

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
УНІВЕРСИТЕТ ДЕРЖАВНИХ ЕНЕРГЕТИК І АВТОМАТИКИ УКРАЇНИ
УДК 621.316.1

ПОГОДЖЕНО
Директор ІНН енергетики,
автоматики і енергозбереження
Кацун В.В.
(підпис)

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
електроенергетики
ім. проф. В.М. Синькова
Козирський В.В./
(підпис)

«__» _____ 2021 р. «__» _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Підвищення пропускної здатності розподільчої мережі з
урахуванням динаміки навантаження»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)
Спеціалізація _____ дослідницька _____
(назва)
Магістерська програма _____ електричні мережі і системи _____
(назва)
Програма підготовки _____ освітньо-професійна _____
(освітньо-професійна або освітньо-наукова)
Виконав _____ Бойко В.М. _____
(підпис) (ПІБ)

Керівник магістерської роботи
_____ К.Т.Н., доцент _____ Омельчук А.О. _____
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)
Нормоконтроль _____ Петренко А.В. _____
_____ К.Т.Н., доцент _____
(науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

Консультанти
Охорона праці _____ К.Т.Н., доцент _____ Омельчук А.О. _____
(розділ) (науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)
Економічний розрахунок _____ К.Т.Н., доцент _____ Волошин С.М. _____
(розділ) (науковий ступінь та вчене звання) (підпис) (ПІБ)

НУБІП України

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

електропостачання ім. проф. В.М.Синькова
д.т.н., професор Козирський В.В.

(ступінь, звання) (підпис) (ПІБ)

«___» _____ 2021 р.

НУБІП України
ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Бойку Владиславу 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 «Підвищення пропускної здатності розподільчої
мережі з урахуванням динаміки навантаження»

затверджена наказом ректора НУБІП України від 01.02.2021 р. № 175 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 21.11.15

(рік, місяць, число)

Вихідні дані до магістерської роботи: характеристика і схема розподільчої
мережі 10 кВ, схема підстанції 35/10 кВ, графіки навантаження споживачів.
Перелік питань, що підлягають дослідженню:

Дослідження району електропостачання.

НУБІП України

Аналіз пропускної здатності трансформаторної підстанції 35/10 кв.

Збільшення пропускної здатності підстанції.

Оптимізація режиму підстанцій з трансформаторами однакової потужності.

НУБІП України

Перелік графічного матеріалу: презентація з 16 слайдів у програмному забезпеченні MS PowerPoint 2003.

Дата видачі завдання «1» лютого 2021 р.

Керівник магістерської роботи _____ Омельчук А.О.

НУБІП України

Завдання прийняв до виконання _____

(підпис)

(ПІБ)

Бойко В.М.

(підпис)

(ПІБ)

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ЗМІСТ

НУВБІП України

ВСТУП..... 7

РОЗДІЛ 1 ДОСЛІДЖЕННЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..... 9

НУВБІП України

1.1. Характеристика району електропостачання..... 9

1.2. Розрахунок навантажень на ділянках відхідних ліній 10 кВ..... 11

1.3. Розрахунок перерізу проводів повітряної лінії 10 кВ..... 16

РОЗДІЛ 2 АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ

НУВБІП України

ПІДСТАНЦІ 35/10 КВ..... 20

2.1. Розрахунок навантажень на шинях 10 кВ РТП..... 20

2.2. Обґрунтування електричної схеми підстанції..... 22

2.3. Аналіз графіків електричного навантажень підстанції..... 23

НУВБІП України

2.4. Розрахунок втрат електроенергії на підстанції..... 27

РОЗДІЛ 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

НУВБІП України

35/10 КВ "ВЕРТІВКА"..... 34

3.1. Розрахунок струмів короткого замикання для налагодження

НУВБІП України

релейного захисту..... 34

3.2. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ..... 39

3.3. Розрахунок уставок струмової відсічки ПЛ 10 кВ..... 41

3.4. Узгодження характеристик релейного захисту ПЛ 10 кВ..... 43

НУВБІП України

3.5. Розрахунок захисту вводу 10 кВ трансформатора ТД-6300/35..... 45

3.6. Розрахунок захисту силового трансформатора ТД-6300/35..... 47

РОЗДІЛ 4 ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ПІДСТАНЦІ..... 51

4.1. Значення компенсації реактивної потужності в електричних мережах... 51

НУВБІП України

4.2. Аналіз режимів навантаження підстанції..... 55

4.3. Підвищення пропускної здатності підстанції 35/10 кВ..... 59

					Арк.
					4
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

4.4. Ефективність компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ підстанції.....	65
4.5. Обґрунтування потужності конденсаторної установки.....	67
РОЗДІЛ 5 ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ ПІДСТАНЦІЙ З	

ТРАНСФОРМАТОРАМИ ОДНАКОВОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	70
---	-----------

5.1. Актуальність оптимізації режимів роботи підстанцій.....	70
5.2. Метод оптимізації режиму роботи трансформаторної підстанції.....	72
5.3. Економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП).....	73
5.4. Перевитрата потужності при недотриманні оптимального режиму роботи трансформаторів.....	76
5.5. Вплив реактивного навантаження і її компенсації на втрати потужності.....	78
5.6. Аналіз режимів завантаження підстанції.....	83

РОЗДІЛ 6 ЗАХОДИ ЩОДО БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	93
---	-----------

6.1. Вимоги з охорони праці та пожежної безпеки.....	93
6.2. Характеристика виробничих приміщень.....	94
6.3. Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 35/10 кВ.....	96
6.4. Розрахунок грозозахисного пристрою підстанції 35/10 кВ.....	101
6.5. Система протипожежного захисту об'єкта модернізації.....	103

ВИСНОВКИ.....	105
----------------------	------------

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	106
--	------------

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Бойко В.М.					
Перевір.		Омельчук А.О.				5	106
Реценз.					НУБіП ЕЕЕ-20004		
Н. Контр.		Петренко А.В.					
Затверд.							

НУБІП України

В магістерській роботі виконано дослідження району електропостачання, приведено розрахунок навантажень на ділянках відхідних ліній 10 кВ та вибір перерізу проводів повітряної лінії 10 кВ, обґрунтовано збільшення потужності підстанції шляхом вибору двох силових трансформаторів потужністю 6300 кВ·А.

На підставі аналізу стану устаткування підстанції 35/10 кВ та параметрів режиму її роботи виконані дослідження щодо підвищення економічності роботи електричної мережі, забезпечення пропускнув спроможності підстанції та якості напруги в електричній мережі підстанції 35/10 кВ.

Виконано розрахунок релейного захисту силових трансформаторів, відхідних ліній 10 кВ та узгодження роботи цих захистів із суміжними.

Для підвищення економічності роботи підстанції 35/10 кВ запропоновано компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованої конденсаторної установки 10 кВ.

Розглянуто оптимізацію режиму роботи досліджуваної трансформаторної підстанції з двома трансформаторами типу ТМН-2500/35, що забезпечить очікуване зниження технологічних витрат електроенергії від цього заходу. Розглянуто вплив реактивного навантаження і її компенсації на втрати потужності в силових трансформаторах підстанції.

Зроблено аналіз підстанції напругою 35/10 кВ як об'єкту підвищеної небезпеки зі шкідливими для обслуговуючого персоналу факторами.

Виконано розрахунок заземлюючого пристрою підстанції та її блискавкозахист.

НУБІП України

					Арк.
					6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

НУБІП України

ВСТУП

З 1 січня 2019 року Акціонерне Товариство «ЧЕРНІГІВОВАЛЕНЕРГО» виконує функції виключно Оператора системи розподілу і є одним із провідних ОПР північного регіону України. У сферу його відповідальності входить керування системою розподілу, відповідальність за якість і надійність електропостачання, експлуатація та ремонт ліній електропередач, підстанцій та інших енергооб'єктів, здійснення під'єднання та від'єднання від системи розподілу та встановлення лічильників електроенергії та фіксація їх показів.

АТ «ЧЕРНІГІВОВАЛЕНЕРГО» забезпечує ліцензійну діяльність із розподілу електричної енергії на площі 31865 кв. км і гарантує безперервність і якість обслуговування 34462 км повітряних та 1676 км кабельних ліній електропередач різних класів напруги, обслуговує 549700 побутових та 13400 юридичних споживачів. Річний обсяг розподілу електричної енергії АТ – 1,7 млн МВт·год.

Надійність, безперебійність та безпека енергопостачання покладені в основу плану діяльності компанії, який передбачає не лише забезпечення розподілу електричної енергії споживачам області, а й покращення якості наданих послуг за рахунок оновлення та реконструкції електричних мереж. Для цього з 1 січня 2021 року компанія перейшла на рівень тарифів на послуги з розподілу електричної енергії із застосуванням стимулюючого регулювання, адже такі тарифи дають можливість значно збільшити капіталовкладення в електричні мережі шляхом залучення інвестицій з метою покращення показників якості електричних мереж та поліпшення їх технічного стану.

Передбачається технічне удосконалення засобів обліку, впровадження телемеханізації та розвиток системи зв'язку, оновлення автотранспортної техніки, що забезпечить підвищення надійності та якості електропостачання споживачів, а також знизить рівень технологічних втрат при розподілі електроенергії. Також за допомогою сучасних інформаційних систем у Товаристві планують максимально автоматизувати бізнес-процеси.

					Арк.
					7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Товариство зібрало потужну команду професіоналів, залучило нових фахівців, які активно просувають стратегію компанії. А забезпечення стабільної та мотивуючої робочої атмосфери, яка стимулює розвиток, самореалізацію та кар'єрне зростання співробітників, давно стало однією з головних цілей Товариства. На сьогодні персонал АТ складає близько 3000 осіб, які працюють в головному офісі та 6 відокремлених підрозділах – Чернігівському РЕМ, Прилуцькому РЕМ, Бахмацькому РЕМ, Ніжинському РЕМ, Корюківському РЕМ та Чернігівських МЕМ.

Актуальність теми обумовлена позитивною динамікою зростання електричного навантаження в розподільчій електричній мережі 10 кВ, незадовільними рівнями напруги в цій мережі та низькою економічністю роботи підстанції в системі електропостачання.

Це потребує її реконструкції шляхом збільшення потужності та впровадження енергосzczędних заходів, що також збільшує пропускну здатність суміжної електричної мережі.

Предметом магістерського дослідження є організаційні та технічні заходи щодо підвищення економічності роботи трансформаторної підстанції 35/10 кВ.

Об'єктом дослідження є процеси передачі і розподілу електроенергії в трансформаторній підстанції 35/10 кВ.

Метою магістерської роботи є підвищення економічності роботи районної трансформаторної підстанції напругою 35/10 кВ.

Для досягнення мети в роботі розв'язуються наступні задачі:

а) аналіз пропускну здатності досліджуваної підстанції та ліній її живлення для обґрунтування умов реконструкції підстанції;

б) аналіз добових графіків навантаження підстанції для оптимізації її режиму роботи;

г) підвищення економічності роботи підстанції шляхом компенсації реактивної потужності.

						Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

НУБІП України

РОЗДІЛ
ДОСЛІДЖЕННЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

НУБІП України

1.1. Характеристика району електропостачання

Район електропостачання і трансформаторна підстанція 35/10 «Вертіївка» знаходиться на території населеного пункту Вертіївка Ніжинського р-ну Чернігівської обл.

В районі електропостачання переважають споживані електричної енергії сільськогосподарського призначення, включаючи переробні підприємства (молочнотоварні ферми, комбикормові цехи, лісопильні цехи) та невеликі промислові підприємства.

По надійності електропостачання є споживачі I та II категорії, тому електричні мережі 10 кВ мають велику кількість трансформаторних підстанцій 10/0.4 кВ та зв'язок з іншими лініями 10 кВ суміжних підстанцій 35...110/10 кВ.



Рис. 1.1. Карта місцевості в районі трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Вертіївка»

НУБІП України

					Арк.
					9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

НУБІП УКРАЇНИ

Таблиця 1.1

Характеристика трансформаторної підстанції «Вертіївка» АТ

«ЧЕРНІГІВООБЛЕНЕРГО» станом на 16.12.2020 року

№ з/п	Назва підстанції	Ном.	Максим.	Електр.	Приєднана	
		потужність	допустима	навантаж.	потужність, кВт	
		ПС, S _{ном.} , кВА	потуж.ПС, P _{макс.} , кВт	в режимний день, P _{реж. день} , кВт	існуючих споживачів, P _{пр.} , кВт	що приєднується за договорами P _{дог.} , кВт
49	35/10 кВ Вертіївка	T-1 2500	3220	900	7217	358
		T-2 2500				

Таблиця 1.2

Характеристика навантажень на ТП 10/0.4 кВ

№	P _м , кВт	Вид навантаження	P _д , кВт	P _в , кВт
1	630	В	1323	793.8
2	630	В	1323	793.8
3	500	В	1050	630
4	100	З	200	200
5	100	Кп	54	180
6	630	В	1323	793.8
7	250	В	525	315
8	100	Кп	54	180
9	100	З	200	200
10	100	З	200	200
11	250	В	525	315
12	100	Кп	54	180
13	63	Кп	34.02	113.4
14	63	Кп	34.02	113.4
15	400	В	840	504

1.2. Розрахунок навантажень на ділянках відхідних ліній 10 кВ

Розрахунок навантажень для існуючих трансформаторних підстанцій

визначається з урахуванням коефіцієнта росту навантаження, який

приймається на 10 років і залежить від характеру навантаження і виду споживачів, що визначається коефіцієнтом динаміки навантаження

(виробничі - 2.1, змішані -

2.0 та комунально-побутові - 1.8).

Розрахункові навантаження P_p існуючих підстанцій 10/0.4 кВ на розрахунковий рік знаходжу по формулі:

$$P_p = K_n \cdot P_m, \quad (1.1)$$

де P_m – максимальне існуюче навантаження ТП, кВт;

K_n – коефіцієнт зростання навантаження, котрий визначається характером навантаження споживачів електроенергії.

$$P_{p1} = 630 \cdot 2.1 = 1323 \text{ кВт},$$

$$P_{p2} = 630 \cdot 2.1 = 1328 \text{ кВт},$$

$$P_{p3} = 500 \cdot 2.1 = 1050 \text{ кВт},$$

$$P_{p4} = 100 \cdot 2.0 = 200 \text{ кВт},$$

$$P_{p5} = 100 \cdot 1.8 = 180 \text{ кВт},$$

$$P_{p6} = 630 \cdot 2.1 = 1328 \text{ кВт},$$

$$P_{p7} = 250 \cdot 2.1 = 525 \text{ кВт},$$

$$P_{p8} = 100 \cdot 1.8 = 180 \text{ кВт},$$

$$P_{p9} = 100 \cdot 2.0 = 200 \text{ кВт},$$

$$P_{p10} = 100 \cdot 2.0 = 200 \text{ кВт},$$

$$P_{p11} = 250 \cdot 2.1 = 525 \text{ кВт},$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$P_{p12} = 100 \cdot 1.8 = 180 \text{ кВт},$$

$$P_{p13} = 63 \cdot 1.8 = 113.4 \text{ кВт},$$

$$P_{p14} = 63 \cdot 1.8 = 113.4 \text{ кВт},$$

$$P_{p15} = 400 \cdot 2.1 = 840 \text{ кВт}.$$

Денні та вечірні навантаження існуючих ТП визначаємо множенням розрахункового навантаження на коефіцієнт участі його у денному K_d та вечірньому K_v максимумах, які дорівнюють (для виробничих споживачів $K_d=1.0$;

$K_v=0.6$; для комунально - побутових споживачів $K_d=0.3...0.4$; $K_v=1.0$; для змішаних споживачів $K_d=K_v=1.0$).

Дані розрахунку записуємо в табл.1.3

Таблиця 1.3

Розрахункові навантаження ТП 10/0.4 кВ

№	$P_{мб}$ кВт	Вид навантаження	$P_p = K_d \cdot P_{мб}$ кВт	$P_d = K_d \cdot P_p$ кВт	$P_v = K_v \cdot P_p$ кВт
1	630	В	1323	1323	793.8
2	630	В	1323	1323	793.8
3	500	В	1050	1050	630
4	100	З	200	200	200
5	100	Кп	180	54	180
6	630	В	1323	1323	793.8
7	250	В	525	525	315
8	100	Кп	180	54	180
9	100	З	200	200	200
10	100	З	200	200	200
11	250	В	525	525	315
12	100	Кп	180	54	180
13	63	Кп	113.4	34.02	113.4
14	63	Кп	113.4	34.02	113.4
15	400	В	840	840	504

Навантаження на ділянках лінії напругою 10 кВ визначається сумою (окремо денних і вечірніх навантажень) по добавках [1]. Підсумування навантажень проводиться з кінця лінії. На кожній ділянці лінії визначається загальне навантаження P_3 , яке включає в себе виробниче, змішане, комунально – побутове, а також виробниче навантаження P_v , яке включає в денний час змішане і виробниче, а в вечірній час – виробниче навантаження.

Розрахункове денне та вечірнє навантаження на ділянках лінії визначаємо за формулами :

$$P_d = P_{д.б} + \Delta P(P_{д.м}), \quad (1.2)$$

$$P_v = P_{в.б} + \Delta P(P_{в.м}), \quad (1.3)$$

де $P_{д.б}$ і $P_{в.б}$ – денне та вечірнє навантаження більше,

кВт; $P_{д.м}$ і $P_{в.м}$ – денне та вечірнє навантаження менше,

кВт; ΔP – добавка від меншого навантаження.

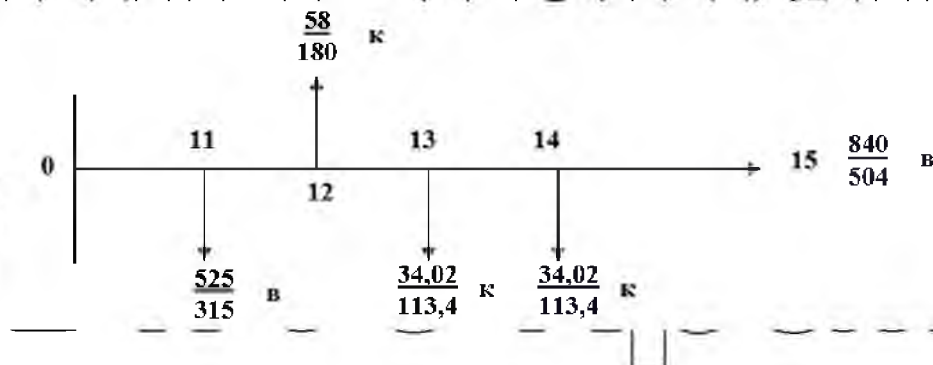


Рис.1.2. Схема повітряної лінії №1.

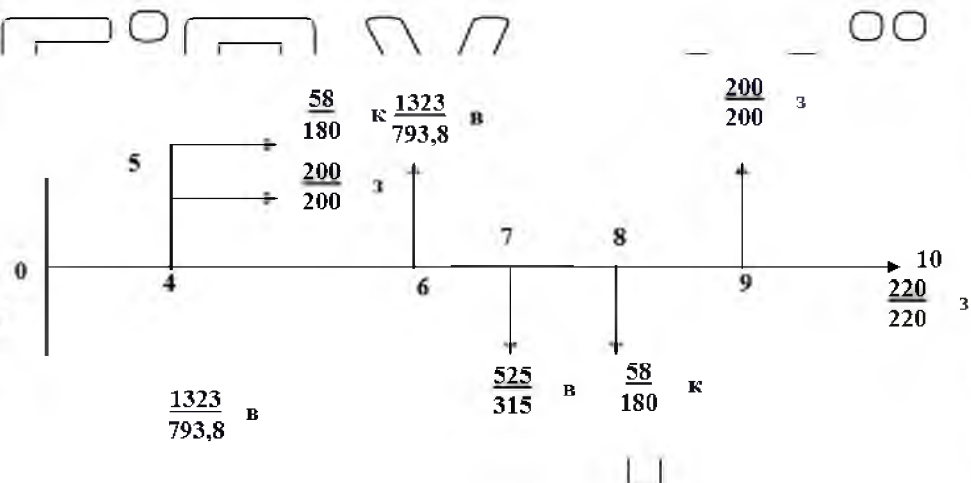
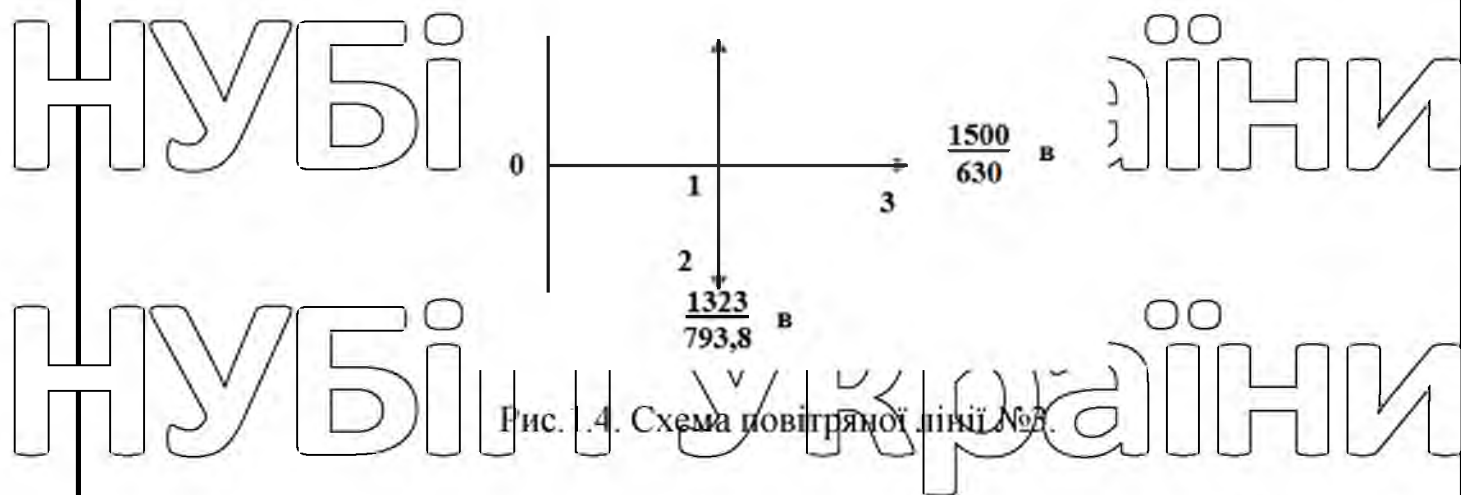


Рис.1.3. Схема повітряної лінії №2.

					Арк.
					13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	



Таблиця 1.4

Розрахункове навантаження ТП 10/0,4 кВ

Ділянка а	Вид	Денне, кВт				Вечірнє, кВт			
		$P_{лб}$	$P_{дм}$	$\Delta P(P_{дм})$	$P_{л}$	$P_{вб}$	$P_{вм}$	$\Delta P(P_{вм})$	$P_{в}$
		Лінія №1							
14-15	$P_{вир}$	840	-	-	840	504	-	-	504
	$P_{заг}$	840	-	-	840	504	-	-	504
13-14	$P_{вир}$	840	-	-	840	504	-	-	504
	$P_{заг}$	840	34.02	23.72	863.72	504	113.4	85.05	589.1
12-13	$P_{вир}$	840	-	-	840	504	-	-	504
	$P_{заг}$	863.7	34.02	23.72	887.49	589.0	113.4	85.05	674.1
11-12	$P_{вир}$	840	-	-	840	504	-	-	504
	$P_{заг}$	887.4	54	39.42	926.86	674.1	180	139	813.1
0-11	$P_{вир}$	840	528	422.4	1262.4	504	315	247.1	751.1
	$P_{заг}$	926.8	528	422.4	1349.2	813.1	315	247.1	1060

НУБІП України

		Лінія №2							
9 - 10	P _{вир}	220	-	-	220	-	-	-	-
	P _{заг}	220	-	-	220	220	-	-	220
8 - 9	P _{вир}	220	220	170	390	-	-	-	-
	P _{заг}	220	220	170	390	220	220	170	390
7 - 8	P _{вир}	390	-	-	390	-	-	-	-
	P _{заг}	390	54	39.42	429.42	390	180	139	529
6 - 7	P _{вир}	525	390	306.8	831.8	-	315	247.1	247.1
	P _{заг}	525	429.4	339.4	864.4	529	315	247.1	776.1
4 - 5	P _{вир}	200	-	-	200	-	-	-	-
	P _{заг}	200	54	39.42	239.42	200	180	139	339
4 - 6	P _{вир}	1323	831.8	675.8	1998.8	793.8	247.1	191.5	985.3
	P _{заг}	1323	864.4	702.3	2025.3	793.8	776.1	631.2	1425
0 - 4	P _{вир}	1998.8	200	155	2153.8	985.3	-	-	985.3
	P _{заг}	2025.3	239.4	185.5	2210.8	1425	339	266.2	1691

Лінія №3

1 - 3	P _{вир}	1500	-	-	1500	630	-	-	630
	P _{заг}	1500	-	-	1500	630	-	-	630
0 - 1	P _{вир}	1500	1323	1112.3	3724.6	630	793.8	644.9	1919
	P _{заг}	1500	1323	1112.3	3724.6	630	793.8	644.9	1919
Всього					7140.8				3656
					7284.6				4671

НУБІП України

1.3. Розрахунок перерізу проводів повітряної лінії 10 кВ

Переріз проводів лінії 10 кВ вибираю по мінімуму приведених затрат (з використанням економічних інтервалів потужності) залежно від еквівалентної потужності S_e на ділянці лінії.

Еквівалентна потужність ділянки лінії 10 кВ S_e дорівнює:

$$S_e = K_d \cdot S_M, \quad (1.4)$$

де S_M – максимальна потужність ділянки лінії (найбільша з розрахункових навантажень денного S_d або вечірнього S_B максимумів), кВА;

K_d – коефіцієнт, який враховує динаміку зростання навантаження $K_d = 0.7$ – для сільських мереж.

