

**СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ**

Факультет інженерії

Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

**до дипломного проекту
ступінь вищої освіти бакалавр**

галузі знань 14 Електрична інженерія

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему Розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною
активною потужністю 61 МВт

Виконав: студент групи ЕЕ-19да

Давидюк Володимир Дмитрович

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Керівник

К.т.н., доц. руднєв Є.С..

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Завідувач кафедри

доц. Руднєв Є.С.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Рецензент

к.т.н. доц. Мазнєв Є.О.

(прізвище, та ініціали)

(підпис)

Київ 2023

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

Завідувач кафедри ЕІ

доц. Руднєв Є.С.

" ___ " _____ 2023 року

З А В Д А Н Н Я

НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Давидюк Володимир Дмитрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту Розрахунок електричної частини електричної мережі сумарною активною потужністю 61 МВт

керівник проекту к.т.н., доц. Руднєв Євген Сергійович

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

затверджені наказом вищого навчального закладу від від № 267/15.23-С від
16.05.2023

2. Строк подання студентом проекту 10 червня 2023 р.

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 35 кВ.

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
70	80	95	120	80	167	120	200	135	210

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

3.2. Навантаження споживачів у максимальному режимі

Тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин/рік	Максимальні навантаження P (Мвт) и $\cos\varphi$ (о.е.) споживачів							
	Пункт споживання №1		Пункт споживання №2		Пункт споживання №3		Пункт споживання №4	
	P_1	$\cos\varphi_1$	P_2	$\cos\varphi_2$	P_3	$\cos\varphi_3$	P_4	$\cos\varphi_4$
T_m	18	0,810	11	0,849	24	0,825	8	0,814

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 $U_{нн}$. Район по ожеледі.

Найменування вузла	Галузь	Вторинна номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності	Район по ожеледі
1	Машинобудування	10	II	II
2	Машинобудування	6	I	
3	Сільське господарство	10	I	
4	Сільське господарство	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. Руднев Є. С.		
Охорона праці	доц. Руднев Є. С.		

7. Календарний план виконання проекту

№	Назва етапів 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.		
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	Графічна частина		
7	Оформлення проекту		
8	Захист проекту		

Студент _____
(підпис)

Керівник проекту _____
(підпис)

Дата видачі завдання ”_14_”_05 2023 р.

РЕФЕРАТ

ЕЛЕКТРИЧНА МЕРЕЖА, РОЗРАХУНОК, ЕЛЕКТРИЧНІ СХЕМИ, ТРАНСФОРМАТОР, ПЕРЕРІЗИ ПРОВОДІВ

Обґрунтовано доцільну конфігурацію мережі. Вибрано номінальні напруги, перерізи проводів ліній електропередач на всіх ділянках мережі, що проектується. Визначено потужність трансформаторів підстанцій. Обрано компенсуючі та регулюючі пристрої та місця їхнього розташування. Найбільш вигідне рішення знаходилося на основі порівняльного аналізу декількох варіантів.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ			
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	РЕФЕРАТ	Літ.	Лист	Листів
Розроб.	Давидюк							
Перевір.	Руднев							
Реценз.								
Н. Контр.								
Затверд.	Руднев				СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ			

ABSTRACT

ELECTRIC NETWORK, CALCULATION, ELECTRICAL SCHEMES, TRANSFORMERS, WIRES, WAYS

Reasonable justification network configuration. Selected nominal voltage wire cross sections of power lines in all parts of the network projected. The power of substation transformers is determined. Chosen compensating and regulating devices and their location. The most advantageous solution was based on a comparative analysis of several options.

.....

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ		
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			
Розроб.	Давидюк				Літ.	Лист	Листів
Перевір.	Руднев						
Реценз.					СНУ ім. В.Даля, кафедра ЕІ		
Н. Контр.							
Затверд.	Руднев						

ЗМІСТ

	Стор.
ВСТУП.....	7
1. ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1. Коротка характеристика споживачів району.....	8
1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району.....	8
1.3. Обґрунтування необхідності і вибір місця спорудження вузлової підстанції.....	9
1.4. Розробка варіантів схем електропостачання споживачів району.....	13
1.4.1. Основні вимоги до схеми мережі.....	13
1.4.2. Попереднє порівняння варіантів за натуральними показниками.....	15
2. РОЗРАХУНОК ТЕХНІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ.....	20
2.1. Наближений розрахунок потужностей і вибір номінальної напруги	20
2.2. Розрахунок перерізів проводів.....	35
2.3. Перевірка проводів за умов нагрівання.....	37
2.4. Розрахунок параметрів ліній.....	40
2.5. Перевірка схем за допустимою втратою напруги.....	31
2.6. Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів.....	33
2.7. Розрахунок втрат потужності і електроенергії.....	36
2.7.1. Втрати потужності у лініях.....	36
2.7.2. Втрати у трансформаторах.....	38
2.7.3. Втрати в електричній мережі.....	40
3. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МЕРЕЖІ.....	59
3.1. Режими максимального навантаження.....	59
3.2. Післяаварійний режим.....	75
4. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ.....	79
5. ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА СПОСОБИ ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	83
5.1. Роль енергозбереження в сучасному суспільстві.....	83
5.2. Технологічна витрата потужності і енергії в електричних мережах.....	86
6. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	89
6.1. Статична електрика та захист від неї.....	89
6.2. Атмосферна електрика та захист від неї.....	91
6.3. Інструктаж з питань пожежної безпеки.....	93
7. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище.....	96
СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ.....	116

ВСТУП

Призначення розподільчих мереж - доставка електроенергії безпосередньо споживачам напругою 6-10 кВ, розподіл електроенергії між підстанціями 6-110 / 0,38-35 кВ району електроспоживання, збір потужності, виробленої невеликими станціями (теплофікаційними і гідравлічними), потужності яких становлять десятки, іноді сотні мегават.

Безперервне зростання в часі цих потужностей призводить до постійного збільшення номінальної напруги розподільних мереж. Так, ще до недавнього часу, розподільні функції покладалися, головним чином, на мережі 6-35 кВ електропостачання окремих груп споживачів. Призначення мереж 110 кВ полягало в передачі (без проміжних відборів) цих потоків до зон (територій) їх розподілу.

На сучасному етапі електрифікації, розвитку господарсько-економічної діяльності, що супроводжується збільшенням охоплення цих територій і кількості великих енергоємних підприємств, розподільні функції покладаються на мережі 110 кВ, а в деяких ЕЕС перейшли до розгалужених ліній електропередачі 220 кВ. Крім того, зростання потужностей, споживаних промисловими підприємствами, великими містами, призводить до необхідності застосування глибокого вводу ліній 110-220 кВ, тобто максимального наближення підвищених напруг до вузлів, районів електроспоживання. Тому необхідно відзначити умовність поділу системи передачі і розподілу ЕЕ на системоутворюючі, протяжні мережі (системи передачі ЕЕ) і системи розподілу ЕЕ по їх номінальній напрузі.

Отже, систему розподілу ЕЕ становлять мережі напругою 6-150 (220) кВ, що включають дві-три ступені (рівня) напруги з трансформаціями 110 (150) / 35 / 6-10 кВ або 220/35 / 6-10 кВ. Рівень середньої напруги (СН) відповідає напругам мереж 110-150 (220) кВ, що живиться від мереж високої

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

напруги (ВН) 330-750 кВ системи передачі ЕЕ через трансформацію ВН / СН. Рівень нижчої напруги представлений мережами напругою 6-35 кВ, що живиться від мереж СН з трансформацією СН / НН 110-150 (220) / 6-35 кВ або безпосередньо від мереж ВН з трансформацією ВН / НН з напругою 220-330 / 6-35 кВ.

Низьковольтні мережі 0,22-0,66 кВ також відносяться до нижчого рівня, що утворюється в результаті додаткової трансформації 6-35 / 0,22-0,66.

Розподільні мережі СН передають потужності в десятки мегават, мережі НН доставляють потужності споживачам від декількох сотень кіловат до декількох мегават. Низьковольтні, або споживчі мережі, живлять безпосередньо апарати промислового або побутового призначення. Навантаження, що живляться цими мережами 0,22-0,38 кВ (за винятком промислових), мають потужності від часток кіловат до декількох кіловат, в промислових мережах 0,38-0,66 кВ передана потужність становить від декількох десятків і рідше до декількох сотень кіловат.

Електричні мережі системи розподілу ЕЕ специфічні за структурою (складом), конфігурації і електричним режимам, і тому виділені в окремий клас напругою до 150 (220) кВ.

Структура мережі визначається їх призначенням. Зокрема, мережі СН 110-220 кВ, що виконуються, за рідкісним винятком, повітряними лініями, з'єднані автотрансформаторним зв'язком, містять великі підстанції районного значення та можуть об'єднувати електростанції невеликої потужності. Мережі НН 0,38-35 кВ, розраховані на розподіл і доставку ЕЕ значно менших потужностей, певною мірою відображають галузеву приналежність і можуть бути виконані як повітряними, так і кабельними. Так, мережі 35 кВ зовнішнього електропостачання промислових підприємств і міст, сільської електрифікації 0,38-35 кВ виконуються повітряними лініями; міські мережі 0,38-10 кВ, мережі внутрішнього електропостачання промислових підприємств переважно кабельні.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

Багато в чому режимна специфіка розподільних мереж визначається їх конфігурацією. Конфігурація схеми мережі залежить від взаємного розташування центрів живлення, прийомних підстанцій і від вимог забезпечення надійності (резервування) електропостачання.

Розподільні мережі можуть виконуватися роз'єднаними і замкнутими. За розімкнутої конфігурації - у вигляді радіальної і магістральної схем з одним центром живлення (ЦЖ). За магістральної конфігурації мережі витрачається менше провідників і комутаційної апаратури, ніж при радіальному її виконанні. Крім того, з причини меншою сумарною протяжності ВЛ зменшується витрата опор, ізоляторів, лінійної арматури тощо. Тому магістральні мережі дешевше радіальних. Однак вони менш надійні, тому що відключення головного ділянки виводить з роботи всі електроприймачі, які отримують живлення з даної магістралі. Разом з тим магістральні мережі, виконані шинопроводами, забезпечують високу надійність.

Розподільні мережі СН 110-220 кВ постачають електроенергією великі райони електроспоживання, тому виконуються переважно резервованими, наприклад, у вигляді радіально - магістральних схем з одним центром живлення. Причому нерезервовані розімкнуті схеми слід розглядати як першу чергу споруди (розвитку) резервованої мережі - при можливості їх резервування по мережі СН або НН. Подвійна радіально-магістральна мережа за рахунок дублювання лінії (на одних або різних опорах) забезпечує резервування живлення споживачів. Ця схема характеризується рівномірним завантаженням обох ліній, що відповідає мінімуму втрат, не викликає збільшення струмів короткого замикання в суміжних ділянках мережі, дозволяє здійснювати чітке ведення режиму роботи.

Перевагами розімкнутих мереж є проста конфігурація схеми, низька вартість, мінімальні витрати провідникового металу і обладнання. Відсутність перевантажень в аварійних режимах дозволяє вести розрахунок і вибирати перетину проводів тільки по нормальному режиму роботи.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

Дві радіальні нерезервованої мережі, що живляться від одного центру, при розвитку за рахунок підключення нових ділянок, які подовжують магістралі, можуть бути перетворені в замкнуту мережу кільцевої конфігурації (петльова схема), або в мережу з двома джерелами живлення, що дозволяє резервувати живлення споживачів.

Можливості даної конфігурації обмежуються пропускною спроможністю головних ділянок, тому при відключенні одної з них необхідно забезпечити електропостачання всіх підстанцій мережі; в залежності від потужності трансформаторів обмежена кількість підстанцій. Подвійна конфігурація має більшу пропускну здатність, застосовується в мережах 110 кВ систем електропостачання міст, а також в мережах 110-220 кВ для електропостачання протяжних споживачів - проводиться електрифікація залізниць і трубопроводів.

Розподільні мережі НН 0,38-35 кВ виконують переважно роз'єднаними радіальної і магістральної конфігурації, які отримують живлення від одного або двох центрів. Головна особливість розподільних мереж НН - їх масовість. Кількість трансформаторних пунктів, ділянок мереж сягає в межах мережевого підприємства кілька сотень. Тому в цих мережах для зміни, поліпшення режиму напруги використовують прості недорогі пристрої: трансформатори без автоматичного регулювання та переважно нерегульовані конденсаторні батареї.

Розподільні мережі НН і особливо мережі 0,38-10 кВ сильно розгалужені, характеризуються великою сумарною протяжністю.

Схемне побудова і функціонування розподільних мереж визначається необхідною надійністю електропостачання, галузевою належністю, характером споживачів.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

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

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 18/0,81 = 22,2. \quad (1.1)$$

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

$$Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = (22,2^2 - 18^2)^{0,5} = 13,0. \quad (1.2)$$

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	Вторична номінальна напруга $U_{нн}$, кВ	Категорія надійності
1	18	+j	13,0	Машинобудування	10	II
2	11	+j	6,8	Легка промисловість	6	I
3	24	+j	16,4	Машинобудування	10	I
4	8	+j	5,7	Машинобудування	10	I

1.2. Визначення сумарного розрахункового навантаження району

Як розрахункові навантаження на цьому етапі проектування приймаються максимальні навантаження, зазначені в завданні на курсовий 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:

$$\sum_{i=1}^n P_i = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 = 18 + 11 + 24 + 8 = 61,00. \quad (1.3)$$

Розраховується сума реактивних максимальних навантажень, МВАр:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 = 13,0 + 6,8 + 16,4 + 5,7 = 41,90. \quad (1.4)$$

Повне максимальне навантаження району, МВА

$$S_{\Sigma} = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^n P_i\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^n Q_i\right)^2} = (61,00^2 + 41,90^2)^{0,5} = 74,00. \quad (1.5)$$

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:

$$\Delta P = 0,03 \cdot \sum_{i=1}^n P_i + 0,02 \cdot S_{\Sigma} = 0,03 \cdot 61,00 + 0,02 \cdot 74,00 = 3,31. \quad (1.6)$$

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

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

$$\Delta Q = 0,05 \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + 0,1 \cdot S_{\Sigma} = 0,05 \cdot 41,90 + 0,1 \cdot 74,00 = 9,50. \quad (1.7)$$

Сумарне активне P_p розрахункове навантаження району, МВт

$$P_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n P_i + \Delta P = k_{\text{ум}} \cdot P_{\Sigma} + \Delta P = 0,95 \cdot 61,00 + 3,31 = 61,26. \quad (1.8)$$

Сумарні реактивне Q_p розрахункові навантаження району, МВАр

$$Q_p = k_{\text{ум}} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i + \Delta Q = k_{\text{ум}} \cdot Q_{\Sigma} + \Delta Q = 0,95 \cdot 41,90 + 9,50 = 49,31. \quad (1.9)$$

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

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = (61,26^2 + 49,31^2)^{0,5} = 78,64. \quad (1.10)$$

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 :

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

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

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Таблиця 1.2 – Розрахунок місця розташування ВП

Найменування ПС	$P,$	$X,$	$P \times X,$	$Y,$	$P \times Y,$	$L_{псі-цн}$	$P \times l_{пс-тцн},$
	МВт	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм	мм	МВт·мм
1	18	95	1710	120	2160	53	954
2	11	80	880	167	1837	27	297
3	24	120	2880	200	4800	31	744
4	8	135	1080	210	1680	47	376
Разом	61,00	-	6550	-	10477	-	2371

Координати центра електричних навантажень (ЦН) X_0 і Y_0 :

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 6550/61,00 = 107 \text{ мм.} \quad (1.13)$$

$$Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^m P_i} = 10477/61,00 = 172 \text{ мм.} \quad (1.14)$$

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)	70	80
Пункт споживання №1, (X_1, Y_1)	95	120
Пункт споживання №2, (X_2, Y_2)	80	167
Пункт споживання №3, (X_3, Y_3)	120	200
Пункт споживання №4, (X_4, Y_4)	135	210
Центр електричних навантажень (ЦН), (X_0, Y_0)	107	172

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.

