

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО

Директор ІНУ енергетики,
автоматики і енергозбереження

Каплун В.В.

(підпис)

«___» _____ 2022 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

В.о. завідувача кафедри
електропостачання

ім. проф. В.М. Синькова

Гай О.В./

(підпис)

«___» _____ 2022 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Дослідження режимів роботи електричної мережі в зоні трансформаторної підстанції 110/10 кВ ДТЕК Київській регіональній електромережі»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Спеціалізація _____ виробнича

(назва)

Магістерська програма _____ електричні мережі і системи

(назва)

Програма підготовки _____ освітньо-професійна

(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Виконав _____

(підпис)

(ПІБ)

Паладиця Р.М.

Керівник магістерської роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Нормоконтроль

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Гай О.В.

(ПІБ)

Консультанти

Охорона праці, к.т.н., доцент

(розділ) (науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Омельчук А.О.

(ПІБ)

Економічний розрахунок, к.т.н., доцент

(розділ) (науковий ступінь та вчене звання)

(підпис)

Волошин С.М.

(ПІБ)

Київ – 2022

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о. завідувача кафедри
електропостачання ім. проф. В.М.Синькова
к.т.н., доцент Гай О.В.
(прізвище, звання) (підпис) (ПІБ)
« » 2022 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ
Падалиці Роману Миколайовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)

Спеціалізація виробнича
(назва)

Магістерська програма електричні мережі і системи
(назва)

Програма підготовки освітньо-професійна
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)

Тема магістерської роботи «Дослідження режимів роботи електричної мережі в зоні трансформаторної підстанції 110/10 кВ ДТЕК Київські регіональні електромережі»

затверджена наказом ректора НУБіП України від 08.12.2021 р. № 2066 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 22.11.05
(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: характеристика і схема електричної мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ, графіки електричного навантаження.

Перелік питань, що підлягають дослідженню:

1. Аналіз параметрів та режимів роботи електричної мережі.
2. Аналіз режимів роботи електрообладнання підстанції.
3. Модернізація системи захисту підстанції.
4. Підвищення економічності електричної мережі 10 кВ підстанції.
5. Заходи щодо безпечної експлуатації підстанції

Перелік графічного матеріалу: презентація з 15 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання «08» грудня 2021 р.

Керівник магістерської роботи Омельчук А.О.
(підпис) (ПІБ)
Завдання прийняв до виконання Падалиця Р.М.
(підпис) (ПІБ)

РЕФЕРАТ

НУБІП України

На основі результатів аналізу параметрів та режимів роботи електричних мереж в районі підстанції 110/10 кВ та параметрів режиму її роботи виконані дослідження щодо підвищення економічності роботи електричної мережі: для

НУБІП України

цього обґрунтовано місця встановлення та параметри засобів компенсації реактивної потужності за допомогою регульованої конденсаторної установки. Досліджено вплив компенсації реактивної потужності на втрати електроенергії в мережі підстанції.. Для забезпечення пропускної спроможності електричної

НУБІП України

мережі підстанції та надійної їх роботи обґрунтована модернізація релейного захисту присіднань 10 кВ. Проаналізовано стан безпечної експлуатації електрообладнання мережі підстанції та розроблені заходи щодо його покращення.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ПАРАМЕТРІВ ТА РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	8
1.1. Характеристика параметрів електричної мережі підстанції.....	8
1.2. Аналіз схеми розподільчих пристроїв підстанції.....	13
РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	16
2.1. Параметри перехідного процесу в електричній мережі підстанції.....	16
2.2. Аналіз відповідності параметрів електрообладнання підстанції режимам його роботи.....	20
РОЗДІЛ 3 МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІЇ.....	27
3.1. Модернізація системи вимірювальних каналів підстанції.....	27
3.2. Розрахунок параметрів захисту силових трансформаторів.....	33
3.2.1. Загальні положення щодо захисту на підстанції.....	33
3.2.2. Вибір уставок диференційного захисту трансформатора.....	37
3.2.3. Вибір уставок максимального струмового захисту секційного вимикача і трансформатора.....	39
3.2.4. Вибір уставок захисту вводів 10 кВ на пристрої МРЗС-05.....	46
РОЗДІЛ 4 ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ 10 КВ ПІДСТАНЦІЇ.....	
4.1. Актуальність питання.....	
4.2. Алгоритм розв'язання задач.....	
4.3. Очікувана економічна ефективність.....	
4.4. Технічні аспекти компенсації реактивної потужності.....	
РОЗДІЛ 5 ЗАХОДИ ЩОДО БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	
5.1. Облаштування блискавкозахисту.....	
5.2. Дослідження заземлюючого пристрою підстанції 110 кВ.....	
5.3. Оптимізація параметру (ваги) штучного заземлювача.....	

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

НУБІЛ ПІДКРАЇНИ

ВСТУП

НУБІП України

Зміна режимів роботи електричної мережі та незадовільний технічний стан

вимагають визначити заходи щодо реконструкції, котра повинна підвищити надійність електропостачання, збільшити термін служби елементів мережі, покращити якість електроенергії у споживачів та економічність роботи самої мережі.

НУБІП України

З метою адаптації електричної системи до зростаючих електричних навантажень та існуючих умов енергетичної війни зі сторони Росії ведуться

НУБІП України

роботи щодо збільшення генеруючих потужностей, особливо в періоди максимальних навантажень. Зокрема, енергогенеруюча компанія "Укргідроенерго" планує в кінці поточного 2022 року розпочати будівництво

НУБІП України

третьої черги у складі 5-7 гідроагрегатів (972 МВт) Дністровської гідроакмулюючої електростанції, що дозволить ще краще балансувати енергосистему. Вже побудовані дві черги станції, загальною потужністю 1296 МВт в генераторному режимі.

Окрім того ведуться пошуки інвесторів для будівництва Канівської ГАЕС потужністю 1000 МВт та Каховської ГЕС-2, загальна потужність якої складатиме

НУБІП України

280 МВт. Разом з тим компанія «Укргідроенерго» розпочинає реалізацію пілотного проєкту з виробництва "зеленого" водню в Україні. Проєкт з електролізного виробництва водню, потужністю 1 МВт, буде реалізовано з

німецькою компанією MAN Energy Solutions на Дніпровській ГЕС за власні кошти, і очікується завершення його вже у першому півріччі 2023 року.

НУБІП України

Важливим фактором для роботи електричних мереж є зниження трудомісткості та підвищення рентабельності і безпеки експлуатації мереж.

Надійність та ефективність роботи сучасних електричних мереж суттєво залежить від удосконалення системи їх обслуговування, що в свою чергу

НУБІП України

визначається рівнем автоматизації і релейного захисту, технологічної керованості, впровадженням сучасних систем контролю електроенергії.

Актуальність теми магістерської роботи обумовлена низькою

економічністю роботи електричної мережі в зоні трансформаторної підстанції та недостатньою її пропускну здатністю, що негативно відображається на ефективності системи електропостачання району при динаміці електричного навантаження.

Метою магістерської роботи є обґрунтування заходів щодо підвищення економічності роботи електричної мережі, забезпечення пропускну спроможності мережі 10 кВ підстанції.

Предмет магістерської роботи є організаційно-технічні заходи щодо підвищення ефективності електричної мережі трансформаторної підстанції 110/10 кВ.

Об'єктом магістерської роботи є процеси перетворення і розподілу електроенергії в електричній мережі 10 кВ.

В період проходження практики я проаналізував параметри та режими роботи електричної мережі трансформаторної підстанції, вивчив можливі організаційно-технічні заходи щодо підвищення її ефективності роботи. Такими заходами є оптимізація режимів роботи двохтрансформаторної підстанції, компенсація реактивної потужності в електричній мережі підстанції.

Проаналізовані відомі організаційно-технічні заходи щодо підвищення ефективності роботи трансформаторної підстанції, зокрема, місця встановлення та параметри засобів компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ районної підстанції та в мережі 10 кВ.

Для виконання магістерської роботи використано:

- схеми електричної мережі в районі трансформаторної підстанції;
- графіки навантаження відхідних ліній 10 і 35 кВ підстанції;
- характеристика споживачів електроенергії в зоні трансформаторної підстанції;
- характеристика кліматичних умов району.

Досліджувана трансформаторна підстанція 110/10 кВ «Роток» розташована на східній околиці м. Біла Церква.

ліній від підстанції відходять додаткові радіальні і транзитні лінії

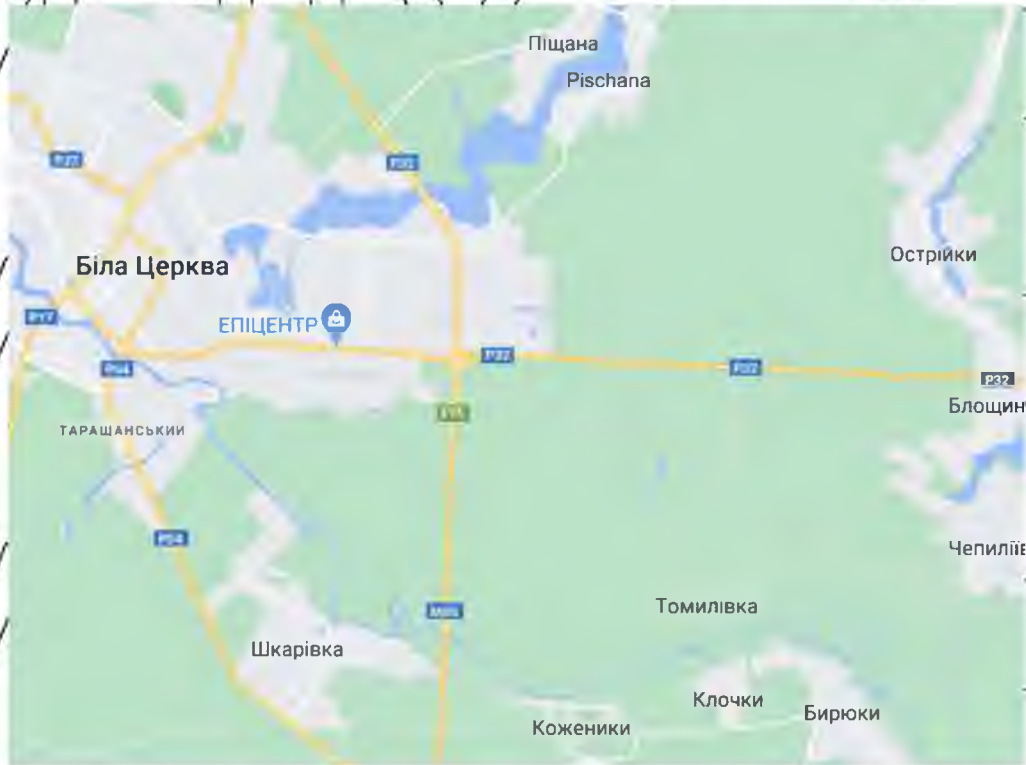


Рис. 1.3. Карта розміщення населених пунктів в районі підстанції 110/10 кВ

«Рогок».

Згідно добових графіків активної та реактивної потужності $P(\%)=f(t)$ і

$Q(\%)=f(t)$ (рис.1.4) отримані добовий графік повної потужності в і.о. і річний

графік повної потужності за тривалістю в і.о. (рис.1.5). Максимальне значення

повної та реактивної потужності визначаються за формулами:

$$S_{MAX} = \frac{P_{MAX}}{\cos(\varphi)_{MAX}}$$

$$S_{MAX} = \frac{26,1}{0,89} = 29,33 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

$$Q_{MAX} = \sqrt{S_{MAX}^2 - P_{MAX}^2}$$

$$Q_{MAX} = \sqrt{29,33^2 - 26,1^2} = 13,38 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Значення величин P_{MAX} і Q_{MAX} приймаються за 100% навантаження графіка

Сумарна повна потужність визначається за сумарним графіком підстанції.

розрахунок якого наведений в табл. 1.1. Значення повної потужності для кожного ступеню графіка навантаження визначається за формулою:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}$$

$$S_1 = S_5 = \sqrt{23,49^2 + 12,711^2} = 26,70 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

$$S_2 = S_4 = S_{\max} = 29,33 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

$$S_3 = \sqrt{12,711^2 + 24,79^2} = 27,85 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

У відповідності до графіку тривалістю t_i визначається активна енергія:

$$W_i = P_i \cdot t_i$$

$$W_1 = P_1 \cdot t_1 = 23,49 \cdot 8 = 187,92 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

$$W_2 = P_2 \cdot t_2 = 26,1 \cdot 3 = 78,3 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

$$W_3 = P_3 \cdot t_3 = 24,79 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

$$W_4 = P_4 \cdot t_4 = 26,1 \cdot 5 = 130,5 \text{ МВт}\cdot\text{год},$$

$$W_5 = P_5 \cdot t_5 = 164,43 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

Добове споживання енергії споживачем

$$W_{\text{ДОБ}} = \sum_0^{24} W_i = 187,92 + 78,3 + 24,79 + 130,5 + 164,43 = 589,94 \text{ МВт}\cdot\text{год}.$$

Згідно табл. (1.1) визначаються:

1. Середнє навантаження

$$S_{\text{сер}} = 365 \left(\sum_0^{24} S_i \cdot t_i \right) / 8760 = 365 (26,7 \cdot 8 + 29,33 \cdot 3 + 27,85 \cdot 1 + \\ + 29,33 \cdot 5 + 23,49 \cdot 7) / 8760 = 26,69 \text{ МВ}\cdot\text{А}$$

2. Час використання максимального активного навантаження:

$$T_{\text{max}} = 365 \cdot W_{\text{ДОБ}} / P_{\text{max}} = 365 \cdot 589,94 / 26,1 = 8194 \text{ год}.$$

3. Коефіцієнт заповнення річного графіка навантаження:

$$K_3 = S_{\text{сер}} / S_{\text{MAX}} = 26,69 / 29,33 = 0,91$$

За умов надійності на підстанції встановлено два силових трансформатори оскільки живляться споживачі I, II категорій надійності електропостачання.

Таблиця 1.1

Характеристика навантаження підстанції

N ступені	Години	Тривалість ступені t,г	P					
			%	МВт	%	Мвар	МВ·А	МВт·год
1	0-8	8	90	23,49	95	12,711	26,7	187,92
2	8-11	3	100	26,1	100	13,38	29,33	78,3
3	11-12	1	95	24,79	95	12,711	27,85	24,79
4	12-17	5	100	26,1	100	13,38	29,33	130,5
5	17-24	7	90	23,49	95	12,711	26,7	164,43

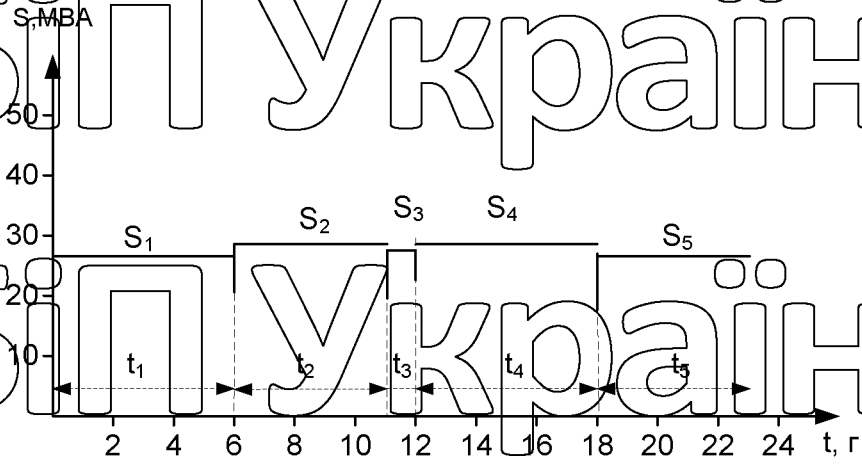


Рис. 1.4. Добовий графік навантаження підстанції.

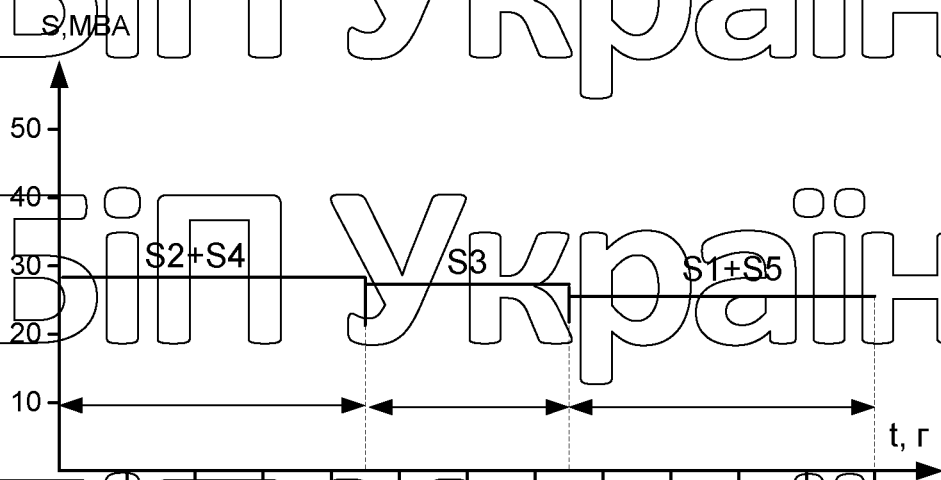


Рис. 1.5. Річний графік навантаження підстанції за тривалістю.

Потужність кожного з трансформаторів вибрана такою, що при відключенні одного з них, інший забезпечував живлення навантаження підстанції. Розрахункова потужність при встановленні двох трансформаторів визначається з умови:

$$S_{\text{розрах}} = (0.65 - 0.7) \cdot S_{\text{max}}$$

$$S_{\text{розрах}} = 0.7 \cdot 29,33 = 20,531 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

На підстанції встановлено трансформатори типу 2хТРДН-25000/110 з $S_{\text{ном.тр}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ кожен, з пристроями РПН.

Трансформатори перевірено на перевантажувальну здатність в аварійному режимі:

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} = 29,33 / 25 = 1.173$$

Значення коефіцієнта перенавантаження визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{ном.тр}}} \sqrt{\frac{(S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_6^2 \cdot t_6)}{t_1 + t_2 + t_3 + t_6}}$$

$$K_1 = 0$$

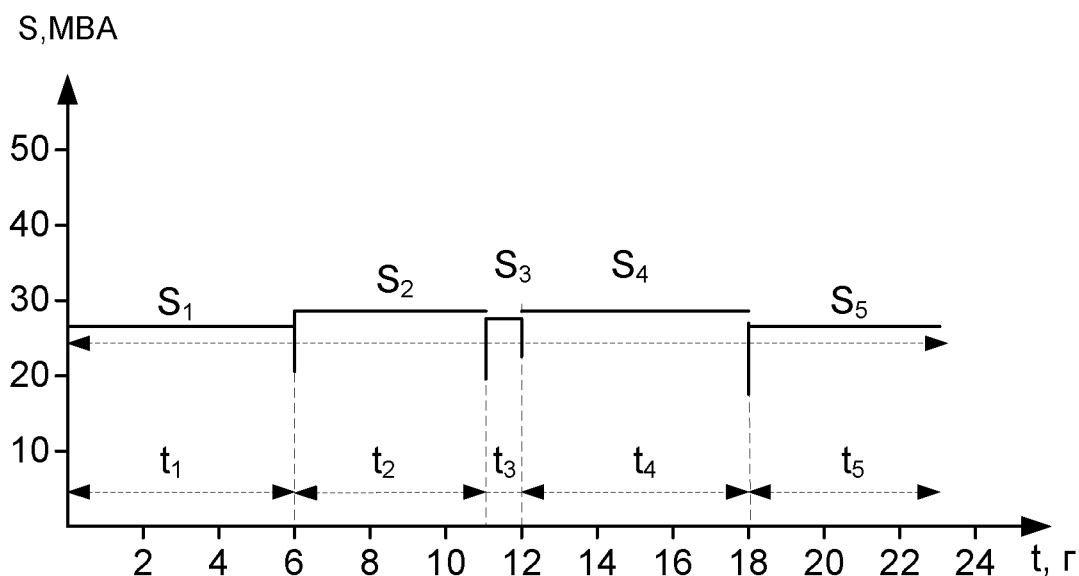


Рис.1.6. Перетворений добовий графік навантаження.

