

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.

“ ___ ” _____ 2020 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії в них”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТДн-61п

Башук Б.В.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ___ ” _____ 2020 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Башука Богдана Володимировича

Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії в них”

- 1 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;
 - зниження втрат електроенергії в електричних мережах.
- 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	27.04.-10.05.2020	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	11.05.-18.05.2020	
3	Розрахунок релейного захисту	19.05.-25.05.2020	
4	зниження втрат електроенергії в електричних мережах	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-61п _____

Башук Б.В.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 59, Рис. 10, табл. 18, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії в них” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, елек-тротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Башук Б.В.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 59 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. Аналіз втрат в районних електричних мережах і заходи щодо їх зменшення

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	6
	Вступ	7
1.1	Вихідні параметри для виконання	8
1.2	Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій	10
1.3	Визначення параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів	11
1.4	Розрахунок нормального режиму роботи мережі	13
1.5	Розрахунок напруг у всіх вузлових точках мережі	15
1.6	Розрахунок аварійного режиму роботи мережі	17
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	Схема живлення власних потреб	25
2.5	Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	26
2.6	Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	29
2.7	Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	33
2.8	Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	34
2.9	Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	35
3	Розрахунок релейного захист	36
3.1	Розрахунок захистів трансформатора ТДН-40000/110/10-У1	36
4	Метод розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах мережі, що є власністю споживача	46
	Висновки	55
	Література	56
	Додаток А	58
	Додаток Б	59

					<i>БР.5.14.1.592.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Башук Б.В.</i>			Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і зниження втрат електроенергії в них	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ефімов Г.П.</i>					6	59
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ гр.ЕТдн-61п</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>						

ВСТУП

Проектування систем електропостачання є складною і відповідальною задачею. Ухвалення проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм і трудомісткість монтажних робіт, зручність і безпеку експлуатації електричного обладнання.

Вибір схеми електричної мережі проводиться одночасно з вибором напруги і вибором місця розташування підстанції, попередньою розробкою принципової схеми підстанції, вибору кількості і потужності трансформаторів на підстанції, вибору перерізів проводів ліній електропередавання. Клас напруги, що використовується, в значній мірі зумовлює капіталовкладення в об'єкт, що проектується, величину втрат потужності і електроенергії в процесі експлуатації. Вибір кількості трансформаторів залежить від вимог надійності електропостачання споживачів, які живляться від даної підстанції і є техніко-економічною задачею. Надійність електропостачання забезпечується вибором якомога найбільш підходящих електричних апаратів, кабельно-провідникової продукції у відповідності до електричних навантажень в нормальних і аварійних режимах. Спорудження електричних мереж пов'язане з великими матеріальними витратами. Тому при проектуванні повинен проводитися детальний аналіз економічності проектних рішень і режимів роботи всіх елементів систем електропостачання.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Завдання

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);

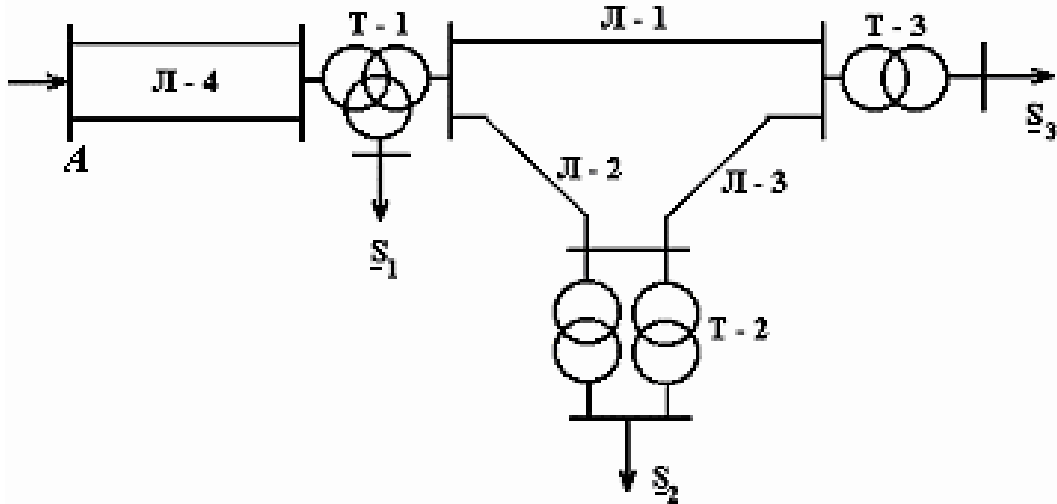
-Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виповнити 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.5.141.592.ПЗ	Арк.
						8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.1 Вихідні параметри для виконання роботи



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

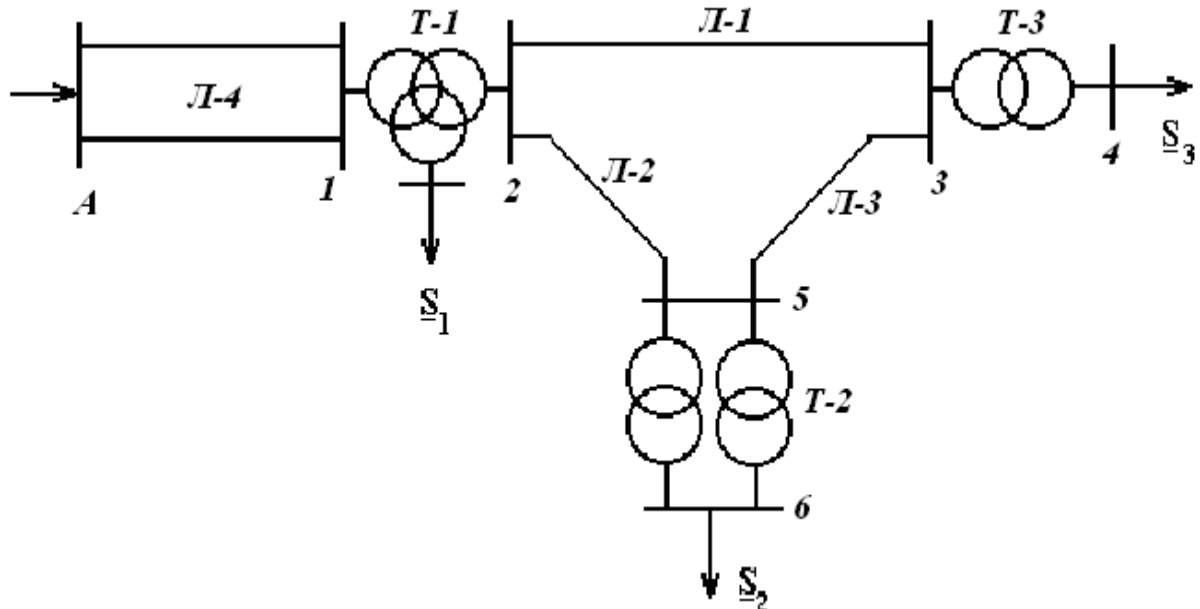
Потужності вузлів навантаження: $\underline{S}_1 = 100 + j50$ МВА, $\underline{S}_2 = 70 + j30$ МВА, $\underline{S}_3 = 30 + j15$ МВА,

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

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (рисунок 2)



Малюнок 1.2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

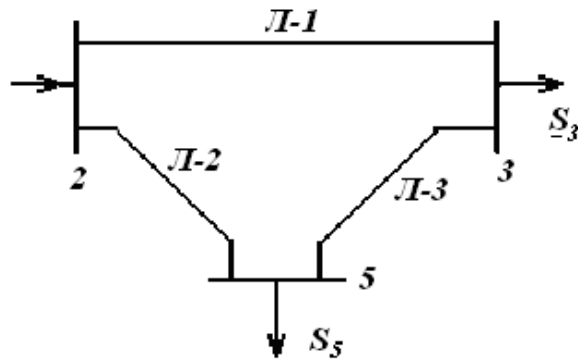
Прийемо навантаження вузла 5 рівній навантаженню вузла 6, а навантаження вузла 3 рівній навантаженню вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.592.ПЗ

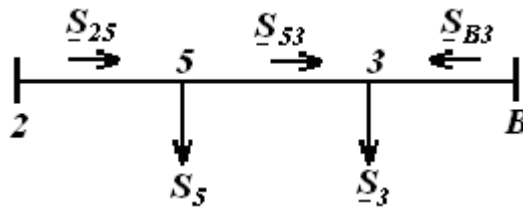
Арк.

