усім вимогам для менших цифр. Оболонки, які позначаються лише однією цифрою 7 або 8 не обов'язково повинні витримувати впливи струменів води. Якщо необхідно позначити, що обладнання здатне

витримувати як занурення, так і вплив струменів, треба застосовувати подвійне кодування, наприклад IPX5/IPX8 або IPX6/IPX7 тощо.

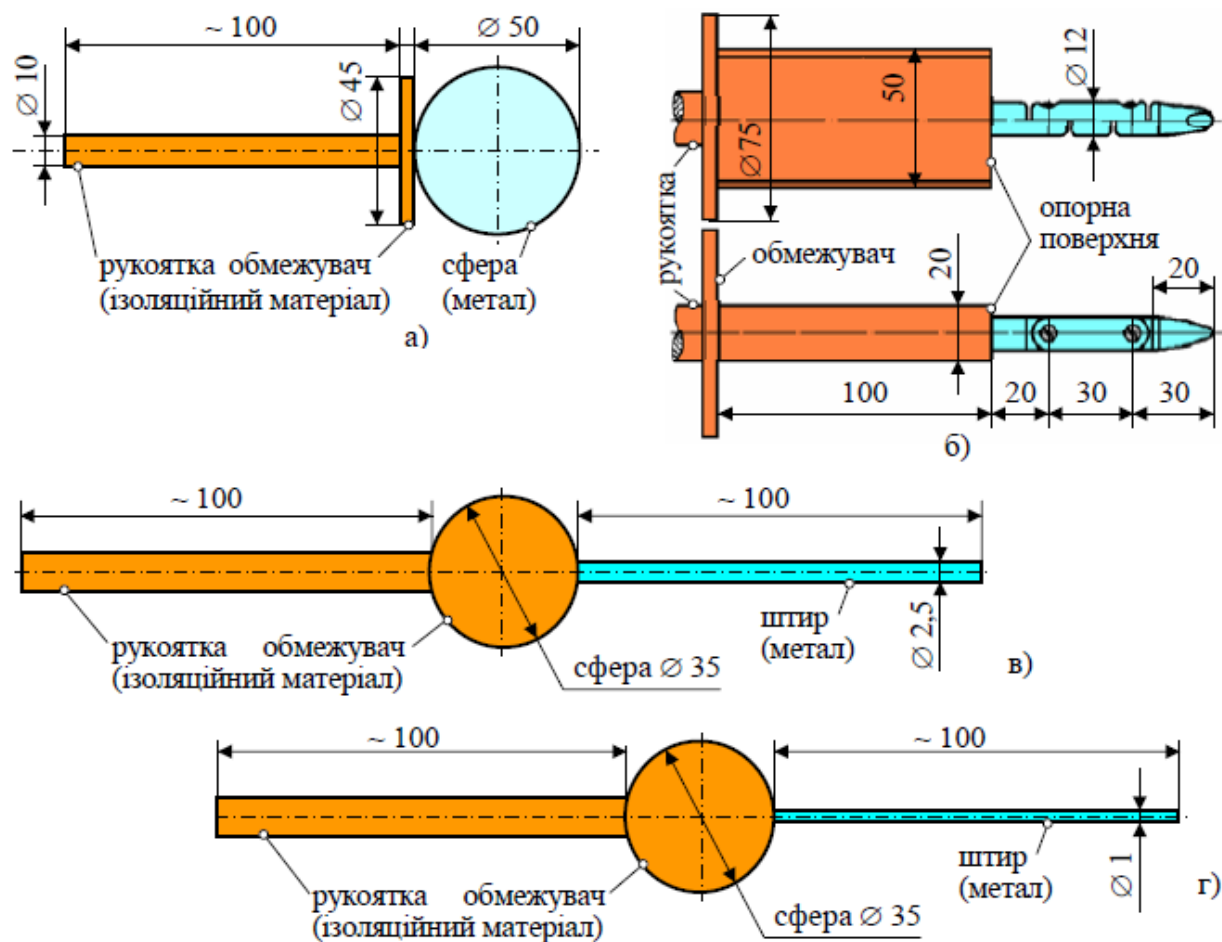


Рисунок 6.8 – Стандартні щупи доступу та об'єктні щупи (IEC 60529):

