

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ____ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема ““ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та заземлення для стаціонарної установки ”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Дейнека М.С.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2021 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Дейнеки Максима Сергійовича

1. Тема роботи: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та заземлення для стаціонарної установки ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи

3. Вихідні дані до роботи задана схема електричної мережі, споживачі мережі, їх потужність і категорія

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

– розрахунок електричної мережі;

– розрахунок електричної частини підстанції;

– розрахунок релейного захисту;

– розрахунок заземлення для стаціонарної установки

5. Список графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

– схема мережі;

– електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	розрахунок заземлення для стаціонарної установки	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-74п _____

Дейнека М.С.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с.55, Рис. 13, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та заземлення для стаціонарної установки ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Дейнека М.С..; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2021. - 55 с.

Ключові слова: електрична мережа, споживач, категорія, потужність, трансформатор, ЛЕП, провід, опір, напруга, схема заміщення, поточкорозподіл, вимикач, роз'єднувач, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора, втрати потужності в мережі.

электрическая сеть, потребитель, категория, мощность, трансформатор, ЛЭП, провод, сопротивление, напряжение, схема замещения, потокораспределение, выключатель, разъединитель, трансформатор тока, трансформатор напряжения, трехфазное короткое замыкание, дифференциальная токовая защита трансформатора, потери мощности в сети.

electric network, consumer, category, power, transformer, power line, wire, resistance, voltage, equivalent circuit, flow distribution, switch, disconnecter, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, transformer differential current protection, power loss in the network.

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок заземлення для стаціонарної установки.

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

	Вступ	6
1	Вихідні дані	8
1.1	Розрахунок електричної мережі	8
2	Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	19
2.1	Вибір потужності силових трансформаторів	19
2.2	Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	21
2.3	Вибір трансформаторів власних потреб	23
2.4	Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	28
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	31
2.7	Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	35
2.8	Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	36
2.9	Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	37
3	Розрахунок релейного захисту	38
3.1	Призначення, розрахунок та застосування захисту ДЗТ-21	38
4	Розрахунок заземлення для стаціонарної установки	49
	Висновки	53
	Література	54

					<i>БР.5.14.1.221.ПЗ.ЕТ</i>			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Дейнека М.С.				Розрахунок режимів роботи електричних мереж та заземлення для стаціонарної установки	Лит.	Лист	Листов
Провер.	Ефімов Г.П.					5	55	
Реценз.						<i>СумДУгр.ЕТдн-74п</i>		
Н. Контр.								
Утверд.	Лебединский И							

Вступ

В умовах безперервного розвитку промисловості країни з'являється все більше і більше нових підприємств, які вносять вклад у збільшення енергоспоживання.

Слід також зауважити, що зі збільшенням числа енергоспоживаючих об'єктів розширюється щільність географічного розташування споживачів електричної енергії. У зв'язку з цим виникає потреба в розширенні існуючих мереж і в створенні нових. Зростаюча кількість енергоспоживаючих об'єктів веде до зростання переданих по електричних мережах потужностей. Одним з найголовніших завдань сьогодні є економічне використання існуючого електричного обладнання та розробка нового з поліпшеними параметрами.

Дана робота є кваліфікаційною роботою бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Електротехнічні системи електроспоживання».

Виконання бакалаврської роботи необхідне з метою:

- набуття досвіду аналізу отриманих результатів, формування висновків і публічного захисту виконаної роботи;
- формування навичок використання отриманих знань під час вирішення конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду виконання технічної документації - пояснювальної записки і креслень відповідно до умов діючих стандартів;
- систематизації, закріпленні та поглибленні теоретичних і практичних знань із загальнотехнічних і спеціальних дисциплін за напрямом професійної підготовки.

В процесі виконання даної роботи вирішуються такі завдання:

- розрахунок електричної мережі, що містить джерело живлення, лінії електропередачі, трансформатор і навантаження (споживачі електричної енергії);
- розрахунок електричної частини підстанції;

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						6
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- розрахунок електромагнітних перехідних процесів в мережі (розраховується симетричне коротке замикання на шинах вищої напруги підстанції);
- розрахунок релейного захисту трансформатора;
- розрахунок заземлення для стаціонарної установки.

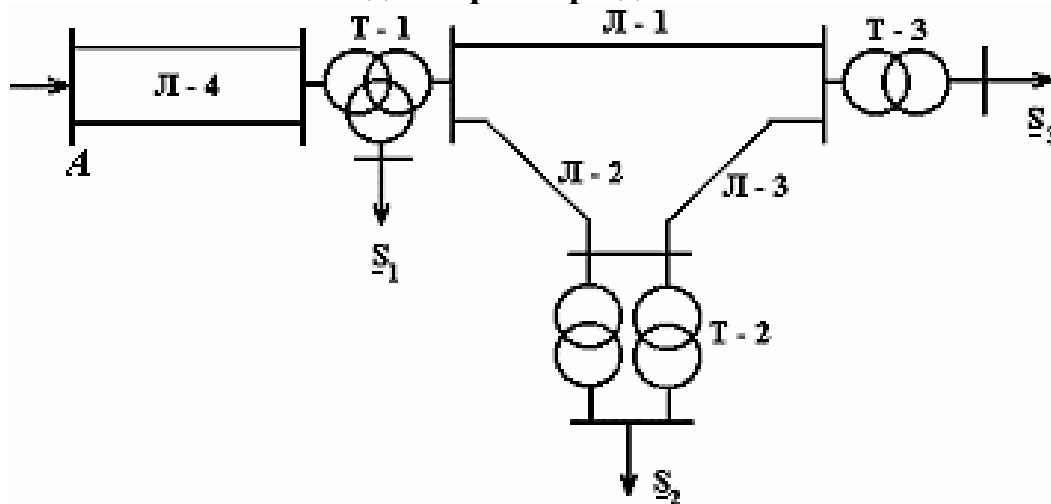
Завдання на проект

В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- По заданим навантаженням і довжині ліній вибрати напругу мережі;
- По напруженням мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних ліній;
- По напруженням мережі і навантажень вибрати трансформатори;
- Визначити питомі параметри ЛЕП і каталожні дані трансформаторів. Виконати розрахунок параметрів схеми заміщення лінії і трансформаторів. Визначити наведені до сторони ВН навантаження трансформаторів (з урахуванням втрат в обмотках трансформаторів).
 - скласти розрахункову схему заміщення мережі та визначити розрахункові навантаження вузлів мережі (з урахуванням втрат в гілки намагнічування трансформаторів і реактивної потужності, що генерується лініями);
- Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виповнити аналіз отриманих результатів.
- Рахуючи лінію Л-1 аварійно відключеною, виконати розрахунок режиму розімкнутої мережі. Визначити напругу у вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в гілках. Перевірити допустимість режиму за рівнями напруг і по нагріванню проводів;
- при необхідності запропонувати способи регулювання напруги в вузлах навантаження.

					БР.5.141.221.ПЗ	<i>Арк.</i>
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		7

1. Вихідні параметри для виконання



Малюнок 1.1 Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань даної електричної мережі

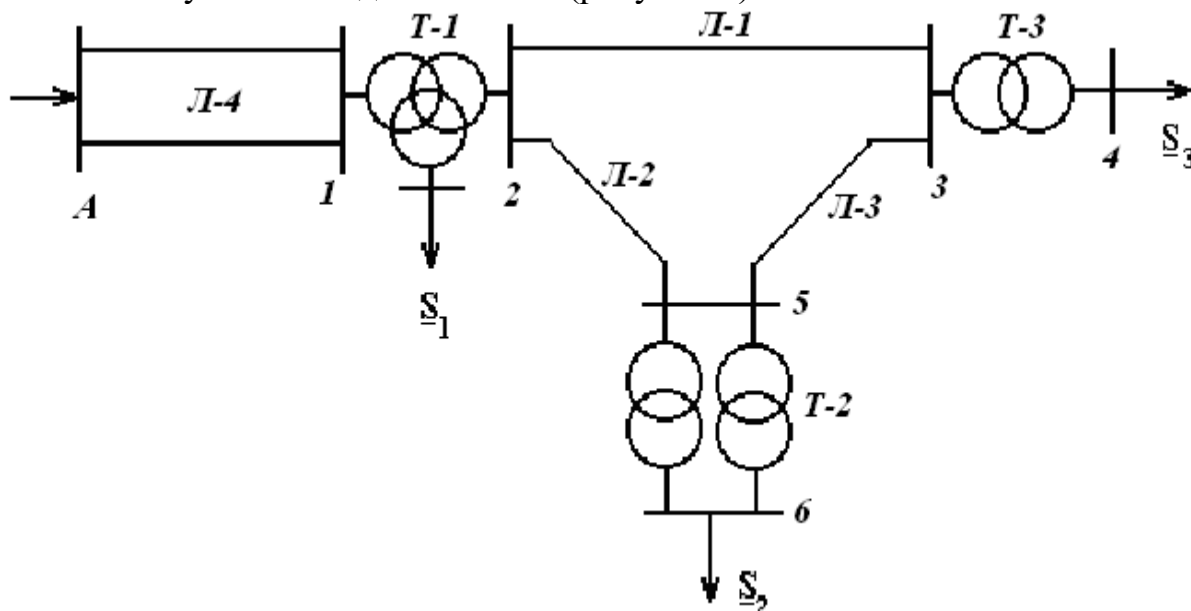
Потужності вузлів навантаження: $\underline{S}_1 = 100 + j50$ МВА, $\underline{S}_2 = 70 + j30$ МВА, $\underline{S}_3 = 30 + j15$ МВА,

Довжина ліній: Л-1 - 50 км, Л-2 - 30 км, Л-3 - 20 км, Л-4 - 150 км,

1.1 Розрахунок електричної мережі

Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (рисунок 2)



Малюнок 1.2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

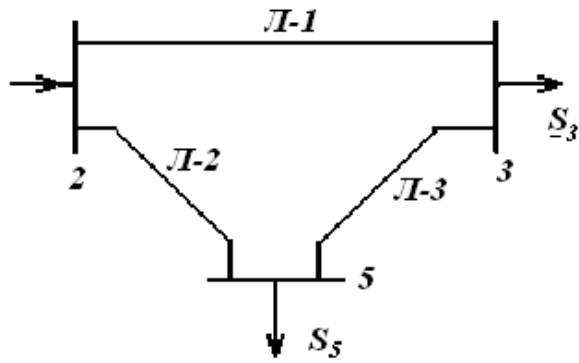
Прийmemo навантаження вузла 5 рівній навантаженню вузла 6, а навантаження вузла 3 рівній навантаженню вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.221.ПЗ

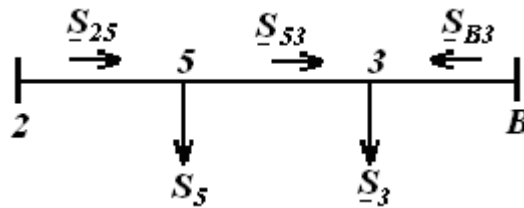
Арк.

8



Малюнок 1.3 Замкнута мережа

Розімкнемо замкнуту мережу, наведену на малюнку 3, по вузлу 2 (малюнок 4), позначимо потужності на ділянки мережі.



Малюнок 1.4 Розімкнена мережа

Визначаємо потужності на ділянках розімкненої мережі

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_5 l_{5B} + \underline{S}_3 l_{3B}}{l_{2B}} = 64 + 28,5 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{53} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = 64 + j28,5 - 70 - j30 = -4 - j1,5 \text{ MVA},$$

$$\underline{S}_{3B} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{53} = 30 + 15 + 6 + j1,5 = 36 + j16,5 \text{ MVA}.$$

Визначимо напруги на ділянках замкнутої мережі (малюнок 3) і на ділянці Л-4 (малюнок 2) по переданій потужності $\underline{S}_A = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 200 + j95 \text{ MVA}$.

$$U_{Л} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_{Л}}}}$$

Таблиця 1.1 Напруга на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Довжина ділянки км	50	30	20	150
Напруга ділянки кВ	112,2	134	47,6	251

Приймаємо напруга в замкнутій мережі 110 кВ, а на ділянці Л-4 220 кВ.