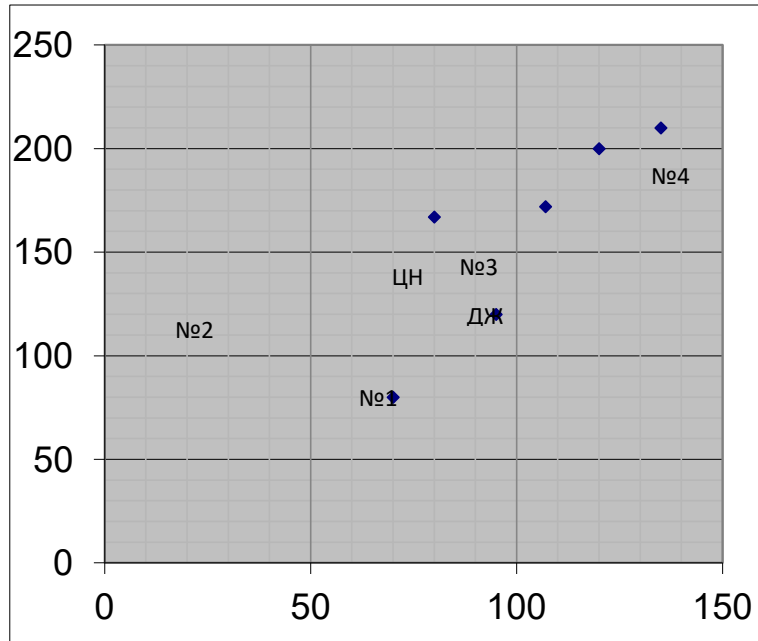


Рисунок 1.1 – План розташування на місцевості споживачів (1-4), джерела електроенергії А(ДЖ) і центра навантаження (ЦН).

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

$$L_{дж-цн} = \sqrt{(X_A - X_0)^2 + (Y_A - Y_0)^2} = ((70-107)^2 + (80-172)^2)^{0.5} = 99. \quad (1.15)$$

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

$$L_{nc1-цн} = \sqrt{(X_1 - X_0)^2 + (Y_1 - Y_0)^2} = ((95-107)^2 + (120-172)^2)^{0.5} = 53. \quad (1.16)$$

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,

$$L_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot l_{i-тцн}}{\sum_{i=1}^m P_i} = 2371/61,00 = 39. \quad (1.17)$$

Розраховуємо умову (1.1)

$$\frac{L_{дж-цн}}{L_{с.в.}} = 99/39 = 2,54, \quad (1.18)$$

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

$$\sqrt{l_{A1}} = \left(\sqrt{(X_A - X_1)^2 + (Y_A - Y_1)^2} \right) \cdot M = [(70-95)^2 + (80-120)^2]^{0,5} \cdot 1 = 47 \text{ км.} \quad (1.19)$$

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}
47	88	130	145	49	84	98	52	70	18

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 електроприймачив. 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).

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

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,

$$l_{\partial il \partial 1} = 1,1ml_{\partial 1} = 1,1 \cdot 1 \cdot 47 = 51,7.$$

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

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

приймається, що вартість одного вимикача в 3 рази більше вартості одного кілометра ЛЕП. Тоді еквівалентна довжина ЛЕП ($L_{екв}$) по варіанту електропостачання обчислюється, км,

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

де $n_{в}$ – кількість вимикачів у варіанті електропостачання.

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

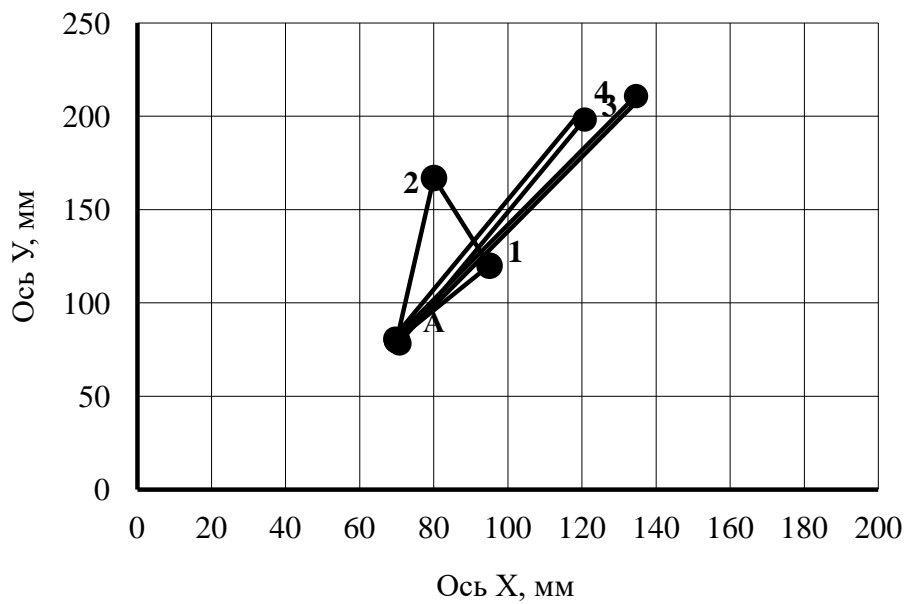


Рисунок 1.3 – Варіант “а”

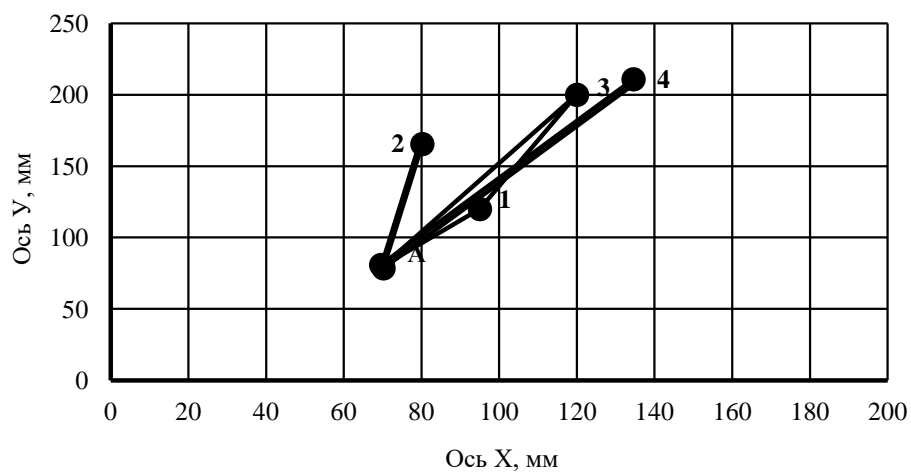


Рисунок 1.4 – Варіант “б”

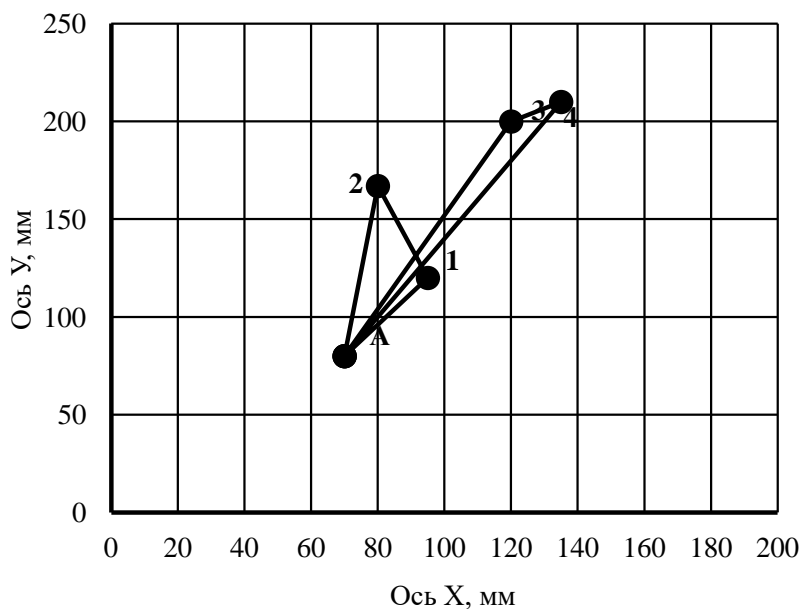


Рисунок 1.5 – Варіант “в”

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

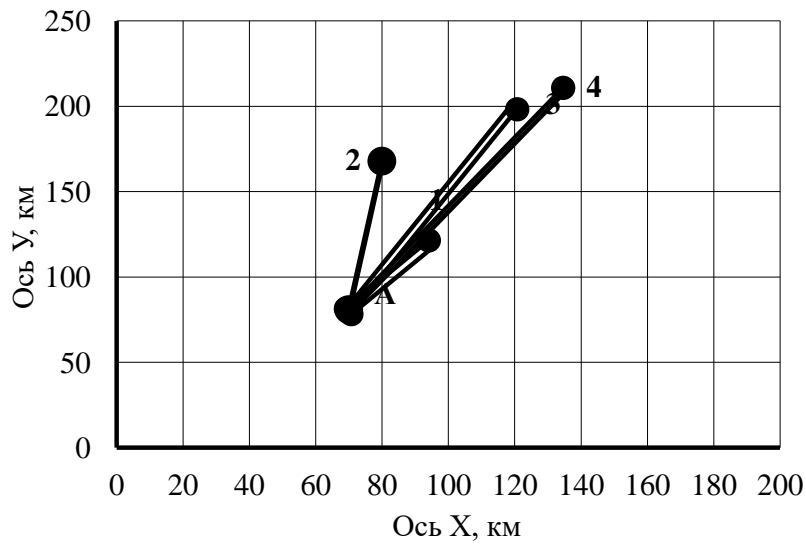


Рисунок 1. – Варіант “Г”

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	47	51,7	51,7	686,4	9	713,4
	1-2	1	49	53,9	53,9			
	A-2	1	88	96,8	96,8			

	A-3	1,6	130	143	228,8			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			
“б”	A-1	1	47	51,7	51,7	697,2	9	724,2
	A-3	1	130	143	143			
	1-3	1	84	92,4	92,4			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			
	A-2	1,6	88	96,8	154,9			
“в”	A-1	1	47	51,7	51,7	524,7	9	551,7
	1-2	1	49	53,9	53,9			
	A-2	1	88	96,8	96,8			
	A-3	1	130	143	143			
	3-4	1	18	19,8	19,8			
	A-4	1	145	159,5	159,5			
“г”	A-1	1,6	47	51,7	82,7	721,6	9	748,6
	A-2	1,6	88	96,8	154,9			
	A-3	1,6	130	143	228,8			
	A-4	1,6	145	159,5	255,2			

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ДБ 141.1722.21-000 ПЗ					Лист
										25

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

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.

						ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			27

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.

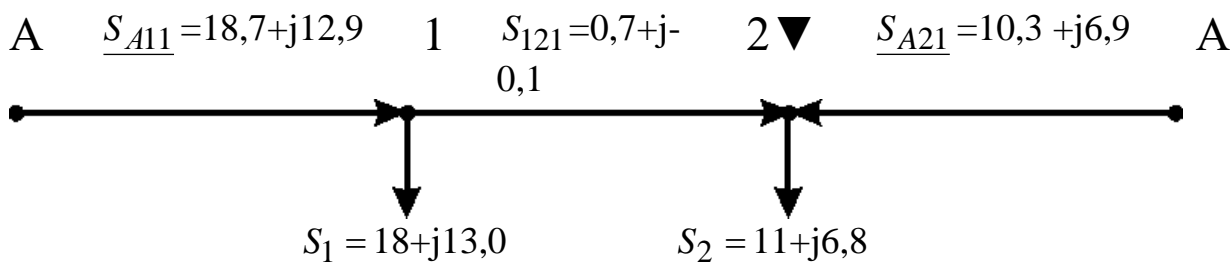


Рисунок 2.1 – Спрощена розрахункова схема для ділянки А-1-2-А (варіант мережі 1)

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,

$$\begin{aligned} P_{A11} &= \frac{P_1(l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}) + P_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial il12} + l_{\partial ilA2}} = (18 \cdot (53,9 + 96,8) + 11 \cdot 96,8) / \\ &/(51,7 + 53,9 + 96,8) = 18,7 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (2.4)$$

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

$$Q_{A11} = \frac{Q_1(l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1}) + Q_2 l_{\partial ilA2}}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = (13,0 \cdot (53,9 + 96,8) + 6,8 \cdot 96,8) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 12,9 \quad (2.5)$$

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

$$S_{A11} = P_{A11} + jQ_{A11} = (18,7 + j12,9) \quad (2.6)$$

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

$$\begin{aligned} S_{A21} &= \frac{S_1 \cdot l_{\partial ilA1} + S_2 \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{(P_1 + jQ_1) \cdot l_{\partial ilA1} + (P_2 + jQ_2) \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = \\ &= \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} + j \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = \\ &P_{A21} + jQ_{A21} \cdot \end{aligned} \quad (2.7)$$

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

$$P_{A21} = \frac{P_1 \cdot l_{\partial ilA1} + P_2 \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = (18 \cdot 51,7 + 11 \cdot (53,9 + 51,7)) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 10,3 \quad (2.8)$$

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

$$Q_{A21} = \frac{Q_1 \cdot l_{\partial ilA1} + Q_2 \cdot (l_{\partial ilA2} + l_{\partial ilA1})}{l_{\partial ilA1} + l_{\partial ilA2}} = (13,0 \cdot 51,7 + 6,8 \cdot (53,9 + 51,7)) / (51,7 + 53,9 + 96,8) = 6,9 \quad (2.9)$$

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

$$S_{A21} = P_{A21} + jQ_{A21} = (10,3 + j6,9) \quad (2.10)$$

Перевірка балансом потужностей.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

номінальних напруг в схемах внутрішнього і зовнішнього електропостачання ВП буде розподільною.

Як критерій прийнятності намічених номінальних напруг (критерію реалізуємості 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_{ndil} кВ
1	A-1	51,7	18,7	1	81	35
	A-2	96,8	10,3	1	70	35
	1-2	53,9	0,7	1	35	35
	A-3	143,0	24	2	33	35
	A-4	159,5	8	2	79	35
2	A-1	51,7	18	2	65	35
	A-2	96,8	11	2	61	35
	A-3	143,0	24	2	59	35
	A-4	159,5	8	2	79	35

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,

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

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

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

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,

$$S_{A11} = \sqrt{P_{A11}^2 + Q_{A11}^2} = (18,7^2 + 12,9^2)^{1/2} = 22,7$$

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

$$I_{A11} = \frac{S_{A11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot n_{A1}} = 22,7 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35 \cdot 1) = 374,9;$$

Значення економічної щільності струму $j_{\text{ек}}$ 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 $T_m = 6720$ год/рік (вихідні данні проекту)

$$j_{\text{ек}} = 1 \text{ А/мм}^2.$$

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

$$F_{A11} = \frac{I_{A11}}{j_{\text{ек}}} = 374,9 / 1 = 375$$

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

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	18,7	12,9	22,7	35	1	374,9	375	АС-240/32	605	0,12	0,405	2,81
	A-2	10,3	6,9	12,4	35	1	204,8	205	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
	1-2	0,7	-0,1	0,7	35	1	11,6	12	АС-70/11	265	0,428	0,444	2,55
	A-3	24	16,4	29,1	35	2	240,3	240	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	8	5,7	9,8	35	2	80,9	81	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7
2	A-1	18	13,0	22,2	35	2	183,3	183	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-2	11	6,8	12,9	35	2	106,5	107	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-3	24	16,4	29,1	35	2	240,3	240	АС-95/16	330	0,306	0,434	2,61
	A-4	8	5,7	9,8	35	2	80,9	81	АС-150/24	450	0,198	0,42	2,7

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,

$$P_{авА11} = P_1 + P_2 = 18 + 11 = 29,0.$$

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

$$Q_{авА11} = Q_1 + Q_2 = 13,0 + 6,8 = 19,8.$$

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

$$S_{авА11} = \sqrt{P_{авА11}^2 + Q_{авА11}^2} = (29,0^2 + 19,8^2)^{0,5} = 35,1.$$

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

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

$$I_{авА11} = \frac{S_{А11} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_n} = 35,1 \cdot 10^3 / (1,73 \cdot 35) = 580 \text{ А.}$$

$$I_{авА11} = 580 \text{ А} \leq I_{доп} = 605 \text{ А.}$$

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	29,0	19,8	35,1	35	1	580	605
	А-2	Обрив	0	0,0	35	1	0	450
	1-2	11	6,8	12,9	35	1	213	265
	А-3	24	16,4	29,1	35	2	240	330
	А-4	8	5,7	9,8	35	2	81	450
2	А-1	18	13,0	22,2	35	2	183	330
	А-2	11	6,8	12,9	35	2	107	330
	А-3	24	16,4	29,1	35	2	240	330
	А-4	8	5,7	9,8	35	2	81	450

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 $I_{ав} \leq I_{дон}$.