Значення коефіцієнта перенавантаження визначено згідно формули:

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{ном.тр}}} \sqrt{\frac{S_4^2 \cdot h'_1 + S_5^2 \cdot h'_1}{h'_1 + h'_2}}$$

$$K'_2 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{26,7^2 \cdot 8 + 29,33^2 \cdot 3 + 27,85^2 \cdot 1 + 29,33^2 \cdot 5 + 26,7^2 \cdot 7}{24}} = 1.221$$

Оскільки $K_2 > 0.9 \cdot K_{\text{max}} = 0.9 \cdot 1.173 = 1.055$, то $K_2 = K'_2$ и $h = h' = 11$ г.

Згідно [1] перевірено силові трансформатори на допустиме аварійне перенавантаження: при значенні початкового навантаження $K_1 = 0$, тривалості перенавантаження протягом доби $h = 24$ год, дутцевому охолодженні та температурі охолодження $+20^\circ\text{C}$

$$K_{\text{доп}} = 1.4 > K_2 \leq 1.143.$$

що задовольняє умови можливостей перенавантаження.

1.2. Аналіз схеми розподільчих пристроїв підстанції

На підстанції напругою 110 кВ застосована схема ВРП 110 кВ «одна робоча, секціонована вимикачем та обхідна системи шин» (рис. 1.7).

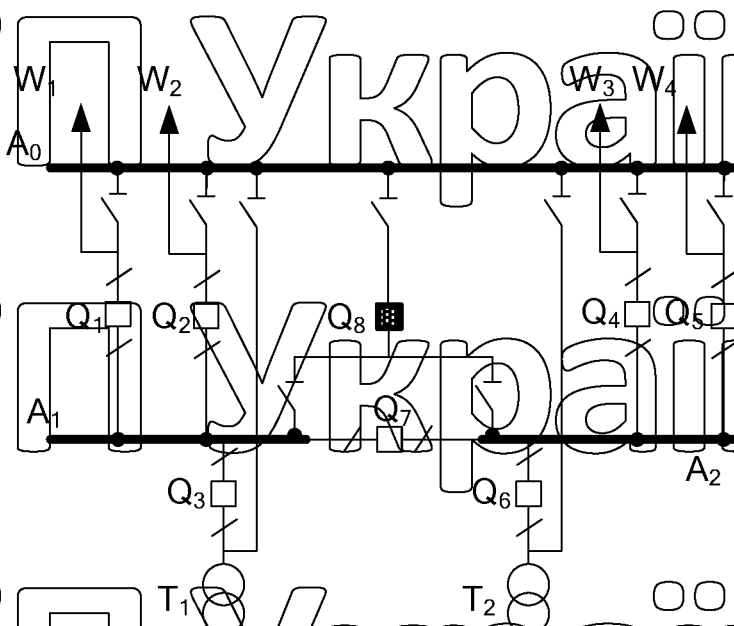


Рис.1.7. Одна робоча, секціонована вимикачем та обхідна системи шин.

Аналіз режимів роботи схеми ВРП 110 кВ

Елемент (НТ, що ремонтується)	Нормальний режим	Елемент, що ремонтується									
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q7	Q5	Q6	A1	A2	
Q1	W ₁ :0.5 W ₂ :0.5 T ₁ :0.5		W ₁ :T _П	W ₁ :T _П	W ₁ :T _П	-	W ₁ :T _П	W ₁ :T _П		W ₁ :T _П W ₃ :T _П W ₄ :T _П	
Q2	W ₁ :0.5 W ₂ :0.5 T ₁ :0.5	W ₂ :T _П		W ₂ :T _П	W ₂ :T _П		W ₂ :T _П	W ₂ :T _П		W ₂ :T _П W ₃ :T _П W ₄ :T _П T ₂ :0.5	
Q3	W ₁ :0.5 W ₂ :0.5 T ₁ :0.5	T ₁ :T _П	T ₁ :T _П		T ₁ :T _П	-	T ₁ :T _П	T ₁ :T _П		T ₁ :T _П W ₃ :T _П W ₄ :T _П T ₂ :0.5	
Q4	W ₃ :0.5 W ₄ :0.5 T ₂ :0.5	W ₃ :T _П	W ₃ :T _П	W ₃ :T _П		W ₃ :T _П	W ₃ :T _П	W ₃ :T _П W ₁ :T _П W ₂ :T _П T ₁ :0.5			
Q7	ППП:0.5										
Q5	W ₃ :0.5 W ₄ :0.5 T ₂ :0.5	W ₄ :T _П	W ₄ :T _П	W ₄ :T _П	W ₄ :T _П	-	W ₄ :T _П	W ₄ :T _П W ₁ :T _П W ₂ :T _П T ₁ :0.5 T ₂ :T _П			
Q6	W ₃ :0.5 W ₄ :0.5 T ₂ :0.5	T ₂ :T _П	T ₂ :T _П	T ₂ :T _П	T ₂ :T _П	-	T ₂ :T _П	W ₁ :T _П W ₂ :T _П T ₁ :0.5			
A1	W ₁ :T _П W ₂ :T _П T ₁ :0.5				T ₁ :T _П	-	T ₁ :T _П	T ₁ :T _П		ППП: T _П	
A2	W ₃ :T _П W ₄ :T _П T ₂ :0.5	T ₃ :T _П	T ₂ :T _П	T ₂ :T _П		-		ППП: T _П			

Досліджуючи надійність роботи ВРП-110 кВ було встановлено, що

відключення підстанції на 0,5 год було 6 разів, а відключення на 1 год -2 рази.

На стороні 10 кВ приймемо для розрахунку схему розподільного пристрою виду «дві одинарні, секціоновані вимикачами, системи шин».

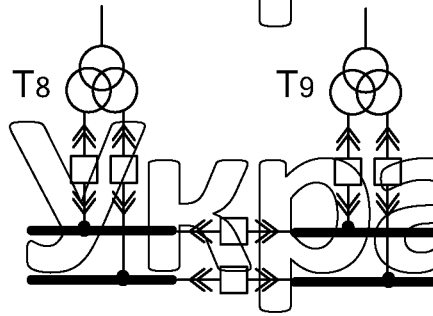


Рис.1.8. Дві одинарні, секціоновані вимикачами, системи шин.

РОЗДІЛ 2

АНАЛІЗ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

НУБІП України

2.1. Параметри перехідного процесу в електричній мережі підстанції

НУБІП України

На досліджуваній ПС-110/10,5кВ визначені початкове значення періодичної складової струму короткого замикання (к.з.) $I_{кз}$: на шинах 10,5кВ – трифазного к.з.; на шинах 110кВ – трифазного та однофазного к.з.

НУБІП України

Чим більша одинична потужність трансформаторів підстанції, тим більше струм к.з. на стороні 10 кВ, що в основному не дозволяє вибрати економічні вимикачі та комплексні розподільчі пристрої. Це викликає необхідність підвищувати переріз ліній без спеціальних заходів щодо обмеження струмів к.з.

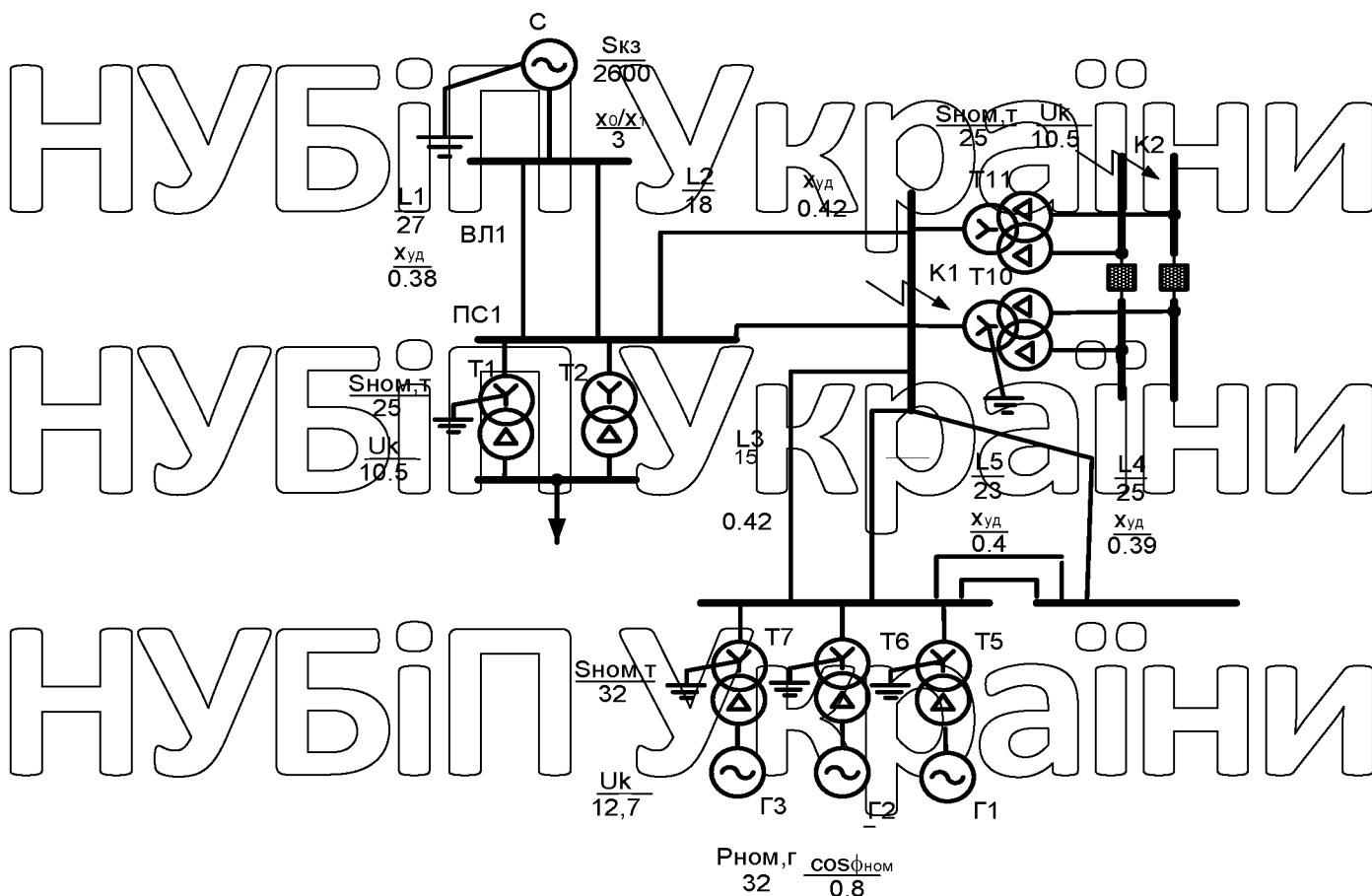


Рис.2.1 Розрахункова схема мережі.

НУБІП України

Для обмеження струмів к.з. на стороні 10 кВ прийнято роздільну роботу трансформаторів, а трансформатори 25 МВ·А та більше виготовляються з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Застосування цих заходів дозволяє понизити струми к.з. до необхідної величини без використання струмообмежувальних реакторів.

Таблиця 2.1

Характеристика електричної системи

Система: $S_{кз},$ МВ·А; x_0/x_1	Лінії: довжина, км, $x_{лит},$ Ом/км					Генератори МВт	Трансформатори МВА			
	ПЛ1	ПЛ2	ПЛ3	ПЛ4	ПЛ5	Г-1,2,3	Т-1,2	Т-3,4	Т-5,6,7	Т-8,9
2600, 3	27; 0,38	18; 0,42	15; 0,42	25; 0,39	23; 0,4	25	32	25	25	2600, 3

Приймаємо базову потужність $S_б=1000$ МВА та базові напруги відповідно зі шкалою середніх напруг: $U_{сер.вн}=115$ кВ; $U_{сер.нн}=10,5$ кВ.

Опори потрібно перевести у відносні одиниці, віднесені до базових умов.

Опір системи

$$X_{сб} = S_б / S_{кз} = 1000 / 2600 = 0,385 \text{ в.о.}$$

Для трансформаторів T_{10} та T_{11} типу ТРДН- 25000/110 згідно [4] $U_k=10,5\%$.

Опір трансформатора T_{10} не враховуючи розщеплення.

$$X_{Тб} = \frac{U_k \% \cdot S_б}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4,2 \text{ в.о.}$$

Для трансформатора з розщепленою обмоткою НН $K_p = 3,5$.

Опір обмоток:

$$X_{Т.вб} = 0,125 \cdot X_{Т.б} = 0,125 \cdot 4,2 = 0,525 \text{ в.о.};$$

$$X_{Т.нб} = 1,75 \cdot X_{Т.б} = 1,75 \cdot 4,2 = 7,35 \text{ в.о.}$$

Опір ліній:

$$X_{л1б} = X_{лит.л1} \cdot \frac{S_б}{U_{сер.вн}^2} \cdot L_{л1} = 0,38 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 27 = 0,776 \text{ в.о.};$$

$$X_{л26} = X_{пит.л2} \frac{S_6}{U_{сер.вн}^2} \cdot L_{л2} = 0.4 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 18 = 0.572 \text{ в.о.};$$

$$X_{л36} = X_{пит.л3} \frac{S_6}{U_{сер.вн}^2} \cdot L_{л3} = 0.42 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 15 = 0.476 \text{ в.о.};$$

$$X_{л46} = X_{пит.л4} \frac{S_6}{U_{сер.вн}^2} \cdot L_{л4} = 0.39 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 25 = 0.737 \text{ в.о.};$$

$$X_{л56} = X_{пит.л5} \frac{S_6}{U_{сер.вн}^2} \cdot L_{л5} = 0.4 \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 23 = 0.696 \text{ в.о.}$$

Значення $U_{к\%}$ для трансформаторів $T_1 - T_9$ знаходимо згідно [4]

Опір трансформаторів:

- для T_1, T_2, T_3 (тип ТРДН - 32000/110)

$$X_{т61,2,3} = \frac{U_{к\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном.т1,2}} = \frac{12.7 \cdot 1000}{100 \cdot 32} = 3.96 \text{ в.о.}$$

- для $T_{4,5,6,7}$ (тип ТРДН - 25000/110)

$$X_{т64,5,6,7} = \frac{U_{к\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном.т3,4}} = \frac{10.5 \cdot 1000}{100 \cdot 25} = 4.2 \text{ в.о.}$$

Згідно [4] визначаємо параметри турбогенераторів ТВС – 25У3:

$$X_d'' = 0.190; \cos \varphi = 0.8.$$

Так як $P_{ном.ген} = 25 \text{ МВт}$, то згідно [2], значення $E_T = 1.08$

Розраховані опори генераторів:

$$X_{г1,2,36} = X_d'' \frac{S_6 \cdot \cos \varphi_{ном.г}}{P_{ном.г}} = 0.190 \cdot \frac{10000 \cdot 0.8}{25} = 3.825 \text{ в.о.}$$

Розраховані базові струми при КЗ в точці К1:

НУБІП УКРАЇНИ

в точці К2:

$$I_{6K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.сер.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА,}$$

$$I_{6K2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.сер.}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55,05 \text{ кА.}$$

НУБІП УКРАЇНИ

Розрахунки для перетворення схеми заміщення:

$$X_1 = X_{сб} + \frac{X_{л16}}{2} = 0,476 + \frac{0,776}{2} = 0,864 \text{ в.о.}$$

НУБІП УКРАЇНИ

$$X_2 = \frac{X_{л36}}{2} = \frac{0,476}{2} = 0,238 \text{ в.о.}$$

$$X_3 = \frac{X_{Г1,2,3Б} + X_{Т5,6,7Б}}{3} + \frac{X_{л26}}{2} = \frac{3,825 + 2,625}{3} + \frac{0,572}{2} = 2,436 \text{ в.о.}$$

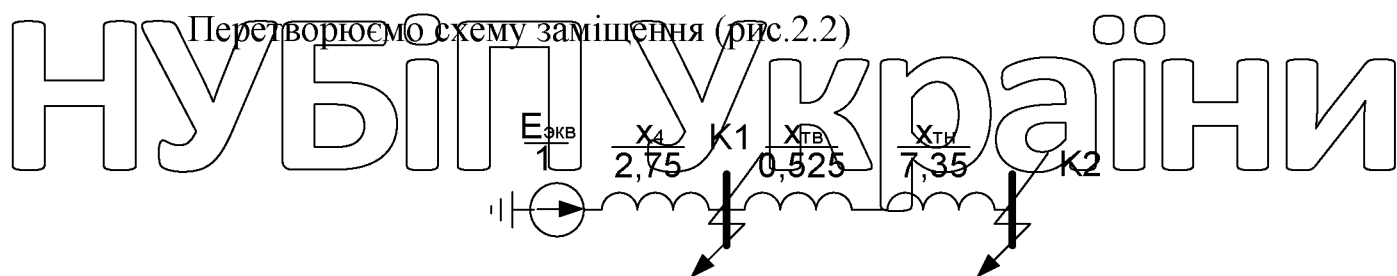


Рис.2.2. Схема заміщення після другого кроку перетворення.

НУБІП УКРАЇНИ

Струм трифазного КЗ в точці К1:

$$I_{\text{поК1}}^{(3)} = \frac{1}{2,75} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,81 \text{ кА ;}$$

НУБІП УКРАЇНИ

в точці К2:

$$I_{\text{поК2}}^{(3)} = \frac{1}{8,10} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,72 \text{ кА.}$$

НУБІП УКРАЇНИ

2.2. Аналіз відповідності параметрів електрообладнання підстанції режимам його роботи

У ВРП 110 кВ підстанції застосовуються електричні вимикачі типу ВГТ-110 – 40/2000У, на стороні НН вибрано вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL-10-31,5/3150У3.

Таблиця 2.2
Перевірка вимикачів на стороні ВН (Q₄)

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{\text{мережі}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах.}} = 382,7 \text{ А}$ $i_y = 37,6 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	За умовами тривалого режиму
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_a}} \right) = 25,6$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{о.ном}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{0.045}} \right) = 56,75$	За динамічною стійкістю
$B_k = 41,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.м}}^2 \cdot t_m = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За комутаційною здатністю, амплітудою повного струму відключення
$i_y = 37,6 \text{ кА}$ $I_{\text{н0}} = 14,77 \text{ кА}$	$I_{\text{с.ном}} = 100 \text{ кА}$ $I_{\text{в.ном}} = 40 \text{ кА}$	За термічною стійкістю За струмом вмикання


Таблиця 2.3
Перевірка ввідного вимикача (Q₄)

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{мережі}} = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах.}} = 2090 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	За умовами тривалого режиму
$\sqrt{2} \cdot I_{\text{н0}} \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_a}} \right) = 32,77 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{о.ном}} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{0.045}} \right) = 57,1 \text{ кА}$	За комутаційними властивостями
$i_y = 46,05 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	За динамічною стійкістю
$B_k = 630,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{пр.м}}^2 \cdot t_m = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю
$i_y = 46,05 \text{ кА}$ $I_{\text{н0}} = 17,6 \text{ кА}$	$i_{\text{в.ном}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{с.ном}} = 31,5 \text{ кА}$	За струмом вмикання

Таблиця 2.4

Розподільчий пристрій 10 кВ побудовано на базі шаф серії К-59, котрі розраховані на номінальний струм відключення вимикачів 3150 А згідно [3].