Розрахункове денне S_d та вечірнє S_B навантаження знаходять, виходячи із загального денного P_d та вечірнього P_B навантажень і коефіцієнта потужності:

$$S_d = 11207 \text{ кВА},$$

$$S_B = 5767 \text{ кВА}.$$

Розрахунок по вибору перерізу проводів виконуємо починаючи з головної ділянки лінії (табл.1 5).

Із проведених розрахунків на ділянках лінії 14–15, 12–13, 11–12 потрібно замінити провід АС–35 на АС- 50, на ділянках лінії 4–6, 0–4 із АС–35 на АС- 95 , а також на ділянці 0 – 11 із АС – 35 на АС–70, проводимо також заміну на ділянках 1–3, 0–1 провід АС–50 заміняєм на АС–95.

Проводимо перевірку проводів лінії 10 кВ на допустиму втрату напруги , які вибрані за допомогою економічних інтервалів потужності.

При цьому фактична втрата напруги до найвіддаленішої точки у мережі не повинна перевищувати допустиму, тобто

$$\sum U_i < \Delta U_{\text{доп.}}$$

Фактична втрата на і-й ділянці лінії (%) визначається за формулою:

$$\Delta U_i = (P_i \cdot R_i / U_n + Q_i \cdot X_i / U_n) \cdot 100 / U_n \quad (1.5)$$

де, P_i , Q_i – розрахункові активна і реактивна потужності ділянки лінії,

кВт, кВАр;

R_i , X_i – активний та реактивний опори ділянки лінії, Ом;

U_n – номінальна напруга лінії, В

Таблиця 1.5

Розрахунки по вибору перерізів проводів ліній 10 кВ

Ділянка лінії	Довжина, км	Денне навантаження			Вечірнє навантаження			S_m , кВА	S_e , кВА	Провід	
		$P_{вир}$	$\cos\phi$	S_d , кВА	$P_{вир}$	$\cos\phi$	S_b , кВА			існуючий	новий
Лінія №1											
14-15	0.5	1	0.7	1292	1	0.75	672	1292	904.4	АС-35	АС-50
13-14	0.5	1	0.7	1327	0.85	0.75	785	1327	928.9	АС-50	АС-50
12-13	0.8	0.97	0.7	1364	0.75	0.75	898	1364	954.8	АС-35	АС-50
11-12	1.8	0.95	0.65	1424	0.61	0.8	1016	1424	996.8	АС-35	АС-50
0-11	1.6	0.91	0.65	2075	0.7	0.82	1232	2075	1452	АС-35	АС-70
Лінія №2											
9-10	1.8	1	0.7	314	1	0.75	293	314	219.8	АС-50	АС-50
8-9	9.5	1	0.7	557	1	0.75	506	557	389.9	АС-50	АС-50
7-8	1.6	1	0.7	612	1	0.75	705	705	493.5	АС-50	АС-50
6-7	0.8	1	0.7	1234	0.32	0.86	902	1234	863.8	АС-50	АС-50
4-5	0.5	1	0.7	341	1	0.75	452	452	316.4	АС-35	АС-35
4-6	0.8	1	0.7	2892	0.69	0.77	1850	2892	2024	АС-35	АС-95
0-4	0.5	0.95	0.6	3683	0.95	0.76	2225	3683	2578	АС-35	АС-95
Лінія №3											
1-3	0.7	1	0.7	2148	1	0.75	840	2142	1439	АС-50	АС-95
0-1	0.9	1	0.7	5320	1	0.75	2558	5330	3731	АС-50	АС-95

		Лінія		№2		№3		№4		№5		№6	
9 - 10	220	224	0.72	0.4	1.085	0.603	0.24	0.108	1.085	0.603	0.03	0.019	
8 - 9	390	397	3.8	0.4	5.725	0.603	0.37	0.166	5.728	0.603	0.37	0.233	
7 - 8	529	466	0.64	0.4	0.964	0.603	0.08	0.036	0.964	0.603	0.08	0.051	
6 - 7	864	881	0.32	0.4	0.782	0.603	0.07	0.031	0.482	0.603	0.06	0.038	
4 - 5	339	298	0.2	0.4	0.395	0.79	0.02	0.009	0.395	0.79	0.02	0.013	
4 - 6	2025	403	0.32	0.4	0.632	0.79	0.14	0.063	0.252	0.315	0.08	0.051	
0 - 4	2210	2946	0.2		0.632	0.79	0.21	0.094	0.158	0.315	0.09	0.056	

		Лінія		№3		№4		№5		№6		№7	
1 - 3	1500	1529	0.28	0.4	0.422	0.603	0.11	0.049	0.221	0.315	0.08	0.051	
0 - 1	3724	3813	0.36	0.4	0.542	0.603	0.34	0.152	0.284	0.315	0.26	0.163	

АНАЛІЗ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ 35/10 КВ

2.1. Розрахунок навантажень на шинах 10 кВ РТП

Навантаження на шинах 10 кВ РТП визначають шляхом підсумування навантажень головних ділянок, які відходять від лінії 10 кВ.

Потужність на шинах 10 кВ визначається по вечірньому і денному навантаженнях для загального і виробничого навантаження. При цьому враховується коефіцієнт потужності величина якого залежить від відношення $P_{вир.} / P_{заг.}$ і визначається по номограмі.

Денне навантаження

Вечірнє навантаження

ПЛ – 10 кВ №1

$P_{в} = 1262.4$ кВт

$P_{в} = 751.4$ кВт

$P_{з} = 1349.26$ кВт

$P_{з} = 1060.2$ кВт

ПЛ – 10 кВ №2

$P_{в} = 2153.8$ кВт

$P_{в} = 985.3$ кВт

$P_{з} = 2210.8$ кВт

$P_{з} = 1691.2$ кВт

ПЛ – 10 кВ №3

$P_{в} = 3724.6$ кВт

$P_{в} = 1919.9$ кВт

$P_{з} = 3724.6$ кВт

$P_{з} = 1919.9$ кВт

Сумарне денне загальне навантаження:

$$\Sigma P_{д.заг} = 1349.26 + 2210.8 + 3724.6 = 7284.66 \text{ кВт}$$

Сумарне вечірнє загальне навантаження:

$$\Sigma P_{в.заг} = 1060.2 + 1691.2 + 1919.9 = 4671.3 \text{ кВт}$$

					Арк.
					20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Сумарне денне виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{д.в} = 1262.4 + 2153.8 + 3724.6 = 7140.8 \text{ кВт}$$

Сумарне вечірнє виробниче навантаження :

$$\Sigma P_{в.в} = 751.1 + 985.3 + 1919.9 = 3656.3 \text{ кВт}$$

$$P_{в.в} / P_{заг} = 3656.3 / 4671.3 = 0.78$$

$$P_{в.в} / P_{заг} = 7140.8 / 7284.66 = 0.98$$

$$\cos\varphi = 0.81$$

$$\cos\varphi = 0.65$$

Визначаю загальну потужність для вечірнього і денного максимумів :

Розрахункове повне навантаження для вибору силового трансформатора
приймаю, виходячи із умови :

$$S_{роз} = 1.12 \cdot S_{п} \quad (2.1)$$

де 1.12 – коефіцієнт враховуючий втрати потужності на транспортування
електричної енергії;

S – найбільша із повних потужностей.

$$S = 1.12 \cdot 11207 = 12550 \text{ кВА.}$$

Виходячи з розрахунків необхідно приймати трансформатори потужністю
6300 кВА.

$$S_{н} = 6300 \cdot 2 = 12600 \text{ кВА.}$$

На діючій трансформаторній підстанції 35/10 кВ «Вертіївка» встановлено
два трансформатори ТМН – 2500. З урахуванням розвитку електричних мереж з
перспективою на 10 років існуюча підстанція не забезпечить передачі
потужності і достатньої якості електричної енергії.

						Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Технічні дані трансформаторів

Тип	U _н , В	Схеми і групи з'єднання обмоток	НН	ВН	ΔP _{xx} , Вт	ΔP _{кз} , Вт	U _к , %	I _{xx} , %	Вид перемик. обмоток
ТМН	6300	Y/Δ-11	11.0	35	8.00	46.5	7.5	0.9	РПН

Тому передбачаємо збільшення потужності підстанції шляхом заміни існуючих трансформаторів на трансформатори типу ТМН-6300/35, що вимагає заміни шин та комутаційно-приєднувальної апаратури.

Для підвищення якості електроенергії, надійності і збільшення пропускної здатності електричної мережі, а також враховуючи потреби чинних нормативних документів (ПУЕ, ПТЕ тощо) пропонується провести реконструкцію лінії електропередачі, яка б забезпечувала зниження втрат електроенергії на 25%.

2.2. Обґрунтування електричної схеми підстанції

Розглянута електрична схема підстанції являється розгалуженою і має велику кількість споживачів. Це веде до великих втрат електроенергії і зниження її якості.

З попередніх результатів розрахунку видно, що потужність на лінії 10 кВ РТП, з врахуванням розвитку енергосистеми складає $S_{роз} = 12550$ кВА, а кількість ліній 10 кВ рівне трьом.

В зоні РТП знаходяться споживачі I та II категорії по надійності електропостачання. З врахуванням всіх факторів, розглянутих у попередніх пунктах, та інших умов, необхідно вибрати схему з двома силовими трансформаторами, яка забезпечить :

- автоматичне резервне живлення;

- автоматичне відключення при аваріях.

Така схема найбільш економічна і проста в експлуатації.

2.3. Аналіз графіків електричного навантажень підстанції

Графіки будуються за допомогою типових добових графіків навантаження, які приводяться від зимового максимуму навантажень. Визначення погодинних навантажень проводимо розрахунковим шляхом, як процент від максимального навантаження. Річний графік навантаження побудований з розрахунку, що трансформаторна підстанція працює 200 днів зимою і 165 днів влітку.

Таблиця 2.2

Побудова добових графіків електричних навантажень

Години Доби	Зимовий період		Літній період	
	%	Навантаження кВА	%	навантаження кВА
0 – 1	35	1845.5	24	1265.5
1 – 2	35	1845.5	24	1265.5
2 – 3	35	1845.5	24	1265.5
3 – 4	35	1845.5	24	1265.5
4 – 5	45	2372.85	31	1634.6
5 – 6	55	2900.15	35	1845.5
6 – 7	70	3691.1	42	2214.66
7 – 8	80	4218.4	52	2741.96
8 – 9	80	4218.4	56	2952.88
9 – 10	80	4218.4	56	2952.88
10 – 11	85	4482.05	56	2952.88
11 – 12	80	4218.4	52	2741.98
12 – 13	65	3427.5	42	2214.66

Продовження таблиці 2.2

13 – 14	65	3427.5	45	2372.8
14 – 15	70	3691.1	45	2372.8
15 – 16	70	3691.1	45	2372.8
16 – 17	75	3954.75	45	2372.8
17 – 18	85	4482.05	49	2583.7
18 – 19	100	5273	52	2741.96
19 – 20	95	5009.35	60	3163.8
20 – 21	80	4218.4	70	3691.1
21 – 22	70	3691.1	70	3691.1
22 – 23	55	2900.15	45	2372.8
23 – 24	40	2109.2	28	1476.4

На основі даних табл.2.2 складаємо табл.2.3, по даним яких будемо річний графік електричних навантажень та добовий графік (літній і зимовий).

Таблиця 2.3

Побудова річного графіку електричних навантажень за тривалістю

Погодинне навантаження	Число годин				Всього за рік	Спожита електроенергія, $\sum S_i \cdot t$
	Літо годин	за рік	Зима годин	за рік		
5273	-	-	1	200	200	1054600
5009.35	-	-	1	200	200	1001870
4480	-	-	2	400	400	1792800
4218.4	-	-	5	1000	1000	4218400
3954.75	-	-	1	200	200	790950
3691.1	2	330	4	800	1130	4170943
3427.5	-	-	2	400	400	1371000
3163.8	1	165	-	-	165	522027
2952.9	3	495	-	-	495	1461685.5

Продовження таблиці 2.3

2900.15	-	-	2	400	400	1160060
2741.96	3	495	-	-	495	1357270.2
2583.7	1	165	-	-	165	426310.5
2372.8	5	825	1	200	1025	2432120
2214.66	2	330	-	-	330	730837.8
2109.2	-	-	1	200	200	421840
1845.5	1	165	4	800	965	1780907.5
1634.6	1	165	-	-	165	269709
1476.4	1	165	-	-	165	243606
1265.5	4	660	-	-	660	835230
Всього					8760	26042166.5

Кількість енергії, яка споживається із шини 35 кВ РТП:

$$W_{\text{річ}} = \sum S_i \cdot t_i, \quad (2.2)$$

$$W_{\text{річ}} = 26042166.5 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Середньорічне навантаження РТП :

$$S_{\text{ср.річ}} = W_{\text{річ}} / T_{\text{річ}}, \quad (2.3)$$

де $T_{\text{річ}}$ — час роботи трансформатора за рік/год

$$S_{\text{ср.річ}} = 26042166.5 / 8760 = 2972.9 \text{ кВА}.$$

					Арк.
					25
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

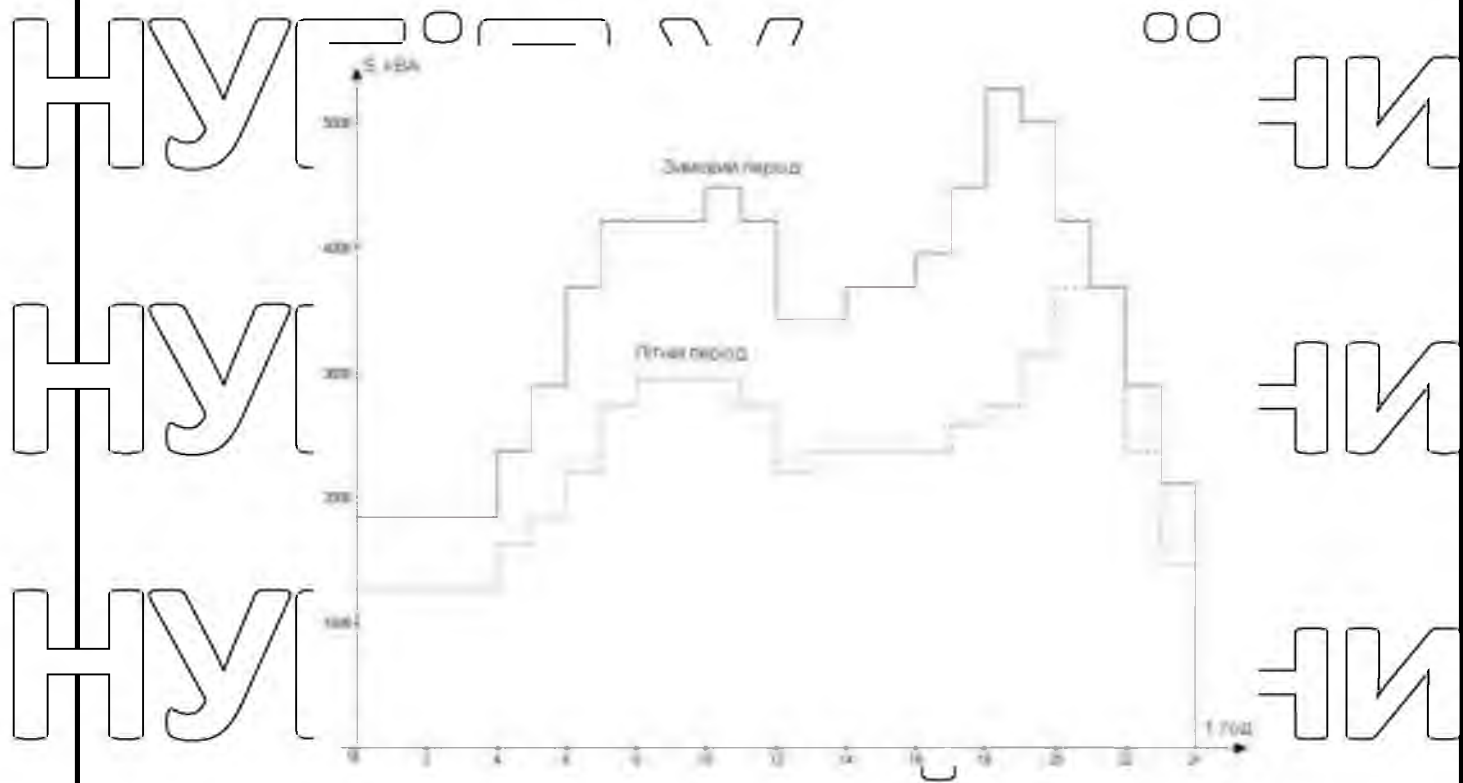


Рис.2.1. Добові графіки навантаження підстанції для зимового і літнього періодів.

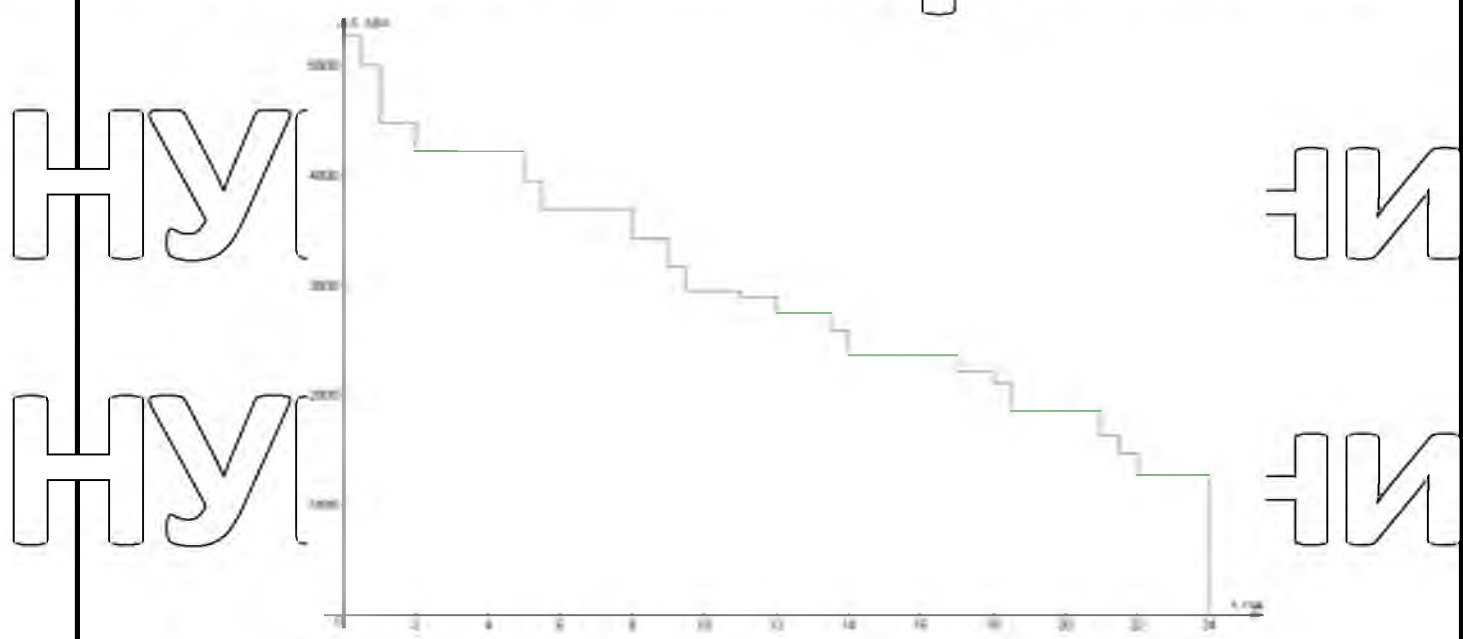


Рис.2.2. Річний графік навантаження підстанції за тривалістю.

					Арх.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	26

Число годин використання максимуму навантаження:

НУБІП України

$$T = W_{\text{річ}} / S_{\text{макс}}$$

(2.4)

$$T = 26042166.5 / 5273 = 4938.8 \text{ год.}$$

НУБІП України

Коефіцієнт заповнення річного графіка навантаження:

$$K_3 = S_{\text{ср.річ}} / S_{\text{макс}}$$

(2.5)

НУБІП України

$$K_3 = 2972 / 5273 = 0.65$$

2.4. Розрахунок втрат електроенергії на підстанції

НУБІП України

Втрати електроенергії на підстанції визначаються за допомогою:

- максимуму робочого струму :

НУБІП України

$$I_{\text{макс}} = P_{\text{макс}} / \sqrt{3} U \cdot \cos \phi,$$

(2.6)

- кількістю годин використання максимальної потужності $T_{\text{макс}}$ (графік навантажень);

- числом годин максимальних втрат τ (графік залежності $\tau = f(T)$);

- питомим опором r_0 та опором всього проводу лінії R_0 .

НУБІП України

$$R_0 = r_0 \cdot l,$$

(2.7)

- річних втрат енергії:

НУБІП України

$$W_i = 3 \cdot I_{\text{макс}} \cdot R_0 \cdot \tau \cdot 10^3,$$

(2.8)

Арк.

27

Результати розрахунків приведені в табл.2.4 і 2.5.

Для магістралі із новими проводами максимальна активна потужність становитиме:

$$P_{\text{м.макс}} = P_{1\text{макс}} + P_{2\text{макс}} + P_{3\text{макс}} + P_{4\text{макс}} + P_{5\text{макс}}, \quad (2.9)$$

$$P_{\text{м.макс}} = 525 + 180 + 113.4 + 113.4 + 840 = 1771.8 \text{ кВт.}$$

Таблиця 2.4

Втрати електроенергії на підстанції з існуючими проводами

Ділянка лінії	Довжина, км	I, А	T, год/рік	t, год/рік	Марка проводу	r ₀ , Ом/км	R ₀ , Ом	ΔW, кВт/год/рік	P, кВт
Лінія №1									
14-15	0.5	65	4200	3100	АС-35	0.79	0.39	15324	840
13-14	0.5	7	4100	2100	АС-50	0.603	0.31	93	113.4
12-13	0.8	7	3800	1800	АС-35	0.79	0.63	167	113.4
11-12	1.8	11	4300	2200	АС-35	0.79	1.42	1134	180
0-11	1.6	33	4500	2500	АС-35	0.79	1.26	10323	525
Лінія №2									
9-10	1.8	13	4100	2100	АС-50	0.603	1.08	3449	200
8-9	9.5	13	4100	2100	АС-50	0.603	5.73	3449	200
7-8	1.6	11	3800	1800	АС-50	0.603	0.96	627	180
6-7	0.8	33	4200	3100	АС-50	0.603	0.48	4861	525
4-5	0.5	82	4500	2500	АС-35	0.79	0.39	19667	1323
4-6	0.8	11	3800	1800	АС-35	0.79	0.63	412	180
0-4	0.5	13	4100	2100	АС-35	0.79	0.39	3449	200
Лінія №3									
1-3	0.7	70	4300	2200	АС-50	0.603	0.42	13583	1050
0-1	0.9	82	4500	2500	АС-50	0.603	0.54	27232	1323

Реактивна потужність в період максимуму:

$$Q_{M.макс} = P_{1макс} \cdot \operatorname{tg}\varphi_1 + P_{2макс} \cdot \operatorname{tg}\varphi_2 + P_{3макс} \cdot \operatorname{tg}\varphi_3 + P_{4макс} \cdot \operatorname{tg}\varphi_4 + P_{5макс} \cdot \operatorname{tg}\varphi_5 \quad (2.10)$$

$$Q_{M.макс} = 525 \cdot 0.43 + 180 \cdot 0.29 + 113.4 \cdot 0.48 + 113.4 \cdot 0.48 + 840 \cdot 0.88 = 1125.9 \text{ кВАр}$$

Повна максимальна потужність для магістралі:

$$S_{M.макс} = P_{M.макс} + Q_{M.макс} \quad (2.11)$$

$$S_{M.макс} = 1771.8 + 1125.9 = 2099.3 \text{ кВА.}$$

Таблиця 2.5

Втрати електроенергії в лініях 10 кВ з новими проводами

Ділянка лінії	Довжина, км	I, А	T, год/рік	τ, год/рік	Марка пров. - ду	γ ₀ , Ом/км	R, Ом	ΔW, кВт т год/рік	P, кВт
Лінія №1									
14-15	0.5	65	4200	3100	АС-50	0.603	0.302	11866	840
13-14	0.5	7	4100	2100	АС-50	0.603	0.302	93	113.4
12-13	0.8	7	3800	1800	АС-50	0.603	0.48	127	113.4
11-12	1.8	11	4300	2200	АС-50	0.603	1.08	802	180
0-11	1.6	33	4500	2500	АС-70	0.429	0.69	5635	525
Лінія №2									
9-10	1.8	13	4100	2100	АС-50	0.603	1.08	3449	200
8-9	9.5	13	4100	2100	АС-50	0.603	5.73	3449	200
7-8	1.6	11	3800	1800	АС-50	0.603	0.96	627	180
6-7	0.8	33	4200	3100	АС-50	0.603	0.48	4861	525
4-5	0.5	82	4500	2500	АС-35	0.79	0.39	19667	1323
4-6	0.8	11	3800	1800	АС-95	0.429	0.34	222	180
0-4	0.5	13	4100	2100	АС-95	0.429	0.21	223	200
Лінія №3									
1-3	0.7	70	4300	2200	АС-95	0.429	0.3	9702	1050
0-1	0.9	82	4500	2500	АС-95	0.429	0.38	19163	1323