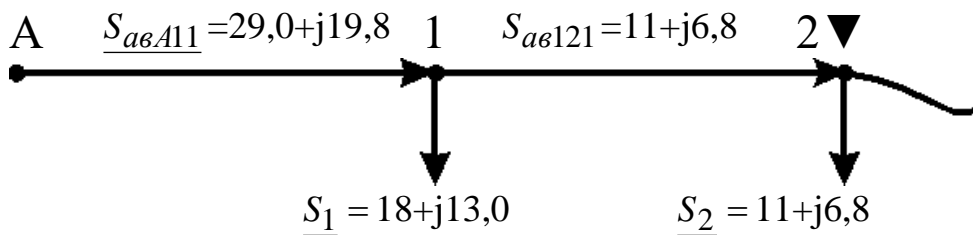


Рисунок 2.8 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1-2-А (варіант 1) при обриві проводу на ділянці А-2

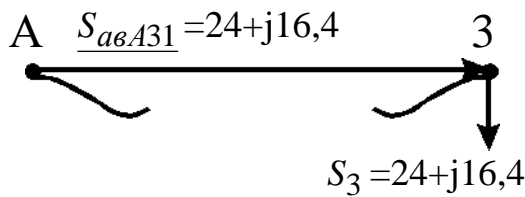


Рисунок 2.9 – Розрахункова- схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 1) при обриві проводу

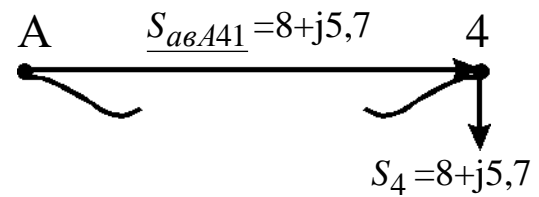


Рисунок 2.10 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 1) при обриві проводу

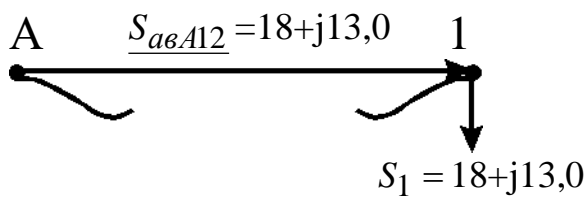


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-1 (варіант 2) при обриві проводу

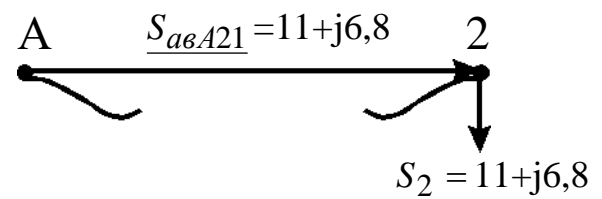


Рисунок 2.12 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-2 (варіант 2) при обриві проводу

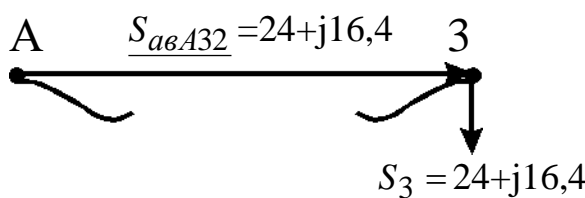


Рисунок 2.13 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-3 (варіант 2) при обриві проводу

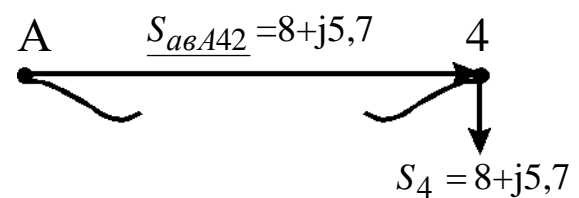


Рисунок 2.14 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму ділянки А-4 (варіант 2) при обриві проводу

2.4. Розрахунок параметрів ліній

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

$$R_{A11} = r_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,120 \cdot 51,7 = 6,2. \quad (2.26)$$

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,

$$X_{A11} = x_{0A1} \cdot l_{A1} = 0,405 \cdot 51,7 = 20,9. \quad (2.27)$$

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,

$$Q_{вA1} = U_n^2 \cdot b_{0A1} \cdot l_{дiлA1} \cdot n_{A1} = 35^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 51,7 \cdot 1 = 0,18, \quad (2.28)$$

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, $l_{дiл}$, км	Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом	Реактивний опір одного ланцюга ділянці, X_i , Ом	Ємнісна провідність на 1 км, b_{0i} , Ом ⁻¹ км ⁻¹	Зарядна ємна потужність ділянки лінії, Q_{ei} , МВАр
1	A-1	1	0,120	0,405	51,7	6,2	20,9	2,81	0,18
	A-2	1	0,198	0,420	96,8	19,2	40,7	2,70	0,32
	1-2	1	0,428	0,444	143,0	61,2	63,5	2,55	0,45
	A-3	2	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	2,61	1,02
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34
2	A-1	2	0,306	0,434	51,7	15,8	22,4	2,61	0,33
	A-2	2	0,306	0,434	96,8	29,6	42,0	2,61	0,62
	A-3	2	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	2,61	1,02
	A-4	2	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	2,70	0,34

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 - $\Delta U_{авддон} \leq 15\%$ [2]. У курсовому 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

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

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{А11}}{n} = 6,2/1 = 6,2.$$

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

$$X_{авА11} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 20,9.$$

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

$$\Delta U_{авА11} = \frac{P_{А11} \cdot R_{авА11} + Q_{авА11} \cdot X_{авА11}}{U_{ном}} = (29,0 \cdot 6,2 + 19,8 \cdot 20,9) / 35 = 17,0.$$

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

$$R_{авА11} = \frac{R_{121}}{n} = 61,2/1 = 61,2.$$

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

$$X_{ав121} = \frac{X_{А11}}{n} = 20,9/1 = 63,5.$$

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

$$\Delta U_{ав121} = \frac{P_{121} \cdot R_{ав121} + Q_{ав121} \cdot X_{ав121}}{U_{ном}} = (11 \cdot 61,2 + 6,8 \cdot 63,5) / 35 = 31,6.$$

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, %,

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

$$\Delta U_{авА11} \% = \frac{\Delta U_{авА11}}{U_H} \cdot 100\% = 17,0 \cdot 100 / 35 = 48,6.$$

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

$$\Delta U_{ав121} \% = \frac{\Delta U_{ав121}}{U_H} \cdot 100\% = 31,6 \cdot 100 / 35 = 90,3.$$

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 %:

$$U_{авА-1-2} \% = U_{авА11} \% + U_{ав121} \% = 48,6 + 90,3 = 138,9\% > 15\%. \quad (2.32)$$

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, $l_{діл}$ 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, $P_{діл}$, МВт (табл.. 2.3)	Реактивна потужність на ділянці, $Q_{діл}$, МВАр, (табл.. 2.3)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , кВ (2.29)	Втрата напруги на ділянці, ΔU , % (2.32)
1	A-1	АС-240/32	0,120	0,405	51,7	6,2	20,9	29,0	19,8	17,0	48,6
	A-2	АС-150/24	0,198	0,420	96,8	Обрив					
	1-2	АС-70/11	0,428	0,444	143,0	61,2	63,5	11	6,8	31,6	90,3
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	24	16,4	65,9	188,3
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	8	5,7	5,9	16,9
2	A-1	АС-95/16	0,306	0,434	96,8	29,6	42,0	18	13,0	30,8	88,0
	A-2	АС-95/16	0,306	0,434	143,0	43,8	62,1	11	6,8	25,8	73,7
	A-3	АС-95/16	0,306	0,434	159,5	48,8	69,2	24	16,4	65,9	188,3
	A-4	АС-150/24	0,198	0,420	51,7	10,2	21,7	8	5,7	5,9	16,9

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,

$$S_1 = \frac{P_1}{\cos \varphi_1} = 18 / 0,81 = 22,2.$$

Необхідна потужність трансформатора, МВА,

$$S_{необх1} = 0,7 \cdot S_1 = 0,7 \cdot 22,2 = 15,5.$$

По величині $S_{необх}$ вибирають трансформатори з найближчим стандартним значенням номінальної потужності $S_{нт}$. Для вузла №1 вибираємо по табл. А.7 трансформатор типу [ТРДН-25000/110](#). Номінальна потужність трансформатора

$$S_{нт1} = 25 \text{ МВА.}$$

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
						45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

$$\Delta S_1 = \frac{S_1 - S_{нт1}}{S_{нт1}} \cdot 100\% = (22,2 - 25) \cdot 100 / 25 = -11,2 \% \leq 40\%.$$

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.

$U_{2ном},$

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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, $U_{нн}$, кВ, табл.1.1 $U_{2ном}$, кВ
1	18	13,0	22,2	15,5	35	10
2	11	6,8	13,0	9,1	35	6
3	24	16,4	29,1	20,4	35	10
4	8	5,7	9,8	6,9	35	10

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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_0 , 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,
1	ТРДНС-25000/35	25	36,75/6,3	9,5	115	18	0,55	385	0,25	5,1	125	$\pm 8 \times$	1,5	%	-11,2
2	ТРДНС-10000/35	10	36,75/6,3	8,0	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	30,0
3	ТРДНС-25000/35	25	36,75/6,3	9,5	115	18	0,55	385	0,25	5,1	125	$\pm 8 \times$	1,5	%	16,4
4	ТРДНС-10000/35	10	36,75/6,3	8,0	60	14,5	0,8	209	0,81	10,8	60	$\pm 8 \times$	1,5	%	-2,0

РБ 141.174.009 ПЗ

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:

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

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,

$$S_{\text{діл1}} = \sqrt{P_{\text{діл1}}^2 + Q_{\text{діл1}}^2} = (18,7^2 + 12,9^2)^{0,5} = 22,7.$$

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

$$\Delta P_{\text{ділА1}} = \left(\frac{S_{\text{ділА1}}}{U_{\text{ділнА1}}} \right)^2 \cdot \frac{R_{\text{ланцА1}}}{n_{\text{А1}}} = (22,7/35)^2 \cdot 6,2/1 = 0,92,$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6720/10000)^2 \cdot 8760 = 5550. \quad (2.37)$$

де T_m - тривалість використання максимального навантаження ділянок мережі, годин, (вихідні данні проекту).

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Для ділянки А-1 втрати електроенергії

$$\Delta W_{\text{дiлA1}} = \Delta P_{\text{дiлA1}} \cdot \tau = 0,92 \cdot 5550 = 14474 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

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,

$$\Delta P_{c1} = n_{mp1} \cdot P_{x1} \cdot 10^{-3} = 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 0,036. \quad (2.38)$$

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

$$\Delta P_{M1} = \frac{1}{n_{mp1}} \cdot P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{M1}}{S_{H1}} \right)^2 \cdot 10^{-3} = (1/2) \cdot 115,0 \cdot 10^{-3} \cdot (22,2/25,0)^2 = 0,045 \text{ МВт}, \quad (2.39)$$

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_{H1} - номінальна потужність трансформатора для вузла №1 по каталогу, МВА, (табл. 2.7).

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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	18,7	12,9	22,7	35	1	6,2	2,608	22,31	14474	123815
	A-2	10,3	6,9	12,4	35	1	19,2	2,410		13376	
	I-2	0,7	-0,1	0,7	35	1	61,2	0,024		133	
	A-3	24	16,4	29,1	35	2	48,8	16,86 7		93612	
	A-4	8	5,7	9,8	35	2	10,2	0,400		2220	
2	A-1	18	13,0	22,2	35	2	15,8	3,178	22,46	17638	124631
	A-2	11	6,8	12,9	35	2	29,6	2,011		11161	
	A-3	24	16,4	29,1	35	2	48,8	16,86 7		93612	
	A-4	8	5,7	9,8	35	2	10,2	0,400		2220	

Сумарні втрати у трансформаторах вузла №1, МВт,

$$\Delta P_{mp1} = \Delta P_{c1} + \Delta P_{m1} = 0,036 + 0,045 = 0,081. \quad (2.40)$$

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,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{спож}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6720/10000)^2 \cdot 8760 = 5550, \quad (2.42)$$

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

$$T_{\text{спож}} = T_m = 6720 \text{ год/рік.}$$

Втрати електроенергії в трансформаторах підстанції №1, МВт·год

$$\Delta W_{mp1} = \Delta W_{c1} + \Delta W_{m1} = \Delta P_{c1} \cdot T + \Delta P_{m1} \cdot \tau = 0,036 \cdot 8760 + 0,045 \cdot 5550 = 565,1.$$

Розрахунок втрат у трансформаторах приведено у табл.2.13.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

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	22,2	25,0	18,0	115,0	0,036	0,045	0,081	0,333	565,1	2265,5
2	13,0	10,0	14,5	60,0	0,029	0,051	0,080		537,1	
3	29,1	25,0	18,0	115,0	0,036	0,078	0,114		748,3	
4	9,8	10,0	14,5	60,0	0,029	0,029	0,058		415,0	

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,

$$\Delta P_{мер1} = \Delta P_{дiлмер1} + \Delta P_{тр1} = 22,31 + 0,333 = 22,64. \quad (2.44)$$

Втрати потужності для варіанту 2, МВт,

$$\Delta P_{мер4} = \Delta P_{дiлмер4} + \Delta P_{тр4} = 22,46 + 0,333 = 22,79. \quad (2.45)$$

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

$$\Delta W_{мер1} = \Delta W_{дiлмер1} + \Delta W_{тр1} = 123815,00 + 2265,5 = 126081. \quad (2.46)$$

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

$$\Delta W_{мер4} = \Delta W_{дiлмер4} + \Delta W_{тр4} = 124631,00 + 2265,5 = 126897. \quad (2.47)$$

РОЗДІЛ 3

КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

4.1. 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 $U_n=35$ кВ приймаємо

$$tg\varphi_{ек} = 0,23$$

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:

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

$$Q_{кпр} = Q - Q_{ек}, \quad (3.2)$$

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 двообмотувальних 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:

$$Q_{ек1} = P_1 \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ек} = 18 \cdot 0,23 = 4,1 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{кроз1} = Q_1 - Q_{ек1} = 13,0 - 4,1 = 8,9 \text{ МВАр.}$$

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

$$Q_{уст1} = 0,63 \text{ МВАр.}$$

Для трансформатора типу ТДНС-16000/35 двох обмоточного без розщеплення вторинної обмотки (відсутня буква Р у позначенні типу) кількість установок повинна бути кратно 2 (два трансформатори на підстанції). Тому вибираємо кількість конденсаторних установок для підстанції №1

$$n_{уст1} = 15 \text{ шт.}$$

Фактична потужність компенсуючого пристрою на підстанції №1

$$Q_{кф1} = n_{уст1} \cdot Q_{уст1} = 15 \cdot 0,63 = 9,5 \text{ МВАр.}$$

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

$$\Delta Q_{кпн1} = \frac{Q_{кроз1} - Q_{кф1}}{Q_{кф1}} \cdot 100\% = ((8,9 - 9,5) / 9,5) \cdot 100\% = -6,3\% \leq 5\%.$$

Реактивна потужність підстанції №1 після компенсації

$$Q_{крп1} = Q_1 - Q_{кф1} = 13,0 - 9,5 = 5,0 \text{ МВАр.}$$

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 , МВА	Реактивна потужність навантаження вузла у максимальному режимі, Q , МВАр	Економічне значення тангенса, $tg\phi_{ек}$	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	18	13,0	0,28	5,0	8,0	18 +j 5,0
2	11	6,8		3,1	3,7	11 +j 3,1
3	24	16,4		6,7	9,7	24 +j 6,7
4	8	5,7		2,2	3,5	8 +j 2,2

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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

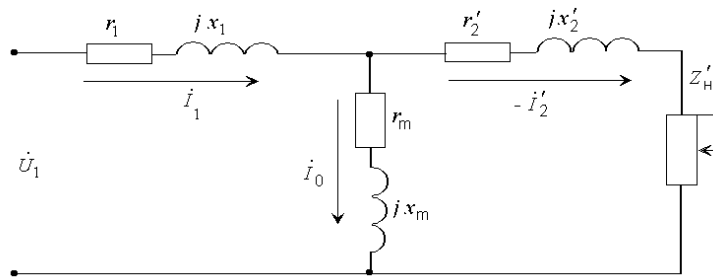


Рисунок 4.1 – Схема заміщення трансформатора

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

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

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

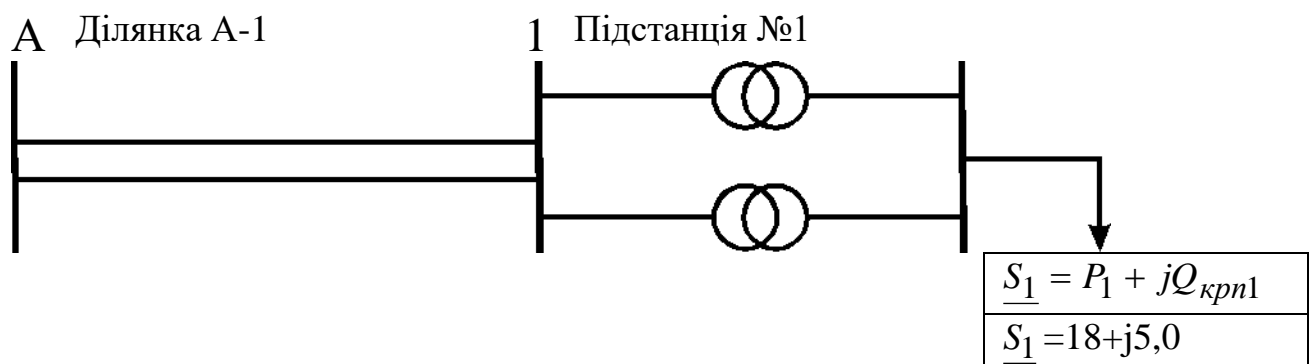


Рисунок 4.1а – Схема ділянки А-1 електричної мережі

Номинальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, МВАр,

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

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.