Параметри та місце встановлення вимикачів

Позначення	Вимикач або струмоведуча частина	Варіант завдання 
Q1 та I	Вимикач та ошиновка на стороні НН	$I^{(3)}_{о.к2} = \frac{1}{8,10} \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6,72 \frac{кВ}{2} \cdot I_{т.ном} = \frac{1,21}{2} \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,09 кА$
Q2	Секційний вимикач шин 6-10 кВ	$0,6 \cdot \frac{K_2}{2} \cdot I_{т.ном} = 0,6 \cdot \frac{1,21}{2} \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,26 кА$
Q3	Вимикач на лініях споживачів 6-10 кВ	$I_{трив.розр.} = \frac{P_{макс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.лн} \cdot \cos \phi_{макс}} = \frac{7,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,87} = 455,1 А$
Q4	Вимикач на стороні ВН	$K_2 \cdot I_{т.ном} = 1,21 \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 382,7 А$
Ц	Збірні шини НН	$0,75 \cdot \frac{K_2}{2} \cdot I_{т.ном} = 0,75 \cdot \frac{1,21}{2} \cdot \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,57 кА$
III	Збірні шини ВН	$I_{трив.розр.ПІЛ} = 382,7 А$

де B_k – тепловий імпульс для розглядуваного кола;

$T_{відкл}$ – повний час відключення струму КЗ;

$t_{р.з}$ – час дії релейного захисту кола з даним вимикачем;

$t_{0.В}$ – повний час відключення вимикача;

$t_{0.С}$ – власний час відключення вимикача;

$I_{0.НОМ}$ – номінальний струм відключення вимикача;

$I_{В.НОМ}$ – діюче значення номінального струму вимикача;

$I_{тер}$, $t_{тер}$ – струм та час термічної стійкості вимикача;

$I_{тр.розр.}$ – максимальний струм ремонтного або післяаварійного режиму.

Таблиця 2.5

Перевірка секційного вимикача (Q_2)

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{мережі} = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{прив.розрах.} = 1,26 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_d}}\right) =$ $= 37,73 \text{ кА}$ $i_y = 46,05 \text{ кА}$ $B_k = 529,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $I_{n0} = 17,6 \text{ кА}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1600 \text{ А}$ $\sqrt{2} \cdot I_{0.НОМ} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{0,045}}\right) =$ $= 39,98 \text{ кА}$ $i_{дин} = 52 \text{ кА}$ $I_{пр.м}^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $i_{в.НОМ} = 52 \text{ кА}$ $I_{в.НОМ} = 20 \text{ кА}$	За умовами тривалого режиму За комутаційними властивостями За динамічною стійкістю За термічною стійкістю За динамічною стійкістю
Тип приводу		ЕМ

Таблиця 2.6

Перевірка вимикача відхідної кабельної лінії (Q_3)

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{мережі} = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{прив.розрах.} = 455,1 \text{ А}$ $\sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{T_d}}\right) = 37,73 \text{ кА}$ $i_y = 46,05 \text{ кА}$ $I_{n0} = 17,6 \text{ кА}$ $B_k = 436,76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 630 \text{ А}$ $\sqrt{2} \cdot I_{0.НОМ} \cdot \left(1 + e^{-\frac{\tau}{0,045}}\right) =$ $= 39,98 \text{ кА}$ $i_{в.НОМ} = 52 \text{ кА}$ $I_{в.НОМ} = 20 \text{ кА}$ $I_{пр.м}^2 \cdot t_m = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За умовами тривалого режиму За комутаційними властивостями За динамічною стійкістю За термічною стійкістю

Згідно [3] у ВРП 110 кВ підстанції встановлено роз'єднувач типу РГ-110/1000УХЛ1 з приводом ПРГ-5УХЛ1.

Таблиця 2.7

Перевірка роз'єднувача ПРГ

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умови вибору
$U_{\text{мережі}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах}} = 382,7 \text{ А}$ $i_y = 37,6 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	За умовами тривалого режиму За динамічною стійкістю
$B_K = 41,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю

Для живлення власних потреб використовується два трансформатора із 10/0,4 кВ, потужністю:

$$S_{\text{ном.ТВП}} \geq \frac{0,3 S_{\text{ном}}}{100} = \frac{0,3 \cdot 25000}{100} = 75 \text{ кВА.}$$

Приймаємо ТВП потужністю 100 кВА, для його захисту прийнято запобіжники типу ПКТ101-10-16-31,5У3: $I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$, $I_{\text{ном.відкл}} = 31,5 \text{ кА}$.

Перевірка за комутаційною здатністю

$$I_{\text{ном.відкл}} \geq I_{\text{по}}$$

$$31,5 > 17,6.$$

Перевірка запобіжників ТВП і трансформатора напруги згідно умови:

$$I_{\text{тр.розр.}} = I_{\text{ном.ТВП}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,93} = 6 \text{ А.}$$

Із умови вибору апаратури $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив. розрах}}$

Запобіжник для захисту трансформатора напруги ПКН-001-10У3 задовольняє умовам його роботи [4].

В оперативних колах та колах власних потреб застосовується автоматичний вимикач типу ВА 57-39: $I_{\text{ном}} = 500$; $i_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА}$, та рубильник РЗ6: $I_{\text{ном}} = 630$; $i_y = 40 \text{ кА}$; $B_K = 256 \text{ кДж}$, котрий вибрано згідно умови $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив. розрах}}$.

Перевірка автоматичного вимикача виконуємо згідно умови:

$$I_{\text{тр.розр.}} = I_{\text{ном.ТВП}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,87} = 166 \text{ А.}$$

На стороні ВН тип трансформаторів струму визначається типом вимикача ТС також є на вводах силового трансформатора. Перевірка трансформатора струму на стороні ВН обмежується тільки його підбором без повної перевірки.

На стороні НН при підборі типів ТС потрібно орієнтуватись на те ТС, які є в комірках комплектного розподільного пристрою (КРП). Повна перевірка проводиться для ТС в колі силового трансформатора та в колі ліній 10 кВ.

Згідно [4] для ВРП 110 кВ приймаємо трансформатор струму зовнішньої установки типу ТФЗМ П0Б-І.

Таблиця 2.8

Перевірка ТС в колах відхідних ліній 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова підбору
$U_{\text{мережі}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив.розрах.}} = 382,7 \text{ А}$ $I_y = 37,6 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$ клас точності = 0,5 $I_{\text{дин}} = 62 \text{ кА}$	За умови тривалого режиму За динамічною стійкістю
$B_k = 41,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 12^2 \cdot 3 = 432 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю

Згідно [4] вибрано трансформатор струму вбудований в силовий трансформатор, тип ТВГ 110-І-600/І

Таблиця 2.9

Перевірка ТС на трансформаторі за стороною 110 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова підбору
$U_{\text{мережі}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив.розрах.}} = 382,7 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$ клас точності = 0,5	За умови тривалого режиму
$B_k = 41,45 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю

На стороні НН на виводі силових трансформаторів згідно [4] в кожній фазі встановлено ТС типу ТШЛК-10.

Трансформатори струму перевірено на перевантажувальну здатність, для цього визначались опори приладів.

Таблиця 2.10

Перевірка трансформаторів струму на стороні

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова підбору
$U_{\text{мережі}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах.}} = 2090 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$ Клас точності = 0.5 (при навантаж. 0.8 Ом)	За умови тривалого режиму
$Z_{2\text{розрах}} = 0,69$	$Z_{2\text{ном}} = 0,8$	По навантажувальній здатності
$B_{\text{к}} = 630,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю

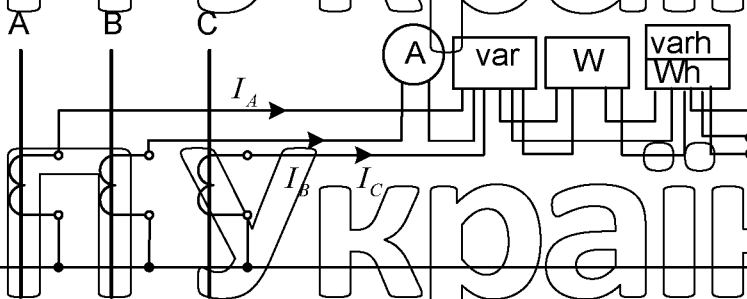


Рис.2.3. Схеми з'єднання трансформаторів струму і приладів в повну зірку.

На секційному вимикачі згідно [4] прийємо ТС ТШЛК-10. На кабельній відхідній лінії прийнято ТС типу ТШЛК-10.

Таблиця 2.11

Перевірка трансформатора струму ТШЛК-10

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова підбору
$U_{\text{мережі}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах.}} = 1260 \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$ клас точності = 0.5	За умови тривалого режиму
$B_{\text{к}} = 529,69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	За термічною стійкістю

Перевірка трансформаторів напруги на стороні ВН.

На стороні ВН приймаємо ТН типу НАМН-110-УХДІ з параметрами [3]: первинна напруга 110000 В, вторинна напруга 100 В, допустима потужність 400

ВА при класі точності 0,5.

Таблиця 2.12

Перевірка трансформатора струму

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова підбору
$U_{\text{мереж}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{трив. розрах.}} = 455, \text{ А}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ клас точності = 0,5	За умови тривалого режиму
$i_y = 46,05 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 74,5 \text{ кА}$	За динамічної стійкостю
$Z_{2\text{розрах}} = 0,284 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	За перевантажувальною здатністю

На секції 10 кВ встановлено ТН типу НАМИТ-10 згідно [3] з первинною напругою 10000 В, вторинною напругою 100 В та допустимою потужністю 200

ВА при класі точності 0,5;

Підрахунок навантаження вторинної обмотки трансформатора напруги виконуємо згідно [6].

Таблиця 2.13

Підрахунок навантаження вторинної обмотки ТН

Назва приладу	Тип	N котушок	Споживана потужність 1 котушки В·А	N приладів	P, Вт	Q, ВА
Вольтметр	Э-350	1	2	1	2	0
Ваттметр	Д-365	2	1,5	1	3	0
Варметр	Д-365	3	2	1	4,0	0
Лічильник електроенергії	Gamma 300 G3B	3	1(1,5)	1	$3 \cdot 7,1 = 21$	$3 \cdot 7,1,1 = 23,5$

Оскільки $S_{\text{обг}} \geq \sum S_{\text{прил}}$ виконується, то на кожній секції не вимагається встановлення додаткових трансформаторів напруги.

РОЗДІЛ 3

МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЗАХИСТУ ПІДСТАНЦІ

НУБІП України

3.1. Модернізація системи вимірювальних каналів підстанції

Технологічна досконалість автоматизованих систем керування трансформаторних підстанцій один з вирішальних чинників ефективного і надійного функціонування електричної мережі. В цьому велике значення належить інформаційному забезпеченні систем керування і захисту, тому зростають вимоги до інформації про стан і режими роботи електричних мереж.

Такими засобами є вимірювальні канали (ВК) електричних величин, що є ланцюгом послідовно сполучених вимірювальних перетворювачів, включаючи датчик - первинний вимірювальний перетворювач – трансформатор струму (ТС) чи напруги (ТН), який безпосередньо сприймає вимірюваний сигнал. ВК струму і напруги, будучи основними засобами отримання і формування єдиної інформаційної бази даних систем керування електричними підстанціями, в значній мірі визначають їх технічний рівень і ефективність функціонування комплексів і систем всіх подальших ієрархічних рівнів керування електричними системами.

Існуюча практика удосконалення ВК систем керування трансформаторними підстанціями сьогодні обмежується включенням у вторинні кола трансформаторів струму і напруги сучасних мікропроцесорних засобів вимірювання. Експлуатаційний персонал і фахівці енергозбуту вважають таке рішення цілком достатнім для підвищення технологічних характеристик ВК і перш за все для підвищення точності комерційного обліку електроенергії.

Але аналіз і оцінка ефективності використання в ВК обліку електроенергії високоточних цифрових засобів вимірювання, а саме лічильників електроенергії класів точності 0,2 і 0,2S, показує, що їх впровадження не супроводжується істотним підвищенням точності вимірювання і обліку електроенергії. В більшості випадків для забезпечення необхідної точності вимірювання

електроенергії доводиться витратити додаткові засоби для заміни існуючих ТС і ТН метрологічно більш досконаліми приладами з одночасною модернізацією їх вторинних кіл. Такий спосіб удосконалення ВК – дорогий і малоефективний – достатньо широко застосовується в Україні, що пояснюється перенасиченням ринку ТС, ТН, лічильниками електроенергії тощо, а також лобіюванням інтересів компаній-виготівників цього устаткування.

Про низьку ефективність такого роду заходів щодо удосконалення ВК свідчать результати виконаних вимірювань втрат напруги у вторинних ланцюгах

ТН, які є одними з складових в результуючій погрішності ВК [2]. Вимірювання

виконані у вторинних колах ТН типу НКФ-110, які встановлені на електричних присіданнях напругою 110 кВ підстанції «Роток» і відкритому розподільному пристрої підстанції. Результати вимірювань, виконаних згідно [3] з

використанням пристрою [4], показали, що фактичні втрати напруги

перевищують допустимі нормовані ПУЕ [5] значення в 3-8 разів! Це означає, що

навіть без урахування впливу інших складових результуючої погрішності ВК – погрішностей вимірювальних трансформаторів, які можуть бути дуже вагомими, можна зробити висновок про те, що застосування дорогих високоточних

лічильників електроенергії в даному випадку не можна вважати цілком

виправданим ні в технічному, ні в економічному плані.

Іншим можливим напрямом удосконалення ВК може бути використання апаратних програмних засобів корекції погрішностей ВК [6]. Досягнення

позитивних результатів в цій роботі сприятиме підвищенню результуючої

точності ВК і дозволить уникнути істотних витрат на заміну ТС і ТН і

модернізацію їх вторинних кіл, проте поки що відсутні як технічна основа, так і нормативно-правове забезпечення таких заходів.

Виходячи з вищевикладеного, ефективним напрямом удосконалення засобів

інформаційного забезпечення систем керування електричними мережами може

стати комплексна реконструкція ВК, заснована на використанні сучасних цифрових технологій обробки інформації і принципово новому підході до побудови ВК і його структури. Ефективною буде така технічна реалізація ВК, яка

забезпечить підвищення точності і достовірності вимірювань з одночасним зменшенням фінансових витрат електроенергетичних компаній для досягнення цього результату.

У основу розробки представлених нижче технічних рішень по комплексній реконструкції ВК покладені наступні принципові положення:

- первинні вимірювальні перетворювачі струму і напруги будуться на базі трансформаторного ефекту;

- виконувана первинними вимірювальними перетворювачами функція гальванічного розділення первинного і вторинного кіл повинна бути виключена,

вони повинні здійснювати лише функцію масштабованого перетворення вимірюваних сигналів;

- цифрові засоби вимірювання в складі ВК повинні правильно функціонувати із заданими технічними характеристиками в умовах впливу на їх корпуси зовнішнього електричного поля значної напруженості величиною не менше 30 кВ/м.

Особливості запропонованої реконструкції ВК наступні [7]:

- джерелом інформації про струм контрольованого електричного приєднання є ТС, що не має високовольної ізоляції і що знаходиться під високим потенціалом;

- джерелом напруги і потужності, необхідних для цифрової апаратури нижнього ієрархічного рівня керування, є верхній ступінь високовольного емнісного дільника напруги і підключений до неї ТН, який не має високовольної ізоляції і знаходиться під високим потенціалом;

- процедура перетворення вимірюваних аналогових сигналів (струм, напруга) в цифрову форму реалізується в умовах розміщення корпусів цифрових засобів вимірювання (нижній ієрархічний рівень керування) під потенціалом високовольної мережі;

- передача інформації у вигляді цифрових кодів від засобів вимірювання нижнього ієрархічного рівня на верхній рівень здійснюється за допомогою гальванічно розв'язаного інформаційного каналу, оскільки, як відомо, корпуси

апаратних засобів верхнього рівня керування розташовуються під потенціалом землі.

На рис.3.1 показана компоновка устаткування і структура ВК, що складається з трьох однакових вимірювальних комплектів, кожен з яких змонтований на дроті однієї з фаз високовольтної мережі і сполучений з високовольтним ємнісним дільником напруги цієї ж фази. Вископотенційний затиск останнього сполучений з відповідним фазним дротом в безпосередній близькості до іншого устаткування вимірювального комплекту.

Кожен фазний вимірювальний комплект складається з вимірювальних перетворювачів струму і напруги з низьковольтною ізоляцією, цифрового засобу вимірювання електричних величин, блоку живлення і блоку зв'язку гальванічно розв'язаного інформаційного каналу.

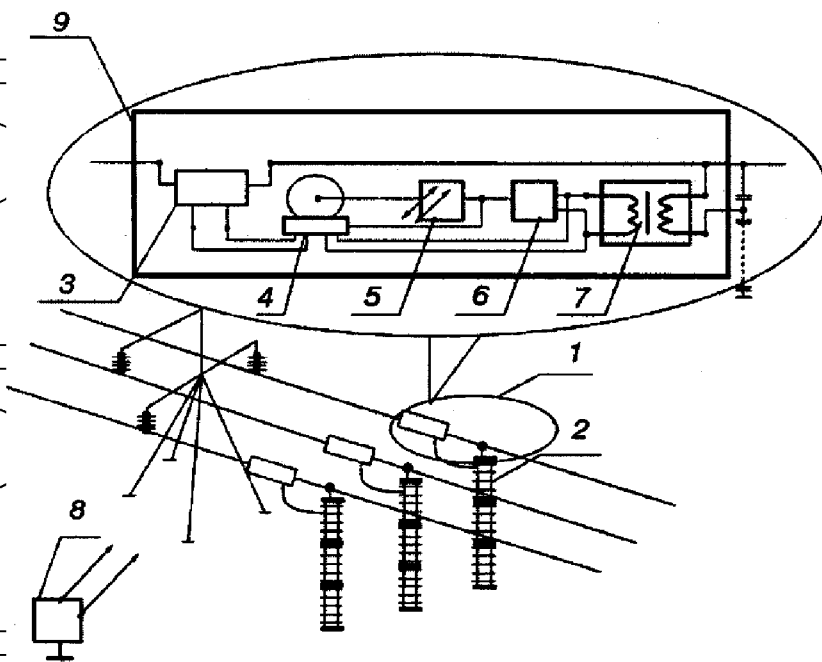


Рис.3.1) Будова вимірювального комплексу (ВК): 1 - вимірювальний комплект фази; 2- високовольтний дільник місткості напруги; 3 - трансформатор струму; 4 - однофазний лічильник електроенергії; 5,8 - блок зв'язку; 6 - блок живлення; 7 - трансформатор, що погоджує; 9 - корпус.

Все устаткування вимірювального комплекту вмонтовується в одному загальному корпусі, який знаходиться під потенціалом відповідної фази. У склад

ВК входить також наземний блок зв'язку, який по інформаційному каналу забезпечує обмін інформацією між нижнім і верхнім ієрархічними рівнями системи керування.

Цифровий засіб вимірювання електричних величин може бути реалізований в двох варіантах. У першому з них - це електронний лічильник електроенергії з додатковими функціями постійного оперативного моніторингу поточних значень всіх інформативних параметрів режиму контрольованого приєднання, але без доступу до миттєвих значень струму і напруги. Всі операції набуття цифрових значень контрольованих параметрів здійснюються лічильником, а інформація про них у вигляді цифрового коду передається на верхній рівень по інформаційному каналу.