Максимальний робочий струм магістралі:

$$I_{\text{м.макс}} = S_{\text{макс}} / \sqrt{3} U,$$

$$I_{\text{м.макс}} = 2099.3 / 3 \cdot 10 = 121 \text{ А.}$$

Кількість годин використання максимальної потужності для магістралі:

$$T_{\text{м.макс}} = \frac{P_{1\text{макс}} \cdot T_{1\text{макс}} + P_{2\text{макс}} \cdot T_{2\text{макс}} + P_{3\text{макс}} \cdot T_{3\text{макс}} + P_{4\text{макс}} \cdot T_{4\text{макс}} + P_{5\text{макс}} \cdot T_{5\text{макс}}}{P_{\text{м.макс}}} \quad (2.12)$$

$$T_{\text{м.макс}} = 525 \cdot 4500 + 180 \cdot 4300 + 113.4 \cdot 3800 + 113.4 \cdot 4100 + 840 \cdot 4200 / 1771.8 = 4267 \text{ год/рік.}$$

Згідно графіка [2] залежності визначаємо час максимальних втрат $\tau = f(T)$:

$$\tau = 2500 \text{ год/рік}$$

$$\cos \varphi_{\text{м}} = P_{\text{м.макс}} / S_{\text{м.макс}} \quad (2.12)$$

$$\cos \varphi_{\text{м}} = 1771.8 / 2099.3 = 0.85.$$

Опір фази

$$R_0 = r_0 \cdot l_0, \quad (2.13)$$

$$R_0 = 0.603 \cdot 5.2 = 3.13 \text{ Ом}$$

Втрати енергії в магістралі за рік:

$$\Delta W_{\text{м}} = 3 \cdot I_{\text{м.макс}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10, \quad (2.14)$$

$$\Delta W_{\text{м}} = 3 \cdot 121^2 \cdot 3 \cdot 2500 \cdot 10 = 329423 \text{ кВт год/рік}$$

Втрати енергії в лінії за рік:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{м}} + \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 + \Delta W_4 + \Delta W_5, \quad (2.15)$$

$$\Delta W = 329423 + 5635 + 862 + 127 + 93 + 11866 = 348005 \text{ кВт год/рік.}$$

					Арк.
					30
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Кількість енергії що передається по лінії за рік:

$$W_{\text{річ}} = P_{1\text{макс}} \cdot T_{1\text{макс}} + P_{2\text{макс}} \cdot T_{2\text{макс}} + P_{3\text{макс}} \cdot T_{3\text{макс}} + P_{4\text{макс}} \cdot T_{4\text{макс}} + P_{5\text{макс}} \cdot T_{5\text{макс}}, \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}, \quad (2.16)$$

$$W_{\text{річ}} = 525 \cdot 4500 + 180 \cdot 4300 + 113.4 \cdot 3800 + 113.4 \cdot 4100 + 840 \cdot 4200 = 7560360 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{рік}.$$

Втрата енергії в % від переданої :

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{W_{\text{річ}}} \cdot 100, \quad (2.17)$$

$$\Delta W\% = \frac{34800500}{7560360} = 4.6\%.$$

Для магістралі із старими проводами максимальна активна потужність становитиме:

$$P_{\text{м.макс}} = P_{1\text{макс}} + P_{2\text{макс}} + P_{3\text{макс}} + P_{4\text{макс}} + P_{5\text{макс}}, \quad (2.18)$$

$$P_{\text{м.макс}} = 1771.8 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність в період максимуму:

$$Q_{\text{м.макс}} = P_{1\text{макс}} \cdot \text{tg}\phi_1 + P_{2\text{макс}} \cdot \text{tg}\phi_2 + P_{3\text{макс}} \cdot \text{tg}\phi_3 + P_{4\text{макс}} \cdot \text{tg}\phi_4 + P_{5\text{макс}} \cdot \text{tg}\phi_5; \quad (2.19)$$

$$Q_{\text{м.макс}} = 1125.9 \text{ кВАр}.$$

Повна максимальна потужність для магістралі

$$S_{\text{м.макс}} = P_{\text{м.макс}} + Q_{\text{м.макс}}, \quad (2.20)$$

$$S_{\text{м.макс}} = 2099.3 \text{ кВА}.$$

Максимальний робочий струм магістралі:

$$I_{\text{м.макс}} = S_{\text{макс}} / \sqrt{3} U, \quad (2.21)$$

$$I_{\text{м.макс}} = 2099.3 / \sqrt{3} \cdot 10 = 121 \text{ А}.$$

Кількість годин використання максимальної потужності для магістралі:

$$T_{M, \max} = P_{1, \max} \cdot T_{1, \max} + P_{2, \max} \cdot T_{2, \max} + P_{3, \max} \cdot T_{3, \max} + P_{4, \max} \cdot T_{4, \max} + P_{5, \max} \cdot T_{5, \max} / P_{M, \max} \quad (2.22)$$

$$T_{M, \max} = 525 \cdot 4500 + 180 \cdot 4300 + 113.4 \cdot 3800 + 113.4 \cdot 4100 + 840 \cdot 4200 / 1771.8 = 4267 \text{ год/рік}$$

За графіком залежності $\tau = f(T)$ визначаємо час максимальних втрат $\tau = 2500$ год/рік.

$$\cos \phi_M = P_{M, \max} / S_{M, \max} \quad (2.23)$$

$$\cos \phi_M = 1771.8 / 2099.3 = 0.85$$

Опір фази :

$$R_o = r_o \cdot l_o \quad (2.24)$$

$$R_o = 0.79 \cdot 5.2 = 4.1 \text{ Ом}$$

Втрати енергії в магістралі за рік :

$$\Delta W_M = 3 \cdot I_{M, \max}^2 / R_o \cdot \tau \cdot 10 \quad (2.25)$$

$$\Delta W_M = 3 \cdot 121^2 / 4 \cdot 2500 \cdot 10 = 439230 \text{ кВт·год/рік}$$

Втрати енергії в лінії за рік

$$\Delta W = \Delta W_M + \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 + \Delta W_4 + \Delta W_5 \quad (2.26)$$

$$\Delta W = 10323 + 1134 + 167 + 93 + 15324 + 439230 = 466271 \text{ кВт·год/рік}$$

Кількість енергії що передається по лінії за рік:

$$W_{\text{рік}} = P_{1, \max} \cdot T_{1, \max} + P_{2, \max} \cdot T_{2, \max} + P_{3, \max} \cdot T_{3, \max} + P_{4, \max} \cdot T_{4, \max} + P_{5, \max} \cdot T_{5, \max} \quad (2.26)$$

$$W_{\text{рік}} = 7560360 \text{ кВт год/рік}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

32

Втрата енергії в % від переданої :

НУБІП України

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{W_{\text{пр}}} \cdot 100, \quad (2.27)$$

$$\Delta W\% = 46627100/7560360 = 6.2\%.$$

Зниження втрат електроенергії:

НУБІП України

$$W = 466271 - 348005/466271 \cdot 100 = 25\%.$$

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

33

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ 35/10 КВ "ВЕРТІВКА"

3.1. Розрахунок струмів короткого замикання для налагодження релейного захисту

Для вибору електрообладнання розподільчих пристроїв ТП 35/10 кВ визначаємо струми к.з. в мережі цієї підстанції з трансформаторами 2x6300 кВА.

Для цього точками розрахунку струмів короткого замикання приймаються шини 35 кВ (т. К2) і шини 10 кВ (т. К3) ТП 35/10 кВ, шини 10 кВ ближчої ТП 10/0,4 кВ (т. К4), шини 10 кВ віддаленої ТП 10/0,4 кВ (т. К5).

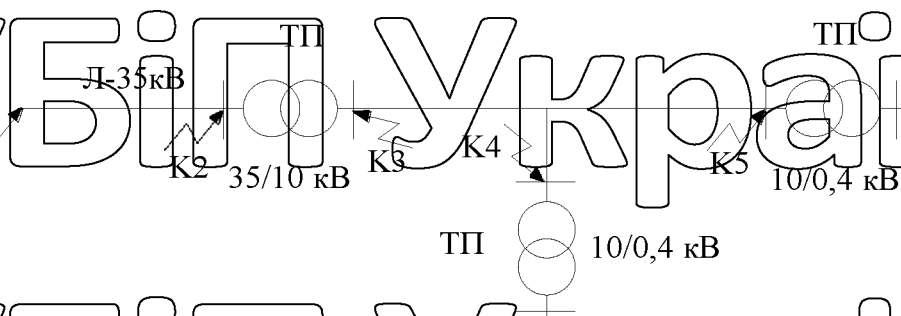


Рис. 3.1. Розрахункова схема електричної мережі.

Розрахунок здійснюється за методом відносних одиниць згідно [4]:

- базова потужність $S_0 = 100$ МВА.

					Арк.
					34
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

- потужність короткого замикання системи $S_K := 200 \text{ MVA}$

- базова напруга U_5 в точках К2...К5 37, 10, 5 кВ.

- довжина лінії напругою 35 кВ $L_{35} := 19 \text{ км.}$

- питомі опори проводу АС-70 ПЛ 35 кВ $R_0 = 0.43 \text{ Ом/км, } X_C := 0.38 \text{ Ом/км.}$

- РТП: - потужність трансформаторів $S_{Н1} := 6.3 \text{ MVA.}$

- напруга короткого замикання $U_{к1} := 7.5\%$

- найвіддаленіша ТП-10/0,4 кВ (в точці К5): потужність трансформатора

$S_{Н2} := 0.25 \text{ MVA;}$ напруга короткого замикання $U_{к2} := 4.5\%;$

- втрати потужності к.з. $\Delta P_{к2} = 3.7 \text{ кВт.}$

$X_{Л35}$

$R_{Л35}$

$X_{РТП}$

$X_{Л10}$

$R_{Л10}$

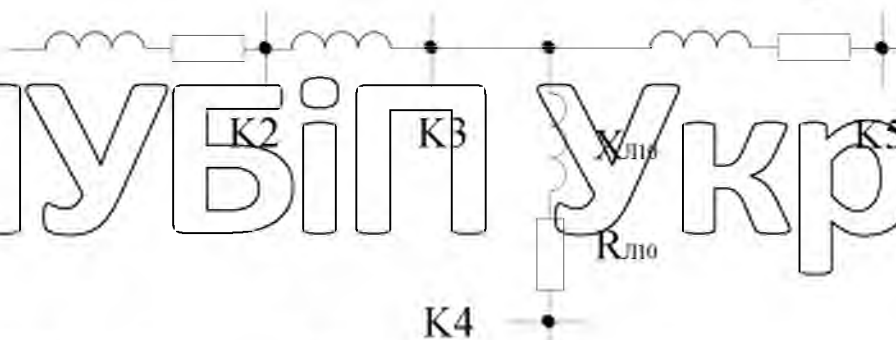


Рис 3.2. Електрична схема заміщення мережі

- довжини і-тих ділянок лінії напругою 10 кВ:

$l_1 = 0.5 \text{ км, } l_2 = 0.8 \text{ км (провід АС-95)}$

$l_3 = 2.4 \text{ км, } l_4 = 11.3 \text{ км. (провід А-50),}$

- найближча найпотужніша ТП 10/0,4 кВ (в точці К4): потужність трансформатора $S_{к3} := 0.25$ МВА, напруга короткого замикання $U_{к3} = 4.5$ %, втрати потужності к.з. $\Delta P_{к3} := 3.7$ кВт.

- питомі опори ділянок лінії 10 кВ з проводом АС-90 $r_0 = 0.31$ Ом/км, АС-50 $r_0 = 0.6$ Ом/км, АС-35 $r_0 = 0.77$ Ом/км, $x_0 = 0.4$ Ом/км.

Опір електричної системи:

$$X_1 = \frac{S_6}{S_{к3}} \cdot \text{в.о.} \quad (3.1)$$

Опір повітряної лінії 35 кВ:

$$X_2 := L \cdot X_0 \cdot \frac{S_6}{(U_{\delta_2})^2} \cdot \text{в.о.}, \quad (3.2)$$

Опір паралельно включених силових трансформаторів РТП 35/10 кВ:

$$X_3 := \frac{U_{к1}}{100} \cdot \frac{S_6}{2 \cdot S_{П1}} \cdot \text{в.о.} \quad (3.3)$$

Опір ПЛ 10 кВ від шин РТП 35/10 кВ до найближчої ТП (до точки К4 мережі):

$$X_4 := \frac{(l_1 \cdot x_0)}{(U_{\delta_2})^2} \cdot \frac{S_6}{3} \cdot \text{в.о.}, \quad (3.4)$$

$$R_4 = \frac{(l_1 \cdot r_0)}{(U_{\delta_2})^2} \cdot \frac{S_6}{3} \cdot \text{в.о.} \quad (3.5)$$

					Арх.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	36

Опір ПЛ 10 кВ до найвіддаленішої ТП (до точки К5 мережі):

$$X_5 := \frac{(I_1 \cdot x_{01} + I_2 \cdot x_{02} + I_3 \cdot x_{03} + I_4 \cdot x_{04}) \cdot S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.},$$

$$R_5 := \frac{(I_1 \cdot r_{01} + I_2 \cdot r_{02} + I_3 \cdot r_{03} + I_4 \cdot r_{04}) \cdot S_6}{(U_{63})^2}, \text{ в.о.}$$

Сумарні активний та реактивний опори до точок короткого замикання (в.о.):

$$R_{c2} := R_{c1} + R_2, \text{ в.о.}, \quad X_{c2} := X_{c1} + X_2, \text{ в.о.},$$

$$R_{c3} := R_{c2} + R_3, \text{ в.о.}, \quad X_{c3} := X_{c2} + X_3, \text{ в.о.},$$

$$R_{c4} := R_{c3} + R_4, \text{ в.о.}, \quad X_{c4} := X_{c3} + X_4, \text{ в.о.},$$

$$R_{c5} := R_5, \text{ в.о.}, \quad X_{c5} := X_5, \text{ в.о.},$$

Повний опір до точок короткого замикання:

$$Z_{c_k} := \sqrt{(R_c)^2 + (X_c)^2}, \text{ в.о.}$$

Базовий струм визначається за формулою:

$$I_{6k} := \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6k}}, \text{ кА.} \quad (3.6)$$

Струми трифазного I_{Kk} к.з.в К-тих точках електричної мережі К2...К5:

$$I_{Kk} := \frac{I_{6k}}{Z_{c_k}}, \text{ кА.} \quad (3.7)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Струми двохфазного короткого замикання в заданих точках мережі:

$$I_{2k_k} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{k_k}, \text{ кА.} \quad (3.8)$$

Ударні струми короткого замикання в К-тих точках мережі з урахуванням ударного коефіцієнта K_y :

$$i_{y_k} := \frac{2 \cdot K_{y_k} \cdot I_{k_k}}{\sqrt{3}}, \text{ кА.} \quad (3.9)$$

Діючі значення ударного струму короткого замикання в точках мережі:

$$I_{y_k} := I_{k_k} \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_{y_k} - 1)^2}, \text{ кА.} \quad (3.10)$$

Визначимо значення струмів трифазного к.з., приведені до базової напруги

$U_0 = 10,5 \text{ кВ}$:

$$I_{k_{пр_k}} := \frac{S_0}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot Z_{c_k}}, \text{ кА.} \quad (3.11)$$

Струми двохфазного короткого замикання в точках $K_1 \dots K_5$ мережі, приведені до напруги 10 кВ) визначаємо за формулою:

$$I_{2к_{пр_k}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к_{пр_k}}, \text{ кА}$$

						Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Результати розрахунків опорів до точок к.з. та струмів к.з. у цих точках електричної мережі приведено нижче:

Точки мережі	$I_{\sigma_k} =$	$I_{k_{прk}} =$	$I_{2k_k} =$	$I_{2k_{прk}} =$	$i_{y_k} =$	$I_{y_k} =$
K1	1.56	3.121	10.997	9.524	7.944	4.712
K2	1.56	1.313	4.628	4.008	3.157	1.848
K3	5.499	3.18	3.18	2.754	7.196	4.171
K4	5.499	2.821	2.821	2.443	5.985	3.455
K5	5.499	0.577	0.577	0.5	1.143	0.663

3.2. Розрахунок уставок захисту ліній 10 кВ

Релейний захист відхідних ліній 10 кВ виконано на базі мікропроцесорного пристрою типу МРЗС-05. Для розрахунку параметрів релейного захисту самої віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ необхідно знати струм трифазного к.з. $I_k^{(3)}$ на шини 10 кВ РТП (в точці K3).

Для того, щоб відстроїти струмову відсічку відхідної лінії 10 кВ потрібно знати струм трифазного к.з. $I_k^{(3)}$ на шини 10 кВ найближчої ТП (в точці K4).

Розрахунок МСЗ ПЛ 10 кВ починається з узгодження дії МСЗ із залежною витримкою часу із запобіжником віддаленої споживчої ТП 10/0,4 кВ 250 кВА.

На цій ТП встановлений запобіжник ПК-10 з плавкою вставкою 32 А.

Селективність дії МСЗ відхідної лінії 10 кВ з плавкою встановленою запобіжника забезпечується при умові:

$$I_{сз} > 1,4 I_{пр5с}, \text{ А} \quad (3.12)$$

					Арк.
					39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де I_{pr5c} - струм, при якому плавка вставка запобіжника перегорить за 5с.

Цей струм для запобіжника ПКТ-10 зі вставкою 32А знаходимо по його часо-характеристиці. Згідно [1] він дорівнює: $I_{pr} := 180 \text{ A}$,

$$I_{c3.2} > 1.4 \cdot I_{pr} = 252 \text{ A.}$$

При визначенні параметрів МСЗ лінії 10 кВ враховані: коефіцієнт надійності

K_H , коефіцієнт самозапуску $K_{сп}$, коефіцієнт повернення $K_{п}$ [1]:

$$K_H := 1.1 \quad K_{сп} := 1.3 \quad K_{п} := 0.95$$

Максимальний робочий струм лінії 2 напругою 10 кВ при максимальному навантаженні головної ділянки: $P_{max} := 2800 \text{ кВт}$.

$$I_{pmax.2} := \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ A,} \quad (3.13)$$

де $S_{max} = 3683 \text{ кВА}$ - розрахункова потужність навантаження головної ділянки

ПЛ 10 кВ; U_H - номінальна напруга КЛ 10 кВ, кВ.

$$I_{pmax.2} := \frac{3683}{1.73 \cdot 10}$$

$$I_{pmax.2} = 212.89 \text{ A.}$$

Струм спрацювання захисту визначаємо за формулою:

$$I_{c3.2} := \frac{K_H \cdot K_{сп}}{K_{п}} \cdot I_{pmax.2} \quad (3.14)$$

$$I_{c3.2} = 320.456 \text{ A.}$$

Струм спрацювання реле визначається з урахуванням коефіцієнту схеми $K_{сх2}=1$ та коефіцієнту трансформації $n_{Т2} = 70$ ТС типу ТПЛ-10:

$$I_{ср.2} := \frac{K_{сх.2}}{n_{Т2}} \cdot I_{сз.2} \quad (3.15)$$

$$I_{ср.2} = 4.578 \text{ А.}$$

Вибираємо струм уставки захисного пристрою $I_{вст3}=5 \text{ А}$ і уточнюємо струм спрацювання захисту при вибраній уставці:

$$I_{сз.2.д} := \frac{n_{Т2}}{I_{вст.2} \cdot K_{сх.2}} \quad (3.16)$$

$$I_{сз.2.д} = 350 \text{ А.}$$

3.3. Розрахунок уставок струмової відсічки ПЛ 10 кВ

Для швидкого вимикання к.з., які виникають на головних ділянках лінії 10кВ та супроводжуються значними струмами к.з., застосовують струмову відсічку.

Струм спрацювання відсічки визначають за двома умовами [12]:

а) залежно від стрибка струму намагнічування:

$$I_{св1} \geq \frac{4 \cdot \left(\sum_n S_n \right)}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (3.17)$$

де $\sum_n S_n$ - сума номінальних потужностей споживчих ТП-10/0,4 кВ, приєднаних до лінії 10 кВ, кВА:

						Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

нубіп України

$$\sum_n S_n = 630 \cdot 2 + 250 \cdot 4 + 160 \cdot 2 = 2580 \text{ кВА}$$

$$4 \cdot 2580$$

$$I_{св1} := \frac{\quad}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_{св1} = 567.453 \text{ А;}$$

нубіп України

б) залежно від струму к. з. в кінці лінії 10 кВ:

нубіп України

$$I_{св2} \geq K_{нсв} \cdot I_{к5} \quad (3.18)$$

де $K_{нсв} := 1.1$ - коефіцієнт надійності відсічки для реле МРЗС-05 [12];

нубіп України

$I_{к4} = 0.6$ кА - максимальний струм трифазного к.з. в кінці захищеної лінії, тобто на шинах 10 кВ найвіддаленішої підстанції ТП-10/0,4 кВ.

нубіп України

$$I_{св2} := K_{нсв} \cdot I_{к4} \cdot 10^3 \quad (3.19)$$

$$I_{св2} = 660 \text{ А,}$$

нубіп України

Розрахунок струму спрацювання реле відсічки $I_{р.в}$ виконують за найбільшим струмом із наведених вище двох умов - $I_{св2}$:

$$I_{р.в} = \frac{K_{сх.2}}{n_{Т2}} \cdot I_{св2} \quad (3.2)$$

нубіп України

$$I_{р.в} = 9.429 \text{ А.}$$

					Арк.
					42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Вибравши найближче більше значення струму уставки реле відсічки

$$I_{рву} := 10 \text{ А}$$

визначають уточнене значення струму спрацювання відсічки:

$$I_{сву} := \frac{n_{г2}}{K} \cdot I_{рву} \quad (3.21)$$

сх.2

$$I_{сву} = 700 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості струмової відсічки згідно [13]:

$$(I_{2к2}) \cdot 10^3$$

$$K_{чв} := \frac{I_{сву}}{K_{чв} = 3.929} \quad (3.22)$$

де $I_{2к2} = 2.75 \text{ кА}$ - струм двофазного к.з. в місці встановлення СВ (в т. К3).

Застосування струмової відсічки буде доцільним при виконанні умови:

$$K_{чв} \geq K_{чдоп} = 1,2$$

Отже, застосування СВ є доцільним оскільки умова виконується.

3.4. Узгодження характеристик релейного захисту ПЛ 10 кВ

Селективність дії МСЗ із запобіжником типу ТПК-10 при к.з. на шинах 10 кВ

ТП-10/0,4 кВ забезпечується при умові:

						Арк.
						43
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{сз3} = t_{пр} + t, \text{ с.}$$

(3.23)

де $t_{сз2}$ - час спрацювання захисту відхідної лінії 10 кВ, с;

$t_{пр}$ - час перегорання плавкої вставки запобіжника ПК-10 (зі струмом плавкої

вставки 32 А) при струмі $0,77 I_{к(2)}$;

t - ступінь селективності $\Delta t := 0,5 \text{ с}$;

$I_{к(2)}$ - струм двохфазного к.з. на шинах 10 кВ віддаленої ТП-10/0,4 кВ (в точці К4 мережі).

Цей струм складає: $I_{2к4} = 0,55 \text{ кА}$.

Значить: $0,77 \cdot I_{2к4} = 0,424 \text{ кА}$.

Час спрацювання запобіжника $t_{пр}$ знаходимо по захисній характеристиці запобіжника ПК-10 з плавкою вставкою 32 А і він становить [13] $t_{пр} := 0,1 \text{ с}$

Тоді час спрацювання МСЗ лінії електропередачі напругою 10 кВ становить:

$$t_{сз3} := t_{пр} + \Delta t$$

$$t_{сз3} = 0,6 \text{ с.}$$

Щоб визначити час спрацювання мікропроцесорного реле МРЗО з уставкою $I_{вст.2} = 5 \text{ А}$, знаходимо коефіцієнт чутливості захисту $K_{ч}$, тобто відношення струму двохфазного к.з. на шинах 10 кВ найвіддаленішої ТП до струму спрацювання максимального струмового захисту лінії 10 кВ

$$K_{ч.2} := \frac{I_{2к4} \cdot 10^3}{I_{сз.2.д}} \quad (3.24)$$

Арк.

44

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Чутливість МСЗ достатня і він задовольняє вимогам: $K_{ч.2} = 1,57 > K_{чдоп} = 1,5$

При такій кратності захисний пристрій працює в незалежній зоні характеристики. Час спрацювання уставки вибираємо з урахуванням того, що він повинен бути не менше $t_{сз3} = 0,6$ с, тому вибираємо уставку МРЗС-05 з часом

спрацювання $t_{сз3у} := 0,6$ с.

3.5. Розрахунок захисту вводу 10 кВ трансформатора ТД-6300/35

Розраховуємо захист вводу трансформатора, що знаходиться ближче до джерела і виконаний на реле МРЗС-05.

Визначаємо струм спрацювання захисту по максимальному робочому струму вводу 10 кВ силового трансформатора $I_{рmax.2}$:

$$I_{рmax.1} := \frac{6300}{1,73 \cdot 10}$$

$$I_{рmax.1} = 364,162 \text{ А}$$

$$I_{сз1} = 548,159 \text{ А}$$

Умова узгодження з попереднім захистом МСЗ враховує коефіцієнт надійності спрацювання $K_{нд} = 1,1$:

Тоді, узгоджений струм спрацювання $I_{сз2}$ захисту 2:

$$I_{сз1.у} := K_{нд} \cdot [I_{сз.2.д} + (I_{рmax.1} - I_{рmax.2})] \quad (3.25)$$

$$I_{сз1.у} = 551,399 \text{ А}$$

Трансформатор струму, що встановлений для захисту 1 вибираємо по максимальному робочому струму навантаження. Встановлений ТС типу ТПЛ-10-400/5 з коефіцієнтом трансформації: $n_{T1} = 80$

Струм уставки реле визначаємо за формулою:

$$I_{cr1} := \frac{I_{c31,y}}{n_{T1}} \quad (3.26)$$

$$I_{cr1} = 0.892 \text{ A.}$$

Приймаємо найближче більше значення уставки реле: $I_{cr1,y} = 7.0 \text{ A.}$

Тоді дійсний струм спрацювання захисту:

$$I_{c31,d} = I_{cr1,y} \cdot n_{T1} \quad (3.27)$$

$$I_{c31,d} = 560 \text{ A.}$$

Визначаємо час спрацювання захисту за умовою селективності з попереднім захистом. Кратність струму к.з. в місці встановлення захисту 1 (в точці К2)

$$I_{K2} \cdot 10^3$$

$$K_2 := \frac{I_{c31,d}}{I_{K2} \cdot 10^3} \quad (3.28)$$

$$K_2 = 2.345$$

При такій кратності захист працює в незалежній частині характеристики.