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.2 Марка і параметри проводів

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз провoda	АС-240/32	АС-240/32	АС-240/32	АС-300/39
Параметри проводів				
R_0 , Ом/км	0,118	0,118	0,118	0,096
X_0 , Ом/км	0,405	0,405	0,405	0,429
B_0 , Ом/км, 10^{-6}	2,81	2,81	2,81	2,64

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$.

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 200 + j95 \text{ MVA} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

На підстанції встановлено два трансформатори, які працюють паралельно. Потужність одного трансформатора визначається за такою формулою

$$S_T = \frac{S_2}{1,4} = 54 \text{ MVA} .$$

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження \underline{S}_3 .

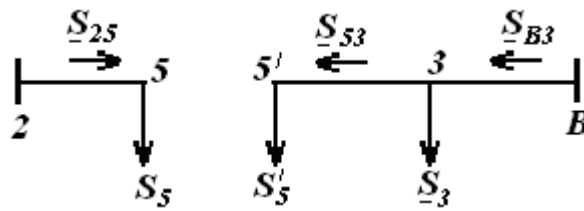
1.3 Вибираємо трансформатори по каталогу [4].

Таблиця 1.3 Параметри трансформаторів

Тип	Номінальні параметри											
	ном,	ВН,	СН,	НН	P_x	$P_{квс}$	$P_{квн}$	$P_{кcn}$	квс	квн	кcn	
	ВА	В	В	В	Вт	Вт	Вт	кВт				
Т-1 АТ-ДЦН-250000/220/110	50	30	21	0,5	45	20	30	90	1	2	0	
Т-2 ТДН-63000/110	3	15		0,5	0		45			0,5		
Т-3 ТДН-40000/110	0	21		0,5	4		70			0,5		

					БР.5.141.221.ПЗ					Арк.
										10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

Потужність на ділянці спрямована від вузла 3 до вузла 5, тому точка 5 є точкою потокорозділу.



Малюнок 1.5 Визначення точки потокорозділу

1.4 Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів.

За формулами, взятим з [2], знаходимо

Для трансформатора Т-1 (рис.1) знаходимо втрати потужності короткого замикання для обмоток вищої, середньої і нижчої напруги,

$$\Delta P_{KB} = 0,5(\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KB-H} - \Delta P_{KC-H}) = 0,5(520 + 430 - 390) = 280 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5(\Delta P_{KB-C} - \Delta P_{KB-H} + \Delta P_{KC-H}) = 0,5(520 - 430 + 390) = 240 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5(-\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KB-H} + \Delta P_{KC-H}) = 0,5(-520 + 430 + 390) = 150 \text{ кВт};$$

Напруга короткого замикання

$$U_{KB} = 0,5(U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = 0,5(11 + 32 - 20) = 11,5\%;$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KB-C} - U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0,5(11 - 32 + 20) \approx 0\%;$$

$$U_{KH} = 0,5(-U_{KB-C} + U_{KB-H} + U_{KC-H}) = 0,5(-11 + 32 + 20) = 20,5\%;$$

Опір обмоток трансформатора

$$R_{TB} = \frac{\Delta P_{KB} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{280 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,237 \text{ Ом};$$

$$R_{TC} = \frac{\Delta P_{KC} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{240 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,203 \text{ Ом};$$

$$R_{TH} = \frac{\Delta P_{KH} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{150 \cdot 230^2}{250000^2} \cdot 10^3 = 0,127 \text{ Ом};$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 24,334 \text{ Ом};$$

$$X_{TC} = \frac{U_{KC} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} \approx 0;$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 250000} \cdot 10^3 = 43,378 \text{ Ом};$$

Потужність втрат холостого ходу

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \times S_H}{100}$$

$$\Delta S_{xx} = 0,145 + j1,25 \text{ МВА.}$$

Для двох паралельних трансформаторів Т-2 (мал.1) опір обмоток:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{ном}^2}{2S_{ном}^2} = \frac{245 \cdot 110^2}{2 \cdot 63^2} \times 10^3 = 3,73 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{ном}^2}{2 \cdot 100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{2 \cdot 100 \cdot 63} \times 10^3 = 10,85 \text{ Ом};$$

Потужність втрат холостого ходу

$$\Delta S_{xx} = 0,1 + j0,630 \text{ МВА.}$$

Для трансформатора Т-3 (мал.1) за довідником [2]:

$$R_T = 1,46 \text{ Ом}; X_T = 38,4 \text{ Ом};$$

Потужність втрат холостого ходу

$$\Delta S_{xx} = 0,034 + j0,20 \text{ МВА.}$$

Розрахунок опорів і зарядної потужності ліній проводів проводимо за формулами, взятими з [5]

$R_{л} = R_0 \cdot L$ - активний опір лінії;

$X_{л} = X_0 \cdot L$ - реактивний опір лінії;

$B_{л} = B_0 \cdot L$ - провідність лінії;

$$\Delta Q_{л} = U_{ном}^2 \cdot \frac{B_{л}}{2} - \text{зарядна потужність лінії};$$

$Z_{л} = R_{л} + jX_{л}$ - повний опір лінії.

Тоді опір ділянок мережі (малюнок 4)

$$\underline{Z}_{A1} = 7,22 + j32,17 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{23} = 5,9 + j20,25 \text{ Ом};$$

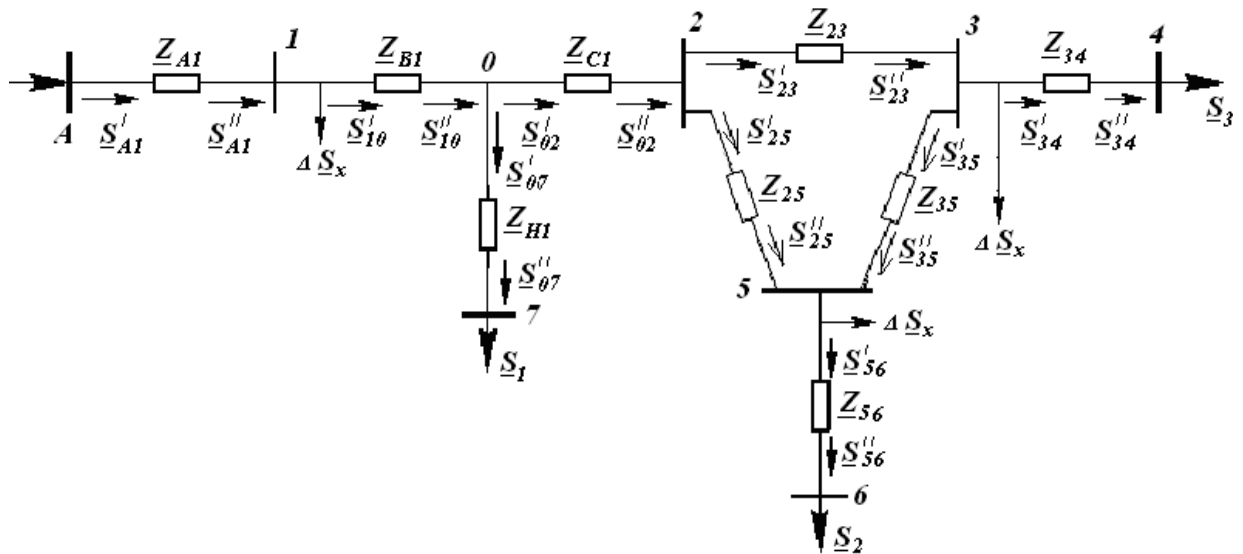
$$\underline{Z}_{25} = 3,54 + j12,15 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{53} = 2,36 + j8,1 \text{ Ом};$$

						БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			12

1.4 Розрахунок нормального режиму роботи мережі.

Напруження у всіх вузлових точках мережі приймаються рівними номінальному. При цьому умови знаходиться розподіл потужностей з урахуванням втрат в мережі. Схема заміщення приведена на малюнку 6.



Малюнок 1.6 Схема заміщення мережі

Втрати потужності на ділянках мережі знаходимо по формулі [5]

$$\Delta S_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_n + jX_n);$$

Потужність на ділянках знаходимо так

$$S_n = (P_n + \Delta P_n) + j(Q_n + \Delta Q_n - \Sigma \Delta Q_n).$$

Визначемо розрахункову потужність вузла 5 з урахуванням витрат

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_2 + \Delta S_{56} + \Delta S_x = \underline{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{56} + jX_{56}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\Delta S_{56} = \frac{70^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,488 + j1,302 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{5P} = 70 + j30 + 0,448 + j1,302 + 0,1 + j0,63 = 70,548 + j32,93 \text{ МВА}.$$

Визначимо розрахункову потужність вузла 3 з урахуванням втрат

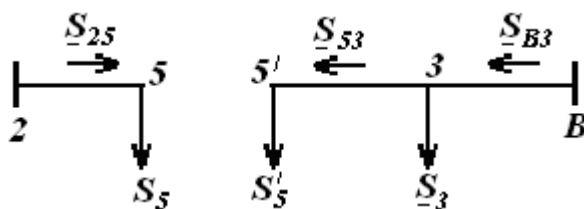
$$\underline{S}_{3P} = \underline{S}_3 + \Delta S_{34} + \Delta S_x = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{34} + jX_{34}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{3P} = 30 + j15 + 0,034 + j0,883 + 0,034 + j0,2 = 30,194 + j16,143 \text{ МВА}.$$

Визначимо розрахункову потужність вузла 0 з урахуванням втрат

$$S_{07} = 100 + j50 + 0,033 + j11,192 = 100,033 + j61,192 \text{ МВА}.$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

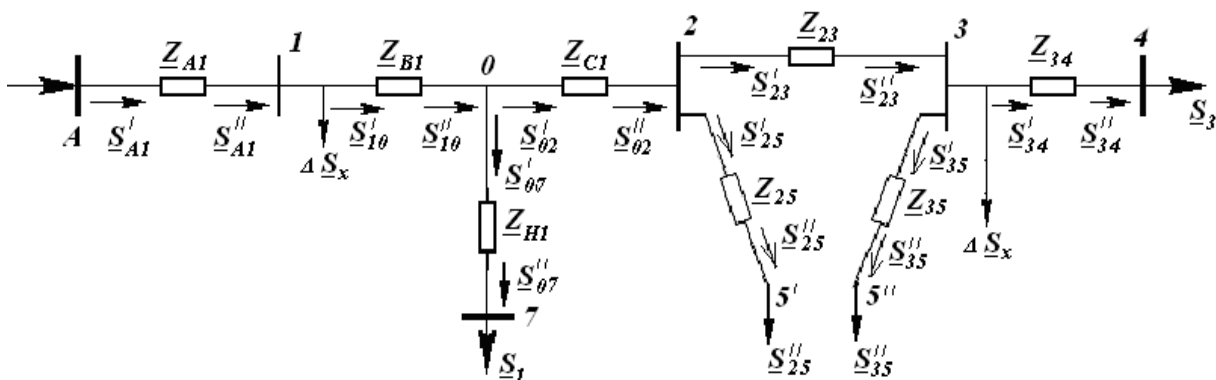


Малюнок 1.7 Розімкнута мережа

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_{5P}l_{5B} + \underline{S}_{3P}l_{3B}}{l_{2B}} = 64,48 + 31,12 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{53} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = 64,48 + j31,12 - 70 - j30 = -5,52 - j1,12 \text{ MBA}$$

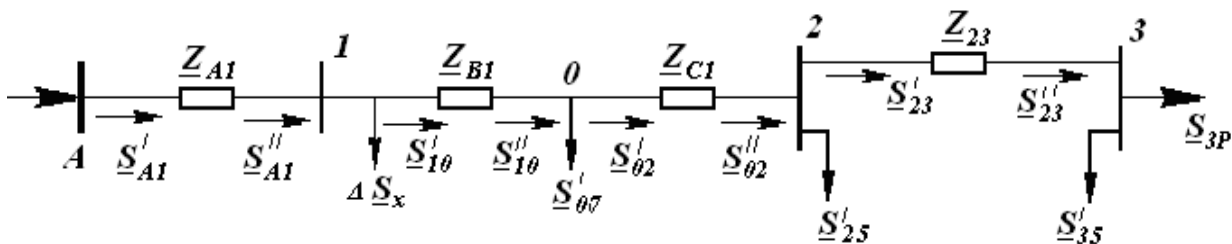
Приймаємо $\underline{S}_5 = \underline{S}_{25}$ $\underline{S}'_5 = \underline{S}_{53}$