У другому варіанті цифровий засіб вимірювання виконується у вигляді аналого-цифрового перетворювача з двома аналоговими входами. На один з цих входів подається аналог струму приєднання - напруга з шунта, на який навантажений ТС. На інший його вхід подається аналог напруги приєднання - напруга з вихідних затисків ТН, який підключений до верхнього ступеня високовольтного дільника напруги. В цьому випадку передбачений доступ до вимірюваних миттєвих значень струму і напруги фази, а інформація про них в цифровій формі передається по інформаційному каналу на верхній рівень. Всі операції набуття цифрових значень інформаційних параметрів контрольованого режиму здійснюються на верхньому рівні керування. Тут також є можливість використання цифрових кодів миттєвих значень струмів і напруги контрольованого електричного приєднання для реалізації ряду інших функцій керування, наприклад, виконання швидкодіючих цифрових захистів і автоматики.

Здійснення комплексної реконструкції ВК відповідно до запропонованих технічних рішень пов'язано з необхідністю практично повної заміни всього устаткування ВК, а саме:

- високовольтний ТС замінюється ТС з низьковольтною ізоляцією, який має незрівнянно менші габарити і масу, оскільки, як відомо, габарити і маса

високовольтного ТС визначається, головним чином, його високовольтною ізоляцією. До того ж практична відсутність проводів зв'язку між затисками ТС і іншими компонентами вимірювального комплексу, і завдяки цьому значне зменшення вторинного навантаження ТС, указує на економічну доцільність виконання ТС вимірювального комплексу з метрологічними характеристиками близькими до таких у сучасних еталонних ТС;

- високовольтний ТН замінюється високовольтним місткістю ТН, який принципово відрізняється від існуючих ТН такого типу: трансформатор відбору потужності підключений, як видно з малюнка, не до низьковольтного ступеня високовольтного дільника місткості, а до високовольтної. Основною перевагою цього рішення є те, що воно дозволяє повністю усунути одну складових результуючої погрішності ВК - втрат напруги у вторинному колі ТН, про що йшлося вище, оскільки в даному випадку дроти зв'язку між вихідними затисками ТН і вхідними затисками лічильника практично відсутні.

Відзначимо також, що окрім зменшення витрат на побудову ВК і підвищення точності вимірювань в результаті реалізації запропонованої реконструкції ВК забезпечується вищий рівень захисту інформації від несанкціонованого доступу до неї.

Отже, широко здійснювана в електроенергетиці України модернізація ВК автоматизованих систем керування електроенергетичними об'єктами шляхом включення в склад ВК, разом з великогабаритними і масивними застарілими конструкціями високовольтних ТС і ТН, які характеризуються низькими метрологічними характеристиками, сучасних цифрових засобів вимірювання електричних величин представляється недостатньо ефективною і тому невиправданною.

Забезпечити технічне удосконалення ВК, одночасно понизивши фінансові витрати на їх побудову, доцільно шляхом комплексної реконструкції ВК на основі реалізації ряду запропонованих нових технічних рішень. Основна суть цих рішень полягає в здійсненні процедури вимірювання і перетворення аналогових сигналів в кодові в умовах розміщення засобів вимірювання під

високим потенціалом з подальшою передачею інформації на верхній рівень керування по гальванічно розв'язаному інформаційному каналу.

3.2. Розрахунок параметрів релейного захисту силових підстанцій

3.2.1. Загальні положення щодо захисту на підстанції

Модернізація релейного захисту на підстанції виконана для силового трансформатора та захисту на стороні 10 кВ.

Для силового трансформатора встановлюють наступні типи захисту:

1. Поздовжній дифзахист від к.з. трансформатора та на його виводах ($t_{рз} = 0.1$ с).

2. Газовий захист від внутрішніх пошкоджень в трансформаторі та зниження/рівня масла в трансформаторі ($t_{рз} = 0.1$ с).

3. Максимально-струмовий захист (МСЗ) від струмів к.з. ($t_{рз} = 2.4$ с).

4. МСЗ від струмів перенавантаження з дією на сигнал.

МСЗ встановлюється зі сторони живлення напругою 110 кВ, а на стороні НН прийемо МСЗ ($t_{рз} = 1.9$ с).

На секційному вимикачі прийемо МСЗ з $t_{рз} = 1.4$ с.

На відхідних лініях 10 кВ встановлені наступні види релейного захисту:

1. МСЗ від струмів к.з. ($t_{рз} = 0.9$ с).

2. Струмова відсічка, якщо кабельна лінія не задовольняє умови термічної стійкості за часом дії МСЗ ($t_{рз} = 0.1$ с).

3. Струмовий захист, що сигналізує замикання на землю в кабельній лінії.

На шинах 10 кВ передбачений контроль ізоляції з використанням трансформаторів НАМИТ та передбачається можливість визначення пошкодженої фази за допомогою вольметра, підключеного на фазні напруги.

На сторона напруги 110 кВ встановлюються швидкодіючі захисти ($t_{рз} = 0.1$ с).

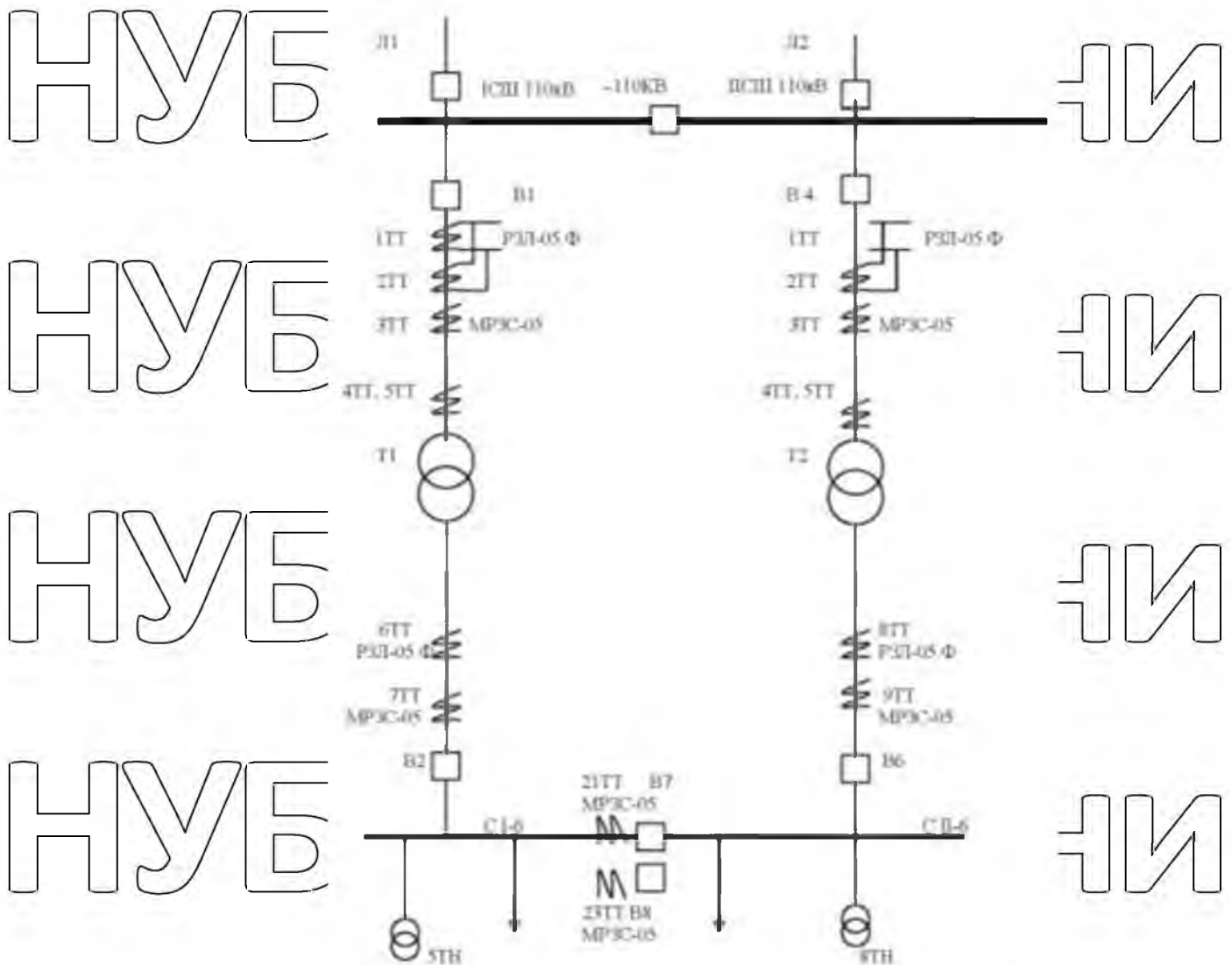


Рис. 3.1. Пояснювальна схема до розрахунку релейного захисту силового трансформатора.

На підстанції передбачені такі види автоматики:

1. Автоматичне включення резерву на секційному вимикачі 10 кВ та на автоматичному вимикачі 0,4 кВ трансформатора власних потреб.
2. Автоматичне повторне включення відхідних ліній.
3. Автоматичне вмикання пристроїв охолодження силового трансформатора.

Підстанція живиться по двох лініях 110 кВ, що працюють паралельно на шинах 110 кВ, оскільки може бути відключена будь-яка з цих ліній.

Коли обидві лінії живлення в роботі, максимальний режим: струм

трифазного к.з. – 6 кА, однофазного - 4 кА.

В роботі ПЛ-1, мінімальний режим 1: струм трифазного к.з. – 5 кА, однофазного – 3 кА.

В роботі ПЛ-2, мінімальний режим 2: струм трифазного к.з. – 3 кА, однофазного - 2 кА.

Нейтралі сторони 110 кВ силових трансформаторів розземлені.

Параметри трансформаторів ТДТН-25/110:

- номінальна потужність на стороні ВН – 25 МВт, НН – 12,5 МВт.

- номінальна напруга на стороні ВН 115, регулювання: 9 x 1,78% ступенів;

- номінальна напруга на стороні НН 10 кВ;

- напруга U_R з урахуванням регулювання: 9,84, 10,5, 11,72 для мінімального, середнього і максимального положень перемикача РПН відповідно.

На стороні 10 кВ дві секції з АВР на секційних вимикачах СВ-I і СВ-II.

Захисти трансформатора виконані на пристроях РЗЛ-05.Ф, захист СВ і відхідних ПЛ - 10 кВ виконані на пристроях МРЗС-05.

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

- на стороні 110 кВ для РЗЛ-05.Ф-300/5 (дві обмотки ТС 600/5 з'єднані паралельно для збільшення чутливості диференційного захисту, для МРЗС-05-

ТС 600/5.

- на стороні 10 кВ – ТС 3000/5.

На ТН-10 кВ всіх секцій встановлені пристрої МХЗВІС30А.

Виробниче двигунне навантаження на підстанції відсутнє. Розрахунок струмів к.з. проводиться в іменованих одиницях і активним опором нехтуємо:

1. Реактивний опір прямої послідовності на шинах 110 кВ.

Максимальний режим: $X_{1\max} = U / (\sqrt{3} \cdot I_{кз}) = 115 / (1,73 \cdot 6) = 11 \text{ Ом.}$

Мінімальний режим: $X_{1\min} = 115 / (1,73 \cdot 3) = 22 \text{ Ом}$

2. Реактивний опір нульовий послідовності:

Максимальний режим:

$X_{0\text{дн}} = 3 \cdot U / (\sqrt{3} \cdot I_{кз0\text{днф}}) = 3 \cdot 115 / (1,73 \cdot 4) = 49,8 \text{ Ом.}$

$X_0 = X_{0\text{дн}} - X_1 - X_2 = 49,8 - 11 - 11 = 27,8.$

Таблиця 3.2

Дані трансформаторів, реактивний опір і струми к.з. за трансформатором

Величина	Формула	Положення перемикача РПН		
		Мінімальне	Середнє	Максимальне
Напруга ВН	$U_{ВН} = U_{НОМ} (+/-) 16\%$	96,6	115	133,4
Ном. струм ВН	$I_{ВН} = P_{НОМ} / (\sqrt{3} \cdot U_{ВН})$	149,5	125,6	108,3
Ном. струм НН	$I_{НН} = P_{НОМ} / (\sqrt{3} \cdot U_{НН})$	-	1147	-
$U_k\%$		9,84	10,5	11,72
$X_{ВН(110)}, \text{ Ом}$	$X = U_2 / P \cdot U_k$	36,7	55,5	79,7
$X_{В(110)}, \text{ Ом}$	$X_B = 0,125 X_{ВН}$	4,58	6,93	9,96
$X_{Н(110)}, \text{ Ом}$	$X_H = 1,75 X_{ВН}$	64,2	97,1	139,4
K_T	$K_T = U_H / U_B$	0,065	0,055	0,047
$I_{кз10_{\max(110)}}$	$I_{кз} = E / \sqrt{3} (X_{с_{\max}} + X_B + X_H)$	833А E=115 кВ	578А E=115 кВ	480А E=133,4кВ
$I_{кз10_{\min(110)}}$	$I_{кз} = E / \sqrt{3} (X_{с_{\min}} + X_B + X_H)$	730А E=115 кВ	527А E=115 кВ	449А E=133,4кВ
$I_{кз10_{\max(10)}}$	$I_{кз(10)} = I_{кз} / K_T$	12,8 кА	10,5 кА	10,2 кА
$I_{кз10_{\min(10)}}$	$I_{кз(10)} = I_{кз} / K_T$	11,23 кА	9,58 кА	9,55 кА

Мінімальний режим

$$X_{\text{дн.}} = 3 \cdot 115 / (1,73 \cdot 2) = 99,6 \text{ Ом.}$$

$$X_{\text{о}} = X_{\text{дн.}} - X_1 - X_2 = 99,6 - 22 - 22 = 55,6 \text{ Ом.}$$

Як видно з результатів, струми к.з. по стороні ВН трансформатора, в залежності від положення перемикача РПН, відрізняються майже в 2 рази. На стороні 10 кВ різниця струмів менша в 1,4 рази. А використати весь діапазон РПН практично неможливо, діапазон зміни струмів к.з. менший.

При виборі уставок захисту необхідно врахувати наступні обставини:

1) струм на стороні ВН трансформатора не може перевищувати більш ніж на 5% струм середнього відгалуження трансформатора;

2) максимальна напруга для мереж 110 кВ, згідно [2], дорівнює 126 кВ.

Отже, діапазон РПН з напругою вище 126 кВ практично не може бути

використаний, тому що малоімовірно може виникнути потреба тримати на шинах живлячої підстанції напруга нижче номінального.

При розрахунках враховується діапазон зміни струму і приймається струм к.з. через трансформатор в максимальному режимі 833А на стороні 110 кВ і 12,8 кА на стороні 10 кВ, в мінімальному режимі, відповідно, 449А і 9,55 кА.

3.2.2. Вибір уставок диференційного захисту трансформатора.

Вибір уставок пристрою захисту трансформатора РЗЛ-05.Ф.

Номінальний вторинний струм фазних трансформаторів струму

$$I_{н-1}=I_{н-2}=I_{н-3}=5 \text{ А}$$

Номінальний вторинний струм трансформаторів струму нульовий послідовності – ТС не використовуються, залишаються заводські уставки

$$I_{он-1}=I_{он-2}=1 \text{ А.}$$

Номінальний первинний струм трансформаторів струму сторони ВН (паралельне сполучення двох вторинних обмоток трансформаторів струму 600/5):

$$I_{нТА-1}=300 \text{ А;}$$

двох інших обмоток сторони НН трансформатора:

$$I_{нТА-2}=I_{нТА-3}=3000 \text{ А.}$$

Номінальний первинний струм трансформаторів струму нульової послідовності – вони не використовуються, залишається заводська настройка

$$I_{он-1}=I_{он-2}=100 \text{ А.}$$

Полярність трансформаторів струму “норм” припускає, що всі ТС зібрані однополярними загискачами до реле.

Номінальна потужність трансформатора сторона ВН

$$P_{н-1}=25000 \text{ кВА, } P_{н-2}=P_{н-3}=12500 \text{ кВА.}$$

Номінальна напруга трансформатора: сторона ВН - $U_{н-1}=115 \text{ кВ}$ (береться середнє положення), сторони НН - $U_{н-2}=10 \text{ кВ}$, $U_{н-3}=10 \text{ кВ}$.

Група сполучень трансформатора. $Y\Delta 11\Delta 11$ – ВН «Y», обмотки НН « Δ ».

Базовий струм – відношення номінального струму трансформатора до

номінального струму трансформатора струму:

$$\text{Сторона ВН} - I_{b-1} = I_{\text{ВН}} / I_{\text{НТА-1}} = 126 / 300 = 0,42.$$

$$\text{Сторони НН} - I_{b-2} = I_{b-3} = 1147 / 3000 = 0,382.$$

1 ступінь диференціального струму.

Згідно рекомендацій заводу виробника – 0,2 номінального струму трансформатора $I_D = 0,2 \cdot I_{\text{НТ-1}}$.

$$\text{Уставка на реле} - I_d \geq I_D \cdot I_{b-1} = 0,2 \cdot 0,42 = 0,084.$$

Мінімальна уставка на реле рівна 0,15. Приймаємо мінімальну уставку $I_D \geq 0,15 / 0,42 = 0,36$ номінального струму трансформатора.

З результатів видно, чому пристрій РЗЛ-05.Ф підключено до 2 паралельно з'єднаних трансформаторів струму: якщо б ТС був один, його номінальний струм потрібно було прийняти 600 і уставка дифзахисту зарубилася б у двічі і склала 0,72 номінального струму трансформатора.

Нахил характеристики першої гальмівної ділянки - ділянка знаходиться в зоні малих струмів - від 0 до $2,5 \cdot I_{\text{ном}}$ трансформаторів струму, з малими похибками (приймаємо рівної 5%).

$$P_1 = k_3 \cdot (k' + k'') = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2\%.$$

Приймаємо $P_1 = 25\%$.

$k' = 5\%$ - похибка ТС;

$k'' = 16\%$ - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації регулюванням РПН.

Нахил характеристики в зоні більших струмів:

$$P_2 = k_3 \cdot (k_{\text{ан}} \cdot k' + k'') = 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37\%.$$

Приймаємо мінімально можливий: 40%.

2 ступінь диференціального струму.

Відлагодження від небалансу при зовнішньому КЗ:

$$I_D \gg I_{\text{кз, макс}} \cdot k_3 \cdot (k_{\text{ан}} \cdot k' + k'') = 833 \cdot 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) = 460 \text{ А.}$$

Відлагодження від стрибка струму намагнічування

Уставка на реле: $I_{D>>} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 126 = 756 \text{ А.}$

$I_{D>>} = I_{D>>} / I_{нТАТ} = 756 / 300 = 2,52.$

Встановлюємо найближчу більшу – 3.

Уставка блокування струмом 2-ої гармоніки встановлюється 12%.

Перевірка чутливість диференційного захисту не вимагається.

3.2.3. Вибір уставок максимального струмового захисту секційного вимикача і трансформатора.

Розрахунок здійснюється з урахуванням вимог [5] з урахуванням особливостей захистів. Довибору захистів трансформатора потрібно вибрати захисти відхідних ліній 10 кВ.

При цьому приймаємо, що на кожній секції є лінія, котра має одноступінчастий захист з незалежною витримкою часу і найбільшій уставці по струму 600 А і по часу 1 с, з якою і повинен узгоджуватися захист трансформатора.

Окрім цього повинні бути вибрані захисту на секційному вимикачі 10 кВ, з якими також узгоджується максимальний захист трансформатора.