Оскільки попередній захист спрацює за: $t_{c33y} = 0.6$

то захист повинен спрацювати за час: c

$$t_{c3.2} := t_{c33y} + \Delta t \quad (3.29)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

46

Коефіцієнт чутливості захисту в основній зоні:

$$I_{2K_2} \cdot 10^3$$

$$K_{ч2.0} := \frac{I_{сз1.д}}{I_{2K_2} \cdot 10^3} \quad (3.30)$$

$K_{ч2.0} = 4.911$ що більше 1.5

Коефіцієнт чутливості захисту в резервній зоні:

$$I_{2K_4} \cdot 10^3$$

$$K_{ч2.p} := \frac{I_{сз1.д}}{I_{2K_4} \cdot 10^3} \quad (3.31)$$

$K_{ч2.p} = 0.982$ що більше 1.2

тобто, захист вводу відповідає вимогам захисту щодо основної зони і не забезпечує чутливості захисту в резервній зоні захисту.

3.6. Розрахунок захисту силового трансформатора ТД-6300/35

Захист силового трансформатора типу ТД-6300/35 здійснюється на реле МРЗС-05, трансформатор струму типу ТФНД-35-150/5. Струм спрацювання захисту вибираємо по максимальному робочому струму:

$$I_{pmax.0} = 104.046 \text{ А,}$$

$$I_{сз0} = 156.617 \text{ А.}$$

Струм мережі напругою 10 кВ приведемо до напруги 35 кВ за формулою:

$$I_{35} = I_{10} / n_{CT}$$

де n_{CT} - коефіцієнт трансформації силового трансформатора, рівний $n_{CT} := 3.5$

За умовного погодження з попереднім захистом струм спрацювання захисту 1:

$$I_{с30,y} := K_{нс} \cdot \left[\frac{I_{с31,д}}{n_{CT}} + \frac{I_{рmax,0}}{n_{CT}} \right] \quad (3.32)$$

$$I_{с30,y} = 176 \text{ А.}$$

Оскільки $I_{с30} > I_{с30,y}$, то приймаємо струм спрацювання захисту

$$I_{с30} = 156.617 \text{ А.}$$

Згідно (3.4) визначаємо струм спрацювання реле $I_{ср1}$, який з урахуванням коефіцієнта трансформації трансформатора струму $n_{Т1}$ буде:

$$I_{ср0} = 5.221 \text{ А.}$$

Приймаємо уставку реле зі струмом: $I_{ср0,y} := 5.4 \text{ А.}$

Тоді дійсне значення спрацювання захисту:

$$I_{с30,д} := I_{ср0,y} \cdot n_{Т0} \quad (3.33)$$

$$I_{с30,д} = 162 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту 1:

$$K_{ч0} = 16.667$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

48

що більше допустимого значення коефіцієнта чутливості, рівного 1,5.

Визначаємо допустиму тривалість проходження струму к.з. через силовий трансформатор за умовою термічної стійкості трансформатора.

Струм короткого замикання на стороні трансформатора напругою 35 кВ при проходженні його на стороні трансформатора напругою 10 кВ (точка К2):

$$I_{к35..10} := \frac{I_{к2}}{n_{ст}} \quad (3.34)$$

$$I_{к35..10} = 1,314 \text{ кА}$$

Номінальний струм силового трансформатора становить: $I_H = 104.046 \text{ А}$.

Допустима кратність термічної стійкості трансформатора $K_{тдоп}$ визначається:

$$K_{тдоп} := \frac{100}{U_{к1}} \quad (3.35)$$

$$K_{тдоп} = 13,333$$

Фактична кратність термічної стійкості трансформатора K_t визначається:

$$K_t := \frac{I_{к35..10} \cdot 10^3}{I_H} \quad (3.36)$$

$$K_t = 12,632$$

Тобто фактична кратність термічної стійкості не перевищує допустимої

$$K_t \leq K_{тдоп}$$

						Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Допустимий час проходження струму к.з. через силовий трансформатор:

$$t_{\text{доп}} := \frac{900}{K_t^2} \quad (3.37)$$

$$t_{\text{доп}} = 5.64 \text{ с.}$$

Оскільки попередній захист спрацював за $t_{\text{сз.2}} = 1.1 \text{ с.}$, то захист повинен спрацювати за час:

$$t_{\text{сз.1}} = t_{\text{сз.2}} + \Delta t$$
$$t_{\text{сз.1}} = 1.6 \text{ с.}$$

Отже, час спрацювання захисту трансформатора не перевищує допустимого часу протікання струму к.з., що забезпечує термічну стійкість трансформатора.

						Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОПУСКНОЇ ЗДАТНОСТІ ПІДСТАНЦІ

4.1. Значення компенсації реактивної потужності в електричних мережах

Одним із шляхів реалізації програми енергозбереження є зменшення до технологічно-неминучого мінімуму транспортних витрат електроенергії в системах електропостачання, зокрема в електричних мережах сільських регіонів, котрим властиві наступні ознаки.

- велика розгалуженість розподільних електричних мереж;
- велика довжина окремих ґлок електричних мереж;
- низький коефіцієнт потужності $\cos \phi$ навантаження електричних мереж (середнє значення $\cos \phi$ складає 0,85);
- низька ступінь оснащення електричних мереж пристроями компенсації реактивної потужності;
- нерівномірні добові графіки електричного навантаження мереж в сільських регіонах, максимуми яких співпадають з максимумами електричних навантажень системи електропостачання, тощо.

В мережах з такими ознаками великий потенціал електрозбереження криється в компенсації реактивної потужності, у зниженні втрат в силових трансформаторах та лініях електропередачі.

Для підвищення ефективності використання електроенергії в системах електропостачання важливим є доведення рівня компенсації до економічно обґрунтованих рівнів.

						Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Компенсацію реактивної потужності можна, а значить доцільно розглядати як в структурі організаційних, так і в структурах режимних і технічних заходів з енергозбереження шляхом розв'язання декількох задач:

Виконання лише технічних вимог з компенсації реактивної потужності виключить її дефіцит у вузлах підключення споживачів, але може не забезпечити економічно доцільних рішень по побудові систем компенсації реактивної потужності. Тому що економічні показники такої системи визначаються обґрунтованою мірою компенсації реактивних навантажень споживачів з урахуванням впливу зміни ряду економічних показників всієї системи електропостачання.

Задача компенсації реактивної потужності, як і підвищення якості електроенергії, розв'язується на міжгалузевому рівні у відповідності до нормативних документів [8].

Доцільність впровадження існуючих і розробки нових енергоощадних заходів обумовлюється сукупністю факторів. Ефективність цих заходів залежить від параметрів розглядуваних об'єктів та параметрів їх режимів роботи, для котрих характерні умови невизначеності.

Критерієм оптимізації потужності КУ прийнято функцію приведених витрат Z , яка включає дві складові:

- 1) витрати на КУ власника електричних мереж - вартість КУ і їх монтажу, щорічні амортизаційні і експлуатаційні відрахування,
- 2) економічний ефект від компенсації реактивній потужності - зниження втрат електроенергії в мережі власника.

Доцільність застосування критерію приведених витрат для оптимізації потужності КУ підтверджує окрім ряду публікацій [6, 7, 8] і той факт, що обидві складові цього критерію відносяться до одного суб'єкта - енергокомпанії.

В умовах становлення ринкових економічних стосунків при впровадженні енергоощадних заходів необхідно враховувати додаткові затрати, пов'язані з оплатою за використання кредитних засобів в період впровадження і нормативного терміну окупності капіталовкладень.

						Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Представляється обґрунтованим введення у функцію приведених витрат коефіцієнта a , який враховує ці додаткові витрати.

При рішенні задачі оптимізації потужності КУ враховується що

- напруга у вузлах навантаження приймається незмінним;

- вплив КУ на режим напруги в мережі не враховується. Це критерій завдання оптимізації режимів роботи КУ;

- вартість КУ приймається пропорційній їх потужності і залежною від класу напруги;

Представивши вартість КУ апроксимуючою залежністю від їх потужності і враховуючи втрати активної енергії в самих конденсаторних батареях відповідної напруги, приведені затрати на КУ визначуваний за формулою, грн/рік:

$$Z_k = (a + b \cdot Q_k) \cdot E + \delta w \cdot c \cdot Q_k, \quad (4.1)$$

де a, b - коефіцієнти апроксимації (для КУ напругою 10 кВ $a_c=4355$, $b_c=12,44$, для КУ напругою 0,38 кВ $a_n=2409$, $b_n=14,41$,

c - питома вартість електроенергії, $c=0,072$ грн/кВт·год;

Q_k - потужність КУ, кВАр.

Сумарний коефіцієнт, який об'єднує коефіцієнти амортизаційних відрахувань ($E_a=0,075$) і відрахувань на поточний ремонт КУ ($E_{пр}=0,008$),

номінальна норма дисконту ($e=0,17$) і коефіцієнт сплати за інвестиції $\alpha = 2,873$:

$$E = E_a + E_{пр} + e \cdot \alpha, \quad (4.2)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

53

Питомі втрати електроенергії в конденсаторах визначаються за формулою, кВт·год./кВАр:

$$\Delta W = \Delta p \cdot t_k, \quad (4.4)$$

де Δp - питомі втрати потужності в конденсаторних батареях, що

становлять 0,3...0,4% потужності конденсаторних батарей;

t_k - тривалість роботи конденсаторних батарей протягом року, рік;

Зниження вартості втрат електроенергії унаслідок компенсації реактивній потужності Q (квар) в електричній мережі з активним опором R (Ом), грн/рік:

$$\Delta W = \frac{(Q - Q)_{\text{к}}^2}{U^2} \cdot R \cdot c \cdot \tau, \quad (4.5)$$

τ - час максимальних втрат при передачі максимальної потужності Q (для розподільної мережі напругою 10 кВ $\tau_n = 2500$ год/рік для електричної мережі системи $\tau_c = 3000$ год/рік;

U - базова напруга електричної мережі, кВ.

З врахуванням зниження втрат електроенергії в i -тих ділянках мережі внаслідок компенсації реактивної потужності і витрат на КУ напругою 10 кВ ($Z_{кc}$) і 0,38 кВ ($Z_{кп}$) запишемо функцію приведених витрат для оптимізації потужності КУ на шинах 10 кВ РТП і на шинах 0,4 кВ ЗТП:

$$Z = Z_{кc} + Z_{кп} + \sum_i Z_{\Delta W_i}, \quad (4.6)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Мінімум цільової функції приведених витрат визначається шляхом вирішення системи рівнянь з t числом невідомих величин потужностей КУ Q_k , отриманих диференціюванням цільової функції. У результат такого рішення отримані вирази оптимальних потужностей КУ для компенсації реактивної потужності в характерних точках електричної мережі:

- потужності КУ напругою 0,38 кВ Q_{kn} , які встановлюються в t -тих точках розподільної мережі (наприклад, в розподільних пунктах 0,4 кВ ЗТП, РП виробничих приміщень, і тому подібне)

$$Q_{kn} - Q_t = 500 U^2 \cdot \left[\frac{(\delta w_n - \delta w_c)}{R_{nt} \cdot \tau_n} + \frac{E \cdot (b_n - b_c)}{R_{nt} \cdot c \cdot \tau_n} \right], \quad (4.7)$$

- потужності КУ напругою 10 кВ Q_{kc} для встановлення в розподільному пункті 10 кВ РТП

$$Q_{kc} - Q_c = \sum_t Q_t - \frac{500 U^2}{\tau_n} \cdot \left(\sum_t \frac{1}{R_{nt}} \right) \cdot \left[(\delta w_c - \delta w_n) + \frac{E}{c} \cdot (b_c - b_n) \right] - \frac{500 U^2}{R_c \cdot \tau_c} \cdot \left(\frac{b_c \cdot E}{c} + \delta w \right) \quad (4.8)$$

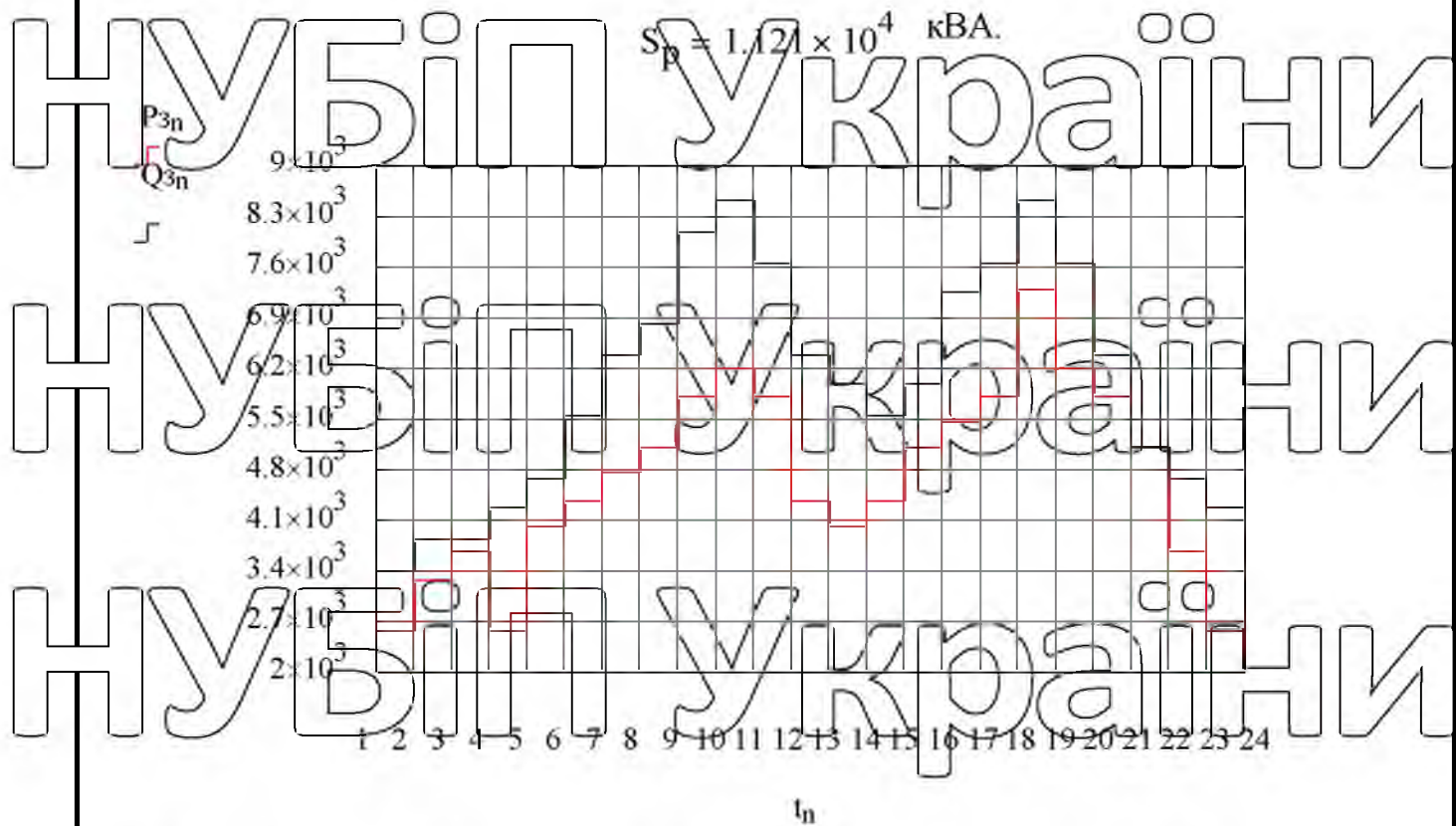
Для встановлення в мережі приймаються КУ з фактичними потужностями, що відрізняються від їх оптимальних величин, що наводить до незначного перевищення приведених витрат (до 1%)

4.2. Аналіз режимів навантаження підстанції

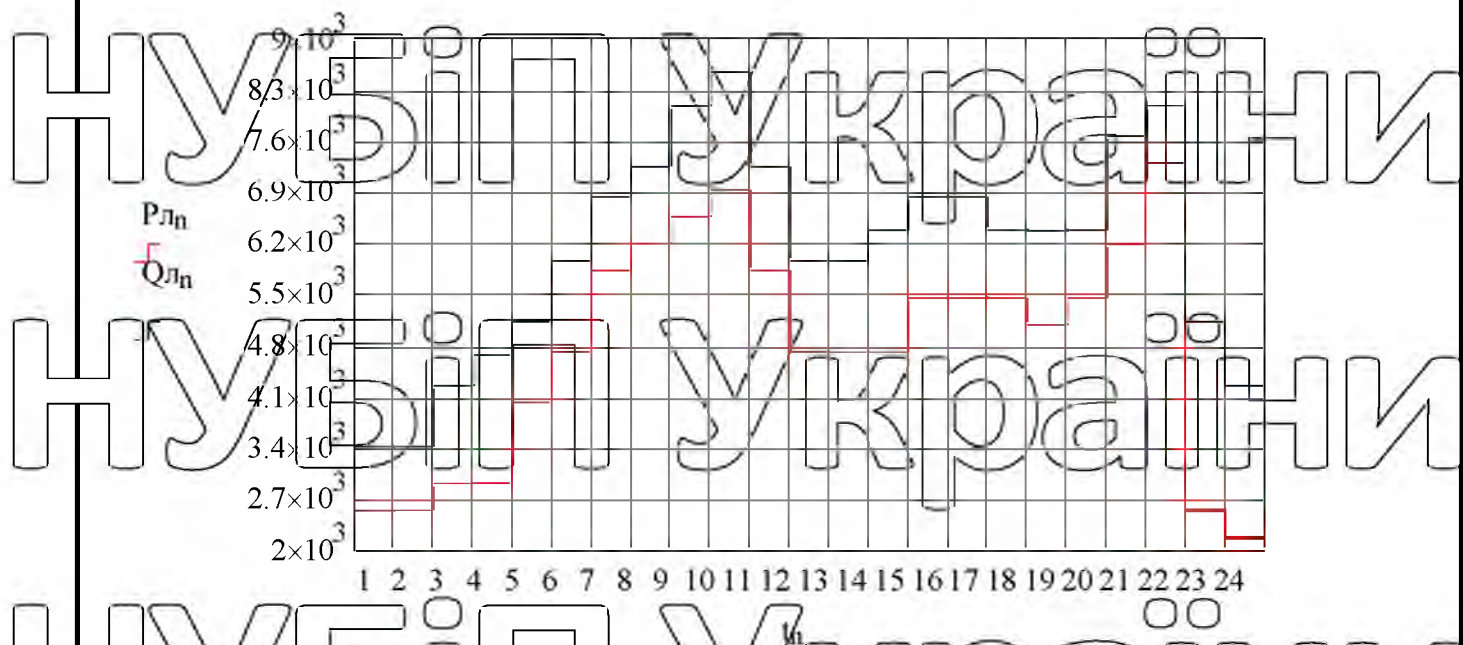
Розрахункові потужності активного P_p , реактивного Q_p і повного S_p навантаження на шинах 10 кВ трансформаторної підстанції 35/10 кВ "Вертіївка":

$$P_p = 7.284 \times 10^3 \text{ кВт}, \quad \cos \varphi = 0.8, \quad Q_p = 8.517 \times 10^3 \text{ кВАр},$$

					Арх.
					55
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	



Фиг.4.1. Добові графіки навантаження РТП-35/10 кВ "Верхівка" взимку.



Фиг.4.2. Добові графіки навантаження РТП-35/10 кВ "Верхівка" в літку.

Характеристика силових трансформаторів типу ТМН-6300/35 [4].

Номинальна потужність $S_{\text{НОМ}} := 6300 \text{ кВА}$, номінальна напруга обмотки ВН $U_{35} := 35 \text{ кВ}$, номінальна напруга обмотки НН $U_{10} := 10 \text{ кВ}$, потужність короткого замикання $P_{\text{КЗ}} := 46.5 \text{ кВт}$, напруга короткого замикання $U_{\text{КЗ}} = 7.5\%$, потужність холостого ходу $P_{\text{ХХ}} := 8.0 \text{ кВт}$, струм неробочого ходу $I_{\text{ХХ}} := 0.9\%$, розрахунковий період (місяць) $t_p := 730 \text{ год}$

Характеристика розподільної мережі напругою 10 кВ.

Базова (еквівалентна) напруга мережі: $U_{\text{баз}} := 10.5 \text{ кВ}$.

Опір системи згідно схеми заміщення мережі району: $r_c := 2.1 \text{ Ом}$.

Опір ПЛ 35 кВ, протяжністю 22 км, приведений до напруги 10 кВ, визначаємо згідно (5.1):

$$R_{\text{Л}} := 195 \cdot L_{35} \cdot \left(\frac{U_{\text{баз}}}{U_{35}} \right)^2, \quad (4.1)$$

$$R_{\text{Л}} = 0.614 \text{ Ом.}$$

Опір силового трансформатора підстанції, приведений до напруги 10 кВ, визначаємо згідно (4.2):

$$R_{\text{T}} := \frac{P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{баз}}^2 \cdot 2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (4.2)$$

НОМ

$$R_{\text{T}} = 0.129 \text{ Ом.}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

57

Сумарний опір розподільної мережі 10 кВ, приведені до базової напруги U:

$$R_{\text{сум}} = 2.843 \text{ Ом.}$$

За вартість технологічних втрат електроенергії приймаємо вартість 1 кВт год

електроенергії на оптовому ринку: $c = 1 \text{ грн/кВт год.}$

Середньомісячна величина активної (WP) і реактивної (WQ) електроенергії переданої через підстанцію визначаємо згідно (5.3) та (5.4):

$$WP = \frac{\left(\sum_n P_{3n} + \sum_n P_{Лn} \right) \cdot 30}{2} \quad (4.3)$$

$$WQ = \frac{\left(\sum_n Q_{3n} + \sum_n Q_{Лn} \right) \cdot 30}{2} \quad (4.4)$$

$$WP = 3.338 \times 10^6 \text{ кВт год,}$$

$$WQ = 4.273 \times 10^6 \text{ кВАр год.}$$

Середні значення активного і реактивного навантаження підстанції:

$$P_{\text{ср}} = 4.572 \times 10^3 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ср}} = 5.854 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

Фактичне середнє завантаження трансформатора:

$$S_{\text{ср}} = 7.428 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

58

Середнє завантаження підстанції за розрахунковий період: 00

$$k_3 = 1.179$$

Середньодобові втрати електроенергії в електромережі до компенсації W

визначаємо згідно (5.5):

$$\Delta W := \sum_n \left[\frac{(P_{3n} + P_{Ln})^2}{2} + \frac{(Q_{3n} + Q_{Ln})^2}{2} \right] \cdot R \cdot 10^3 \quad (4.5)$$

$$\Delta W = 3.772 \times 10^4 \text{ кВт год.}$$

$$\Delta W\% = 1.13 \%$$

4.3. Підвищення пропускної здатності підстанції 35/10 кВ

Максимальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень:

зимовий графік

$$\max(Q_3) = 8.517 \times 10^3 \text{ кВАр,}$$

літній графік

$$\max(Q_L) = 8.517 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

Мінімальні реактивні потужності за добовими графіками навантажень:

зимовий графік

$$\min(Q_3 - Q_p) = 2.981 \times 10^3 \text{ кВАр,}$$

літній графік

$$\min(Q_L - Q_p) = 2.555 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

Параметри конденсаторних установок для компенсації реактивної потужності:

Номинальна напруга $U_{nom} = 10$ кВ, потужність ступені регулювання $q1 = 708$

кВАр, загальна потужність $Q_{ку} = 8500$ кВАр, кількість ступенів $nq := 12$ шт.