9



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

$$\underline{S}_{25} = \frac{\underline{S}_5 l_{5B} + \underline{S}_3 l_{3B}}{l_{2B}} = 64 + j28,5 \text{ MVA},$$

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

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

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

$$U_L = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_L}}}$$

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

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		10

Лінія	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4
Марка і переріз провода	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

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 .

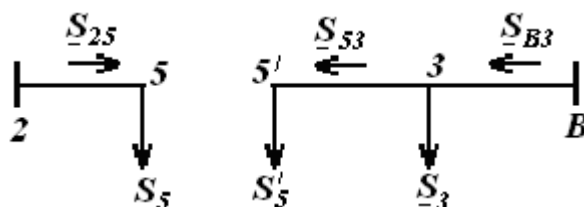
1.2.1 Вибираємо трансформатори по каталогу [4].

Таблиця 1.3 Параметри трансформаторів

Тип	Номінальні параметри											
	ном,	ВН,	СН,	НН	R_x	$R_{квс}$	$R_{квн}$	$R_{ксн}$	квс	квн	ксн	I_x
	MVA	B	B	B	Bт	Bт	Bт	кВт	%	%	%	%
Т-1 АТ- ДЦН- 250000/220 /110	250	30	21	0,5	45	20	30	90	1	2	0	0,5
Т-2 ТДН- 63000/110	63	15		0,5	0	—	45	—	—	0,5	—	0,5
Т-3 ТДН- 40000/110	40	21		0,5	4	—	70	—	—	0,5	—	0,5

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

					БР.5.141.592.ПЗ				Арк.
									11
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



Малярнок 1.5 Визначення точки поточкороздїлу

1.3. 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.5.141.592.ПЗ	Арк.
						12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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, вз я критим 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)

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

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

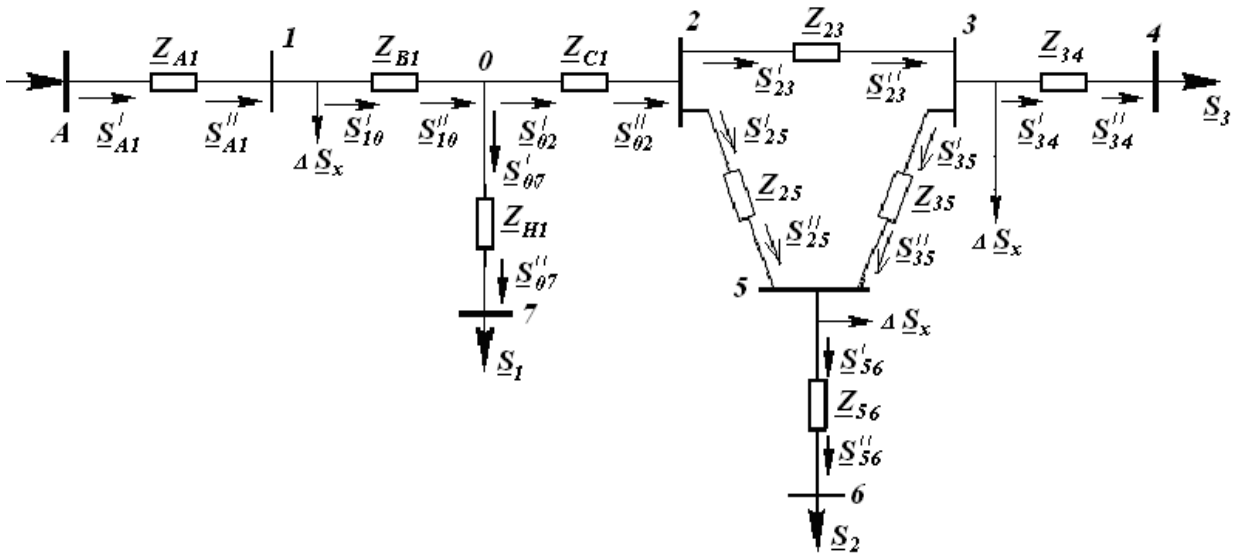
$$\underline{Z}_{25} = 3,54 + j12,15 \text{ Ом};$$

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

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.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13



Малюнок 1.6 Схема заміщення мережі в
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

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

Визначимо розрахункову потужність вузла 5 з урахуванням витрат

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

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

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

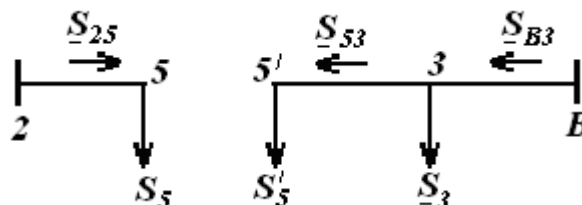
Визначимо розрахункову потужність вузла 3 з урахуванням втрат

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

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

Визначимо розрахункову потужність вузла 0 з урахуванням втрат

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



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

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

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

1.5 Визначення 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						16
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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 $U_7 = 106,6 \text{ кВ.}$

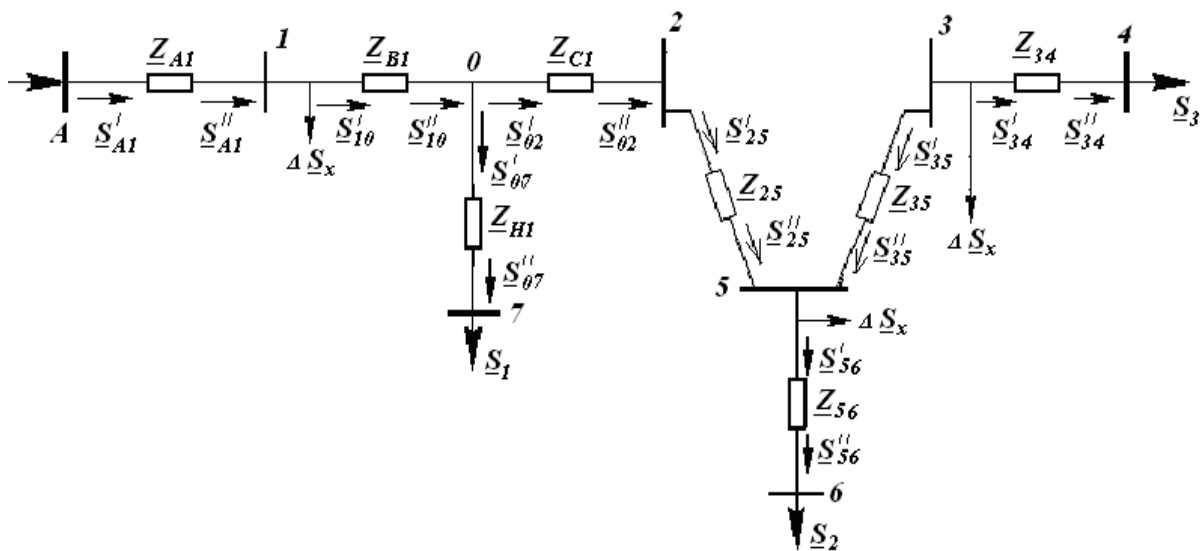
$$\Delta U_{78} = \frac{70,498 \cdot 3,73 + 31,617 \cdot 10,85}{106,6} = 5,685 \text{ кВ;}$$

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

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

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

1.6 Розрахунок аварійного режиму роботи мережі



Малюнок 1.10 Схема заміщення для розрахунку мережі в аварійному режимі.

Знаходимо потужності у всіх ділянках мережі:

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

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

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

$$\underline{S}_{35}=30,196+j16,143+0,078+j0,198-j0,333-j0,333=30,272+15,675 \text{ MBA};$$

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

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

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

$$\underline{\Delta S}_{25} = \frac{100,77^2 + 47,391^2}{220^2} \cdot 0,625 = 0,16 \text{ MBA};$$

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

$$\underline{\Delta S}_{C1} = \frac{100,93^2 + 47,391^2}{220^2} \cdot 0,203 = 0,052 \text{ MBA};$$

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

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

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

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

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

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

$$\underline{\Delta S}_{A1} = \frac{201,27^2 + 134,815^2}{220^2} \cdot 2,55 = 3,092 \text{ MBA};$$

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

Знайдемо напругу в вузлах мережі

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

$$U_2=231-2,256=228,744 \text{ кВ};$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора $S_H = 10 \text{ МВА}$.
2. Потужність короткого замикання $S_{к.с} = 200 \text{ МВА}$.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній $X_{л} = 142,6 \text{ Ом}$.
4. Опір трансформатора $X_T = 78 \text{ Ом}$.

Таблиця 2.1 - Вихідні дані для проектування навантаження спо- живачів 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 $S=10 \text{ МВА}$ типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.2.1.