Малюнок 1.8 Розімкнута мережа

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 64,85 + j32,4 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}'_{35} = \underline{S}''_{35} + \Delta S_{35} = \underline{S}''_{35} + \frac{(P''_{35})^2 + (Q''_{35})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{35} + jX_{35}) = 6,06 + j1,72 \text{ MBA}$$



Малюнок 1.9 Перетворена розімкнута мережа

$$\underline{S}''_{23} = \underline{S}''_{35} + \underline{S}_{3P} = 5,52 + j1,12 + 30,194 + j16,143 = 35,71 + j17,26 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}'_{23} = \underline{S}''_{23} + \Delta S_{23} = \underline{S}''_{23} + \frac{(P''_{23})^2 + (Q''_{23})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{23} + jX_{23}) = 36,44 + j18 \text{ MBA}$$

$$\underline{S}_{02}'' = \underline{S}_{23}' + \underline{S}_{25}' = 36,44 + j18 + 64,85 + j32,4 = 101,29 + j50,4 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{02}' = \underline{S}_{02}'' + \Delta S_{02} = \underline{S}_{02}'' + \frac{(P_{02}'')^2 + (Q_{02}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{02} + jX_{02}) = 101,34 + j50,4 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10}'' = \underline{S}_{02}' + \underline{S}_{07}' = 101,29 + j50,4 + 100 + j61,2 = 201,29 + j111,6 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{10}' = \underline{S}_{10}'' + \Delta S_{10} = \underline{S}_{10}'' + \frac{(P_{10}'')^2 + (Q_{10}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{10} + jX_{10}) = 201,55 + j138,11 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{A1}'' = \underline{S}_{10}' + \Delta S_X = \underline{S}_2 + \Delta P_X + j\Delta Q_X = 201,55 + j138,11 + 0,145 + j1,25 = 201,7 + j139,36$$

$$\underline{S}_{A1}' = \underline{S}_{A1}'' + \Delta S_{A1} = \underline{S}_{A1}'' + \frac{(P_{A1}'')^2 + (Q_{A1}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{A1} + jX_{A1}) = 201,7 + j169,45 \text{ MVA}$$

1.5 Розрахунок напруг у всіх вузлових точках мережі

Вихідними даними при цьому є: напруга на шинах джерела живлення і знайдені на попередньому етапі розрахунку потужності на початку кожн про одного з ділянок.

Напруга в кінці першої ділянки (рахуючи від джерела живлення) і на початку другого:

$$\bullet^{(k)} U_1 = U_2^{(H)} = U_1^{(H)} - \frac{P_1^{(H)} R_1 + Q_1^{(H)} X_1}{U_1} - j \frac{P_1^{(H)} X_1 - Q_1^{(H)} R_1}{U_1}.$$

Розрахунок напружень в інших вузлових точках мережі виконується аналогічно. При розрахунку на напруги будемо враховувати тільки подовжню складову.

$$\Delta U_{12} = \frac{204,37 \cdot 2,55 + 136,078 \cdot 0}{231} = 2,256 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 231 - 2,256 = 228,744 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2B} = \frac{201,267 \cdot 0,237 + 136,078 \cdot 24,334}{228,744} = 14,685 \text{ кВ};$$

$$U_B = 228,744 - 14,685 = 214,059 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{H6} = \frac{100,033 \cdot 0,127 + 61,192 \cdot 43,378}{214,059} = 12,46 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{214,059 - 12,46}{20,95} = 9,623 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{C3} = \frac{100,834 \cdot 0,203 + 47,428 \cdot 0}{214,059} = 0,096 \text{ кВ};$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_3 = \frac{214,059 - 0,096}{2} = 106,982 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{34} = \frac{30,586 \cdot 0,625 + 18,036 \cdot 0}{106,982} = 0,18 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 106,982 - 0,18 = 106,802 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{47}' = \frac{0,376 \cdot 3,24 + 1,893 \cdot 8,26}{106,802} = 0,158 \text{ кВ};$$

$$U_7'' = 106,802 - 0,158 = 106,644 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{37} = \frac{70,169 \cdot 0,625 + 29,392 \cdot 0}{106,982} = 0,41 \text{ кВ};$$

$$U_7' = 106,982 - 0,41 = 106,572 \text{ кВ}.$$

Різниця між знайденими значеннями напруги в вузлі 7 становить:

$$\frac{U_7'' - U_7'}{U_7''} = \frac{106,644 - 106,572}{106,644} \cdot 100 = 0,068\% ,$$

Що менше допустимих 2%. Приймаємо напругу $U_7 = 106,6 \text{ кВ}$.

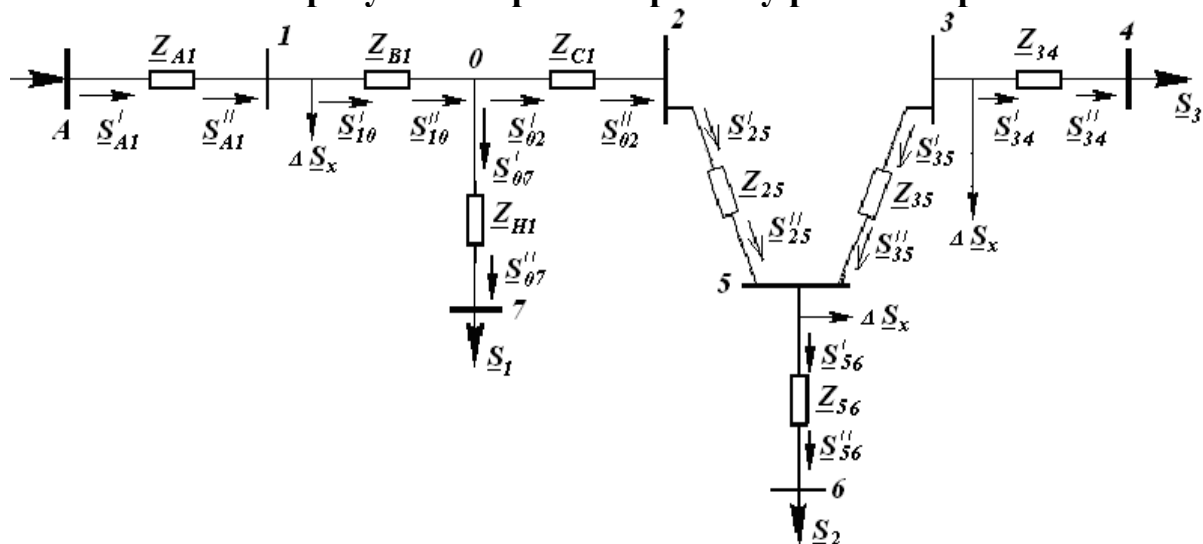
$$\Delta U_{78} = \frac{70,498 \cdot 3,73 + 31,617 \cdot 10,85}{106,6} = 5,685 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{106,6 - 5,685}{2,857} = 35,322 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = \frac{30,194 \cdot 1,46 + 16,143 \cdot 38,4}{106,802} = 6,217 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{106,802 - 6,217}{10,476} = 9,601 \text{ кВ}.$$

1.6 Розрахунок аварійного режиму роботи мережі



Малюнок 1.10 Схема заміщення для розрахунку мережі в аварійному режимі.

Знаходимо потужності у всіх ділянках мережі:

$$\Delta S_{34} = \frac{30^2 + 15^2}{220^2} \cdot (1,46 + j38,4) = 0,034 + j0,883 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{34} = 30 + j15 + 0,034 + j0,883 + 0,034 + j0,20 = 30,194 + j16,143 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{35} = \frac{30,194^2 + 16,43^2}{220^2} \cdot (3,24 + j8,26) = 0,078 + j0,198 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{35} = 30,196 + j16,143 + 0,078 + j0,198 - j0,333 - j0,333 = 30,272 + j15,675 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{56} = \frac{70^2 + 30^2}{220^2} \cdot (3,73 + j10,85) = 0,488 + j1,302 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{56} = 70 + j30 + 0,448 + j1,302 + 0,1 + j0,63 = 70,498 + j31,617 \text{ МВА};$$

$$S_{25}'' = S_{56} + S_{35} = 70,498 + j31,617 + 30,272 + j15,675 = 100,77 + j43,391 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{25} = \frac{100,77^2 + 47,391^2}{220^2} \cdot 0,625 = 0,16 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_{25} = 100,77 + j47,391 + 0,16 = 100,93 + j47,391 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{C1} = \frac{100,93^2 + 47,391^2}{220^2} \cdot 0,203 = 0,052 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_{C1} = 100,93 + j47,391 + 0,052 = 100,982 + j47,391 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{07} = \frac{100^2 + 50^2}{220^2} \cdot (0,127 + j43,378) = 0,033 + j11,192 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_{07} = 100 + j50 + 0,033 + j11,192 = 100,033 + j61,192 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{10}'' = \underline{S}'_{07} + \underline{S}'_{C1} = 100,033 + j61,192 + 100,982 + j47,391 = 201,015 + j108,583 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{B1} = \frac{201,015^2 + 108,583^2}{220^2} \cdot (0,237 + j24,334) = 0,255 + j26,232 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}'_{B1} = 201,015 + j108,583 + 0,255 + j26,232 = 201,27 + j134,815 \text{ МВА};$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{201,27^2 + 134,815^2}{220^2} \cdot 2,55 = 3,092 \text{ МВА};$$

$$S_{A1} = 201,27 + j134,815 + 3,092 + 0,145 + j1,25 = 204,362 + j134,815 \text{ МВА}.$$

Знайдемо напругу в вузлах мережі

$$\Delta U_{12} = \frac{204,362 \cdot 2,55 + 134,815 \cdot 0}{231} = 2,256 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 231 - 2,256 = 228,744 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{2B} = \frac{201,27 \cdot 0,237 + 134,815 \cdot 24,334}{228,744} = 14,55 \text{ кВ};$$

										Арк.
										17
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					БР.5.141.221.ПЗ	

$$U_B = 228,744 - 14,55 = 214,194 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{H6} = \frac{100,033 \cdot 0,127 + 61,192 \cdot 43,378}{214,194} = 12,452 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \frac{214,194 - 12,452}{20,95} = 9,63 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{C3} = \frac{100,982 \cdot 0,203 + 47,391 \cdot 0}{214,194} = 0,096 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \frac{214,194 - 0,096}{2} = 107,049 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{37} = \frac{100,93 \cdot 0,625 + 47,391 \cdot 0}{107,049} = 0,589 \text{ кВ};$$

$$U_7 = 107,049 - 0,589 = 106,46 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{78} = \frac{70,498 \cdot 3,73 + 31,617 \cdot 10,85}{106,46} = 5,692 \text{ кВ};$$

$$U_8 = \frac{106,46 - 5,962}{2,857} = 35,176 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{74} = \frac{30,272 \cdot 3,24 + 15,675 \cdot 8,26}{106,46} = 2,137 \text{ кВ};$$

$$U_4 = 106,46 - 2,137 = 104,323 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{45} = \frac{30,194 \cdot 1,46 + 16,143 \cdot 38,4}{104,323} = 6,365 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \frac{104,323 - 6,365}{10,476} = 9,351 \text{ кВ}.$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора $S_H = 4$ МВА.
2. Потужність короткого замикання $S_{к.с} = 2800$ МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_{л} = 3$ Ом.
4. Опір трансформатора $X_T = 142$ Ом.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для проектування навантаження споживачів у плинні доби

Номер варіанта / годин	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
2	50	40	70	90	90	80	80	100	100	120	150	105

2.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S=4$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

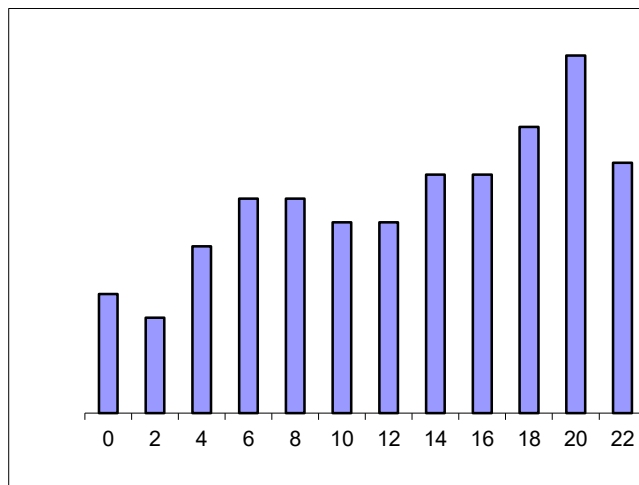


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №.2.2 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часы	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
$S_{НОМ},\%$	50	40	70	90	90	80	80	100	100	120	150	105
$S, \text{МВА}$	2	1,6	2,8	3,6	3,6	3,2	3,2	4	4	4,8	6	4,2

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворюємо в двоступінчатий. Початкове навантаження еквівалентного графіку визначається по формулі:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.1),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - власне навантаження першої, другої, n -го ступені графіку навантаження, розташованій нижче лінії номінальної потужності трансформатора,

t_1, t_2, \dots, t_n - тривалість ступені, година

$$K_1 = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{2^2 \cdot 2 + 1,6^2 \cdot 2 + 2,8^2 \cdot 2 + 3,6^2 \cdot 4 + 3,2^2 \cdot 4}{2 + 2 + 2 + 4 + 4}} = 0,84$$

Аналогічно визначається другий ступінь еквівалентного графіку, але при цьому беруться ступені, розташовані вище лінії номінальної потужності трансформатора :

$$K_2 = \frac{1}{S_H} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (1.2),$$

де S_1, S_2, \dots, S_n - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора

$$K_2 = \frac{1}{4} \cdot \sqrt{\frac{4,8^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 4,2^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,23$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} \quad (3.3),$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора по графіку навантаження.

$$K_{MAX} = \frac{6}{4} = 1,5$$

Попереднє значення необхідно порівняти зі значенням , $K'_2 = K_2 \cdot 0,9 K_{MAX}$ і якщо значення K'_2 більше значення K_2 остаточно приймаємо $K_2 = K'_2$.