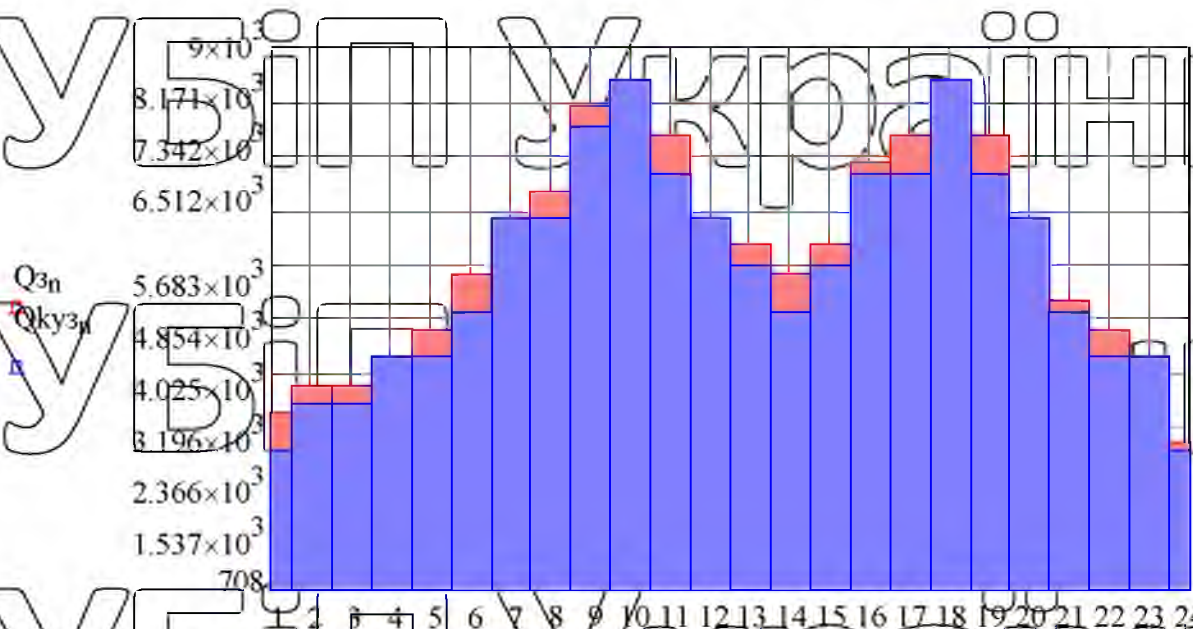
Орієнтовна вартість КУ, виражена апроксимуючою залежністю від її потужності

$$K_C := a_c + b_c \cdot Q_{ку} \quad (4.6)$$

$$K_C = 4,353 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Зміна реактивної потужності регульованої КУ згідно графіку навантаження:

зимовий графік $N_{3n} := \text{if} \left(\begin{matrix} P_{3n} \\ Q_{3n} \\ S_{3n} \end{matrix} < Z, \text{floor} \left(\frac{\quad}{q1} \right), \text{ceil} \left(\frac{\quad}{q1} \right) \right) \quad (4.7)$



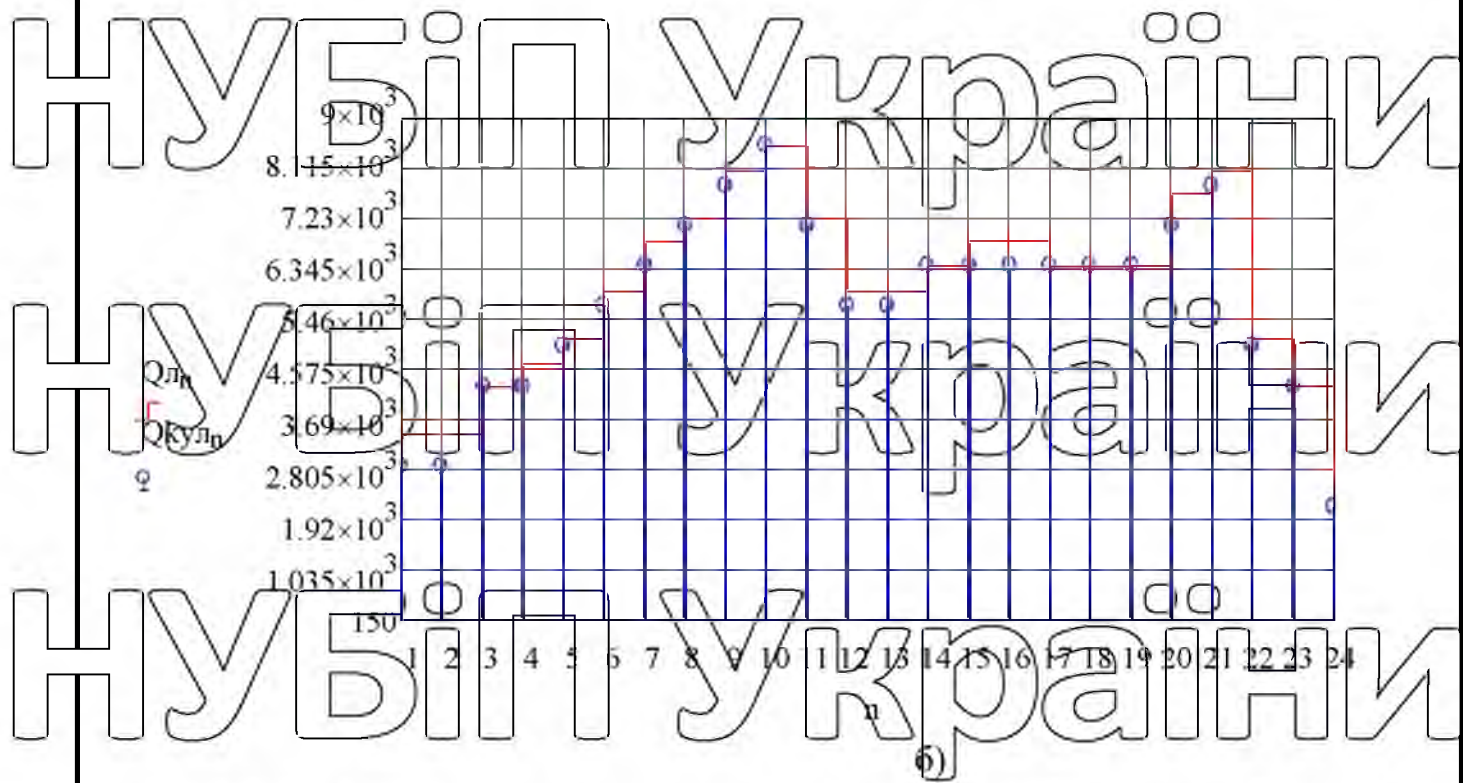


Рис.4.3. Графіки реактивних навантажень і потужності КУ: а - зима, б - літо.

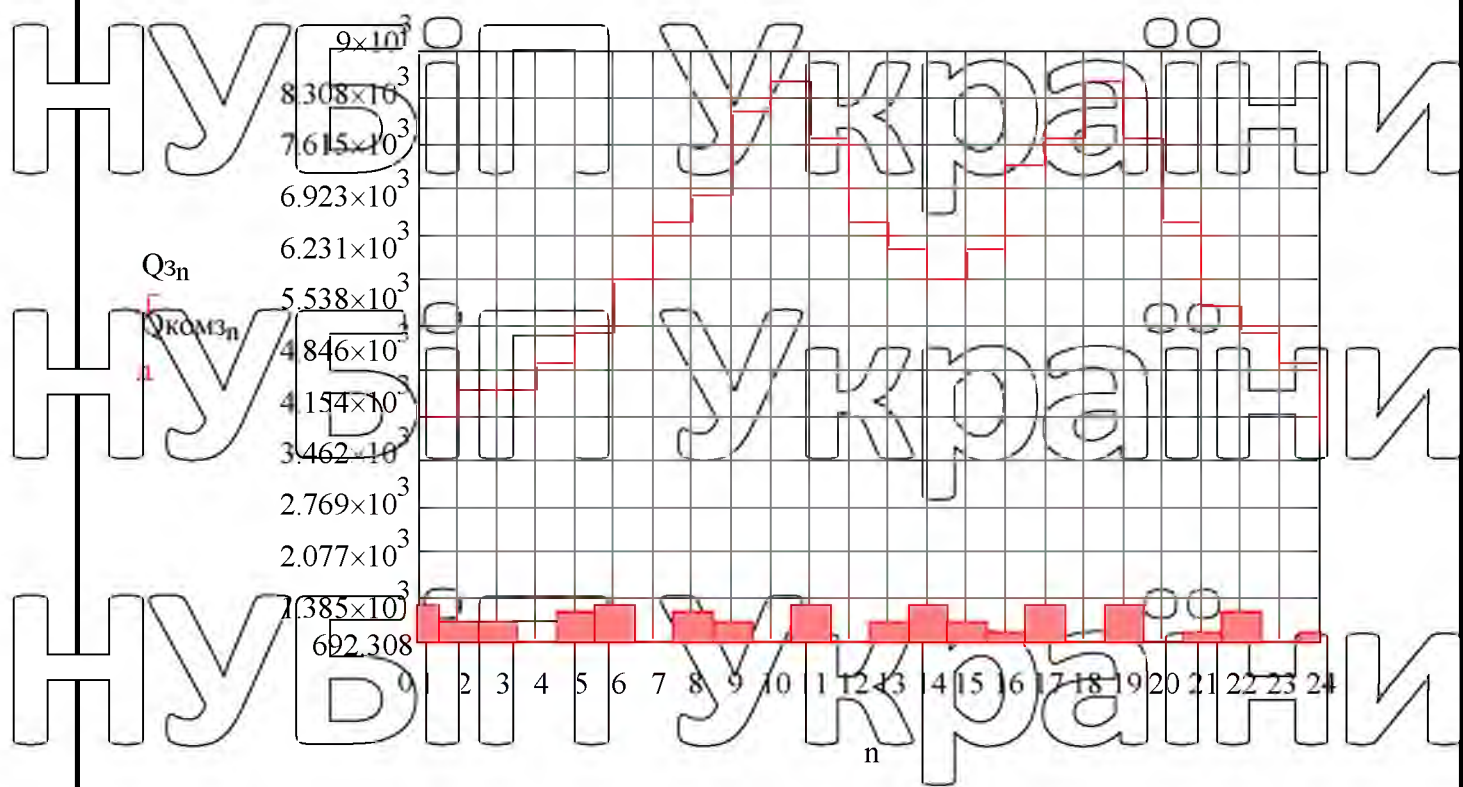
Графіки споживання реактивної потужності при роботі КУ відповідно до зимового і літнього графіків навантаження підстанції.

$$Q_{комзп} = Q_{зп} - Q_{кузп} \quad (4.8)$$

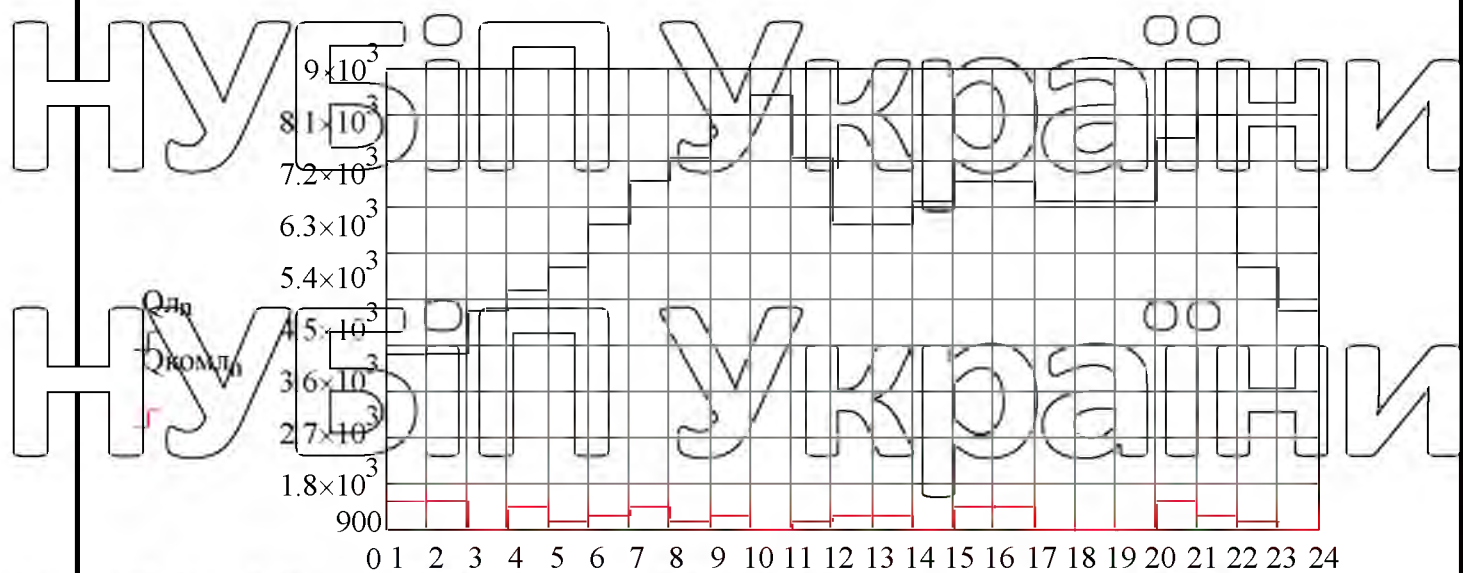
де $Q_{кузп}$ - потужність конденсаторної установки в п-ну годину доби згідно зимового графіку навантаження, кВАр.

$$Q_{комлп} = Q_{лп} - Q_{кулп} \quad (4.9)$$

де $Q_{кулп}$ - потужність КУ в п-ну годину доби згідно літнього графіку, кВАр.



a)



б)

Рис. 4.4. Графіки реактивної потужності до і після її компенсації: а- зима; б- літо.

Фактичне середньодобове навантаження силових трансформаторів підстанції доби
урахуванням компенсації реактивної потужності:

$$S_{комзп} := \sqrt{(P_{зп})^2 + (Q_{комзп})^2} \quad (4.10)$$

де $Q_{комзп}$, $Q_{комлп}$ – реактивне навантаження підстанції відповідно, в зимовий і
літній періоди після встановлення КРП, кВАр.

Коефіцієнт потужності для зимового періоду після компенсації:

$\cos \phi$ Кз =	0	1	2	3	4	5	6	7	8
	0	0.976	0.996	0.997	0.999	0.9994	0.9997	0.9999	1.0000

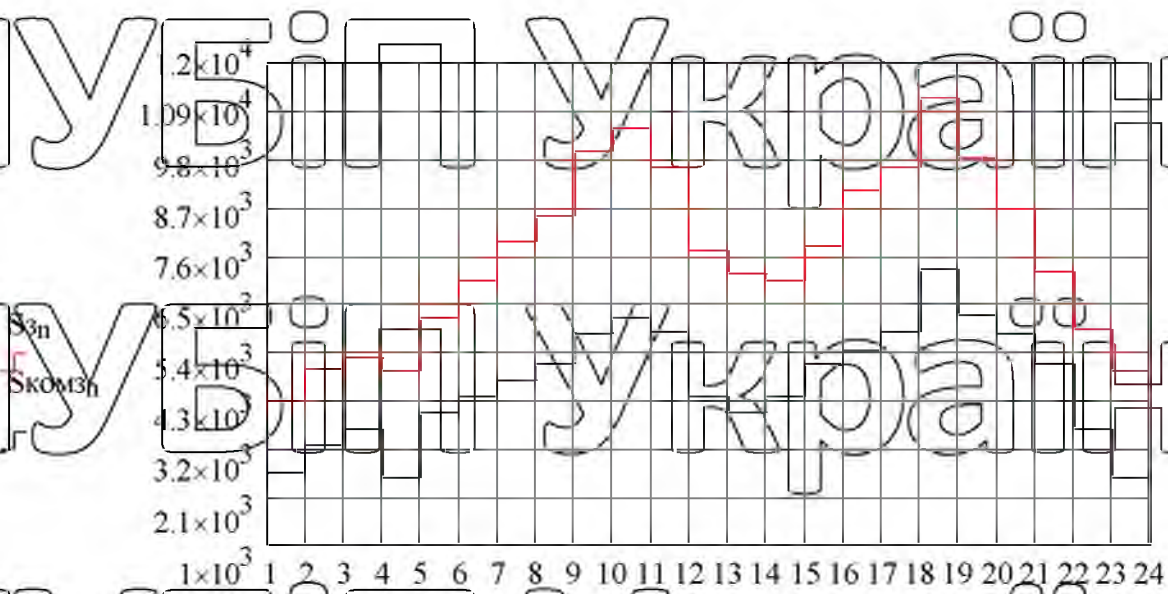


Рис. 4.5. Графік навантаження підстанції до і після КРП взимку.

Визначимо зниження повного навантаження підстанції в зимовий період у % до існуючого навантаження:

$$\Delta S_{3n} := \frac{S_{3n} - S_{\text{КОМЗ}_{3n}}}{S_{3n}} \cdot 100 \quad (4.11)$$

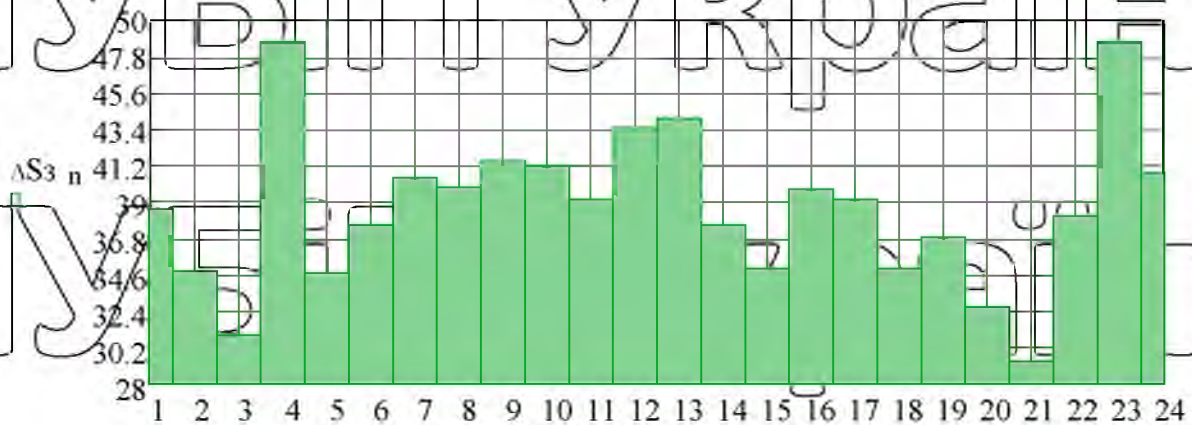


Рис. 4.6. Зниження (%) повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період

Середньодобові втрати електроенергії в мережі після компенсації $W_{\text{КОМ}}$:

$$\Delta W_{\text{КОМ}} := \sum_n \left[\frac{\left(\frac{P_{3n} + P_{\text{Л}_{3n}}}{2} \right)^2 + \left(\frac{Q_{\text{КОМЗ}_{3n}} + Q_{\text{КОМЛ}_{3n}}}{2} \right)^2}{U_{\text{Баз}}^2 \cdot 10^3} \cdot R_{\text{СУМ}} \right] \quad (4.12)$$

$$\Delta W_{\text{КОМ}} = 1.454 \times 10^4 \text{ кВт год.}$$

Середньодобове зниження втрат електроенергії мережі складась:

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

$$\delta W_{\text{МРЕ}} = 28.344 \times 10^6 \text{ кВт кВт год год}$$

Сумарна величина заощадженої електроенергії протягом місяця складає:

$$\delta W_{\text{міс}} = 6.953 \times 10^5 \text{ кВт г/міс.}$$

Вартість заощадженої за місяць електроенергії складає:

$$C_{\text{з}} = 1.113 \times 10^6 \text{ грн/міс.}$$

Як видно з рис.4.6, зниження повного навантаження підстанції внаслідок КРП в зимовий період в різні періоди доби становить від 30 до 48% розрахункового навантаження. Коефіцієнт потужності добового навантаження збільшився від 0,8 до 0,99.

Таким чином, для тимчасового збільшення пропускної здатності підстанції 35/10 кВ "Вертіївка" без її реконструкції доцільно застосувати компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованої КУ потужністю 8500 кВАр вартістю 485300 грн.

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

4.4. Ефективність компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ підстанції

Розглянемо економічну ефективність від компенсації реактивної потужності на шинах 10 кВ РТП-35/10 кВ "Вертіївка" протягом 12 місяців. Вартість КУ

$$K_C = 4.353 \times 10^5 \text{ грн. Номінальна норма дисконту, відрахувань на амортизацію}$$

та поточний ремонт: $e = 0.0035$ в.о., $E_a = 0.0155$ в.о., $E_{\text{пр}} = 0.028$ в.о.

					Арх.
					65
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Сумарний коефіцієнт поточних відрахувань

$$E := E_a + E_{пр} + \epsilon \quad (4.9)$$

Амортизаційні, експлуатаційні та кредитні щомісячні відрахування

$$3e := K_C \cdot E \quad (4.10)$$

$$3e = 2.046 \times 10^4 \text{ грн.}$$

Вартість заощадженої електроенергії $C_\Sigma = 1.113 \times 10^6 \text{ грн.}$

Чистий дисконтований дохід за формулою

$$\text{ЧДД}_m := \sum_{m=1}^m \left[(C_{\Sigma m} - 3m - K_m) \cdot \frac{1}{(1+e)^m} \right] \quad (4.11)$$

$$\text{ЧДД}_{\text{сум}} = 1.205 \times 10^7 \text{ грн.}$$

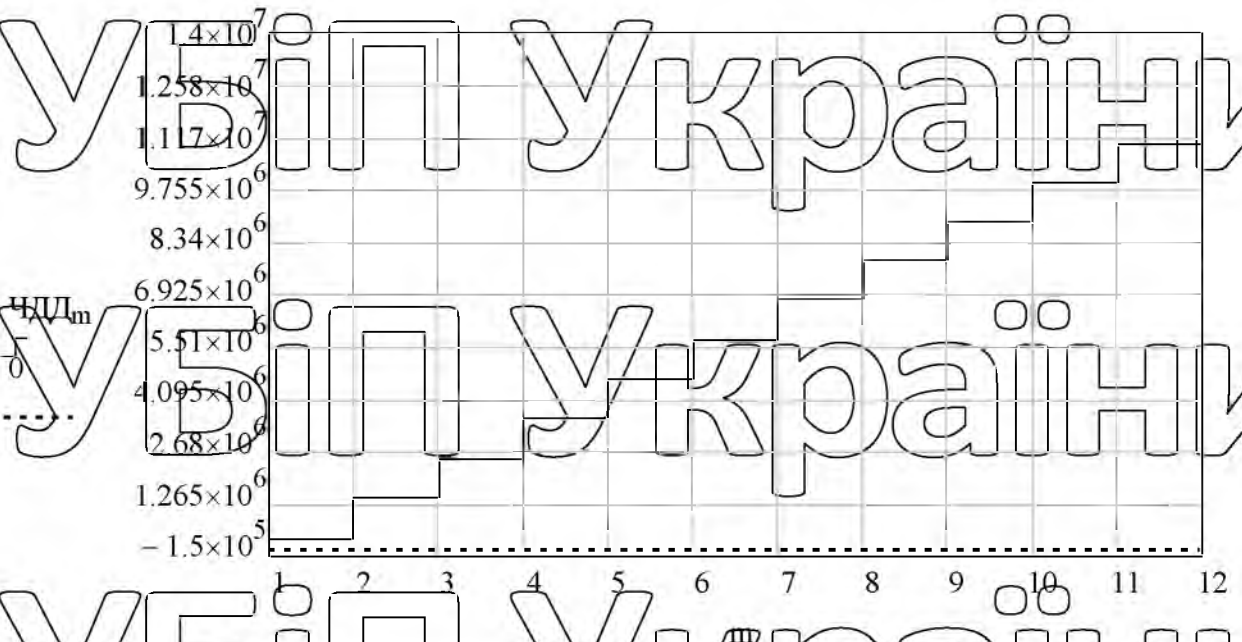


Рис. 4.7. Зміна чистого дисконтованого доходу протягом річного терміну.

Як видно із графіка на рис. 5.7, чистий дисконтований дохід остає додатнім на 2 місяці роботи регульованої конденсаторної установки.

4.5. Обґрунтування потужності конденсаторної установки

Розглянемо задачу вибору потужності регульованої конденсаторної установки для підключення до шин 10 кВ трансформаторній підстанції напругою 35/10 кВ "Вертіївка".

Для розрахунку потужності цієї КУ вираз приведених затрат матиме вигляд:

$$Z = \frac{(Q_p - Q_{ку})^2}{U^2 \cdot 10^3} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau_c + (a_c + b_c \cdot Q_{ку}) \cdot E \cdot \text{км} + \delta w_c \cdot c \cdot Q_{ку} \quad (4.12)$$

де δw_c - питомі втрати електроенергії в конденсаторах батареї, кВт/кВАр;

τ_c - час максимальних втрат активної потужності в мережах системи, год/рік

$$\tau_c := 3700 \text{ год.}$$

δr_c - питома частка втрат активної потужності в конденсаторних батареях:

$$\delta r_c := 0.002 \text{ в.о.}$$

t_k - тривалість роботи конденсаторної батареї за рік, год.

$$t_k := 8700 \text{ год.}$$

Похідна функції затрат по змінній $Q_{ку}$ дає рівняння:

$$\frac{-1}{500} \cdot \frac{Q_p - Q_{ку}}{U^2} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau_c + b_c \cdot E \cdot \text{км} + \delta w_c \cdot c = 0 \quad (4.13)$$

Рішенням рівняння є величина потужності КУ для встановлення на шинах 10 кВ

РПН.

					Арх.
					67
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$Q_{k10} = -500 \cdot \left(\frac{-1}{500 \cdot U^2} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau \cdot c \cdot Q_8 + b_c \cdot E \cdot k_M + \Delta v_{c \cdot c} \right) \cdot \frac{U^2}{R_c \cdot (c \cdot \tau \cdot c)} \quad (4.14)$$

З урахуванням втрат потужності навантаження на шинах 10 кВ РП буде

$$S_{10} = S_p \quad S_{10} = 1.121 \times 10^4 \text{ кВА,}$$

Коефіцієнт, котрий враховує вартість будівельно-монтажних робіт: $k_M = 12$

Потужності КУ Q_{k10} розраховуємо за формулою (5.14):

$$Q_{k10} = 8.417 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

Визначимо мінімум функції приведених затрат при оптимальних значеннях

потужностей КУ

$$Z_{\text{оп}} := \left[\frac{(Q_p - Q_{k10})^2}{U_{\text{баз}}^2 \cdot 10^3} \cdot R_{\text{сум}} \cdot c \cdot \tau \cdot c + (a_c + b_c \cdot Q_{k10}) \cdot E \cdot k_M + \Delta v_{c \cdot c} \cdot Q_{k10} \right] \quad (4.15)$$

$$Z_{\text{оп}} = 2.602 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Визначимо приведені затрати при встановленні серійних комплектних КУ.

Для встановлення на стороні 10 кВ підстанції приймаємо 11 конденсаторних установок типу УКД 57-10,5-300 У3 (6 і 5 КУ на секції шин 10 кВ пропорційно навантаженню трансформаторів).

Тоді фактична величина приведених затрат згідно (5.15) дорівнюватиме:

$$Z_f = 2.611 \times 10^5 \text{ грн.}$$

Відносна різниця між фактичною та оптимальною величинами приведених затрат не перевищує 1%.