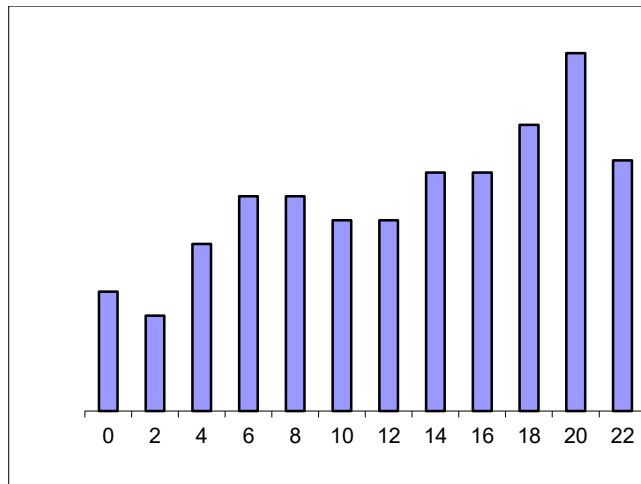


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №.2.2 - Навантаження споживачів на протязі доби

Часи	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, MVA	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 $K'_2 = K_2 \cdot 0,9K_{MAX}$ і якщо значення K'_2 більше значення K_2 остаточно приймаємо $K_2 = K'_2$.

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

$$K_2 = 1,35$$

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;

						Лист
						Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

БР.5.141.592.ПЗ
БР.5.141.592.ПЗ

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».

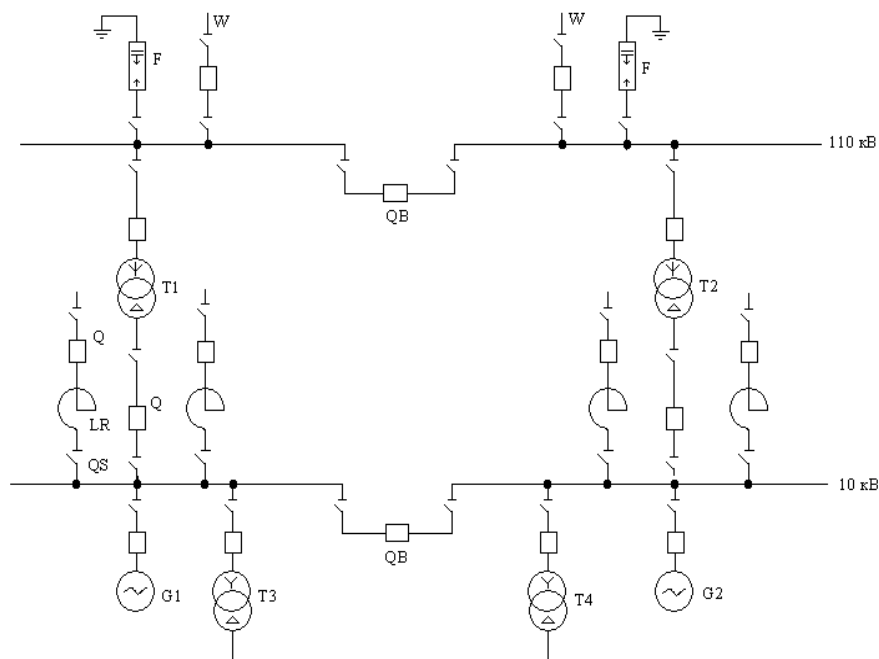


Рисунок 2.3 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з РП 110 і 10 кВ:

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

					БР.5.141.592.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. попиту	cos φ	Споживана Потужність кВт
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,8 2	0,8 6	5,72
2	Підігрів високівольтних	2	1,8	1	1	3,6

					БР.5.141.592.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

	вимикачів зовнішньої установки					
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,6 5	0,9 5	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,6 5	0,9 3	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умов $S_{ТСН} \geq S_{СН}$

де $S_{ТСН}$ – потужність трансформатора власних потреб, кВа

$S_{СН}$ – потужність споживачів власних потреб, кВа.

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює

$S_{ТСР}$ 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

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

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

Схема живлення власних потреб рис. 2.3

					БР.5.141.592.ПЗ	Лист
						24
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

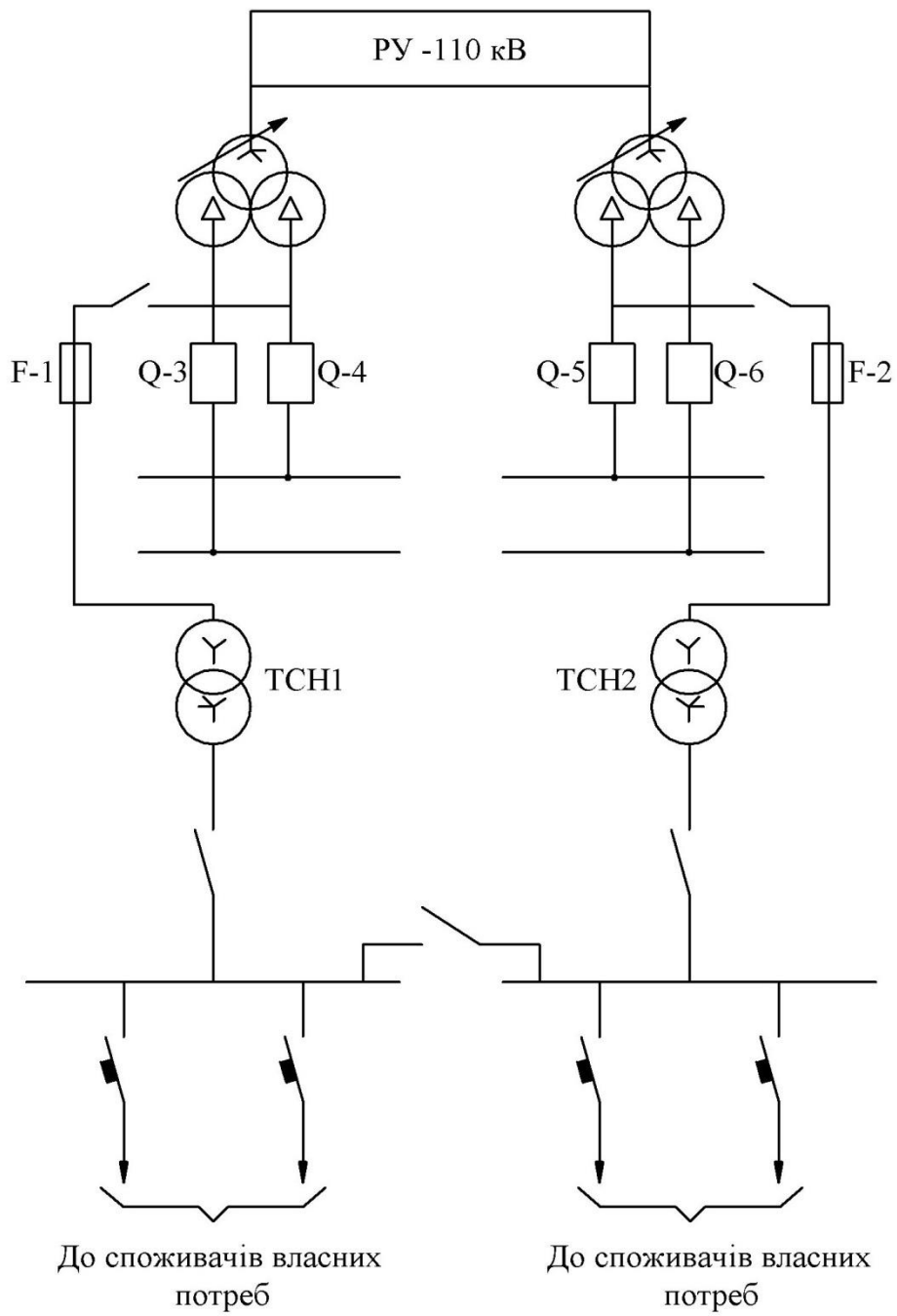


рис. 2.4.Схема живлення власних потреб

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.592.ПЗ

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]

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні 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
$I_{at} \leq I_{aНОМ}$	1,1 кА	15,99 кА
$B_K \leq I_t^2 t_r$	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 вакуумні 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
$I_{at} \leq I_{aНОМ}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_K \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

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
$B_k \leq I_t^2 t_r$	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
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

Вибираєм 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

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
$B_k \leq I_t^2 t_f$	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 шині 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.5.141.592.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		29

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 . Викимкатель 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