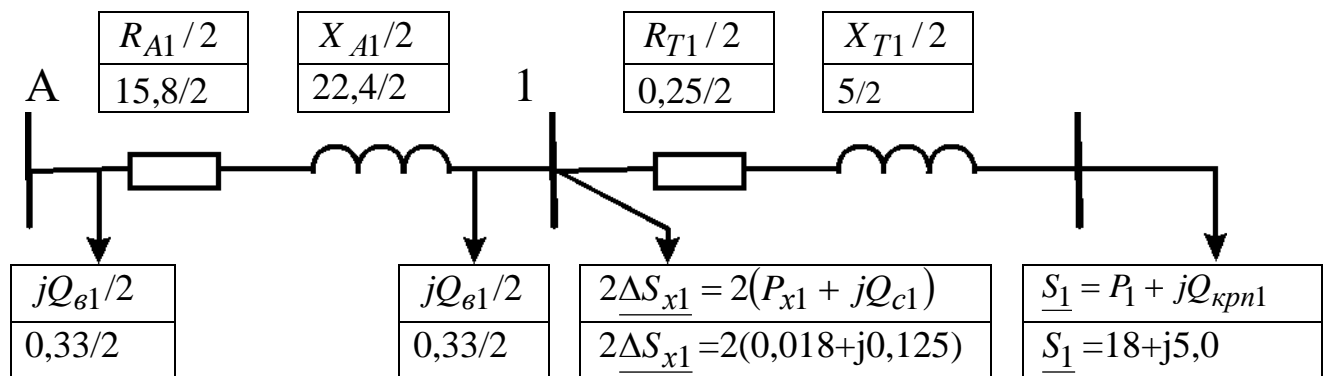


Рисунок 4.2б – Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі

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

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

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

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 нагрзуки, МВт, (із табл. 3.1);

$Q_{кп}$ - реактивна потужність на виході вузла нагрзуки, 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

$$\Delta P_{T1} = ((18^2 + 5,0^2)/35^2) \cdot 0,25/2 = 0,04 \text{ МВт.}$$

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,

$$\Delta Q_{T1} = ((18^2 + 5,0^2)/35^2) \cdot 5/2 = 0,71.$$

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

$$P_{ex1} = (P_{m1} + \Delta P_{T1}) = 18 + 0,04 = 18,07.$$

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

$$Q_{ex1} = (Q_{kn1} + \Delta Q_{T1}) = 5,0 + 0,71 = 5,71.$$

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

$$\underline{S}_{ex1} = P_{ex1} + jQ_{ex1} = (18,07 + j5,71).$$

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

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

для підстанції №1, МВт,

$$P_{np1} = P_{ex1} + 2P_{x1} = 18,07 + 2 \cdot 18,0 \cdot 10^{-3} = 18,11.$$

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{np1} = Q_{ex1} + 2Q_{c1} = 5,71 + 2 \cdot 125,0 \cdot 10^{-3} = 5,96.$$

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,

$$\underline{S}_{np1} = P_{np1} + jQ_{np1} = (18,11 + j5,96).$$

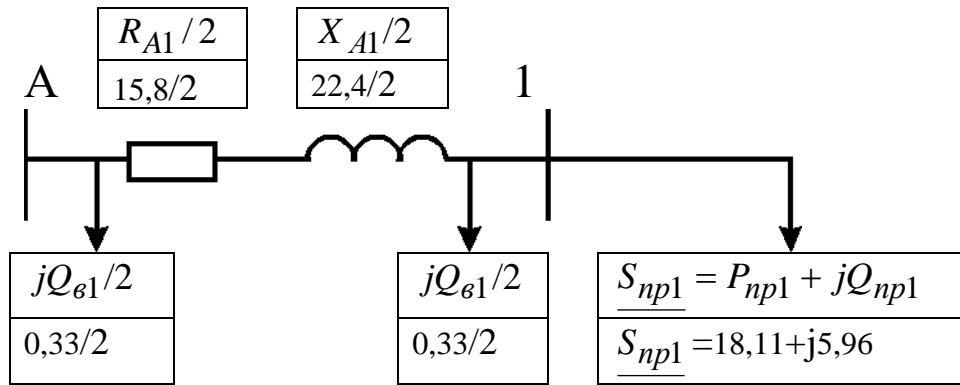


Рисунок 4.2в – Схема заміщення ділянки А-1 с приведенними навантаженнями

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

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

для підстанції №1, МВАр,

$$Q_{p1} = Q_{np1} - Q_{с1} / 2 = 5,96 - 0,34 / 2 = 5,80.$$

Розрахункова споживана потужність вузла (підстанції)

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

для підстанції №1, МВА,

$$\underline{S}_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = (18,11 + j5,80).$$

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

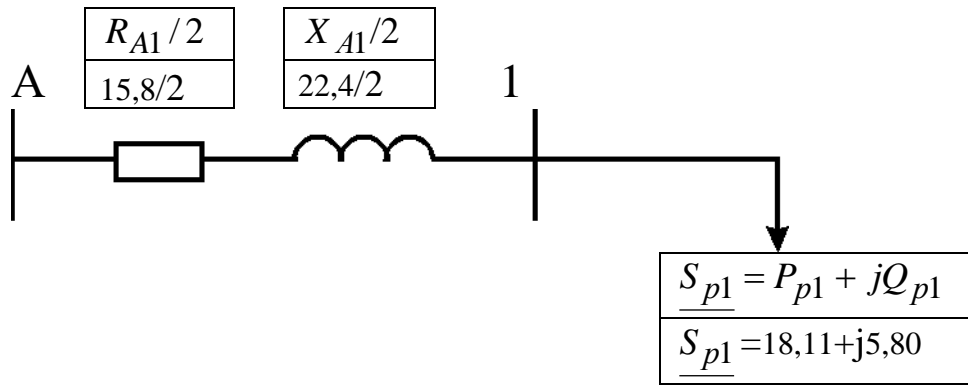


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з розрахунковими навантаженнями

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

$$S_{k1} = P_{k1} + jQ_{k1} = S_{p1} = P_{p1} + jQ_{p1} = 18,11 + j5,80 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

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

$$\Delta P_{A1} = \frac{P_{k1}^2 + Q_{k1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{R_{A1}}{n} = ((18,11^2 + 5,80^2) / 35^2) \cdot (6,2 / 2) = 0,92, \quad (4.22)$$

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

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

$$\Delta Q_{A1} = \frac{P_{к1}^2 + Q_{к1}^2}{U_H^2} \cdot \frac{X_{A1}}{n} = ((18,11^2 + 5,80^2) / 35^2) \cdot (20,9/2) = 2,33, \quad (5.23)$$

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

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

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

$$P_{n1} = P_{к1} + \Delta P_{A1} = 18,11 + j0,92 = 19,03 \quad (4.24)$$

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

$$Q_{n1} = Q_{к1} + \Delta Q_{A1} = 5,80 + j2,33 = 8,88 \quad (4.25)$$

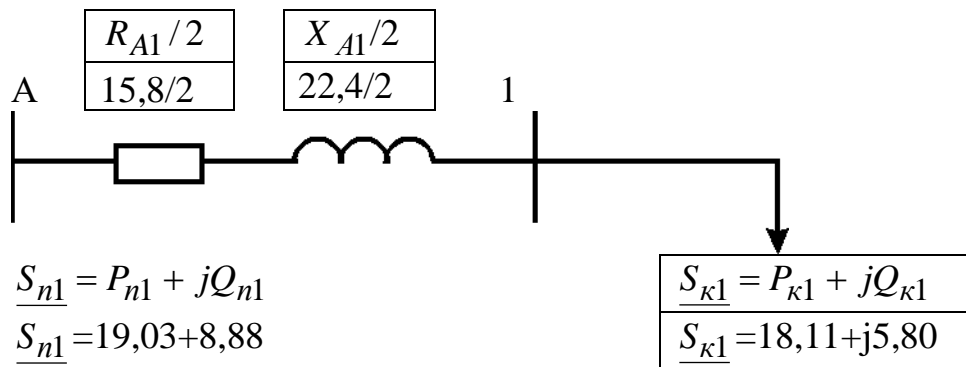


Рисунок 4.2г – Схема заміщення ділянки А-1 з початковими і кінцевими навантаженнями

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)	0,25	0,81	0,25	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, (5.2), (табл. 2.7)	5	11	5	11
Номінальні активні втрати у трансформаторі, P_x , МВт, (табл. 2.7)	0,018	0,015	0,018	0,015
Номінальна реактивна потужність, що намагнічує трансформатор, Q_c , кВАр, (5.3), (табл. 2.7)	0,125	0,060	0,125	0,060
Активна потужність навантаження підстанції, P , МВт, (табл. 4.1)	18	11	24	8
Реактивна потужність навантаження підстанції, Q_{kn} , МВАр, МВт, (табл. 4.1)	5,0	3,1	6,7	2,2
Втрати активної потужності в обмотках трансформатора, ΔP_T , МВт, (5.7)	0,07	0,09	0,13	0,05
Втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора, ΔQ_T , МВАр, (5.8)	0,71	0,59	1,27	0,31
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, (5.4)	18,07	11,09	24,13	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, (5.5)	5,71	3,69	7,97	2,51
Активна потужність, що приведена до сторони високої напруги, P_{np} , МВт, (5.12)	18,11	11,12	24,17	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, Q_{np} , (5.13)	5,96	3,81	8,22	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, Q_{zi} , МВАр, (табл. 2.4)	0,33	0,62	1,02	0,34
Розрахункова активна споживана потужність підстанції, P_p , МВт, (5.15)	18,11	11,12	24,17	8,08
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, Q_p , МВАр, (5.16)	5,80	3,50	7,71	2,46

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 ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (табл. 2.4)	Реактивний опір одного про вода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	Втрати активної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.22)	Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta P_{діл}$, МВт, (5.23)	Активна потужність на початку лінії, P_n , МВт, (5.19)	Реактивна потужність на початку лінії, Q_n , МВАр, (5.20)
A-1	18,11	5,80	2	15,8	22,4	2,33	3,31	20,44	9,11
A-2	11,12	3,50	2	29,6	42,0	1,64	2,33	12,76	5,83
A-3	24,17	7,71	2	48,8	69,2	12,82	18,18	36,99	25,89
A-4	8,08	2,46	2	10,2	21,7	0,30	0,63	8,38	3,09

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

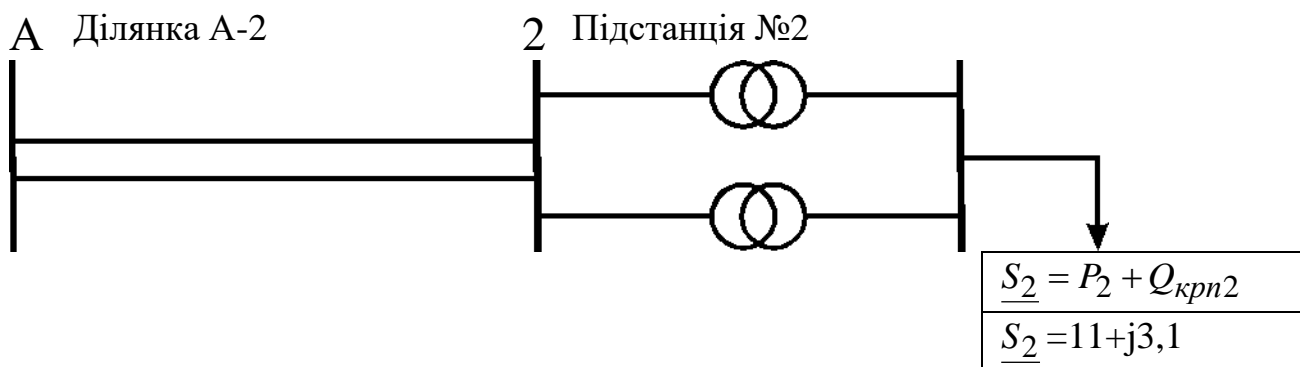


Рисунок 4.3а – Схема ділянки А-2 електричної мережі

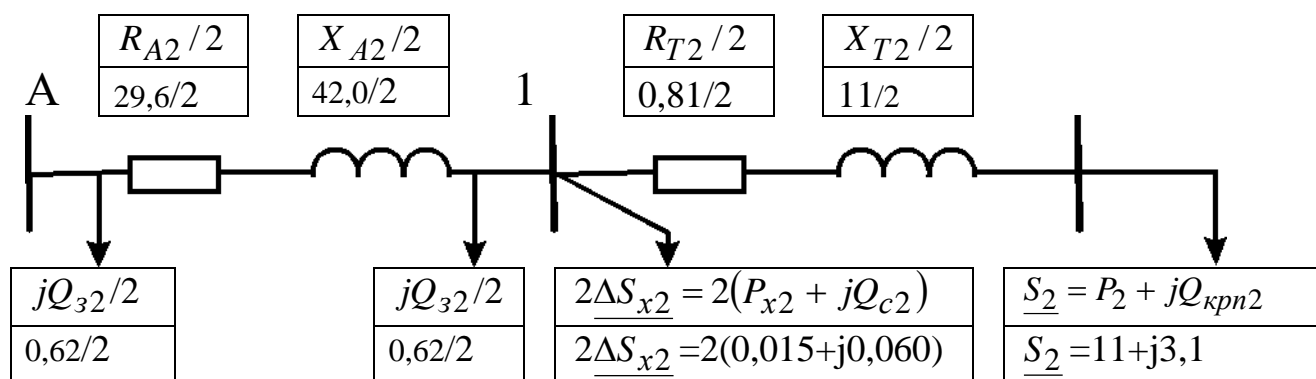


Рисунок 4.3б – Схема заміщення ділянки А-2 електричної мережі

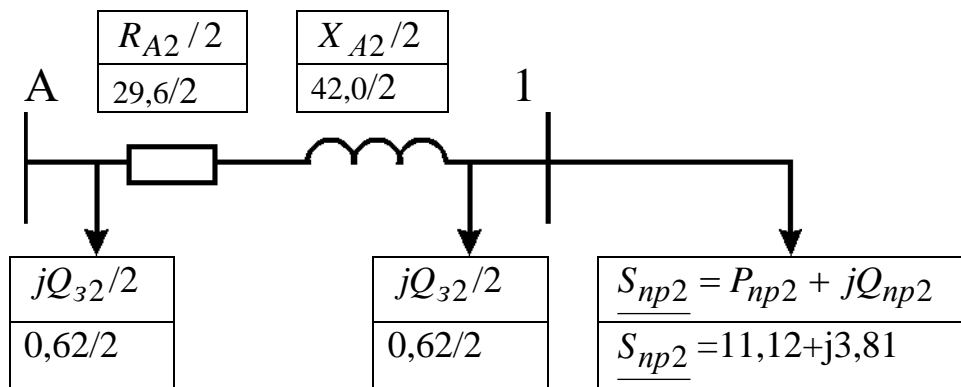


Рисунок 4.3в – Схема заміщення ділянки А-2 с приведенними навантаженнями

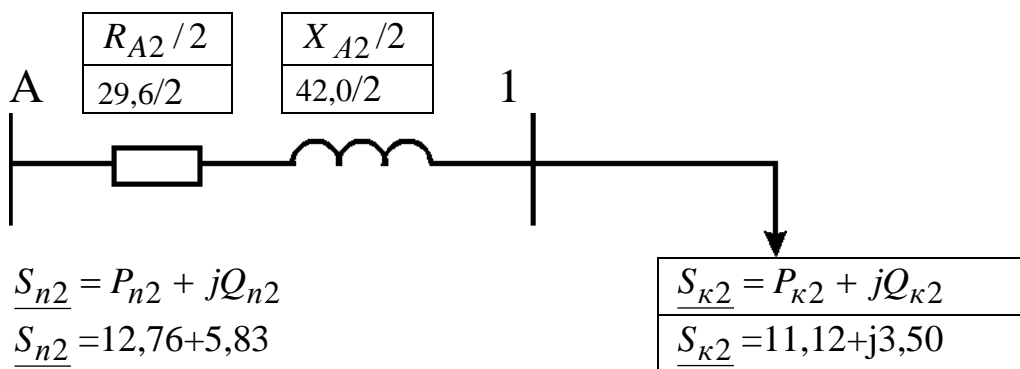


Рисунок 4.3г – Схема заміщення ділянки А-2 з початковими і кінцевими навантаженнями