					Арх.
					68
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

НУБІП України $\Delta Z := \frac{Z_{\phi} - Z_{оп}}{Z_{оп}} \cdot 100$ (4.16)

$$\Delta Z = 0.362 \%$$

НУБІП України Річний економічний ефект: $\delta Z_{\text{ртіп}} := \frac{C_{\Sigma}}{2} - [(a_c + b_c \cdot Q_{\text{кУ}}) \cdot E \cdot k_M + \delta W_{\text{с} \cdot \text{с}} \cdot Q_p]$ (4.17)

НУБІП України $\delta Z_{\text{ртіп}} = 8.509 \times 10^5$ грн/рік

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМУ ПІДСТАНЦІЙ З ТРАНСФОРМАТОРАМИ ОДНАКОВОЇ ПОТУЖНОСТІ

5.1. Актуальність оптимізації режимів роботи підстанцій

В умовах постійного збільшення цін на паливно-енергетичні ресурси гостро коштує проблема енергозбереження, що зачіпає всі галузі народного господарства країни. Актуальна дана проблема і для енергетики. Підвищення енергетичної ефективності є пріоритетною державною політикою на всіх рівнях систем електропостачання: від вироблення, перетворення і розподілу, до вжитку електроенергії споживачами.

Вибір числа і потужності трансформаторів на підстанціях визначається величиною і характером електричних навантажень (необхідною надійністю електропостачання і характером вжитку електроенергії), територіальним розміщенням навантажень, їх перспективною зміною і при необхідності обґрунтовується техніко-економічними розрахунками.

Проектування більшості понижуючих підстанцій в Україні велося з врахуванням перспективного збільшення електричних навантажень. Потужності знижувальних трансформаторів вибиралися на рівень вище за оптимальну стандартну потужність, знайдену за техніко-економічними показниками.

В даний час аналіз графіків навантажень багатьох понижуючих підстанцій енергосистеми і промислових підприємств показує, що трансформатори підстанцій працюють в недовантаженому режимі. Положення посилилося після переходу від планової економіки до ринкової, коли сталося зниження виробництва продукції на багатьох промислових підприємствах, отже, сталося і зниження електричних навантажень. Графіки навантажень багатьох підприємств втратили стабільність і стали мати яскраво виражену нелінійність як в добовому

						Арк.
						70
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

тимчасовому проміжку, так і в триваліших проміжках часу. В умовах ринкової економіки аналітично прогнозувати графіки електричних навантажень на тривалу перспективу досить трудомістко і часто недостовірно.

На понижуючих підстанціях, а також па станціях для трансформаторів зв'язку з системою навантаження трансформаторів визначається в основному графіком роботи споживачів. Втрати електроенергії в трансформаторах, як відомо, діляться на дві складові: втрати холостого ходу і втраги навантажень. В денний час, коли завантаження трансформаторів велике, навантаження втраги перевищують втрати холостого ходу. У нічний час, у вихідні і святкові дні, коли завантаження трансформаторів знижується, втрати холостого ходу, навпаки, набагато перевершують навантаження. Тому, керуючись відомим графіком навантаження, необхідно вибирати те або інше число паралельно працюючих трансформаторів для забезпечення їх найбільш економічної роботи.

Сталий типовий графік навантаження дозволяє розрахувати допустиме перевантаження трансформатора (величину і тривалість), якщо в цьому виникає необхідність за умовами експлуатації.

Перевантаження трансформатора можуть бути допущені, якщо вони не скорочують в значній мірі термін служби ізоляції, а отже, і трансформатора. Тому, виходячи з допустимого зносу ізоляції від нагріву, складені діаграми здатності навантаження трансформаторів. По цих діаграмах, знаючи коефіцієнт навантаження k_n можна визначити допустиму тривалість тієї або іншої величини перевантаження або величину перевантаження при її заданій тривалості.

Для правильного вибору номінальної потужності трансформатора (автотрансформатора) необхідно мати в своєму розпорядженні добовий графік, що відображає як максимальне, так і середньодобове активне навантаження даної підстанції, а також тривалість максимуму навантаження. За відсутності добового графіка для практичних цілей визначається розрахунковий рівень максимального активного навантаження підстанції P_{max} (МВт)

						Арк.
						71
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5.2. Метод оптимізації режиму роботи трансформаторної підстанції

Підстанції з двома трансформаторами однакової потужності є найбільш поширеними. Згідно [6] вираз граничного навантаження для випадку встановлення декількох трансформаторів потужної S . Якщо працює n трансформаторів, то переходити на $(n+1)$ -й включений трансформатор потрібно у випадку, коли фактичне навантаження перевищить критичне значення

$$S_k = S_n \sqrt{n(n+1)P_c / P_v} \quad (5.1)$$

Якщо працює один трансформатор, то приймають, що $n=1$ і другий слід включати при перевищенні навантажень.

Якщо працюють два трансформатори, то приймають $n=2$, знайдемо, що другий трансформатор потрібно відключити при зниженні завантаження нижче

$$S_k = S_n \sqrt{n(n+1)P_c / P_v} \quad (5.2)$$

Відношення граничного навантаження до номінального $\alpha = S_k / S_n$ для трансформаторної підстанції з трансформаторами однакової потужності значною мірою залежить від економічного еквіваленту реактивної потужності. Тобто, на величину відношення повинно робити значний вплив співвідношення між втратами реактивної і активної потужності при номінальному навантаженні, а також співвідношення між змінними і постійними втратами в трансформаторі.

Так, для трансформаторів з первинною напругою 110 кВ напруга КЗ складає 10, 5, а для трансформаторів з первинною напругою 0,38 кВ - 4,5...5,5%. Струми х.х. складають в першому випадку 0,7...0,9, а в другому - 3,2...2,0%.

Отже, для трансформаторів РТП відношення γ буде 12...15, а для споживчих трансформаторів всього 1,5...3. Вплив цього параметра на залежність відношення від економічного еквіваленту реактивної потужності показано на рис.5.1. Як бачимо, для споживчих підстанцій із зростанням відношення a також збільшується, а для трансформаторів РТП це

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

відношення збуває. Показані на цьому рисунку криві побудовані по середніх значеннях каталожних витрат для трансформаторів 10 кВ - від 100 до 1000 кВ·А, для трансформаторів 110кВ - від 6,3 до 60 МВ·А, а для трансформаторів 35 кВ - від 1,0 до 40 МВ·А.

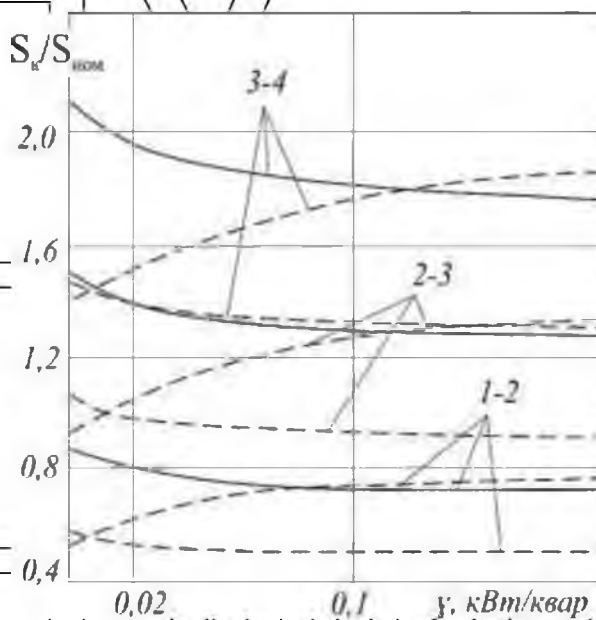


Рис. 5.1. Залежність відносних величин граничного навантаження від економічного еквіваленту реактивної потужності γ (по середніх значеннях витрат в трансформаторах): — 110/10 кВ 6,3...60 МВ·А, — — — 35/10 кВ 1,0...40 МВ·А, — — — 10/0,4 кВ 0,1...1,0 МВ·А. Індекси 1-2, 2-3, 3-4 — перехід з 1 трансформатора на 2, з 2 на 3 і з 3 на 4.

5.3. Економічний еквівалент реактивної потужності (ЕЕРП)

Потік реактивної потужності, що витрачається на втрати в трансформаторах (постійні втрати на намагнічування і змінні втрати на розсіяння), по дорозі від джерела реактивної потужності до трансформатора проходить по струмоведучим частинам системи електропостачання і викликає в них втрати активної потужності. Завданням оптимізації режиму трансформаторних підстанцій є вибір такого режиму роботи при якому втрати в системі електропостачання при

					Арк.
					73
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

заданому навантаженні будуть мінімально можливими. Отже, необхідно при цьому мінімізувати не лише втрати активної потужності в самому трансформаторі, але і втрати активної потужності в інших елементах системи електропостачання, у зв'язку з протіканням потоків реактивної потужності, викликаних втратами в трансформаторі. Для цього потрібно встановити кількісне співвідношення між цими втратами. Це співвідношення і визначається так званими економічним еквівалентом реактивної потужності, який позначаємо грецькою буквою γ (гамма), кВт/кВАр. Іншими словами, значення цього коефіцієнта показує, яка доля кіловата витрачається на доставку 1 кВ·Ар потужності від джерела реактивної потужності до трансформатора. Передбачається, що цей коефіцієнт знаходиться в межах від 0,02 до 0,20.

Якщо джерело реактивної потужності (батарея статичних конденсаторів, синхронний компенсатор) знаходиться поблизу від підстанції, режим якої треба оптимізувати, слід набувати невеликих значень γ . Найбільші значення їх в тих випадках, коли поблизу від даної підстанції джерел реактивної енергії немає, вона поступає з мережі енергетичної системи. При цьому необхідно мати на увазі, що кабельні лінії усієї напруги і повітряні лінії напругою 220 кВ і вище можуть генерувати помітні величини реактивної потужності. Для підстанцій розподільних мереж 35 кВ зазвичай приймають в розрахунках середню величину $\gamma = 0,10$.

Використання економічного еквіваленту реактивної потужності дає можливість вводити в оптимізаційні розрахунки так звані приведені втрати, що представляють собою суму втрати активної потужності і помноженої на економічний еквівалент втрати реактивної потужності. Таким чином, в розрахунок слід вводити приведені постійні втрати (сума втрати активної потужності в сталі і помножені на γ втрати на намагнічування

$$P_c = (\Delta P_x + \gamma I_x^2 S_{ном} / 100), \quad (5.3)$$

і приведені змінні втрати (сума втрати активної потужності в обмотках і помножені на γ втрати реактивної потужності на розсіяння

					Арк.
					74
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

$$P_v = (\Delta P_K + \gamma \cdot u_K) S_{ном} / 100 \cdot S^2 / S_{ном}^2 \quad (5.4)$$

Значення прийнятого в розрахунках економічного еквіваленту реактивної потужності робить дуже помітний вплив на результати розрахунку і, отже, на вибір оптимального режиму роботи підстанції. Тому доцільно при проектуванні хоч би приблизно оцінювати найбільш вірогідні для цих конкретних умов значення параметра γ .

Для трансформаторів значення параметра γ визначається легко за каталожними даними. Приведенні там втрати активної потужності ΔP_K віднести до номінального навантаження. Отже, для трансформаторів $\gamma = \Delta P_K / S_{ном}$.

Якщо дана підстанція 10 кВ живиться від приведеної в прикладах лінії 10кВ, яка живиться через трансформатор 6300 кВ·А (для якого втрати короткого замикання $\Delta P_K = 46,5$ кВт і $\gamma_T = 0,0074$ кВт/кВАр), що живиться по вказаній вище лінії 35 кВ, для ТН 10 кВ значення параметра буде

$$\gamma = \gamma_{35} + \gamma_m + \gamma_{10} = 0,0061 + 0,0074 + 0,0288 = 0,0423 \text{ кВт/кВАр.}$$

Помітимо, що термін "економічний еквівалент реактивної потужності" застосовується ще в одному сенсі. Він може означати зниження втрати активної потужності, яке дає зменшення реактивного навантаження компенсацією її за допомогою батареї статичних конденсаторів. На закінчення необхідно відмітити, що приведені втрати використовуються в розрахунках тільки при виборі оптимальних режимів роботи. У розрахунках, пов'язаних з допустимими перевантаженням і трансформаторів і зносом ізоляції, повинні використовуватися тільки втрати активної потужності в обмотках і в сталі трансформаторів, оскільки втрати активної потужності в живлячій лінії при протіканні реактивної потужності, що витрачається на втрати в трансформаторі, нагрівають не трансформатор, зовнішні елементи системи живлення трансформатора.

					Арк.
					75
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

5.4. Перевитрата потужності при недотриманні оптимального режиму роботи трансформаторів

Розглянемо підстанцію з $n+1$ трансформаторами однакової потужності і порівняємо режими, при яких включені n і $n+1$ трансформаторів. Втрати при n включених трансформаторах

$$\Delta P = nP_c + (P_v / n)(S_{\Sigma} / S_n)^2, \quad (5.5)$$

втрати при включених трансформаторах

$$(n+1)P_c + P_v(S_{\Sigma} / S)^2 / (n+1). \quad (5.6)$$

Якщо по умові оптимального режиму необхідно, щоб були включені n трансформатори, а при тому ж навантаженні S_{Σ} включені $n+1$ трансформаторів, то перевищення втрат потужності складе

$$P_c(n+1) - P_c n + P_v \lambda (S_{\Sigma} / S_n)^2. \quad (5.7)$$

Неважко побачити, що в протилежному випадку, тобто коли включені тільки n трансформаторів замість оптимального числа, перевищення втрат визначається аналогічно виразом (5.7), але знаки членів рівняння поміняються.

У виразі (5.7)

$$\lambda = 1/n(n+1).$$

Значення параметра λ

n	1	2	3	4	5	6
λ	0,5	0,16	0,083	0,05	0,033	0,023

Залежність перевищення втрат в порівнянні з втратами при критичному навантаженні $S_{к1}$ можна знайти за виразом

$$P_v(S^2 - S_{к1}^2) / S_{к1}^2 \quad (5.8)$$

Залежність перевищення витрат для підстанції з трансформаторами однакової потужності показані на рис.5.2 при досягненні навантаженням значення рівного критичному $S_{к1}$ перевищитра потужності (якщо евоєчасно невиключений другий трансформатор) може досягати 40 %.

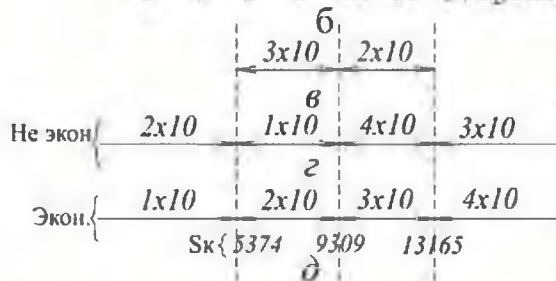
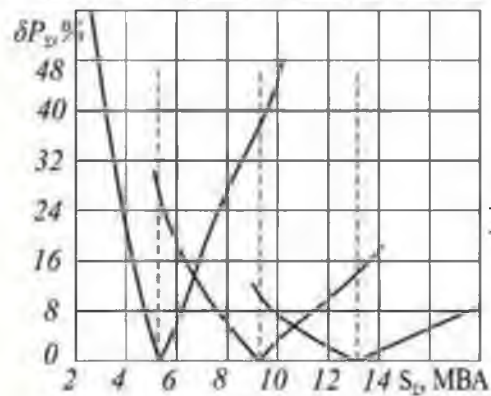
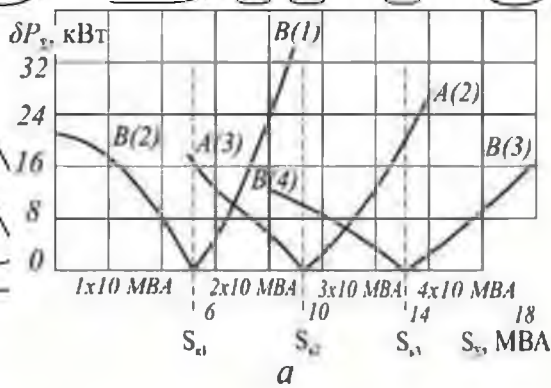


Рис. 5.2. Графіки абсолютної (а) і відносної (б) перевищитраги потужності в трансформаторах однакової потужності (10 МВ·А) при недотриманні оптимального режиму роботи (д) (режими в, г – не економічні).

Якщо ж при зменшенні навантаження до значення $S_{к1}$ не відключити другий трансформатор, то перевитрата потужності може досягати 100 % (при $\gamma=0$). При збільшенні сумарного навантаження підстанції залежності перевищення витрат потужності набувають вологішого характеру

5.5. Вплив реактивного навантаження і її компенсації на втрати потужності

Відомо, що реактивна потужність, споживана електроприймачами витрачається на створення магнітних полів. Для покриття реактивної потужності не потрібно витрати первинного енергоносія (на відміну від втрати активної енергії). Виникнувши один раз, реактивна потужність підтримується коливальним контуром між генератором і споживачем. При цьому генерована реактивна потужність перевищує реактивне навантаження, оскільки частина її втрачається в елементах електропередачі. Передача реактивної потужності пов'язана з втратами активної потужності енергії в елементах електричних мереж, у тому числі і в силових трансформаторах. З рівняння (видно, що втрати активної потужності створюються по активним, так і реактивним навантаженням, що проходить по активних опорах. Тому зниження еноживання реактивної потужності зменшує втрати як реактивною, так і активної потужності в елементах електромережі.

Втрати активної потужності, обумовлена реактивним навантаженням,

$$\Delta P' = Q_2^2 \cdot R / U_2^2 \quad (5.9)$$

Якщо у вузлі електроспоживання реактивне навантаження зменшується на величину Q_c , то втрата активної потужності

$$\Delta P'' = (Q_2 - Q_c)^2 \cdot R / U_2^2 \quad (5.10)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Зниження втрати активної потужності внаслідок зменшення реактивного навантаження складе

$$\delta P = \Delta P' - \Delta P'' = (2Q_2 \cdot Q_c - Q_c^2) \cdot R / U^2. \quad (5.11)$$

З рівняння (5.11) видно, що це зниження залежить від міри компенсації реактивного навантаження $a = Q_c / Q_2$.

Якщо в рівнянні (5.11) підставити $Q_c = a \cdot Q_2$, що отримаємо:

$$\delta P = Q_2^2 \cdot a \cdot (2 - a) \cdot R / U^2.$$

Зміна втрати активної потужності в трансформаторі при різній мірі компенсації реактивного навантаження $\delta P = f(a)$ показано на рис.2.8.

За рис.2.8 видно, що найбільше зниження втрати активної потужності досягається при мірі компенсації $a=1$ (при повній компенсації - максимальне зниження втрат потужності). У енергетичних системах, що мають дефіцит реактивної потужності, її компенсація розглядається як засіб регулювання напруги. Проте компенсація реактивного навантаження робить безпосередній вплив на втрати потужності і енергії, збільшує пропускну спроможність електричної мережі.

Якщо в рівнянні (5.10) підставити $Q_c = a \cdot Q_2$, то отримаємо

$$\Delta P'' = Q_2^2 \cdot (1 - a)^2 \cdot R / U^2. \quad (5.12)$$

Розділивши рівняння (5.12) на рівняння (5.9), отримаємо

$$\Delta P'' / \Delta P' = (1 - a)^2.$$

Зміна відношення втрат $\Delta P'' / \Delta P' = f(a)$ також показано на рис.5.3, з якого видно, що витрати потужності спочатку (при малій мірі компенсації) швидко знижуються, а потім у міру збільшення, а відношення втрат $\Delta P'' / \Delta P'$ зменшуються до нуля і при $Q_c > Q_2$ (при $a > 1$) знову збільшуються.

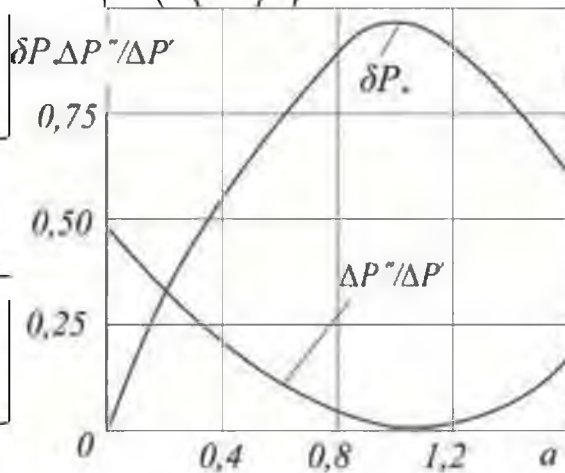


Рис.5.3. Залежність зміни втрат активної потужності в елементах електричних мереж (δP) і питомих втрат ($\Delta P''/\Delta P'$) при різній мірі компенсації реактивного навантаження a .

При повній компенсації реактивної потужності ($a=1$) досягається максимальне зниження втрат активної потужності в трансформаторі. Але установка додаткових компенсуючих і регулюючих пристроїв пов'язана з витратами на їх будівництво і експлуатацію, з вартістю втрат в цих установках. Тому не лише перекомпенсація, але навіть повна компенсація ($a=1$) реактивного навантаження недоцільна.

Існує якась розумна межа вище за яку компенсація реактивного навантаження неефективна. Установка додаткових компенсуючих пристроїв буде доцільною, якщо ефект зниження втрати потужності (і, отже, втрати електроенергії) при компенсації реактивного навантаження буде більше приведених витрат, пов'язаних із спорудою і експлуатацією компенсуючих установок. При цьому можна записати:

$$\Sigma E_k = E_{\delta p} - Z_k \geq 0 \quad (5.13)$$

Ефект зниження втрати при компенсації реактивного навантаження

$$E_{\delta p} = \delta P \cdot \tau_p \cdot \beta', \quad (5.14)$$

де δP – зниження витрат активній потужності кВт,

τ_p – середнє значення часу втрат від реактивної потужності, год/рік;

					Арк.
					80
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

β' – вартість 1 кВт·год втрат енергії, грн/(кВт·год);

Втрати на установку і експлуатацію компенсуючих пристроїв визначаються рівнянням

$$Z_k = Q_c \cdot T_{max} \cdot \beta'_c, \quad (5.15)$$

де Q_c – потужність компенсуючої установки, кВАр,

T_{max} – час використання максимального навантаження компенсуючого пристрою, год/рік;

β'_c – вартість 1кВАр·год, отриманої від компенсуючого пристрою, грн/(кВАр·год).

Якщо нехтувати іншими складовими ефекту компенсації реактивного навантаження (підвищення рівня напруги, пропускної спроможності та ін.)

економічна доцільність установки компенсуючих пристроїв може бути оцінена рівняннями (5.14) і (5.15).

Ефект зниження втрат потужності показаний на рис.5.4 кривої $E_{\delta p}^*$

Приведені затрати, пов'язані з установкою і експлуатацією компенсуючих пристроїв, яка прямо пропорційні потужності цих облаштувань Q_c , і прямо пропорційна мірі компенсації a . При різних T_{max} і β'_c визначатимуться похилими прямими Z_{k1}^* , Z_{k2}^* , Z_{k3}^* . Різниця показників $E_{\delta p}^*$ і Z_k дорівнюватиме сумарному ефекту компенсації реактивного навантаження ΣE_k , визначуваному по співвідношенню (5.13).

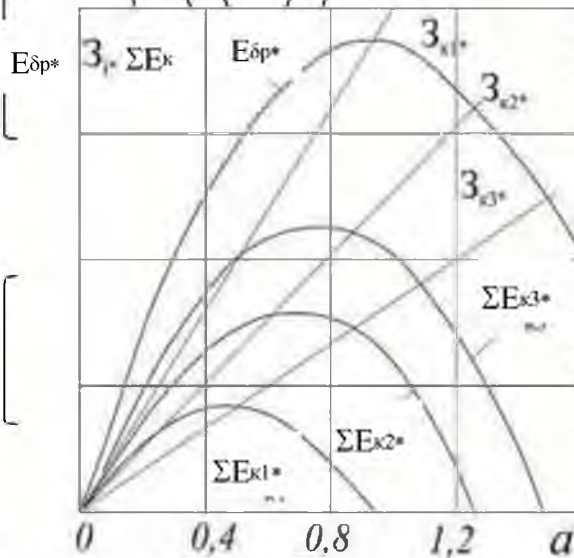


Рис. 5.4. Ефект зниження втрат поужитості (E_{dp}^*) і сумарний ефект компенсації реактивного навантаження (ΣE_{k1}^* , ΣE_{k2}^* , ΣE_{k3}^*) з урахуванням приведених витрат, облаштування компенсації (Z_{k1}^* , Z_{k2}^* , Z_{k3}^*).

Аналіз цих даних показує, що максимально економічній доцільності використання компенсуючих пристроїв з різними приведеними витратами відповідає цілком певна міра компенсації, завжди менше одиниці ($a < 1$). Досвід показує, що при використанні батарей статичних конденсаторів (БСК) найбільш доцільною мірою компенсації являється $a = 0,85 \dots 0,90$.

Міра компенсації реактивного навантаження, при якому отримуємо максимальну ефективність, можна визначити аналітично. Рівняння (5.13) з урахуванням виразів (5.14), (5.15) можна записати

$$\Sigma E_k = Q^2 \cdot a \cdot (2 - a) \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' / U^2 - a \cdot Q_2 \cdot T_{max} \cdot \beta' \cdot a$$

Визначивши похідну та спростивши рівняння, отримаємо

$$Q^2 \cdot [2Q_2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' \cdot (1 - a) / U^2 - T_{max} \cdot \beta' \cdot c] = 0.$$

Розв'язавши його відносно a , отримаємо формулу

$$a = 1 - T_{max} \cdot \beta' \cdot c \cdot U^2 / 2Q_2 \cdot R \cdot \tau_p \cdot \beta' \quad (5.16)$$

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Рівняння (5.16) дозволяє визначити міру компенсації реактивного навантаження, при якому ефективність компенсації буде максимальною. Це рівняння також показує, що вона відповідає $\alpha \leq 1$.

Помноживши усі складові формули (5.17) на Q_2 , отримаємо

$$Q_c = Q_2 - T_{\max} \beta' \epsilon \cdot U^2 \lambda^2 R_{\text{лр}} \beta' \quad (5.17)$$

Рівняння (5.17) дозволяє визначити потужність компенсації Q_c , яка при заданому реактивному навантаженні Q_2 забезпечує максимальну ефективність компенсації.