Так як $K'_2 = 1,23 < 0,9 * 1,5 = 1,21 < 1,35$

$$K_2 = 1,35$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ($-1^{\circ}C$) і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме $t = часв$ для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням K_2 по Госту і реальне. Якщо значення K_2 по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор більшої потужності. Для надійності приймаємо два трансформатори типу ТРДН. У разі виходу з ладу одного трансформатора, інший забезпечить живлення споживача без обмеження.

Оскільки по Госту 14209-85 $K_2 = 1,5 > 1,35$ - трансформатор вибраний правильно.

2.2. Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги: забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;

враховувати перспективи розвитку;

допускати можливість розширення;

забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

При цьому варто застосовувати найпростіші схеми. Для тупикової схеми рекомендується застосовувати схему «два блоки з вимикачем у колах трансформатора і неавтоматичною перемичкою».

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

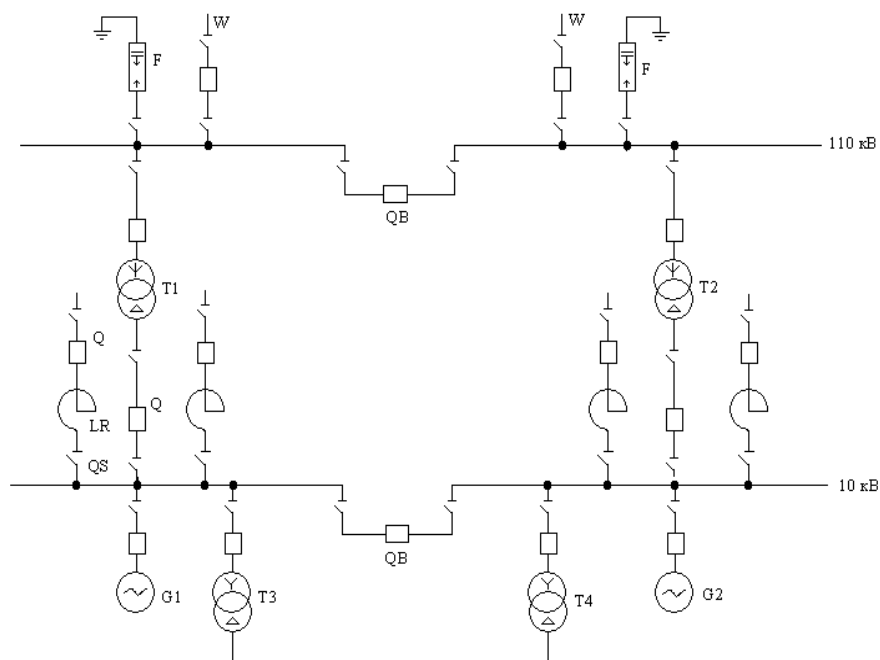


Рисунок 2.3 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з
РП 110 і 10 кВ:

Q- вимикач; QS –раз'єднувач; QB- вимикач секційний; W- лінія

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		22

2.3. Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

- оперативні кола
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електроопалення приміщень;
- електропідігрівання комутаційної апаратури і т.д.

Сумарна розрахункова потужність приймача власних потреб визначається з урахуванням коефіцієнтів попиту. Розрахунок потужності приймача власних потреб наведений у табл. 1.

Таблиця 2.3- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п / п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потужність одиниць кВт	Коеф. по пи ту	cos φ	Споживана Потужність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів висковольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номинальна потужність вибирається з умов $S_{TCH} \geq S_{CH}$

де S_{TCH} – потужність трансформатора власних потреб, кВа

S_{CH} – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює

S_{TSP} 20-25 кВа

Під час ввімкнення цього навантаження на один трансформатор допускається його перевантаження на 20%. Потужність трансформатора для забезпечення живлення навантаження власних потреб з урахуванням ремонтних навантажень

					БР.5.141.221.ПЗ	Лист
						24
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{S_{\text{ТНР}} + S_{\text{СН}}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{\text{ТСН}}=40$ кВа. Остаточо для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності, ТМ -40/10

Схема живлення власних потреб рис. 2.3

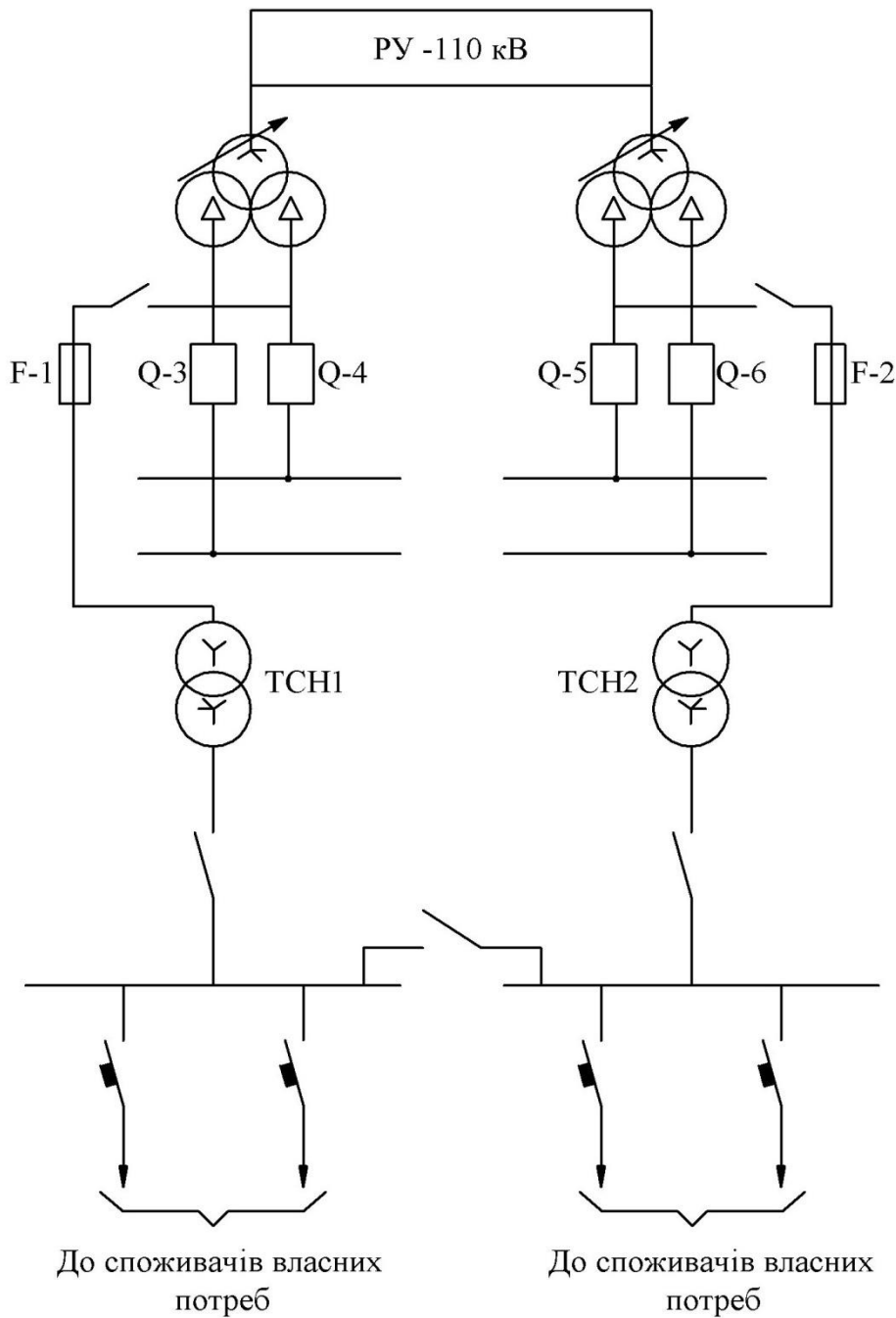


рис. 2.4.Схема живлення власних потреб

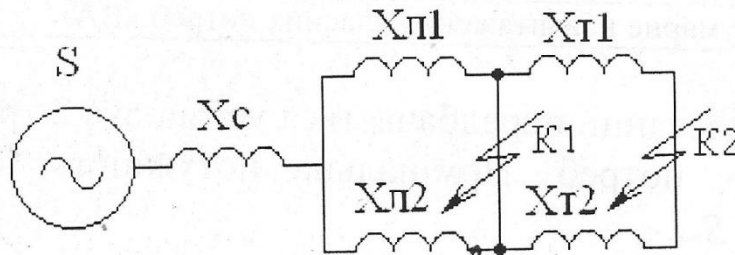
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.221.ПЗ

2.4. Розрахунок струмів короткого замикання

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями : схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на мал..2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_C = 2800$ МВА



Мал. 4.1. – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_c = \frac{U_B}{S_C}, \text{ Ом} \quad X_c = \frac{110^2}{2800} = 4,3 \text{ Ом}$$

Опір працюючих ліній $X_L = 3$ Ом; трансформаторів $X_T = 142$ Ом

Періодична складова СКЗ у точці K_1

$$I_{k1} = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 3)} = 8,5 \text{ кА}$$

Та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони

$$I_{k2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3}(X_C + X_L + X_T)} = \frac{110}{1,73(4,3 + 3 + 142)} = 0,71 \text{ кА}$$

Реальний СКЗ у точці K_2

$$I_{k2} = I_{k2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,43 \cdot \frac{110}{10} = 4,73 \text{ кА}$$

Ударний струм

$$\text{У точці } K_1: I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k1} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 8,5 = 19,29 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_2: I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{k2} = 1,41 \cdot 1,61 \cdot 4,73 = 10,62 \text{ кА}$$

Допустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення

$$I_{nt} = I_{k1} \text{ кА для тточк } K_1; I_{k1} = 8,5 \text{ кА}$$

$$I_{nt} = I_{k2} \text{ кА для тточк } K_2; I_{k2} = 4,73 \text{ кА}$$

А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$I_a = \sqrt{2} \cdot I_k \cdot e^{-\frac{t}{T_a}} \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 8,73 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$I_{a1} = 1,41 \cdot 4,86 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,005}} = 0,86 \text{ кА}$$

Де T_a – постійна часу загасення аперіодичної складової для K_1 ;
 $T_a = 0,025$ с, для K_2 - $T_a = 0,05$ с.

