

## ВСТУП

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

Проектування є творчим процесом розробки проекту, реалізація якого призведе до створення нового технічного об'єкту або до розвитку існуючого. Проектування є найважливішим видом інженерної діяльності, так як від якості проекту залежать техніко-економічні показники роботи побудованого за нього об'єкта.

Розрахунки робочих режимів на постійній основі, в процесі експлуатації електричної мережі з метою встановлення відповідності струмів в окремих елементах і напруг в вузлах мережі допустимих значень і підтримки економічності роботи мережі шляхом оптимізації параметрів її елементів і параметрів її робочих режимів. Отже, курсове проектування сприяє підготовці та до експлуатаційної діяльності.

## РОЗДІЛ 1

### РОЗРАХУНОК БАЛАНСУ ПОТУЖНОСТІ І РОЗСТАНОВКА КОМПЕНСУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ

#### 1.1. Коротка характеристика споживачів району

В даному дипломному проєкті необхідно спроектувати мережу для електропостачання 6 споживачів. Взаємне розташування споживачів і джерела живлення (районна знижувальних підстанція) показано на рисунку 1.1.

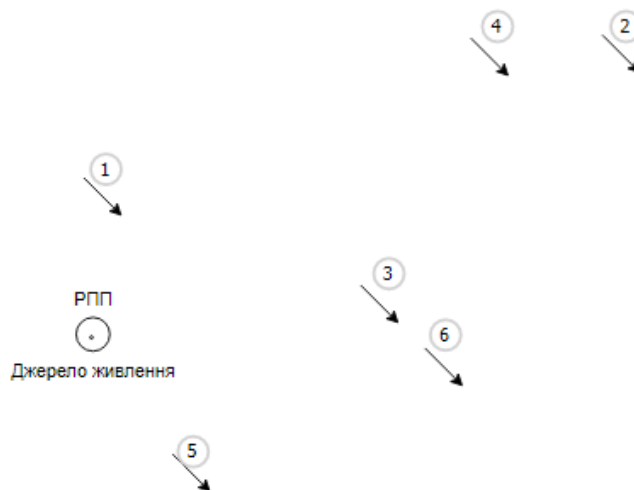


Рисунок 1.1 - Районна знижувальних підстанція (Масштаб 1: 1000000)

Коефіцієнт потужності енергосистеми  $\cos \varphi_c = 0,9$

Число годин використання максимуму:  $T_{\text{им}} = 6300$

Вважаємо, що РПП має необмежену потужність, і що на ній є шини з напругою 35кВ, 110кВ і 220кВ. Причому у всіх режимах на них підтримується напруга, рівне 1,01от номінального.

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

Таблиця 1.1 – Відомості про вузли навантаження

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Відомості про споживачів			
№	P, МВт	Cos φ	U <sub>н ном</sub> , кВ
1	22,2	0,73	10
2	24,5	0,63	10
3	23,1	0,72	10
4	10,8	0,62	10
5	14,8	0,56	10
6	18,4	0,58	10
Склад за категоріями			
№	I, %	II, %	III, %
1	0	10	90
2	25	35	40
3	20	20	60
4	10	25	65
5	20	30	50
6	0	20	80

Визначаємо повну потужність  $S_i$  кожного споживача:

$$S_i = P_i / \cos \varphi_i, \quad (1.1)$$

де  $P_i$  - задана активна потужність  $i$ -го споживача, МВт;  $\cos \varphi_i$  - заданий коефіцієнт активної потужності:

$$S_1 = 22,2 / 0,73 = 30,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результати розрахунків для інших споживачів поміщаємо в табл.1.2

Прогнозовані втрати активної потужності в лініях електропередачі і трансформаторах споживачів  $\Delta P_i$  приймаємо рівними 5% від споживаної активної потужності [1]

$$\Delta P_i = 0,05 P_i. \quad (1.2)$$

$$\Delta P_1 = 0,05 \cdot 22,2 = 1,11 \text{ МВт}.$$

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результати розрахунків для інших споживачів поміщаємо в табл.1.

Знаходимо реактивну потужність і-го споживача

$$Q_i = P_i \operatorname{tg} \varphi_i = P_i \operatorname{tg} (\arccos \varphi_i), \quad (1.3)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_i$  - коефіцієнт реактивної потужності:

$$Q_1 = 22,2 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,73) = 22,2 \cdot 0,936 = 20,78 \text{ Мвар.}$$

Результати для інших споживачів поміщені в табл.1.

Зарядну потужність ліній, а також втрати реактивної потужності в них не враховуємо. Втрати реактивної потужності в трансформаторах споживачів  $\Delta Q_{\text{тр.}i}$  приймаємо рівними 6% від повної їх потужності

Результати для інших споживачів поміщені в табл.1.1

$$\Delta Q_{\text{тр.}i} = 0,06 S_i \quad (1.4)$$

$$\Delta Q_{\text{тр.}1} = 0,06 S_1 = 0,06 \cdot 30,41 = 1,82 \text{ МВар.}$$

Результати решти розрахунків поміщаємо в табл.1.

Загальну активну потужність всіх споживачів в години максимуму або необхідну ними активну потужність, що покривається енергосистемою (районної понижувальної підстанції - РПП), визначаємо підсумовуванням навантажень споживачів і відповідних втрат в мережах:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{треб}} = \Sigma(P_i + \Delta P_i).$$

За даними табл. 1 отримуємо  $P_{\text{треб}} = 119,50 \text{ МВт.}$

Загальну необхідну реактивну потужність визначаємо підсумовуванням відповідних потужностей споживачів і втрат в трансформаторах

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{треб}} = \Sigma(Q_i + \Delta Q_{\text{тр.}i}) \quad (1.6)$$

За даними табл. 1 отримуємо  $Q_{\text{треб}} = 145,27 \text{ Мвар.}$

Визначаємо розполагаемую реактивну потужність енергосистеми

$$Q_{\text{расп}} = P_{\Sigma} \operatorname{tg} \varphi_c = P_{\Sigma} \operatorname{tg}(\arccos \varphi_c) \quad (1.7)$$

$$Q_{\text{расп}} = 119,50 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 57,88 \text{ МВар.}$$

Реактивна потужність менше необхідної, отже, є дефіцит реактивної потужності і необхідна установка компенсуючих пристроїв (КУ) на стороні 10 кВ підстанцій споживачів. При цьому загальна потужність КУ

$$Q_{КУ} = Q_{\text{деф}} = Q_{\text{треб}} - Q_{\text{расп}} = 145,27 - 57,88 = 87,39 \text{ Мвар.}$$

Потужність КУ, що встановлюються на і-й підстанції, визначаємо по вираженню:

$$Q_{\text{ку.і}} = Q_i + \Delta Q_{\text{тр.і}} - (P_i + \Delta P_i) \operatorname{tg}(\arccos \cos \varphi_c) \quad (1.8)$$

$$Q_{\text{ку.1}} = 20,78 + 1,82 - (22,2 + 1,11) \operatorname{tg}(\arccos 0,9) = 11,31 \text{ Мвар.}$$

Результати розрахунку для інших підстанцій поміщаємо в табл. 1.

Якщо необхідна потужність  $Q_{\text{ку.і}}$  перевищує 10 Мвар, то використовують синхронні компенсатори, а якщо не перевищує, то застосовують батареї статичних конденсаторів.

За одиничної потужності  $Q_{\text{ед}}$  компенсуючих пристроїв знаходимо їх кількість, яке встановлюється у і-го споживача:

$$n_{\text{ку.і}} = Q_{\text{ку.і}} / Q_{\text{ед}}. \quad (1.9)$$

У споживачів 1, 3 і 5 встановлюємо синхронні компенсатори типу КС-10 000-10,5, номінальні параметри яких  $S_{\text{ном}} = 10 \text{ Мвар}$ ,  $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$ , а у споживачів 2 і 6 - синхронні компенсатори типу КС-16 000- 11, мають  $S_{\text{ном}} = 16 \text{ Мвар}$  і  $U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$ .

Крім того, в якості яких бракує КУ у цих споживачів, а також основних КУ у споживача 4 застосовуємо конденсаторні установки типу ККУ - 10 - 1 одиничною потужністю 0,33 Мвар [2].

Кількість таких КУ, що встановлюються у споживачів

$$n_{\text{ку.і}} = (Q_{\text{ку.і}} - Q_{\text{кс. ном}}) / Q_{\text{ед}} \quad (1.10)$$

Таблиця 1.2 - Баланс активної і реактивної потужності

Споживач	1	2	3	4	5	6	Разом
$S_i, \text{МВ} \cdot \text{А}$	30,41	38,89	32,08	17,42	26,43	31,72	
$P_i, \text{МВт}$	22,2	24,5	23,1	10,8	14,8	18,4	119,50
$\Delta P_i, \text{МВт}$	1,11	1,23	1,16	0,54	0,74	0,92	
$Q_i, \text{МВар}$	20,78	30,20	22,27	13,67	21,90	25,84	145,27
$\Delta Q_{\text{тр},i}, \text{МВар}$	1,82	2,33	1,92	1,05	1,59	1,90	
$Q_{\text{ку}}, \text{МВар}$	11,31	20,07	12,44	9,23	15,96	18,38	87,39
$n_{\text{ку}} \cdot \frac{n_{\text{кс}}}{n_{\text{кку}}}$	$\frac{1}{4}$	$\frac{1}{13}$	$\frac{1}{8}$	$\frac{-}{28}$	$\frac{1}{18}$	$\frac{1}{7}$	$\frac{5}{78}$
$Q_{\Gamma i}, \text{Мвар}$	9,46	9,91	9,63	4,43	5,96	7,53	46,92

$$n_{\text{ку},1} = (11,31 - 10) / 0,33 = 4 \text{ шт.}$$

Результати вибору (розстановки компенсуючих пристроїв) наведені в табл.1.2

Загальна потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються на підстанціях споживачів дорівнює

$$Q_{\text{ку},\Sigma} = 3 \cdot 10 + 2 \cdot 16 + 78 \cdot 0,33 = 87,74 \text{ МВар.}$$

Визначаємо некомпенсованого (споживану з енергосистеми) реактивну потужність і-го споживача

$$Q_{i\Gamma} = Q_i - \Sigma(n_{\text{ку},i} Q_{\text{ед},i}) \quad (1.11)$$

$$Q_{1\Gamma} = 20,78 - (1 \cdot 10 + 4 \cdot 0,33) = 9,46 \text{ Мвар.}$$

Результати розрахунків  $Q_{i\Gamma}$  для інших споживачів поміщені в табл.1.2

Перевіримо розрахунок балансу реактивної потужності. Для цього визначаємо нове значення необхідної споживачами від енергосистеми реактивної потужності і порівнюємо його із значенням розташовується реактивної потужності:

$$Q_{\Gamma \text{реб}} = \Sigma Q_{i\Gamma} + \Sigma Q_{\text{тр},i} = 46,92 + 10,61 = 57,53 = Q_{\text{расп}} = 57,88 \text{ МВар.}$$

Як бачимо, баланс реактивної потужності практично зійшовся. Незначне розбіжність викликана округленням кількості конденсаторних установок до найближчого цілого числа. Отже, всі розрахунки, результати яких наведені в табл.1.2, зроблені правильно.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РОЗДІЛ 2

### СКЛАДАННЯ ВАРІАНТІВ КОНФІГУРАЦІЇ МЕРЕЖІ З АНАЛІЗУ КОЖНОГО ВАРІАНТУ

#### 2.1 Порядок складання варіантів

Електрична мережа повинна забезпечувати необхідну надійність електропостачання споживачів. Згідно ПУЕ [3] споживачі I і II категорії повинні забезпечуватися електроенергією не менше ніж від двох незалежних джерел живлення. Незалежними джерелами вважаються різні секції шин розподільних пристроїв електростанцій або підстанцій, якщо вони мають живлення від різних генераторів або трансформаторів і електрично між собою не пов'язані або мають зв'язок, автоматично відключається при порушенні нормальної роботи однієї з секцій. Отже, районна живить підстанція (РПП) має незалежні секції шин з напругою 35, 110 і 220 кВ.

Для живлення споживачів I категорії застосовують резервовані схеми мереж з автоматичним включенням резерву (АВР). Живлення споживачів II категорії здійснюється, як правило, теж по резервованим схемами, але включення резерву при цьому може бути ручним, тобто резервне джерело включається обслуговуючим персоналом. Живлення споживачів III категорії може здійснюватися за нерезервованої схемою. Якщо в одному пункті є споживачі різних категорій, то при виборі схеми мережі слід виходити з вищої категорії споживачів даного пункту.

Проектована мережа повинна бути по можливості простою. У районних мережах застосовують три типи схем електропостачання:

- 1) розімкнуті нерезервованої мережі, радіальні і магістральні, виконувані одноланцюговими лініями;
- 2) розімкнуті резервовані мережі, радіальні і магістральні, виконувані дволанцюговими лініями;

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



- 3) замкнуті резервовані мережі (в тому числі з двостороннім живленням), що виконуються одноланцюговими лініями.

При складанні варіантів конфігурації мережі використовуємо наступний алгоритм.

1. Складається найбільш простий варіант радіально-магістральної мережі, де всі лінії прокладаються в дво- або одноланцюговими виконані по найкоротших трасах.

2. Отриманий варіант аналізується з точки зору його можливих недоліків, і складаються такі варіанти, в яких ці недоліки в тій чи іншій мірі усуваються. При цьому схема мережі може залишатися як чисто радіально-магістральної, так і ставати змішаної, тобто містити кільцеві ділянки.

3. Складається варіант кільцевої мережі, де все або більшість споживачів об'єднується в кільце.

4. Цей варіант також аналізується, і все наступні варіанти складаються з метою усунення його недоліків. При цьому також не виключено, що можуть знову з'явитися якісь радіально-магістральні ділянки.

## 2.2 Електричні схеми підстанцій

Трансформаторні підстанції є невід'ємною частиною будь-якої електричної мережі. Тому обрана схема впливає і на вибір схем підстанцій.

Схема електричних з'єднань підстанцій споживачів на стороні вищої напруги визначається категорією споживачів щодо надійності електропостачання, а також місцем і роллю підстанції в електричній мережі. Вибір схем підстанцій здійснюють з існуючих уніфікованих типових схем [4], з урахуванням того, що зараз рекомендується виконувати всі підстанції з вимикачами, а не за спрощеною схемою з віддільниками і короткозамикачами.

Якщо підстанція тупикова (тобто знаходиться в кінці радіальної або магістральної мережі) і живить тільки споживачів III категорії, то вона виконується за схемою блоку «одноланцюгова лінія - трансформатор»; при

живленні споживачів I і II категорії підстанція виконується за схемою «подвійного блоку з автоматичною перемичкою з боку трансформаторів» (двухцепна лінія і два трансформатора - рис. П.1).

Решта підстанцій, підключені до радіально-магістральної лінії, є прохідними. Для прохідних підстанцій з Дволанцюгова лініями застосовується схема «подвійного блоку з автоматичною перемичкою боку ліній». Крім того, при пошкодженні будь-якої ділянки будь-якого ланцюга він повинен відключатися з двох сторін. Для цього на кожному вузлі відгалуження від лінії до трансформатора необхідна установка двох секціонуючих вимикачів (рис. П.2).

У магістральних лініях з двостороннім живленням, а також в кільцевих лініях при пошкодженні будь-якої ділянки він повинен відключатися з двох сторін. Таку функцію виконує прохідна підстанція по схемі «містка з неавтоматической перемичкою». Перемичка з двох роз'єднувачів дозволяє при виведенні в ремонт вимикача зберегти кільце в розімкненому стані, а також по черзі ремонтувати роз'єднувачі (рис. П.3).

При числі приєднань на стороні вищої напруги більш чотирьох підстанція стає вузловою. При цьому можливе використання схеми підстанції, яка має одну робочу систему шин, Секціонування вимикачем, і обхідну, з вимикачами в усіх приєднаннях (рис. П.4).

### **2.3 Методика вибору конкурентоспроможних варіантів схеми мережі**

Всі складені варіанти діляться на три групи: радіально-магістральні схеми, кільцеві (в основному) схеми і змішані. Для кожної підстанції відповідно до п. 2.2 визначається схема електричних з'єднань. Потім усередині кожної групи за критеріями, що не вимагає великих трудовитрат, вибирається найбільш конкурентоспроможний варіант. В якості таких критеріїв можна використовувати, наприклад, загальну довжину ліній «в одноланцюговому

численні» і загальна кількість вимикачів [1]. Термін «в одноланцюговому численні» означає, що при підсумовуванні довжин повітряних ліній (ПЛ) довжина одноланцюгових ПЛ входить в суму, як вона є, а довжина двоколових множить на відповідний коефіцієнт  $k = 1,5$ , що відображає їх велику вартість. Отже, першим приватним критерієм для порівняння варіантів схеми мережі є загальна довжина ліній  $L_{\Sigma}$  в одноланцюговому численні

$$L_{\Sigma} = \Sigma L_1 + k \Sigma L_2, \quad (2.1)$$

де  $\Sigma L_1, \Sigma L_2$  – відповідно довжина всіх одноланцюгових і всіх двоколових ліній в даному варіанті.

Другий приватний критерій  $N_{\Sigma}$  складається з вимикачів на РПП (по одному вимикача на кожен ланцюг ліній, що відходять) і вимикачів на підстанціях споживачів (в залежності від їх схем електричних з'єднань).

Що стосується трансформаторів на підстанціях споживачів, то якщо у першій-ліпшій нагоді однієї групи передбачається використовувати однакові трансформатори, при порівнянні варіантів їх також не враховують. Якщо ж трансформатори різні, наприклад коли в частині варіантів однієї групи мережа складається з ділянок з різними номінальними напругами, і для зв'язку між ними будуть використовуватися трьох обмотувальні трансформатори. Тоді при порівнянні варіантів цієї групи відмінності у вартості трансформаторів слід врахувати.