Компенсація реактивної потужності за допомогою БСК дає можливість понизити технологічний витрата електроенергії, що визначається передачею реактивної потужності від джерела до місця споживання. При цьому знижуються втрати ΔU у розподільній мережі, що сприяє підвищенню якості електроенергії у споживачів. БСК доцільно розташувати можливо ближче до приймачів. У вигляді прикладу розглянемо вибір потужності БСК, встановленої на стороні 10 кВ РТП 35/10 кВ з метою зниження витрат у трансформаторах.

У електричних мережах питома забезпеченість компенсуючими пристроями складає 0,35...0,45 кВАр на 1 кВт встановленої потужності електростанції. Вона в 2,5...3 разів менше економічно доцільного рівня. Основними компенсуючими пристроями є БСК (приблизно 3/4 від загальної потужності), 80 % БСК у вигляді дрібних одиниць встановлені у споживчих установок і 20 % в мережах загальної користування.

5.6. Аналіз режимів завантаження підстанції

Для визначення погодинних максимумів навантажень, приведених до шин 10 кВ підстанції, використаємо добові графіки роботи підстанції для всіх сезонів року.

					Арк.
					83
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Використовуючи існуючі добові графіки навантаження підстанції 35/10 кВ "Бергівка" визначаємо погодинні навантаження реконструйованої підстанції для всіх сезонів року

Технічні характеристики силових трансформаторів підстанції:

$$i_x := 0.9 \% \quad U_k := 7.5 \% \quad P_x := 8 \text{ кВт} \quad P_k := 46.5 \text{ кВт}$$

Добові графіки активного $Re(S)$ і реактивного $Im(S)$ навантаження, виражені у відносних одиницях від максимальних значень P_{max} і Q_{max} для зимового періоду представлені на рис. 5.5:

$$S_p = 1.121 \times 10^4 \text{ кВА}, \quad P_p = 7.284 \times 10^3 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 8.517 \times 10^3 \text{ кВАр.}$$

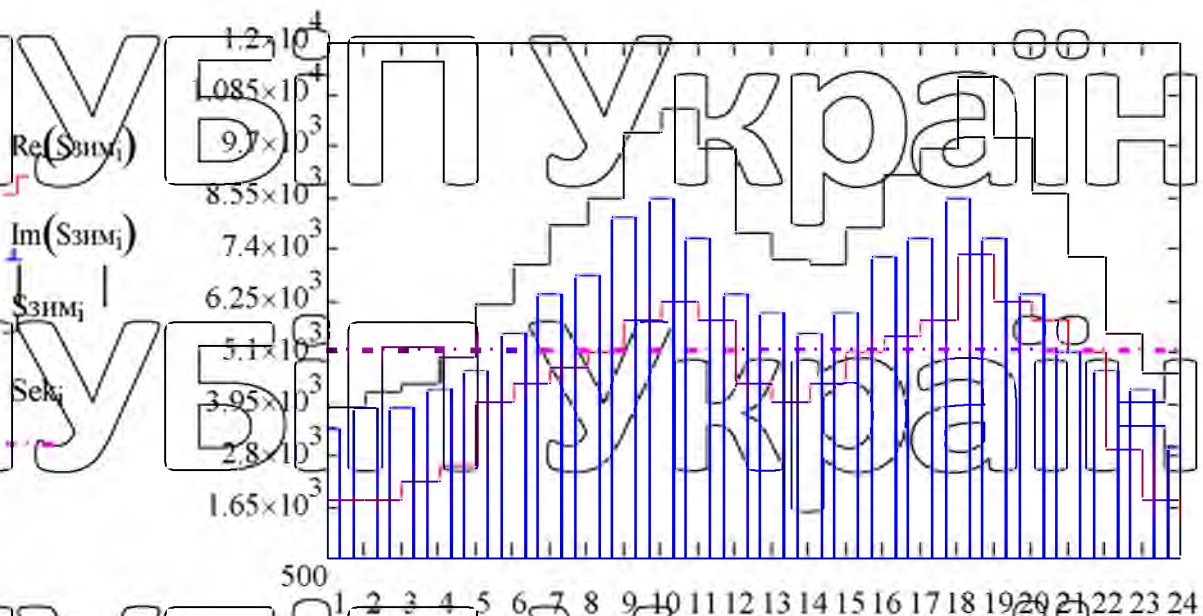


Рис. 5.5. Добовий графік активного $Re(S)$, реактивного $Im(S)$ повного навантаження взимку.

					Арх.
					84
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Аналогічно будемо добувати добові графіки активного і реактивного навантаження для весняного (рис. 5.6), літнього (рис. 5.7) та осіннього (рис. 5.8) сезонів.

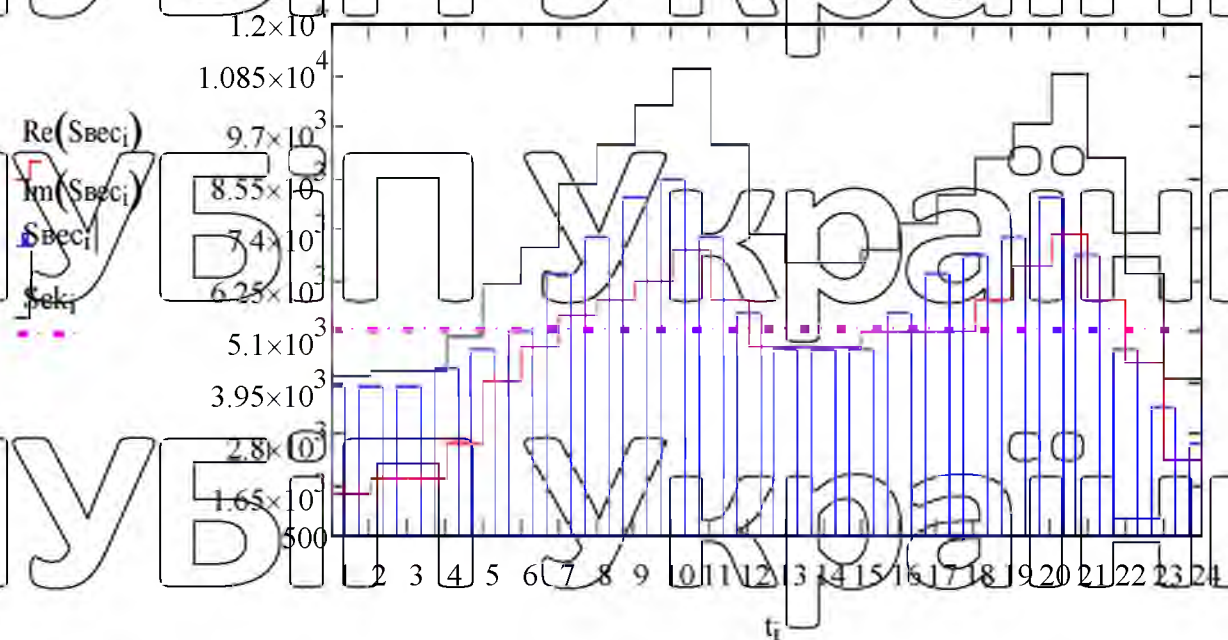


Рис.5.6.Добовий графік навантаження весною.

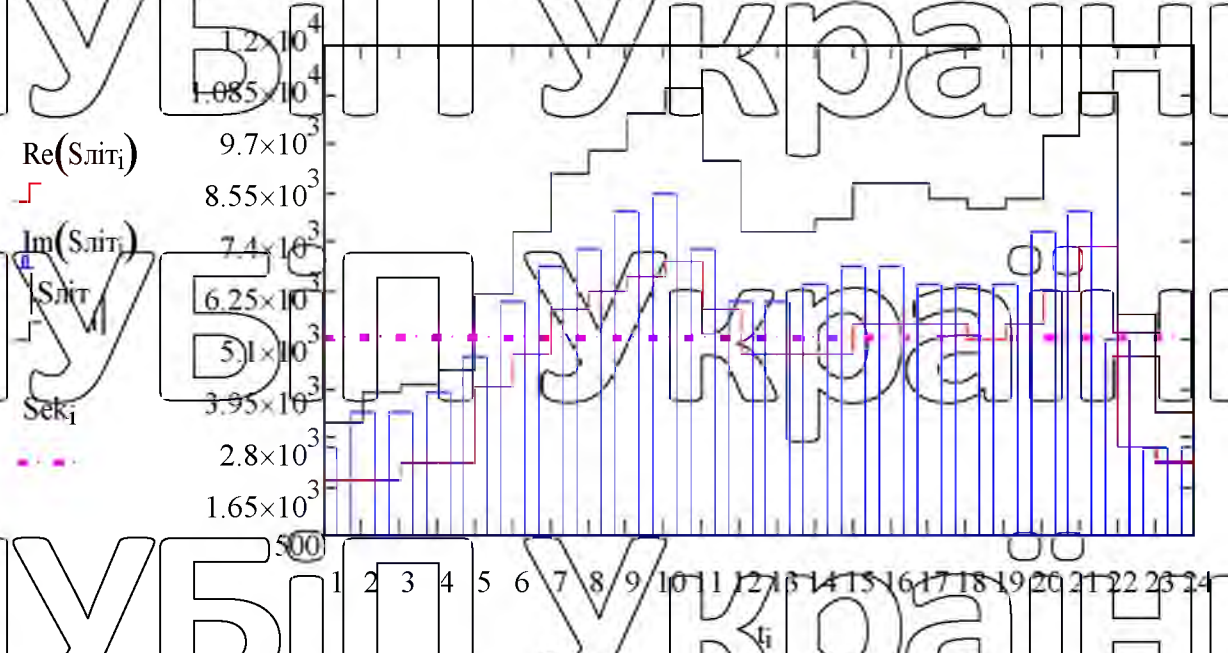


Рис.5.7. Добовий графік навантаження підстанції влітку.

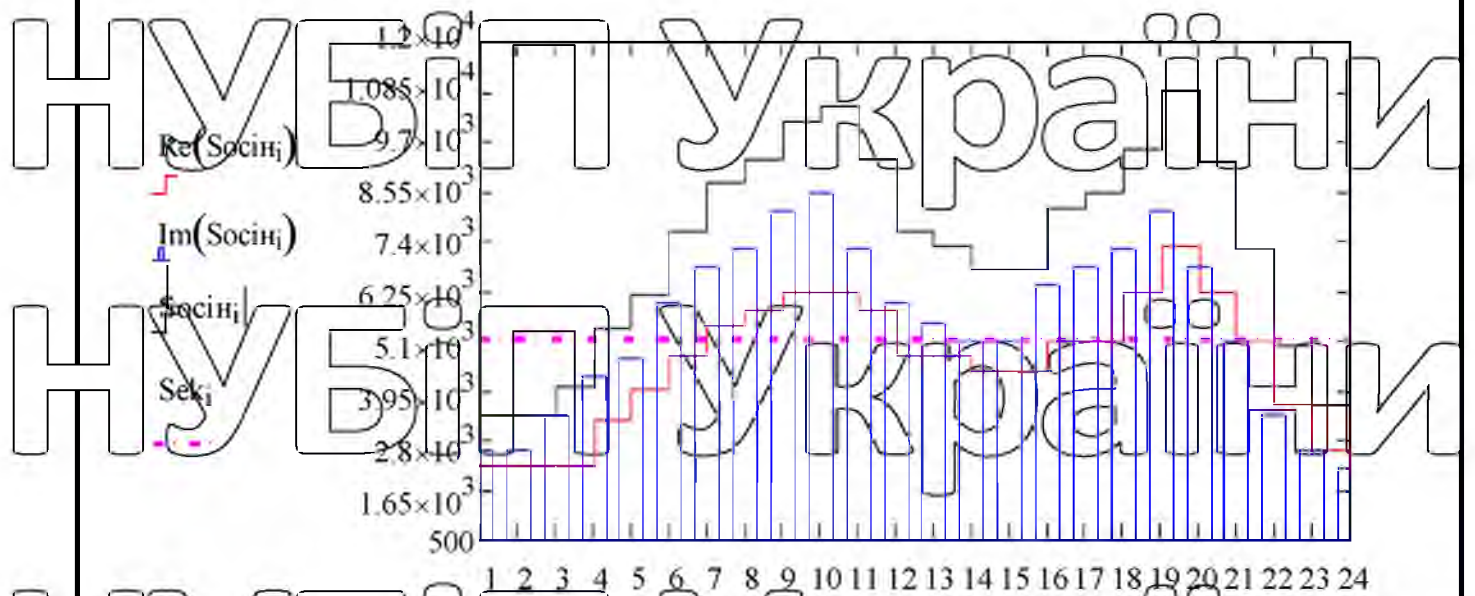


Рис. 5.8. Добовий графік навантаження підстанції осінню

За добовими графіками навантаження визначимо кількість електроенергії, випущену з шин підстанції споживачам в мережу 10 кВ.

$$W_{\text{річ}} = \sum_{i=1}^{24} \text{Re}(S_{\text{ам}})_i \cdot 3600 + \sum_{i=1}^{24} \text{Re}(S_{\text{ек}})_i \cdot 3600 + \sum_{i=1}^{24} \text{Re}(S_{\text{ам}})_{i,92} + \sum_{i=1}^{24} \text{Re}(S_{\text{ам}})_{i,92}$$

$$W_{\text{річ}} = 3.955 \times 10^7 \text{ кВт.г.}$$

Час використання максимального навантаження T , якщо максимальне навантаження P_{max} з добового графіка для зимового періоду складає:

$$P_{\text{max}} = 7.284 \times 10^3 \text{ кВт, } \cos \varphi = 0.65$$

$$T_{\text{max}} := \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}}} \quad (5.19)$$

$$T_{\text{max}} = 5.43 \times 10^3 \text{ год}$$

Середньорічне навантаження:

$$S_{\text{срріч}} := \frac{W_{\text{річ}}}{8760 \cdot 0.85} \quad (5.20)$$

$$S_{\text{срріч}} = 5.312 \times 10^3 \text{ кВА}$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи підстанції оцінюється коефіцієнтом заповнення, котрий показує у скільки разів використана кількість електроенергії за рік (або добу) менше тієї кількості енергії, яка була б використана за той же час при максимальному навантаженні:

$$K_{\text{зап}} := \frac{W_{\text{річ}}}{P_{\text{max}} \cdot 8760} \quad (5.21)$$

$$K_{\text{зап}} = 0.62$$

Втрати електроенергії в силових трансформаторах

Добові втрати електроенергії (кВт г) - взимку

$$\Delta W_{\text{т зим}_1} := 2 \cdot (P_X + \gamma \cdot \frac{S_N}{100}) + \frac{1}{2} \cdot (P_K + \gamma \cdot \frac{S_N}{100}) \cdot \frac{|S_{\text{зим}_1}|^2}{S_N} \quad (5.22)$$

$$\Delta W_{\text{т зим}_1} := 2 \cdot (P_X + \gamma \cdot \frac{S_N}{100}) + \frac{1}{2} \cdot (P_K + \gamma \cdot \frac{S_N}{100}) \cdot \frac{|S_{\text{зим}_1}|^2}{S_N}$$

γ - економічний еквівалент реактивної потужності (враховує втрати активної потужності від передачі реактивної потужності).

Для весняного, літнього та зимнього періодів добові втрати електроенергії в трансформаторах обчислюємо аналогічно

					Арк.
					87
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Річні втрати електроенергії в трансформаторах підстанції:

$$\Delta Wt_{\text{річ}} \approx \left(\sum_{i=1}^{24} \Delta Wt_{\text{ЗІМ}_i} \right) \cdot 90 + \left(\sum_{i=1}^{24} \Delta Wt_{\text{веч}_i} \right) \cdot 92 + \left(\sum_{i=1}^{24} \Delta Wt_{\text{літ}_i} \right) \cdot 92 + \left(\sum_{i=1}^{24} \Delta Wt_{\text{ноч}_i} \right) \cdot 92$$

$$\Delta Wt_{\text{річ}} = 7.638 \times 10^5 \text{ кВт год.} \quad (5.23)$$

Оцінка ефективності оптимального включення трансформаторів

Розрахунок граничного навантаження підстанції.

Як видно з добових графіків навантаження, останнє змінюється на протязі доби за величиною, що дозволяє розглянути можливість вибору оптимального режиму роботи підстанції та визначити його ефективність.

Визначимо економічно граничне навантаження підстанції, що розділяє економічно вигідні режими роботи одного і двох силових трансформаторів:

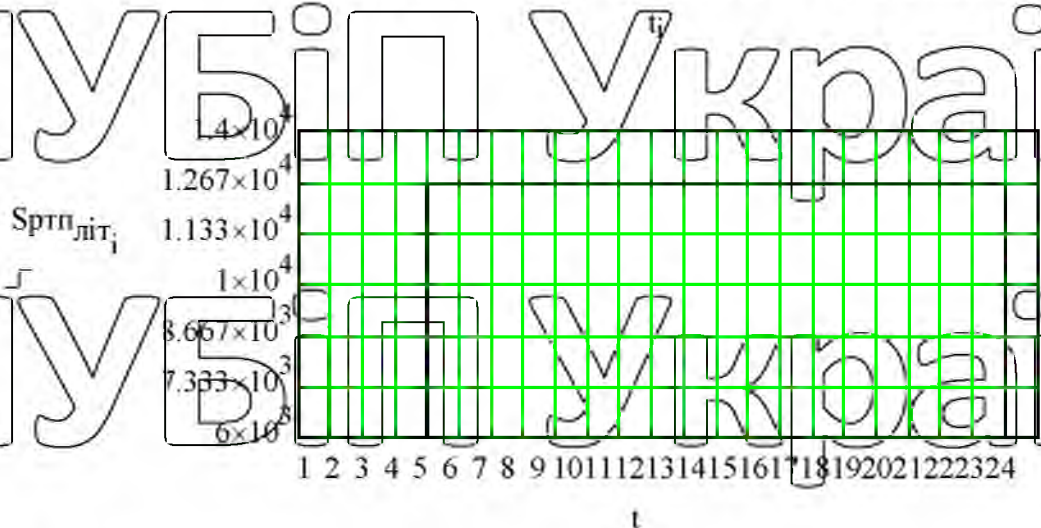
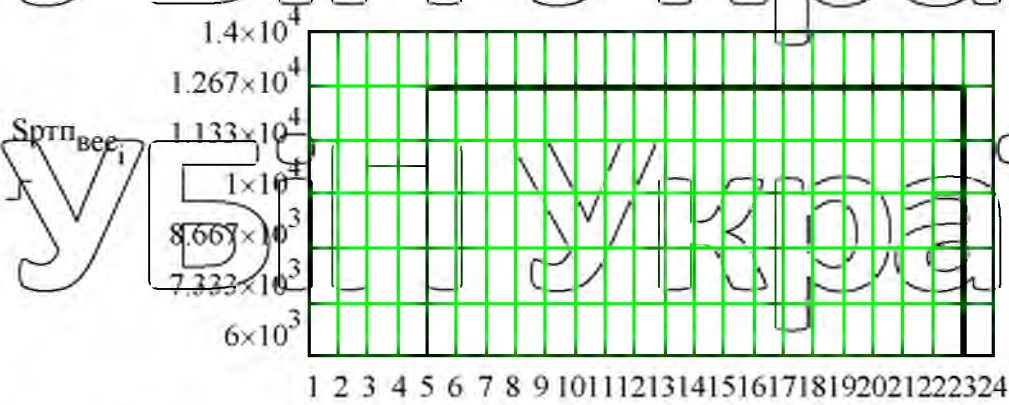
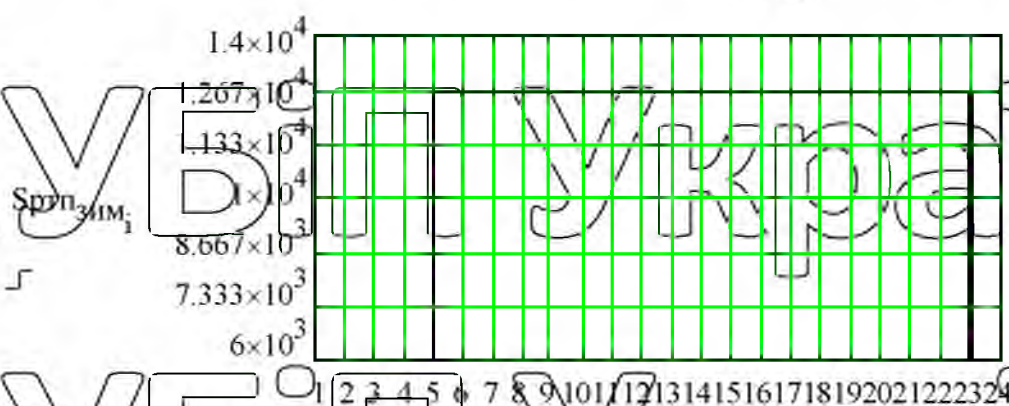
$$S_{\text{ек}} := S_{\text{Н}} \sqrt{\frac{2 \cdot P_{\text{X}} + \gamma \cdot \frac{I_{\text{X}} \cdot S_{\text{Н}}}{100}}{P_{\text{K}} + \gamma \cdot \frac{U_{\text{K}} \cdot S_{\text{Н}}}{100}}} \quad (5.24)$$

$$S_{\text{ек}} = 3.436 \times 10^3 \text{ кВА.}$$

					Арх.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	88

НУБІП України

Визначасмо добові графіки роботи силових трансформаторів в оптимальному режимі роботи підстанції для кожної пори року:



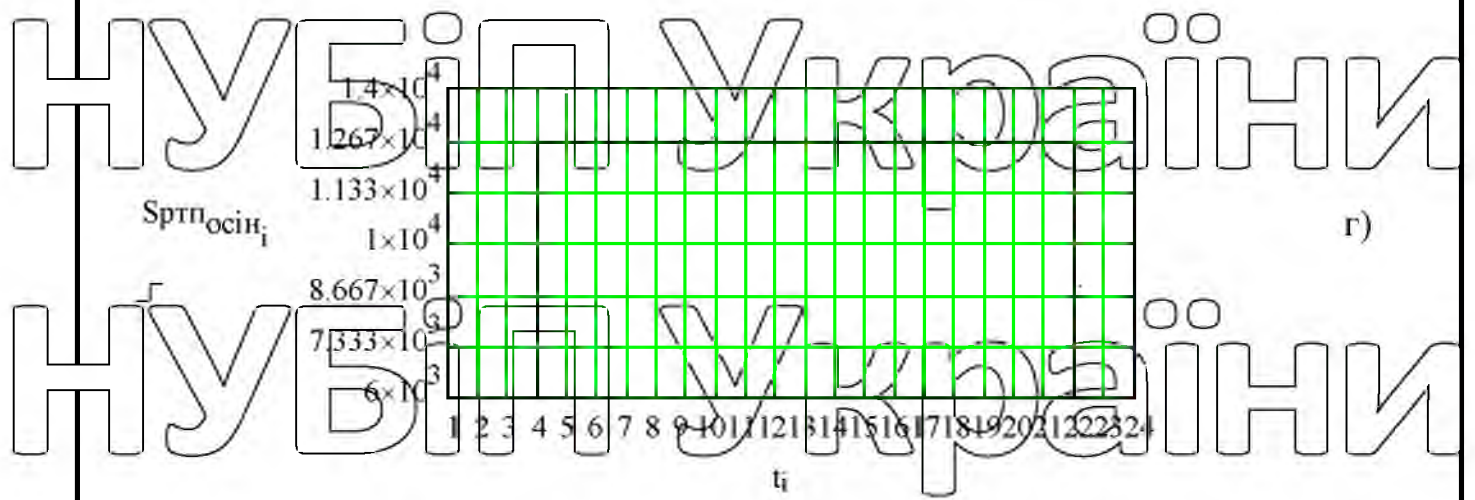


Рис. 5.9. Графіки оптимального включення силових трансформаторів.

Як видно з графіків включення силових трансформаторів під навантаженням на паралельну роботу в зимовий, літній і весняний сезони, о 1-й, 2-й, 3-й, 4-й та о 24-й год економічно доцільно вмикати один силовий трансформатор.

В осінній період економічна робота одного трансформатора буде о 1-й, 2-й, 3-й та о 23-й і 24-й годині.

Розрахунок втрат електроенергії в силових трансформаторах підстанції в економічному режимі її роботи.

Втрати електроенергії під час роботи одного трансформатора визначаються в виразу:

- для зимового періоду

$$\Delta W_{\text{зим}z} = \left(P_x + \gamma \cdot \frac{x \cdot S_H}{100} \right) + \left(P_k + \nu \cdot \frac{U_k \cdot S_H}{100} \right) \cdot \left(\frac{|S_{\text{зим}z}|}{S_H} \right)^2 \quad (5.25)$$

Для весняного, літнього та осіннього періодів втрати електроенергії визначаємо аналогічно.

Річні втрати електроенергії в одитрансформаторному режимі роботи підстанції:

$$\Delta W1_{\text{річ}} := \sum_{z=1}^5 \Delta W1_{\text{зим}} \cdot 0.90^z + \sum_{v=1}^5 \Delta W1_{\text{вес}} \cdot 0.92^v + \sum_{l=1}^6 \Delta W1_{\text{літ}} \cdot 0.92^l + \sum_{o=1}^5 \Delta W1_{\text{осін}}$$

$$\Delta W1_{\text{річ}} = 9.831 \times 10^4 \text{ кВт год.} \quad (5.26)$$

Втрати електроенергії під час паралельної роботи обох трансформаторів визначаються з виразу:

- для зимового періоду

$$\Delta W2_{\text{зим}_z} := \left(\frac{I_x \cdot S_H}{P_x + \gamma \cdot 100} \right)^2 + \left(\frac{U_k \cdot S_H}{P_k + \gamma \cdot 100} \right)^2 \cdot \frac{|S_{2\text{зим}_z}|^2}{S_H^2} \quad (5.27)$$

Для весняного, літнього та осіннього періоду втрати електроенергії визначено аналогічно.