а – щуп доступу для перевірки захисту від проникнення всередину оболонки тильним боком руки; б – щуп доступу для перевірки захисту від проникнення всередину оболонки пальцем (шарнірний випробувальний палець – jointed test finger); в – об'єктний щуп для перевірки захисту від проникнення всередину оболонки інструментом; г – об'єктний щуп для перевірки захисту від проникнення всередину оболонки дротом

Додаткова літера позначає ступінь захисту людей від доступу до небезпечних частин, й застосовується лише у випадках, коли:

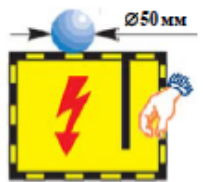
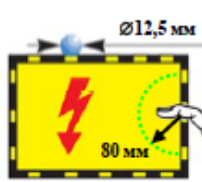
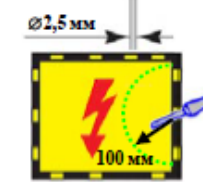
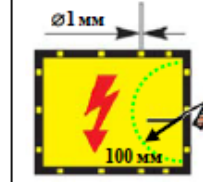
- реальний захист людей від доступу до небезпечних частин є більшим ніж захист, позначений першою характеристичною літерою;

- захист людей від доступу до небезпечних частин обладнання визначено, але перша характеристична літера замінена символом Х.

Наприклад, більший захист може бути забезпечений встановленням бар'єрів, спеціальною формою отворів або за рахунок відстаней всередині оболонки. Значення додаткової літери коду ІР наведені в табл. 6.4.

Допоміжна літера, яка записується після другої характеристичної цифри або додаткової літери, позначає деяку допоміжну інформацію (табл. 6.5).

Таблиця 6.4 – Значення додаткової літери коду ІР

Літера	А	В	С	Д
Значення для захисту людей	Захист від доступу тильним боком руки	Захист від доступу пальцем руки	Захист від доступу інструментом	Захист від доступу дротом
Мнемоніка				

Таблиця 6.5 – Значення допоміжної літери коду ІР

Літера	Значення
Н	Апарат (обладнання) високої напруги
М	Випробувано на шкідливі впливи проникнення води, коли рухомі частини обладнання (наприклад ротор електричної машини) рухаються
С	Випробувано на шкідливі впливи проникнення води, коли рухомі частини обладнання (наприклад ротор електричної машини) не рухаються

На закінчення цієї теми наведемо два приклади позначень кодами ІР.

ІР44 означає, що оболонка захищає людей, що тримають в руках дроти діаметром 1 мм та більше від доступу до небезпечних частин та захищає обладнання всередині оболонки, від проникнення сторонніх твердих

предметів діаметром 1 мм та більше (перша цифра – 4), а також захищає обладнання, що знаходиться всередині оболонки, від шкідливих впливів внаслідок оббризування оболонки водою з усіх боків (друга цифра – 4).

IP23CS означає, що оболонка захищає людей від доступу до небезпечних частин пальцями та захищає обладнання від проникнення сторонніх твердих предметів діаметром 12,5 мм та більше (2); захищає обладнання, що знаходиться всередині оболонки, від шкідливих впливів води у вигляді дощу (3); захищає людей, що тримають в руках інструмент діаметром 2,5 мм та більше й довжиною до 100 мм від доступу до небезпечних частин (С); оболонка випробувана на шкідливі впливи проникнення води, коли всі рухомі частини обладнання всередині оболонки не рухалися (S).

6.3 Види небезпек, пов'язаних з електрикою

Завдяки електричній енергії комфортність життя людей неухильно підвищується. З електрикою ми стикаємося на кожному кроці й постійно користуємося нею. Але, користуючись електрикою, ми повинні пам'ятати про її колосальну (а підчас – смертельну) небезпечність й створювати умови, за яких застосування електрики було б максимально безпечним.

Прямі небезпеки – це безпосередній вплив на людей, тварин, майно й довкілля електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля та статичної електрики. Непрямі небезпеки – це опосередкований вплив на людей, тварин, майно й довкілля наслідків дії зазначених вище чинників через пожежі, вибухи, розповсюдження небезпечних хімічних речовин, радіації тощо. Прямі й непрямі небезпеки слід розглядати як наслідки аварійних ситуацій, які можуть спричинити травмування людей або призводити до аварій з непередбачуваними наслідками. Найбільш розповсюдженими аварійними ситуаціями є:

- низький рівень захищеності електричного обладнання від проникнення всередину сторонніх предметів й вологи;
- пошкодження ізоляції в електроустановках;
- надструми: перевантаження та короткі замикання;
- перенапруги: атмосферні, комутаційні, а також викликані пошкодженнями в мережах;
- обриви, падіння і сплітання проводів в електричних мережах;
- електроустановки у приміщеннях з підвищеною небезпекою.