Інтеграл Джоуля

для K_1 :
$$W_R = I_{k1}^2 (T + T_a) = I_{k1}^2 (0,06 + 0,025) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_2 :
$$W_R = I_{k2}^2 (T + T_a) = I_{k2}^2 (0,1 + 0,05) \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_1 ;
$$W_R = 8,73^2 (0,06 + 0,025) = 6,48 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

для K_2 ;
$$W_R = 4,68^2 (0,1 + 0,005) = 3,28 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Таблиця 4.1.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля W_k кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)			8,5	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	4,73	10,62	4,73	0,86	3,28

2.5. Вибір високовольтних електричних апаратів

РП і струмоведучих частин

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується :

- 1) вибір за напругою;
- 2) вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- 3) перевірка на електродинамічну стійкість;
- 4) перевірка на термічну стійкість
- 5) вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки);

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ
- секційні вимикачі на боці 10 кВ
- вимикачі лінії, що входять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори типу і напруги 110 кВ і 10 кВ.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 110} = 73,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10}^{\text{в}} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10} = 809,25 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{10}^{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 10000}{1,73 \times 10} = 404,62 \text{ А}$$

Струм у колі лінії, що входить (якщо від підстанції відходить 10 ліній)

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 10000}{1,73 \times 10 \times 10} = 80,92 \text{ А}$$

Вибір вимикачів наведений у таблиці 3. Каталожні параметри вимикачів узяті з [5]

Умова	Розрахункові	Каталожні
-------	--------------	-----------

вибору	значення	значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	73,56 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	8,73 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	19,82 кА	102 кА
$I_{nt} \leq I_{О-ткНОм}$	8,73 кА	31,5 кА
$I_{at} \leq I_{аНОМ}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_k \leq I_f^2 t_f$	6,48 кА ² ·С	112 кА ² ·С

Вибираємо ВВБМ -110Б-31,5/2000 У1

Обраний вимикач повинний цілком задовольняти умови вибору.

На боці низької напруги рекомендується вибирати вакумні вимикачі t-розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на вищій стороні $t=0.06$ с, на нижчій стороні $t=0.1$ с.

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,06}{0,025}} = 1,1 \text{ кА}$$

$$\text{У точці } K_1 \quad I_a = \sqrt{21} \cdot e^{\frac{0,1}{0,05}} = 0,86 \text{ кА}$$

Таблиця 2.6- Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	809,25 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{О-ткНОм}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{аНОМ}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_f^2 t_f$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

									Лист
									29
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ				

Таблиця 2.7- Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{О-ткНОМ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{аНОМ}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Таблиця 2.8- Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	404,62 А	1600 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,68 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{О-ткНОМ}$	4,68 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{аНОМ}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_f$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Вибираємо вауумний вимикач ВВ/TEL-10 35/630-У2

У таблиці 2.9 наведений вибір роз'єднувачів на боці , 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють

										Лист
										30
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ					

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	73,56 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	19,82 кА	80 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² ·С	992 кА ² ·С

Рекомендується брати до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНДЗ1-110 УХЛІ і РНД 32-110/1000 УХЛІ.

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У ланцюзі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох між фазових напруг, на секційному вимикачі 10 кВ – амперметр, на лініях, що відходять, 10 кВ – амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 8.

					БР.5.141.221.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31

Таблиця 2.10- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Д350	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д345	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР-4	1,5	2,5	-	2,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН			6,5	0,5	6,5
Сумарне навантаження струму в колі секції . Викимикаць на НН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН			0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії			0,5	0,5	0,5

Вибір трансформатора струму наведений у таблицях 2-11

Таблиця 2.11 Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{НОМ}$	73,56 А	50-600 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	62-124 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² · С	162,5 кА ² · С
$Z_H \leq Z_{НОМ}$	1,25 кА	4 кА

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{к}}$$

Де: $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$ – опір приладів, Ом;

$Z_{\text{к}}$ – опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,02 - 0,1 = 3,88 \text{ Ом.}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менш ніж 4 мм^2 для алюмінієвих жил.

Перетин жил при довжині кабеля $L=160\text{м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{L}{F}$$

Де: ρ – питомий опір алюмінію, $0,0283, \text{ Ом} \times \text{мм}$;

F – перетин жил, мм^2 ;

$$F = \frac{0,028 \times 160}{4} = 1,13 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 1,13 = 1,25, \text{ Ом,}$$

Що менше ніж 4 Ом , припустимих при роботі трансформатора в класі точності 1.

Трансформатор струму ТФЗН-110-1У1 відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.12- Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	809,25 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	10,62 кА	-
$B_k \leq I_t^2 \cdot t_f$	3,28 кА ² ·С	74,42 кА ² ·С
$Z_H \leq Z_H$ ном	1,25 кА	4 кА

Перевірка за вторинним навантаженням виконується аналогічно. Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛК-10У3

Таблиця 2.13. Вибір трансформатора струму на лінії що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	80,92 А	5200 А
$i_y \leq i_{дин}$	10,62 кА	250 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	74,42 кА ² ·С
$Z_H \leq Z_{H ном}$	1,25 кА	4 кА

Беремо до установки трансформатор струму ТП1-10-У3

Як трансформатори напруги вибираємо на боці 110 кВ трансформатори НКФ-110-58, на боці 10 кВ ЗН0Л06-10-У3

2.7. Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)

Ошиновку в РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70 мм² (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм² із припустимим струмом 265 А мінімальною перетин, виходячи з умов термічної стійкості, визначається за формулою

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{57 \times 10^3}}{91 \times 10^{-3}} = 25 \text{ мм}^2$$

де $C = \frac{91 \times 10^{-3} \text{кАс}}{\text{мм}^2}$

Перетин 70мм² підходить і за термічною стійкістю, але живильну підстанцію лінії виконують проводом АС-95, тому і для оцінки підстанції беремо АС-95.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шин менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

$$F_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}},$$

де l -довжина прольоту між ізоляторами $l=1,5\text{м}$;

γ - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

$$q = \frac{\pi}{4}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{4}(30^2 - 25^2) = 2.15$$

$$\gamma = \frac{\pi}{64}(d^2 - d^2) = \frac{\pi}{64}(30^2 - 25^2) = 205$$

$$F_u = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{205}{2,15}} = 777 > 200 \text{ Гц}$$

де q -розрахункова механічна напруга у матеріалі шин, $l=1,5\text{м}$;

де $q_{\text{доп}}=75 \text{ МПА}$ – допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТГ

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

2.8. Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина

Підстанції (ПС) 110 кВ споруджують, як правило, відкритими, заводського виготовлення. Її рекомендується проектувати переважно комплектними, заводського виготовлення.

Спорудження закритих ПС напругою 110 кВ, допускається в таких випадках: розміщення ПС із трансформаторами 16 МВА і вище на службовій території міст, розміщення ПС на території міст, коли це допускається містобудівним міркуванням.

Розміщення ПС із великими сніжними заметами у зонах сильних промислових викидів і в прибережних зонах із сильно засоленою атмосферою.

На ПС 110 кВ спрощенням схеми на боці ВН з мінімальною кількістю апаратури, розміщеної в районах із забрудненою атмосферою, рекомендується відкрита установка устаткування ВН і трансформаторів з посиленою зовнішньою ізоляцією.

На ПС електропостачання промислових підприємств передбачається водяне опалення, приєднане до теплових мереж підприємств.

Будинки ЗРП (закритих РП) допускається виконувати як окремо розміщені, так і зблокованими з будинками РПУ в тому числі і по вертикалі.

КРПЕ, напругою 110 кВ і вище, беруть при технікоекономічному обґрунтуванні при стиснутих умовах, а також у районах із забрудненою атмосферою.

Трансформатори 110 кВ варто встановлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією. У ЗРП 110 кВ і в закритих камерах трансформаторів необхідно передбачати стаціонарні вантажопідйомні пристрої або можливість застосування вантажопідйомних пристроїв (самохідних, пересувних) для механізації ремонту і технічного обслуговування.

					БР.5.141.221.ПЗ	Лист
						36
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.9. Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина

РП 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРПН або КРП, встановлених у закритих приміщеннях.

РП 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій типу панелі „сендвіч” та ін.

можуть застосовуватися:

а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів або курних віднесень) неможливе застосування КРПН;

б) при кількості шаф більше ніж 25;

в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРП 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРП заводського виготовлення.

КРП заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження видатного візка у ЗРП варто передбачити спеціальне місце.

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

3 Розрахунок релейного захисту

3.1 Призначення, розрахунок та застосування захисту ДЗТ-21

Диференційний захист типу ДЗС-21 (ДЗС-23) призначений для використання в якості основного захисту силових трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор-трансформатор, генератор-автотрансформатор при всіх видах КЗ [11].

Виконання захисту трифазне із загальним виходом трьох фаз у ДЗС-21 і пофазним виходом у ДЗС-23, що дозволяє його використання в якості основного захисту групи однофазних силових трансформаторів або автотрансформаторів.

Використання в захисті нових принципів налагодження від кидків намагнічувального струму силових трансформаторів (автотрансформаторів) і перехідних струмів небалансу в поєднанні з використанням гальмування від струмів плечей захисту для налагодження від сталих і перехідних струмів небалансу дозволяє знизити мінімальну уставку по струму спрацьовування захисту до $0,3 \cdot I_{НОМ}$ трансформатора [11].

Використання напівпровідникової елементної бази дозволило крім збільшення чутливості в ряді випадків зменшити споживану захистом потужність колами змінного і постійного струму і підвищити швидкодію в порівнянні з диференційними захистами на електромеханічних реле типів РНС-560 і ДЗС-11.

Спеціальне виконання входних кіл по змінному струму забезпечує правильну роботу захисту при похибці трансформаторів струму до 40 %. З урахуванням низької споживаної потужності в колах змінного струму це може при необхідності полегшити вибір трансформаторів струму для диференційного захисту типу ДЗС-21 (ДЗС-23) за кривими граничної кратності.

Захист типу ДЗС-21 призначений для роботи при живленні від мережі постійного оперативного струму напругою 220 або 110 кВ і від блоків живлення з номінальною вихідною напругою випрямленого струму 110 кВ.

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

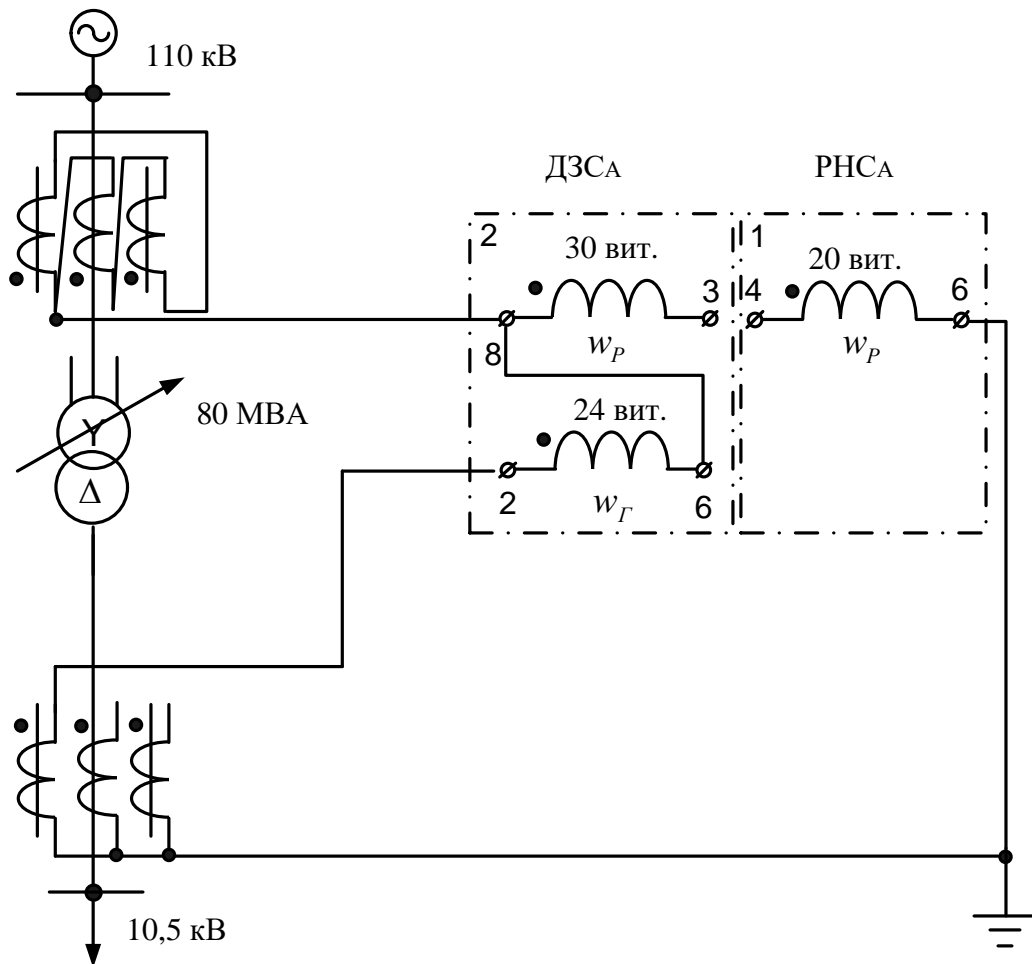


Рисунок 3.1– Принципова схема включення реле ДЗС-21

3.2 Технічні дані трансформатора, що захищається

Трансформатор силовий двообмотковий з розщепленою обмоткою низької напруги типу ТДНЦ-80000/110 призначений для зв'язку електричних мереж напругою 110 і 10 кВ.