Річні втрати електроенергії в паралельно працюючих двох трансформаторах:

$$\Delta W2_{\text{річ}} := \sum_{z=1}^{18} \Delta W2_{\text{зим}_z} \cdot 0.90^z + \sum_{v=1}^{18} \Delta W2_{\text{вес}_v} \cdot 0.92^v + \sum_{l=1}^{17} \Delta W2_{\text{літ}_l} \cdot 0.92^l + \sum_{o=1}^{18} \Delta W2_o$$

$$\Delta W2_{\text{річ}} = 6.655 \times 10^5 \text{ кВт год.} \quad (5.28)$$

					Арк.
					91
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

Загальні втрати електроенергії в силових трансформаторах підстанції в оптимальному режимі її роботи:

$$\Delta W_{\text{ек річ}} := \Delta W_1 \text{ річ} + \Delta W_2 \text{ річ} \quad (5.29)$$

$$\Delta W_{\text{ек річ}} = 1.683 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

Зниження річних втрат електроенергії завдяки оптимізації режиму роботи трансформаторної підстанції:

$$\delta W_{\text{річ}} := \Delta W_t \text{ річ} - \Delta W_{\text{ек річ}} \quad (5.30)$$

$$\delta W_{\text{річ}} = 5.955 \times 10^5 \text{ кВт год.}$$

Річна вартість заощадженої електроенергії $C_{\Delta W}$ внаслідок дотримання оптимального режиму роботи підстанції (при питомій вартості електроенергії $c=1,3$ грн/кВт г):

$$C_{\Delta W} := c \cdot \delta W_{\text{річ}} \quad (5.31)$$

$$C_{\Delta W} = 8.933 \times 10^5 \text{ грн.}$$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		92

РОЗДІЛ 6

ЗАХОДИ ЩОДО БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ

6.1. Вимоги з охорони праці та пожежної безпеки

При роботах на обладнанні підстанції 35/10кВ необхідно суворо дотримуватись вимог Правил безпечної експлуатації електроустановок, ППБ, ППЕ, уміти організувати на місці безпечне виконання робіт і вести нагляд за працюючими.

Забороняється в електроустановках при оглядах, заходити в приміщення трансформаторів, а також відкривати двері комірок електропристроїв для огляду, виконувати які-небудь роботи.

Двері приміщень електроустановок повинні бути закриті на замок. При виконанні робіт необхідно користуватись захисними касками, засобами електрозахисту.

Вогневі роботи на обладнанні, проводяться у відповідності з "Інструкцією про заходи пожежної безпеки при проведенні вогневих робіт на об'єктах ПРАТ "Чернігівобленерго".

Приміщення ТП повинні утримуватись в чистому стані: забороняється в приміщеннях зберігати матеріали, обладнання, тару з горючими рідинами і т.і.

При виникненні пожеж на ТП-35/10кВ перша особа, яка виявила загорання зобов'язана негайно повідомити чергового диспетчера і приступити до гасіння пожежі наявними засобами пожежогасіння, дотримуючись при цьому правил техніки безпеки.

					Арк.
					93
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

6.2. Характеристика виробничих приміщень

Маслонаповнений силовий трансформатор зовнішньої установки:

– категорія за ОНТП 24-86 і ГКД 34.03.105-99 - В;

– клас зони за ДНАОП 0.00-1.32-01-ІІ-ІІІ.

Приміщення закритого розподільчого пристрою (ЗРП) 10 кВ:

– ступінь вогнестійкості будівлі за ДБН В. 1. 1- 7-2002 - ІІ;

– категорія за ОНТП 24-86 і ГКД 34.03.105-99 - Д.

– клас зони за ДНАОП 0.00-1.32-01- не класифікується.

Засоби колективного захисту персоналу від травмування, небезпечних та шкідливих виробничих факторів, ураження електричним струмом, температурних перепадів та при можливих аваріях і пожежах.

– розміщення відкритих струмоведучих частин устаткування, ошиновки і проводів на ПС 35/10 кВ з забезпеченням нормованих ПУЕ відстаней;

– захисне заземлення і занулення устаткування підстанції;

– пристрої автоматичного відключення устаткування при виникненні нештатних і аварійних ситуацій;

– грозозахист ПС 35/10 кВ (існуючі блискавковідводи);

– знаки безпеки за ГОСТ 12А.026-76;

– зовнішнє і внутрішнє існуюче освітлення;

– розміщення обладнання з можливістю його вільного обслуговування та під'їзду транспортних засобів;

– розміщення розподільчого пристрою 10 кВ у існуючих металевих шафах (комірках), які замикаються і мають знаки безпеки;

– санітарно-побутове і медичне обслуговування працюючих в існуючих санітарних, побутових та медичних закладах;

						Арк.
						94
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

–засоби захисту на ПС 35/10 кВ - існуючі.

Засоби індивідуального захисту від небезпечних та шкідливих виробничих факторів:

–засоби захисту комплексні, передбачені "Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів".

Заходи по безпечній евакуації працюючих при пожежах і аваріях:

–забезпечення евакуаційних шляхів і виходів у відповідності з вимогами ДБН В.1.1-7-2002 і СНиП 2.09.02-85*;

–знаки безпеки на евакуаційних шляхах за ГОСТ 12.4.026-76,

–розміщення устаткування трансформаторної підстанції з забезпеченням вільного його обслуговування і можливістю під'їзду транспортних засобів;

–застосування устаткування, що відповідає вимогам безпеки за ГОСТ 12.2.003-91 та ПУЕ;

–забезпечення вимог безпеки при обслуговуванні підстанції та лінії електропередачі згідно «Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів»;

–ворота і хвіртка для персоналу - існуючі.

Засоби запобігання пожежам і вибухам:

– переулаштування маслоприймаючого пристрою під силовим трансформатором, маслопроводу і аварійної ємності для приймання масла з метою запобігання розтіканню масла і розповсюдженню пожежі при аваріях трансформаторів на ПС 35/10 кВ "Вертіївка", які розраховані на весь об'єм масла трансформаторів;

–автоматичне відключення дію релейного захисту окремих елементів електричних мереж при виникненні коротких замикань;

–розміщення устаткування на ПС 35/10 кВ на відстанях, нормованих ПУЕ, між струмоведучими частинами і маслонаповненим устаткуванням;

–виконання з'єднань і відгалужень проводів і жил кабелів за допомогою опресування, зварювання, спеціальних затискачів для зниження перехідних

					Арк.
					95
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

опорів, небезпечних у пожежному відношенні;

– заземлення і занулення устаткування згідно з ПУЕ;

– грозозахист трансформаторної підстанції існуючий,

– первинні засоби пожежогасіння на трансформаторній підстанції згідно з

Правилами пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України (існуючі);

– пояснювальні знаки за ГОСТ 12Л.026-79, що вказують місцезнаходження

засобів пожежогасіння (ІСНУЮЧІ);

– забезпечення підїзду пожежних машин до ПС 35/10 кВ по існуючих шляхах.

6.3. Розрахунок заземлюючого пристрою підстанції 35/10 кВ

Силові трансформатори на ПС 35/10 кВ встановлені на фундаментах, металеві частини приєднані до існуючого контуру захисного заземлення.

Комірки 10 кВ встановлені на опорну раму, яка приєднується до діючого контуру заземлення заземлювачем із круглої сталі діаметром 10мм.

Обладнання, що встановлюється, приєднується до існуючого контуру заземлення. При порушенні існуючого контуру заземлення в момент монтажу комірок та улаштуванні фундаменту під трансформатор, заземлення необхідно відновити.

Грозозахист основного обладнання здійснюється існуючими блискавковідводами.

Одним з розповсюджених способів захисту людей і тварин від ураження електричним струмом при порушенні ізоляції і появи електричного потенціалу на не струмоведучих частинах технологічного обладнання є захисне заземлення.

Для зниження напруги дотику і крокової напруги електроустановки напругою понад 1000В обов'язково мають замкнений горизонтальний контур,

					Арк.
					96
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

який охоплює (х) територію. Окрім замкненого контуру використовують додаткові вирівнюючі засоби для вирівнювання електричних потенціалів заземлювачів та з'єднання їх між собою в заземлюючу сітку.

Вихідні дані для розрахунку заземлюючого пристрою.

Підстанція живиться від мережі напругою 35 кВ з ізольованою нейтраллю. Площа підстанції становить 720 м². Значення питомого опору двошарового ґрунту: опір першого шару $\rho_1=290$ Ом·м, опір другого шару $\rho_2=160$ Ом·м. Рівень грозової активності в зоні, в якій проводиться реконструкція підстанції

60-80 грозових годин на рік. Значення природних факторів та коефіцієнт сезонності кліматичної зони становлять: $\alpha=3,6$, $\beta=0,1$. Коефіцієнт сезонності за вологістю: максимальний $K_c=3$, середній $K_c=2$, мінімальний $K_c=1,5$. Товщина активного шару землі $h=3,8$ м.

Визначаємо еквівалентний опір двошарового ґрунту:

$$\rho_{екв} = \frac{\rho_1 \rho_2 \cdot k/L}{\rho_1(t+kL-h_1) + \rho_2(h_1-L)} \quad \text{Ом}\cdot\text{м} \quad (6.1)$$

де ρ_1 – опір верхнього шару ґрунту, Ом·м;

ρ_2 – опір нижнього шару ґрунту, Ом·м;

h_1 – товщина активного шару ґрунту, м;

t – відстань від поверхні землі до верхнього кінця заземлювача, $t=0,8$ м;

k – коефіцієнт [10], який дорівнює: $k=1$ якщо $\rho_1 > \rho_2$, $k=1,2$ якщо $\rho_1 < \rho_2$;

L – довжина вертикального електроду, $L=3$ м.

$$\rho_{екв} = \frac{290 \cdot 160 \cdot 1,5}{290 \cdot (0,8 + 1,5 - 3,5) + 160 \cdot (3,5 - 0,8)} = 211,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Визначаємо опір природного заземлювача:

$$R = \frac{\rho_2 \cdot B_1}{\Pi \cdot \sqrt{S \cdot T^\beta}} \quad \text{Ом} \quad (6.2)$$

					Арк.
					97
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

де S – площа КРП-10 кВ, м²:
 $S = a \cdot b, \text{ м}^2, \quad (6.3)$

де a – довжина КРП-10 кВ (12 комірок), м; b – ширина КРП-10 кВ, м.

$S = 60 \cdot 4 = 240 \text{ м}^2.$
 β та β – параметри, що залежать від ступеню неоднорідності
 двошарової землі ρ_1/ρ_2 , та від товщини верхнього шару землі, h м, $\beta_1 = 0,68$;
 T – узагальнений параметр

$T = \frac{L_{\text{вертик.}}}{a} \cdot \frac{L}{\sqrt{S}} \quad (6.4)$

$$0,5 \leq (\rho_1/\rho_2) \leq 2,$$

$T = \frac{5}{3,5} \cdot \frac{5}{\sqrt{240}} = 0,46,$

$R_{II} = \frac{160 \cdot 0,61}{\sqrt{15,5} \cdot 0,46^{0,1}} = 7,6 \text{ Ом.}$
 Розрахунковий опір заземлювача:

$R_{d(10)} = \frac{125}{I_{3.3}} \leq 10 \text{ Ом,} \quad (6.5)$

де $I_{3.3}$ – струм замикання на землю, А.
 $I_{3.3} = U \cdot \frac{L_{m(10)} + L_{k(10)}}{350} \text{ А,} \quad (6.6)$

						Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		98

де L_{nl} – довжина ГЛ-10 кВ; $L_{кл}$ – довжина КЛ-10 кВ.

$$I_{3.3} = 10 \cdot \frac{26,7 + 25}{350} = 0,76 \text{ А.}$$

$$R_{\partial(10)} = \frac{125}{0,76} = 164 \text{ Ом.}$$

Оскільки опір природного заземлювача R_{Π} менший від розрахункового R_{∂} , то штучне заземлення не потрібне. Приймаємо $R_{\Pi} = 7,6 \text{ Ом}$.

Висуваємо вимоги до заземлюючого пристрою з боку мережі 35 кВ.:

$$R_{\partial(35)} = \frac{125}{I_{3.3}} \leq 10 \text{ Ом,} \quad (6.7)$$

$$I_{3.3} = U \cdot \frac{L_{n(35)} + L_{k(35)}}{350} \text{ А,} \quad (6.8)$$

$$I_{3.3} = 35 \cdot \frac{13,4 + 35}{350} = 1,31 \text{ А,}$$

$$R_{\partial(35)} = \frac{125}{1,31} = 95,4 \text{ Ом}$$

Приймаємо:

$$R_{\Pi} < R_{\partial(35)} = 95,4 \text{ Ом.}$$

Заземлюючий пристрій нейтралі трансформатора власних потреб 10/0,4кВ зі сторони 0,4кВ повинен бути не більше 4Ом. Отже приймаємо опір заземлюючого пристрою $R = 2,47 \text{ Ом}$.

Заземлювачі розміщуємо навколо підстанції у вигляді контуру із стрічки 40x4 мм, яка прокладена на глибині $t = 0,8 \text{ м}$ і заземлювачів завдовжки $L = 5 \text{ м}$ і діаметром $d = 0,021 \text{ м}$, при глибині від поверхні ґрунту до середини заземлювача $h, \text{ м}$:

$$h = t + 0,5 \cdot 5 = 3,3 \text{ м.}$$

Визначаємо опір одного заземлювача

$$R_o = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{екв.сз}}}{l} \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot h + l}{4 \cdot h - l} \right) \text{ Ом} \quad (6.9)$$

$$R_o = 0,366 \cdot \frac{188,8}{1} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,012} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,8 + 2,5}{4 \cdot 3,8 - 2,5} \right) = 42,4 \text{ Ом}$$

Прийнявши коефіцієнт використання заземлювачів $\eta = 0,58$. Визначаємо

попередньо необхідну кількість стержнів, шт.:

$$n = \frac{R_o}{\eta \cdot R_3} \text{ шт}, \quad (6.10)$$

$$n = \frac{47,44}{0,58 \cdot 2,47} = 33,11 \approx 33 \text{ шт.}$$

Приймаємо $n = 33$ шт.

Загальний периметр контуру заземлення буде:

$$L = 2[(43,1 + 4) + (33,6 + 4)] = 170 \text{ м.}$$

При 30 стержнях відстань між заземлювачами буде:

$$a = \frac{169,4}{33} = 5,1 \text{ м.}$$

Уточнена кількість стержнів з урахуванням опору розтікання струму

горизонтальних стрічок визначається в такій послідовності:

$$R_{ГГО} = \frac{0,366 \rho_{\text{екв.с}}}{c} \lg 2 \cdot L \text{ Ом}, \quad (6.11)$$

де $\rho_{\text{екв.с}}$ – питомий опір стрічки, Ом·м;

η_c – коефіцієнт екранування штаби, $\eta_c = 0,34$;

t_c – глибина залягання стрічки, м; b_c – ширина стрічки (штаби), м.

$$\rho_{екв.с} = 2,5 \cdot \rho_{екв.сз} \text{ Ом}\cdot\text{м}, \quad (6.12)$$

$$\rho_{екв.с} = 2,5 \cdot 188,8 = 472 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

$$R_{ГТО} = \frac{0,366 \cdot 472}{0,34 \cdot 168,4} \cdot \frac{\lg 2 \cdot 169,2^2}{0,04 \cdot 0,8} = 18,9 \text{ Ом}.$$

Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R_{в.з.} = \frac{R_3 \cdot R_2}{R_2 - R_3} \text{ Ом}, \quad (6.13)$$

$$R_{в.з.} = \frac{2,47 \cdot 18,9}{18,9 - 2,47} = 2,8 \text{ Ом}.$$

Визначимо попередньо необхідну кількість стержнів, шт:

$$n = \frac{R_0}{\eta \cdot R_{в.з.}} \text{ шт}, \quad (6.14)$$

$$n = \frac{42,4}{0,58 \cdot 2,8} \approx 26 \text{ шт}.$$

Отже, приймає 26 стержнів.

6.4. Розрахунок грозозахисного пристрою підстанції 35/10 кВ

Від перенапруги, що виникає в електричних мережах при ударах грози в струмовідні частини обладнання, підстанція захищається:

– з боку ПЛ-35 кВ монтажу блискавкозахисного тросу на підходах до підстанції;

					Арк.
					101
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

встановлення з боку вищої і нижчої напруги підстанції ОПНів.

Захист від прямих ударів блискавки в будівлі і споруди, розташовані на території РТП-30/10 кВ здійснюється блискавковідводами. Блискавкозахист буде ефективним за умови, що всі розміри споруд вписують у захисну зону блискавковідводів.

Захист обладнання підстанції від прямих попадань блискавки здійснюється за допомогою стержневих блискавковідводів, які встановлюються на порталах ВРП-35 кВ підстанції.

Радіус захисту R_x блискавковідводів висотою нижчою за 30м:

$$R_x = \frac{1,6(h-h_x)}{1 + \frac{h}{h_x}} \text{ м}, \quad (6.15)$$

де h – повна висота блискавковідводів, м;

h_x – висота об'єкту, який захищається, м.

На підстанції встановлюється 4 блискавковідводи висотою 15м.

Для шафи КРП-10 кВ висотою разом з рамою $h_x=3,85$ м.

$$R_x = \frac{1,6(15-3,85)}{1 + \frac{15}{3,85}} = 14,2 \text{ м}.$$

Розрахункову ширину внутрішньої зони захисту $2b_x$ на висоті h_x

визначаємо за формулою:

$$2b_x = \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} \cdot 4 \cdot R_x \text{ м}, \quad (6.16)$$

де a – відстань між блискавковідводами, м;

h_a – активна довжина блискавковідводу, м.

$$h_a = h - h_x \text{ м}, \quad (6.17)$$

$h_a = 15 - 3,85 = 11,15 \text{ м.}$
 $7 \cdot 11,15 = 18,6$
 $2bx = \frac{14 \cdot h_a - 18,6}{4 \cdot 1,2} = 24,5 \text{ м.}$

$$2bx = 12,25 \text{ м.}$$

Згідно плану підстанції КРП-10 кВ знаходиться від блискавковідводу на відстані 10 м і попадає у внутрішню зону захисту.
 Для порталу 35 кВ висотою 8 м:

$$R_x = \frac{1,6(15-8)}{1 + \frac{8}{15}} = 7,3 \text{ м.}$$

$$2bx = \frac{7 \cdot 7 - 22,8}{14 \cdot 7 - 22,8} \cdot 4 \cdot 7,3 = 10,1 \text{ м.}$$

Портал 35кВ входить у зону захисту блискавковідводів. Розраховуємо захист обладнання, яке розміщене всередині зони захисту

$$R_o = 4 \cdot h \cdot \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot a^2} \text{ м,} \quad (6.18)$$

$R_o = 4 \cdot 15 \cdot \sqrt{9 \cdot 15^2 + 0,25 \cdot 18,6^2} = 13,4 \text{ м.}$
 Все обладнання, яке розміщене в середині зони захисту, має висоту меншу за 13.4 м. За такого радіусу захисту забезпечується захист підстанції (рис.5.1).

6.5. Система протипожежного захисту об'єкта модернізації

Згідно вимог ПУЕ щодо пожежної безпеки з метою запобігання розтіканню масла та розповсюдженню пожежі у разі пошкоджень маслонановлених силових трансформаторів влаштовано малопримачі, масловідводи і маслозбірники. За об'ємом маслопримач розрахований на одночасне приймання 100% масла, яке знаходиться в корпусі трансформатора.

					Арк.
					103
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	

За умовами пожежної безпеки підстанція розташована на відстані не менше 3 м від будівель.

Система протипожежного захисту являє собою сукупність організаційних і технічних засобів, спрямованих на запобігання впливу на людей небезпечних факторів пожежі.

У разі горіння масла на трансформаторі чи під ним необхідно вимкнути його з мережі та вжити заходи, що перешкоджають випадковій подачі напруги до місця гасіння пожежі.

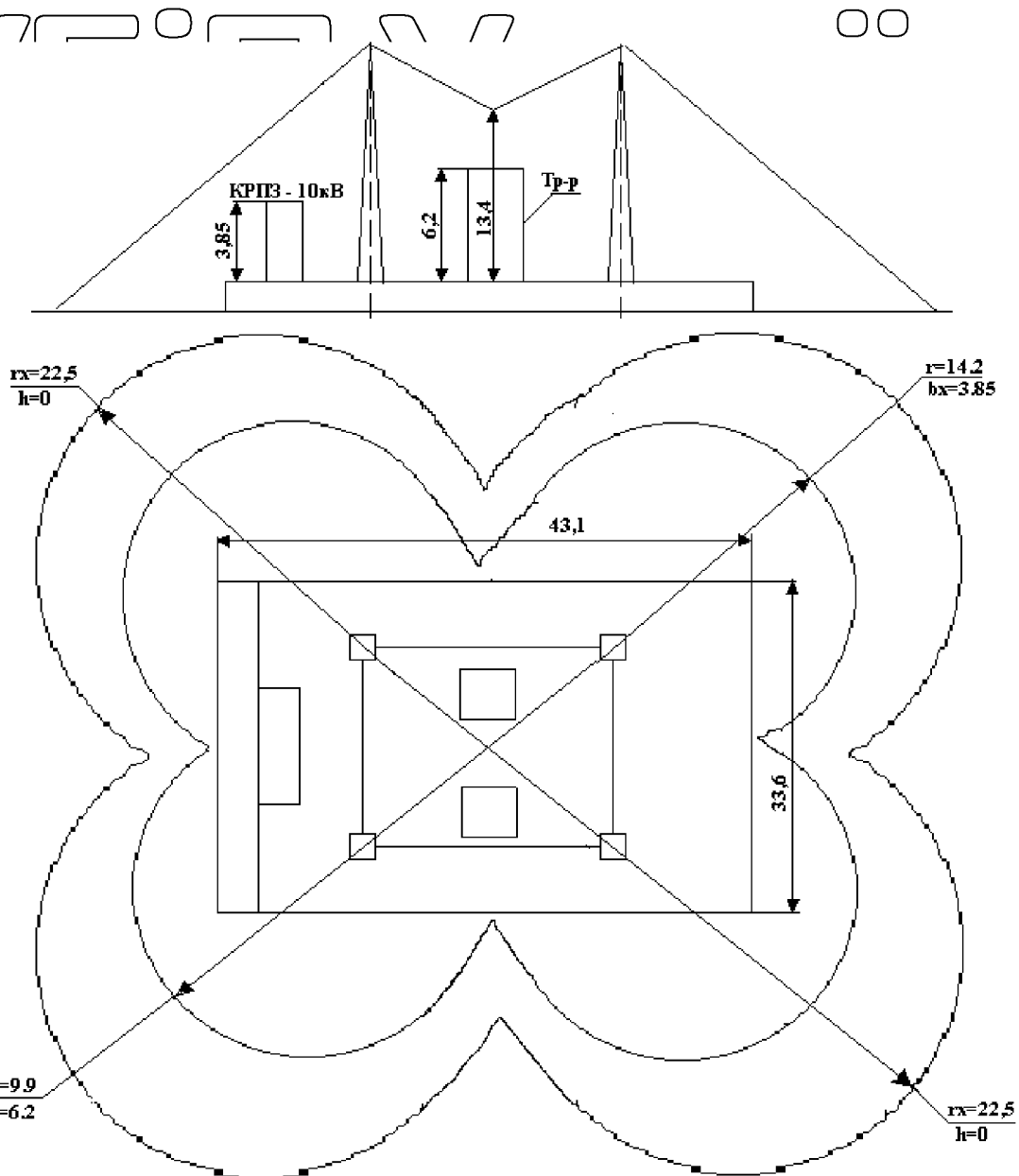


Рис. 6.1 Блискавкозахист обладнання ПС 35/10кВ

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Арк.

104

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі на підставі аналізу стану устаткування підстанції 35/10 кВ та параметрів режиму її роботи виконані дослідження щодо підвищення економічності роботи електричної мережі, забезпечення пропускнуєї спроможності підстанції та якості напруги в електричній мережі підстанції 35/10 кВ.

В роботі розглянуто характеристику району, існуючі схеми електропостачання, визначені перевантажені ділянки лінії 10 кВ, для яких передбачено заміну проводів, обґрунтовано збільшення потужності підстанції шляхом вибору двох силових трансформаторів потужністю 6300 кВ·А.

Запропонована модернізація релейного захисту існуючих приєднань 10 кВ.

Для підвищення економічності роботи підстанції 35/10 кВ запропоновано компенсацію реактивної потужності за допомогою регульованої конденсаторної установки потужністю 3000 кВАр підключеною до шин 10 кВ цієї підстанції.

Окрім зниження втрат електроенергії на 130 тис.кВт·год щорічно, такий захід дозволить розвантажити підстанцію на 15...30 % в залежності від режиму навантаження протягом доби.

Розглянуто оптимізацію режиму роботи досліджуваної трансформаторної підстанції з двома трансформаторами типу ТМН-2500/35 - очікуване зниження технологічних витрат електроенергії від цього заходу може скласти 29 тис.кВт·год в рік.

Зроблено аналіз підстанції напругою 35/10 кВ як об'єкту підвищеної небезпеки зі шкідливими для обслуговуючого персоналу факторами.

Виконано розрахунок заземлюючого пристрою підстанції та її блискавкозахист.

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. Герасименко А.А. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие/ А.А. Герасименко. - Ростов-н/Д: Феникс; Красноярск:

Издательские проекты, 2006.-720 с.

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

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.- М. Энергосервис, 2000.-373 с.

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

6. Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії, затверджені Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 06.02.2018р №87- К.: Об'єднання галузевих підприємств «ГРІФРЕ», 2018.-20 с.

7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ: ГКД 341.004.001-94.-К.: Минэнерго Украины, 1994.- 34 с.

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

9. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Форт, 2017. – 760 с.

10. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп.-350 с.

					Арк.
					106
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	