В наведеному переліку присутня низка термінів, які потребують тлумачення.

Електрообладнання (electric equipment) – це вироби, що призначені для виробництва, перетворення, передачі, розподілення та застосування електричної енергії, такі як електричні машини, трансформатори, комутаційна апаратура та апаратура керування, вимірювальні пристрої, пристрої захисту, кабельні системи, електроприймачі. Приклади електрообладнання наведені в самому визначенні, а під електроприймачами (current-using equipment) розуміють електрообладнання, що призначене для перетворення електричної енергії на інший вид енергії, наприклад, світлову, теплову, механічну енергію (освітлювальні й нагрівальні прилади, а також побутові й промислові пристрої, які мають у своєму складі електричні двигуни, тощо).

Електроустановка (electrical installation) – це комплекс поєданого електрообладнання з узгодженими властивостями, призначений для досягнення певних цілей. Прикладом електроустановки може бути електропроводка (wiring system) з поєднаними з нею вимикачами, розетками, світильниками, побутовими приладами тощо.

Проникнення всередину електричного обладнання сторонніх предметів й вологи може призвести до пошкодження ізоляції, внаслідок чого може виникнути надструм (over-current) – струм, що перевищує номінативне значення. Надструми призводять до надмірного нагріву струмопровідних

частин й ізоляції, яка їх оточує, і з часом можуть викликати коротке замикання (short circuit), під яким розуміють випадкове або навмисне з'єднання між двома або декількома струмопровідними частинами, що примусово зменшує електричний потенціал між цими струмопровідними частинами до нуля або майже до нуля. При короткому замиканні струм стрімко зростає у десятки й сотні разів, піднімаючи температуру провідників, ізоляції та оточуючих елементів конструкцій до небезпечних рівнів, що викликають займання, вибухи тощо.

Надструми можуть бути викликані й іншими причинами, зокрема перенапругами (over-voltage), як тими, що пов'язані атмосферними та комутаційними імпульсними виплесками, так і з тими, що пов'язані з пошкодженнями у мережах, зокрема з обривом нейтралі.

Надструми можуть виникнути й в електрично не пошкодженому колі внаслідок перевантаження (overload) мережі при надмірній кількості навантаж, одночасно підключених до неї (рис. 6.9-а). На відміну від перевантажень, короткі замикання обов'язково пов'язані з пошкодженням ізоляції (рис. 6.9-б).

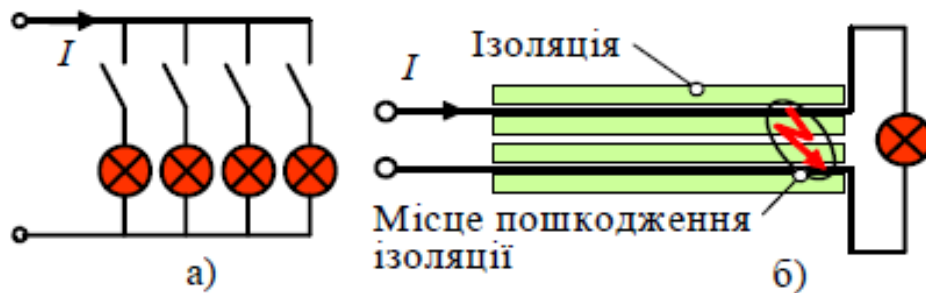


Рисунок 6.9 – Схеми, що ілюструють причини виникнення надструмів внаслідок перевантажень (а) та коротких замикань (б)

Обриви, падіння й сплітання проводів в електричних мережах, крім небезпек поблизу місця пошкодження, можуть викликати у споживачів перенапруги з аварійними наслідками.

Нарешті, будь-які електроустановки, встановлені у приміщеннях з підвищеною небезпекою, самі по собі є джерелом небезпеки.

РОЗДІЛ 7

ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1 Дія електричного струму на організм людини

Протікання струму через тіло людини супроводжується термічним, електролітичним та біологічним ефектами.

Термічна дія струму полягає в нагріванні тканини, випаровуванні вологи, що викликає опіки, обуглювання тканин та їх розриви парою. Тяжкість термічної дії струму залежить від величини струму, опору проходженню струму та часу проходження. За короткочасної дії струму термічна складова може бути визначальною в характері і тяжкості ураження.