Структура умовного позначення:

ТДЦ-80000/110

Т – трансформатор;

Р – розщеплена обмотка;

Д – двообмотковий;

Н – з регулюванням напруги під навантаженням;

Ц – охолодження з примусовою циркуляцією мастила та повітря з ненаправленим потоком мастила;

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

80000 – номінальна потужність, кВ·А;

110 – клас напруги обмотки ВН, кВ;

Висота установки над рівнем моря не більше 1000 м. Температура навколишнього повітря від мінус 45 до 40°C.

Технічні характеристики трансформатора:

$$U_K = 10,5 \%,$$

$$\Delta P_K = 310 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 70 \text{ кВт},$$

$$I_X = 0,6 \%,$$

$$U_B = 121 \text{ кВ},$$

$$U_H = 10,5 \text{ кВ},$$

$$\text{РПН} \pm 6 \times 2,5 \%,$$

$$K_3 = 0,576$$

3.3 Розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора, виконаного з реле типу ДЗС-21

У цьому пункті дано розрахунок диференційного струмового захисту трансформатора ТДЦ-80000/110 кВ потужністю 80 МВА. Трансформатор має вбудоване регулювання напруги під навантаженням (РПН) [12].

Опір трансформатора (таблиця 1.6) – $R_T = 0,71 \text{ Ом}$, $X_T = 19,2 \text{ Ом}$

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_T = 1,42 \text{ Ом.}$$

$$X_{T1} = X_{T2} = 2X_T = 38,4 \text{ Ом.}$$

Визначимо струм короткого замикання на шинах трансформатора:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})}$$

$$X_{с.макс} = X_{a2} + X_{m2} = 1,911 + 54,5 = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{с.мін} = X_{с.макс} = 56,31 \text{ Ом}$$

$$X_{.мін} = X_{Т.ном} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 - 0,16)^2 = 28,46 \text{ Ом}$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк. 40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$X_{T.макс} = X_{T.ном} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 40,34 \cdot (1 + 0,16)^2 = 54,3 \text{ Ом}$$

$$X_{B.мін} = X_{T.мін} = 28,46 \text{ Ом}$$

$$X_{B.макс} = X_{T.макс} = 52,27 \text{ Ом}$$

Тоді:

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{U_{вс.ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{в.мін})} = \frac{121}{\sqrt{3} \cdot (56,31 + 28,46)} = 0,8 \text{ кА}$$

$$I_{к.мін}^{(2)} = \frac{U_{вс.ном}}{2 \cdot (X_{с.мін} + X_{в.макс})} = \frac{121}{2 \cdot (56,31 + 54,3)} = 0,52 \text{ кА}$$

Визначимо первинні номінальні струми

$$I_{номВН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 382,2 \text{ А}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 4404 \text{ А}$$

Розрахунковим є реле типу ДЗС-21. Для нього струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) налагодження від кидка намагнічуючого струму:

$$I_{с.з} = k_{відс} \cdot I_{ном} = 0,3 \cdot 382,2 \text{ А}$$

б) налагодження від струму небалансу при КЗ на ВН

$$I_{с.з} = k_3 \cdot (k_{від} \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{к.макс}^{(3)} = 1,5 (1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 800 = 311,22 \text{ А}$$

Струм спрацьовування захисту вибираємо рівним 311,22 А.

Далі розрахунок параметрів зведемо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Розрахункові параметри

Найменування величини	Позначення і метод визначення	110	10
		кВ	кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	382,2	4404

Схема з'єднання трансформаторів струму	–	Δ	Y
Коефіцієнт схеми	K_{CX}	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	K_I	600/5	5000/5
Вторинний струм в плечах захисту, А	$I_{ном.В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{K_I}$	4,57	3,47

Вторинні струми:

$$I_{в.ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{CX}}{K_I}$$

$$I_{в.ном_I} = \frac{382 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{600} = 4,57 \text{ А}, \quad I_{в.ном_{II}} = \frac{4404 \cdot 1 \cdot 5}{5000} = 4,4 \text{ А}$$

Виберемо відгалуження трансформаторів струму. Дані розрахунку наведемо в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Розрахунок трансформаторів струму

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ
1	Номинальний струм прийнятого відгалуження трансформатора на основній стороні, А	$I_{вдг.ном.осн} \leq I_{ном.в.осн}$	4,6	–

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони	
			110 кВ	10 кВ

									Арк.
									42
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ				

2	Розрахунковий струм відгалуження автотрансформаторів струму на неосновних сторонах, А	$I_{\text{ВДГ.РОЗР.НЕОСН}} = I_{\text{НОМ.В.НЕОСН}} \frac{I_{\text{ВД.НОМ.ОСН}}}{I_{\text{НОМ.В.ОСН}}}$	—	$3,5 \cdot \frac{4,6}{4,6} = 3,5$
3	Тип автотрансформаторів струму, які включаються в плече захисту	—	—	АТ-31
4	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми в плечі захисту, А	—	—	3,6
5	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підводяться вторинні струми	—	—	1 – 9
6	Номер використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	—	—	1 – 11
7	Номінальний струм використовуваного відгалуження автотрансформаторів струму, до якого підключається реле	$I_{\text{НОМ.ВД}_{\text{TAV}}}$	—	4,25

Продовження таблиці 3.2

№ п/п	Найменування величини	Позначення і метод визначення	Числове значення для сторони
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис
			Дата

БР.5.141.221.ПЗ

Арк.

43

			110 кВ	10 кВ
8	Номинальний струм прийнятого відгалуження трансреактора реле на неосновних сторонах, А	–	–	4,6
9	Номер використовуваного відгалуження трансреактора реле	–	7	5
10	Розрахунковий струм відгалуження проміжних трансформаторів струму кола гальмування реле, А	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	4,6	$\frac{3,5 \times 4,6}{3,6} = 4,47$
11	Номинальний струм прийнятого відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму, А	$I_{\text{ВІД.ГАЛЬМ.НОМ}}$	5	5
12	Номер використовуваного відгалуження приставки і проміжних трансформаторів струму реле	–	1	1

Визначаємо первинний гальмовий струм, відповідний початку гальмування [12]:

$$I_{\text{п.гальм.поч}} = 0,5 I_{\text{ном}} \left(k_{\text{струмI}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номI}}}{I_{\text{відг.гальм.розрI}}} + k_{\text{струмII}} \frac{I_{\text{відг.гальм.номII}}}{I_{\text{відг.гальм.розрII}}} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 382 \left(1 \frac{5}{4,6} + 1 \frac{5}{4,47} \right) = 348,8 \text{ А}$$

де $k_{\text{струм.I}} = 1$, $k_{\text{струм.II}} = 1$ – коефіцієнти струморозподілу, відповідно для сторін I (110 кВ), II (10 кВ) в розглянутому режимі.

Визначаємо струм небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

										Арк.
										44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ					

$$I_{нб.гальм.поч} = \left(k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{СН} \left(k_{II} + \frac{I_{відв.розр.П} - I_{відв.ном.П}}{I_{відв.розр.П}} \right) \right) I_{п.гальм.поч} =$$

$$= \left(1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 \cdot 1 + \frac{3,5 - 3,6}{3,5} \right) \cdot 348,79 = 83,211 \text{ A}$$

Визначимо первинний мінімальний струм спрацьовування захисту (його чутливого органу) за наступними умовами:

1) налагодження від розрахункового первинного струму небалансу в режимі, відповідному початку гальмування:

$$I_{с.з.мін} \geq k_3 I_{нб.гальм.поч} = 1,5 \cdot 83,211 = 124,82 \text{ A};$$

2) налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{с.з.мін} = 0,3 I_{ном} = 0,3 \cdot 382 = 94,9 \text{ A}$$

За розрахункове приймається більше з отриманих розрахункових значень:

$$I_{с.з.мін} = 124,82 \text{ A}$$

Розрахуємо відносний мінімальний струм спрацьовування реле (його чутливого органу) при відсутності гальмування. За розрахункову приймається сторона ВН.

$$I_{*с.р.мін} = \frac{I_{с.з.мін} \frac{U_{ср.ном}}{U_{номП}} k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{124,82 \cdot \frac{121}{121} \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 0,5 \text{ A}$$

Знайдемо максимальний розрахунковий струм небалансу $I_{нб.розр}$ при зовнішньому трифазному КЗ на стороні низької напруги:

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{токII} + \frac{I_{відв.розрП} - I_{відв.номП}}{I_{відв.розрП}} \right) I_{к.макс}^{(3)} =$$

$$= \left(2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \left| \frac{3,5 - 3,6}{3,6} \right| \right) \cdot 800 = 309,47 \text{ A}$$

						Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ	

Визначимо коефіцієнт гальмування захисту:

$$K_{\text{гальм}} = \frac{k_3 I_{*нб.розр} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{відв.ном.осн}} - I_{*ср.мін}}{0,5 \cdot \sum I_{*гальм.розр.n} \frac{I_{відв.гал.розр.n}}{I_{відв.гальм.ном.n}} - I_{*гальм.поч}} =$$

$$= \frac{1,5 \cdot \frac{309,47}{382} \cdot \frac{4,6}{4,6} - 0,5}{0,5 \cdot \frac{800 \cdot 1}{382} \cdot \left(\frac{4,6}{5} + \frac{4,47}{5} \right) - 0,6} = 0,57$$

де $I_{в.ном.осн}$, $I_{відв.ном.осн}$, $I_{відв.гал.розр.n}$, $I_{відв.гальм.ном.n}$ – значення струмів;

$I_{*гал.поч} = 0,6$ – відносний вторинний струм початку гальмування, оскільки гальмування здійснюється тільки від груп ТС на приймальних сторонах.

Визначаємо первинний струм спрацьовування відсічення по умові налагодження від максимального первинного струму небалансу при перехідному режимі зовнішнього КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{с.відс.розр} = k_3 \cdot I_{нб.розр} = 1,5 \cdot 367,08 = 550,62 \text{ А},$$

де

$$I_{нб.розр} = \left(k_{пер} k_{одн} \varepsilon + \Delta U_{II} k_{струмII} + \frac{I_{відв.розрII} - I_{відв.номII}}{I_{відв.розрII}} \right) I_{к.макс}^{(3)} = \left(3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + \frac{4,6 - 4,6}{4,6} \right) \cdot 800 = 367,1 \text{ А}$$

Знайдемо відносний розрахунковий струм спрацьовування відсічення [14]:

$$I_{*с.відс.розр} = \frac{I_{с.відс.розр} \cdot k_{сх}}{K_I K_{TL} I_{відв.номTAV}} = \frac{550,62 \cdot \sqrt{3}}{\frac{600}{5} \cdot \frac{3,6}{4,6} \cdot 4,6} = 2,208$$

Відносна уставка відсічення приймається рівною 6, що відповідає струму спрацьовування відсічення:

$$I_{с.відс} = 6 \cdot I_{відв.ном} = 6 \cdot 4,6 \cdot \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 5} = 1914,45 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту (його чутливого органу)

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$k_u^{(m)} = \frac{I_{к.мін}^{(m)} \cdot K_{сх.п}^{(m)}}{I_{с.з} \cdot K_{сх.п}^{(3)}}$$

При КЗ між фазами на стороні низької напруги:

$$k_u^{(3)} = \frac{520 \cdot \sqrt{3}}{124,82 \cdot \sqrt{3}} = 4,17$$

Коефіцієнт чутливості більший двох, що задовольняє умові установки захисту.