Далі для вибору найбільш конкурентоспроможного варіанту необхідно всі приватні критерії привести до якогось одного, наприклад до довжини одноланцюгової ВЛ. Для цього за довідковими даними визначають, що вартість одного вимикача приблизно дорівнює вартості 4 км одноланцюгової ВЛ. Аналогічно до кілометрів лінії можна висловити і додаткові капітальні вкладення в трьохобмотувальні трансформатори. В результаті кожен варіант схеми мережі оцінюється єдиним критерієм  $Lr_{\Sigma}$  - наведеної довжиною ліній в одноланцюговому численні

$$Lr_{\Sigma} = \Sigma L_1 + 1,5 \Sigma L_2 + 4 N_{\Sigma}. \quad (2.2)$$

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При необхідності в критерій (2.2) включають наведену довжину ліній  $L_{у. тр.}$ , вартість якої дорівнює додаткових капітальних вкладеннях в трьохобмотувальні трансформатори  $\Delta K_{тр}$ :

$$L_{у. тр} = \Delta K_{тр} / K_{1км}, \quad (2.3)$$

де  $K_{1км}$  - вартість 1 км одноланцюгової ВЛ.

Потім за критерієм приведеної довжини ліній вибирають кращий варіант з кожної групи, тобто має найменше значення  $L_{г\Sigma}$  (а значить і найбільш дешевий). Таким чином, з усіх розглянутих варіантів для подальшого розрахунку залишаються три найбільш конкурентоспроможних: один з радіально-магістральної схемою ліній, один з кільцевої і один із змішаною.

На даному етапі вибору конкурентоспроможних варіантів схеми мережі її номінальну напругу ще не визначено, тому в першій-ліпшій нагоді, що належать до однієї групи, його можна вважати одним і тим же і при порівнянні варіантів не враховувати.

## 2.4 Складання варіантів схеми мережі і вибір конкурентоспроможних

Географічне розташування джерела живлення і споживачів показано на рис. 2.1, на якому вказані відстані між пунктами в кілометрах. У пунктах 2, 3, 4 і 5 є споживачі I, II і III категорії; в пунктах 1 і 6 - II і III категорії по надійності електропостачання.

Для забезпечення надійності електропостачання (п. 2.1) всі споживачі повинні житися по резервованим схемами. Отже, всі підстанції (ПС) повинні бути двохтрансформаторні і в радіально-магістральних мережах житися по дволанцюгових лініях електропередачі.

Складання варіантів починаємо з найбільш простих радіально-магістральних схем [1].

Варіант 1 (рис. 2.2) являє собою радіально-магістральну мережу найменшою сумарною довжини. Підстанції 1, 2, 5 і 6 є тупиковими, ПС4 -

прохідний, а Пс3 - вузловий.

Загальна довжина ліній в одноланцюговому численні за формулою (2.1)

$$L_{\Sigma} = k \Sigma L_2 = 1,5 (20 + 26 + 31 + 46 + 20 + 14) = 235,5 \text{ км.}$$

Загальна кількість вимикачів  $N_{\Sigma}$  складається з вимикачів на РПП (по одному вимикача на кожен відходить ланцюг) і вимикачів на стороні вищої напруги (ВН) підстанцій споживачів.

Тупикові двотрансформаторні ПС мають (див. Додаток) на стороні ВН 3 вимикача: по одному в ланцюзі трансформаторів і один - в автоматичній перемишці з боку трансформаторів.

Прохідна двухтрансформаторная ПС в мережі з Дволанцюгова лініями має в розподільчому пристрої (РУ) ВН 7 вимикачів: 6 на приєднання (4 ланцюга ліній і 2 трансформатора) і 1 секціонуючою вимикач на системі шин.

Вузлова двухтрансформаторная ПС має в РУ ВН 10 вимикачів: 8 на приєднання (6 ланцюгів ліній і 2 трансформатора) і 2 секціонуючих вимикача на робочій і обхідній системі шин.

Всього вимикачів в цьому варіанті

$$N_{\Sigma} = 6 \cdot 1 + 4 \cdot 3 + 1 \cdot 7 + 1 \cdot 10 = 35 \text{ шт.}$$

Наведена довжина ліній в одноланцюговому численні по (2.2)

$$L_{r\Sigma} = L_{\Sigma} + 4N_{\Sigma} = 235,5 + 4 \cdot 35 = 375,5 \text{ км.}$$

Знайдені оцінки цього і наступних варіантів вказуємо поруч з їх схемами.

Основні недоліки варіанту 1:

1) наявність складної і дорогої вузловий ПСЗ;

2) велика завантаженість лінії з головним ділянкою РПП-3:

сумарний момент електричних навантажень її споживачів щодо джерела живлення

$$\Sigma M = \Sigma P_i L_i = 23,1 \cdot 31 + 18,4 \cdot 45 + 10,8 \cdot 77 + 24,5 \cdot 97 = 4752,2 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Це може викликати збільшення перерізів проводів або підвищення номінальної напруги мережі, тобто істотне її подорожчання.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Варіант 2 націлений на виключення вузловий ПС3 (заміну її на прохідну) і розвантаження ділянки РПП-3 шляхом підключення ПС4 до ПС1.

Знаходимо оцінки цього варіанту:

$$L_{\Sigma} = 235,5 - 46 \cdot 1,5 + 53 \cdot 1,5 = 246,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 6 \cdot 1 + 3 \cdot 3 + 3 \cdot 7 = 36 \text{ шт.}$$

$$L_{\Gamma\Sigma} = 246,0 + 4 \cdot 36 = 390 \text{ км.}$$

Порівняємо сумарні моменти електричних навантажень змінюється частини мережі, тобто без ділянки РПП-5, у варіантах 1 і 2:

$$\Sigma_{M1} = 4752,2 + 22,2 \cdot 26 = 5329,4 \text{ МВт} \cdot \text{км};$$

$$\Sigma_{M2} = 23,1 \cdot 31 + 18,4 \cdot 45 + 22,2 \cdot 26 + 10,8 \cdot 79 + 24,5 \cdot 99 = 5400,0 \text{ МВт} \cdot \text{км.}$$

Як бачимо,  $\Sigma_{M2}$  зріс всього лише на 1,3%, тобто практично не змінився.

Недоліками варіанта 2 в порівнянні з варіантом 1 є збільшення і  $L_{\Sigma}$ , і  $N_{\Sigma}$ .

Варіант 3 націлений на зменшення показника  $N_{\Sigma}$  шляхом підключення ПС4 безпосередньо до РПП.

Оцінки варіанту 3:

$$L_{\Sigma} = 235,5 - 46 \cdot 1,5 + 70 \cdot 1,5 = 271,5 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 8 \cdot 1 + 4 \cdot 3 + 2 \cdot 7 = 34 \text{ шт.};$$

$$L_{\Gamma\Sigma} = 271,5 + 4 \cdot 34 = 407,5 \text{ км.}$$

Варіант 3 має найкращий показник  $N_{\Sigma}$ , але найгірші показники  $L_{\Sigma}$  і  $L_{\Gamma\Sigma}$ .

Складені варіанти 1-3 представляють собою радіально-магістральні резервовані схеми з дволанцюговими лініями і двохрансформаторної ПС, і отже, мають приблизно однаковий рівень надійності. Тому порівнюємо їх по результуючому показнику  $L_{\Gamma\Sigma}$ . Найменше значення  $L_{\Gamma\Sigma}$  має варіант 1, який і визнається конкурентоспроможним з групи розімкнутих резервованих схем.

Далі розглядаємо комбіновані варіанти, де частина мережі має радіально-магістральну конфігурацію, а частина - кільцеву.

Варіант 4 комбінованої мережі має на меті здешевити варіант 1 шляхом здешевлення ПС4 і зменшення сумарної довжини ліній шляхом об'єднання підстанцій 3, 4 і 2 в кільцеву мережу з одноланцюговими лініями. Решта лінії залишаються дволанцюговими, що позначено двома рисками. ПС4 стає

прохідний в кільцевої мережі (як і ПС2) і буде мати в РУ ВН 4 вимикача (див. Додаток).

Знаходимо оціночні показники варіанту:

$$L_{\Sigma} = 1,5(26+31+14+20) + 46+20+54 = 256,5 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 6 \cdot 1 + 3 \cdot 3 + 2 \cdot 4 + 1 \cdot 10 = 33 \text{ шт.};$$

$$L_{Г\Sigma} = 256,5 + 4 \cdot 33 = 388,5 \text{ км.}$$

У порівнянні з варіантом 1 вдалося поліпшити лише показник  $N_{\Sigma}$ .

Варіант 5 націлений на поліпшення всіх показників варіанта 4 шляхом об'єднання в кільце підстанцій 3, 4, 2 і 6. При цьому здешевлюється Пс3, так як вона залишається вузловою, але з 6-ма приєднаннями. Отже, у неї буде в РУ ВН 8 вимикачів.

Показники варіанту:

$$L_{\Sigma} = 1,5(26+31+20) + 46+20+58 + 14 = 253,5 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 6 \cdot 1 + 2 \cdot 3 + 3 \cdot 4 + 1 \cdot 8 = 32 \text{ шт.};$$

$$L_{Г\Sigma} = 253,5 + 4 \cdot 32 = 381,5 \text{ км.}$$

Варіант 5 краще варіанту 4 по всіх трьох показниках. Вони мають і загальний недолік - будівництво досить протяжних додаткових ліній 2 - 3 і 2 - 6.

Варіант 6 дає надію на поліпшення хоча б одного показника  $L_{\Sigma}$ , тому що він пропонує будівництво коротшою лінії 1 - 4 для об'єднання в кільце підстанцій 1, 4 і 3.

Показники варіанту 6:

$$L_{\Sigma} = 1,5(20+14+20) + 26+53+46+31 = 237,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 4 \cdot 1 + 3 \cdot 3 + 1 \cdot 4 + 2 \cdot 8 = 33 \text{ шт.};$$

$$L_{Г\Sigma} = 237,0 + 4 \cdot 33 = 369,0 \text{ км.}$$

Варіант 6 виявився краще варіантів 4 і 5 за показниками  $L_{\Sigma}$  і  $L_{Г\Sigma}$ .

Однак доцільно дослідити можливість створення і більш короткого кільця з будівництвом коротшою лінії.

Варіант 7 дає надію на поліпшення показника  $L_{\Sigma}$ , тому що він пропонує

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

будівництво коротшою лінії 1 - 3 для об'єднання в кільце підстанцій 1 і 3.

Знаходимо оціночні показники варіанту 7:

$$L_{\Sigma} = 1,5(20+14+46+20) + 26+33+31 = 240,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 4 \cdot 1 + 3 \cdot 3 + 1 \cdot 4 + 1 \cdot 8 + 1 \cdot 10 = 35 \text{ шт.};$$

$$L_{\Gamma\Sigma} = 240,0 + 4 \cdot 35 = 380,0 \text{ км.}$$

На жаль, варіант 7 поступається варіанту 6 за всіма трьома показниками.

Розглянемо ще один варіант з кільцем з трьох підстанцій.

Варіант 8 має на меті створення кільцевої частини комбінованої мережі з підстанцій 3, 6 і 5 для здешевлення ПСЗ.

У варіанті 8 створюється кільце РПП-3-6-5-РПП. Тут ПСЗ залишається вузловою, але має на стороні ВН 6 приєднань, а отже 8, а не 10 вимикачів.

Показники варіанту:

$$L_{\Sigma} = 1,5(26+46+20) + 31+14+38+20 = 241,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 4 \cdot 1 + 2 \cdot 3 + 2 \cdot 4 + 1 \cdot 7 + 1 \cdot 8 = 33 \text{ шт.};$$

$$L_{\Gamma\Sigma} = 241,0 + 4 \cdot 33 = 373,0 \text{ км.}$$

Варіант 8 поступається варіанту 6 за показниками  $L_{\Sigma}$  і  $L_{\Gamma\Sigma}$  на 4 км і має однаковий показник  $N_{\Sigma}$ .

Варіант 9 має на меті поліпшити показники варіанту 8 шляхом створення кільця з чотирьох підстанцій: РПП-1-3-6-5-РПП. У ньому ПСЗ буде вузловий і мати в РУ ВН 8 вимикачів.

Знаходимо оціночні показники варіанту:

$$L_{\Sigma} = 1,5(46+20) + 26+33+14+38+20 = 230,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 2 \cdot 1 + 1 \cdot 3 + 3 \cdot 4 + 1 \cdot 7 + 1 \cdot 8 = 32 \text{ шт.};$$

$$L_{\Gamma\Sigma} = 230,0 + 4 \cdot 32 = 358,0 \text{ км.}$$

Варіант 9 дійсно покращив всі показники варіанту 8.

Недоліком цього варіанту є наявність дорогої вузлової ПСЗ.

Варіант 10 комбінованої мережі має на меті здешевити ПСЗ шляхом включення в кільце варіанти 9 та підстанції 4. Для цього доцільніше збудувати не лінію 4-6, а більш коротку лінію 1-4. При цьому додатково виключається довша лінія 1-3, а не коротка лінія 3-6.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Показники варіанту 10:

$$L_{\Sigma} = 1,5 \cdot 20 + 26 + 53 + 46 + 14 + 38 + 20 = 227,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 2 \cdot 1 + 4 \cdot 4 + 1 \cdot 3 + 1 \cdot 8 = 29 \text{ шт.};$$

$$L_{Г\Sigma} = 227,0 + 4 \cdot 29 = 343,0 \text{ км.}$$

Таким чином, варіант 10 має найкращі оцінки за трьома показниками  $L_{\Sigma}$ ,  $N_{\Sigma}$ ,  $L_{Г\Sigma}$  з варіантів 4-10. Отже, варіант 10 визнається конкурентоспроможним з групи комбінованих схем.

Варіант 11 кільцевої мережі отримуємо з варіанта 10 шляхом будівництва лінії 2-3, виключення лінії 4-3 і перетворення лінії 4-2 в одноланцюгову.

Показники варіанту 11:

$$L_{\Sigma} = 26 + 53 + 20 + 54 + 14 + 38 + 20 = 225,0 \text{ км};$$

$$N_{\Sigma} = 2 \cdot 1 + 6 \cdot 4 = 26 \text{ шт.};$$

$$L_{Г\Sigma} = 225,0 + 4 \cdot 26 = 329,0 \text{ км.}$$

Серед розглянутих 11 варіантів схем кільцева мережа має найкращі оцінки за всіма трьома показниками, за якими вона є безсумнівно конкурентоспроможною.

Недолік варіанта 11 - велика протяжність кільця. У зв'язку з цим в післяаварійному режимі, що виникає після відмови одного з головних ділянок, загальна втрата напруги може виявитися надмірно великою. Будемо сподіватися, що цього не станеться.

Отже, попередній розрахунок і техніко-економічне порівняння будемо виконувати для конкурентоспроможних варіантів мережі 1, 10 і 11.

## РОЗДІЛ 3

### ПОПЕРЕДНІЙ РОЗРАХУНОК ТРЬОХ ВІДІБРАНИХ ВАРІАНТІВ

Метою розрахунку є отримання необхідних даних для техніко-економічного порівняння відібраних варіантів мережі і вибору з них найкращого.

У розрахунку робиться наближений (без урахування втрат потужності) розрахунок потокорозподілу, вибирається номінальна напруга і переріз проводів ліній; вибрані перерізи перевіряються з технічних обмежень в нормальному і найбільш важкому післяаварійних режимах. Визначаються також загальні втрати потужності і найбільша втрата напруги. Вибираються схеми відкритих розподільних пристроїв (ВРП) на підстанціях споживачів. Якщо відібрані варіанти мають різні номінальні напруги, то вибираються також і трансформатори на підстанціях споживачів.

#### 3.1 Варіант радіально-магістральної мережі

Розрахункова схема мережі складена з використанням рисунків 2.2, 2.1 і табл.1 і приведена на рис. 3.1. на ній вказані навантаження споживачів і довжини ділянок.

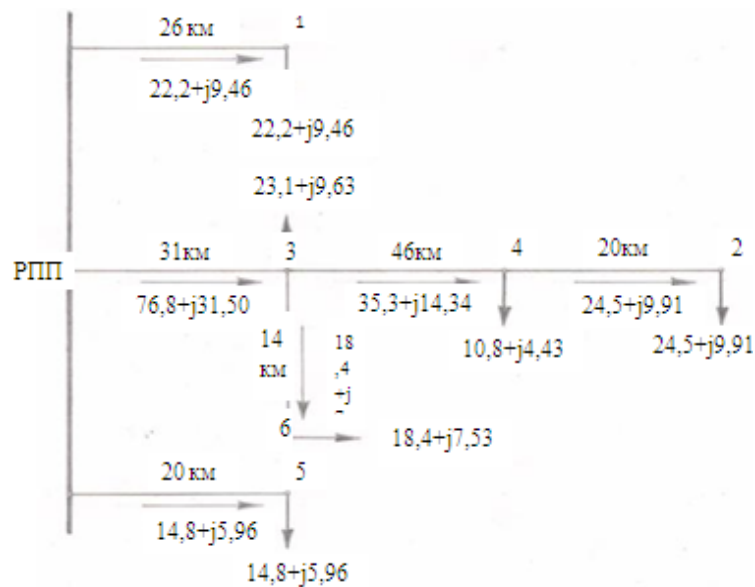


Рис. 3.1 - Розрахункова схема варіанту 1

### 3.2 Розрахунок поточкорозподілу

Розрахунок струморозділу радіально-магістральної лінії робимо за першим законом Кірхгофа, рухаючись по схемі від найбільш віддалених споживачів до джерела живлення.