Електролітична дія струму проявляється в розкладі органічної речовини (її електролізі), в тому числі і крові, що призводить до зміни їх фізико-хімічних і біохімічних властивостей. Останнє, в свою чергу, призводить до порушення біохімічних процесів у тканинах і органах, які є основою забезпечення життєдіяльності організму.

Біологічна дія струму проявляється у подразненні і збуренні живих тканин організму, в тому числі і на клітинному рівні. При цьому порушуються внутрішні біоелектричні процеси, що протікають в організмі, який нормально функціонує, і пов'язані з його життєвими функціями. Збурення, спричинене подразнюючою дією струму, може проявлятися у вигляді мимовільного непередбачуваного скорочення м'язів. Це, так звана, пряма або безпосередня збурююча дія струму на тканини, по яких він

протікає. Разом із цим, збурююча дія струму на тканини може бути і не прямою, а рефлекторною – через центральну нервову систему. Механізм такої дії полягає в тому, що збурення рецепторів (периферійних органів центральної нервової системи) під дією електричного струму передається центральній нервовій системі, яка опрацьовує цю інформацію і видає команди щодо нормалізації процесів життєдіяльності у відповідних тканинах і органах. При перевантаженні інформацією (збуреннях клітин і рецепторів) центральна нервова система може видавати недоцільну, неадекватну інформації виконавчу команду.

Останнє може призвести до серйозних порушень діяльності життєво важливих органів, у тому числі серця та легенів, навіть коли ці органи не знаходяться на шляху проходження струму.

Крім зазначеного, протікання струму через організм негативно впливає на поле біопотенціалів в організмі. Зовнішній струм, взаємодіючи з біострумами, може порушити нормальний характер дії біострумів на тканини і органи людини, подавити біоструми і тим самим спричинити специфічні розлади в організмі.

7.2 Види електротравм

Розрізняють три види електротравм: місцеві, загальні і змішані. До місцевих електротравм належать електричні опіки, електричні знаки, металізація шкіри, електроофтальмія і механічні ушкодження, пов'язані з дією електричного струму чи електричної дуги. На місцеві електротравми припадає біля 20% електротравм, загальні – 25% і змішані – 55%.

Електричні опіки – найбільш розповсюджені електротравми, біля 85% яких припадає на електромонтерів, що обслуговують електроустановки. Залежно від умов виникнення опіки поділяються на контактні, дугові і змішані. Контактні струмові опіки більш вірогідні в установках порівняно невеликої напруги – 1...2 кВ і спричиняються тепловою дією струму. Для

місце контакту тіла зі струмовідними неізольованими елементами електроустановки характерним є велика щільність струму і підвищений опір – за рахунок опору шкіри. Тому в місцях контакту виділяється значна кількість тепла, що і призводить до опіку. Контактні опіки охоплюють прилеглі до місця контакту ділянки шкіри і тканин.

Тяжкість ураження при контактних опіках залежить від величини струму та опору його проходженню, а також від часу проходження.

Дугові опіки можуть відбуватися в електроустановках, різних за величиною напруги. При цьому в установках до 6...10 кВ дугові опіки частіше є результатом випадкових коротких замикань при виконанні робіт в електроустановках. При більших значеннях напруг дуга може виникати як безпосередньо між струмовідними елементами установки, так і між струмовідними елементами електроустановки і тілом людини при небезпечному наближенні її до струмовідних елементів. В першому випадку (дуга між елементами електроустановки) струм через тіло людини не проходить, і небезпека обумовлюється тепловою дією дуги, а в другому (дуга між струмовідними елементами і тілом людини) – теплова дія дуги поєднується з проходженням струму через тіло людини. Дугові опіки, в цілому, значно тяжчі, ніж контактні, і нерідко призводять до смерті потерпілого, а тяжкість уражень зростає зі збільшенням величини напруги.

Електричні знаки (знаки струму або електричні мітки) спостерігаються у вигляді різко окреслених плям сірого чи блідо-жовтого кольору на поверхні тіла людини в місці контакту зі струмовідними елементами. Зазвичай знаки мають круглу чи овальну форму, або форму струмовідного елемента, до якого доторкнулася людина, розмірами до 10 мм з поглибленням у центрі. Іноді електричні знаки можуть мати форму мікроблискавки, яка контрастно спостерігається на поверхні тіла.