3.4 Захист від надструмів при зовнішніх КЗ

Максимальний захист служить для відключення трансформатора при КЗ на збірних шинах або на приєднаннях, що відходять від них, якщо РЗ або вимикачі цих елементів відмовили в роботі. Одночасно РЗ від зовнішніх КЗ використовується і для захисту від пошкодження в трансформаторі. Однак за умовами селективності МСЗ повинен мати витримку часу і, отже, не може бути швидкодіючим. З цієї причини в якості основного РЗ від пошкоджень в трансформаторах він використовується лише на малопотужних трансформаторах. На трансформаторах, що мають спеціальний РЗ від внутрішніх пошкоджень, РЗ від зовнішніх КЗ служить резервом до цього захисту на випадок його відмови.

МСЗ може бути виконаний на базі мікропроцесорного пристрою релейного захисту, автоматики і управління приєднань УЗА-10А.2. Він призначений для використання в схемах релейного захисту та протиаварійної автоматики для захисту електричних машин, трансформаторів і ліній електропередачі при коротких замиканнях і перевантаженнях, а також для управління і телемеханіки приєднання. Пристрій УЗА10А.2 - живиться від джерела як постійного, так і змінного оперативного струму. Від кіл змінного струму виконується комбіноване живлення від струму і напруги і захист може працювати тільки від струму короткого замикання.

Робочий діапазон температур від -25°C до +50°C (розширений від -40°C до +70°C).

										Арк.
										47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.221.ПЗ					

Функції пристрою:

- двофазний (трифазний) МСЗ (може бути замінений на захист від перевантаження);
- струмове відсічення 2 ступені: CO1, CO2;
- захист від замикань на землю (ЗНЗ);
- прискорення МСЗ при включенні вимикача;

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						48
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. РОЗРАХУНОК ЗАЗАМЛЕННЯ ДЛЯ СТАЦІОНАРНОЇ УСТАНОВКИ

Заземлюючий контур трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ буде спільним для заземлення обладнання трансформаторної підстанції з високої сторони та заземлення обладнання з низької сторони. До цього ж контуру буде приєднаний загальний вивід обмотки зі сторони 0,4 кВ (нейтраль трансформатора).

В якості заземлювачів слід приймати сталь діаметром 12 мм, довжиною 5 м. горизонтальна з'єднувальна полоса – кругла сталь 10 мм. Глибина закладання полоси 0,5...0,8 м.

$$d_e = 12 \text{ мм};$$

$$l_e = 5 \text{ м};$$

$$d_2 = 10 \text{ мм};$$

$$h_{\text{пол}} = (0,5 \dots 0,8) \text{ м};$$

$$\rho_{\text{гр}} = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$R_3 \leq 4 \text{ Ом};$$

Попередню форму контуру приймаємо прямокутну, розміром 15×15 м.

Визначаємо розрахунковий опір ґрунту для розрахунку стержневих заземлювачів

$$\rho_{\text{розр}} = K_c \cdot K \cdot \rho_{\text{гр}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 300 = 375 \text{ Ом}$$

де: K_c - коефіцієнт сезонності [б ст..316, табл.. 27.2]

K - коефіцієнт, який враховує вологість ґрунту при вимірюванні його опору [б ст..317, табл.. 27.3]

Визначаємо опір одного вертикального заземлювача

$$r_e = 0,227 \cdot \rho_{\text{розр}} = 0,227 \cdot 375 = 85 \text{ Ом}$$

Визначаємо теоретичну кількість стержнів

$$n_m = \frac{r_e}{R_3} = \frac{85}{4} = 22 \text{ шт.}$$

де: r_e - опір одного вертикального заземлювача, Ом;

R_3 - опір заземлення, Ом.

Знаходимо відношення довжини сторони контуру до довжини стержня.

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{a}{l_{cm}} = \frac{15}{5} = 3$$

де: a - довжина сторони заземлюючого контуру, м;

l_{cm} - довжина заземлюючого стержня, м.

по [2 ст. 323, рис. 165] знаходимо коефіцієнт використання стержнів

$$\eta_{cm} = 0,87$$

Знаходимо загальний опір 11 вертикальних стержнів з урахуванням η_{cm}

$$r_{заг.см} = \frac{r_g}{n \cdot \eta_{cm}} = \frac{85}{21 \cdot 0,87} = 4,7 \text{ Ом}$$

де: r_g - опір вертикального стержня, Ом;

n - кількість стержнів, шт.;

η_{cm} - коефіцієнт використання стержнів.

$$r_{заг.см} \geq R_z$$

$$4,7 \text{ Ом} \geq 4 \text{ Ом}$$

В даному випадку визначаємо опір з'єднувальної полоси

$$r_{пол} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho'_{розр} \cdot \lg \frac{K \cdot l_{пол}^2}{d_{гор} \cdot h_{пол}} = \frac{0,366}{60} \cdot 375 \cdot \lg \frac{1 \cdot 60^2}{0,01 \cdot 0,7} = 12,6 \text{ Ом}$$

де: l - довжина горизонтального заземлення, м;

$\rho'_{розр}$ - розрахунковий опір ґрунту для розрахунку горизонтального заземлювача.

$$\rho'_{розр} = K \cdot \rho_{розр} = 1 \cdot 375 = 375 \text{ Ом}$$

де: K - коефіцієнт форми горизонтального заземлення, для круглого перерізу $K = 1$; для прямокутного $K = 2$.

K - коефіцієнт форми горизонтального заземлення, для круглого перерізу

$d_{гор}$ - діаметр круглої сталі чи ширина полоси прямокутного перерізу, м;

$h_{пол}$ - глибина закладання горизонтального заземлення, м.

З [6 ст.. 318, рис. 21 (б)] знаходимо коефіцієнт використання полоси заземлення

$$\eta_{пол} = 0,51.$$

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
						50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Визначаємо опір полоси заземлення з урахуванням коефіцієнта використання полоси заземлення

$$r'_{пол} = \frac{r_{пол}}{\eta_{пол}} = \frac{12.6}{0.51} = 24.7 \text{ Ом}$$

де: $r_{пол}$ - опір з'єднувальної полоси, Ом;

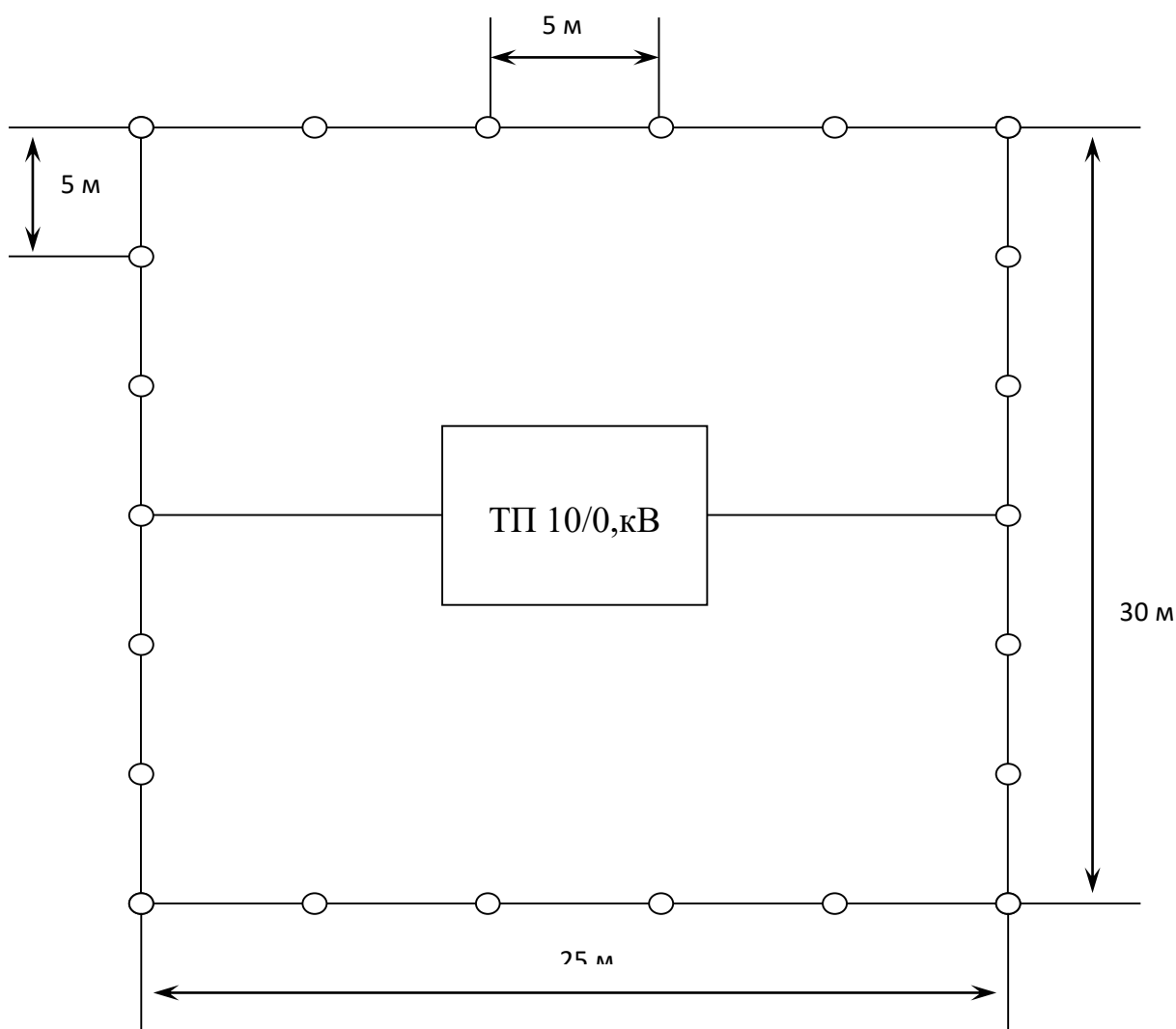
$\eta_{пол}$ - коефіцієнт використання полоси заземлення.

Визначаємо опір контуру заземлення який складається з 22 вертикальних стержнів та з'єднувальної полоси

$$R_k = \frac{r_{заг.ст.} \cdot r'_{пол}}{r_{заг.ст.} + r'_{пол}} = \frac{4.7 \cdot 24.7}{4.7 + 24.7} = 3.9 \text{ Ом}$$

Що є менше $R_z = 4 \text{ Ом}$.

Схематичне зображення контуру заземлення трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ



					БР.5.141.221.ПЗ			Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				51

Остаточно приймаємо заземлюючий контур який складається з 22 стержнів та з'єднувальної полоси. Розмір заземлюючого контуру 25 м на 30 м.

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

Висновки

У розділі «Розрахунок електричної мережі» знайдено потоки потужностей в мережі при нормальному режимі роботи. Знайдено також падіння потужностей в елементах мережі. Розглянуто величини напруг в точках мережі з урахуванням поздовжніх і поперечних складових.

У розділі «Розрахунок електричної частини станцій і підстанцій» вибрано основне обладнання підстанції: вимикачі, роз'єднувачі, вимірювальні трансформатори струму і напруги, основні силові трансформатори перевірені за графіком навантаження підстанції, зазначений необхідний мінімальний набір вимірювальних приладів для установки на підстанції.

У розділі «Розрахунок релейного захисту» проведені розрахунки релейного захисту трансформатора.

У розділі «Розрахунок заземлення для стаціонарної установки» розглянуті питання по розрахунку контуру заземлення споживчої трансформаторної підстанції..