Течія потужності на ділянці 4-2 дорівнює потужності споживача 2:

$$\underline{S}_{4-2} = \underline{S}_2 = 24,5 + j 9,91 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Повна потужність ділянки 4-2

$$S_{4-2} \sqrt{P_{4-2}^2 + Q_{4-2}^2} = \sqrt{24,5^2 + 9,91^2} = 26,43 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Течію потужності на ділянці 3-4 знаходимо підсумовуванням двох потоків, що впливають з вузла 4:

$$\underline{S}_{3-4} = \underline{S}_{4-2} + \underline{S}_4 = (24,5 + j 9,91) + (10,8 + j 4,43) = 35,3 + j 14,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потоки потужності на інших ділянках визначаємо аналогічно. Результати розрахунків поміщаємо в табл. 3.1, а також наносимо на розрахункову схему.

Таблиця 3.1 – Розрахунок потокорозподілу і вибір напруги для варіанту

1

Участок	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	U',кВ	U <sub>ном</sub> , кВ
РПП-1	26	22,2	9,46	24,13	63,96	110
РПП-3	31	76,8	31,50	83,01	110,95	110
3-4	46	35,3	14,34	38,10	80,97	110
4-2	20	24,5	9,91	26,43	66,07	110
3-6	14	18,4	7,53	19,88	57,03	110
РПП-5	20	14,8	5,96	15,95	52,50	110

### 3.1.2 Вибір номінальних напруг ліній

Технічно прийнятна напруга U 'на ділянці РПП-1 визначаємо за формулою Іларіонова [1]

$$U' = 1000/\sqrt{500/L + 2500/P_{\text{ц}}}, \text{кВ}, (3.1)$$

де L - довжина лінії, км; P<sub>ц</sub> - активна потужність, що припадає на одну ланцюг, МВт:

$$U' = 1000/\sqrt{500/26 + 2500/(22,2/2)} = 63,96 \text{ кВ}.$$

Приймаємо найближче стандартне значення U<sub>ном</sub> = 110 кВ.

За формулою (3.1) виконуємо розрахунки для інших ділянок і їх

результати поміщаємо в табл. 3.1.

### 3.1.3 Вибір перерізу проводів ліній

Перерізи проводів ліній будемо вибирати за методом економічних інтервалів [2]. Відповідно до цього методу побудуємо номограми кордонів економічних інтервалів, вважаючи, що район споруди мережі відноситься до III району по ожеледі і будуть використовуватися одноланцюгові і дволанцюгові ВЛ на залізобетонних опорах. Вартості спорудження 1 км ліній і активні погонні опору для різних перерізів наведені в табл. 3.2. Вони взяті з [2, табл. 6.99] з урахуванням коефіцієнта подорожчання  $k_{уд} = 45$  і з [6, табл. I.1].

Таблиця 3.2 – Вартості спорудження 1 км ПЛ і погонні опору

Тип лінії $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	Вартість споруди Коі, тис. грн. / км, з дротами					
	АС70/1 1	АС95/1 6	АС120/1 9	АС150/2 4	АС185/2 9	АС240/3 2
Одноланцюгова	657,0	643,5	589,5	594,0	621,0	679,5
Дволанцюгова	963,0	945,0	918,0	999,0	1062,0	1125,0
Погонний опір $r_{oi}$ , Ом/км	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162	0,121

Згідно табл. 3.2 вартість споруди ліній з проводами АС70 / 11 і АС95 / 16 вище, ніж з проводами великого перерізу. Отже, при зазначених цінах перерізу 70 мм<sup>2</sup> і 95 мм<sup>2</sup> економічно не вигідні. Тому далі цей переріз не розглядаємо.

Знайдемо найбільше значення параметра  $\sqrt{\sigma}$

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E+\alpha}{3c_3 \tau}}, (\text{кВт/грн.})^{1/2}, (3.2)$$

де  $E$  - коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, о.е. ;  $\alpha$  - норма відрахувань на амортизацію та обслуговування, о.е. ;  $c_3$  - вартість втрат електроенергії, грн. / (кВт • рік);  $\tau$  - час максимальних втрат, ч.

Приймаємо найбільші значення величин, що стоять в чисельнику виразу (3.2), і найменші значення величин, що стоять в знаменнику:  $E_{\text{нб}} = 0,5$ ;  $\alpha = 0,028$  [2, табл. 6.32];  $c_3 = 1,2$  грн. / (кВт • рік);  $\tau = 1000$  год. При цьому за виразом (3.2) знаходимо:

$$\sqrt{\sigma_{\text{нб}}} = \sqrt{\frac{0,5+0,028}{3 \cdot 1,2 \cdot 1000}} = 12 \cdot 10^{-3} (\text{кВт/грн.})^{1/2}.$$

Знаходимо граничний струм для першої пари розглянутих перерізів  $F_i = 120 \text{ мм}^2$  і  $F_{i+1} = 150 \text{ мм}^2$  на одноланцюгової лінії 110 кВ за формулою (4.7) [1]

$$I_{\text{гр } i/i+1} = \sqrt{\frac{K_{oi+1} - K_{oi}}{(r_{oi} - r_{oi+1}) \cdot 10^{-3}}} \sqrt{\sigma}; (3.3)$$

$$I_{\text{гр } 120/150} = \sqrt{\frac{K_{0.150} - K_{0.120}}{(r_{0.120} - r_{0.150}) \cdot 10^{-3}}} \sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{(594,0 - 589,5) 10^3}{(0,249 - 0,198) 10^{-3}}} \cdot 12 \cdot 10^{-3} = 112,7 \text{ А}.$$

Граничні струми для всіх інших пар перерізів знаходимо аналогічно і заносимо їх значення в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Граничні струми між перерізами

Пари перерізів	120/150	150/185	185/240	150/240	120/240
Одноланцюгова 110 кВ	112,7	328,6	453,3		
Дволанцюгова 110 кВ	478,2	502,0	470,4	485,4	482,6

Згідно табл. 3.3 для дволанцюгових ліній 110 кВ граничний струм для пари перерізів 185/240 мм<sup>2</sup> вийшов менше, ніж для пари перерізів 150/185 мм<sup>2</sup>. Це означає, що переріз 185 мм<sup>2</sup> економічного інтервалу не має. Тому знаходимо граничний струм для пари 150/240 мм<sup>2</sup>. Він відрізняється від струму для пари перерізів 120/150 мм<sup>2</sup> всього лише на  $485,4 - 478,2 = 7,2$  А. Отже, сектор між відповідними граничними прямими дуже малий, тобто можна вважати, що економічний інтервал для перерізу 150 мм<sup>2</sup> практично відсутній. Тому знаходимо граничний струм для пари перерізів 120/240 мм<sup>2</sup>.

Отже, при даній вартості спорудження ліній для одноланцюгових ліній 110 кВ економічно вигідними можуть бути перерізу 120, 150, 185 і 240 мм<sup>2</sup>, а для двоколових ліній 110 кВ - перерізу 120 і 240 мм<sup>2</sup>. На рис. 3.2 наведені номограми економічних інтервалів, побудовані по граничним точкам (в площині з осями координат  $\sqrt{\sigma}$  і  $I_{гр\ i/i+1}$ ) відповідно табл. 3.3.

Для вибору перерізів проводів по номограммам потрібно визначити значення параметра  $\sqrt{\sigma}$  і величину струму в кожному ланцюзі в годинник найбільших навантажень.

За призначенням числа годин використання максимуму  $T_{i.m} = 6300$  год знаходимо по [2, рис. 6.1] час максимальних втрат  $\tau = 4400$  год. Прийнятний термін окупності приймемо рівним струм = 3 роки, тоді  $E = 1 / \text{струм} = 1/3 = 0,33$ . Приймемо, як і раніше,  $\alpha = 0,028$ , а  $se = 1,7$  грн ./ (кВт • рік).

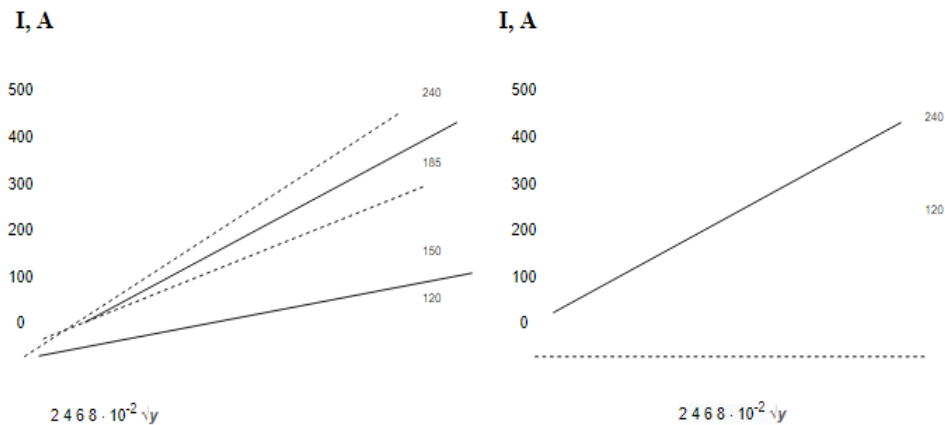


Рисунок. 3.2 – Номограми економічних інтервалів

Одноланцюгова 110 кВ дволанцюгова 110 кВ

За формулою (3.2) визначаємо

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{0,33+0,028}{3 \cdot 1,7 \cdot 4400}} = 4,0 \cdot 10^{-3} (\text{кВт} / \text{грн.})^{1/2}.$$

Визначаємо максимальний струм в одному ланцюзі лінії РПП-1:

$$I_{\text{НБ}} = S_{\text{РПП-1}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} n_{\text{ц}} = 24,13 \cdot 10^{-3} / (\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2) = 63,4 \text{ А}.$$

За номограмою для дволанцюгової лінії 110 кВ (рис. 3.2) знаходимо що при  $\sqrt{\sigma} = 4,0 \cdot 10^{-3}$  струм 63,4 А потрапляє в економічний інтервал перерізу 120 мм<sup>2</sup>. Тому вибираємо провід марки АС120 / 19.

Аналогічно вибираємо переріз проводів для інших ліній і їх ділянок. Результати вибору заносимо в табл. 3.4.



Таблиця 3.4 – Вибрані перерізи проводів і деякі параметри ліній

Ділянка	S, МВ·А	I, А	F, мм <sup>2</sup>	r <sub>о</sub> , Ом/км	R, Ом	x <sub>о</sub> , Ом/км	X, Ом	ΔP, МВт	ΔU, кВ
РПП-1	24,13	63,4	120	0,249	3,24	0,427	5,55	0,16	1,13
РПП-3	83,01	218,1	240	0,121	1,88	0,405	6,28	1,07	3,11
3-4	38,10	100,1	120	0,249	5,73	0,427	9,82	0,69	3,12
4-2	26,43	69,4	120	0,249	2,49	0,427	4,27	0,14	0,94
3-6	19,88	52,2	120	0,249	1,74	0,427	2,99	0,06	0,50
РПП-5	15,95	41,9	120	0,249	2,49	0,427	4,27	0,05	0,57

#### 3.1.4 Перевірка обраного перерізу з технічних обмежень

У найбільш важкому післяаварійному режимі, коли одна з ланцюгів лінії буде виведена з роботи, струм в ланцюзі подвоїться. При цьому найбільші струми  $I_p$  / ав становитимуть: для проводу АС120 / 19 - на ділянці 3-4  $I_p$  / ав =  $100,1 \cdot 2 = 200,2$  А; для проведення АС240 / 32 -  $I_p$  / ав =  $218,1 \cdot 2 = 436,2$  А. Ці струми менше довшо допустимих струмів - відповідно рівних 390 А і 605 А [2, табл. 6.54.А]. Отже, обмеження по допустимому нагріву проводів виконується.

Мінімальний переріз проведення, допустимий за умовою втрат енергії на коронний розряд, для напруги 110 кВ дорівнює 70 мм<sup>2</sup>. Вибрані дроти задовольняють цій умові.

#### 3.1.5 Визначення деяких параметрів проектованої мережі

Активні R і реактивні X опору ліній визначаються за формулами [1]:

$$R = r_o L / n_{ц}, \text{ Ом}; X = x_o L / n_{ц}, \text{ Ом}, (3.4)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – погонні активний і реактивний опори, Ом / км;  $L$  і пц - довжина ділянки, км, і кількість ланцюгів.

Для ділянки РПП-1 з проводом АС120 / 19 довжиною  $L = 26$  км:

$r_0 = 0,249$  Ом/км беремо из табл. 3.2, а  $x_0 = 0,427$  Ом/км – з [6, табл.І.1].

Обчислюємо по (3.4):

$$R_{РПП-1} = 0,249 \cdot 26 / 2 = 3,24 \text{ Ом}; X_{РПП-1} = 0,427 \cdot 26 / 2 = 5,55 \text{ Ом}.$$

Для інших ділянок результати обчислень заносимо в табл. 3.4.

### 3.1.6 Наближений розрахунок деяких параметрів режиму

Втрати активної потужності визначаються спочатку по ділянках за формулою [1]

$$\Delta P = (S^2 / U_{\text{ном}}^2) R, \text{ МВт: (3.5)}$$

для ділянки РПП-1 обчислюємо за формулою (3.5)

$$\Delta P_{РПП-1} = (24,13^2 / 110^2) 3,24 = 0,16 \text{ МВт}.$$

Втрати напруги в нормальному режимі визначаємо також спочатку по ділянках за формулою [1]

$$\Delta U = (PR + QX) / U_{\text{ном}}, \text{ кВ: (3.6)}$$

Для ділянки РПП-1 по формулі (3.6) знаходимо, використовуючи табл. 3.1,

$$\Delta U_{РПП-1} = (22,2 \cdot 3,24 + 9,46 \cdot 5,55) / 110 = 1,13 \text{ кВ}.$$

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Результати аналогічних розрахунків для інших ділянок занесені в табл. 3.4.

Підсумовуванням по всіх ділянках знаходимо загальні втрати потужності

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,16 + 1,07 + 0,69 + 0,14 + 0,06 + 0,05 = 2,17 \text{ МВт.}$$

Також підсумовуванням визначаємо загальну втрату напруги до найбільш віддалених підстанцій:

$$\Delta U_{\text{РПП-6}} = \Delta U_{\text{РПП-3}} + \Delta U_{3-6} = 3,11 + 0,50 = 3,61 \text{ кВ;}$$

$$\Delta U_{\text{РПП-2}} = 3,11 + 3,12 + 0,94 = 7,17 \text{ кВ.}$$

В якості найбільш важких післяаварійних режимів приймаємо режими, які виникають після відмови однієї з ланцюгів на тій ділянці кожної магістралі, де в нормальному режимі спостерігається найбільша втрата напруги. Опору ділянки після відмови одного ланцюга зростають в 2 рази, тому також в 2 рази зростає втрата напруги на цій ділянці. Тоді загальна втрата напруги в післяаварійний режимі буде дорівнює:

в магістралі РПП-6:

$$\Delta U'_{\text{РПП-6}} = 2 \cdot \Delta U_{\text{РПП-3}} + \Delta U_{3-6} = 2 \cdot 3,11 + 0,50 = 6,72 \text{ кВ;}$$

в магістралі РПП-2:

$$\Delta U'_{\text{РПП-2}} = \Delta U_{\text{РПП-3}} + 2 \cdot \Delta U_{3-4} + \Delta U_{4-2} = 3,11 + 2 \cdot 3,12 + 0,94 = 10,29 \text{ кВ.}$$

Згідно [2, табл. 6.47] межі регулювання напруги трансформаторів 110 кВ з пристроями РПН потужністю 6,3 МВ • А і більше складають  $\pm 9 \cdot 1,78 = \pm 16,02\%$ .

Найбільші втрати напруги до найбільш віддалених підстанцій, виражені

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

в % от  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ , дорівнює:

в нормальному режимі:  $\Delta U_{\text{норм}} = 7,17 \cdot 100 / 110 = 6,52 \%$ ;

в післяаварійному режимі  $\Delta U_{\text{п/ав}} = 10,29 \cdot 100 / 110 = 9,35 \%$ .

Отримали, що позитивний регулювальний діапазон перевищує найбільших втрат напруги як в нормальному, так і в післяаварійний режимах. Отже, регулювальний діапазон трансформаторів 110 кВ з РПН достатній для компенсації втрат напруги в лініях 110 кВ.

### 3.3 Варіант кільцевої мережі

Розрахункова схема варіанту 11 кільцевої мережі приведена на рис. 3.3. Ця схема отримана умовним «розрізанням» джерела живлення на два (РПП1 і РПП2) і розгортанням кільця; при цьому кільцева мережу перетворена в магістральну лінію з двостороннім живленням.



Рисунок. 3.3 – Розрахункова схема варіанту 11

Розрахунок потокорозподілу починаємо з першого головного ділянки РПП1-1 за формулою [1]

$$\underline{S}_{\text{гол}} = (\sum \underline{S}_i l_i) / L_{\Sigma}, \quad (3.7)$$

де  $\underline{S}_{\text{гол}} = P_{\text{гол}} + jQ_{\text{гол}}$  – потік потужності на головній ділянці;

$\underline{S}_i = P_i + jQ_i$  -  $i$ -я навантаження;  $L_i$  – відстань від місця підключення  $i$ -й навантаження до джерела, протилежної оскільки він розглядався головній ділянці;  $L_{\Sigma}$  - загальна довжина кільцевої лінії. При розрахунку потоки активної і реактивної потужності розраховуємо окремо:

$$P_{\text{РПП1-}}$$

$$_1=(14,8 \cdot 20+18,4 \cdot 58+23,1 \cdot 72+24,5 \cdot 126+10,8 \cdot 146+22,2 \cdot 199) / 225=53,81 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{РПП1-}}$$

$$_1=(5,96 \cdot 20+7,53 \cdot 58+9,63 \cdot 72+9,91 \cdot 126+4,43 \cdot 146+9,46 \cdot 199) / 225=22,34 \text{ Мвар.}$$

$$\underline{S}_{1-4}=\underline{S}_{\text{РПП1-1}}-\underline{S}_1=(53,81+j 22,34)-(22,2+j 9,46)=31,61+j 12,88 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Потоки потужності на інших ділянках знаходимо аналогічно. Результати розрахунків зведені в табл. 3.5.