Електричні знаки можуть виникати як у момент проходження струму через тіло людини, так і через деякий час після контакту зі струмовідними

елементами електроустановки. Особливого больового відчуття електричні знаки не спричиняють і з часом безслідно зникають.

Металізація шкіри – це проникнення у верхні шари шкіри дрібних часток металу, який розплавився під дією електричної дуги. Наддрібні частки металу мають високу температуру, але малий запас теплоти. Тому вони нездатні проникати через одяг і небезпечні для відкритих ділянок тіла. На ураженій ділянці тіла при цьому відчувається біль від опіку за рахунок тепла, занесеного в шкіру металом, і напруження шкіри від присутності в ній сторонньої твердої речовини - часток металу. З часом уражена ділянка шкіри набуває нормального вигляду, і зникають больові відчуття.

Особливо небезпечна електрометалізація, пов'язана з виникненням електричної дуги, для органів зору. При електрометалізації очей лікування може бути досить тривалим, а в окремих випадках -безрезультатним. Тому при виконанні робіт в умовах вірогідного виникнення електричної дуги необхідно користуватись захисними окулярами.

У більшості випадків одночасно з металізацією шкіри мають місце дугові опіки.

Електроофтальмія – запалення зовнішніх оболонок очей, спричинене надмірною дією ультрафіолетового випромінювання електричної дуги. Електроофтальмія зазвичай розвивається через 2-6 годин після опромінення (залежно від інтенсивності опромінення) і проявляється у формі почервоніння і запалення шкіри та слизових оболонок повік, слъзоточінні, гнійних виділеннях, світлобоях і світлобоязні. Тривалість захворювання 3...5 днів.

Профілактика електроофтальмії при обслуговуванні електроустановок забезпечується застосуванням окулярів зі звичайними скельцями, які майже не пропускають ультрафіолетових променів.

Механічні ушкодження, пов'язані з дією електричного струму на організм людини, спричиняються непередбачуваним судомним скороченням м'язів у результаті подразнювальної дії струму. Внаслідок таких судомних

скорочень м'язів можливі розриви сухожиль, шкіри, кровоносних судин, нервових тканин, вивихи суглобів, переломи кісток тощо. До механічних ушкоджень, спричинених дією електричного струму, не належать ушкодження, обумовлені падінням з висоти, та інші подібні випадки, навіть коли падіння було спричинено дією електричного струму.

Загальні електричні травми або електричні удари – це порушення діяльності життєво важливих органів чи всього організму людини як наслідок збурення живих тканин організму електричним струмом, яке супроводжується мимовільним судомним скороченням м'язів. Результат негативної дії на організм цього явища може бути різний: від судомного скорочення окремих м'язів до повної зупинки дихання і кровообігу. При цьому зовнішні місцеві ушкодження можуть бути відсутні.

Залежно від наслідків ураження розрізняють чотири групи електричних ударів:

I - судомні скорочення м'язів без втрати свідомості;

II- судомні скорочення м'язів із втратою свідомості без порушень дихання і кровообігу;

III - втрата свідомості з порушенням серцевої діяльності чи дихання або серцевої діяльності і дихання разом;

IV - клінічна смерть, тобто відсутність дихання і кровообігу.

Клінічна смерть - це перехідний стан від життя до смерті. В стані клінічної смерті кровообіг і дихання відсутні, в організм людини не постачається кисень. Ознаки клінічної смерті: відсутність пульсу і дихання, шкіряний покрив синювато-блідий, зіниці очей різко розширені і не реагують на світло.

Життєдіяльність клітин і організму в цілому ще деякий час підтримується за рахунок кисню, наявного в організмі на момент ураження.

Із часом запаси кисню в організмі вичерпуються, клітини організму починають відмирати, тобто настає біологічна смерть. Період клінічної смерті визначається проміжком часу від зупинки кровообігу і дихання до

початку відмирання клітин головного мозку як більш чутливих до кисневого голодування. Залежно від запасу кисню в організмі на момент зупинки кровообігу період клінічної смерті може бути від декількох до 10...12 хвилин, а кисневі ресурси організму, в свою чергу, визначаються тяжкістю виконуваної роботи - зменшуються зі збільшенням тяжкості роботи.

Якщо в стані клінічної смерті потерпілому своєчасно надати кваліфіковану допомогу (штучне дихання і закритий масаж серця), то дихання і кровообіг можуть відновитися, або продовжитися період клінічної смерті до прибуття медичної допомоги.