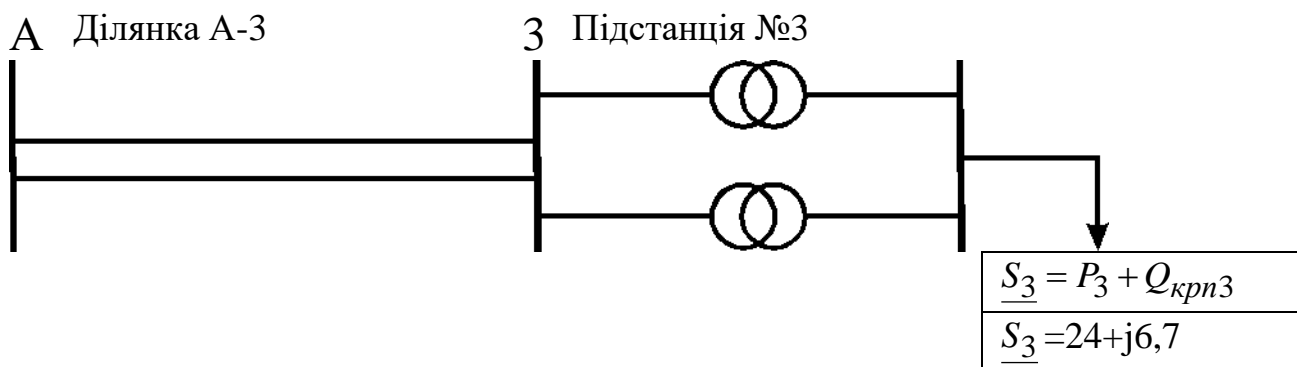


Рисунок 4.4а – Схема ділянки А-3 електричної мережі

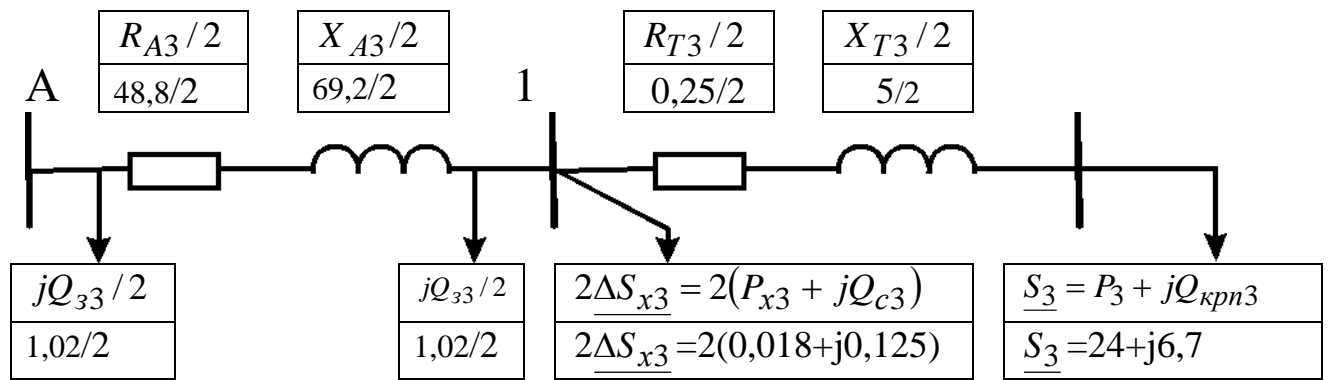


Рисунок 4.4б – Схема заміщення ділянки А-3 електричної мережі

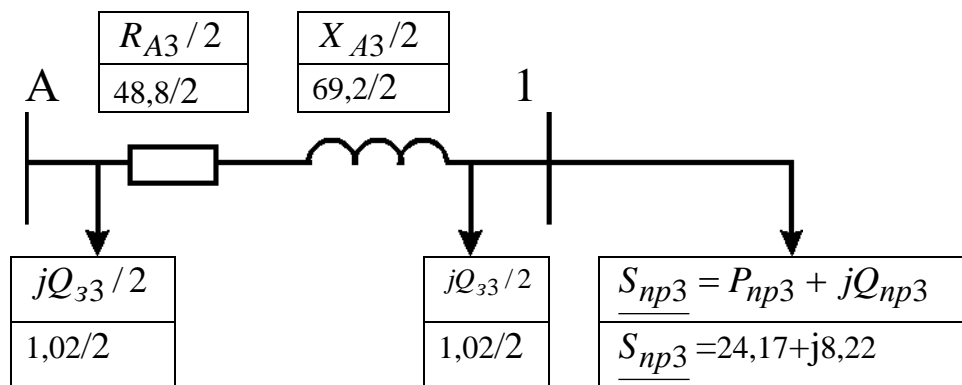


Рисунок 4.4в – Схема заміщення ділянки А-3 с приведенними навантаженнями

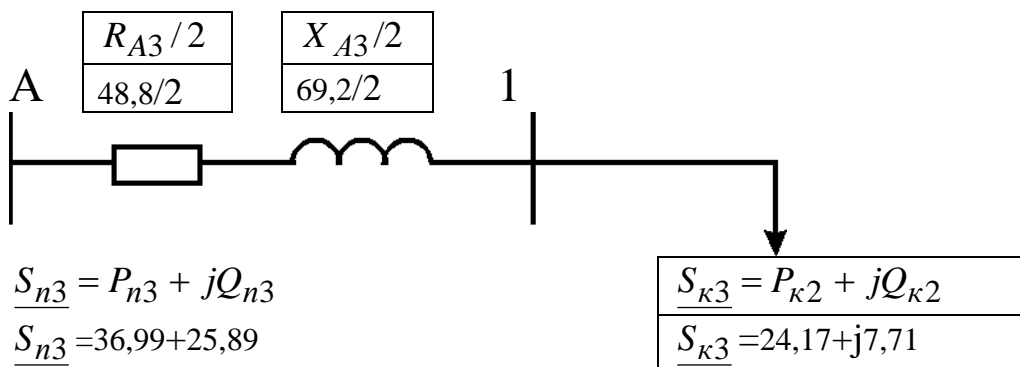


Рисунок 4.4г – Схема заміщення ділянки А-3 з початковими і кінцевими навантаженнями

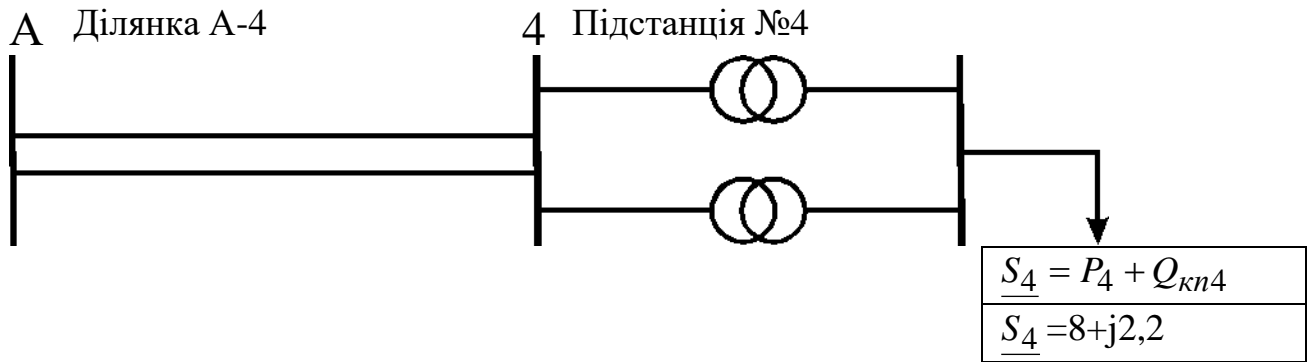


Рисунок 4.5а – Схема ділянки А-4 електричної мережі

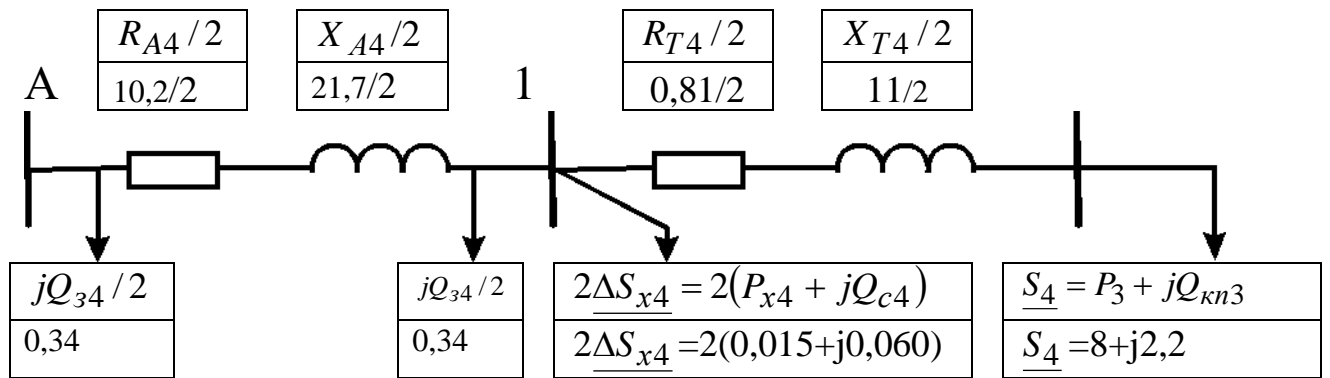


Рисунок 4.5б – Схема заміщення ділянки А-4 електричної мережі

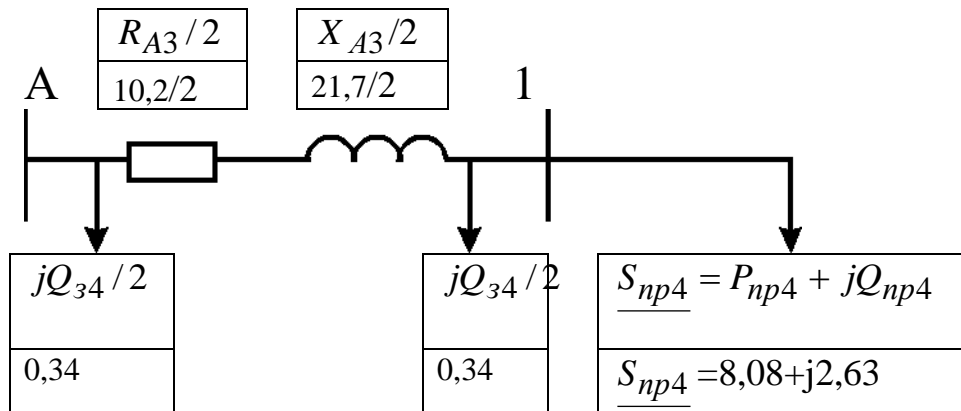


Рисунок 4.5в – Схема заміщення ділянки А-4 с приведенными навантаженнями

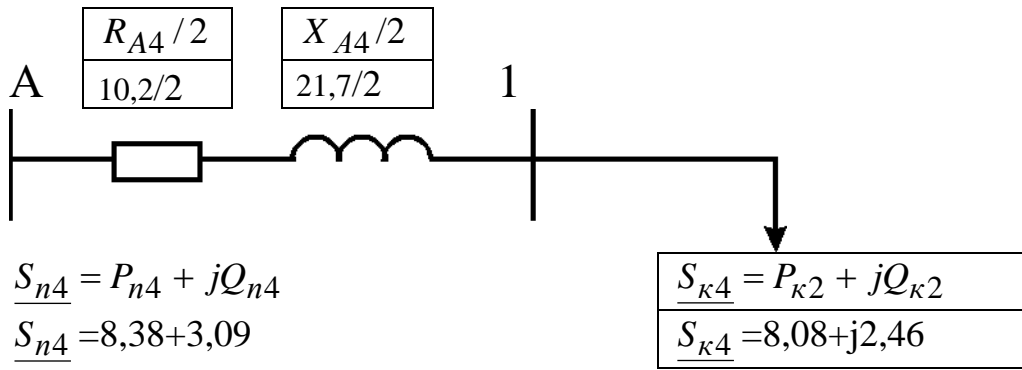


Рисунок 4.5г – Схема заміщення ділянки А-4 з початковими і кінцевими навантаженнями

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 $U_H = 35$ кВ $U_{дж}$ приймається 38,5 кВ; для мережі з $U_H = 110$ кВ $U_A = 115$ кВ.

Приймаємо $U_A = 115$ кВ.

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

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_n \cdot \frac{R_{A1}}{n} + Q_n \cdot \frac{X_{A1}}{n}}{U_{дж}} = (20,44 \cdot 15,8/2 + 9,11 \cdot 22,4/2) / 115 = 2,29 \text{ кВ.} \quad (4.25)$$

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

$$U_1 = U_{дж} - \Delta U_{A1} = 115 - 2,29 = 112,7. \quad (4.26)$$

Далі розраховуємо втрати напруги в трансформаторах підстанції за значеннями потужностей $P_{вх} + jQ_{вх}$, які беремо із табл. 5.1, і еквівалентним

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

значенням двох опорів трансформаторів $R_{Текв} = \frac{R_T}{2}$ і $X_{Текв} = \frac{X_T}{2}$. 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

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

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

$$\Delta U_{тр} = \frac{P_{ex} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{ex} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{ен}} = 18,07 \cdot 0,25/2 + 5,71 \cdot 5/2 / 115 = 0,47. \quad (4.28)$$

Напруга, споживана вузлом №1, кВ,

$$U_{спож1} = 112,7 - 0,47 = 112,20.$$

Результати розрахунків зводимо до табл. 4.3.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

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)	20,44	12,76	36,99	8,38
Реактивна потужність на початку лінії, Q_L , МВАр, (з табл. 4.2)	9,11	5,83	25,89	3,09
Кількість ланцюгів на ділянці, n , (табл. 2.4)	2	2	2	2
Активний опір одного провода ділянці, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,8	29,6	48,8	10,2
Реактивний опір одного провода ділянці, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,4	42,0	69,2	21,7
Втрати напруги на ділянці, ΔU_{Ai} , кВ, з форм. (4.22)	2,29	2,71	15,64	0,66
Напруга вузла (на вході підстанції) U_i , кВ, з форм. (4.22)	112,7	112,3	99,4	114,3
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{вх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	18,07	11,09	24,13а	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{вх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,71	3,69	7,97	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,81	0,25	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(5.2) і табл. 2.7	5	11	5	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{тр}$, кВ	0,47	0,71	0,66	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{спож1}$, кВ	112,2	111,6	98,7	113,8

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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,

$$P_{p1ав} = P_{np1} = 18,11 \quad (4.29)$$

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

$$Q_{зав1} = \frac{Q_{z1}}{2} = 0,33/2 = 0,17. \quad (4.30)$$

Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції у аварійному режимі, МВАр

$$Q_{pав} = Q_{np} - \frac{Q_{зав}}{2} = 5,96 - 0,17/2 = 5,90 \quad (4.31)$$

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

$$\underline{S}_{pав1} = P_{pав1} + jQ_{pав1} = (18,11 + j5,90). \quad (4.32)$$

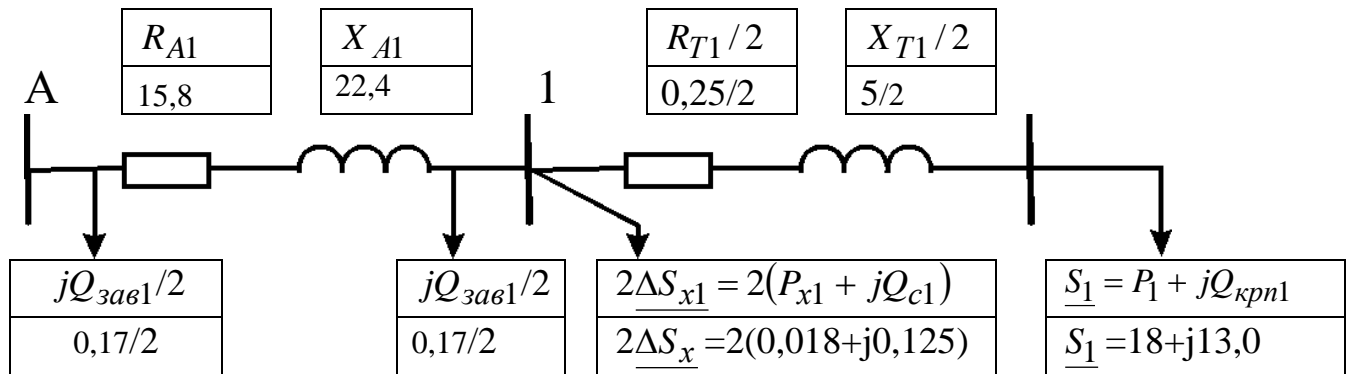


Рис. 4.6. Схема заміщення ділянки А-1 електричної мережі в аварійному режимі

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			
	А-1	А-2	А-3	А-4
Розрахункова активна потужність підстанції, $P_{авр}$, МВт, (табл.1) – активна потужність кінця лінії $P_{авк} = P_{авр}$	18,11	11,12	24,17	8,08
Реактивна потужність, що приведена до сторони високої напруги, МВАр, $Q_{пр}$, табл.1	5,96	3,81	8,22	2,63
Зарядна ємна потужність ділянки, $Q_{авз}$, МВАр, (4.30)	0,17	0,31	0,51	0,17
Розрахункова реактивна споживана потужність підстанції, $Q_{авр}$, МВАр, (4.31) - реактивна потужність кінця лінії $Q_{авк} = Q_{авр}$	5,9	3,7	8,0	2,5
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,8	29,6	48,8	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,4	42,0	69,2	21,7
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)	4,68	3,32	25,82	0,60
Втрати реактивної потужності у лінії на ділянці $\Delta Q_{авділ}$, МВт, (4.23)	6,63	4,71	36,62	1,27
Активна потужність на початку лінії, $P_{авп}$, МВт, (4.19)	22,79	14,44	49,99	8,68
Реактивна потужність на початку лінії, $Q_{авп}$, МВАр, (4.19)	12,53	8,41	44,62	3,77