Для перевірки знайдемо по формулі (3.7) потоки потужності на головній ділянці РПП2-5:

$$P_{\text{РПП2-5}}=(22,2 \cdot 26+10,8 \cdot 79+24,5 \cdot 99+23,1 \cdot 153+18,4 \cdot 167+14,8 \cdot 205) / 225=59,99 \text{ МВт};$$

$$Q_{\text{РПП2-}}$$

$$_5=(9,46 \cdot 26+4,43 \cdot 79+9,91 \cdot 99+9,63 \cdot 153+7,53 \cdot 167+5,96 \cdot 205) / 225=24,58 \text{ Мвар.}$$

Знайдені потоки потужності за виразом (3.7) збігаються з відповідними значеннями, визначеними за першим законом Кірхгофа (див. Табл.3.5).

Таблиця 3.5 – Розрахунок потоковизначення і вибір напруги варіанти 11

Ділянка	L, км	P, МВт	Q, Мвар	S, МВ·А	U', кВ	U <sub>ном</sub> , кВ
РПП1-1	26	53,81	22,34	58,28	123,38	220
1-4	53	31,61	12,88	34,13	106,29	220
4-2	20	20,81	8,45	22,46	83,01	220
2-3	54	3,69	1,46	3,97	38,16	220
3-6	14	26,79	11,09	28,99	88,03	220
6-5	38	45,19	18,62	48,88	120,84	220
РПП2-5	20	59,99	24,58	64,83	122,47	220

При розрахунку поточкорозподілу для ділянки 2-3 мали:

$$\underline{S}_{2-3} = \underline{S}_{4-2} - \underline{S}_2 = (20,81 + j8,45) - (24,5 + j9,91) = - (3,69 + j1,46) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знак «-» показує, що потужність 2 - 3 має протилежний зміст і тече від вузла 3 до вузла 2, що і показано на рис. 3.3. Як видно з рис. 3.3, споживач в вузлі 2 отримує живлення з двох сторін як активної, так і реактивної потужністю. Тому вузол 2 є точкою поточкорозділу як для активних (зачернений трикутник), так і для реактивних (світлий трикутник) потужностей [2]. Доцільну величину напруги знаходимо за формулою (3.1) для ділянок мережі (одноланцюгових ліній) і заносимо в табл. 3.5. Приймаємо для всієї кільцевої мережі  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$ . У нормальному режимі вона функціонує як дві радіальні лінії РПП1-2 і РПП2-2, «розділені» точкою 2 поточкорозділу. При цьому ділянка 3-2 є малозавантаженими. З огляду на це, найбільш протяжною є лінія РПП1-2 довжиною 99 км і з потужністю понад 50 МВт на одну ланцюг. Ці параметри лінії електропередачі входять в доцільну область застосування номінальної напруги 220 кВ [7].

Вибір перерізу проводів кільцевої мережі 220 кВ здійснимо з економічних інтервалах для одноланцюгових ліній аналогічно п. 3.1.3.

Побудуємо номограму кордонів економічних інтервалів для одноланцюгової ВЛ 220 кВ на залізобетонних опорах в III районі по ожеледі. Вартості спорудження 1 км ПЛ (з урахуванням  $k_{\text{уд}} = 45$ ) і погонні опору для застосовуваних перерізів дані в табл. 3.6.

Граничні струми між перерізами проводів для параметра  $\sqrt{S_{\text{нб}}} = 12 \cdot 10^{-3} \text{ (кВт / грн.) }^{1/2}$ , визначені за формулою (3.3), дані в табл. 3.7.

Таблиця 3.6 Вартості, тис.грн. / Км, і погонні опору, Ом/км

Тип лінії $U_{\text{ном}} = 220$ кВ		Вартість $K_{oi}$ з дротами		
		АС240/32	АС300/39	АС400/51
Одноланцюгова на зал-бет. опорах		778,5	819,0	900,0
Погонні опору	$r_{oi}$	0,121	0,098	0,075
	$x_{oi}$	0,435	0,429	0,420

Таблиця 3.7 – Граничні струми між перерізами, А

Пари перерізів	240/300	300/400	240/400
Одноцепная ВЛ 220 кВ	503,6	712,1	616,7

На рис. 3.4 приведена номограма економічних інтервалів, побудована за граничними точками (в площині з осями координат  $\sqrt{\sigma}$  і  $I_{gr i / i + 1}$ ), ординати яких дано в табл. 3.7.

Знаходимо струм на ділянці РПП1-1:

$$I_{\text{РПП1-1}} = 58,26 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 153,1 \text{ А.}$$

За номограмою (рис. 3.4) знаходимо, що при  $\sqrt{\sigma} = 4,0 \cdot 10^{-3}$  струм 153,1 А потрапляє в економічний інтервал перерізу 240 мм<sup>2</sup>. На підставі цього вибираємо провід марки АС240 / 32.

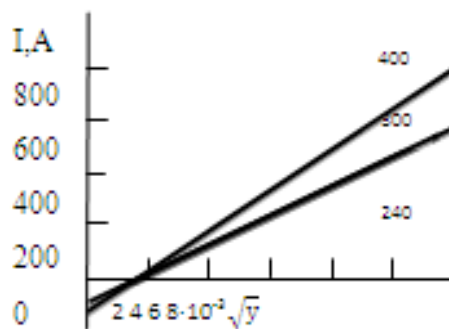


Рисунок. 3.4 – Номограма економічних інтервалів одноланцюгова  
220 кВ

Аналогічно вибираємо перерізи на інших ділянках. Результати їх вибору, розрахунку параметрів мережі і деяких параметрів нормального режиму зведені в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибрані перерізи і деякі параметри ліній кільцевої мережі

Ділянка	S, МВ·А	I, А	F, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом/км	R, Ом	x <sub>0</sub> , Ом/км	X, Ом	ΔP, МВт	ΔU, %
РПП1-1	58,26	153,1	240	0,121	3,15	0,435	11,31	0,22	0,87
1-4	34,13	89,7	240	0,121	6,41	0,435	23,06	0,15	1,03
4-2	22,46	59,0	240	0,121	2,42	0,435	8,70	0,03	0,26
2-3	3,97	10,4	240	0,121	6,53	0,435	23,49	0,002	0,12
3-6	28,99	76,2	240	0,121	1,69	0,435	6,09	0,03	0,23
6-5	48,88	128,4	240	0,121	4,60	0,435	16,53	0,23	1,07
РПП2-5	64,83	170,3	300	0,098	1,96	0,429	8,58	0,17	0,68

Підсумовуванням даних двох останніх стовпців табл. 3.8 знаходимо:

загальні втрати потужності  $\Delta P_{\Sigma} = 0,83$  МВт;

втрата напруги від джерела живлення до точки потокороздела  $\Delta U_{\Sigma} = 2,16\%$ .



Найбільш важкий післяаварійний режим виникає в результаті відмови найбільш завантаженого ділянки РПП2-5. При цьому кільцева мережа перетворюється в магістральну лінію з живленням з одного боку. Розрахункова схема цього режиму дана на рис. 3.4. На ній нанесені потоки потужності по ділянках, визначені за першим законом Кірхгофа.



Рисунок. 3.4 – Розрахункова схема варіанту 11. Післяаварійний режим

Розрахунок втрати напруги в післяаварійному режимі виконаний в табл. 3.7.

Таблиця 3.7 – Розрахунок втрати напруги в післяаварійному режимі

$\Delta U_{\text{РПП1-1}}$	$\Delta U_{1-4}, \%$	$\Delta U_{4-2}, \%$	$\Delta U_{2-3}, \%$	$\Delta U_{3-6}, \%$	$\Delta U_{6-5}, \%$	$\Delta U_{\Sigma}, \%$
1,84	3,00	1,00	1,88	0,29	0,34	8,35

Відповідно до [2, табл. 6.43] межі регулювання напруги трансформаторів 220 кВ з пристроями РПН складають  $\pm 8\% \pm 1,5 = \pm 12,00\%$ , а позитивний регулювальний діапазон, рівний 12%, перевищує найбільшу втрату напруги в післяаварійний режимі  $\Delta U_{\text{п}} / \text{ав} = 8,35\%$ .

Отже, варіант 11 кільцевої мережі відповідає технічним вимогам, тому що і максимальний струм післяаварійного режиму

$$I_{\text{п/ав нб}} = I_{\text{РПП1-1}} = \sqrt{113,8^2 + 46,92^2} / (\sqrt{3} \cdot 220) = 0,3234 \text{ кА} = 323,4 \text{ А}$$

менше тривало допустимого струму, рівного 605 А для проводу АС240 / 32, а за умовами втрат на корону на ВЛ 220 кВ мінімальний переріз

сталелеалюмінієвого дроти одно 240 мм<sup>2</sup> [2, табл. 6.87].

### 3.4 Комбінована мережа

Конфігурація конкурентоспроможного варіанту 10 комбінованої мережі дана на рис.2.11, а розрахункова схема - на рис.3.5. Цей варіант являє кільцеву мережу, до вузла 4 якої підключена двухцепна лінія 4-2.

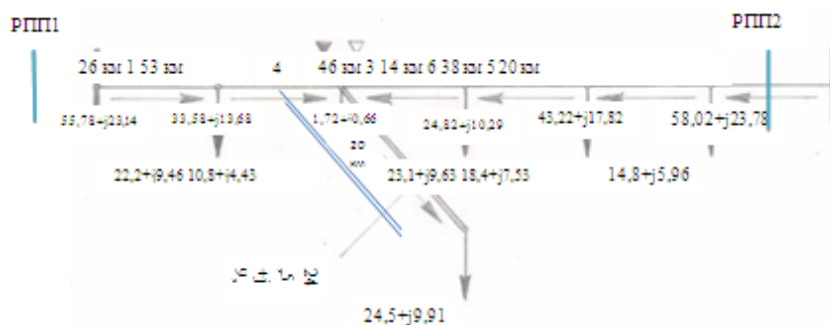


Рисунок. 3.5- Розрахункова схема варіанту 10

Розрахунок потокорозподілу цієї мережі виконаний аналогічно п. 3.2 з урахуванням того, що до вузла 4 її підключена сумарне навантаження споживачів 4 і 2:

$$P_{4\Sigma} = (10,8 + j4,43) + (24,5 + j9,91) = 35,3 + j14,34 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$P_{РПП1-1} = (14,8 \cdot 20 + 18,4 \cdot 58 + 23,1 \cdot 72 + 35,3 \cdot 118 + 22,2 \cdot 171) / 197 = 55,78 \text{ МВт};$$

$$Q_{РПП1-1} = (5,96 \cdot 20 + 7,53 \cdot 58 + 9,63 \cdot 72 + 14,34 \cdot 118 + 9,46 \cdot 171) / 197 = 23,14 \text{ Мвар}.$$

Потік потужності на ділянці 1-4 знаходимо за першим законом Кірхгофа:

$$\underline{S}_{1-4} = (55,78 + j23,14) - (22,2 + j9,46) = 33,58 + j13,68 \text{ МВ} \cdot \text{А} \text{ и т.д.}$$

Точкою поточкорозділу активної і реактивної потужності є вузол 4.

Вибір номінальної напруги, перерізів проводів, розрахунок параметрів мережі і деяких параметрів її режиму виконані аналогічно раніше розглянутим варіантам. Результати розрахунків наведені в табл. 3.10.

Таблиця 3.10 – Перерізи проводів і деякі параметри комбінованої мережі

Ділянка	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I, \text{А}$	$F, \text{мм}^2$	$r_0, \text{Ом/км}$	$R, \text{Ом}$	$x_0, \text{Ом}$	$X, \text{Ом}$	$\Delta P, \text{МВт}$	$\Delta U, \%$
РПП1-1	220	158,7	240	0,121	3,15	0,435	11,31	0,24	0,90
1-4	220	95,3	240	0,121	6,41	0,435	23,06	0,17	1,10
4-3	220	4,8	240	0,121	5,57	0,435	20,01	0,0004	0,05
3-6	220	70,6	240	0,121	1,69	0,435	6,09	0,03	0,22
6-5	220	122,8	240	0,121	4,60	0,435	16,53	0,21	1,02
РПП2-5	220	164,8	240	0,121	2,42	0,435	8,70	0,20	0,72
4-2	220	69,4	240	0,121	1,21	0,435	4,35	0,02	0,15

Загальні втрати потужності рівні  $\Delta P_{\Sigma} = 0,87 \text{ МВт}$ . Втрата напруги від РПП до найвіддаленішої точки мережі дорівнює

$$\Delta U_{\text{РПП-2}} = 0,90 + 1,10 + 0,15 = 2,15\%.$$

Найбільш важкий післяаварійний режим виникає в результаті відмови найбільш завантаженого ділянки РПП2-5. Розрахункова схема цього режиму дана на рис. 3.6. Поточкорозподіл розраховане за першим законом Кірхгофа.

Струм на головній ділянці РПП1-1 дорівнює

$$I_{\text{РПП1-1}} = \sqrt{113,8^2 + 46,92^2} \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 220) = 323,4 \text{ А};$$

цей струм менше тривало допустимого струму для проведення АС240 / 32, рівного 605 А.

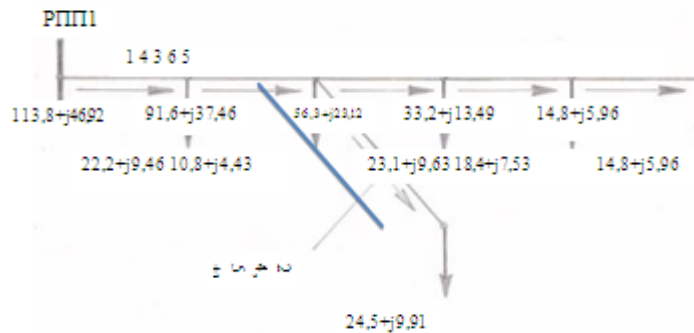


Рисунок. 3.6 – Розрахункова схема варіанту 10. Післяаварійний режим

Втрати напруги в післяаварійний режимі наведені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Втрати напруги, % в післяаварійний режимі

$\Delta U_{\text{РПП1-1}}$	$\Delta U_{1-4}$	$\Delta U_{4-3}$	$\Delta U_{3-6}$	$\Delta U_{6-5}$	$\Delta U_{42}$	$\Delta U_{\Sigma \text{РПП1-5}}$	$\Delta U_{\Sigma \text{РПП1-2}}$
1,84	3,00	1,60	0,29	0,34	0,15	10,73	4,99

Позитивний регулювальний діапазон трансформаторів 220 кВ з РПН, рівний 12%, перевищує найбільшу втрату напруги в післяаварійний режимі, рівну 10,73%. Отже, варіант комбінованої мережі задовольняє технічним обмеженням.

## РОЗДІЛ 4

### ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ СПОЖИВАЧІВ

У порівнюваних варіантах мережі використовуються різні номінальні напруги, тому для коректного техніко-економічного порівняння варіантів трансформатори і схеми ВРП на стороні ВН підстанцій споживачів потрібно вибрати раніше і для кожного варіанту.

Число трансформаторів на підстанціях з ВН 35 кВ і вище визначається категоріями споживачів за необхідного ступеня надійності електропостачання.

Якщо всі споживачі відносяться до III категорії, то на ПС досить встановити один трансформатор. При цьому номінальна потужність трансформатора  $S_{\text{ном}}$  вибирається виходячи з максимальної розрахункової навантаження споживачів  $S_{\text{нб}}$  [1]:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}} / 0,9, \quad (4.1)$$

де 0,9 - коефіцієнт завантаження трансформатора в режимі найбільших навантажень.

Якщо ПС має споживачів I або II категорії, то згідно з ПУЕ [3] потрібна установка двох трансформаторів. При цьому номінальна потужність трансформаторів вибирається по двом умовам:

1) в нормальному режимі повинно бути забезпечено електропостачання всіх споживачів:

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{нб}} / (0,9 \cdot 2) \quad (4.2)$$

2) в післяаварійному режимі, що виник в результаті виходу з ладу одного з трансформаторів, має бути забезпечене електропостачання

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

споживачів I і II категорії  $S_{нбI}$ , II з урахуванням допустимого перевантаження трансформатора, що залишився в роботі. Згідно [3], якщо навантаження трансформатора в нормальному режимі не перевищує  $0,93S_{ном}$ , то в післяаварійному режимі допускається перевантаження трансформатора на 40% понад його номінальної потужності протягом п'яти діб на час максимумів навантаження загальною тривалістю не більше шести годин на добу:

$$S_{ном} \geq S_{нбI,II} / 1,4 \quad . \quad (4.3)$$

Згідно з завданням всі споживачі мають електроприймачі II категорії, тому потужності трансформаторів вибираємо за умовами (4.2) і (4.3).

#### 4.1 Варіант радіально-магістральної мережі

За даними табл. 1 ( $P_j$ ;  $Q_j$  ') і складу електроприймачів за категоріями (таблиця вихідних даних) знаходимо потужності  $S_{нб}$  і  $S_{нбI}$ , II:

$$S_{нбi} = \sqrt{P_i^2 + (Q_i')^2}; \quad (4.4)$$

$$S_{нбI,IIi} = (\alpha_{Ii} + \alpha_{IIi})S_{нбi}, \quad (4.5)$$

где  $\alpha_{Ii}$ ,  $\alpha_{IIi}$  - частка електроприймачів I і II категорії i-го споживача, о.е.