По кожній секції протікає струм рівний 0,7 номінального струму сторони 10 кВ трансформатора. В результаті успішної роботи АВР до навантаження додається ще $0,7 \cdot I_{ном}$ і загальне навантаження на обмотку трансформатора буде рівне $1,4 \cdot I_{ном}$, що можна вважати гранично допустимим. Струм $0,7 \cdot I_{ном}$ сторони 10 кВ рівний

$$I_{нс} = 0,7 \cdot 1147 = 803 \text{ А.}$$

Розрахунки струму самозапуску виконуються по спрощеному методу, враховуючи відсутність на підстанції двигунного навантаження, при цьому

реактивний опір навантаження приймається рівним $0,9 \cdot Z_{н}$, а котре само запускається – $0,35 Z_{н}$.

$$Z_{нс} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 803) = 4,53 \text{ Ом} \quad X_{нагр.} = 0,9 \cdot Z_{нс} = 0,9 \cdot 4,53 = 4,08 \text{ Ом,}$$

$$X_{cs} = 0,35 \cdot Z_{nc} = 0,35 \cdot 4,53 = 1,58 \text{ Ом.}$$

Для розрахунку самозапуску всі опору приводяться до напруги 10 кВ. Розрахунок ведеться для крайнього положення перемикача РПЧ і максимального режиму підстанції. Коефіцієнт трансформації приймається рівним $K_T = 0,065$.

Загальний опір на шинах 10 кВ приведений до 115 кВ:

$$X_{10(110)} = 11 + 4,58 + 64,2 = 79,78 \text{ Ом}$$

а приведений до напруги 10 кВ

$$X_{10(10)} = X_{10(110)} K_T^2 = 79,8 \cdot 0,065^2 = 0,337 \text{ Ом.}$$

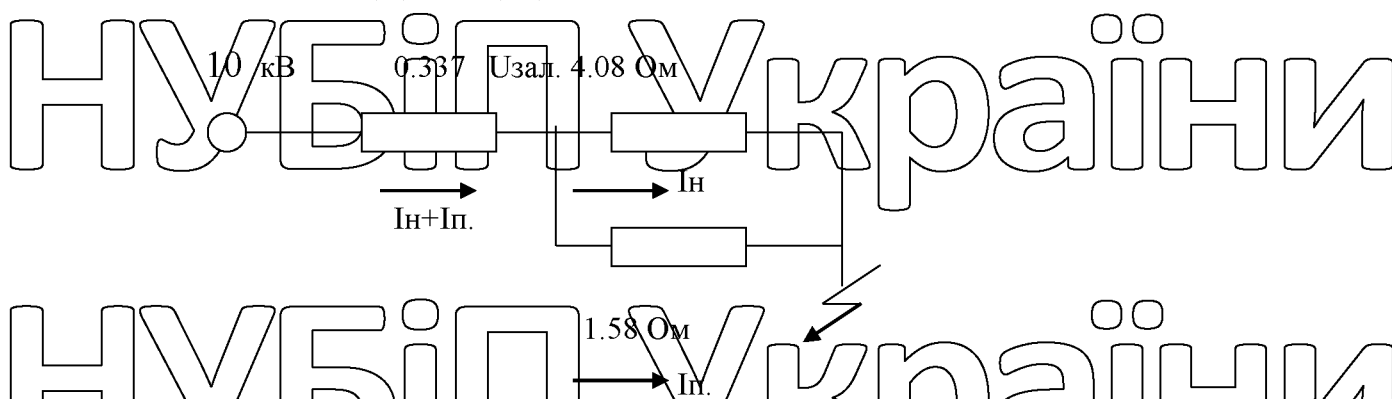


Рис. 3.3. Схема для розрахунку пускових струмів навантаження.

Через секційний вимикач протікає струм самозапуску, через трансформатор сума струмів навантаження однієї секції і самозапуску іншої.

Загальний опір при самозапуску:

$$X_{II} + X_H = 0,337 + (4,08 \cdot 1,58) / (4,08 + 1,58) = 1,476.$$

Сумарний струм:

$$I = 6300 / (1,73 \cdot 1,476) = 2464 \text{ А}$$

Струм навантаження:

$$I_H = 2464 \cdot 1,58 / (4,08 + 1,58) = 688 \text{ А}$$

Струм самозапуску:

$$I_{II} = 2464 - 688 = 1776 \text{ А}$$

Залишкова напруга на шинах: $U_{ост.} = 10 \cdot 1,139 / 1,476 = 4,86 \text{ кВ}$

Розрахунок уставки секційного вимикача на пристрої MICOM123:

Згідно умови відлагодження від струму самозапуску

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{п} / k_{в} = 1,2 \cdot 776 / 0,95 = 2243 \text{ А.}$$

Згідно умови погодження з захистом відхідної лінії

$$I_{сз} = k_3 \cdot (I_{н} + I_{сз.л}) = 1,1 \cdot (800 + 600) = 1540 \text{ А.}$$

Приймаємо 2240 А.

Перевірка чутливість захисту:

Розрахункова умова: струм двофазного к.з. в мінімальному режимі.

$$K_{ч} = I_{сз}^{(2)}_{\text{мін}} / I_{сз} = 9,55 \cdot (\sqrt{3}/2) / 2,240 = 3,69.$$

Уставка захисту секційного вимикача СВ-10 по часу:

$$t_{сз} = t_{сз.л} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ сек.}$$

Розрахунок уставок вводу 10 кВ трансформатора на реле РЗЛ-05.Ф.

Згідно умови відлагодження від струму самозапуску в режимі АВР:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot (I_{н} + I_{п}) / k_{в} = 1,2 \cdot 2464 / 0,95 = 3112 \text{ А.}$$

Згідно умови узгодження з захистом лінії, що відходить

$$I_{сз} = k_3 \cdot (I_{н} + I_{сз.л}) = 1,1 \cdot (800 + 600) = 1540 \text{ А.}$$

Згідно умови узгодження з захистом секційного вимикача СВ-10 кВ

$$I_{сз} = k_3 \cdot (I_{н} + I_{сз.св}) = 1,1 \cdot (688 + 2040) = 2860 \text{ А.}$$

Приймаємо 3112 А.

Перевірку чутливості захисту виконуємо за умовою - струм двофазного к.з. в мінімальному режимі.

$$K_{ч} = I_{сз}^{(2)}_{\text{мін}} / I_{сз} = 9,55 \cdot (\sqrt{3}/2) / 3,112 = 2,65.$$

Уставка захисту відхідної лінії В-10 по часу:

$$t_{сз} = t_{сз.св} + \Delta t = 1,3 + 0,4 = 1,7 \text{ сек.}$$

Розрахунок уставки максимального захисту сторони живлення 110 кВ.

Режим відлагодження від струму самозапуску - подача напруга на

трансформатор одночасно на дві секції з номінальним навантаженням і виконується для мінімальної напруги РПН.

Опір навантаження, приведений до напруги 115 кВ

$$X_{Н(110)} = U_2/P = 96,62/25 = 373 \text{ Ом.}$$

Опір самозапуску навантаження, приведений до напруги 110 кВ

$$X_{НН(110)} = 0,35 \cdot X_{Н} = 0,35 \cdot 373 = 130,6 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір самозапуску, приведений до напруги 115 кВ

$$X_{С(110)} = X_{1\max} + X_{ВН} + X_{НН} = 11 + 36,7 + 130,6 = 178 \text{ Ом.}$$

Струм самозапуску:

$$I_{II} = U/(\sqrt{3} \cdot X_{С}) = 115/(\sqrt{3} \cdot 178) = 373 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту за умовою відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{II} / k_{В} = 1,2 \cdot 373 / 0,95 = 471 \text{ А.}$$

Згідно умови узгодження з захистом В10кВ, з урахуванням зміни коефіцієнта трансформації РПН.

$$I_{сз} = K_3 \cdot k_{рпн} \cdot (I_{напр.1В} + I_{сз.2В}) = 1,1 \cdot 0,065 \cdot (1147 + 3112) = 304 \text{ А.}$$

Приймаємо 471 А.

Перевірка чутливості захисту: розрахункова умова - струм трифазного к.з. в мінімальному режимі (враховується, що трансформатори струму з'єднані в зірку, і при двофазному к.з. за трансформатором з групою сполучень зірка-трикутник в одній з фаз сторони наруги живлення 110 кВ струм к.з. рівний по величині струму трифазного к.з.).

$$K_ч = I_{кз}^{(3)}_{\min} / I_{сз} = 449 / 471 = 0,95 < 1,2.$$

Оскільки $K_ч < 1,2$, то необхідно застосувати блокування по напрузі.

Уставка захисту вимикача лінії живлення В-110 по часу:

$$t_{сз} = t_{сз.В10} + \Delta t = 1,7 + 0,4 = 2,1 \text{ с.}$$

Вибір уставки максимального захисту з блокуванням по напрузі.

При виконанні захисту з блокуванням по напрузі умовою вибору уставки по струму є її узгодження з струмом спрацювання нижчої ступені захисту (сторони 10 кВ трансформатора). Для досягнення необхідного ефекту, блокування по напрузі повинне виконуватися одночасно на стороні 110 і 10 кВ. При цьому уставка захисту по струму не відгладжується від самозапуску, цю функцію забезпечує блокування по напрузі.

Уставка захисту по струму за умовою відлагодження від струму навантаження, приймається $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ секційного вимикача СВ-10 кВ. Номінальний

струм $0,7 \cdot I_{\text{ном}}$ секції.

$$I_{\text{сп.св}} = 0,7 \cdot 1147 \cdot 1,5 = 1204 \text{ А}$$

За погодженням з захистом лінії з урахуванням навантаження приймається 1540 А.

Від 10 кВ трансформатора.

Номінальний струм рівний номінальному струму секції, уставка захисту рівна:

$$I_{\text{сп.В10}} = 1147 \cdot 1,5 = 1720 \text{ А}$$

За погодженням з захистом секційного вимикача СВ 10 кВ приймається

$$I_{\text{сп.В10}} = 1,2 \cdot (800 + 1540) = 2700 \text{ А}$$

Ввід 110 кВ, номінальний струм рівному номінальному струму трансформатора для найбільшого по струму положення РПН.

Уставка захисту рівна

$$I_{\text{сп.В110}} = 150 \cdot 1,5 = 225 \text{ А}$$

За погодженням з захистом вводу 10 кВ приймається

$$I_{\text{сп.В110}} = 1,1 \cdot 0,065 \cdot (1147 + 2700) = 275 \text{ А}$$

Чутливість захисту по струму:

Захист секційного вимикача:

Захист вводу 10 кВ:

$$K_{ч} = I_{кз}^{(2)}_{\text{мин}} / I_{сз} = 9,55 \cdot (\sqrt{3}/2) / 1540 = 5,37.$$

$$K_{ч} = I_{кз}^{(2)}_{\text{мин}} / I_{сз} = 9,55 \cdot (\sqrt{3}/2) / 2700 = 3,06.$$

Захист вводу 110 кВ:

$$K_{ч} = I_{кз}^{(2)}_{\text{мин}} / I_{сз} = 449 / 275 = 1,63.$$

Вибір уставки по напрузі.

Для блокування по напрузі всіх захистів приймаємо наявні в пристрої MX3 VIC30A органи напруги прямої і зворотної послідовності.

Уставки приймаються без розрахунку

$$U_{1\text{ср}} = 0,6 U_{\text{ном}}$$

$$U_{2\text{ср}} = 0,06 U_{\text{ном}}$$

Перевірка відлагодження від напруги при самозапуску:

$$U_{сз} = 4,86 / 6,0 = 0,81$$

$$U_{1\text{ср}} = U_{сз} / (k_{ч} \cdot k_{з}) = 0,81 / (1,2 \cdot 1,05) = 0,65.$$

По часу залишаються раніше вибрані уставки:

$$t_{\text{ср.СВ}} = 1,3\text{с.}$$

$$t_{\text{ср.В10}} = 1,7\text{с.}$$

$$t_{\text{ср.В110}} = 2,1\text{с.}$$

Уставки на реле:

МСЗ - 10 кВ вводів 2.3:

Уставка по струму

$$I_{>-2} = I_{>-3} = 2700 / 3000 = 0,9 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Уставка по часу: $t_{2-1} = t_{3-1} = 1,7\text{с.}$

Тип характеристики: «незалежна»

МСЗ - 110 кВ вводів 2.3:

Уставка по струму

$$I_{>-1} = 275 / 300 = 0,92 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Уставка по часу:

НУБІП України

$$t_{1,1} = 2,1 \text{ с.}$$

Тип захисної характеристики - «незалежна»

Вибір уставки захисту від перевантаження.

Захист від перевантаження встановлюється з боку введів 10 кВ, оскільки потужність обмоток 10 кВ трансформатора рівна половині номінальної. Для цього використовується другий струмовий орган МСЗ відповідної сторони, котрий діє на сигнал через сигнальний вихід РЗЛ-05Ф, для винятку пуску ПРВВ.

$$I_{\text{срп}} = k_H \cdot k_B \cdot I_{\text{ном}} / k_B = 1,05 \cdot 1147 / 0,95 = 1270 \text{ А.}$$

НУБІП України

Витримка часу повинна прийматися більшою хоча б на ступінь всіх інших захистів на підстанції.

Для сигналізації на підстанції встановлюється однакова витримка часу, тому

приймаємо:

НУБІП України

$$t_{\text{срп}} = 9 \text{ с.}$$

Уставки захисту від перевантаження:

Уставка по струму

$$I_{>>-2} = I_{>-3} = 1270 / 3000 = 0,42 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Уставка по часу:

НУБІП України

$$t_{\text{старт}} I_{>>-2} = 9,0 \text{ с.}$$

Додаткові струмові реле: пуск охолодження - уставка по струму, рівному номінальному струму трансформатора і встановлюється зі сторони 110 кВ.

Уставки приймаємо по номінальному струму середнього положення РПН:

НУБІП України

$$I_{\text{ср/охл.}} = 126 \text{ А.}$$

Уставка на реле

$$I_{>>-1} = 125 / 300 = 0,42 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Блокування РПН.

Уставка по струму рівному номінальному струму РПН трансформатора. Оскільки немає даних про номінальний струм РПН, приймаємо по номінальному струму найбільшого по струму положення РПН.

НУБІП України

$$I_{\text{ср.окл.}} = 150 \text{ А. Уставка на реле } I_{>>>-1} = 150/300 = 0,5 \cdot I_{\text{ном.}}$$

Як і захист від перевантаження, вихід здійснюємо по колах сигналізації, приймаючи при цьому $t_{\text{старт}} = 0$.

Пристрій резервування відмови вимикача.

Витримка часу ПРВВ трансформатора приймається рівної 0,2 с.

3.2.4. Вибір уставок захисту вводу 10 кВ на пристрої МРЗС-05.

Пристрої МРЗС-05 встановлені на вводах 110 і 10 кВ трансформатора і дублюють вже вибрані уставки резервних захистів на реле РЗЛ-05Ф.

В той же час використовуються його деякі схемні особливості – логічну селективність для виконання захисту шин і швидкодіючого захисту, котрий дублює диференційний захист трансформатора.

Максимальний захист вводу 10 кВ.

Використовуються вже вибрані уставки по струму.

$$I_{\text{ср.В10}} = 2700 \text{ А.}$$

Уставка по напрузі

$$U_{\text{ср.}} = 0,6 \cdot U_{\text{ном.}}$$

В даному випадку уставка виконується не по симетричних складових як для пристрою РЗЛ-05Ф, а по величині напруги.

При виборі уставки по часу враховуються особливості логічної селективності МРЗС-05.

Час дії блокування:

$$t_{\text{ср.блок}} = 1,3 + 0,2 = 1,5 \text{ сек.}$$

Уставка захисту вводу: $t_{\text{ср.В10}} = 0,3 \text{ сек.}$

Загальний час спрацювання за наявності блокування:

$$t_{\text{ср.бл.В10}} = t_{\text{ср.св}} + 0,5 = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ сек.}$$

Максимальний захист вводу 110 кВ.

Використовуються вже вибрані уставки по струму.

Уставка по напрузі $I_{\text{ср.в110}}=275\text{A}$.
 $U_{\text{ср.}}=0,6 \cdot U_{\text{н}}$

Уставка захисту вибирається не по симетричних складових, як для пристрою РЗЛ-05Ф, а по величині напруги: контролюється напруга обох секцій

10 кВ.
 При виборі уставки по часу враховуються особливості логічної селективності МРЗС-05.

Час дії блокування:

Уставка захисту вводу: $t_{\text{ср.блок}}=1,8+0,2=2,0\text{ с}$.
 $t_{\text{ср.в10}}=0,3\text{ с}$.

Загальний час спрацювання за наявності блокування:

$t_{\text{ср.бл.в10}}=t_{\text{ср.ср}}+0,5=1,8+0,5=2,3\text{ с}$.
 Інші захисту використати немає необхідності.
 Уставки на реле вводу 10:

Коефіцієнт трансформації фазних трансформаторів струму: $K_{\text{тс}}=600$.

Коефіцієнт трансформації трансформатора напруги: $K_{\text{тн}}=60$.

Номінальна частота: 50 Гц.

Номінальний струм фазного ТС6: $I_{\text{н}}=5\text{A}$.

Номінальна напруга: $U_{\text{н}}=100\text{ В}$.

Максимальний захист не використовується

Спрямування захистів не використовується

Струмова відсічка:

Уставка по струму $I_{>>}=2700/3000=0,9 \cdot I_{\text{н}}$.

Уставка блокування по напрузі $U \leq 0,6 \cdot U_{\text{н}}$.

Витримка часу блокування $t_{\text{бл.}I_{>>}}=1,5\text{ с}$.

Витримка часу на відключення вводу $t_{>>}=0,3\text{ с}$.

Уставки на реле вводу 110 кВ:

Коефіцієнт трансформації фазних трансформаторів струму: $K_{TC} = 60$.

Номинальна частота: 50 Гц.

Номинальний струм фазного ТС6: $I_H = 5A$.

МСЗ, органи напруги та направлений захист не використовується.

Струмова відсічка: уставка по струму

$$I_{>>} = 275/300 = 0,92 \cdot I_{НОМ}$$

Оскільки можна виставити 0,9 або $0,95 \cdot I_{НОМ}$, то приймається $0,9 \cdot I_{НОМ}$.

Витримка часу блокування –

$$t_{BL \cdot I} >> = 2,0 \text{ с.}$$

Витримка часу на відключення вводу $t >> = 0,3 \text{ с.}$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

РОЗДІЛ 4

ПІДВИЩЕННЯ ЕКОНОМІЧНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

10 КВ ПІДСТАНЦІЇ

НУБІП України

4.1. Актуальність питання

Компенсація реактивної потужності в електричних мережах районних трансформаторних підстанцій є основним засобом зменшення втрат потужності і електроенергії регулювання напруги в мережі, а також для покращення умов балансу реактивної потужності мережі. КВ залежності від їх напруги, приведені за формулою напруги в обороту, вивиса в формулу визначенні оптимальної потужності **конденсаторних установок (КУ)** в мережі РТП

$$\text{напругою } 35...110/10 \text{ кВ. } (ac + bc \cdot Q_{кс}) \cdot E + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{кс}$$

Для підстанції напругою 35...110/10 кВ задача зводиться до розрахунку оптимальних потужностей КУ для підключення до шин 10 кВ РТП-35...110/10 кВ шин 10 000 0,4 кВ споживчих підстанцій напругою 10/0,4 кВ. Враховуючи особливі умови розміщення і експлуатації КУ напругою 10 10 38 кВ: $ac = bc$ - коефіцієнти апроксимації для КУ напругою 10 кВ; $ac = bc$ - найбільш придатними для цього є підстанції закритого типу (ЗТП-10/0,4 кВ), котрі живляться від ліній електропередачі напругою 10 кВ.