Закритий масаж серця майже не сприяє відновленню його роботи за наявності фібриляції серця – неупорядкованих скорочень м'язів серця, які не призводять до циркуляції крові. При фібриляції відновлення роботи серця можливе при застосуванні медпрепаратів і дефібриляторів (спеціальних електроприладів). Таким чином, при фібриляції серця закритий масаж сприяє, переважно, подовженню періоду клінічної смерті.

Крім електричних ударів, одним із різновидів загальних елек-тротравм є електричний шок - тяжка нервово-рефлекторна реакція організму на подразнення електричним струмом. При шоку виникають значні розлади нервової системи і, як наслідок цього, розлади систем дихання, кровообігу, обміну речовин, функціонування організму в цілому а життєві функції організму поступово згасають. Такий стан організму може тривати від десятків хвилин до доби і закінчитись або одужанням при активному лікуванні, або смертю потерпілого.

7.3 Чинники, що впливають на тяжкість ураження електричним струмом

Чинники, що впливають на тяжкість ураження людини електричним струмом, поділяються на три групи: електричного характеру, неелектричного характеру і чинники виробничого середовища.

Основні чинники електричного характеру – це величина струму, що проходить крізь людину, напруга, під яку вона потрапляє, та опір її тіла, рід і частота струму.

Величина струму, що проходить крізь тіло людини, безпосередньо і найбільше впливає на тяжкість ураження електричним струмом. За характером дії на організм виділяють:

- відчутний струм – викликає при проходженні через організм відчутні подразнення;

- невідпускаючий струм – викликає при проходженні через організм непереборні судомні скорочення м'язів руки, в якій затиснуто провідник;

- фібриляційний струм – при проходженні через організм викликає фібриляцію серця.

Відповідно до наведеного вище:

- пороговий відчутний струм (найменше значення відчутного струму) для змінного струму частотою 50 Гц коливається в межах 0,6-1,5 мА і 5-7 мА - для постійного струму;

- пороговий невідпускаючий струм (найменше значення невідпускаючого струму) коливається в межах 10-15 мА для змінного струму і 50-80 мА - для постійного;

- пороговий фібриляційний струм (найменше значення фібриляційного струму) знаходиться в межах 100 мА для змінного струму і 300 мА для постійного.

Гранично допустимий струм, що проходить крізь тіло людини при нормальному (неаварійному) режимі роботи електроустановки, не повинен перевищувати 0,3 мА для змінного струму і 1 мА для постійного.

Величина напруги, під яку потрапляє людина, впливає на тяжкість ураження електричним струмом в тій мірі, що зі збільшенням прикладеної до тіла напруги зменшується опір тіла людини. Останнє призводить до збільшення струму в мережі замикання через тіло людини і, як наслідок, до збільшення тяжкості ураження.

Гранично допустима напруга на людині при нормальному (неаварійному) режимі роботи електроустановки не повинна перевищувати 2-3 В для змінного струму і 8 В для постійного.

Електричний опір тіла людини. Тіло людини являє собою складний комплекс тканин. Це шкіра, кістки, жирова тканина, сухожилля, хрящі, м'язова тканина, кров, лімфа, спинний і головний мозок і т. ін.

Шкіра є основним фактором, що визначає опір тіла людини в цілому. Опір шкіри різко знижується при ушкодженні її рогового шару, наявності вологи на її поверхні, збільшенні потовиділення, забрудненні. Крім перерахованих чинників, на опір шкіри впливають щільність і площа контактів, величина прикладеної напруги, величина струму і час його дії. Зі збільшенням величини напруги, струму і часу його дії опір шкіри, а також і тіла людини в цілому падає. Так, якщо при напрузі в декілька вольт опір тіла людини перевищує 10 000 Ом, то при напрузі 100 В він знижується до 1500 Ом, а при напрузі більше 1000 В – до 300 Ом.

Опір тіла людини залежить від її статі і віку: у жінок він менший, ніж у чоловіків, у дітей менший, ніж у дорослих, у молодих людей менший, ніж у літніх. Спричиняється така залежність товщиною і ступенем огрубіння верхнього шару шкіри.

Враховуючи багатофункціональну залежність опору тіла людини від великої кількості чинників, при оцінці умов небезпеки ураження людини електричним струмом опір тіла людини вважають стабільним, лінійним, активним і рівним 1000 Ом.