					БР.5.141.221.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

Література

- 1 Електричні мережі та системи. Підручник. Сегеда М.С. / Третє видання, доповнене та перероблене. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2015. 540 с. ISBN 978-617-607-831-9
- 2 Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018.– 214 с.
- 3 3202 Методичні вказівки до виконання курсового проекту на тему „Розрахунок замкнутої електричної мережі” з курсу „Електричні системи та мережі” / укладачі: І. Л. Лебединський, С. М. Лебедка, В. І. Романовський, В. В. Волохін. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 40 с.
- 4 Правила улаштування електроустановок - 5-те вид., переробл. й доповн. – Харків, Форт, 2014. – 782 с.
- 5 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2005. - 52 с
<http://www.energyland.info/files/library/487586c140e2946c28be316bcbd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116с.
<http://kulykvv.vk.vntu.edu.ua/file/posibn/cf207246a5ffede8257f5b865a7b60d9.pdf>
- 7 СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-54:2011. Визначення технологічних витрат електричної енергії в трансформаторах і лініях електропередавання. Київ. Міністерства енергетики та вугільної промисловості України № 399 від 21.06.2013.
- 8 Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та пі-

					<i>БР.5.141.221.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		54

http://eprints.kname.edu.ua/48453/1/2015_%D0%BF%D0%B5%D1%87_89%20%D0%9B%20%D0%9A%D1%83%D1%80%D1%81%20%D0%BB%D0%B5%D0%BA.pdf

9 Методичні вказівки до практичних занять з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (для слухачів другої вищої освіти спеціальності 7.05070103 – Електротехнічні системи електроспоживання (за видами)) / Харків. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : В. М. Гаряжа, Є. Д. Дьяков, Г. В. Капустін. – Х. : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015.– 44 с.

10 Сегеда М.С., Гапанович В.Г., Олійник В.П., Покровський К.Б. Проектування структурних схем електростанцій та підстанцій: навч. посіб. – Львів: Вид-во НУ «ЛП», 2010.

11 Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2015. – 504 с.

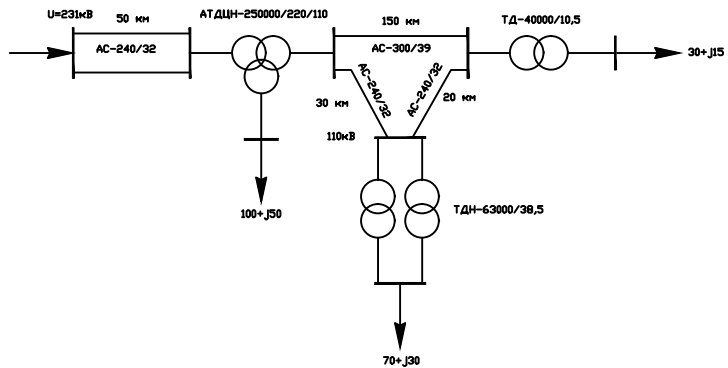
12 Методичні вказівки до проведення практичних занять з курсу «Релейний захист та автоматика» / Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад.: Д. С. Шимук. – Х.: ХНУМГ, 2013 – 60 с.

13 Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с

14 ДСТУ ІЕС 60909-0:2007. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму (ІЕС 60909-0:2001, ІДТ).

15 ДСТУ ІЕС 60909-4:2008. Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму

					<i>БР.5.141.221.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		55



Однолінійна електрична схема з'єднання мережі

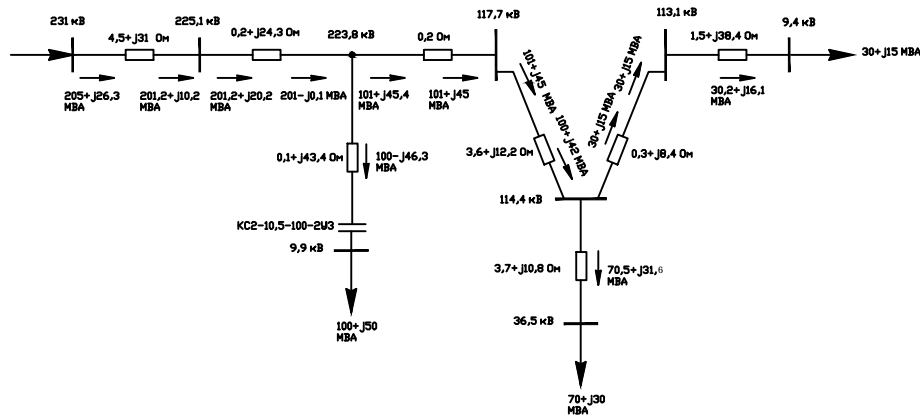


Схема заміщення електричної мережі в аварійному режимі роботи

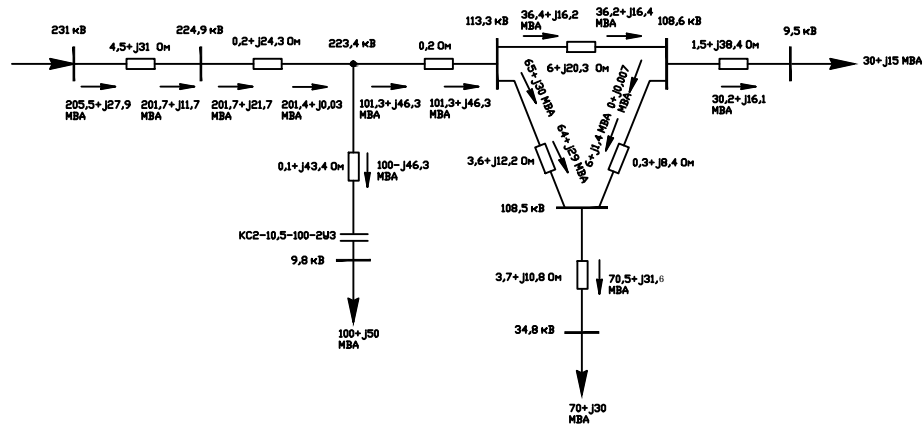


Схема заміщення електричної мережі в нормальному режимі роботи

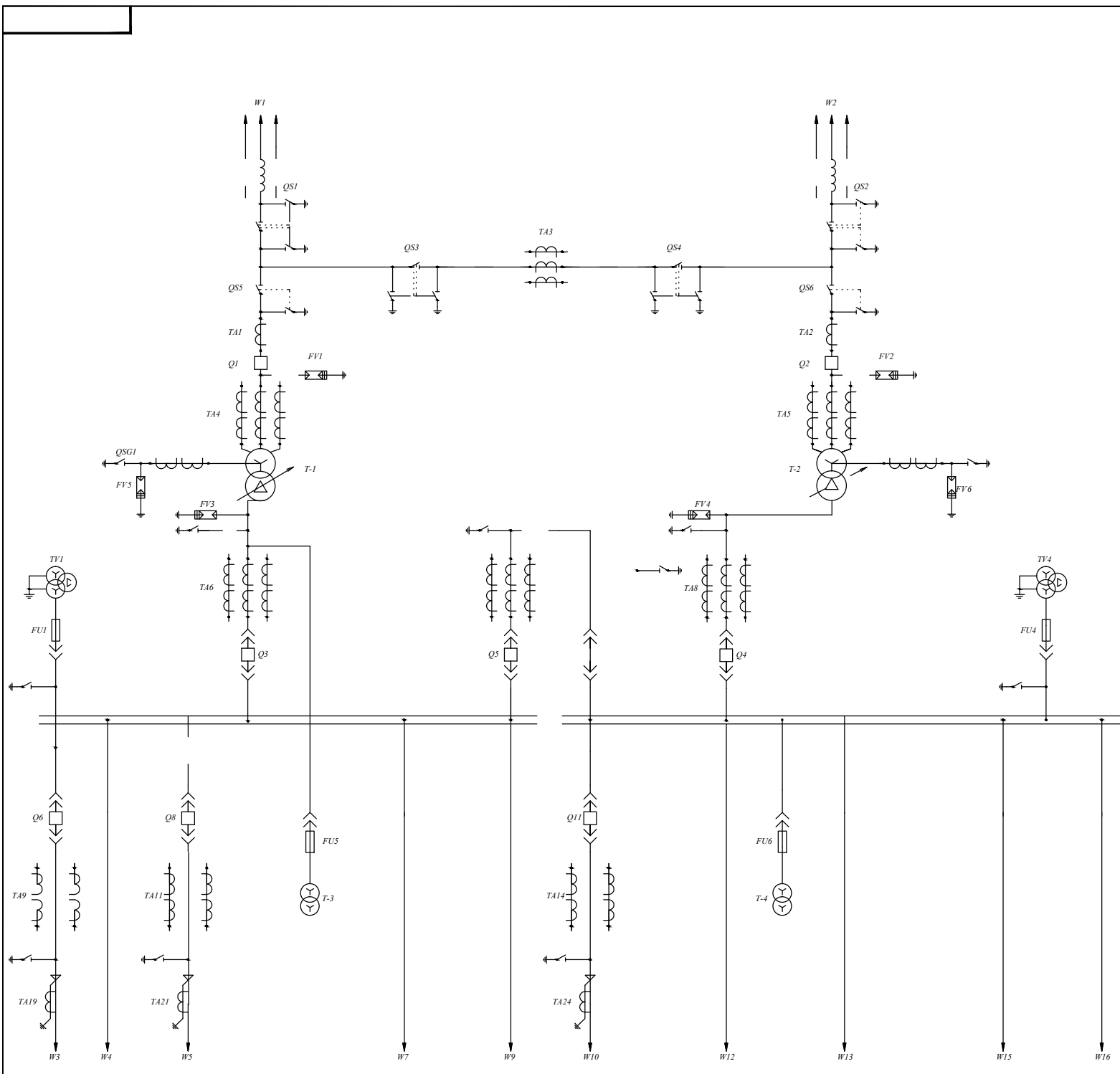
Потужність мережі в нормальному режимі			
Активна потужність	Резистивна потужність	Повна потужність	
Р _{ак} , МВт	204,3	Q _р , МВАр	136,1
Р _{ак} , МВт	201,3	Q _р , МВАр	136,1
Р _{ак} , МВт	100,8	Q _р , МВАр	47,4
Р _{ак} , МВт	30,2	Q _р , МВАр	18
Р _{ак} , МВт	30,2	Q _р , МВАр	16,1
Р _{ак} , МВт	0,4	Q _р , МВАр	1,9
Р _{ак} , МВт	100	Q _р , МВАр	61,2
Р _{ак} , МВт	70,2	Q _р , МВАр	29,34
Р _{ак} , МВт	70,5	Q _р , МВАр	31,7
		S _п , МВА	245,5
		S _п , МВА	243
		S _п , МВА	111,4
		S _п , МВА	35,5
		S _п , МВА	34,2
		S _п , МВА	1,9
		S _п , МВА	117,2
		S _п , МВА	76,1
		S _п , МВА	77,3

Напряга у вимірювальних точках мережі	
U ₁ , кВ	231
U ₂ , кВ	228,7
U ₃ , кВ	107
U ₄ , кВ	104,3
U ₅ , кВ	9,4
U ₆ , кВ	9,6
U ₇ , кВ	106,5
U ₈ , кВ	35,2

				ВР.5.141.221.П3.ЕТ		
№	Мак	№ документа	Підпис	Дата	Лист	Всього
Розроб.		Доповн. №			1	2
Виконав		Сторінка			1	2
Лист					Сум'У, 31.01.2011	
Стр.		Всього сторінок				

Схеми заміщення для розподілу мережі електропередачі:

Лист	Всього
1	2



Перелік апаратури на підстанції

№	Знак	Поз.	Обозначение	Наименование	к-ть	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТДГ-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель ВВВМ-110Б-31,5/2000У1	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 УХЛ1	2	
		6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	10	
		7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ТФ3М-110-У1	3	
		8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный НРФД 110-58	2	
		9	FV1, FV2	Разрядник вентиляционный РВС-110 МУ1	2	
		10	FV3, FV4	Разрядник вентиляционный РВП-35 МУ1	2	
		11	FV5, FV6	Разрядник вентиляционный РВС-15+РВС-35	12	
		12	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2	
		13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ТФ3М35-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10 У1	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТФ3М35-У1	14	

				БР.5.141.221.П3.ЕГ		
Изд.	Лист	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата	И. дата
Рис.	Рис.	Рис.	Рис.	Рис.	Рис.	Рис.
Конт.	Конт.	Конт.	Конт.	Конт.	Конт.	Конт.
Техн.	Техн.	Техн.	Техн.	Техн.	Техн.	Техн.
Экз.	Экз.	Экз.	Экз.	Экз.	Экз.	Экз.
				Схема понижучей підстанції 110/35 кВ		
				Лист 1		Листов 1
				СумДУ ЕТДн-74П		