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

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	-
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 $\text{кА}^2 \cdot \text{С}$	74,42 $\text{кА}^2 \cdot \text{С}$
$Z_H \leq Z_{H \text{ ном}}$	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 $C = 91 \times 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}$

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

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

де l-довжина прольоту між ізоляторами l=1,5м;

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=1,5м;

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

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

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.5.141.592.ПЗ	Лист
						34
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.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

3.Розрахунок релейного захист

3.1 Розрахунок захистів трансформатора ТДН-40000/110/10-У1

1.1 Розрахунок поздовжнього диференціального захисту трансформатора

Для захистувідпошкоджень на виводах трансформатора ТДН-40000/110/10, а такожвдвнутрішніхпошкодженьзгідно з ПУЕ [1] приймаємо для встановлення: поздовжній диференціальний струмовий захист у зв'язку з тим що потужність трансформатора, щозахищається, становить 40 МВА тобтобільшеніж 6,3 МВА для яких ПУЕ вимага євстановлення повздовжнього диференціального захисту без витримки часу. Поздовжній диференціальний струмовий захист потрібно виконувати ізвідстроєнням відстрибків струму намагнічування, перехідних і сталихструмів, для реалізації цих вимог застосовуємо спеціальне реле струму ДЗТ-11 (в реле реалізована гальмівна обмотка). На трансформаторіТДН-40000/110/10 потужністю 40 МВА допускається виконувати захист з реле струму ДЗТ-11, відстроєними за струмом спрацьовування відстрибків струму намагнічування і перехідних значень струмів небалансу (диференціальна відсічка), якщо при цьомузабезпечено необхідну чутливість.

Порядок розрахунку:

Визначимо номінальні струмивисокої сторони силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{U_{\text{ном.ВН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10 \cdot 10^6}{220 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 26,3 \text{ А}$$

Визначимо номінальні струминизької сторони силового трансформатора:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{U_{\text{ном.НН}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{10 \cdot 10^6}{6 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 963,4 \text{ А}$$

де, $S_{\text{ном.тр}}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА

$U_{\text{ном.ВН}}$ –номінальна напруга трансформатора на високій стороні, кВ

$U_{\text{ном.НН}}$ - номінальна напруга трансформатора на низькій стороні, кВ

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

По номінальному струму високої сторони трансформатора вибираємо трансформатори струму типу ТОГФ – 220 (УХЛ1) 150/5.

По номінальному струму низької сторони трансформатора вибираємо трансформатори струму типу ТОГФ–220(УХЛ1) 1000/5.

Коефіцієнт схемиз'єднання трансформаторів струму на високій стороні:

$$K_{\text{сх.ВН}} = \sqrt{3}$$

Визначаємо коефіцієнти трансформації трансформаторів струму:

$$K_{\text{ТАВН}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{150}{5} = 30,$$

$$K_{\text{ТАНН}} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{1000}{5} = 200.$$

Визначимо вторинні струми в плечах захисту, що відповідають номінальній потужності трансформатора:

$$I_{2\text{ном.ВН}} = \frac{K_{\text{сх.ВН}} \cdot I_{\text{номВН}}}{K_{\text{ТАВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 26,3}{10} = 4,54 \text{ А}$$

$$I_{2\text{ном.НН}} = \frac{K_{\text{сх.ВН}} \cdot I_{\text{номНН}}}{K_{\text{ТАНН}}} = \frac{1 \cdot 963,4}{200} = 4,82 \text{ А}$$

Тому що $I_{2\text{ном.НН}} = 4,82 \text{ А} > I_{2\text{ном.ВН}} = 4,34 \text{ А}$, то висока сторона є основною стороною.

Визначаємо первинний струм спрацьовування захисту за умови відстройки від кидка намагнічуючих струмів:

$$I_{\text{СЗ}} = 1,3 \cdot I_{\text{ном.ВН}} = 1,3 \cdot 26,3 = 34,19 \text{ А}$$

де, 1,3 – коефіцієнт надійності для диференціального реле типу ДЗТ-11.

Знаходимо розрахунковий струм спрацьовування реле, приведений до основної сторони ВН:

$$I_{\text{СР}} = \frac{K_{\text{сх.ВН}}}{K_{\text{ТАВН}}} \cdot I_{\text{СЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{30} \cdot 34,19 = 1,97 \text{ А}$$

Для розрахунку числа витків гальмівної обмотки реле визначимо струм небалансу:

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						37
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{НБ} = I_{НБ}^{\prime} + I_{НБ}^{\prime\prime} + I_{НБ}^{\prime\prime\prime}$$

де $I_{НБ}^{\prime}$ - складова, обумовлена різницею намагнічуючих струмів трансформаторів в плечах захисту;

$I_{НБ}^{\prime\prime}$ - складова, обумовлена наявністю РПН у трансформаторів;

$I_{НБ}^{\prime\prime\prime}$ - складова, обумовлена відмінністю числа розрахункових і прийнятих витків реле на неосновній стороні.

$$I_{НБ}^{\prime} = K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon \cdot I_{К.МАХ}^{(3)}$$

де, $k_{ОДН} = 1$ - коефіцієнт, що враховує тип трансформаторів струму, які утворюють плечі захисту, для однотипних ТА $k_{ОДН} = 0,5$, для різнотипних $k_{ОДН} = 1$.

$k_{ПЕР} = 1$ - коефіцієнт, що враховує перехідний режим;

$\varepsilon = 0,1$ - відносне значення повної похибки трансформатора струму;

$I_{К.МАХ}^{(3)}$ - періодична складова струму при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ.

По параметрах схеми заміщення елементів мережі визначаємо максимальний струм короткого замикання при КЗ у середині трансформатора.

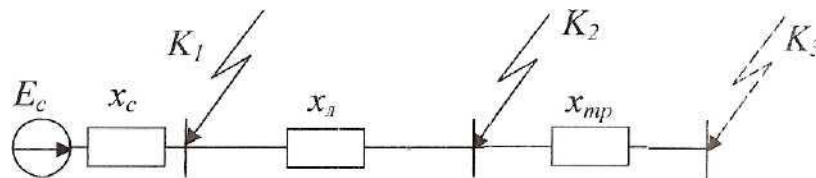


Рисунок 4.1 - Розрахункова схема заміщення

$$I_{К.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot (x_{С.МАХ} + x_{Л} + x_{ТР.МІН})}$$

де, $x_{ТР.МАХ}$ - опір обмотки вищої напруги трансформатора в максимальному режимі.

Визначаємо опір системи у максимальному режимі:

$$x_{С.МАХ} = \frac{U_{Н}^2}{S_{k.max}^{\prime}} = \frac{(220 \cdot 10^3)^2}{2500 \cdot 10^6} = 19,36 \text{ Ом};$$

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

$$x_{C.MIN} = \frac{U_6^2}{S_{K3.MIN}^{ll}} = \frac{U_6^2}{0,85 \cdot S_{K3.MAKC}^{ll}} = \frac{(220 \cdot 10^3)^2}{0,85 \cdot 2500 \cdot 10^6} = 22,77 \text{ Ом};$$

де, $S_{K3.MAKC}^{ll} = 2500 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – потужність максимального к.з.

$S_{K3.MIN}^{ll} = 0,85 \cdot S_{K3.MAKC}^{ll}$ - потужність мінімального к.з. $S_{K3.MIN}^{ll} = 0,85 \cdot 2500 = 2125 \text{ МВА}$

Розрахуємо опір трансформатору в мінімальному режимі:

$$x_{TP.MIN} = \frac{U_{K.MIN}}{100} \cdot \frac{(U_{BH} \cdot (1 - \Delta U))^2}{S_{TP.HOM}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{(220 \cdot 10^3 (1 - 0,12))^2}{10 \cdot 10^3} = 43 \text{ Ом}$$

де, ΔU - ступінь регулювання трансформатора в максимальному режимі

$\Delta U = 12$.