Для споживача 1:

$$S_{нб1} = \sqrt{22,2^2 + 9,46^2} = 24,13 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{нбI,II.1} = (0+0,10)24,13 = 2,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Результати розрахунків для всіх споживачів наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунок потужностей  $S_{нб}$  і  $S_{нбI}$ , II споживачів

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Споживач	1	2	3	4	5	6
$P_i, \text{МВт}$	22,2	24,5	23,1	10,8	14,8	18,4
$Q_i', \text{Мвар}$	9,46	9,91	9,63	4,43	5,96	7,53
$S_{\text{нбі}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	24,13	26,43	25,03	11,67	15,95	19,88
$\alpha_{Ii}, \text{о.е.}$	0	0,25	0,20	0,10	0,20	0
$\alpha_{IIIi}, \text{о.е.}$	0,10	0,35	0,20	0,25	0,30	0,20
$S_{\text{нбі,II,i}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	2,41	15,86	10,01	4,09	7,98	3,98

Вибираємо потужності трансформаторів для підстанції 1:

За умовою (4.2):  $S_{\text{ном}} \geq 24,13 / (0,9 \cdot 2) = 13,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

За умовою (4.3):  $S_{\text{ном}} \geq 2,41 / 1,4 = 1,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Згідно з завданням  $U_{\text{н.ном}} = 10 \text{ кВ}$ . За обидві умови вибираємо два трансформатора типу ТДН - 16000/110:  $S_{\text{ном}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\text{в.ном}} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{н.ном}} = 11 \text{ кВ}$ ; РПН =  $\pm 9 \cdot 1,78 = \pm 16,02\%$ .

Результати вибору трансформаторів ( $S_{\text{ном}}$ ) для інших споживачів зведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Вибір трансформаторів на підстанціях споживачів

Споживач	1	2	3	4	5	6
$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}, \text{по (4.2)} \geq$	13,41	14,68	13,91	6,48	8,86	11,04
$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}, \text{по (4.3)} \geq$	1,72	11,33	7,15	2,92	5,70	2,84
$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}, \text{принят.}$	16	16	16	10	10	16

При виборі схем ВРП на стороні ВН підстанції використовуємо рис. 2.2. Згідно з цим підстанції 1, 2, 5 і 6 є тупиковими двохтрансформаторними, що живляться по дволанцюговим лініям електропередачі 110 кВ. Вони мають на стороні ВН три вимикача: два вимикача в ланцюгах трансформаторів і один

вимикач в автоматичній перемичці з боку трансформаторів (схема подвійного блоку - рис. П.1).

Підстанція 4 є прохідний і виконується за схемою подвійного блоку з автоматичною перемичкою з боку ліній і з двома секціонувальними вимикачами в кожному вузлі відгалуження від лінії до трансформатора. Вона має в ВРП ВН сім вимикачів (рис. П.2).

ПС3 є вузловою і виконується за схемою «одна робоча система шин, секціонованная вимикачем, і обхідна, з вимикачами в усіх приєднаннях». Вона має в ВРП ВН десять вимикачів (рис. П.4).

На підстанціях 4 і 5 встановлюються по два трансформатора типу ТДН-10000/110, а на підстанціях 1, 2, 3 і 6 - типу ТДН - 16000/110.

#### 4.2 Варіант кільцевої мережі

У цьому варіанті всі підстанції є двохтрансформаторні, що живляться по одноланцюгових лініях 220 кВ, і прохідними (див. Конфігурацію варіанту 11 на рис. 2.12). Тому ОРУ на стороні ВН цих ПС виконується за схемою з вимикачами на всіх чотирьох приєднання (два - ліній і два - трансформаторів) і неавтоматичною (ремонтної) перемичкою з боку ліній, тобто мають всього чотири вимикача (рис. п.3).

У мережі з номінальною напругою 220 кВ всі трансформатори матимуть номінальну потужність 40 МВ • А (мінімальну для цього класу напруги). Тип трансформатора ТРДН-40000/220:  $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А} = 40000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\text{в.ном}} = 230 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{н.ном}} = 11/11 \text{ кВ}$  (обмотка НН розщеплена на дві обмотки потужністю 50% кожна); РПН =  $\pm 8 \cdot 1,5 = \pm 12,0\%$ .

#### 4.3 Варіант комбінованої мережі

Конфігурація варіанту 10 (рис. 2.11) являє скорочену кільцеву мережу з одноланцюговими лініями 220 кВ, до вузла 4 якої підключена двухцепна лінія

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



4-2.

Підстанції 1, 3, 5 і 6 кільцевої частини мережі є прохідними і мають ту ж схему ВРП ВН, що і в п. 4.2.

ПС4 є вузловою з шістьма приєднаннями на стороні ВН; тому вона має  $6 + 2 = 8$  вимикачів (схема ВРП по рис. П.4, але без двох приєднань ліній 220 кВ).

ПС2 є тупиковою в радіальній мережі з дволанцюговими лініями і виконується за схемою подвійного блоку з автоматичною перемичкою з боку трансформаторів. У ВРУ 220 кВ вона має три осередки з вимикачами.

Аналогічно варіанту по п.4.2 на всіх підстанціях встановлюються по два трансформатора типу ТРДН-40000/220.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РОЗДІЛ 5

### УТОЧНЕНИЙ РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ РЕЖИМІВ ОБРАНОГО ВАРІАНТУ

Розрахунок виконується для уточнення потоків потужності на початку і кінці кожної ділянки і напруг на шинах вищої напруги кожної підстанції. У порівнянні з попереднім розрахунком додатково враховуються зарядна потужність повітряних ліній електропередачі, втрати потужності і напруги в трансформаторах.

Виконуємо уточнений розрахунок електричних режимів варіанту 1 радіально-магістральної мережі. Вихідні дані розрахунку беремо з пунктів 3.1 та 4.1.

#### 5.1 Визначення зарядних потужностей ВЛ

Зарядна потужність ВЛ обумовлена ємністю між проводами і між проводами і землею, тобто погонний ємнісний провідністю ліній  $b_0$ , см / км. Значення  $b_0$  залежить від середньгеометричної відстані між проводами і радіусу дроту. Значення половини зарядної потужності  $Q_{зар}/2$ , прикладається на початку і кінці ПЛ, враховуються в значеннях навантажень підстанцій, приєднаних у відповідних вузлах мережі.

Половину зарядної потужності ПЛ визначаємо за формулою [1]

$$Q_{зар}/2 = \frac{1}{2} U_{ном}^2 L b_0 n_{ц}. \quad (5.1)$$

При  $U_{ном}$  в кВ значення  $Q_{зар} / 2$  виходить в Мвар.

Для лінії РПП-1 по формулі (5.1) визначаємо:

$$Q_{зар}/2 = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 26 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 2 = 0,837 \text{ Мвар.}$$

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значення  $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6}$  См / км взято для ВЛ 110 кВ з дротами АС120 / 19 [6, табл.І.1]. Розрахунок зарядних потужностей для інших ліній наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Розрахунок половини зарядних потужностей ВЛ

Ділянка	$U_{\text{ном}},$ кВ	L, км	$n_{\text{ц}}$	Дріт	$b_0 \cdot 10^6$ См/км	$\frac{1}{2} Q_{\text{зар}},$ Мвар
РПП-1	110	26	2	АС120/19	2,66	0,837
РПП-3	110	31	2	АС240/32	2,81	1,054
3-4	110	46	2	АС120/19	2,66	1,481
4-2	110	20	2	АС120/19	2,66	0,644
3-6	110	14	2	АС120/19	2,66	0,451
РПП-5	110	20	2	АС120/19	2,66	0,644

## 5.2. Визначення розрахункових навантажень підстанцій в режимі найбільших навантажень

Для розрахунку використовуємо значення потужностей споживачів (табл. 4.1) в режимі найбільших навантажень, обрані в табл. 4.2 типи і номінальні потужності трансформаторів, а також каталожні та розрахункові дані трифазних двообмоткових трансформаторів 110 кВ [6, табл. ІІ.2].

На ПС1 встановлені  $n = 2$  трансформатора типу ТДН-16000/110. Каталожні дані трансформатора: активні втрати холостого ходу  $\Delta P_x = 19$  кВт, реактивні  $\Delta Q_x = 112$  квар; активні втрати короткого замикання  $\Delta P_k = 85$  кВт, напруга короткого замикання  $U_k = 10,5\%$ . Найбільша потужність споживача 1:

$$S_{\text{нб}} = 22,2 + j9,46 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_{\text{нб}} = 24,13 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знаходимо навантажувальні втрати в ПС1 (двох трансформаторах) [1]

$$\Delta \underline{S}_{\text{ПС1}} = \Delta P_{\text{ПС1}} + j \Delta Q_{\text{ПС1}} = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{к}} \frac{S_{\text{нб}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + j \frac{1}{n} \frac{u_{\text{к}}}{100} \frac{S_{\text{нб}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \quad (5.2)$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{ПС1}} = \frac{1}{2} \cdot 0,085 \cdot \frac{24,13^2}{16^2} + j \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{24,13^2}{16} = 0,097 + j1,911 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахункове навантаження ПС1 дорівнює:

$$\underline{S}_{\text{расч.1}} = \underline{S}_{\text{нб1}} + 2\Delta P_{\text{х}} + j2\Delta Q_{\text{х}} + \Delta P_{\text{ПС1}} + j\Delta Q_{\text{ПС1}} - jQ_{\text{зар.РПП-1}}/2 = 22,2 + j9,46 + \\ + 2 \cdot 0,019 + j2 \cdot 0,112 + 0,097 + j1,911 - j0,837 = 22,335 + j10,758 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розрахункові навантаження інших підстанцій визначаємо аналогічно.  
Отримані результати поміщені в табл. 6.2.

Таблиця 5.2 – Розрахункові навантаження підстанцій в режимі найбільших навантажень

ПС	$P_{\text{нб}},$ МВт	$Q_{\text{нб}},$ Мвар	$\Delta P_{\text{ПС}},$ МВт	$\Delta Q_{\text{ПС}},$ Мвар	$\Delta P_{\text{х}},$ МВт	$\Delta Q_{\text{х}},$ Мвар	$\Sigma Q_{\text{зар}}/2,$ Мвар	$P_{\text{расч}},$ МВт	$Q_{\text{расч}},$ Мвар
1	22,2	9,46	0,097	1,911	0,019	0,112	0,837	22,335	10,758
2	24,5	9,91	0,116	2,292	0,019	0,112	0,644	24,654	11,782
3	23,1	9,63	0,104	2,056	0,019	0,112	2,986	23,242	8,924
4	10,8	4,43	0,041	0,715	0,014	0,070	2,125	10,869	2,355
5	14,8	5,96	0,076	1,336	0,014	0,070	0,644	14,904	6,792
6	18,4	7,53	0,066	1,297	0,019	1,112	0,451	18,504	8,600

### 5.3. Розрахунок режиму найбільших навантажень

Складаємо розрахункову схему (рис. 6.1) і показуємо на ній розрахункові навантаження підстанцій, а також  $Q_{\text{зар}} / 2$  головних ділянок ліній.

Виконуємо уточнений розрахунок потокорозподілу.

Потік потужності в кінці кінцевого ділянки магістралі 4-2:

$$\underline{S}_{4-2}^k = \underline{S}_2 = 24,654 + j11,782 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Втрати потужності на ділянці 4-2

$$\Delta \underline{S}_{4-2} = (S_{4-2}^k)^2 (R_{4-2} + jX_{4-2}) / U_{\text{ном}}^2: \quad (6.3)$$

$$\Delta \underline{S}_{4-2} = (24,654^2 + 11,782^2)(2,49 + j4,27) / 110^2 = 0,154 + j0,263 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потік потужності на початку ділянки 4-2:

$$\underline{S}_{4-2}^h = \underline{S}_{4-2}^k + \Delta \underline{S}_{4-2} = 24,654 + j11,782 + 0,154 + j0,263 = 24,808 + j12,045 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потік потужності в кінці ділянки 3-4:

$$\underline{S}_{3-4}^k = \underline{S}_{4-2}^h + \underline{S}_4 = 24,808 + j12,045 + 10,869 + j2,355 = 35,677 + j14,400 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Далі за формулою (6.3) знаходимо втрати потужності на ділянці 3-4, а потім потік потужності на початку ділянки 3-4.

Аналогічні розрахунки виконуємо для інших ділянок мережі. Результати заносимо в табл. 5.3 і на розрахункову схему.

Таблиця 5.3 – Розрахунок режиму найбільших навантажень

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Ділянк а	$P^k$ , МВт	$Q^k$ , Мвар	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$\Delta P$ , МВт	$\Delta Q$ , Мвар р	$P^H$ , МВт	$Q^H$ , Мвар	$\Delta U$ , кВ	$U_{B,PC}$ , кВ
РПП-1	22,33 5	10,75 8	3,2 4	5,5 5	0,16 5	0,28 2	22,50 0	11,04 0	1,2 1	109,8 9
РПП-3	78,18 4	33,22 8	1,8 8	6,2 8	1,12 1	3,74 6	79,30 5	36,97 4	3,4 3	107,6 7
3-4	35,67 7	14,40 0	5,7 3	9,8 2	0,70 1	1,20 1	36,37 8	15,60 1	3,3 6	104,3 1
4-2	24,65 4	11,78 2	2,4 9	4,2 7	0,15 4	0,26 3	24,80 8	12,04 5	1,0 9	103,2 2
3-6	18,50 4	8,600	1,7 4	2,9 9	0,06 0	0,10 3	18,56 4	8,703	0,5 4	107,1 3
РПП-5	14,90 4	6,792	2,4 9	4,2 7	0,05 5	0,09 5	14,95 9	6,887	0,6 0	110,5 0

Виконуємо розрахунок втрати напруги  $\Delta U$  на ділянках ПЛ 110 кВ і напруги на шинах 110 кВ підстанцій  $U_{B,PC}$ .

Згідно завдання на шинах 110 кВ РПП у всіх режимах підтримується напруга, рівне 1,01 від номінального, тобто.

$$U_{РПП} = 1,01 \cdot 110 = 111,1 \text{ кВ.}$$

Втрата напруги на ділянці РПП-3

$$\Delta U_{РПП-3} = (P^H_{РПП-3} R_{РПП-3} + Q^H_{РПП-3} X_{РПП-3}) / U_{РПП}: (5.4)$$

$$\Delta U_{РПП-3} = (79,305 \cdot 1,88 + 36,974 \cdot 6,28) / 111,1 = 3,43 \text{ кВ.}$$

Напруга на шинах 110 кВ ПС3:

$$U_{B,3} = U_{РПП} - \Delta U_{РПП-3} = 111,1 - 3,43 = 107,67 \text{ кВ.}$$

Втрата напруги на ділянці 3-4:

$$\Delta U_{3-4} = (36,378 \cdot 5,73 + 15,601 \cdot 9,82) / 107,67 = 3,36 \text{ кВ.}$$

Подальші розрахунки виконані аналогічно, і їх результати зведені в табл.

5.3.

Загальні втрати активної потужності за даними табл. 5.3:

$$\Delta P_{\Sigma} = 2,256 \text{ МВт.}$$

Уточнений розрахунок режиму найменших навантажень не виконуємо, тому що немає відомостей про навантаження споживачів в цьому режимі.

#### 5.4. Уточнений розрахунок післяаварійного режиму

В якості найбільш важкого післяаварійного режиму вибираємо режим, що виникає в години найбільших навантажень після виведення в ремонт:

для підстанцій 1 і 5 - відповідно одного ланцюга ліній РПП-1 і РПП-5. У цих випадках змінюються: зарядні потужності ліній зменшуються в 2 рази, а їх опору збільшуються в 2 рази; через зміни зарядних потужностей зміняться і розрахункові навантаження підстанцій:

$$\text{ПС1: } \underline{S}_{\text{расч1.п/ав}} = \underline{S}_{\text{расч1.норм}} + jQ_{\text{зар.РПП-1}}/4 = 22,335 + j10,758 + j0,837/2 = 22,335 + j11,177 \text{ Мвар;}$$

$$\text{ПС5: } \underline{S}_{\text{расч5.п/ав}} = \underline{S}_{\text{расч5.норм}} + jQ_{\text{зар.РПП-5}} = 14,904 + j6,792 + j0,644/2 = 14,904 + j7,114 \text{ Мвар;}$$

для підстанцій 3 і 6 - одного ланцюга лінії РПП-3. В цьому випадку змінюється розрахункове навантаження ПС3:

$$\underline{S}_{\text{расч3.п/ав}} = 23,242 + j8,924 + j1,054/2 = 23,242 + j9,451 \text{ Мвар;}$$

Для підстанцій 4 і 2 - одного ланцюга лінії 3 - 4. В цьому випадку змінюються розрахункові навантаження підстанцій:

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПС3:  $S_{\text{расч3.п/ав}} = 23,242 + j8,924 + j1,481/2 = 23,242 + j9,665$  Мвар;

ПС4:  $S_{\text{расч4.п/ав}} = 10,869 + j2,355 + j1,481/2 = 10,869 + j3,096$  Мвар.

Розрахункова схема мережі в цих післяаварійних режимах дана на рис. 5.2, а результати розрахунку в табл. 5.4.