Від шин 10 кВ районної підстанції виходить 8 ліній електропередачі: Л7; Л8; Л9; Л10; Л11; Л12; Л13; Л14; Л15; Л16.

Технічну можливість підключення КУ мають такі споживчі підстанції напругою 10/0,4 кВ: №349, №209 (Л8), №168 (Л11), №185 (Л13), №439 (Л14), №370 і №340 (Л16). Сумарний коефіцієнт, котрий об'єднує коефіцієнти амортизаційних відрахувань E_a і відрахувань на поточний ремонт $E_{пр}$, а також нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень E_n помножений на коефіцієнт оплати за інвестиції

Рішення цієї задачі повинне забезпечити максимальний економічний ефект при виконанні всіх технічних умов нормальної роботи електричної мережі і приймачів електроенергії $E = E_a + E_{пр} + E_n \cdot \alpha$

Критерієм оптимізації потужності КУ є приведені затрати Z , котрі враховують, крім витрат на самі КУ, витрати на кредити за використання в період будівництва нормативного строку служби втрат електроенергії в мережі.

Технічні вимоги включають обмеження щодо:

- відхилення напруги в мережі: $\alpha = \frac{0.0094 \cdot p \cdot (1 + \frac{0.0063 \cdot p}{E_n})}{1 + 0.0833 \cdot E_n \cdot t_{вст}}$
- завантаження мережі;
- потужності КУ.

При розгляді задачі розглянемо в якості прикладу напругою 10 кВ $\delta w_c = 1$ напругою 10,38 кВ δw_n визначаються за формулами:

- якщо силові трансформатори районних підстанцій обладнані регуляторами напруги (типу РЦН), то вплив КУ на режим напруги в мережі не враховується;
- вартість КУ приймається пропорційною їх потужності і залежить від класу напруги. Враховуючи зниження втрат електроенергії в мережі внаслідок компенсації реактивної потужності та затрати на КУ записуємо функцію приведених затрат
- втрати електроенергії в КУ залежать від їх потужності і класу напруги.
- для оптимізації потужності КУ, котрі передаються встановити на шинах 10 кВ РТП на шинах ЗТП.

Після перетворення і спрощення функція приведених затрат на компенсацію реактивної потужності в електричній мережі (рис.4.1) матиме вигляд:

НУБІП УКРАЇНИ

$$Z := \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + [\beta \cdot a c + b c \cdot (Q_{kc} + Q_{k1} + Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k5} + Q_{k6} + Q_{k7} + Q_{kc})^2 + \frac{(Q_1 - Q_{k1} - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_2 - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_3 - Q_{k3})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n3} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_4 - Q_{k4})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n4} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_5 - Q_{k5})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n5} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_6 - Q_{k6})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n6} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_7 - Q_{k7})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n7} \cdot c \cdot \tau + [5 \cdot a n + b n \cdot (Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k5} + Q_{k6} + Q_{k7} + Q_{kc})^2]$$

НУБІП УКРАЇНИ

Визначимо окремі похідні функції затрат по змінних $Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}$.
Рішенням системи рівнянь є вирази для визначення оптимальних потужностей

$Q_{kn1}, Q_{kn2}, Q_{kn3}$ на шинах 10 кВ РТП-35...110/10 кВ і на шинах 0,4 або 10 кВ ЗТП-10/0,4 кВ.

Одержуємо систему рівнянь:
Вирази для визначення потужностей КУ мають вигляд:

$$\frac{\partial Z}{\partial Q_{k1}} = \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau}{[R_{n2} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{1}{500} \cdot (Q_1 - Q_{k1} - Q_{k2}) \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau$$

$$Q_{k1} = \frac{-1}{[R_{n2} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau}{(-500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot b c \cdot E \cdot k m \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2)} \cdot \frac{1}{500} \cdot (Q_1 - Q_{k1} - Q_{k2}) \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau$$

$$Q_{k2} = \frac{-1}{[R_{n3} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau - \frac{1}{500} \cdot (Q_3 - Q_{k3}) \cdot R_{n3} \cdot c \cdot \tau + b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2}{(-R_{n3} \cdot c \cdot \tau \cdot Q_3 U^2 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot b c \cdot E \cdot k m \cdot U^2)}$$

$$Q_{k3} = \frac{-1}{[R_{n4} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau - \frac{1}{500} \cdot (Q_4 - Q_{k4}) \cdot R_{n4} \cdot c \cdot \tau + b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2}{(-R_{n4} \cdot c \cdot \tau \cdot Q_4 U^2 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot b c \cdot E \cdot k m \cdot U^2)}$$

$$Q_{k4} = \frac{-1}{[R_{n5} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau - \frac{1}{500} \cdot (Q_5 - Q_{k5}) \cdot R_{n5} \cdot c \cdot \tau + b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2}{(-R_{n5} \cdot c \cdot \tau \cdot Q_5 U^2 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot b c \cdot E \cdot k m \cdot U^2)}$$

$$Q_{k5} = \frac{-1}{[R_{n6} \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot \frac{(Q_c - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{kc}) \cdot R_c \cdot c \cdot \tau + b c \cdot E \cdot k m + \delta w_c \cdot c \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau - \frac{1}{500} \cdot (Q_6 - Q_{k6}) \cdot R_{n6} \cdot c \cdot \tau + b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2}{(-R_{n6} \cdot c \cdot \tau \cdot Q_6 U^2 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot b n \cdot E \cdot k m \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot b c \cdot E \cdot k m \cdot U^2)}$$

4.2. Алгоритм розв'язання задач

НУБІП України

Опір повітряної лінії електропередачі напругою 35 кВ, приведений до напруги 10 кВ, Ом:

$L_{35} := 21.5$ $R_{Л1} := r_{95} \cdot L_{35} \cdot \left(\frac{U}{U_{35}}\right)^2$ $R_{Л1} = 0.6$

4. Номінальні потужності та втрати в обмотках силових трансформаторів:

$S_{n_t} := P_{k_t} :=$

400	5.5
160	3.1
630	8.5
160	5.5
160	5.5
4000	33.5

НУБІП України

5. Сумарні опори ділянок розподільної мережі 10 кВ, приведені до базової напруги U, Ом:

$R_{n1} := r_{50} \cdot 8.2$

$R_{n2} := r_{50} \cdot 16.03 + R_{t1}$

$R_{t1} := \frac{P_{k_t} \cdot U^2 \cdot 10^3}{(S_{n_t})^2}$

$R_{n3} := r_{70} \cdot 0.05 + r_{50} \cdot 0.7 + R_{t2}$

$R_{n4} := r_{K} \cdot 0.78 + R_{t3}$

$R_{n5} := r_{50} \cdot 10.45$

$R_{n6} := r_{K} \cdot 0.065 + r_{35} \cdot 2.58 + R_{t4}$

$R_{n7} := r_{K} \cdot 0.065 + r_{35} \cdot 2.37 + r_{35} \cdot 0.73 + R_{t5}$

$R_c := R_{t6} + r_c + R_{Л1}$

$R_{n8} := R_c$

НУБІП України

8. Час максимальної активної потужності в мережах системи і приймача

$R_{t1} =$

3.79
13.351
2.361
23.687
23.687
0.231

$R_{n1} =$

4.854
13.28
13.786
2.71
6.186
25.71

$\tau := 2000$ год

9. Вартість 1 кВт-г електроенергії, грн/кВт г:

$3.383 \cdot 10^3$	$2.571 \cdot 10^3$	26.112	$2.199 \cdot 10^3$
320	243.2	8.331	207.975
256	194.56		166.38
504	383.04		327.561
$1.249 \cdot 10^3$	949.088		811.624
256	194.56		166.38
256	194.56		166.38
$1.012 \cdot 10^4$	$7.689 \cdot 10^3$		$6.576 \cdot 10^3$

$\cos \phi_1 =$

0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76

10. Коefіцієнт використання потужності в батареях, в.о.:

11. Коefіцієнт використання потужності в трансформаторах, в.о.:

12. Коefіцієнт використання потужності в лінійних елементах, в.о.:

13. Коefіцієнт використання потужності в розподільчих пристроях, в.о.:

14. Коefіцієнт використання потужності в мережах, в.о.:

15. Коefіцієнт використання потужності в системі, в.о.:

16. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

17. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

18. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

19. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

20. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

21. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

22. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

23. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

24. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

25. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

26. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

27. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

28. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

29. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

30. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

31. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

32. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

33. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

34. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

35. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

36. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

37. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

38. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

39. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

40. Коefіцієнт використання потужності в приймачах, в.о.:

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

4.3. Очікувана економічна ефективність

$$Qk_1 := \frac{1}{[Rn_2 \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot (-500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 - Rn_2 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_2 + P$$

$$Qk_2 := \frac{(-500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 - Rn_2 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_2)}{[Rn_2 \cdot (c \cdot \tau)]}$$

$$Qk_3 := \frac{-1}{[Rn_3 \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot (-Rn_3 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_3 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2)$$

$$Qk_4 := \frac{-1}{[Rn_4 \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot (-Rn_4 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_4 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2)$$

$$Qk_5 := Q_5$$

$$Qk_6 := \frac{-1}{[Rn_6 \cdot (c \cdot \tau)]} \cdot (-Rn_6 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_6 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - 500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2)$$

$$Qk_7 := \frac{-(-500 \cdot bc \cdot E \cdot km \cdot U^2 - 500 \cdot \delta w_c \cdot c \cdot U^2 + 500 \cdot bn \cdot E \cdot km \cdot U^2 + 500 \cdot \delta w_n \cdot c \cdot U^2 - Rn_7 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_7)}{[c \cdot (\tau \cdot Rn_7)]}$$

$$Qk_8 := \frac{1}{[Rn_4 \cdot [Rn_6] \cdot Rn_3 \cdot [Rn_7 \cdot \tau \cdot [Rn_8 \cdot (c \cdot \tau)]]]} \cdot [Rn_6 \cdot Rn_3 \cdot Rn_7 \cdot \tau \cdot Rn_8 \cdot c \cdot \tau \cdot Q_1 - 500 \cdot$$

2.029 · 10 ³
169.803
129.611
140.492
811.624
146.664
146.967
2.824 · 10 ³

Розрахункові оптимальні потужності КУ мережі підстанції 35...110/10 кВ мають значення встановлення у вісьми точках

Аналіз впливу параметрів мережі і параметрів режиму її роботи на функцію приведених затрат.

1. Визначимо мінімум функції приведених затрат при оптимальних значеннях потужностей КУ.

$$Z_{оп} := \frac{(Q_8 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{k8})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{ng} \cdot c \cdot \tau + [3 \cdot ac + bc \cdot (Q_{k8} + Q_{k1} + Q_{k2})] + \frac{(Q_1 - Q_{k1} - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_2 - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_3 - Q_{k3})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n3} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_4 - Q_{k4})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n4} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_5 - Q_{k5})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n5} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_6 - Q_{k6})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n6} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_7 - Q_{k7})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n7} \cdot c \cdot \tau + [5 \cdot an + bn \cdot (Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4})]$$

Оптимальні затрати $Z_{оп}$ становлять, грн/рік: $Z_{оп} = 6.039 \times 10^5$

2. Визначимо величину приведених затрат при встановленні слідуючих комплектних КУ:

- а) на шинах 10 кВ ТП №349 (Л18) - дві установки УКЛ 56-10,5-1000 У3;
- б) на шинах 0,4 кВ ТП №209 (Л18) - установка УКМ 58-0,4-170;
- в) на шинах 0,4 кВ ТП №168 (Л17) - установка УКМ 58-0,4-130;
- г) на шинах 0,4 кВ ТП №185 (Л12) - установка УКМ 58-0,4-140;
- д) на шинах 10 кВ ТП №432 (Л11) - установка УКЛ 56-10,5-800 У3;
- е) на шинах 0,4 кВ ТП №370 (Л12) - установка УКМ 58-0,4-145;
- ж) на шинах 0,4 кВ ТП №340 (Л12) - установка УКМ 58-0,4-145;
- з) на шинах 10 кВ РТП "Роток" - дві установки УКЛ 56-10,5-1500 У3.

Фактичні потужності підключених КУ мають значення, квар $Q_{ki} :=$

2000
170
130
140
800
145
145
3000

для котрих приведені затрати складатимуть, грн:

$$Z_f := \frac{(Q_8 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{k8})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{ng} \cdot c \cdot \tau + [3 \cdot ac + bc \cdot (Q_{k8} + Q_{k1} + Q_{k2})] + \frac{(Q_1 - Q_{k1} - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n1} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_2 - Q_{k2})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n2} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_3 - Q_{k3})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n3} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_4 - Q_{k4})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n4} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_5 - Q_{k5})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n5} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_6 - Q_{k6})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n6} \cdot c \cdot \tau + \frac{(Q_7 - Q_{k7})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n7} \cdot c \cdot \tau + [5 \cdot an + bn \cdot (Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4})]$$

Коефіцієнт потужності до компенсації $\cos\phi_i$ і після компенсації $\cos\phi_{ki}$ реальні коефіцієнти потужності $\cos\phi_i$ та $\cos\phi_{ki}$ визначаються за формулою $\cos\phi_{ki} = \frac{P_{ki}}{S_{ki}}$, де P_{ki} - активна потужність, S_{ki} - комплексна потужність, Q_{ki} - реактивна потужність, U - напруга, R_{ng} - опір лінії, R_{ni} - опір навантаження, c - коефіцієнт витрат, τ - час роботи, a , b , n - коефіцієнти витрат, ac , bc , an , bn - коефіцієнти витрат.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

 $\cos \varphi_{i1} =$

0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76
0.76

 $\cos \varphi_{k1} =$

1
0.988
0.983
0.898
1
0.994
0.994
1

Зниження річних втрат електроенергії.

1. Для оцінки зміни втрат електроенергії в електричній мережі системи і споживача (ΔW) необхідно знати втрати електроенергії на на R_{ni} опорах i -тих ділянок мережі від передачі Q_i до компенсації ($\Delta W_1, \Delta W_2, \Delta W_3, \Delta W_4, \Delta W_5, \Delta W_6, \Delta W_7, \Delta W_8$), котрі визначаємо за формулами, кВт г:

$$\Delta W_1 := \frac{(Q_1)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n1} \cdot \tau$$

$$\Delta W_2 := \frac{(Q_2)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n2} \cdot \tau$$

$$\Delta W_3 := \frac{(Q_3)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n3} \cdot \tau$$

$$\Delta W_4 := \frac{(Q_4)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n4} \cdot \tau$$

$$\Delta W_5 := \frac{(Q_5)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n5} \cdot \tau$$

$$\Delta W_6 := \frac{(Q_6)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n6} \cdot \tau$$

Втрати електроенергії на R_{ni} опорах i -тих ділянок мережі від передачі Q_i до компенсації ($\Delta W_1, \Delta W_2, \Delta W_3, \Delta W_4, \Delta W_5, \Delta W_6, \Delta W_7, \Delta W_8$) визначаємо за формулами, кВт г:

$$\Delta W_7 := \frac{(Q_7)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n7} \cdot \tau$$

$$\Delta W_8 := \frac{(Q_8)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n8} \cdot \tau$$

$$\Delta W_8 := \frac{(Q_8)^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n8} \cdot \tau$$

$$\Delta W_{k5} := \frac{(Q_5 - Q_{k5})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n5} \cdot \tau \quad \Delta W_{k6} := \frac{(Q_6 - Q_{k6})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n6} \cdot \tau$$

$$\Delta W_{k8} := \frac{(Q_8 - Q_{k1} - Q_{k2} - Q_{k3} - Q_{k4} - Q_{k5} - Q_{k6} - Q_{k7} - Q_{k8})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n8} \cdot \tau \quad \Delta W_{k7} := \frac{(Q_7 - Q_{k7})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{n7} \cdot \tau$$

ΔW_i	ΔW_{k1}
$4.258 \cdot 10^5$	73.142
$1.042 \cdot 10^4$	347.409
$6.923 \cdot 10^3$	331.007
$5.274 \cdot 10^3$	$1.729 \cdot 10^3$
$7.393 \cdot 10^4$	15.163
$1.291 \cdot 10^4$	213.196
$1.311 \cdot 10^4$	216.53
$8.168 \cdot 10^6$	393.864

2. Сумарні втрати електроенергії від передачі реактивної потужності в електричній мережі до компенсації $\Delta W_{\text{сум}}$, кВт г :

$$\Delta W_{\text{сум}} := \sum_i \Delta W_i$$

$$\Delta W_{\text{сум}} = 8.716 \times 10^6$$

та після компенсації $\Delta W_{\text{к сум}}$, кВт г:

$$\Delta W_{\text{к сум}} := \sum_i \Delta W_{k_i}$$

$$\Delta W_{\text{к сум}} = 3.32 \times 10^3$$

3. Зниження річних втрат електроенергії в електричній мережі, наведений на рис.4.1 складає, кВт г/рік:

$$\delta W := \Delta W_{\text{сум}} - \Delta W_{\text{к сум}}$$

$$\delta W = 8.713 \times 10^6$$

Прибуток від заощадженої електроенергії складає:

$$P := \delta W \cdot c$$

$$P = 1.046 \times 10^7 \text{ грн/рік}$$

$$\delta Z = P \cdot \left[\frac{5 \cdot \text{ан} \cdot E \cdot \text{км} \cdot \left[\frac{a_6}{b_1} \cdot (Q_{k1} + Q_{k5}) \right] \cdot E \cdot \text{км} + b_n \cdot E \cdot \text{км} \cdot (Q_{k2} + Q_{k3} + Q_{k4} + Q_{k6} + Q_{k7}) \right] +$$

НУБІП України

4.4. Технічні аспекти компенсації реактивної потужності

НУБІП України

Наступним завданням проблеми КРН в розподільчій мережі енергокомпанії є розподіл КУ у внутрішній мережі. Можна рекомендувати забезпечувати КРН окремо для мереж СН та НН, тобто компенсація навантажень НН компенсувальними установками СН, як правило, неможлива.

НУБІП України

Розподіл КУ в мережі однієї напруги доцільно виконувати на підставі техніко-економічного аналізу варіантів централізованої та децентралізованої компенсації:

НУБІП України

централізована компенсація дешевша, але децентралізована значно ефективніша за зменшенням встановленої потужності обладнання, втрат електроенергії, можливістю автономного регулювання тощо. Наприклад, за даними "Вінницяпромелектро", питома вартість КБ потужністю 25 кВАр становить 269 грн/кВт, 100 кВАр – 123 грн/кВАр, а 600 кВАр – 85 грн/кВАр, тобто питома вартість відрізняється більше, ніж у три рази.

НУБІП України

Аналогічні питання виникають під час конструювання конденсаторної установки і визначення потужності кроку регулювання. Питома вартість конденсатора (наприклад, типу МКРГ Електроісон, Німеччина) потужністю 2,5 кВАр становить 71 грн/кВАр, а конденсатора потужністю 40 кВАр – 21 грн/кВАр.