Розрахуємо опір трансформатору в максимальному режимі:

$$x_{TP.MAKC} = \frac{U_{K.MAKC}}{100} \cdot \frac{(U_{BH} \cdot (1 + \Delta U))^2}{S_{TP.HOM}} = \frac{12,36}{100} \cdot \frac{(220 \cdot 10^3 (1 + 0,12))^2}{10 \cdot 10^3} = 66 \text{ Ом}$$

Розрахуємо максимальний струм короткого замикання при КЗ всередині трансформатора:

$$I_{K.MAKC}^{(3)} = \frac{U_{MAK.C.BH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.MAKC} + x_{TP.MIN})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (19,36 + 43)} = 2039,2 \text{ А}$$

Розрахуємо мінімальний струм короткого замикання при КЗ всередині трансформатора:

$$I_{K.MIN}^{(3)} = \frac{U_{MAK.C.BH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{C.MIN} + x_{TP.MAKC})} = \frac{220 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (22,7 + 66)} = 1432,6 \text{ А}$$

де, $x_{TP.MAKC}$ - опір :

$$I_{K.MIN}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K.MIN}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1432,6 = 1239,2 \text{ А}$$

Тоді

$$I_{HB}^1 = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 2039,2 = 203,92 \text{ А}$$

$$I_{HB}^{ll} = (\Delta U_\alpha \cdot k_\alpha + \Delta U_\beta \cdot k_\beta) \cdot I_{K.MAKC}^{(3)}$$

										Арк.
										39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.592.ПЗ					

де, k_a, k_β - коефіцієнти поточкорозподілу рівні відношенню складових струмів розрахункового зовнішнього КЗ, що проходять на стороні, де проводиться регулювання напруги, до струму на стороні, де розглядається КЗ;

$\Delta U_a, \Delta U_\beta$ - відносні похибки, обумовлені регулюванням напруги і прийняті рівними половині діапазону регулювання.

$$I_{НБ}^{II} = 0,12 \cdot 2039,2 = 244,7 \text{ А}$$

Визначимо число витків робочої обмотки реле, що включаються в плече захисту з боку ВН:

$$W_{ВН.РОЗР} = \frac{F_{СП}}{I_{СП}} = \frac{100}{1,97} = 50,7$$

Уточнюємо $I_{с.р.}$

$$I_{с.р.} = \frac{100}{50} = 2 \text{ А}$$

де, $F_{СП} = 100 \text{ А} \cdot \text{В}$ - мінімальна МДС спрацьовування захисту. Приймаємо число витків на основній стороні $W_{ВН}$ - 50 витків.

Визначаємо число витків робочої обмотки реле, що включаються в плече захисту боку НН:

$$W_{НН.РОЗР} = \frac{W_{ВН} \cdot I_{2НОМ.НН}}{I_{2НОМ.ВН}} = \frac{50 \cdot 4,82}{4,54} = 53,01$$

Приймаємо $W_{НН} = 53$ витка.

Визначаємо повний струм небалансу з обліком третьої складової

$$\begin{aligned} I_{НБ} &= I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + I_{НБ}^{III} = I_{НБ}^I + I_{НБ}^{II} + \left| \frac{W_{НН} - W_{НН.РОЗР}}{W_{НН.РОЗР}} \right| \cdot I_{К.МАХ}^{(3)} \\ &= 203,92 + 244,7 + \left| \frac{53 - 53,01}{53,01} \right| \cdot 2039,2 = 452,5 \text{ А} \end{aligned}$$

Розрахуємо число витків гальмової обмотки реле, що включаються в плече захисту з боку низької напруги:

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$W_{Г.ПОЗР} = \frac{k_H \cdot I_{НБ} \cdot W_{НН}}{I_{К.МАХ}^{(3)} \cdot tg\alpha}$$

де, $k_H = 1,3$ – коефіцієнт надійності який враховує похибку реле і необхідний запас;

$tg\alpha$ – тангенс кута нахилу дотичної до гальмової характеристики реле, що відповідає мінімальному гальмуванню для реле типу ДЗТ-11 $tg\alpha = 0,87$.

$$W_{Г.ПОЗР} = \frac{1,3 \cdot 452,5 \cdot 53}{2039,2 \cdot 0,87} = 17,57$$

Приймаємо $W_{Г} = 18$ витків.

Визначаємо коефіцієнт чутливості диференціального захисту трансформатора:

$$K_{ч} = \frac{I_{К.МІН}^{(2)}}{I_{СЗ}} = \frac{1239,2}{34,2} = 36 > 2$$

$$I_{с.з.} = I_{с.р.вн} \cdot \frac{K_{ВН}}{\sqrt{3}} = 1,97 \cdot \frac{30}{1,73} = 34,2 \text{ А}$$

Таким чином, чутливість захисту достатня.

1.2 Розрахунок максимального струмового захисту трансформатора

На стороні вищої напруги трансформатора передбачається установка максимального струмового захисту (МСЗ) з витримкою часу.

Максимальний робочий струм трансформатора зі сторони вищої напруги буде дорівнювати:

$$I_{Р.МАХ} = 1,4 \cdot I_{НОМ} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{1,4 \cdot 10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 36,78 \text{ А}$$

де, $1,4$ – коефіцієнт що враховує довготривале припустиме перенавантаження при відключенні одного трансформатора.

Струм спрацьовування захисту буде дорівнювати:

$$I_{СЗ} = \frac{K_{СЗП} \cdot K_H}{K_{П}} \cdot I_{Р.МАХ} = \frac{3 \cdot 1,15}{0,9} \cdot 36,78 = 141 \text{ А}$$

де, $K_{СЗП}$ – коефіцієнт самозапуску навантаження після відключення зовнішнього КЗ, приймаємо $K_{СЗП} = 3$.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

k_H - коефіцієнт надійності (для статичних реле $k_H = 1,15$);

k_{Π} - коефіцієнт повернення реле (для статичних $k_{\Pi} = 0,9$).

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = \frac{K_{cx.BH}}{K_{TABH}} \cdot I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{30} \cdot 141 = 8,13 \text{ A}$$

де, K_{cx} – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму.

Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{1239,2}{141} = 8,8 > 1,5$$

Чутливість захисту задовільняє вимогу.

Первинний струм спрацювання відстроєний від номінального струму трансформатора:

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_{\Pi}} \cdot I_{P.MAX} = \frac{1,15}{0,9} \cdot 36,78 = 46,99 \text{ A}$$

де, k_H - коефіцієнт надійності(для статичних реле РС-40 $k_H = 1,15$);

k_{Π} – коефіцієнт повернення реле(для статичних реле РС-40 $k_{\Pi} = 0,9$).

Струм спрацювання реле:

$$I_{CP} = \frac{K_{cx.BH}}{K_{BH}} \cdot I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{30} \cdot 46,99 = 2,7 \text{ A}$$

де, K_{cx} – коефіцієнт схеми з'єднання трансформаторів струму.

Приймаємо до установки реле типу РС-40 з межами струму спрацьовування 5 - 10 А при послідовному з'єднанні котушок.

Напруга спрацювання захисту мінімальної напруги:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{min}}{K_H \cdot K_{\Pi}} = \frac{0,85 \cdot 6,0 \cdot 10^3}{1,2 \cdot 1,1} = 2463 \text{ В}$$

Напруга небалансу фільтра:

$$U_{C3} = 0,7 \cdot U_H = 0,7 \cdot 6 \cdot 10^3 = 4200 \text{ В}$$

де, U_{min} – мінімальна залишкова напруга в місці встановлення трансформатора напруги, в умовах самозапуску після відключення зовнішнього К.З.($U_{min} = 0,9 - 0,85 U_{НОМ}$)

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

K_H – коефіцієнт відстроювання, $K_H = 1,2$;

K_{II} – коефіцієнт повернення реле мінімальної напруги, $K_{II} = 1,1$.

Визначаємо коефіцієнт чутливості спрацювання захисту мінімальної напруги:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{U_{\text{min}}} = \frac{4200}{2463} = 1,7 > 1,5$$

Тобто чутливість задовольняє вимогам ПУЕ, оскільки більше 1,5.

Напруга спрацювання реле мінімальної напруги:

$$U_{\text{CP}} = \frac{U_{\text{СЗ}}}{K_U} = \frac{4200}{100} = 42,0 \text{ В}$$

де, K_U – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

Приймаємо до установки реле типу РН-54/160 з межами напруги спрацьовування 40 - 80 В при послідовному з'єднанні котушок.

Напруга спрацювання захисту фільтру-реле напруги зворотної послідовності типу РНФ1М приймається більше ніж напруга небалансу:

$$U_{2\text{СЗ}} = 0,06 \cdot U_{\text{НОМ}} = 0,06 \cdot 100 = 6 \text{ В}$$

де, $U_{\text{НОМ}}$ – номінальна вторинна напруга вимірювального трансформатора напруги.

Визначаємо коефіцієнт чутливості струмового реле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К.МІН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{1239,2}{46,99} = 26 > 1,5$$

Тобто чутливість реле струму задовольняє вимогам ПУЕ, оскільки більше 1,5.