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)	22,79	14,44	49,99	8,68
Реактивна потужність на початку лінії, Q_{avn} , МВАр, (табл. 5.4)	12,53	8,41	44,62	3,77
Кількість ланцюгів на ділянці, $n_{ав}$	1	1	1	1
Активний опір одного ланцюга ділянки, $R_{ланц}$, Ом, (з табл. 2.4)	15,8	29,6	48,8	10,2
Реактивний опір одного ланцюга ділянки, X_i , Ом, (табл. 2.4)	22,4	42,0	69,2	21,7
Втрати напруги на ділянці, $\Delta U_{авAi}$, кВ, з форм. (5.22)	5,57	6,79	48,06	1,48
Напруга вузла (на вході підстанції) $U_{авi}$, кВ, з форм. (4.22)	109,4	108,2	66,9	113,5
Активна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $P_{аввх}$, МВт, з форм. (4.9) і табл. 4.1	18,07	11,09	24,13	8,05
Реактивна потужність на вході в обмотки трансформаторів підстанції, $Q_{аввх}$, МВАр, з форм. (4.10) і табл. 5.1	5,71	3,69	7,97	2,51
Активний опір обмоток трансформатора, R_T , Ом, з форм.(4.1) і табл. 2.7.	0,25	0,81	0,25	0,81
Реактивний опір обмоток трансформатора, X_T , Ом, з форм.(4.2) і табл. 2.7	5	11	5	11
Втрати напруги у трансформаторах підстанції, $\Delta U_{автр}$, кВ	0,47	0,71	0,66	0,49
Напруга, споживана вузлом на виході підстанції (напруга на нижчій стороні трансформаторів, приведена до вищої напруги), $U_{авспi}$, кВ	108,9	107,5	66,2	113,0

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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.

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

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

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

Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, кВ,

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

Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1

$$k_1 = \frac{U_{вн1}}{U_{нн1}} = 35/10 = 3,50 \quad (5.3)$$

Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, кВ,

$$U_{днн1} = \frac{U_{спож1}}{k_1} = 112,20/3,50 = 32,06 \quad (5.4)$$

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

$$\Delta W_1 \% = \frac{U_{днн1} - U_{бмакс1}}{U_{нн1}} \cdot 100\% = (32,06 - 10,50) \cdot 100 / 10 = 215,6 \quad (5.5)$$

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

$$k_{см1} = 1,78 \%$$

Визначаємо число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН

$$\pm n_{см} = \frac{\pm \Delta W_1 \%}{k_{см1}} = 215,6 / 1,78 = 121,12 \quad (5.6)$$

Приймаємо стандартне число і знак ступеней системи регулювання РПН

$$n_{стан1} = 121.$$

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

$$U_{стннд1} = \frac{U_{днн1}}{1 + \frac{n_{стан1} \cdot k_{см1}}{100}} = 32,06 / ((1 + (121) \cdot 1,78) / 100) = 10,17. \quad (5.7)$$

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

$$m_1 = \frac{U_{стннд1} - U_{бмакс1}}{U_{бмакс1}} \cdot 100\% = (10,17 - 10,50) / 10,50 = -3,14 \%. \quad (5.8)$$

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)	112,20	111,60	98,70	113,80
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)	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{дннi}$, кВ, (5.4)	32,06	19,14	28,20	32,51
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_i\%$, (6.5)	215,6	214,0	177,0	220,1
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{cm i}$, %, (табл. 2.7)	1,78	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, n_{cmi} , (5.6)	121,12	142,67	118,00	146,73
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{стані}$	121	143	118	147
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{стннді}$, кВ, (5.7)	10,17	6,09	10,18	10,14
8. Відхилення напруг, m_i , %	-3,14	-3,33	-3,05	-3,43
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{допi}$, %				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

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,	108,90	107,50	66,20	113,00
2. Бажаний рівень напруги на боці низької напруги, $U_{бмаксі}$, кВ,	10,50	6,30	10,50	10,50
3. Коефіцієнт трансформації трансформатора для підстанції №1, k_i ,	3,50	3,50	3,50	3,50
4. Дійсне значення напруги споживачів з боку низької напруги, $U_{авдні}$, кВ, (6.4)	31,11	18,44	18,91	32,29
4. Процент зміни витків регулювальної обмотки, $\Delta W_{аві}\%$,	206,1	202,3	84,1	217,9
5. Коефіцієнт ступеня відгалуження, $k_{авст і}$, %,	1,78	1,50	1,50	1,50
6. Число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австі}$, (6.6)	115,79	134,87	56,07	145,27
7. Стандартне число і знак ступеней відгалуження системи регулювання РПН, $n_{австані}$	116	135	56	145
8. Дійсна напруга на низькому боці при вибраному положенні РПН, $U_{австнді}$, кВ,	10,15	6,10	10,28	10,17
8. Відхилення напруг, $m_{аві}$, %	-3,33	-3,17	-2,10	-3,14
9. Допустимі відхилення напруг, $m_{авдопі}$, %				

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

РОЗДІЛ 6

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ТА СПОСОБИ ЕКОНОМІЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

6.1. Роль енергозбереження в сучасному суспільстві

Енергозбереження - реалізація правових, організаційних, наукових, виробничих, технічних і економічних заходів, спрямованих на ефективне (раціональне) використання (і економне витрачання) паливно-енергетичних ресурсів та на залучення в господарський оборот поновлюваних джерел енергії. Енергозбереження - важливе завдання по збереженню природних ресурсів [6,9].

В даний час найбільш нагальним є побутове енергозбереження (енергозбереження в побуті), а також енергозбереження в сфері ЖКГ. Перешкодою до його здійснення є стримування зростання тарифів для населення на окремі види ресурсів (електроенергія, газ), відсутність коштів у підприємств ЖКГ на реалізацію енергозберігаючих програм, низька частка розрахунків за індивідуальними приладами обліку і застосування нормативів, а також відсутність масової побутової культури енергозбереження.

Економія електричної енергії.

Найбільш поширений спосіб економії електроенергії - оптимізація споживання електроенергії на освітлення. Ключовими заходами оптимізації споживання електроенергії на освітлення є:

- максимальне використання денного світла (підвищення прозорості та збільшення площі вікон, додаткові вікна);
- підвищення здатності, що відображає (білі стіни і стеля);
- оптимальне розміщення світлових джерел (місцеве освітлення, спрямоване освітлення);
- використання освітлювальних приладів тільки в разі потреби;

- підвищення світловіддачі існуючих джерел (заміна люстр, плафонів, видалення бруду з плафонів, застосування більш ефективних відбивачів);
- заміна ламп розжарювання на енергозберігаючі (люмінесцентні, компактні люмінесцентні, світлодіодні);
- застосування пристроїв управління освітленням (датчики руху і акустичні датчики, датчики освітленості, таймери, системи дистанційного керування);
- впровадження автоматизованої системи диспетчерського управління зовнішнім освітленням (АСДУ АЛЕ);
- установка інтелектуальних розподілених систем управління освітленням (що мінімізують витрати на електроенергію для даного об'єкта).

Електропривод.

Основними заходами є:

- оптимальний підбір потужності електродвигуна;
- використання частотно-регульованого приводу (ЧРП).

Електрообігрів і електроплити.

Основні заходи:

- підбір оптимальної потужності електрообігрівальних приладів;
- оптимальне розміщення пристроїв електрообігріву для зниження часу і необхідної потужності їх використання;
- підвищення теплообміну, в тому числі очищення від бруду поверхонь пристроїв електрообігріву і конфорок електроплит;
- місцевий (локальний) обігрів, в тому числі переносними масляними обігрівачами, спрямований обігрів рефлекторами;
- використання масляних обігрівачів з вентилятором для прискорення теплообміну в квартирі;
- використання пристроїв регулювання температури, в тому числі пристроїв автоматичного включення і відключення, зниження потужності в залежності від температури, тимчасових таймерів;

- використання теплових акумуляторів;
- заміна електрообігріву на обігрів з використанням теплових насосів;
- заміна електрообігріву на обігрів газом або підключення до централізованого опалення, у випадках, коли така заміна вигідна з урахуванням необхідних інвестицій;
- використання посуду з широким плоским дном.

Для холодильних установок і побутових холодильників основними способами зниження споживання електроенергії є:

- оптимальний підбір потужності холодильної установки;
- якісна ізоляція корпусу (стінок), двері холодильної установки, холодильника, прозора кришка в холодильнику для продуктів, з якісною ізоляцією;
- придбання сучасних енергозберігаючих холодильників;
- не допускати утворення криги, інею в холодильнику, вчасно розморозувати;
- не рекомендується поміщати в холодильну установку (холодильник) матеріали і продукти, що мають температуру вище температури навколишнього середовища - їх необхідно максимально охолодити на повітрі;
- проаналізувати можливість відмови від холодильника;
- якісне відведення тепла - не рекомендується ставити побутової холодильник до батареї або поруч з газовою плитою.

Для кондиціонерів:

- необхідно коректно підбирати потужність і місце установки кондиціонера, виходячи з обсягу приміщення, кількості і розташування чоловік, присутніх в приміщенні і ін. Характеристик;
- при кондиціонуванні вікна і двері повинні бути закриті - інакше кондиціонер буде охолоджувати вулицю або коридор;
- чистити фільтр, не допускати його сильного забруднення;

									Лист
									119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

- використання систем місцевого регулювання опалювальних приладів для виключення Перетоплять;

- переклад будівель в режим нульового споживання теплоти на опалення. При цьому підтримка параметрів повітря в приміщенні повинна відбуватися за рахунок внутрішніх виділень теплоти і високих параметрів теплової ізоляції;

- використання вузлів обліку теплової енергії.

В цілому ж меню «технічних рішень» щодо модернізації систем теплопостачання дуже широке і далеко не обмежується вищевикладеним списком. Нижче наведено приклад переліку заходів з «Програми модернізації систем теплопостачання» комплексної програми розвитку і модернізації житлово-комунального комплексу цілого регіону, що включає 22 об'єкти муніципальної освіти; 126 міських і сільських поселень; більш ніж 200 окремих систем теплопостачання.

Основні заходи програми розбиті на шість укрупнених груп:

- проведення передпроектних обстежень об'єктів теплопостачання;
- будівництво нових котелень;
- модернізація і реконструкція котелень і ЦТП;
- модернізація і будівництво теплових мереж;
- впровадження ресурсозберігаючих технологій.

Для максимізації ефекту програми її реалізують в комплексі з модернізацією системи теплозахисту житлових і громадських будівель, вдосконаленням їх інженерних систем, заходами по утепленню квартир, оснащення їх приладами обліку та ефективною водорозбірною арматурою.

Економія води:

- встановлення приладів обліку споживання води;
- використання води, тільки коли це дійсно необхідно;
- установка зливних унітазних бачків, що мають вибір інтенсивності зливу води;

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		122

- установка автоматичних регуляторів витрати води, аераторів з регуляторами 6 л \ хв для крана і регуляторів 10л \ хв для душа.

Економія газу:

- підбір оптимальної потужності газового котла і насоса;
- утеплення приміщень, оптимальний підбір ефективних радіаторів опалення в приміщеннях, де використовується обігрів газовим котлом;
- використання на газових плитах посуду з широким плоским дном, що закривається кришкою, бажано прозорою, підігрів в чайнику тільки необхідної кількості води;
- перехід, по можливості, на максимально широке використання інших джерел тепла.

Ефективність і економічний розрахунок.

При реалізації заходів енергозбереження та підвищення енергоефективності розрізняють:

- початкові інвестиції (або збільшення, приріст інвестицій з-за вибору ефективнішого устаткування). Наприклад, заміна вікон в існуючому будинку на пластикові склопакети - інвестиції в енергозбереження, а відмова від установки звичайних світильників на користь світлодіодних в будинку, що будується - збільшення інвестицій в енергозбереження (в частці перевищення вартості світлодіодних світильників над звичайними);
- одноразові витрати на проведення енергоаудиту (енергообстеження);
- одноразові витрати на придбання та монтаж приладів обліку і систем автоматичного контролю, віддаленого зняття показань приладів обліку;
- поточні витрати на преміювання (заохочення) відповідальних за енергозбереження.

Як правило, ефекти від заходів енергозбереження розраховують:

- як вартість зекономлених енергоресурсів або частка вартості від споживаних енергоресурсів, в т.ч. на одиницю продукції;

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		123

- пов'язані ефекти (увага до проблем енергозбереження призводить до підвищення заклопотаності проблемами загальної ефективності системи - технології, організації, логістики на виробництві, системи взаємин, платежів і відповідальності в ЖКГ, відносини до домашнього бюджету у громадян).

6. 2. Технологічна витрата потужності і енергії в електричних мережах

Технологічні витрати енергії (Тре) обумовлений активним опором лінії, обмоток трансформаторів, інших пристроїв електричної мережі і явищем корони в високовольтних лініях, а також витратою електроенергії на власні потреби станцій і підстанцій, тобто Тре - це технічні втрати плюс витрата власні потреби станцій і підстанцій [6].

Технічні втрати - це навантажувальні втрати плюс втрати холостого ходу, плюс втрати, зумовлені погодними умовами.

Під терміном «комерційні» втрати розуміється частина відпущеної електроенергії, що має значення безоблікового споживання через розкрадання електроенергії або через несплату за спожиту електроенергію.

Технологічні витрати енергії повинен враховуватися при:

- розробці оптимального режиму енергосистеми і схем з'єднання електромережі;
- прогнозуванні техніко-економічних показників роботи енергосистеми;
- розробці схем розвитку електричних мереж енергосистеми і перспективних режимів;
- визначенні ефективності заходів по його зниженню в електричних мережах;
- визначенні нормативів Тре;
- розрахунку ставки (тарифу), що враховує оплату втрат при її передачі по різних електричних мереж.

Рішення задачі розрахунку і зниження технологічних витрат і прямих витрат енергії складається з наступних етапів:

1) Розрахунки сталих режимів електричних мереж і визначення величин і структури технологічних витрат енергії за елементами мережі.

2) Аналіз отриманих результатів розрахунків і виявлення елементів з найбільшими технологічними витратами енергії.

3) Аналіз звітних даних і балансу електроенергії для виявлення частки комерційних витрат.

4) Оцінка обсягу інвестицій для реалізації заходів щодо зниження технологічних витрат енергії і прямих витрат на даний перспективний період.

Складові балансу електроенергії [6].

Баланси електроенергії складаються для оцінки роботи окремих ієрархічних рівнів управління енергосистеми - по електростанціям, підстанціям, по фідерах електричних мереж, з мережних філіям і з мережевої компанії за звітно-часові інтервали: рік, квартал і місяць.

РОЗДІЛ 7 ОХОРОНА ПРАЦІ

7.1. Статична електрика та захист від неї

Статична електрика - особливий вид зарядів, що виникають при терті двох діелектриків або діелектрика і провідника. При терті двох діелектриків на одному з них, що має вищі діелектричні характеристики, виникає позитивний, а на іншому, з іншими діелектричними властивостями, - негативний заряд. Такі заряди виникають при терті твердих діелектриків (пластмаси, синтетичні і вовняні тканини, гумові матеріали, суха деревина, сухе зерно, папір тощо), рідких (нафтопродукти, спирти, етиловий ефір тощо) і газоподібних (сухе повітря та газоподібні суміші тощо). Ці заряди можуть виникати при заправці незаземлених резервуарів і цистерн рідкими діелектриками, транспортуванні нафтопродуктів по гумових шлангах, перевезенні бензину в незаземлених автоцистернах і зливанні з них, випусканні повітря чи газів з ресиверів або пневмосистем, пневмотранспортуванні сухого зерна, борошна, механічній обробці пластмаси, терті гумових шин об асфальт та в інших випадках.