НУБІП України

НУБІП України

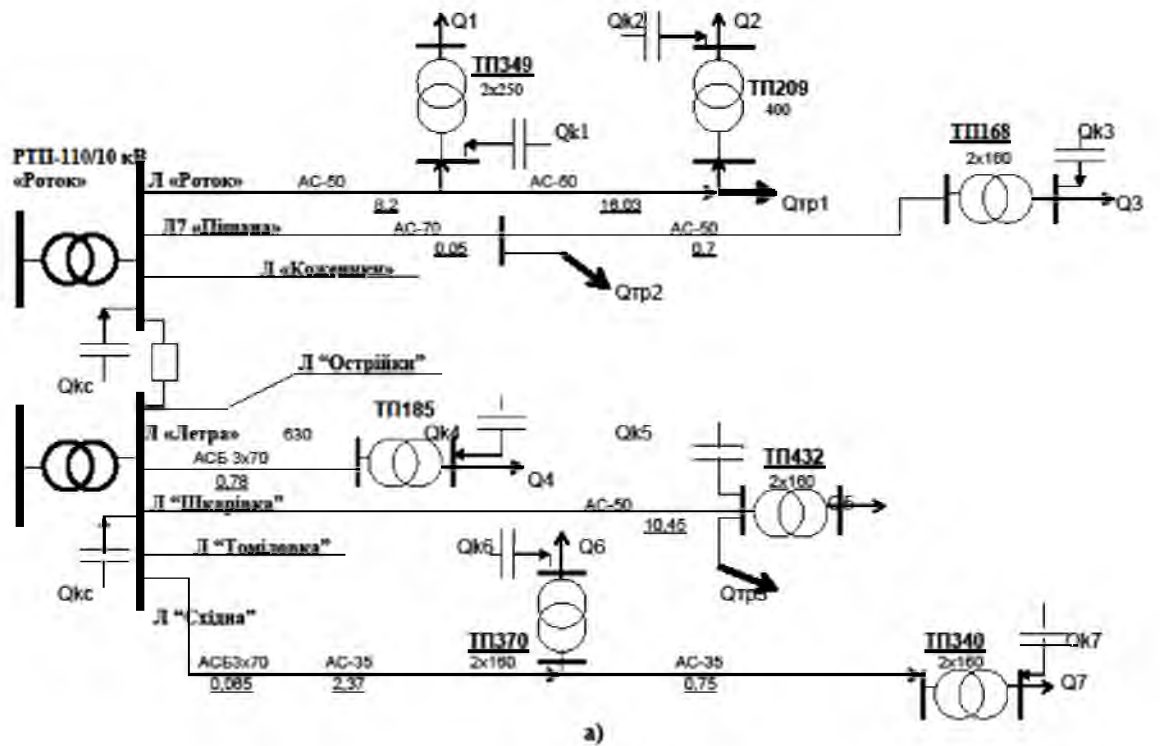


Рис.4.1. Схема розподільної мережі 10 кВ РТП-110/10 кВ.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

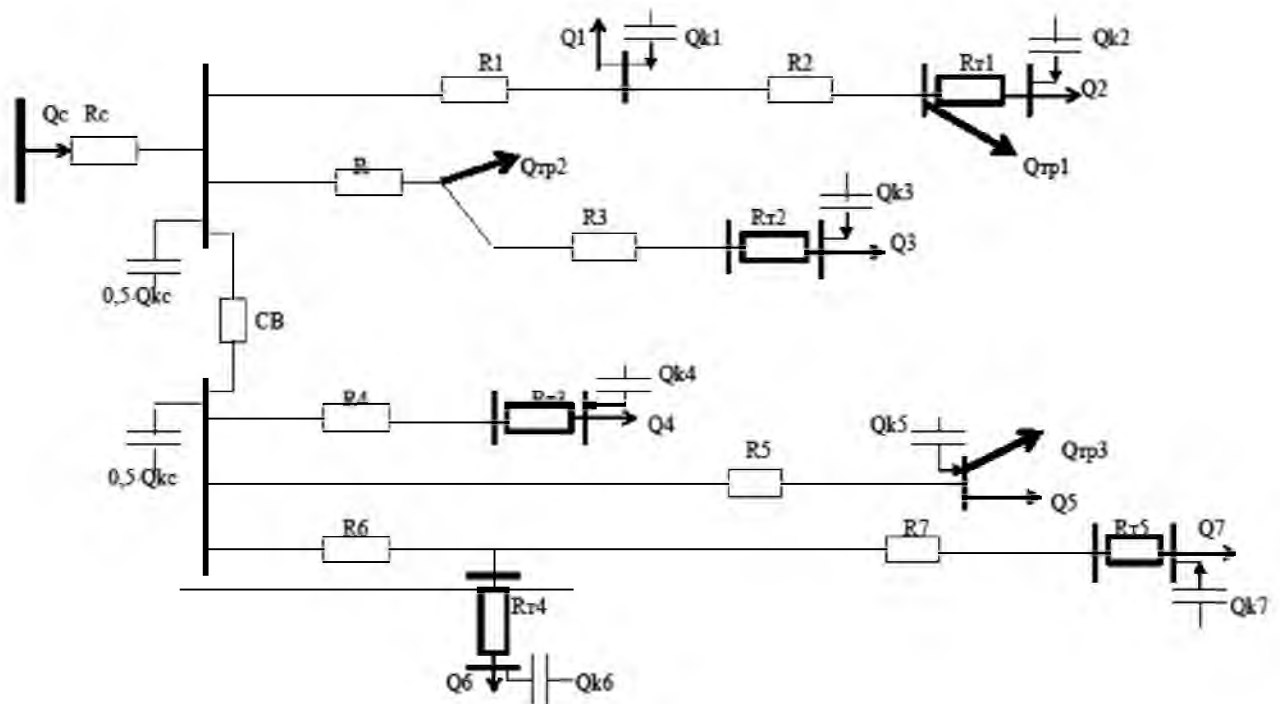


Рис.4.2. Схема замщення розподільної мережі 10 кВ РТП-110/10 кВ.

Силові конденсатори, схеми та обладнання конденсаторних установок

Силові конденсатори, які випускають провідні виробники на підставі останніх досягнень у конструюванні та технології їх виготовлення, відрізняються екологічністю, високою надійністю та якістю, безпечною експлуатації, значно зниженими втратами активної потужності. За своєю конструкцією вони можуть бути у циліндричному чи прямокутному корпусі, однофазні чи трифазні, з вбудованими запобіжниками чи без них, із зовнішнім чи внутрішнім розрядним спором тощо.

Конденсатори, наприклад, типу Varplus2 виробництва Schneider Electric, які використовують для комплектації конденсаторних установок НН, обладнані вбудованим запобіжником а також спеціальною діафрагмою для запобігання вибуху конденсатора. Корпус – пластиковий, що забезпечує подвійну ізоляцію (рис.4.6). Розглянемо на прикладі конденсатора НН типу Varplus2 особливості

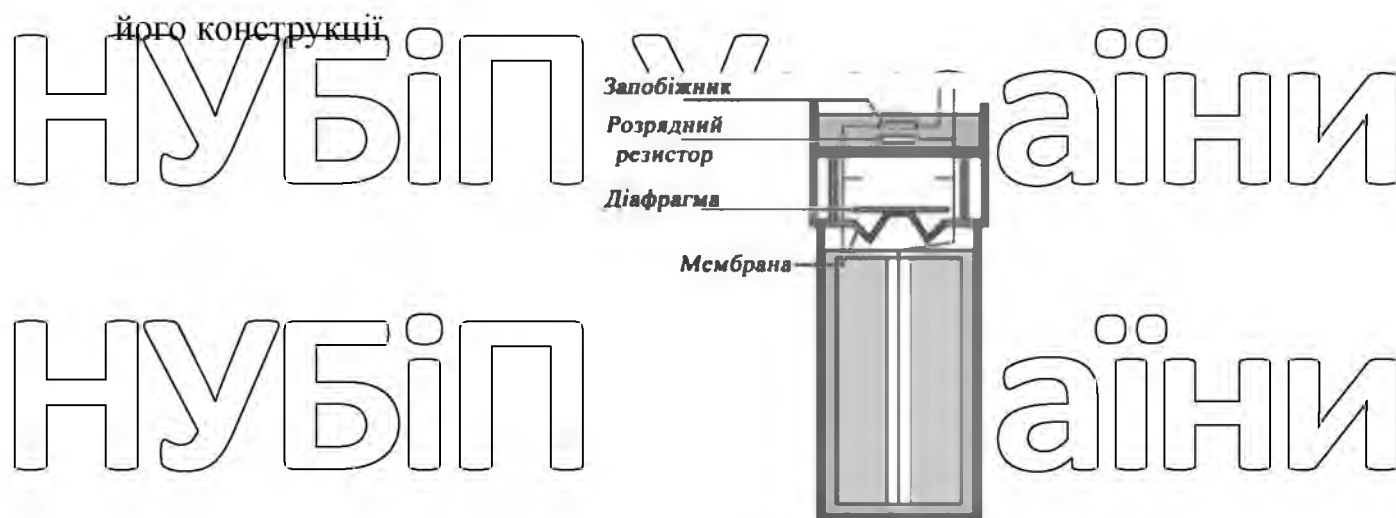


Рис.4.6. Конструкція конденсатора низької напруги типу Varplus M.

Конденсатори Varplus2 відповідають вимогам RCNS (обмеження використання небезпечних речовин у процесі виробництва); конденсатори не

містять рідких речовин; система керуванням якістю та екологічна безпека

виробництва відповідає вимогам ISO 9001 та ISO 14001. Конструкція конденсатора дає змогу попередити всі внутрішні та зовнішні пошкодження.

Внутрішні пошкодження характеризуються, переважно, невеликими значеннями струму і запобігаються захистом від надлишкового тиску:

- під час погіршення властивостей діелектрика конденсатора починають виділятися гази, всередині корпусу поступово збільшується тиск;

- під дією тиску металевий диск пересувається догори;

- якщо тиск у конденсаторі перевищує певне значення, то цей металевий диск перемикає контакти та утворює коротке замикання;

- вбудований запобіжник спрацьовує та вимикає пошкоджений конденсатор від мережі.

Ризик вибуху зведено таким чином практично до нуля, тому немає необхідності застосовувати міцний металевий корпус. Конденсатори забезпечені

внутрішніми розрядними резисторами. Висока стійкість до полум'я забезпечена використанням матеріалів, які не підтримують горіння. Сучасні силові

конденсатори інших виробників також характеризуються високими технічними

показниками.

Фірми-виробники конденсаторів та конденсаторних установок пропонують дуже різноманітну продукцію як за діапазоном номінальних потужностей, так і за значенням кроків регулювання, регульовані або нерегульовані, з урахуванням рівня вищих гармонік у мережі. Для мережі НН розрізняють три основних випадки розміщення компенсуювальних пристроїв:

– глобальна компенсація на рівні головного щита низької напруги (випадок 1);

– компенсація парціальна (або секційна) – часто використовується за наявності декількох відділень, режими навантажень яких є суттєво відмінними (випадок 2);

– компенсація індивідуальна (випадок 3), яка застосовується безпосередньо для окремого споживача (двигуна), потужність якого є суттєвою щодо потужності решти споживачів.

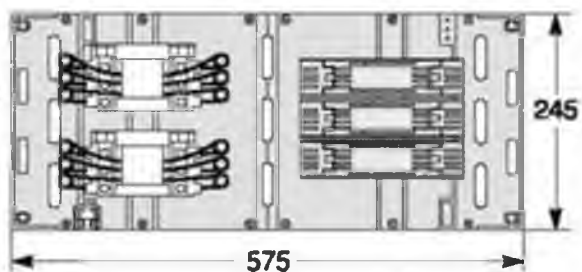
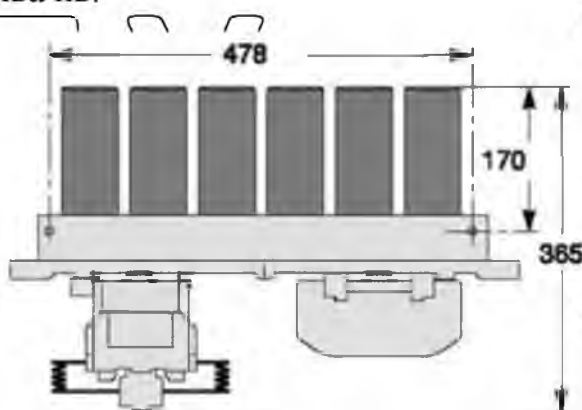


Рис.4.7. Подвійний блок конденсаторів стандартного типу та типу Н.

Вибір регульованої або нерегульованої конденсаторної батареї, фірма Merlin Gerin, наприклад, рекомендує здійснювати для випадку глобальної

компенсації (рівень 1) або для відділень (рівень 2) за критерієм співвідношення Q_c/S_n .

Значення 15% є граничним за умовою запобігання перекомпенсації в режимі, близькому до неробочого ходу. Отже, якщо $Q_c/S_n \leq 0,15$, рекомендується нерегульована батарея, а у випадках, коли $Q_c/S_n > 0,15$, слід застосовувати регульовану батарею конденсаторів.

Залежно від рівня гармонік, який характеризується відношенням повної потужності навантаження, що генерує вищі гармоніки, до потужності трансформатора G_h/S_n в мережі, де заплановано застосувати конденсаторні батареї, фірма Merlin Gerin (концерн Шнайдер Електрик) рекомендує різні типи конденсаторних установок. Стандартний, тип Н та тип SAN фірма Merlin Gerin випускає на напруги від 230 В до 690 В та широку гаму потужностей: від 7,5 до 900 кВАр.

Для комутації конденсаторів використовують спеціальні контактори, наприклад, фірми Moeller (типу DEL) чи Telemecanique (типу LC1-DK) з додатковими контактами з витримкою часу на розмикання та випередженням на замикання з послідовно увімкненими з ними резисторами з метою захисту від стрибків струму в момент увімкнення та перенапруг під час вимкнення. Для захисту від надструмів переважно застосовують запобіжники.

Регульовану конденсаторну установку комплектують блоками, які складаються з комплексу конденсаторів, контактора та запобіжників, зібраних на стандартній пластині (рис.4.7). Втрати потужності стандартного блока з конденсаторами Varplus2 становлять 1,9 Вт/кВАр.

Для фільтро-компенсувальних установок застосовують блоки з реакторами (рис.3). Втрати потужності такого блока становлять 8 Вт/кВАр.

Співвідношення потужностей ступенів конденсаторної батареї може бути 1:1:1 або 1:2:2, 1:2:3, 1:2:4 чи інше. Кількість блоків визначається загальною потужністю БСК, бажаною потужністю ступеня регулювання та значенням стандартної потужності конденсаторів.

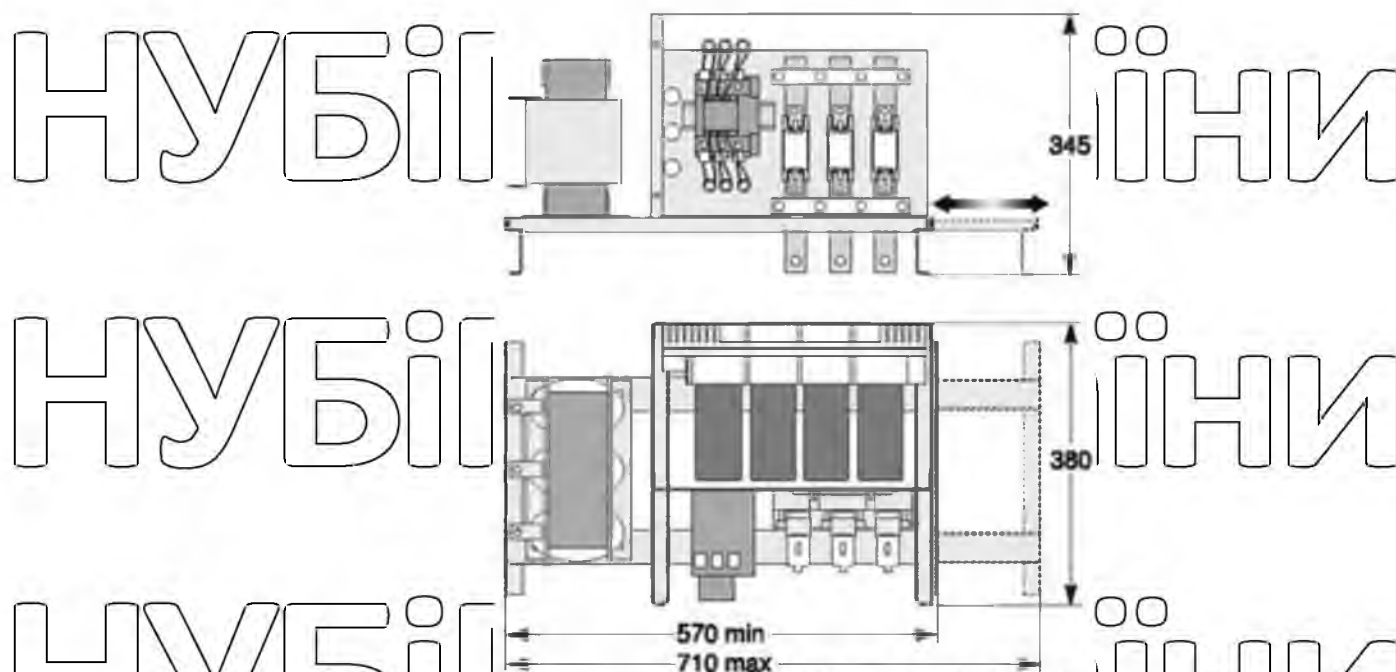


Рис. 4.8. Блок конденсаторів типу SAN для фільтрокомпенсувальних установок.

Вартість конденсаторної установки значною мірою залежить від потужності ступенів (блоків), що використані для її компонування, та співвідношення потужностей цих ступенів. Дискретне регулювання забезпечується мікропроцесорним пристроєм, що випускають для регулювання конденсаторних батарей з різною кількістю блоків.

Конденсаторні установки середньої напруги (6 або 10 кВ) можуть комплектуватися трифазними або однофазними конденсаторами. Найчастіше різні фірми використовують такий ряд номінальних потужностей однофазних та трифазних конденсаторів: 50, 100, 150, 200, 250, 300, (320), 350, 400 та до 600 кВАр незалежно від номінальної напруги (від 2,5 до 40 кВ) з вбудованими запобіжниками або без них. Сучасні конденсатори провідних фірм (наприклад, Nokia, Merlin Gerin) мають зменшені втрати (0,16 Вт/кВАр із запобіжниками та 0,12 Вт/кВАр без них), поліпшену конструкцію з противибуховою діафрагмою.

Розглянемо деякі схеми конденсаторних установок на середній напрузі. На рис. 5 показано можливі схеми з'єднання секцій конденсаторних установок СН з пристроями мікропроцесорного захисту: а) схема секції з трифазними

конденсаторами або зі з'єднанням однофазних конденсаторів у трикутник; б) схема зі з'єднанням однофазних конденсаторів у подвійну зірку.

Для обмеження стрибків струму увімкнення застосовують послідовні дроселі (котушки індуктивності) L1, а для розряду конденсаторів після вимкнення – дроселі L2. Конденсаторні установки можуть комплектуватися конденсаторними секціями кількістю до 3–5 трифазних груп конденсаторів. Для регульованої та нерегульованої батареї максимальна встановлена потужність становить до 1800–2400 кВАр. Комутація груп забезпечується спеціальними елегазовими (фірма Merlin Gerin) контакторами СН, а захист – запобіжниками.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

5.1. Облаштування блискавкозахисту

Захист відкритого розподільчого пристрою 110 кВ виконується за допомогою блискавковідводів, котрі встановлюються на конструкціях ВРП, а також за допомогою окремо встановлених блискавковідводів, мають в складі власні заземлюючі пристрої з опором не менше 80 Ом.

На повітряних лініях 110 кВ встановлюються комплекти ОПН на першій опорі від підстанції. Відстань від ОПН до розподільного пристрою не більше 40 м, ОПН встановлюється без комутаційних апаратів, їх опір не повинен перевищувати 10 Ом.