Час спрацьовування МСЗ вибираємо за умовою забезпечення селективності:

$$t_{\text{с.з.1}} = 1 \text{ с.}$$

Вибираємо реле часу РВ 01 з уставками 0,1 – 5 сек.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора буде дорівнювати:

Оскільки на статичному реле виконується захист, то приймаємо до встановлення $\Delta t = 0,3 \text{ с}$

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

$$\Delta t = t_{\text{відкл}} + \Delta t_{kt1} + \Delta t_{kt2} + t_3 = 0,3 \text{ с}$$

$$t_{CB} = t_{\text{відл}} + \Delta t = 1 + 0,3 = 1,3 \text{ с}$$

$$t_{BH} = t_{CB} + \Delta t = 1,3 + 0,3 = 1,6 \text{ с}$$

.1.3 Розрахунок захисту трансформатора від перевантаження

Струм спрацьовування захисту від перевантаження можна визначити по вираженню:

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ТР.НОМ}$$

де, $K_H = 1,05$ - коефіцієнт надійності;

K_{Π} - коефіцієнт повернення (для статичних реле $K_{\Pi} = 0,9$);

$$I_{ТР.НОМ} = \frac{S_{ТР.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26,3 \text{ А}$$

$$I_{C3.ПЕР} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 26,3 = 30,6 \text{ А}$$

Струм спрацьовування реле:

$$I_{CP} = \frac{K_{CX}}{K_{BH}} \cdot I_{C3} = \frac{\sqrt{3}}{30} \cdot 30,6 = 1,76 \text{ А}$$

Захист виконується на реле РС40М – 1/8 з межами струму спрацьовування 1,0 - 8,3 А при паралельному з'єднанні котушок.

Визначаємо коефіцієнт чутливості струмового реле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIN}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{1239,2}{30,6} = 40 > 1,5$$

Тоб точність реле струму задовольняє вимогам ПУЕ, оскільки більше 1,5.

Час спрацьовування МСЗ від перевантажень приймаємо: $t_{c.3} = 0,1 \text{ с}$.

Вибираємо реле часу РВ 01 з уставками 0,1 - 5 сек.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

.1.4 Газовий захист трансформатора

Основним елементом газового захисту є газове реле, що встановлюється в трансформаторі, типу ВF-80/Q і реле пристрою РПН RS-1000.

Переваги захисту:

1. Простота використання;
2. Порівняно невеликий час спрацювання;
3. Висока чутливість;
4. Здатність захищати трансформатор при недоступному рівні масла по будь-яких причинах.

Недоліки захисту:

1. Не реагування захисту на пошкодження поза баком, в зоні між трансформатором та вимикачем.
2. Захист може подіяти при попаданні повітря в бак трансформатора.

При коротких замиканнях у трансформаторі розкладається олія й ізоляційні матеріали. Гази, що утворюються, спрямовуються в розширювальний бак. Інтенсивне виділення газу викликає рух олії і пускає в хід газова реле, що встановлюється на патрубку, що з'єднує бак трансформатора і розширювального баку.

При короткому замиканні виникає рух олії і захист без витримки часу відключає вимикач.

Після ремонту трансформатора, доливка олії, а також включення в роботу нового трансформатора, газовий захист включається з дією тільки на сигнал (три - два дні). У протилежному випадку, повітря, що виділяється з олії, може викликати помилкове відключення трансформатора.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4.Зниження втрат електричної енергії в елементах мережі.

При розрахунку технічних втрат електричної енергії в трансформаторі використовуються технічні параметри (дані) трансформатора, приведені в його технічному паспорті. У випадку якщо у споживача немає такого паспорта, тоді технічні параметри трансформатора беруться з додатку № 1 до справжньої інструкції.

Залежно від характеристик засобу обліку, встановленого у споживача, визначено три інформаційні випадки, щодо яких розраховуються технічні втрати електричної енергії в елементах мережі.

Випадок А. Відомі всі параметри, необхідні для розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах мережі, включаючи параметри режиму споживання (W_a , W_r , годинний графік навантаження, $\cos\phi$). Такий випадок характерний для сучасних засобів обліку.

Випадок В. Відомі кількість активної (W_a) і реактивної (W_r) енергії, передана через елементи мережі і зареєстрована засобом обліку протягом розрахункового періоду. Засобу обліку не має можливість реєструвати параметри режиму споживання (годинний графік навантаження), необхідні для розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах мережі.

Випадок С. Відомі тільки кількість активної (W_a) енергії, передана через елементи мережі протягом розрахункового періоду і зареєстроване засобом обліку. Засобу обліку не має можливість реєструвати параметри режиму споживання, необхідні для розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементах мережі.

Розрахунку технічних втрат електричної енергії в силових трансформаторах

Передача потужності і енергії через трансформатор приводить до втрат активної і реактивної потужності:

$$P = P_0 + P_s \quad (1)$$

$$Q = Q_0 + Q_s \quad (2),$$

а також до втрат активної і реактивної енергії:

$$W_a = W_{0,a} + W_{s,a} \quad (3)$$

$$W_r = W_{0,r} + W_{s,r} \quad (4)$$

Постійні втрати потужності P_0 і Q_0 визначаються на основі технічних параметрів трансформатора. Втрати P_0 є справочные/паспортные дані трансформатора, а втрати Q_0 розраховуються згідно формулі:

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

$$\Delta Q_0 = \sqrt{\left(\frac{I_0 \%}{100} \times S_{nom}\right)^2 - \Delta P_0^2} \quad (5)$$

де струм $I_0\%$ і потужність трансформатора S_n є справочними/паспортними даними.

Постійні втрати енергії $W_{0,a}$ і $W_{0,r}$ визначаються згідно виразам:

$$W_{0,a} = P_0 \times T_f \quad (6)$$

$$W_{0,r} = Q_0 \times T_f \quad (7)$$

У справжній інструкції змінні втрати енергії в трансформаторах визначаються методом часу найбільших втрат.

Змінні втрати активної і реактивної енергії протягом розрахункового періоду для випадків А і В визначаються згідно наступним формулам:

$$\Delta W_{s,a} = \Delta P_{sc} \times \tau \times \frac{W_a^2 + W_r^2}{T_M^2 \times S_{nom}^2} \quad (8)$$

$$\Delta W_{s,r} = \Delta Q_{sc} \times \tau \times \frac{W_a^2 + W_r^2}{T_M^2 \times S_{nom}^2} \quad (9),$$

де:

T_M і τ для випадку А визначаються згідно формулам (15) і (16) і для випадку В;

Q_{sc} визначаються по формулі:

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\Delta Q_{sc} = \sqrt{\left(\frac{u_{sc} \%}{100} \times S_{nom}\right)^2 - \Delta P_{sc}^2} \quad (10)$$

Напруга короткого замикання $usc\%$ і потужність трансформатора S_{nom} (kVA) і активні втрати короткого замикання P_{sc} (kW) є справочними/паспортними параметрами.

Змінні втрати активної і реактивної енергії в трансформаторі протягом розрахункового періоду для **випадку С** визначаються, використовуючи наступні вирази:

$$\Delta W_{s,a} = \Delta P_{sc} \times \tau \times \frac{W_a^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{T_M^2 \times S_{nom}^2} \quad (11)$$

$$\Delta W_{s,r} = \Delta Q_{sc} \times \tau \times \frac{W_a^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{T_M^2 \times S_{nom}^2} \quad (12),$$

де:

T_M і τ для визначаються згідно графіка;

ΔP_{sc} представляє собою справочний/паспортний параметр,

Q_{sc} розраховується згідно формулі (10);

W_a визначається на основі свідчень засобу обліку для розрахункового періоду (є відомим параметром);

$\operatorname{tg} \varphi$ розраховується, маючи значення коефіцієнта потужності $\cos \varphi$, згідно формулі:

$$\operatorname{tg} \varphi = \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1} \quad (13)$$

Для розрахунку кількості втрат енергії в трансформаторі споживача у випадку В коефіцієнт потужності розраховується по формулі:

					Арк.
					БР.5.141.592.ПЗ
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	48

$$\cos\varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \quad (14)$$

а для розрахунку кількості реактивної енергії і значення втрат енергії в трансформаторі споживача у випадку з використовується коефіцієнт потужності $\cos\varphi = 0,75$, вказаний в контракті на постачання електричної енергії.

Час використання максимального навантаження ТМ, як і час найбільших втрат τ для випадку А визначаються приблизно згідно формулам:

$$T_M = \frac{1}{S_M} \times \sum_{i=1}^T S_i \quad (15)$$

$$\tau = \frac{1}{S_M^2} \times \sum_{i=1}^T S_i^2 \quad (16),$$

де:

S_t – повна потужність навантаження трансформатора протягом години t розрахункового періоду;

S_M – максимальна потужність, зареєстрована протягом розрахункового періоду.