Таблиця 5.4 – Розрахунок післяаварійних режимів

Ділянк а	$P^k$ , МВт	$Q^k$ , МВт	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$\Delta P$ , МВт	$\Delta Q$ , Мвар	$P^h$ , МВт	$Q^h$ , Мвар	$\Delta U$ , кВ	$U_{B,PC}$ , кВ
РПП-1	22,33	11,17	6,48	11,1	0,33	0,57	22,66	11,74	2,5	108,5
	5	7		0	4	2	9	9	0	0
РПП-5	14,90	7,114	4,98	8,54	0,11	0,19	15,01	7,306	1,2	109,8
	4				2	2	6		3	7
РПП-3	78,18	33,75	3,76	12,5	2,25	7,52	80,43	41,28	7,3	103,7
работ.1	4	5		6	4	8	8	3	9	1
ц										
3-6	18,50	8,600	1,74	2,99	0,06	0,10	18,56	8,703	0,5	103,1
	4				0	3	4		6	5
РПП-3	78,90	35,94	1,88	6,28	1,16	3,90	80,07	39,84	3,6	107,4
	6	7			8	2	4	9	1	9
3-4	35,67	15,14	11,4	19,6	1,42	2,43	37,10	17,57	7,1	100,3
работ.1	7	1	6	4	3	8	0	9	7	2
ц										
4-2	24,65	11,78	2,49	4,27	0,15	0,26	24,80	12,04	1,1	99,19
	4	2			4	3	8	5	3	



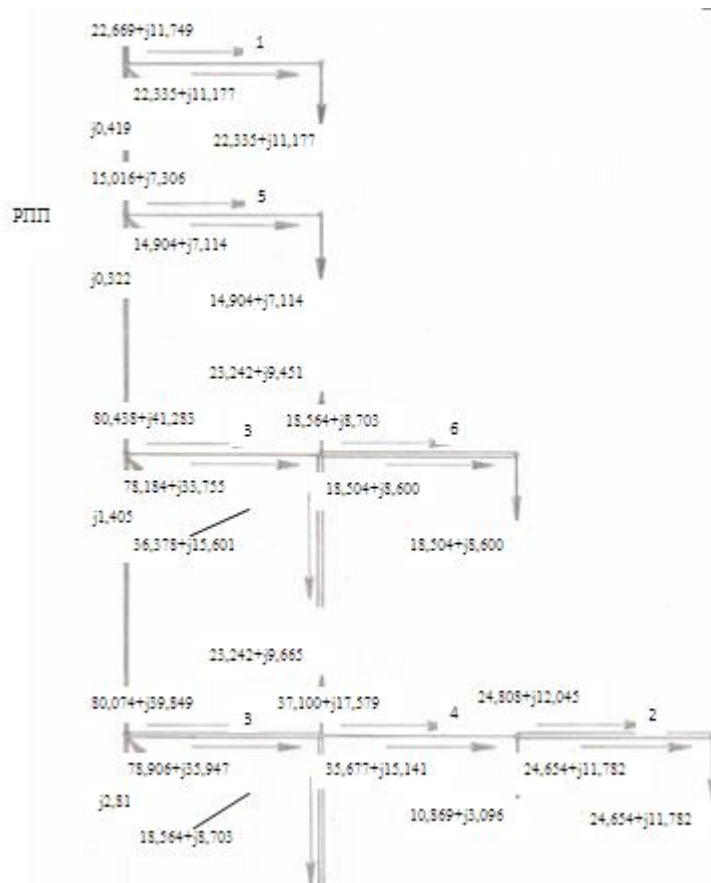


Рисунок. 5.2 – Розрахункова схема для післяаварійних режимів

## РОЗДІЛ 6

### ПЕРЕВІРКА ДОСТАТНОСТІ РЕГУЛЮВАНИХ ДІАПАЗОНІВ ТРАНСФОРМАТОРІВ

#### 6.1. Нормальний режим найбільших навантажень

Використовуємо схему заміщення підстанцій, наведену на рис. 6.3.

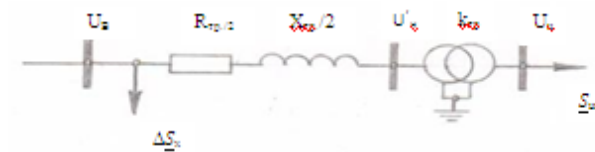


Рисунок. 6.3 - Схема заміщення підстанції: всі підстанції  
двотрансформаторні 110/10 кВ

Номінальні напруги обмоток трансформаторів:

$U_{\text{ВН.НОМ}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{НН.НОМ}} = 11 \text{ кВ}$  [6, табл. II.2]. Межі регулювання (РПН)  $\pm 9\% \pm 1,78\%$ .

Порядок перевірки будь підстанції для всіх режимів наступний [1]. Для ПС1 вибираємо з [6. табл. II.2] опору трансформатора типу ТДН-16000/110:  $R_{\text{ТР}} = 4,38 \text{ Ом}; X_{\text{ТР}} = 86,70 \text{ Ом}$ . Опору ПС при паралельно роботі двох трансформаторів:  $R_{\text{ПС}} = R_{\text{ТР}} / 2 = 4,38 / 2 = 2,19 \text{ Ом}; X_{\text{ПС}} = X_{\text{ТР}} / 2 = 86,70 / 2 = 43,35 \text{ Ом}$ . З табл. 4.1 вибираємо навантаження ПС:  $P_{\text{НГ}} = 22,2 \text{ МВт}; Q_{\text{НГ}} = 9,46 \text{ Мвар}$ . Згідно табл. 6.3 в режимі найбільших навантажень напруга на шинах ВН одно  $U_{\text{В.ПС1}} = 109,89 \text{ кВ}$ .

Знаходимо нижчу напругу, наведену до вищого

$$U'_{\text{Н.ПС1}} = \frac{U_{\text{В.ПС1}}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{\text{В.ПС1}}}{2}\right)^2 - (P_{\text{НГ}}R_{\text{ПС1}} + Q_{\text{НГ}}X_{\text{ПС1}})} : (6.5)$$

$$U'_{\text{Н.ПС1}} = \frac{109,89}{2} + \sqrt{\left(\frac{109,89}{2}\right)^2 - (22,2 \cdot 2,19 + 9,46 \cdot 43,35)} = 105,54 \text{ кВ.}$$

Приймаємо бажане напруга на шинах нижчої напруги для режиму найбільших навантажень на 7% вище номінальної напруги, тобто.

$$U_{\text{Н.жел}} = 1,07 \cdot 10 = 10,7 \text{ кВ.}$$

Знаходимо бажаний коефіцієнт трансформації

$$k_{\text{тр. жел}} = U'_{\text{Н.ПС1}} / U_{\text{Н.жел}} = 105,54 / 10,7 = 9,86.$$

Визначаємо номер регулювального відгалуження пристрою РПН, на якому забезпечується бажаний коефіцієнт трансформації

$$n_{\text{отв}} = \left( \frac{k_{\text{тр.жел}} \cdot U_{\text{НН.ном}}}{U_{\text{ВН.ном}}} - 1 \right) / \Delta U_{* \text{отв}} : \quad (6.6)$$

$$n_{\text{отв}} = \left( \frac{9,86 \cdot 11}{115} - 1 \right) / 0,0178 = -3,19,$$

де  $\Delta U_{* \text{відп}} = 1,78 / 100 = 0.0178$  - відносна зміна напруги, що припадає на один щабель.

Приймаємо найближче менше ціле число  $n = -3$ , що входить в діапазон  $\pm 9$ , і визначаємо дійсне напруга на шинах НН ПС1 в режимі найбільших навантажень

$$U_{\text{НН.действ}} = \frac{U'_{\text{Н}} \cdot U_{\text{НН.ном}}}{U_{\text{ВН.ном}} (1 + n \cdot \Delta U_{* \text{отв}})} : (6.7)$$

$$U_{\text{НН.действ}} = \frac{105,54 \cdot 11}{115 (1 - 3 \cdot 0,0178)} = 10,66 \text{ кВ.}$$

Для інших підстанцій розрахунки проведені аналогічно в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Перевірка достатності діапазону РПН

ПС	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	$P_{\text{нг}},$ МВт	$Q_{\text{нг}},$ Мвар	$R_{\text{пс}},$ Ом	$X_{\text{пс}},$ Ом	$U_{\text{в.пс}},$ кВ	$U'_{\text{н}},$ кВ	$k_{\text{тр.жел}}$	n	$U_{\text{нн.действ}}$
1	16000	22,2	9,46	2,19	43,35	109,89	105,54	9,86	- 3	10,66
2	16000	24,5	9,91	2,19	43,35	103,22	98,30	9,19	- 7	10,74
3	16000	23,1	9,63	2,19	43,35	107,67	103,13	9,64	- 4	10,62
4	10000	10,8	4,43	3,98	69,50	104,31	100,83	9,42	- 5	10,59
5	10000	14,8	5,96	3,98	69,50	110,50	106,04	9,91	- 3	10,72
6	16000	18,4	7,53	2,19	43,35	107,13	103,58	9,68	- 4	10,67

З отриманих в табл. 6.1 результатів слід, що регулювальний діапазон пристроїв РПН у трансформаторів всіх підстанцій в нормальному режимі найбільших навантажень достатній. В запасі ще є можливість використання при необхідності відгалужень - 8 і -9.

## 6.2. Післяаварійні режими

Післяаварійні режими короткочасні, тому ГОСТ 13109-97 допускає в цих режимах додаткові зниження напруги на 5%. У зв'язку з цим можна для цих режимів прийняти значення бажаного напруги на шинах нижчої напруги підстанцій  $U_{\text{н.баж}} = 10,2$  кВ. Визначення значень n і  $U_{\text{нн.действ}}$  приведено в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Перевірка достатності діапазону РПН в післяаварійних режимах

ПС	$S_{\text{ном}},$ кВ·А	$P_{\text{нг}},$ МВт	$Q_{\text{нг}},$ Мвар	$R_{\text{пс}},$ Ом	$X_{\text{пс}},$ Ом	$U_{\text{в.пс}},$ кВ	$U'_{\text{н}},$ кВ	$k_{\text{тр.жел}}$	$n$	$U_{\text{нн.действ}}$
1	16000	22,2	9,46	2,19	43,35	108,50	104,09	10,21	-2	10,32
2	16000	24,5	9,91	2,19	43,35	99,19	94,05	9,22	-7	10,28
3	16000	23,1	9,63	2,19	43,35	103,71	98,98	9,70	-4	10,19
4	10000	10,8	4,43	3,98	69,50	100,32	96,69	9,48	-6	10,35
5	10000	14,8	5,96	3,98	69,50	109,87	105,38	10,33	-1	10,26
6	16000	18,4	7,53	2,19	43,35	103,15	99,46	9,75	-4	10,24

Згідно з результатами, отриманими в табл. 6.2, регулювальний діапазон РПН в післяаварійних режимах достатній.

## РОЗДІЛ 7

### ОХОРОНА ПРАЦІ

#### **7.1. Сучасний стан, завдання і структура охорони праці і промислової безпеки в Україні**

Умови та безпека праці, їх стан та поліпшення – самостійне і важливе завдання соціальної політики будь-якої сучасної промислово розвиненої держави. Щоб краще усвідомити, на якому рівні перебуває стан охорони праці в сучасній Україні, необхідно зважити на те, що 1991 року розпочалася не лише розбудова нової держави, а й те, що країна, опинившись у стані економічної кризи, водночас вирішувала (та ще й зараз продовжує вирішувати) завдання зміни соціального, економічного та державного устрою. Рівень безпеки будь-яких робіт у суспільному виробництві великою мірою залежить від рівня правового забезпечення цих питань, тобто від якості та повноти викладення відповідних вимог у законах та інших нормативно-правових актах. 1992 року вперше не лише в Україні, а й на теренах колишнього СРСР було ухвалено Закон України «Про охорону праці», який визначає основні положення щодо реалізації конституційного права громадян на охорону їх життя і здоров'я в процесі трудової діяльності та принципи державної політики у цій сфері, регулює відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища і встановлює єдиний порядок організації охорони праці в країні.

Заявивши про свій намір приєднатися до Європейського Союзу, Україна взяла на себе зобов'язання щодо приведення національного законодавства у відповідність до законодавства ЄС. Для цього прийнято нову редакцію Закону «Про охорону праці» та розроблено проект Закону «Про безпечність промислової продукції», розробляються нові нормативно-правові акти, триває робота щодо внесення змін до чинних нормативних актів за такими напрямками: загальні вимоги безпеки праці та захисту здоров'я працівників на

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

робочих місцях, безпека машин, безпека електрообладнання, засоби індивідуального захисту, використання вибухових речовин, гірничі роботи, захист від шуму тощо.

Починаючи з 1994 року в Україні розроблюються національні, галузеві, регіональні та виробничі програми поліпшення стану умов і безпеки праці на виробництві, у перебігу реалізації яких було закладено основи для вдосконалення державної системи управління охороною праці, впровадження економічних методів управління, вирішення питань організаційного, наукового і нормативно-правового забезпечення робіт у сфері охорони праці. Розроблено засоби захисту працівників, які раніше не випускалися в Україні; створено низку засобів, що контролюють стан охорони та умови праці, небезпечні та аварійні ситуації; створено єдину автоматизовану інформаційну систему охорони праці тощо.

## **7.2. Завдання та структура охорони праці**

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційнотехнічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини в процесі трудової діяльності. Таке визначення встановлено чинним Законом України «Про охорону праці». Воно свідчить, по-перше, про те, що охорона праці становить сукупність законів, норм, правил, стандартів тощо, а також комплекс різноманітних заходів і засобів, які забезпечують збереження життя, здоров'я та працездатність людей у процесі виконання ними трудових обов'язків, а, по-друге, про те, що турбота про стан здоров'я працівника є однією з пріоритетних функцій держави.

Охорона праці водночас вирішує два завдання. Одне з них – інженерно-технічне – передбачає запобігання небезпечним подіям під час трудового процесу через:

- заміну небезпечних матеріалів менш небезпечними;
- перехід на нові технології, які зменшують ризик травмування і захворювання;
- проектування і конструювання устаткування з урахуванням вимог безпеки праці;
- розробку засобів індивідуального та колективного захисту.

Друге – соціальне – пов’язане з відшкодуванням матеріальної, моральної чи соціальної шкоди, завданої внаслідок нещасного випадку або професійного захворювання, тобто це захист працівника та його прав. Сучасна концепція охорони праці в економічно розвинених країнах базується на тому, що до нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань справа не повинна доходити.

До найважливіших функцій сучасної держави належить створення умов, головною метою яких є робота, спрямована на запобігання травматизму та професійним захворюванням, відновлення здоров’я потерпілих на виробництві, виплата компенсацій потерпілим.

Виходячи з поставлених перед нею завдань, охорона праці, ґрунтуючись на правових та організаційних основах, вирішує питання виробничої санітарії, виробничої та пожежної безпеки.

### **7.3. Промислова безпека як галузь виробничих і суспільних взаємовідносин**

Науково-технічна революція, яка відбулася після Другої світової війни, сприяла розвитку таких виробництв, які використовують, виготовляють чи переробляють у великій кількості небезпечні речовини або застосовують



технологічні процеси, що загрожують виникненню надзвичайної ситуації. Такі виробництва розглядають як об'єкти підвищеної небезпеки не лише для працівників, безпосередньо зайнятих на них, а й для працівників суміжних виробництв і для населення, що мешкає на прилеглий до цих об'єктів території.

У 2001 році було прийнято Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки», який регулює роботу підприємств, де не виключені великі аварії з викидом шкідливих речовин, яким зокрема створено систему нагляду за промисловою безпекою. Чинний ДСТУ 2293 – 99 дає визначення промислової безпеки як безпеки від нещасних випадків та аварій на виробничих об'єктах і від їх наслідків. На відміну від охорони праці, яка є системою заходів і засобів, спрямованих на збереження життя і здоров'я людей під час трудової діяльності (тобто тоді, коли вони перебувають у трудових відносинах з роботодавцем), промислову безпеку розглядають як систему, що забезпечує збереження життя і здоров'я людей незалежно від того, перебувають вони у трудових відносинах з власником об'єкту, який наніс їм шкоду, чи ні. Якщо зважити на те, що в рамках охорони праці досить ґрунтовно і чітко закріплено правові, соціальні, технічні та інші аспекти взаємовідносини держави, роботодавця і працівника, то промислова безпека як окрема галузь повинна так само чітко і ґрунтовно визначати взаємовідносини держави, власників об'єктів підвищеної небезпеки та громадян. Поки що такої чіткості не існує, але на усунення цього упущення спрямовано зусилля державних органів, науковців і промисловців. Про це свідчать проекти нових документів, передусім такі, як проект Закону України «Про промислову безпеку», проект Закону України «Про аудит з промислової безпеки і охорони праці», нова редакція ДСТУ 2293, наукові публікації тощо.

Проект нового ДСТУ 2293 визначає промислову безпеку як стан захищеності інтересів людей і/або майна від негативного впливу аварій і їх наслідків. В проекті Закону України «Про промислову безпеку» встановлено, що промислова безпека – це створення умов захищеності життя та здоров'я

людей від небезпечних виробничих факторів за умов використання небезпечних виробничих об'єктів, що забезпечується системою правових, соціально-економічних та організаційно-технічних заходів. Під небезпечним виробничим об'єктом (НВО) розуміють об'єкт, на якому здійснюється технологічний процес, функціонально пов'язаний з використанням машин, механізмів, обладнання, що характеризуються підвищеним ступенем ризику завдання шкоди життю та здоров'ю людей. Термін небезпечний виробничий об'єкт, що пропонується у проекті Закону України «Про промислову безпеку», має ширше значення, аніж термін об'єкт підвищеної безпеки, визначення якого наведено в чинному Законі України «Про об'єкти підвищеної безпеки».

#### **7.4. Законодавство України та міжнародні норми в галузі охорони праці та промислової безпеки**

Правові та організаційні основи охорони праці є тією базою, яка забезпечує соціальний захист працівників і на якій будуються санітарно-гігієнічна та інженернотехнічна складові охорони праці. Правова база охорони праці у галузі ґрунтується на національному законодавстві та міжнародних нормах. Законодавство України про охорону праці – це система взаємопов'язаних нормативно-правових актів, що регулюють відносини у сфері соціального захисту громадян у процесі трудової діяльності. Воно складається з Закону України «Про охорону праці», Кодексу законів про працю України, Закону України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності» та прийнятих відповідно до них нормативно-правових актів. Базується законодавство України про охорону праці на конституційному праві всіх громадян України на належні, безпечні і здорові умови праці, гарантовані статтею 43 Конституції України. Ця ж стаття встановлює також заборону використання праці жінок і

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неповнолітніх на небезпечних для їхнього здоров'я роботах. Ст. 45 Конституції гарантує право всіх працівників на щотижневий відпочинок та щорічну оплачувану відпустку, а також встановлення скороченого робочого дня щодо окремих професій і виробництв, скороченої тривалості роботи у нічний час.