Частота і вид струму. Через наявність в опорі людини ємнісної складової, збільшення частоти прикладеної напруги супроводжується зменшенням повного опору тіла людини і, як наслідок, збільшенням величини струму, який проходить через людину. Останнє дає підставу вважати, що тяжкість ураження електричним струмом має зростати зі збільшенням частоти. Але така закономірність спостерігається тільки в межах частот 0...50 Гц. Подальше збільшення частоти, незважаючи на

зростання струму, що проходить через людину, не супроводжується зростанням небезпеки ураження. При частотах 450-500 кГц вірогідність загальних електротравм майже зникає, але зберігається небезпека опіків дугових за рахунок проходження струму через тіло людини. При цьому струмові опіки спостерігаються на шкірі і прилеглих до неї тканинах – за рахунок поверхневого ефекту змінного струму.

Як подразнюючий чинник постійний струм викликає подразнення в тканинах організму при замиканні і розмиканні струму, що проходить через людину. В проміжку часу між замиканням і розмиканням цієї мережі дія постійного струму зводиться, переважно, до теплової. Змінний струм викликає більш тривалі інтенсивні подразнення за рахунок пульсації напруги. З цієї точки зору, змінний струм є небезпечнішим. В дійсності, ця закономірність зберігається до величини напруги 400-600 В, а при більшій напрузі постійний струм більш небезпечний для людини.

Основними чинниками неелектричного характеру є шлях струму через людину, індивідуальні особливості і стан організму людини, тривалість дії струму, раптовість і непередбачуваність дії струму.

Шлях струму через тіло людини суттєво впливає на тяжкість ураження. Особливо небезпечно, коли струм проходить через життєво важливі органи і безпосередньо на них впливає.

Якщо струм не проходить через життєво важливі органи, то він може впливати на них тільки рефлекторно - через центральну нервову систему, а вірогідність ураження цих органів менша.

Можливі шляхи струму через тіло людини називають петлями струму: "рука-рука", "голова-ноги", "рука-ноги" і т. ін. Серед випадків із тяжкими і смертельними наслідками частіше спостерігаються петлі "рука-рука" (40%), "права рука-ноги" (20%), "ліва рука-ноги" (17%). Особливо небезпечними є петлі "голова-руки" і "голова-ноги", але трапляються вони досить рідко.

Індивідуальні особливості і стан організму. До індивідуальних особливостей організму, які впливають на тяжкість ураження електричним

струмом, при інших незмінних чинниках належать: чутливість організму до дії струму, психічні особливості та риси характеру людини (холерики, сангвініки, меланхоліки, флегматики). Аналіз електротравматизму свідчить, що більш чутливі до дії електричного струму холерики і меланхоліки. Вони більше потерпають від дії струму, а фізично здорові і міцні люди – менше.

Крім індивідуальних особливостей організму, тяжкість ураження електричним струмом значною мірою залежить від стану організму. До більш тяжких уражень електричним струмом призводять: стан збурення нервової системи; депресії; захворювання шкіри; серцево-судинної системи, органів внутрішньої секреції, легенів; різного характеру запалення, що супроводжуються підвищенням температури тіла; пітливість тощо. Більш тяжкі наслідки дії струму чітко спостерігаються в стані алкогольного чи наркотичного сп'яніння, а тому допуск до роботи працівників у такому стані забороняється.

Тривалість дії струму. Зі збільшенням часу дії струму зменшується опір тіла людини за рахунок зволоження шкіри від поту та електролітичних процесів в тканинах, поширюється пробій шкіри, послаблюються захисні сили організму, підвищується вірогідність збігу максимального імпульсу струму через серце з фазою Т кардіо-циклу (фазою розслаблення серцевих м'язів), що, в цілому, призводить до більш тяжких уражень.

Чинник раптовості дії струму. Вплив цього чинника на тяжкість ураження обумовлюється тим, що за несподіваного потрапляння людини під напругу захисні функції організму не налаштовані на небезпеку. Експериментально встановлено, що якщо людина чітко усвідомлює загрозу можливості потрапити під напругу, то у разі реалізації цієї загрози значення порогових струмів на 30-50% вищі. І, навпаки, якщо така загроза не усвідомлюється, і дія струму проявляється несподівано, то значення порогових струмів будуть меншими.

Чинниками виробничого середовища, які впливають на небезпеку ураження людини електричним струмом, є температура повітря в

приміщенні, вологість повітря, запиленість повітря, наявність у повітрі хімічно активних домішок тощо.