Захист силових трансформаторів від перенапруг виконуються за допомогою ОПН, захист нейтралі трансформаторів - ОПНН. Зі сторони мережі 10 кВ приймаються заходи для запобігання самовільного зміщення нейтралі, тому в коло трансформаторів напруги з'єднаних в розімкнений трикутник включається резистор опором 25 Ом, розрахований на тривале протікання струму 4 А.

Від стійок конструкцій ВРП 110 кВ блискавковідводами забезпечується розтікання струму розряду блискавки по магістралях заземлюючого пристрою в двох напрямках. Окрім цього, встановлюються два вертикальні електроди довжиною 3 м на відстані 3 м від стійки блискавковідводу.

Захист ПЛ 110 кВ від прямих ударів блискавки на підходах до підстанції виконується тросовими блискавковідводами. Опір заземлюючого пристрою 5 Ом, кількість тросів - 1, захисний кут блискавковідводу складає 25° . На кожній опорі трос приєднується до заземлення опори через іскрові проміжки, розміри іскрових проміжків - 650 мм.

Блискавковідвід є спорудою, що встановлюється над трансформаторною підстанцією, через яку розряд блискавки, минувши об'єкт, відводиться в землю. Блискавкоприймач безпосередньо сприймає прямий удар блискавки, який по струмовідводу вирушає в землю. Струмовідвід розраховується на теплові і

електродинамічні дії, пов'язані з проходженням по ньому струму блискавки. Заземлювач служить для зниження потенціалу елементів блискавковідводу [10].

Для захисту підстанції від прямих атмосферних розрядів встановлюються два стержневі блискавковідводи висотою $h=30$ м кожен, один з яких знаходиться на прожекторній щоглі підстанції. Розташування і зона захисту стержневих блискавковідводів показані на рис. 5.3.

Довкола блискавковідводу утворюється зона блискавковідводу, що не уражається грозовими зарядами («шатер»). При розрахунках параметрів стержневих блискавковідводів слід так розрахувати висоту до точки на межі зони захисту і відстань від стержня r_x , щоб підстанція знаходилась всередині зони захисту.

Для одиночних стержневих блискавковідводів висотою h до 60 м r_x визначається по формулі [10]:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot h_a \cdot K_p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (5.1)$$

де $h_a = h - h_x$ – активна висота блискавковідводу, м;

h_x – висота об'єкту, що захищається, м;

K_p – коефіцієнт, що враховує різні висоти блискавковідводу.

Висота об'єкту захисту на підстанції h_x визначається висотою найвищого об'єкту підстанції, тому приймається $h_x = 7$ м.

$$h_a = 30 - 7 = 23 \text{ м.}$$

Коефіцієнт K_p визначається по формулі:

$$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{h}}, \quad (5.2)$$

$$K_p = \frac{5,5}{\sqrt{30}} = 1,$$

$$r_x = \frac{1,6 \cdot 23 \cdot 1}{1 + \frac{7}{30}} = 29,84 \text{ м.}$$

Найбільша висота зони захисту, м;

$$h_0 = h - \frac{a}{7 \cdot K_p} \quad (5.3)$$
 де a – відстань між блискавковідводами, м.
 Відстань a приймається рівним 46 м.

$$h_0 = 30 - \frac{46}{7 \cdot 1} = 23,43.$$
 Найменша ширина зони захисту блискавковідводу b_x в горизонтальному перетині на висоті h_x визначається згідно [10]. Два блискавковідводи висотою до 30 м взаємодіють лише в тому разі, якщо $a / h_a \leq 7$.

Ширина захисної зони b_x визначається з відношення a/h_a і h_x/h :

$$a / h_a = 46 / 23 = 2,0; \quad h_x / h = 7 / 30 = 0,233.$$
 Далі по кривих [10] визначається відношення

$$b_x / 2h_a : b_x / 2h_a = 1,07.$$
 Звідки

$$b_x = 1,07 \cdot 2 \cdot 23 = 49,2 \text{ м.}$$

Розрахункові величини нанесені на рис.5.1, що показує розміщення обладнання підстанції всередині зони захисту.

5.2. Дослідження заземлюючого пристрою підстанції 110 кВ

Усі металеві частини електроустановок, що в нормальному режимі не знаходяться під напругою, але що можуть виявитися під напругою через пошкодження ізоляції, підлягають заземленню. Заземлення виконується в електроустановках змінного струму напругою 380В і вище, постійного струму - 440 В і вище, та в приміщеннях з підвищеною небезпекою та особливо небезпечних, а також в зовнішніх установках при напрузі 42 В і вище змінного струму та при напрузі 110 В і вище – постійного струму.



Рис. 5.1. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу.

Заземлюються металеві корпуси електричного обладнання.

За вихідними даними (табл.5.1) визначаємо: тип підстанції, марку трансформаторів, робочі напруги, режим нейтралі, необхідний згідно з ПУЕ опір заземлювального пристрою – $R_{зз}$. Усі перелічені вище позиції мають бути обґрунтовані посиланнями на нормативні документи та розрахунками.

Визначаємо дійсні розміри заземлювального пристрою з урахуванням огорожі підстанції.

Вибираємо крок зміни довжини вертикальних стрижнів. Здійснити моделювання заземлювального пристрою з урахуванням вимог ПУЕ та точністю не менше 2%.

За результатами моделювання обчислимо масу металу для кожного варіанту заземлювального пристрою. Побудуємо апроксимуючу модель та виберемо оптимальну конструкцію заземлювального пристрою.

На підстанції є природні заземлювачі, опір яких дорівнює 1 Ом.

Таблиця 5.1

Вихідні дані для проектування заземлюючого пристрою

Параметр	Значення
Струм замикання на землю, I_{ζ} , кА	4,5
Питомий опір ґрунту, ρ , Ом/м	70
Глибина залягання, h , м	0,7
Діаметр штучного заземлювача, d , м	0,02
Будівельні розміри підстанції, $a \times b$, м \times м	40 \times 46

Параметри підстанції визначаються на підставі площі забудови.

Визначимо площу забудови підстанції:

$$S_{з.пс} = a \times b, \text{ м}^2 \quad (5.4)$$

де a і b – будівельні розміри підстанції;

$$S_{з.пс} = 40 \times 46 = 1840, \text{ м}^2.$$

Для двотрансформаторних підстанцій при переважанні споживачів I і II категорій/надійності коефіцієнт завантаження трансформаторів приймається в межах 0,6 – 0,7, при переважанні споживачів II категорії 0,8 – 0,9, а при споживачах III категорії – 1 [5].

Оскільки від підстанції живиться 30% споживачів I, II категорії надійності, і навантаження до аварійного режиму не перевищує 0,9 паспортної потужності, тому трансформатор із системою охолодження М (потужність до 16 МВА) можна перевантажувати до 5 діб на 40% з тривалістю перевантаження щодобово не більше 6 год при температурі охолоджуючого середовища 7,4°C (річна еквівалентна температура для Київської обл.) [5].

Приймаємо $k_{II} = 1,4$.

Для сторони ВН:

$$I_{НОМ} = \frac{S \cdot k_n}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (5.5)$$

$$I_{НОМ} = \frac{2500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 235 \text{ A},$$

Для сторони ВН:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{НОМ} = \frac{S \cdot k_n}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (5.6)$$

$$I_{НОМ} = \frac{2500 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2590 \text{ A}$$

На стороні ВН: електричний вимикач типу ВГТ 110-40/2500 $U_{НОМ}=110$ кВ, $I_{НОМ}=2500$ А.

На стороні ВН: вакуумні вимикачі ВВ/TEL-10-25-3150У2 на $U_{НОМ}=10$ кВ, $I_{НОМ}=3150$ А (виробництва ТОВ «Таврида Електрик Україна»).

Для мереж 110 кВ згідно з ПУЕ [1] застосовується як глухозаземлена, і ефективно заземлена нейтраль. Так як нам не відомий струм однофазного короткого замикання на землю, вибираємо глухо заземлену нейтраль.

Для сторони 110 кВ відповідно до ПУЕ [1], заземлюючий пристрій, який виконується з дотриманням вимог до його опору, повинен мати у будь-який час року опір не більше 0,5 Ом з урахуванням опору природних та штучних заземлювачів. З урахуванням використання природного заземлювача, включеного паралельно, необхідний опір штучного заземлювача:

$$R_u = \frac{R_e \cdot R_{зг}}{R_e - R_{зг}} = \frac{1 \cdot 0,5}{1 - 0,5} = 1, \text{ Ом} \quad (5.7)$$

Визначимо дійсні розміри заземлювального пристрою з урахуванням огороження підстанції. Відповідно до п. 1.7.93. ПУЕ [1] для виключення

електричного зв'язку зовнішньої огорожі із заземлюючим пристроєм відстань від огорожі до елементів заземлювального пристрою, розташованих уздовж неї з внутрішньої сторони повинна бути не менше 2 м. Таким чином, дійсні розміри заземлювального пристрою дорівнюватимуть:

$$a_3 = a - 2 \cdot 2, \text{ м}, \quad (5.8)$$

$$a_3 = 40 - 2 \cdot 2 = 36, \text{ м};$$

$$b_3 = b - 2 \cdot 2, \text{ м}, \quad (5.9)$$

$$b_3 = 46 - 2 \cdot 2 = 42, \text{ м}.$$

Відповідно до ПУЕ [1] вертикальні стержні мають бути довжиною 3-5 м.

5.3. Оптимізація параметру (ваги) штучного заземлювача

Проектування заземлювального пристрою виконується в програмному середовищі MathCAD. Результати розрахунку наведено у табл. 5.2.

Маса спроектованого заземлювального пристрою розраховується за

формулою:

$$M_{3y} = \pi \cdot r^2 \cdot \rho \cdot [(a_3 + b_3) \cdot 2 + N \cdot L] \cdot K_3 \quad (5.10)$$

де r - радіус заземлювального стержня, м;

ρ - щільність сталі, кг/м³;

a_3, b_3 - довжина та ширина заземлюючого контуру відповідно, м ;

N - кількість вертикальних стержнів, шт;

L - довжина вертикальних стержнів, м.

Таблиця 5.2

Розрахунок опору заземлювального пристрою за довжиною вертикальних стержнів

Задано	Потенціал U, В	Струм I, А	R _{зв.} , Ом	h _r , м	N	Стержень	x, у початку прямої	x, у кінця прямої	Довжина, м	Радіус, м	Число точок
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Довжина вертикальних стержнів 5.0 м, кількість вертикальних стержнів: n=8

1	4420	4500	0.982	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	5.0	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	5.0	0.01	10
					4	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	5.0	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 4.8 м, кількість вертикальних стержнів: n=8

1	4440	4500	0.988	0.7	1	Контур 1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	4.8	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	4.8	0.01	10
					4	Контур 2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	4.8	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 4.6 м, кількість вертикальних стержнів: n=8

1	4470	4500	0.993	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	4.6	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	4.6	0.01	10
					4	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	4.6	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 4.4 м, кількість вертикальних стержнів: n=8

1	4490	4500	0.998	0.7	1	Контур 1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	4.4	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	4.4	0.01	10
					4	Контур 2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	4.4	0.01	10

Продовження табл.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----	----	----

Довжина вертикальних стержнів 4.2 м, кількість вертикальних стержнів: n=8

I	4520	4500	1	0.7	1	Контур 1	18, 0	18, 21	0	0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	4.2	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	4.2	0.01	10
					4	Контур 2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	4.2	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 4.0 м, кількість вертикальних стержнів: n=10

I	4460	4500	0.992	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 7	18, 7	4	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 21	18, 21	4	0.01	10
					4	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					5	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	4	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 3.8 м, кількість вертикальних стержнів: n=12

I	4420	4500	0.982	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	3.8	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 10.5	18, 10.5	3.8	0.01	10
					4	Верт.стерж.1.3	18, 21	18, 21	3.8	0.01	10
					5	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					6	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	3.8	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 3.6 м, кількість вертикальних стержнів: n=12

I	4450	4500	0.989	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	3.6	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 10.5	18, 10.5	3.6	0.01	10
					4	Верт.стерж.1.3	18, 21	18, 21	3.6	0.01	10
					5	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					6	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	3.6	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 3.4 м, кількість вертикальних стержнів: n=12

I	4480	4500	0.996	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	3.4	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 10.5	18, 10.5	3.4	0.01	10
					4	Верт.стерж.1.3	18, 21	18, 21	3.4	0.01	10

Продовження табл.5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
					5	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10

					6	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	3,4	0.01	10
Довжина вертикальних стержнів 3.2 м, кількість вертикальних стержнів: n=12											
1	4510	4500	1	0.7	1	Контур1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	3.2	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 10.5	18, 10.5	3.2	0.01	10
					4	Верт.стерж.1.3	18, 21	18, 21	3.2	0.01	10
					5	Контур2	18, 21	0, 21		0.01	10
					6	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	3.2	0.01	10

Довжина вертикальних стержнів 3.0 м, кількість вертикальних стержнів: n=16

1	4440	4500	0.987	0.7	1	Контур 1	18, 0	18, 21		0.01	10
					2	Верт.стерж.1.1	18, 0	18, 0	3	0.01	10
					3	Верт.стерж.1.2	18, 10.5	18, 10.5	3	0.01	10
					4	Верт.стерж.1.3	18, 21	18, 21	3	0.01	10
					5	Контур 2	18, 21	0, 21	3	0.01	10
					6	Верт.стерж.2.1	0, 21	0, 21	3	0.01	10
					7	Верт.стерж.2.2	9, 21	9, 21	3	0.01	10

$K_3 = 1.15$ - коефіцієнт запасу.

При застосуванні сталі маркою Ст3, густина рівна 7800 кг/м^3 .

Приклад розрахунку маси металу для заземлювального пристрою при довжині стержнів заземлюючих $L=5,0$ м. Використовуючи табл. 5.2 визначаємо число стержнів $N=8$.

За формулою (5.10) знаходимо $M_{з\gamma}$:

$$M_{з\gamma} = 3.14 \cdot (0.01)^2 \cdot 7800 \cdot [(36+42) \cdot 2 + 8 \cdot 5] \cdot 1.15 = 552 \text{ кг.}$$

Результати розрахунку представлені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Зміна маси штучного заземлювача залежно від довжини вертикальних стержнів та їх кількості

Довжина вертикальних стержнів, L , м	Кількість вертикальних стержнів, N , шт.	Маса заземлювального пристрою, $M_{\text{ву}}$, кг
5	8	552
4,8	8	549
4,6	8	544
4,4	8	539
4,2	8	535
4	10	553
3,8	12	569
3,6	12	562
3,4	12	555
3,2	12	548
3	16	575

За отриманими даними будемо графік $M_{\text{ву}} = f(L)$.

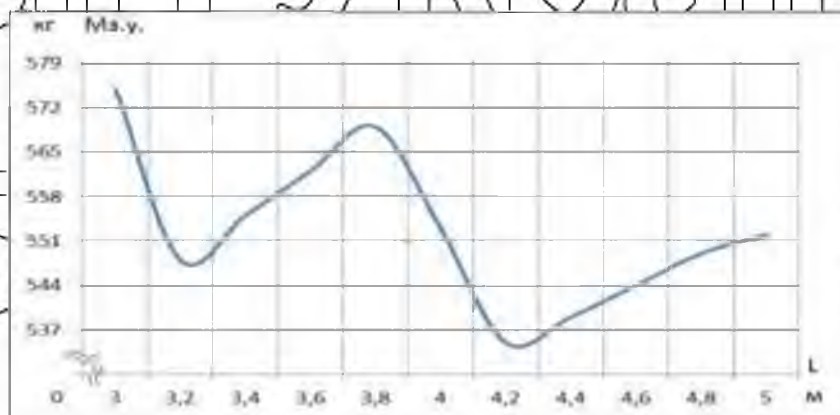


Рис. 5.1. Залежність маси заземлювального пристрою від довжини вертикальних стержнів.

Таким чином, критерієм одноцільової оптимізації заземлювального пристрою є маса металу для його виготовлення. Було змодельовано 11 варіантів, що задовольняють усім вимогам ПУЕ. З них оптимальним є той при якому маса пристрою мінімальна. з табл.5.2 видно, що глобальний екстремум відповідає ЗП з довжиною стержня 4,2 м, а оптимальним є варіант ЗП з восьми вертикальних стержнів довжиною 4,2 м, масою 535 кг.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі на підставі аналізу параметрів і режимів роботи

електричної мережі підстанції 110/10 кВ проведені дослідження щодо підвищення економічності роботи електричної мережі, забезпечення пропускної спроможності мережі 10 кВ підстанції та якості напруги в електричній мережі підстанції 110/10 кВ.

Запропонована модернізація системи вимірювання та релейного захисту на підстанції 110/10 кВ.

Для підвищення економічності роботи електричної мережі 10 кВ підстанції обґрунтовано місця встановлення та параметри засобів компенсації реактивної потужності за допомогою регульованої конденсаторної установки. Досліджено вплив компенсації реактивної потужності на напругу у вузлах навантаження.

На шинах 10 кВ підстанції економічно вигідно встановити конденсаторну установку потужністю 1800 кВАр, на шинах 0,4 кВ ТП-1 - КУ потужністю 125 кВАр, на ТП-2 – КУ потужністю 300 кВАр, на ТП-3 – КУ, потужністю 80 кВАр, на ТП-4 КУ потужністю 90 кВАр, на ТП-5 - КУ потужністю 60 кВАр.

Очікуване зниження річних втрат електроенергії в мережі перевищить складає 500000 кВт·год/рік, а річний економічний ефект сягатиме 700000 грн/рік. Термін окупності капіталовкладень в КУ досліджуваної мережі не перевищує 1 року.

Окрім збільшення пропускної здатності підстанції, КРП забезпечить розвантаження всієї електричної мережі живлення цієї підстанції, та призведе до зменшення техніко-річних витрат електроенергії на її транспортування.

Проаналізовано стан безпечної експлуатації електрообладнання мережі підстанції та розроблені заходи щодо його покращення. Виконано оптимізацію параметрів, а саме, ваги штучного заземлювача з урахуванням вимог ПУЕ, де оптимальним є варіант пристрою з 8 вертикальних стержнів довжиною 4,2 м, масою 535 кг.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002-97.

-К.: Міненерго України, 1997. -54 с.

2. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук.

- К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.

3. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі: навч. посіб./

Г.Б.Іноземцев, В.В.Козирський, М.Т.Лут та ін. - К: ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. – 526 с.

4. Карякин Р.Н. Заземляющие устройства электроустановок: Справочник/ Р.Н.Карякин. - М: Энергосервис, 2000.-373 с.

5. Ковалко М.П. Энергобереження – пріоритетний напрямок державної політики України / М.П.Ковалко, С.М.Денисюк: Відмов.ред. Шидловський А.К. -

Київ: УЕЗ, 1998. -506 с.

6. Короткі замикання в електроустановках. Методи розрахунку в електроустановках змінного струму напругою понад 1 кВ: ГОСТ 27514-87.- 75 с.

7. Купник М.Н. Основи охорони праці/ М.Н. Купник, М.П.Гандзюк, І.Ф. Степанець– К.: Основа, 2000. – 416с.

8. Серіков Я. О. Основи охорони праці. Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти/ Я. О. Серіков. – Харків, ХНАМГ, 2007. - 227с.

9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД/341.004.001-94.-К.: Міненерго України, 1994.- 34 с.

10. Омельчук А.О. Энергоберегаючі режими в системах електропостачання: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2016. - 257 с.

11. Правила улаштування електроустановок. - Х.: Форт, 2017. - 760 с.

12. Справочник по проектированию электроснабжения/ Под ред. Л.Е.Федорова, Ю.Г. Барыбина и др.- М.:Энергоатомиздат,1990.-576 с.

13. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад – СПб.: ПЭИСК, 2003. - 350 с.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України