Значення T_M і τ для випадків В і С визначаються приблизно згідно пункту 4.2.4. Значення часу найбільших втрат τ , приведені в таблиці № 1, визначаються згідно формулі:

$$\tau_{an} = \left(0,124 + \frac{T_{Man}}{10000} \right)^2 \times 8760 \quad (17)$$

Місячні значення часів T_M і τ розраховуються згідно формулам:

$$T_{M, \text{місяць}} = T_{M, \text{рік}} / 12 \text{ і } \tau_{\text{місяць}} = \tau_{\text{рік}} / 12.$$

Розрахунок часів T_M і τ для випадків В і С . Обчислення часу максимального навантаження T_M проводиться, застосовуючи так званий метод T_M –мобил

Розрахункові значення параметрів T_M і τ (годин – протягом розрахункового періоду), зрештою, вибираються з серії конкретних значень, приведених в таблиці № 4.1.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця № 4.1

T_M, h	167	333	500	667	730
τ, h	77	200	383	623	730

Дані місячні значення відповідають річним значенням, приведеним в таблиці № 4.2.

Таблиця № 4.2

T_M, h	2000	4000	6000	8000	8760
τ, h	920	2405	4592	7479	8760

Вибір значень для розрахунку T_M і τ проводиться, застосовуючи допоміжний розрахунковий параметр W_+ , обчислений за формулою $W_{i+} = S_{nom} \times \cos\varphi \times T_M i$ для всіх значень T_M , приведених в таблиці № 4.1.

Спосіб вибору значення T_M наступний: для відомих значень параметрів S_{nom} і $\cos\varphi$ і для заданого значення W_a визначається те мінімальне значення T_M з серії конкретних значень 167, 333 і т.д. (дивися таблицю № 4.1), для якої виконується умова:

$$W_a \leq 0,9 \times W_+(T_M).$$

У додатку 2 приведені приклади розрахунку втрат електричної енергії в трансформаторах для тих трьох випадків, приведених в п.4.1.

Розрахунку технічних втрат електричної енергії в лініях

Передача потужності і енергії по лінії викликає втрати активної і реактивної потужності

$$\Delta P = \Delta P_0 + \Delta P_s \quad (1)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_0 + \Delta Q_s \quad (2),$$

а також втрати активної і реактивної енергії

$$W_a = W_{0,a} + W_{s,a} \quad (3)$$

$$\langle W_r = W_{0,r} + W_{s,r} \rangle \quad (4)$$

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

Зважаючи на свої малі значення, реактивні втрати в лінії не враховуються. Таким чином: $Q=0$ і, відповідно $Wr=0$.

Зважаючи на те що активні постійні втрати в лініях з номінальною напругою нижче 110 кВ малі, їх не враховують. Таким чином: $=P_0=0$ і, відповідно, $>W0,a=0$.

Розрахунок опору лінії

Опір лінії розраховується згідно формулі:

$$R = k_r \cdot k_{tr} \cdot k_c \cdot \rho_{20} \frac{l}{q} \cdot 10^3, [Ом] \quad (5),$$

де:

k_r - коефіцієнт скручування (1 – для одножильного дроту; 1.02 – для багатожильного дроту);

k_{tr} - коефіцієнт траси, який враховує подовження лінії за рахунок провисання проводів повітряної лінії електропередачі або непрямолінійної прокладки кабелю (приймається рівним 1,03);

k_c - коефіцієнт, який враховує збільшення опору змінному струму за рахунок поверхневого ефекту і ефекту близькості, а також за рахунок втрат, обумовлених струмами, що індукуються в кабельних оболонках ($k_c=1$ - для ЛЭП; для кабелю – відповідно до приведеної нижче таблиці):

Сечення провода, $q, \text{мм}^2$	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
K_c	1,006	1,009	1,015	1,020	1,029	1,041	1,056	1,070	1,088	1,108	1,140	1,175	1,234

c_{20} - питомий опір матеріалу дроту при температурі 20°C, $Ом \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ (0,0175 – для міді; 0,0295 – для алюмінію; 0,134 – для сталі);

l - довжина лінії, км . (вказана в контракті на постачання електроенергії);

q - перетин дроту, мм^2 (вказане в контракті на постачання електроенергії);

Слід зазначити, що у разі сталю-алюмінієвого дроту береться тільки перетин алюмінію.

Порядок розрахунку змінних активних втрат в лінії.

					БР.5.141.592.ПЗ								Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата									51

Технічні параметри силових трансформаторів

S _{ном} , kVA	U _{sc} , %	ΔP _{sc} , kW	ΔP ₀ , kW	I ₀ , %
U_{ном} = 10/0,4 kV				
25	4,7	0,69	0,13	3,2
30	5,5	0,85	0,30	9,0
40	4,7	1,00	0,175	3,0
50	5,5	1,325	0,44	8,0
63	4,7	1,47	0,24	2,8
100	4,7	2,27	0,33	2,6
160	4,7	3,10	0,51	2,4
180	5,5	4,1	1,2	7,0
250	4,5	4,20	0,74	2,3
320	4,5	4,99	0,84	7,0
400	4,5	5,90	0,95	2,1
560	4,5	7,2	2,0	5,0
630	5,5	8,50	1,31	2,0
1000	5,5	12,20	2,45	1,4
1600	5,5	18,00	3,30	1,3
1800	5,5	24,0	8,0	4,5
2500	5,5	26,00	4,60	1,0
U_{ном} = 6/0,4 kV				
25	4,7	0,69	0,13	3,2
30	5,5	0,85	0,25	8,0
40	4,7	1,0	0,175	3,0
63	4,7	1,47	0,24	2,8
100	4,7	2,27	0,33	2,6
160	4,7	3,1	0,51	2,4
180	5,5	4,0	1,0	6,0
250	4,5	4,2	0,74	2,3
320	4,5	5,0	0,8	6,0
400	4,5	5,9	0,95	2,1
560	4,5	7,2	2,0	5,0
630	5,5	8,5	1,31	2,0
1000	5,5	12,2	2,45	1,4
1600	5,5	18	3,3	1,3
1800	5,5	24,0	8,0	4,5
2500	5,5	26,0	4,6	1,0
U_{ном} = 10/6 kV				
1000	5,5	11,6	2,4	1,4

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.592.ПЗ

Арк.

54

1600	5,5	16,5	3,3	1,3
1800	5,5	24,0	8,0	4,5
2500	5,5	23,5	4,6	1,0
3200	5,5	37,0	11,0	4,0
4000	6,5	33,5	6,4	0,9
5600	5,5	56,0	18,0	4,0
6300	6,5	46,5	9,0	0,8

У разі однофазної лінії змінні втрати активної енергії розраховуються по формулі (6), потім множаться на $2/3$.

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 «Зниження втрат електроенергії в елементах мережі» розглянуті питання по вибору методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах.

					БР.5.141.592.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55

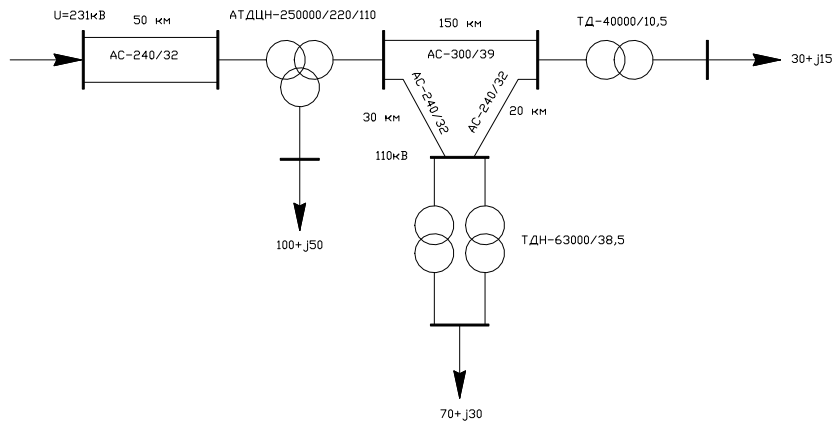
Література

- 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. – Харьков, 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/487586c140e2946c28be316cbcd800a3.pdf>
- 6 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. Лук'яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В. / Вінниця: ВДТУ, 2002.–116 с.
<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 Горяжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» 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

					БР.5.141.592.ПЗ	Лист
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

- 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

					БР.5.141.592.ПЗ	Лист
						57
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		