Із підвищенням температури повітря посилюється потовиділення, зволожується одяг, взуття. Це призводить до зниження опору на ділянці включення людини в електричну мережу.

Вологість повітря аналогічно впливає на опір на ділянці включення людини в електричну мережу. Крім того, підвищення вологи знижує опір ізоляції електроустановки, що є одним із важливих чинників електробезпеки.

Запиленість повітря, особливо струмопровідним пилом, також негативно впливає на опір ізоляції установки, сприяє переходу напруги на неструмовідні частини установки, коротким замиканням тощо і, таким чином, підвищує небезпеку електротравми.

Забруднення повітря хімічно активними речовинами, а також біологічне середовище, що у вигляді плісняви утворюється на електрообладнанні, негативно впливає на стан ізоляції електроустановок, зменшує опір на ділянці включення людини в електромережу за рахунок зниження перехідного опору між струмовідними частинами і тілом людини і, таким чином, підвищує небезпеку ураження електричним струмом.

За чинниками виробничого середовища ПУЕ виділяють такі типи приміщень:

- гарячі, температура в яких впродовж доби перевищує 35 С;
- сухі, відносна вологість в яких не перевищує 60%, тобто знаходиться в межах оптимальної за гігієнічними нормативами;
- вологі, відносна вологість в яких не перевищує 75%, тобто знаходиться в межах допустимої за гігієнічними нормативами;
- сирі, відносна вологість в яких більше 75%, але менше вологості насичення;
- особливо сирі, відносна вологість в яких близька до насичення, спостерігається конденсація пари на будівельних конструкціях, обладнанні;

- запилені, в яких пил проникає в електричні апарати та інші споживачі електроенергії і осідає на струмовідні частини, при цьому такі приміщення діляться на приміщення зі струмопровідним і неструмопровідним пилом;

- приміщення з хімічно агресивним середовищем, яке призводить до порушення ізоляції, або біологічним середовищем, що у вигляді плісняви утворюється на електрообладнанні.

ВИСНОВКИ

В ході виконання дипломного проекту була розроблена раціональна конфігурація електричної мережі постачання промислового району сумарною активною потужністю 178 МВт.

При розробці варіантів розвитку в першу чергу були розглянуті конфігурації типових схем, що включають розімкнуті радіальні і розгалужені схеми, схеми з двостороннім живленням і кільцеві, складнозамкнуті схеми. У техніко-економічному порівнянні варіантів розвитку мережі беруть участь тільки такі варіанти схем мереж, в яких споживачі забезпечуються електроенергією необхідної якості при заданому ступеню надійності, тобто допустимі за технічними вимогами варіанти. На цій підставі обґрунтована доцільна конфігурація мережі.

Був визначений попередній розподіл потужності в режимі максимального навантаження. Це необхідно для вибору номінальної напруги в схемах електропостачання споживчих підстанцій і вибору перерізів проводів на ділянках проектованої мережі.

Обрані трансформатори та визначена потужність трансформаторів підстанцій.

Одним з найбільш ефективних заходів для зменшення втрат потужності є компенсація реактивної потужності, коли джерела реактивної потужності встановлюються поблизу споживачів. Керуючись цим вибрані компенсуючі і регулюючі пристрої і місця їхнього розташування.

Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі техніко-економічного порівняння ряду варіантів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок / 5-е вид. переробл. й доповн. – Харків: Форт, 2017. – 760 с.
2. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств : Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В.І. Мілих, Т.П. Павленко. – Харків : ФОП Панов А. М., 2016. – 272 с.
3. Бурбело, М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків : навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця : ВНТУ, 2011. – 204 с.
4. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
5. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
6. Електропостачальні системи та їх проектування [Текст]: Конспект лекцій для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / уклад. Т.І. Коменда., Н.В. Коменда. – Луцьк: Луцький НТУ, 2016. – 190 с.
7. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.
8. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.
9. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00–1.21–98. – Київ: Державний комітет України по нагляду за охороною праці, 1998. – 91 с.

11. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. НАПБ В.01.034-2005/111. – Київ: Затверджені наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 вересня 2018 року N 491. – 90 с.

12. О.П. Михайлюк, В.В. Олійник, І.Я. Кріса, П.А. Білим, О.О.Тесленко Пожежна безпека об'єктів підвищеної небезпеки: Навчальний посібник. – Х.: УЦЗУ, 2010. - 343 с.

Додаток В

Радіальна мережа

Джерело живлення