Заряди статичної електрики мають властивості накопичуватися на окремих об'єктах. Так, при заповненні бензином резервуара методом падаючого струменя заряд може досягти 18000-20000 В, а на тілі людини, ізольованої від підлоги, 7000 В і більше. Нагромадження заряду призводить до іскрових розрядів.

Іскрові розряди статичної електрики пожежо- і вибухонебезпечні. Іскра від потенціалу на тілі людини може досягти 2,5-7,9 мДж, що достатньо для спалаху багатьох речовин (парів ацетону, метану, оксиду вуглецю і інших).

Згідно з Правилами захисту від статичної електрики електростатична безпека вважається задовільною, якщо максимальна енергія зарядів не перевищує 40% мінімальної енергії спалаху речовини.

Іскрові розряди статичної електрики викликають відчуття уколу чи незначного поштовху, які самі по собі не становлять небезпеки для людини, оскільки сила струму дуже мала. Однак, враховуючи несподіваність такого розряду, у людини може виникнути переляк, що може призвести за небезпечних обставин до нещасного випадку.

Систематичний вплив статичної електрики на тіло людини викликає порушення фізіологічних процесів, функціональні розлади центральної нервової системи, органів кровообігу. Відповідно до ГОСТ 12.10.4584 гранична допустима напруженість електричного поля на робочих місцях не повинна перевищувати 60 кВ/м, якщо час впливу не перевищує 1 години.

Основні засоби захисту від статичної електрики полягають у відведенні зарядів у землю (заземлення цистерни з паливом, компресорних та котельних установок, трубопроводів), запобіганні виникненню та накопиченню статичної електрики, її нейтралізації.

Зменшенню заряду статичної електрики сприяє: підвищення вологості повітря до 70%, напилення на діелектричній поверхні електропровідних плівок, добавка до нафтопродуктів спеціальних присадок (АСП-1, СИГБОЛ та ін.), що знижують електричний опір у 1000 разів і більше.

Графіт, сажа, металевий порошок, що додаються до виготовлення гуми, знижують заряди статичної електрики. В окремих випадках статичну електрику нейтралізують за допомогою спеціальних приладів - іонізаторів.

Працюючим у вибухонебезпечних приміщеннях рекомендується користуватись антистатичним взуттям, їм забороняється носити синтетичний одяг; підлогу таких приміщень вкривають антистатиками.

7.2 Атмосферна електрика та захист від неї

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		128

Атмосферна електрика - особливий вид електричних зарядів, що нагромаджуються і розподіляються на хмарах внаслідок аеродинамічних і термічних процесів в атмосфері.

Блискавка - електричний розряд в атмосфері між зарядженими хмарою і землею, між хмарами, що мають різнойменний заряд. Довжина каналу блискавки може досягти кількох кілометрів з потенціалом від 10^6 до 10^9 В. Внаслідок розряду на землю по каналу блискавки протікає струм силою до 230-250 кА, створюючи температуру більш як 30 000 °С. Такі розряди мають високу пожежну небезпеку. Щосекунди земну кулю уражують в середньому більше 100 блискавок. Питома вага пожеж, що виникають від ураження блискавками, складає біля 1%. Розрізняють первинні (прямий удар) і вторинні прояви блискавки.

Прямий удар блискавки - це безпосередня дія блискавки на будівлю, споруду, тварину, людину, дерево, що супроводжується електричним, тепловим та механічним ефектами.

Вторинний прояв характеризується появою наведених потенціалів під час близьких розрядів блискавки на металевих елементах конструкцій, в незамкнених металевих контурах, які можуть викликати іскріння всередині будівель, споруд і тим самим ініціювати пожежу чи вибух.

Блискавкозахист - це система захисних заходів від блискавок, які гарантують безпеку людей, збереження будівель і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загорання й руйнування. Найпростішими і надійними способами захисту від блискавки є створення блискавковідводів (громовідводів). Вони бувають стержневі, тросові (антени), сітчасті і комбіновані.

За рівнем блискавкозахисту будівлі і споруди поділяються на три категорії, що визначається, головним чином, класом вибухонебезпечності згідно з ПУЕ.

До *першої категорії* належать будівлі та споруди з вибухонебезпечними зонами класів В-0, В-1, В-20, В-21. В них зберігаються чи знаходяться

легкозаймисті та горючі речовини, здатні утворювати газо-, пило-, пароподібні суміші, які можуть вибухнути за наявності іскри.

Друга категорія включає будівлі та споруди (класи В-2 В-21), в яких пароподібні суміші можуть з'явитися лише у разі аварії чи порушення технологічного процесу. Сюди ж належать склади з вибухонебезпечними матеріалами, горючими та легкозаймистими рідинами.

До *третьої категорії* належать будівлі та споруди з пожежонебезпечними зонами класів П-1, П-2 та П-2а, зовнішні технологічні установки, відкриті склади горючих речовин, димові труби підприємств і котельних, башти та вишки різного призначення висотою 15 м і більше.

Будівлі та споруди першої і другої категорій необхідно захищати як від прямих ударів блискавки, так і від вторинних її проявів; третьої - як правило, лише від прямих ударів блискавки.

Будь-який блискавковідвід складається з блискавкоприймача, який безпосередньо сприймає удар блискавки; несучої опори, на якій розташовують блискавкоприймач; струмопроводу, яким струм блискавки стікає на землю; заземлювача, який забезпечує розтікання струму блискавки в землі.

Блискавкоприймачі виготовляють зі сталі довжиною 1-1,5 м і площею поперечного розрізу не менше 100 мм.

Струмопроводи виготовляють зі сталюого дроту діаметром не менше 6 мм.

Заземлювачі роблять з металевих труб, кутників або стержнів аналогічно до заземлювачів електроустановок.

Зона захисту громовідводу - це частина простору, всередині якого будівлі, споруди та інші об'єкти захищені від ударів блискавки з певним рівнем надійності 95% (тип Б) і понад 99% (тип А). Розкид зони захисту блискавковідводу визначають за спеціальними формулами.

Захист від електростатичної індукції (вторинний прояв блискавки) здійснюється приєднанням устаткування до заземлювача для відведення електростатичних зарядів в землю. Захист від занесення високих потенціалів

у будівлю здійснюється приєднанням до заземлювача металоконструкцій. Перемички між металоконструкціями в місцях їхнього зближення менше ніж на 10 см зварюють, щоб уникнути проявів електромагнітної індукції та іскри.

Заходи безпеки при проявах атмосферної електрики здійснюються таким чином:

- у приміщенні: зачинити кватирки і вікна; відімкнути непотрібне освітлення і радіотрансляційну мережу; не перебувати поруч із трубами центрального опалення, заземлення, телефоном (ближче 1 м);
- поза приміщенням: не шукати укриття поруч з лінією електропередач, місцями розміщення блискавковідводів і високих поодиноких дерев, спорудами, щитовими і трансформаторними підстанціями;
- не перебувати у водоймах під час грози;
- не їздити верхи і т. п.

7.3 Інструктажі з питань пожежної безпеки

1) За призначенням та часом проведення інструктажі з питань пожежної безпеки поділяються на вступний, первинний, повторний, позаплановий та цільовий.

2) Вступний протипожежний інструктаж проводиться з усіма працівниками, які щойно прийняті на роботу (постійну або тимчасову), а також з особами, які прибули на підприємство у відрядження, на виробничу практику (навчання) і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі.

Вступний протипожежний інструктаж проводиться на підставі чинних на підприємстві правил, інструкцій та інших нормативних актів з питань пожежної безпеки у спеціально обладнаному для цього приміщенні фахівцем, на якого наказом покладені ці обов'язки.

Програму для проведення вступного протипожежного інструктажу затверджує керівник енергетичного підприємства.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		131

3) Первинний протипожежний інструктаж проводиться безпосередньо на робочому місці до початку виробничої діяльності працівника.

Його повинні проходити:

усі новоприйняті на роботу (постійну чи тимчасову);

працівники, переведені з інших структурних підрозділів чи виробничих дільниць;

особи, які прибули на підприємство у відрядження і мають брати безпосередню участь у виробничому процесі;

працівники сторонніх організацій, які будуть виконувати на підприємстві будівельно-монтажні, ремонтні або інші роботи;

студенти під час виробничої практики (навчання).

Програму проведення первинного протипожежного інструктажу затверджує керівник відповідного структурного підрозділу і погоджують з начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

4) Повторний протипожежний інструктаж проводиться на робочому місці з усіма працівниками не менше ніж один раз на рік за примірним переліком питань, з якими треба ознайомити працівників під час проведення вступного та первинного протипожежних інструктажів.

5) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками на робочому місці або у спеціально відведеному для цього приміщенні:

у разі введення в дію нових нормативних актів з питань пожежної безпеки (норм, правил, інструкцій, положень тощо) або внесення змін та доповнень до них;

у разі зміни технологічного процесу, застосування нового або заміни чи модернізації наявного пожежонебезпечного обладнання;

на вимогу посадових осіб, які мають відповідні повноваження щодо здійснення контролю за діяльністю підприємства у сфері пожежної безпеки, якщо виявлено незадовільне знання працівниками правил пожежної безпеки

на робочому місці, невміння діяти у разі пожежі та користуватися первинними засобами пожежогасіння;

в інших випадках за відповідними розпорядчими документами.

6) Позаплановий протипожежний інструктаж проводиться індивідуально або з групою працівників споріднених спеціальностей (видів робіт). Обсяг та зміст інструктажу визначаються в кожному випадку окремо залежно від причин, що зумовили потребу його проведення.

7) Цільовий протипожежний інструктаж проводиться з працівниками перед виконанням ними разових (тимчасових) пожежонебезпечних робіт (зварювальних, розігрівальних та інших), у разі ліквідації аварії, стихійного лиха.

8) Первинний, повторний, позаплановий та цільовий протипожежні інструктажі проводяться безпосередньо посадовими особами або фахівцями, які пройшли навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, а також за потреби начальником служби пожежної безпеки (начальником служби охорони праці та пожежної безпеки).

9) Первинний, повторний та позаплановий протипожежні інструктажі завершуються перевіркою знань. Перевірку знань здійснює особа, яка проводила інструктаж.

10) Проведення протипожежних інструктажів може здійснюватись разом із відповідними інструктажами з охорони праці.

Про проведення усіх видів протипожежних інструктажів, окрім цільового, у спеціальних журналах робляться записи (окремо від інструктажів з питань охорони праці) за підписами осіб, з якими проводився інструктаж, і тих, хто його проводив. Форму журналу реєстрації інструктажів з питань пожежної безпеки наведено у додатку 1 до цих Правил.

У разі організації вогневих робіт запис про проведення цільового протипожежного інструктажу робиться в документі, що дозволяє виконання робіт (в наряді-допуску на вогневі роботи тощо).

						ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			133

РОЗДІЛ 7

НОРМИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЕКТУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ І ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ 35 КВ І ВИЩЕ

Задачею проектування енергетичних систем та електричних мереж при їх розвитку є розроблення технічно та економічно обґрунтованих проектних рішень, які враховують новітні досягнення науки і техніки та забезпечують на довготривалу або середньотривалу перспективу попит споживачів на електричну енергію і потужність нормованої якості, оптимальний розвиток електричних станцій та електричних мереж, засобів їх експлуатації та управління з врахуванням екологічних та соціальних вимог.

Проектні рішення щодо розвитку енергосистем та електричних мереж повинні обґрунтовувати необхідність та доцільність будівництва та/або реконструкції електростанцій, ліній електропередавання і підстанцій та визначати їх технічні характеристики і технологічні параметри.

Проекти повинні бути інструментом, що дозволяє комплексно розглядати єдиний технологічний процес виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням надійності енергопостачання споживачів та економічних інтересів всіх суб'єктів електроенергетики.

До проектів розвитку енергетичних систем та електричних мереж відносяться:

- проекти розвитку ОЕС, регіональних енергосистем;
- проекти розвитку розподільних електричних мереж;
- окремі енергетичні розділи, що виконуються у складі проектів електростанцій (схеми видавання потужності) та об'єктів електричних мереж, а також інші позастанційні роботи з окремих питань розвитку енергетики, наприклад у проектах комплексного використання річок, розміщення ГЕС та ГАЕС; визначення майданчиків великих КЕС, а також ВЕС, СЕС та інших генеруючих потужностей, що працюють на

відновлювальних джерелах енергії; та проектах реконструкції та технічного переоснащення електростанцій;

– проекти схем розвитку електричних мереж промислових вузлів, великих міст, схем зовнішнього електропостачання споживачів великої електричної потужності (енергоємних споживачів): хімічних та металургійних комбінатів, електрифікованих залізниць, нафто- або газопроводів тощо.

При розробленні проектів розвитку може виникати необхідність виконувати розробку концепцій розвитку і прогнозів (наприклад розроблення Енергетичної стратегії України), та інші роботи із загальних та спеціальних питань розвитку енергетики країни або регіонів, які необхідні для вирішення соціально-економічних, екологічних та інших проблем.

Основою для прийняття рішень щодо розвитку енергетичних систем та електричних мереж є Енергетична стратегія України, у якій прогнозується і обґрунтовується можливий рівень споживання електроенергії (з врахуванням можливих варіантів розвитку економіки країни) та визначаються способи його покриття (структура та розміщення генеруючих потужностей, забезпечення їх паливо-енергетичними ресурсами), а також визначаються основні напрямки розвитку засобів передачі та розподілу електроенергії, формулюються вимоги до необхідних науково-технічних розробок тощо.

Послідовність виконання проектів розвитку енергетичних систем та електричних мереж, змістовність, тривалість перспективного періоду, що розглядаються при виконанні проектів, а також терміни перегляду проектів визначаються нормативним документом «Правила виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів»

Проекти розвитку енергетичних систем та електричних мереж повинні відповідати вимогам нормативного документу «Правила виконання схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та

енергорайонів», цих Норм та інших чинних нормативних документів щодо технічних параметрів систем і мереж.

Під час виконання проектів перспективного розвитку слід уникати зайвої деталізації питань, що виходять за межі проектного рівня і будуть розглядатися в наступних роботах на підставі уточнених даних.

На всіх стадіях проектування розвитку енергосистем з відповідною конкретизацією необхідно розглядати наступні питання:

- організація ремонтно-експлуатаційного обслуговування мереж;
- оснащення засобами диспетчерського та технологічного управління;
- забезпечення стійкості роботи енергосистем;
- використання засобів релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- оснащення автоматизованими системами управління;
- оснащення АСОЕ;
- забезпечення якості електроенергії (компенсація реактивної потужності).

Позастадійні проектні роботи з організації диспетчерського та технологічного управління, режимної та протиаварійної автоматики, релейного захисту регіональних електроенергетичних систем виконують з урахуванням прийнятих концептуальних рішень щодо їх розвитку в Схемі розвитку ОЕС.

У проектах розвитку енергетичних систем та електричних мереж рекомендується передбачити впровадження новітніх технологій і обладнання, для подальшого їх використання, зокрема при розбудові інтелектуальної електричної мережі, з метою підвищення надійності та економічності роботи енергосистем та електропостачання споживачів.

Для вирішення цих завдань в інтелектуальній електричній мережі необхідно застосовувати автоматизовані системи:

- обліку енергоресурсів та інформаційні системи споживачів;

- зв'язку та обміну інформацією між об'єктами та суб'єктами енергетичних систем;
- моніторингу стану та керування електротехнічним обладнанням;
- релейного захисту та протиаварійної системної автоматики;
- створення та оптимізація каналів технологічного та протиаварійного управління об'єктами ЕЕС;
- забезпечення інтеграції джерел електроенергії, що використовують нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії з енергетичною системою;
- управління оперативно - виїзними бригадами.

*Визначення потреби в електричній енергії та потужності на
розрахункову перспективу*

Потреби країни або регіону в електричній енергії та потужності на перспективу визначають на основі відповідних балансів енергії та потужності по країні в цілому або її окремих регіонах, що дає змогу:

- визначитися з величиною додаткової генеруючої потужності, яку необхідно забезпечити на відповідну перспективу, за рахунок будівництва нових або збільшення потужності існуючих електростанцій;
- вибрати схему та параметри електричних мереж, що забезпечують видачу потужності від джерел електроенергії та її передачу до споживачів.

При визначенні потреби в електроенергії прогнозують попит на електричну енергію, враховуючи її витрати на власні потреби електростанцій та транспортування до споживача.

Загальний попит на електроенергію визначають з урахуванням можливості та ефективності впровадження енергозберігаючих заходів та технологій. При цьому слід керуватися Енергетичною стратегією України, затвердженою розпорядженням Кабінету Міністрів України №145-р від 15 березня 2006 року, Комплексною державною програмою енергозбереження, схваленою Постановою Кабінету Міністрів України №148 від 5 лютого 1997 року, Державною цільовою програмою енергоефективності, затвердженою

Постановою Кабінету Міністрів України №243 від 01 березня 2010 року та іншими керівними матеріалами.