Основоположним документом у галузі охорони праці є Закон України «Про охорону праці», який визначає основні положення щодо реалізації права на охорону життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні і здорові умови праці, регулює відносини між роботодавцем і працівником з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища і встановлює єдиний порядок організації охорони праці в Україні. Закон України «Про охорону праці», ухвалений 1992 року, вперше не лише в Україні, а й на теренах колишнього СРСР став таким правовим актом, який орієнтує законодавство на захист інтересів громадянина, віддаючи перевагу в цій сфері правовому регулюванню на відміну від адміністративного, що існувало раніше. У листопаді 2002 року Верховна Рада України прийняла нову редакцію цього закону. Закон «Про охорону праці» відповідає чинним конвенціям і рекомендаціям Міжнародної організації праці, іншим міжнародним правовим нормам у цій галузі. Саме у ньому викладено принципи державної політики в галузі охорони праці. Доречи, принципи державної політики в галузі охорони праці, безсумнівно, можуть розглядатися і як принципи державної політики у сфері промислової безпеки. Суттєво новим, що може бути впроваджено до Закону України «Про промислову безпеку», в разі його прийняття, – є принцип обов'язкового страхування суб'єктами господарювання цивільної відповідальності за шкоду, спричинену життю, здоров'ю або майну інших осіб у результаті діяльності у сфері промислової безпеки.

Кодекс законів про працю (КЗпП) України затверджено Законом Української РСР від 10 грудня 1971 р. і запроваджено з 1 червня 1972 року. До

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нього не раз вносили зміни і доповнення. Правове регулювання охорони праці в ньому не обмежується главою XI «Охорона праці». Норми щодо охорони праці містяться в багатьох статтях інших глав КЗпП України: «Трудовий договір», «Робочий час», «Час відпочинку», «Праця жінок», «Праця молоді», «Професійні спілки», «Нагляд і контроль за додержанням законодавства про працю».

Відповідно до Конституції України, Закону України «Про охорону праці» та Основ законодавства України про загальнообов'язкове державне соціальне страхування 1999 року ухвалено Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасного випадку на виробництві та професійного захворювання, які спричинили втрату працездатності». Цей закон визначає правову основу, економічний механізм та організаційну структуру страхування громадян від нещасного випадку та професійного захворювання або загибелі людини на виробництві.

До основних законодавчих актів, що мають безпосереднє відношення до охорони праці, належить також низка інших законів - «Основи законодавства України про охорону здоров'я», Закон України «Про забезпечення санітарного та епідемічного благополуччя населення», Закон України «Про пожежну безпеку», «Про використання ядерної енергії та радіаційну безпеку».

Раніше було зазначено, що законодавство у сфері промислової безпеки наразі лише формується. 20 серпня 2007 року на засіданні Урядового комітету з питань розвитку галузей економіки було прийнято протокольне рішення № 25, яким доручено Держгірпромнагляду розробити проект Закону України «Про промислову безпеку». Ухвалення нового закону зумовлено необхідністю законодавчого визначення принципів державної політики у сфері промислової безпеки, правових, економічних, соціальних та організаційних засад забезпечення безаварійного функціонування небезпечних виробничих об'єктів у процесі їхньої діяльності

Ухвалений 2001 року Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» визначає правові, економічні, соціальні та організаційні основи діяльності, пов'язаної з об'єктами підвищеної небезпеки, і спрямований на захист життя і здоров'я людей та довкілля від шкідливого впливу аварій на цих об'єктах через запобігання їх виникненню, обмеження (локалізацію) розвитку і ліквідацію наслідків. Уперше в правовій практиці нашої країни цим законом закріплено вимогу до суб'єктів господарської діяльності проводити ідентифікацію об'єктів підвищеної небезпеки, розробляти декларацію безпеки та плани локалізації і ліквідації аварій на об'єктах підвищеної небезпеки та страхувати відповідальність за можливу шкоду, завдану аварією на цьому об'єкті третім особам. Під ідентифікацією об'єктів підвищеної небезпеки розуміють обов'язковий облік таких об'єктів, де використовують, виготовляють, переробляють чи транспортують небезпечні речовини у кількості, що становить суттєву загрозу мешканцям прилеглих територій і навколишньому середовищу. Декларація безпеки об'єкта підвищеної небезпеки – це документ, у якому викладено стратегію запобігання великим аваріям на такому об'єкті. Страхування відповідальності водночас захищає здоров'я людей, інтереси власника і держави. Воно є, поперше, гарантом прав осіб, які потерпіли під час промислової аварії, на відшкодування збитку, завданого їхньому життю, здоров'ю та майну. По-друге, засобом захисту економічних інтересів власників небезпечних промислових об'єктів за пред'явлення їм претензій потерпілими внаслідок аварії. По-третє, засобом запобігання банкрутству підприємств. І – найголовніше – страхування відповідальності сприяє запобіганню аварій і підвищенню безпеки небезпечних підприємств.

Особливо велике значення серед міжнародних договорів, якими регулюються трудові відносини, мають конвенції та рекомендації Міжнародної організації праці, Міжнародні норми соціальної відповідальності (Стандарт SA 8000 «Соціальна відповідальність». Міжнародний стандарт ISO 26000 «Настанова по соціальній відповідальності»), Директива ЄС 89/391/ЄЕС

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

от 12 червня 1989р.о введені мір, що сприяють покращенню безпеки и гігієни праці робітників. До речі, Директиви, що приймаються в рамках Європейського Союзу і є законом для всіх його країн, завжди відповідають конвенціям МОП. З іншого боку, у розробці нових конвенцій, рекомендацій та інших документів МОП враховують передовий досвід країн – членів ЄС. Україна не є членом ЄС, але не раз на найвищих рівнях заявляла про своє прагнення до вступу до цієї організації. Одна з умов прийняття нових країн до ЄС – відповідність їхнього законодавства законодавству ЄС, тому в нашій країні триває активна робота з узгодження вимог законів і нормативно-правових актів директивам ЄС.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## РОЗДІЛ 7

### СХЕМИ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ПАРАМЕТРИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вибір схем та технологічних параметрів розподільної електричної мережі виконують по навантаженнях річного максимуму енергосистеми з урахуванням очікуваних змін електричних навантажень відповідно до п. 9.4.

Для окремих ділянок розподільної електричної мережі, найбільше навантаження яких не співпадає по часу з розрахунковим максимумом енергосистеми (наприклад, мережі електропостачання сезонних споживачів, мережі, до яких приєднані ВЕС та СЕС та ін.), додатково розглядаються відповідні характерні режими.

Схеми і технологічні параметри електричної мережі повинні забезпечувати надійність електропостачання, при якій у випадку відключення будь-якої лінії або трансформатора зберігається живлення споживачів без обмеження навантаження з додержанням нормативної якості електроенергії.

Проектування розподільних електричних мереж здійснюють з дотриманням наступних вимог:

- в районах з малим охопленням території електричними мережами при близьких значеннях техніко-економічних показників варіантів розвитку мережі спорудження ПЛ (КЛ) здійснювати за існуючими або новими трасами;
- в великих містах та промислових районах з великою концентрацією навантаження по одній трасі рекомендується спорудження КЛ, одно-, або дволанцюгових (багатоланцюгових) ПЛ з використанням облеплених проводів підвищеної механічної міцності, термостійких, спеціальних конструкцій, виготовлених з алюмінієвих сплавів з композитними осередками, корозостійких;
- при проходженні ПЛ по території промислових районів, на підходах до електростанцій і підстанцій, в умовах ущільненої забудови, по лісових масивах тощо, ПЛ рекомендовано виконувати на багатоланцюгових опорах

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

(при умові відповідної надійності електропостачання). Допускається підвищування на одних опорах ланцюгів різних класів напруг;

– у разі живлення ПС зі споживачами першої категорії надійності електропостачання, застосування однієї дволанцюгової замість двох одноланцюгових ПЛ потребує спеціального обґрунтування. Не допускається застосування ліній на дволанцюгових (багатоланцюгових) опорах в 5-му та 6-му районах за ожеледдю для живлення тягових ПС залізниць, головних станцій перекачування нафтопроводів, електроприводних компресорних станцій газопроводів та шахт;

– для електропостачання споживачів особливої групи першої категорії по надійності електропостачання повинно передбачатися додаткове живлення від третього незалежного резервного джерела живлення;

– центри живлення необхідно максимально наближати до споживачів, обмежуючи кількість трансформацій шляхом спорудження ПС глибоких вводів.

Вимоги до схем зовнішнього електропостачання тягових підстанцій електрифікованих залізниць, а саме: резервування, кількість ланцюгів ЛЕП та трансформаторів на ПС, схеми приєднання ПС до мережі, – визначають за ВБН В.2.3-2. Схеми зовнішнього електропостачання окремих споживачів, розташованих в одному районі, повинні кореспондуватися з загальною схемою електричних мереж району, що розглядається.

При розвитку мережі 110 (150) кВ належить:

– не допускати спорудження нових протяжних ПЛ 110 (150) кВ паралельно існуючим ПЛ 220-330 кВ;

– для всіх конфігурацій мережі 110 (150) кВ з декількома центрами живлення використовувати як такі центри відповідні РУ електростанцій гарантованої потужності та ПС 220-330 кВ з двостороннім живленням які не мають спільних живлячих ліній;

– забезпечувати двостороннім живленням підстанції, що приєднані до одноланцюгових ПЛ 110 (150) кВ. Гранична довжина таких ПЛ, як правило,



не повинна перевищувати 120 км, а кількість приєднаних проміжних ПС не повинна перевищувати трьох;

– створювати вузлову конфігурацію мережі шляхом будівництва нової лінії від третього ЦЖ до однієї з прохідних ПС. Кількість прохідних ПС на ділянці між ЦЖ та вузловою (або двома вузовими) ПС повинна бути, як правило, не більше двох;

– при організації схем вузових підстанцій не допускається використовувати в якості третьої лінії живлення лінію, що є відгалуженням від ЛЕП;

– кількість ПЛ (КЛ) 110 (150) кВ, що приєднується до вузових ПС 110 (150) кВ не повинна, як правило, перевищувати шести.

– в системах електропостачання великих, значних і найзначніших міст, промвузлів і енергорайонів (промислових, щільної малоповерхової забудови, рекреаційних, інфраструктурного забезпечення), а також для електропостачання транспортних споживачів (електрифіковані залізниці, трубопроводи) застосовувати дволанцюгові ПЛ з двостороннім живленням від різних ЦЖ (гранична довжина – до 120 км). До таких ПЛ рекомендовано приєднання не більше шести прохідних ПС (по три до кожного кола) або чергування прохідних та відгалужувальних підстанцій. При виборі схем приєднання ПС слід виходити з допустимості втрати не більше однієї ПС при одночасному відключенні обох ланцюгів ПЛ та рівномірного розподілу навантаження між ланцюгами ПЛ;

– в схемах електропостачання промвузлів, промпідприємств та великих міст застосовувати глибокі вводи – дволанцюгові ПЛ з приєднанням до двох ПС 110 (150) кВ, споживачі першої категорії яких резервуються по мережі вторинної напруги від інших підстанцій (що не приєднані до даної лінії). При відсутності можливості резервування споживачів першої категорії по мережі вторинної напруги глибокі вводи рекомендується виконувати двома одноланцюговими ПЛ, які треба з'єднати у кільцеву схему з'єднань, до яких

можуть бути приєднанні до трьох підстанцій. Приєднання ПС до ПЛ рекомендовано виконувати із застосуванням КРУЕ;

– приєднання дволанцюгових тупикових ліній, які живлять споживачів 1-ї категорії по надійності електропостачання повинно виконуватися від різних секцій центрів живлення. Підключення на одну секцію не допускається. При відсутності центру живлення з секціонованими системами шин або можливості резервування по мережі вторинної напруги рекомендується здійснювати живлення підстанції із споживачами 1-ї категорії по тупикових лініях від різних центрів живлення;

На підстанціях 110 (150) кВ рекомендовано, як правило, встановлювати трансформатори такої потужності:

- в найзначніших містах – 2х40 МВА (в окремих випадках – 2х 63 МВА);
- в великих та значних містах – 2х25 та 2х40 МВА;
- в промвузлах – 2х25 МВА (в окремих випадках – 2х63 МВА);
- на інших підстанціях – до 2х16 МВА.

Застосування на ПС 110 (150) кВ трансформаторів потужністю 80 МВА повинно бути обґрунтоване.

При розвитку мереж 35 кВ належить:

– формувати розгалужену електричну мережу напругою 35 кВ як взаєморезервовані лінії електропередавання, які підключені до шин двох і більше трансформаторних підстанцій або різних систем (секцій) шин одної підстанції, із широким використанням резервних перемичок між ПЛ-35 кВ, які резервуються за допомогою реклоузерів 35 кВ;

– розглядати варіанти схем електропостачання споживачів електроенергії шляхом розвитку електричної мережі напругою 35 кВ із застосуванням підстанцій 35/0,4 кВ (глибоких вводів) та переводом електричних мереж 6-10 кВ на напругу 35 кВ;

– не допускати спорудження нових протяжних ПЛ 35 кВ паралельно до існуючих ПЛ 110 (150) кВ;

- враховувати, що гранична довжина нових ПЛ не повинна, як правило, перевищувати 35 км;
- оцінювати доцільність спорудження нових ПЛ 35 кВ в габаритах 110 (150) кВ;
- розглядати можливість переведення існуючих ПЛ та ПС 35 кВ на напругу 110 кВ;
- розглядати можливість спорудження ПС 110/10 кВ з приєднанням до існуючої мережі замість будівництва ПЛ та ПС 35 кВ;
- використовувати одноланцюгові або дволанцюгові (багатоланцюгові) ПЛ (КЛ) 35 кВ з живленням від різних ПС-110 (150) кВ або різних секцій (систем шин) однієї підстанції
- приєднувати до одноланцюгової ПЛ між двома ЦЖ, як правило, не більше чотирьох прохідних ПС. На першому етапі, при встановленні одного трансформатора, ПС можуть бути приєднані на відгалуженнях;
- при приєднанні до мережі прохідних підстанцій довжина лінії між двома ЦЖ не повинна, як правило, збільшуватись більше, ніж на 20%;
- застосовувати двотрансформаторні ПС 35 кВ з трансформаторами одиничної потужності до 10 МВА;
- кількість ПЛ (КЛ) 35 кВ, що приєднуються до вузлових ПС 35 кВ, не повинна перевищувати чотирьох.

Системи електропостачання міст повинні задовольняти такі додаткові умови:

- міські мережі (не враховуючи мережі 0,4 кВ) повинні мати, як правило, не більше двох трансформацій з врахуванням прийнятої в даному енергорайоні шкали напруг: 330/110(150)/10 кВ або 220/110(150)/10 кВ;
- при розробці схеми мережі 110 (150) кВ слід прагнути до кільцевої конфігурації, що опирається на декілька ЦЖ;
- підвищення пропускної здатності міського кільця 110 (150) кВ, рекомендовано здійснювати шляхом його заходів на додаткові ЦЖ;

– глибокі вводи в райони з високою густиною навантаження, які розташовані на значній відстані від кільця 110 (150) кВ, рекомендовано виконувати по радіальній схемі;

– всі лінії 110 (150) кВ системи електропостачання міста повинні, як правило, виконуватись дволанцюговими;

– схеми приєднання та параметри ПС 110 (150) кВ необхідно приймати у відповідності з рекомендаціями 12.5, 12.6. При цьому визначають необхідний обсяг резервування споживачів по мережі вторинної напруги;

– приєднання ПС 110 (150) кВ до дволанцюгового кільця найзначніших міст слід чергувати з приєднаннями ЦЖ;

– при розвиненій мережі 35 кВ розглядати можливість підведення напруги 35 кВ до центрів навантаження шляхом спорудження ПС 35/10 кВ або 35/0,4 кВ та приєднання їх глибокими вводами до мережі 35 кВ. Рішення щодо застосування напруги 35 кВ слід приймати на основі техніко – економічного порівняння варіантів з надаванням переваги застосуванню напруги 110 кВ при близьких значеннях.

Для зовнішнього електропостачання промислових підприємств слід застосовувати такі основні схеми живлення (в залежності від навантаження):

– до 5 МВт (в окремих випадках – до 10 МВт) – від найближчої існуючої підстанції 110 (150)/10 кВ (яка при необхідності підлягає реконструкції) або спорудження однієї підстанції 35/10 кВ (при розвиненій мережі 35 кВ);

– 5 – 30 МВт (в окремих випадках – до 50 МВт) – спорудження однієї підстанції глибокого вводу (ПГВ), що приєднується до мережі 110 (150) кВ;

– 30 – 70 МВт – спорудження двох і більше ПГВ, що приєднуються до мережі 110 (150) кВ;

– понад 70 МВт – як правило, спорудження нового ЦЖ мережі 110 (150) кВ – підстанції 330/110 (150) кВ – та декількох ПГВ 110 (150)/10 кВ.

Схеми з однією ПГВ 110 (150)/10 кВ слід застосовувати, як правило, при компактному розташуванні навантажень та при відсутності спеціальних вимог до надійності електропостачання (крім тих, що передбачені в п.9.14).