Прогнозування попиту на електричну енергію та потужність може здійснюватися по ОЕС України, її окремих електроенергетичних системах, електропередавальних організаціях, а також у розрізі основних груп споживачів електроенергії (промисловість, будівництво, сільгосспоживачі, транспорт, комунально-побутові споживачі, населення тощо).

Прогнозування попиту на електричну енергію та потужність може здійснюватися з використанням методів імовірно - статистичного прогнозування, в т.ч.:

– шляхом знаходження кореляційного зв'язку між споживанням електроенергії та загальними показниками економічного і соціального розвитку країни, регіону (національний дохід, валова продукція, чисельність населення, тощо);

– шляхом безпосередньої екстраполяції, якщо встановлені закономірності зміни звітної електроспоживання на перспективу.

Дані про очікувані обсяги виробництва товарної продукції галузей економіки та рівні їх розвитку рекомендується приймати на основі прогнозів, розроблених відповідними державними установами, спеціалізованими науково-дослідними та проектними інститутами тощо.

Питомі норми електроспоживання приймають на основі аналізу їх динаміки, яка базується на статистичній обробці звітних показників і виявлених тенденцій їх зміни, з врахуванням структури і технології виробництва, які намічаються.

Електроспоживання сільгосспоживачів і комунального господарства визначають на основі аналізу динаміки темпів його зміни у взаємозв'язку з загальними показниками розвитку галузей (річне електроспоживання на одного жителя, електроозброєність праці в сільськогосподарському виробництві тощо).

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		138

Розрахунки електроспоживання на рівні регіональних енергосистем, великих міст і промвузлів повинні базуватися на аналізі динаміки звітного електроспоживання, а також конкретних даних про перспективний розвиток великих споживачів – технічних умов на їх приєднання, наявності проектної документації, стану будівництва чи реконструкції.

Визначення потреби в електроенергії та потужності конкретних великих споживачів – електрифікованих ділянок залізниць, компресорних та насосних станцій газопроводів та нафтопроводів, промислових споживачів та ін. приймають по даним Замовника і відповідних проектних організацій з врахуванням намічених термінів будівництва, наявності проектної документації та інших факторів.

Норми перспективних витрат електроенергії на власні потреби електростанцій, а також на транспортування електричними мережами становлять в цілому на рівні ОЕС України відповідно 7-8 % від загального виробітку електроенергії та 11-12 % від загального електроспоживання.

На рівні МЕМ ОЕС України норми витрат електроенергії на транспортування електричними мережами становлять 2,5-3 % від загальних обсягів передавання електроенергії цими мережами.

На рівні регіональних електроенергетичних систем приймають усталені звітні показники з урахуванням наміченого вводу та зміни структури генеруючих потужностей, зміни протяжності електричної мережі, вводу електричного обладнання та ін.

Прогнозування попиту на електричну енергію з метою зменшення невизначеності вихідної інформації слід проводити у вигляді кількох альтернативних варіантів (наприклад: максимального, середнього та мінімального). За основний розрахунковий приймається один із варіантів, а у відповідних розділах наводиться оцінка впливу досягнення інших варіантів на рекомендації роботи.

При прогнозуванні очікуваних характерних графіків зміни потужності споживання електричної енергії енергосистемою або іншими

енергооб'єктами слід користуватися існуючою формою характерних добових графіків їх електричних навантажень, які і відображують зміну потужності, що споживається, у часі.

Очікувані характерні графіки зміни потужності споживання використовують для вирішення на перспективу наступних задач:

- складання балансів потужності та визначення необхідності вводу генеруючих джерел;
- визначення необхідного регулюючого діапазону електростанцій;
- визначення очікуваних режимів роботи електростанції протягом року та їх потреби в паливі;
- вибору схем і параметрів електричної мережі, а також аналізу режимів її роботи.

При проектуванні розвитку енергосистем необхідно враховувати існуючі характерні добові графіки навантаження в режимні дні для зимового та літнього періодів, річні графіки місячних максимумів та мінімумів, тривалість максимального навантаження енергосистеми протягом року, а також паводковий період для окремих енергосистем та ОЕС України.

За розрахунковий абсолютний максимальний графік добового електричного навантаження енергосистеми необхідно приймати добовий графік найбільшого навантаження енергосистеми протягом року.

Для енергорайонів/енерговузлів а також енергоємних споживачів максимальну потужність споживання електричної енергії на відповідну перспективу необхідно визначати, виходячи з добового графіку навантаження за абсолютний річний максимум відповідного енергорайону/енерговузла або споживача.

Навантаження підстанцій рекомендується визначати за характерними графіками, що будуються шляхом накладання і додавання індивідуальних графіків електричних навантажень окремих приєднань, які зумовлені їх добовими графіками споживання (технологією виробництва).

Розрахунок перспективних електричних навантажень підстанцій виконують:

- для концентрованих промислових споживачів (великі підприємства, компресорні станції, тягові підстанції та інші) – з урахуванням даних відповідних проектних інститутів, а при їх відсутності – методом прямого розрахунку або з використанням об'єктів – аналогів;
- для розподіленого навантаження (сільськогосподарське, комунально-побутове та інше) – на основі статистичного підходу.

Загальне навантаження підстанції визначають додаванням концентрованих і розподілених навантажень з врахуванням коефіцієнту одночасності, який приймають для розподіленого навантаження відповідно ДБН В.2.5-23.

Визначення потреби в збільшенні встановленої потужності електростанцій

При визначенні потреби в розвитку генеруючих потужностей енергосистем на відповідну перспективу вирішують такі задачі:

- у відповідності з очікуваним балансом потужності, який враховує сумарний резерв генеруючої потужності та сумарне очікуване сальдо міждержавних перетоків, визначають сумарну потребу в збільшенні наявної потужності електростанцій;
- у відповідності до потреб в додатковій генеруючій потужності, враховуючи рекомендації та прийняті рішення по реконструкції, технічному переоснащенню та підвищенню потужності існуючих електростанцій визначають:
 - потребу в спорудженні нових електростанцій та їх потужність;
 - оптимальний склад генеруючого обладнання та необхідний (з нормованим запасом) регулюючий діапазон нових генеруючих потужностей, з врахуванням вимог що до їх участі в усіх складових

резерву потужності та регулюванні нерівномірності характерного для енергосистеми графіка споживання і коливань потужності ВДЕ.

– уточнюють вимоги що до типу генеруючого обладнання нових електростанцій і нового генеруючого обладнання для електростанцій, що реконструюють;

– визначають вимоги що до оптимальної величини та термінів вводу нових потужностей при реконструкції існуючих та спорудженні нових електростанцій;

– визначають вимоги до маневрових характеристик обладнання електростанцій враховуючи їх можливу участь в добових, тижневих, сезонних і річних режимах енергосистеми;

– визначають обсяги необхідних інвестицій.

При вирішенні задач, перелічених в п.6.1, необхідно забезпечувати на відповідний перспективний період:

– потребу в генеруючих потужностях для повного покриття очікуваного попиту на потужність та електроенергію з врахуванням необхідного резерву потужності;

– видавання повної потужності електростанцій в нормальних та ремонтних схемах видавання потужності електростанцій;

– по можливості, максимальне використання місцевих ресурсів палива та відновлюваних ресурсів;

– максимальне використання діючих електростанцій за рахунок реконструкції існуючих і будівництва нових генеруючих потужностей на їх майданчиках;

– покращення екологічних показників при реконструкції існуючих та додержання екологічних вимог при будівництві нових електростанцій.

При визначенні вимог що до розвитку генеруючої потужності:

На першому етапі, враховуючи необхідність максимального використання власних паливних і відновлюваних ресурсів, приймають рішення що до раціонального співвідношення між окремими типами станцій,

які повинні, на відповідну перспективу, приймати участь в покритті дефіциту потужності. Виконують техніко-економічне обґрунтування складу генеруючого обладнання, уточнюють, при необхідності, розміщення нових електростанцій, визначають основні параметри та черговість їх спорудження з урахуванням технічного стану діючих електростанцій та заявок від виробників електроенергії щодо технічного їх переоснащення та введення нових потужностей.

На другому етапі використовують напрацювання спеціалізованих організацій про можливі потужності та їх розміщення на АЕС, КЕС, ТЕС, ГЕС (ГАЕС), ВЕС та СЕС з урахуванням наявних природних ресурсів та екологічних обмежень.

Підготовку пропозицій по розвитку генеруючих потужностей з урахуванням сучасних екологічних вимог виконують в такій послідовності:

- розробка рекомендацій щодо реконструкції та технічного переоснащення, в тому числі схем видавання їх потужності в нормальних і ремонтних схемах;

- визначення необхідних обсягів введення нових потужностей, уточнення їх розміщення, основних параметрів генеруючого обладнання та термінів спорудження.

Структуру і вимоги до генеруючого обладнання та потужності електростанцій на всіх етапах будівництва і розвитку визначають виходячи з аналізу перспективних режимів їх роботи в добовому, сезонному та річному циклах з врахуванням:

- долі маневрової потужності, необхідної для автоматичного регулювання частоти та потужності;

- необхідного резерву потужності, виходячи з нерівномірності добового графіку споживання та режимів роботи ВЕС і СЕС;

- вимог до режимів роботи ТЕС і перевірки відповідності маневрових властивостей їх обладнання до режимів, які прогнозуються;

– вимог до пропускної здатності системотвірної електричної мережі з урахуванням режимних перетоків та оптимального використання пропускної здатності ПЛ.

Вплив об'єктів електроенергетики на довкілля

Очікуваний вплив об'єктів електроенергетики на довкілля при прогнозуванні їх розвитку визначають з використанням діючих методик та укрупнених нормативів питомих значень екологічних параметрів на одиницю продукції, а саме: нормативів викидів в атмосферу забруднюючих речовин, укрупнених норм водоспоживання та водовідведення, нормативів електромагнітного випромінювання тощо.

Очікувані обсяги викидів забруднюючих речовин та парникових газів в атмосферу не повинні перевищувати граничних значень, регламентованих державними нормативними природоохоронними вимогами та вимогами міжнародних конвенцій, в яких приймає участь країна.

Очікувані додаткові площі відведення земель під нові об'єкти електроенергетики слід оцінювати по нормативах їх питомої землемісткості. Винятком є гідроелектростанції, площу відводу земель під які оцінюють за проектними документами, або визначають за проектами – аналогами.

Інвестиції в охорону довкілля в межах чинних природоохоронних нормативів передбачають в кошторисах проектів електростанцій, де застосовують нове енергетичне обладнання, та враховують разом з необхідними обсягами капіталовкладень в будівництво електростанцій.

Додаткові інвестиції в охорону довкілля можливі при розміщенні нових об'єктів в місцевостях, де не допускається збільшення обсягів викидів тих забруднюючих речовин, по яким перевищена гранично – допустима концентрація.

Баланси потужності та енергії

Баланси потужності ОЕС та регіональних енергосистем складають з метою:

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		144

– визначення загальної потужності електростанцій, необхідної для надійного покриття навантаження;

– визначення розмірів обмінних потоків потужності між енергосистемами з урахуванням пропускної здатності системотвірних зв'язків між енергосистемами.

Витратна частина балансу потужності окремої енергосистеми складається з:

– суміщеного максимуму навантаження енергосистеми;

– розрахункових перетоків потужності на експорт та перетоків в інші енергосистеми.

Приходна частина балансу потужності складається з:

– робочої потужності електростанцій (наявна потужність з відрахуванням резерву);

– імпорту потужності та перетоків потужності від інших енергосистем.

Встановлену потужність електростанцій на перспективу визначають з урахуванням введення потужності, що намічається, та демонтажу фізично та морально зношеного обладнання.

Наявна потужність електростанцій, яка враховується в балансі на момент проходження річного максимуму, приймається як сума встановлених потужностей за відрахуванням їх наявних обмежень по потужності. Встановлена потужність електростанцій може обмежуватися технічним станом обладнання, на період освоєння обладнання після вводу об'єкту, у разі зниження напору ГЕС нижче проектного рівня, у разі наявної швидкості вітру для ВЕС або сонячної радіації для СЕС, нижче розрахункової величини яка приймалась для даної місцевості при виборі їх електроустановок, у разі неповного проектного завантаження теплових відборів ТЕЦ, у разі обмежень в мережі по видаванню потужності електростанцій, при недостатньому обсязі палива або зниженні його якості нижче проектного рівня тощо.

При складанні балансу ОЕС на перспективу більше ніж 5 років сумарне зниження потужності електростанцій, крім ВЕС і СЕС, за вказаними причинами допускається приймати як 10% від встановленої потужності, а для ВЕС і СЕС, як 50% на перспективу рік і більше.

В цілому резерв потужності енергосистеми містить розрахунковий і стратегічний резерви потужності. Розрахунковий резерв включають в баланс потужності енергосистеми на відповідний перспективний період і він складається з ремонтного та оперативного резервів.

Ремонтний резерв призначений для компенсації потужності обладнання електростанцій, яке виводиться в плановий (середній, поточний і капітальний) ремонт.

В середньому по ОЕС України норма резерву на поточний ремонт становить не менше 4 – 4,5% від сумарної наявної потужності електростанцій і враховується у балансах на відповідні перспективні періоди.

Резерв для виконання капітальних та середніх ремонтів в умовах ОЕС України, як правило, у балансах не передбачають (ремонти виконують в період сезонного зниження навантаження).

Оперативний резерв повинен враховуватися при складанні будь-якого балансу потужності та включати дві складові: резерв для компенсації можливого аварійного зниження генеруючої потужності внаслідок відмов обладнання електростанцій; та резерв для компенсації непередбачених відхилень генеруючої потужності електростанцій від запланованого добового графіку з урахуванням також можливого непередбаченого відхилення від добового графіку потужності електростанцій негарантованої потужності.

Величина можливого непередбачуваного відхилення від графіку сумарної потужності електростанцій негарантованої потужності повинна визначатися, виходячи з аналізу статистичних даних, а при їх відсутності (до моменту їх накопичення) слід приймати резерв для електростанцій негарантованої потужності в розмірі 50% від наявної потужності.

В ОЕС України норма резерву для компенсації аварійного зниження генеруючої потужності (аварійний резерв) становить 4,5 – 5 % від сумарної наявної потужності електростанцій, але не менше ніж величина потужності найбільшого енергоблоку, що приймає участь в приходній частині балансу та не менше величини, відповідно до попереднього абзацу.

Підсумкова оптимальна величина оперативного резерву, що враховує можливі відхилення балансу потужності, повинна економічно обґрунтовуватись шляхом порівняння втрат від очікуваного недовідпуску електроенергії споживачам у разі їх залучення до участі в оперативному резерві з витратами на створення додаткового оперативного резерву на електростанціях.

Розміщення оперативного резерву виконують разом з оптимізацією пропускної здатності системотвірних зв'язків між енергосистемами (енергорайонами) – див. нижче, п.7.2.

За відсутності більш точної вихідної інформації оперативний резерв може прийматись в розмірі 10%, а розрахунковий резерв – 15%.

Стратегічний резерв в ОЕС України необхідно передбачати при складанні балансу на перспективу 10 і більше років для компенсації непередбачуваних відхилень сумарної генеруючої потужності електростанцій або сумарної потужності споживання з непередбачуваних зовнішніх причин (наприклад значна економічна криза чи навпаки, тероризм, техногенні аварії і т п) Для ОЕС України норма стратегічного резерву становить 2,5 – 3 % від встановленої потужності електростанцій.

Баланси електроенергії для ОЕС та регіональних енергосистем складають з метою:

Витратна частина балансу включає підсумкове електроспоживання з урахуванням закачування ГАЕС, запланованої передачі в інші енергосистеми та експорту.

Приходна частина балансу включає виробіток електроенергії всіма типами електростанцій, заплановане одержання енергії з інших енергосистем

та імпорт. Виробіток ГЕС, ВЕС та СЕС враховується по середній багаторічній величині.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		148

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.Справочник по проектированию электрических сетей /под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.
5. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу : підруч. / Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К. : Аграрна освіта, 2011. – 448 с.
6. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.
7. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования :учеб. пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 2009. –608 с.
8. 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.
10. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів. Наказ Мінпаливенерго від 25.07.2006 р. №258 – Київ.: 2006. – 181 с.

11. Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. ДСТУ НБВ.2.5-80:2015 Київ Мінрегіон 2016. – 83 с.

12. Грибан В. Г., Негодченко О. В. Охорона праці. Навч. посіб. 2_ге вид.– К.: Центр учбової літератури, 2011. – 280 с.

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

14. 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.

15. 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.

					ДБ 141.1722.21-000 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		150