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

### *Розрахунки режимів роботи електричних мереж*

В схемах розвитку енергосистем та електричних мереж виконують розрахунки:

- усталених режимів (нормальних, післяаварійних (ремонтних), ремонтно-аварійних);
- статичної стійкості з перевіркою відсутності термічного перевантаження обладнання (для системотвірної мережі ОЕС та для схем видавання потужності електростанцій);
- динамічної стійкості (для схем видавання потужності електростанцій);
- струмів короткого замикання.

Призначення розрахунків:

- вибір схеми і параметрів електричної мережі;
- аналіз зміни величини втрат електроенергії;
- вибір засобів регулювання напруги, компенсації реактивної потужності та оптимізація поточкорозподілу;
- виявлення тенденцій зміни втрат потужності в електричних мережах та розробка заходів щодо обмеження їх зростання;
- визначення струмів короткого замикання на перспективу і розробка заходів для їх обмеження;
- розробка заходів по забезпеченню стійкості системи.

Розрахунки усталених режимів, статичної та динамічної стійкості виконують на розрахунковий період (див. п.9.4), а при необхідності, для вирішення окремих питань розвитку мережі, також на проміжні (5 років) та перспективні етапи (для ОЕС 15 років).

Розрахунки струмів КЗ виконують на перспективу 10 років, а при необхідності – також на проміжний період. В схемах розвитку ОЕС для вузлових пунктів системотвірної електричної мережі приводять також розрахунок струмів КЗ на перспективу 15 років.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Розрахункова схема повинна враховувати перспективу розвитку зовнішніх мереж і генеруючих джерел, не менш ніж на 5 років від запланованого терміну введення об'єкту в експлуатацію.

Розрахунки усталених режимів схеми мережі виконують для перевірки відповідності схеми до вимог надійності енергопостачання (див. п.9.14, п.12.2), визначення потокорозподілу потужності, термічного завантаження елементів мережі та обладнання, оцінки зміни втрат потужності та рівнів напруги в елементах мережі при введенні нового обладнання.

Для ОЕС та регіональних енергосистем базовим режимом є режим зимового максимуму, який відповідає умовам річного максимуму електричних навантажень. Для місцевих (локальних) електричних мереж та енергорайонів базовим режимом також є режим зимового максимуму, за винятком тих мереж та енергорайонів, де можливе значне споживання електроенергії в літній період і, відповідно, базовим режимом може бути режим літнього максимум електричних навантажень

За необхідності, для мережі ОЕС виконують розрахунки інших характерних режимів:

- режиму зимового денного максимуму навантаження та режиму весняної повені – для перевірки працездатності мережі, до якої приєднані ГЕС;
- режиму зимового мінімуму навантаження – для перевірки працездатності мережі в години закачування ГАЕС.

За необхідності, в енерговузлах, які мають потужну ТЕЦ, мережі перевіряють за режимом зимового максимуму навантаження та за додатковими режимами:

- режимом зимового мінімуму навантаження – для перевірки рівнів напруги в мережі при значному завантаженню ТЕЦ по тепловому графіку;
- режимом літнього максимуму навантаження – для перевірки пропускної здатності мережі, якщо ТЕЦ працює з великою частиною теплового навантаження.

Під час вибору схем приєднання електростанцій до електричних мереж схему мережі перевіряють за режимом зимового максимуму навантаження та (для електростанцій окремого типу потужністю понад 100 МВт) - за додатковими режимами:

- режимом літнього мінімуму навантаження – при виборі схеми приєднання та видавання потужності АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ПГУ, ГТУ. Схеми приєднання та споживання потужності ГАЕС в режимі двигуна;

- режимом літнього максимуму навантаження – при виборі схеми приєднання та видавання потужності ГАЕС в генераторному режимі;

- режимом зимового мінімуму навантаження – при виборі схеми приєднання та споживання потужності ГАЕС в режимі двигуна;

- режимом літнього денного (вихідний день) зниження навантаження - при виборі схеми приєднання та видавання потужності СЕС та інших станцій в районі розміщення СЕС;

- режимом міжсезонного (весняна повінь) мінімуму навантаження - при виборі схеми приєднання та видавання максимальної потужності ВЕС;

- режимом зимового денного (вихідний день) зниження навантаження - при виборі схеми приєднання та видавання потужності СЕС та ВЕС.

Для перевірки відповідності схеми до вимог надійності енергопостачання (див. п.9.14, [п.12.2](#)) виконують розрахунки післяаварійних усталених режимів після вимикання найбільш завантажених ліній та трансформаторів, систем шин та секцій, відключення генеруючого обладнання та компенсуючих пристроїв. Для ПС 220-330 кВ розглядають також збіг ремонту однієї лінії живлення ПС з аварійним вимиканням іншої лінії живлення, збіг відключення трансформаторів та систем шин.

При виконанні розрахунків усталених режимів роботи мережі рекомендовано керуватися такими вихідними умовами:

- розрахунки мереж 110 кВ та вище виконують для повної схеми мережі – при всіх включених лініях та трансформаторах. Доцільність та точки

розмикання мережі 110 – 220 кВ повинні бути обґрунтовані. При виконанні розрахунків мереж 35 кВ та вище мережі 35 кВ приймають розімкненими;

- потужність електростанцій гарантованої потужності приймають в розрахунках у відповідності до нормальних тривалих режимів їх роботи. Крім того, перевіряються також розрахункові максимальні режими роботи системотвірної мережі при найбільш несприятливому сполученні відключення агрегатів електростанцій (див. п.11.3);

- потужність ВЕС та СЕС приймають за їх максимальною робочою потужністю, з відрахуванням потужності на власні потреби та втрати потужності у внутрішній мережі, під час нормального режиму роботи при виконанні розробки схеми видачі потужності власне самих СЕС і ВЕС та інших електростанцій. При розробці схеми зовнішнього електропостачання споживачів допускається врахування потужності вітрових електростанцій мінімальною гарантованою потужністю (за відсутності достовірних даних на основі багаторічних спостережень враховують 5% від робочої потужності). При виконанні схеми розвитку електричних мереж розглядають режими як з максимальною потужністю ВЕС і СЕС так і при нульовій генерації ВЕС та СЕС.

Потужність власних потреб ВЕС та втрати потужності у внутрішній мережі електростанцій сумарно приймають в обсязі 3,5% від встановленої потужності, якщо відсутні дані з досвіду експлуатації конкретних станцій, потужність власних потреб СЕС та втрати потужності у внутрішній мережі - в обсязі 8%.

Розрахункові напруги на шинах електростанцій приймаються вище номінальних:

в мережі	750 кВ	- на 2,5% ;
	500 – 330 кВ	- на 5% ;
	220 – 35 кВ	- на 10%.



Для регулювання напруги на всіх підстанціях 110-750 кВ необхідно передбачити трансформатори (автотрансформатори) з пристроями регулювання напруги під навантаженням (РПН).

На шинах високої напруги підстанцій в режимі максимального навантаження рівні напруги повинні забезпечувати одержання на шинах низької напруги (з урахуванням використання РПН) напруги не нижче ніж 1,05 номінальної в нормальних і не нижче ніж номінальної – в післяаварійних режимах. В режимі мінімального навантаження напруга на високій стороні підстанцій 35 – 330 кВ, як правило, не повинна бути вищою ніж 1,05 номінальної напруги мережі; більш висока напруга допускається за умови, що на шинах НН не буде перевищена номінальна напруга.

Потужність та розміщення компенсуючих пристроїв (КП) вибирають виходячи з необхідності забезпечення потрібної пропускної здатності мережі в нормальних та післяаварійних режимах при підтриманні нормативних рівнів напруги та запасів стійкості. Реактивні складові максимальних навантажень в розрахунках приймають на основі аналізу звітних та проектних даних; у випадку їх відсутності допускається приймати коефіцієнт реактивної потужності ( $\tan \varphi$ ) не вище таких значень:

Напруга шин ПС	6-10 кВ	$\tan \varphi=0,4$ ;
	35кВ	$\tan \varphi=0,5$ ;
	110 (150)кВ	$\tan \varphi=0,55$ ;
	220-330	$\tan \varphi=0,6$ .

Встановлення додаткових КП з метою зниження втрат електроенергії в мережах вимагає техніко-економічне обґрунтування. При цьому необхідно враховувати доцільність розміщення КП безпосередньо у споживачів (на напрузі 0,4-10 кВ) або на шинах ВЕС та СЕС.

Як КП використовують шунтові конденсаторні батареї та керовані шунтувальні реактори (КШР). При необхідності швидкого безперервного регулювання реактивної потужності можуть використовуватись статичні тиристорні компенсатори (СТК) (як правило, в системотвірних мережах).

Для виключення підвищення напруги в мережі 330-750 кВ вище допустимого рівня (в режимі мінімальних навантажень) для компенсації надлишку реактивної потужності в мережах передбачають встановлення шунтувальних реакторів (ШР).

Кількість ШР, тип і спосіб підключення визначають в проектах відповідних ліній електропередавання.

В схемах розвитку енергосистем (за відсутності проекту) при розрахунках режимів мереж 330-750 кВ потужність ШР приймають для ПЛ 750 кВ в розмірі 80-120 %, а для ПЛ 500 кВ – 60 % від зарядної потужності лінії. ШР підключають до ліній 330 - 750 кВ, як правило, через вимикачі.

Для оптимізації потокорозподілу активної потужності в замкнених контурах мережі 750-330 кВ можливо використовувати трансформатори поперечного регулювання (ТПР), які підключають по спеціальних схемах в кола АТ 750/330 кВ електростанцій та підстанцій. Доцільність встановлення ТПР на конкретних об'єктах повинна бути обґрунтована техніко-економічними розрахунками.

Перевірку пропускної здатності та відсутності термічного недопустимого перевантаження обладнання ПЛ (АТ) перетинів видавання потужності електростанцій (див.п.10.1), перетинів системоутвірної електричної мережі ОЕС (див. п.11.2) та вибір засобів для її підвищення виконують шляхом розрахунків статичної та динамічної стійкості перетинів відповідно до СОУ-Н МЕН 40.1.00100227-68:.

Виявлення границі статичної стійкості по розрахунковому перетину виконують шляхом зниження генеруючої потужності (або збільшення навантаження) в одній частині системи при одночасному підвищенні генеруючої потужності в межах наявного діапазону потужності електростанцій (або зниження навантаження) в іншій частині.

Запас статичної стійкості в перетині, що розглядається, характеризується коефіцієнтом запасу по активній потужності в перетинах та коефіцієнтами запасу по напрузі у вузлах навантаження.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Значення коефіцієнта запасу з активної потужності в перетині  $K_p$  визначають за формулою:

$$K_p = (P_{GP} - P - \Delta P) / P_{GP}, \quad (13.1)$$

де  $P_{GP}$  – активна потужність, яка передається через контрольований перетин, у граничному за статичною стійкістю режимі, МВт;

$P$  – перетік потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається,  $P > 0$ , МВт;

$\Delta P$  – амплітуда нерегулярних коливань активної потужності в контрольованому перетині в режимі, що розглядається, МВт.

Під впливом нерегулярних коливань перетік у контрольованому перетині може змінюватися в межах  $P \pm \Delta P$ .

Значення амплітуди нерегулярних коливань активної потужності ( $\Delta P$ ) у перетині, який розглядається, визначають за результатами вимірювань (нерегулярні коливання мають період від 2 хв. до 60 хв. залежно від засобів регулювання перетоку).

За відсутності результатів вимірювань  $\Delta P$  розраховують за формулою:

$$\Delta P = K \sqrt{\frac{P_{H1} \cdot P_{H2}}{P_{H1} + P_{H2}}}, \quad (13.2)$$

де  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$  – сумарні потужності навантаження (для режиму максимальних навантажень) з кожної із сторін перетину, який розглядається, МВт.

Коефіцієнт  $K$ ,  $\sqrt{\text{МВт}}$  становить:

- 1,5 – за ручного регулювання перетоку потужності в перетині;
- 0,75 – за автоматичного регулювання та обмеження перетоку потужності в перетині.

Значення коефіцієнта запасу з напруги  $K_U$  у вузлах навантаження визначають за формулою:

$$K_U = (U - U_{кр}) / U_{кр}, \quad (13.3)$$

де  $U$  – напруга вузла в режимі, який розглядається, кВ;

$U_{кр}$  – критична напруга в цьому самому вузлі, яка відповідає межі, нижче якої має місце порушення стійкості навантаження, кВ.

Значення критичної напруги  $U_{кр}$  у вузлах навантаження напругою 110 кВ і вище, як правило, слід приймати  $0,7U_{ном}$ .

Мінімальний коефіцієнт запасу з активної потужності приймається  $K_p = 0,2$ , з напруги  $-K_U = 0,15$ .

13.11. Розрахунки струмів трифазних та однофазних коротких замикань виконують відповідно до документу «Временные указания по учету токов КЗ при разработке схем развития энергосистем» для повної схеми мережі 110(150) -330-750 кВ (як і розрахунки усталених режимів) - при всіх включених лініях, трансформаторах і генераторах. На підставі результатів розрахунків розробляють рекомендації щодо приведення у відповідність струмів короткого замикання комутаційного обладнання електричних мереж.

Розрахунки струмів КЗ виконуються з метою:

- перевірки відповідності апаратури в РУ діючих об'єктів до розрахункових рівнів струмів КЗ і планування обсягу модернізації та заміна обладнання;

- розробки оптимальних рішень по розвитку схеми електричних мереж і набору схем приєднання електростанцій;

- виявлення вимог до комутаційної апаратури та іншого обладнання для подальших стадій проектування енергетичних об'єктів, а також для оцінки необхідності виробництва нового обладнання;

- розробки засобів по обмеженню струмів КЗ.

В розрахунках визначається періодична складова струмів КЗ для схеми, що рекомендується, у вузлах мереж тих напруг, розвиток яких розглядається в даній роботі. Крім того, слід виконувати перевірку вимикачів по відносному вмісту аперіодичної складової та розрахунки характеристик перехідної відновленої напруги, що передбачено документом «Временные указания по учету токов КЗ при разработке схем развития энергосистем».

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Рівень струмів КЗ електростанцій та підстанцій не повинен, як правило, перевищувати:

- на шинах 110 кВ - 40 кА - у розподільних електричних мережах;
- на шинах 110 кВ – 50 кА на підстанціях магістральних електричних мереж 220 – 330 кВ;
- для ВРУ 330 кВ електростанцій та ПС 750 кВ – 50 кА.

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## ВИСНОВКИ

За вихідними даними про навантаження споживачів виконаний в таблиці 1 розрахунок балансу потужності, визначена загальна реактивна потужність, що підлягає компенсації, виконана розстановка компенсуючих пристроїв на підстанціях споживачів.

Використовуючи географічне розташування джерела живлення і споживачів, а також склад навантажень за категоріями надійності електропостачання, за методикою [1] складені 11 варіантів конфігурації з аналізом кожного варіанту: три варіанти в групі радіально-магістральних резервованих схем з дволанцюговими лініями і двохтрансформаторними підстанціями, сім варіантів в групі комбінованих схем і один варіант кільцевої мережі. У першій групі конкурентоспроможним варіантом визнаний варіант 1, а в другій - варіант 10.

Виконано попередні електричні розрахунки варіантів 1, 10 і 11 (кільцевої мережі), включаючи розрахунок поточкорозподілу і вибір номінальної напруги, вибір оптимальних перерізів дротів ліній електропередачі за методом економічних інтервалів, номограми яких побудовані на рис. 3.2 і 3.4. Вибрані дроти перевірені з технічних обмежень: довго допустимому струму і за умовою втрат енергії на коронний розряд. Визначено параметри схем заміщення ліній - їх активні і індуктивні опори, а також параметри нормального режиму ліній - втрати активної потужності і втрати напруги до вузлових точок і кінцевих споживачів. Визначено найбільші втрати напруги в післяаварійних режимах і перевірена достатність загального регульовального діапазону мережі. У варіанті 1 номінальну напругу мережі  $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ .

У варіанті 11 кільцева мережа має  $U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$  і виконується одноланцюговими лініями з проводами АС240 / 32. Загальні втрати активної потужності в цьому варіанті складають  $\Delta P_{\Sigma} = 0,83 \text{ МВт}$ , що в 2,6 рази менше в порівнянні з варіантом 1. Зниження втрат потужності досягається за рахунок

					ДБ 141.1610.10-000 ПЗ	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

підвищення номінальної напруги і перерізів дротів.

Комбінована мережа за спрощеним варіантом 10 являє собою скорочене кільце, до вузла 4 якого приєднана двухцепна лінія 4-2. Вона має  $U_{\text{ном}} = 220$  кВ, дроти марки АС240 / 32,  $\Delta P_{\Sigma} = 0,87$  МВт і має достатній регулювальним діапазоном.

У розділі 4 обрані трансформатори і схеми ВРП на стороні ВН підстанцій. Так як всі підстанції мають споживачів I або II категорії за необхідним ступенем надійності електропостачання, то вони виконуються двохтрансформаторними і з вимикачами в колах трансформаторів, а не з віддільниками і короткозамикачами. Номінальні потужності трансформаторів обрані за умовами роботи в нормальному і після аварійному режимах з урахуванням їх допустимого перевантаження на 40% понад номінальної потужності. Схеми ВРП на стороні вищої напруги підстанцій прийняті в залежності від типів схеми електропостачання та підстанцій і наведені в додатку 1.

У розділі 6 виконаний уточнений розрахунок електричних режимів радіально-магістральної мережі з додатковим (в порівнянні з попереднім розрахунком) урахуванням зарядної потужності ПЛ 110 кВ, втрат потужності і напруги в трансформаторах 110/10 кВ. Загальні втрати активної потужності  $\Delta P_{\Sigma} = 2,256$  МВт. Визначено також напруги на шинах 110 кВ підстанцій в нормальному і після аварійному режимах.

## 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.