Однолинейная электрическая схема соединений сети

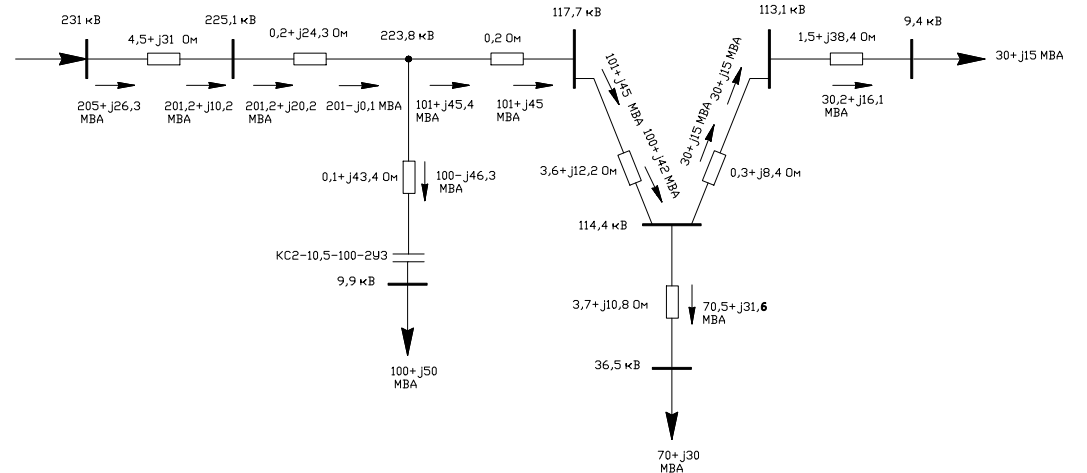


Схема замещения электрической сети в аварийном режиме работы

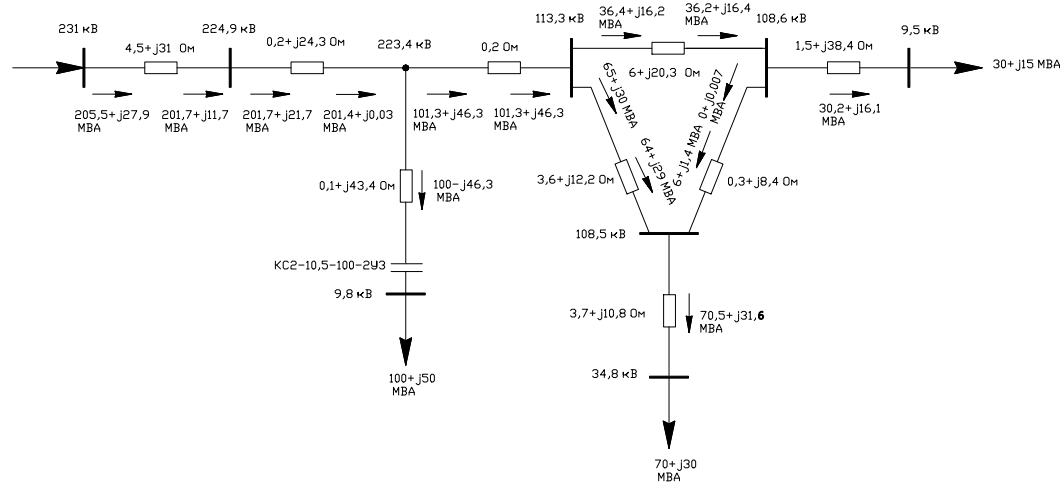
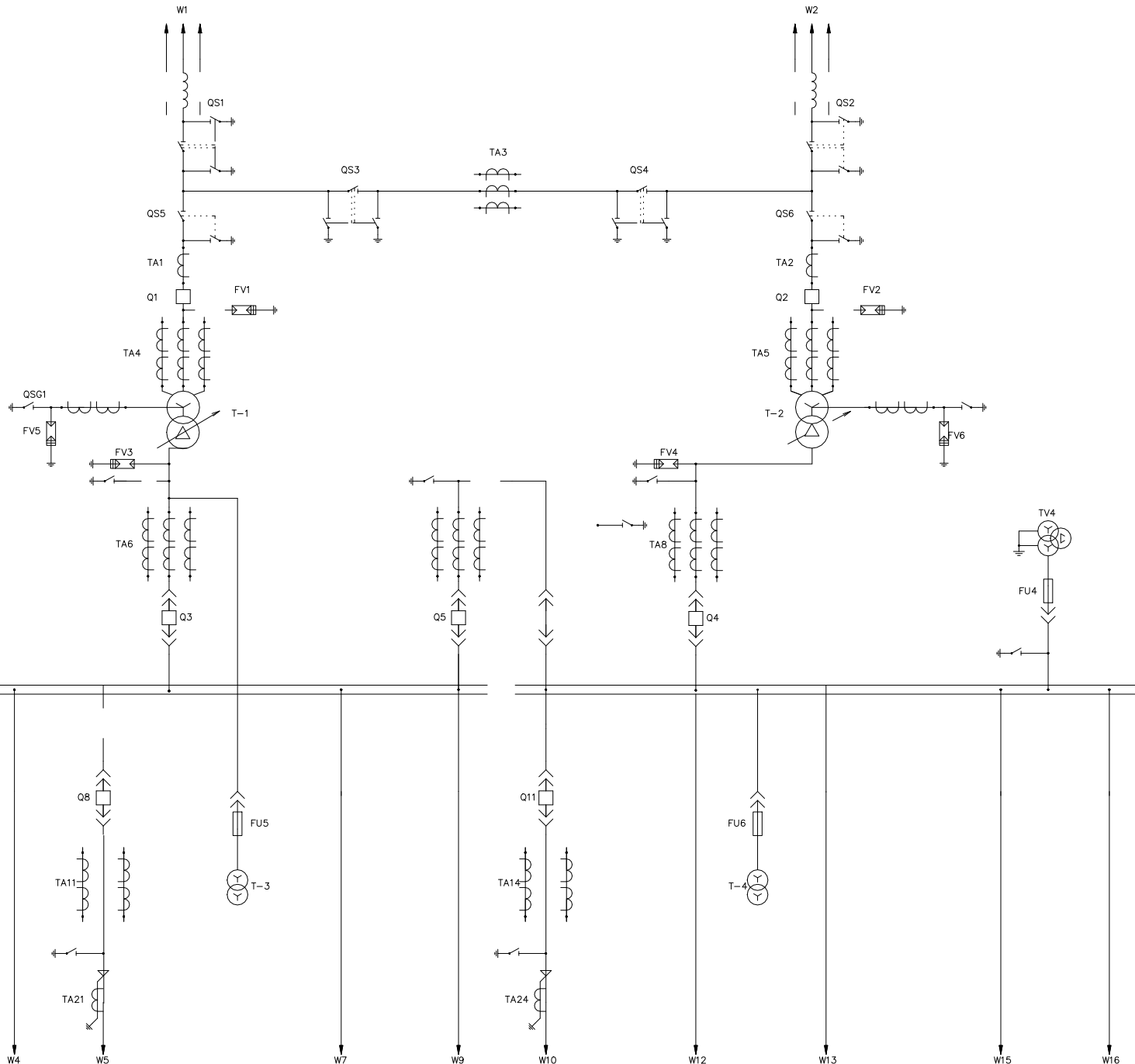


Схема замещения электрической сети в нормальном режиме работы

Мощности сети в нормальном режиме работы				
	Активная мощность	Реактивная мощность	Полная мощность	
P ₁₂ , МВт	204,3	Q ₁₂ , МВАр	136,1	S ₁₂ , МВА
P ₂₈ , МВт	201,3	Q ₂₈ , МВАр	136,1	S ₂₈ , МВА
P ₃₃ , МВт	100,8	Q ₃₃ , МВАр	47,4	S ₃₃ , МВА
P ₃₄ , МВт	30,6	Q ₃₄ , МВАр	18	S ₃₄ , МВА
P ₄₅ , МВт	30,2	Q ₄₅ , МВАр	16,1	S ₄₅ , МВА
P ₄₇ , МВт	0,4	Q ₄₇ , МВАр	1,9	S ₄₇ , МВА
P _{н6} , МВт	100	Q _{н6} , МВАр	61,2	S _{н6} , МВА
P ₃₇ , МВт	70,2	Q ₃₇ , МВАр	29,34	S ₃₇ , МВА
P ₇₈ , МВт	70,5	Q ₇₈ , МВАр	31,7	S ₇₈ , МВА

Напряжения в узловых точках сети	
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

БР.5.141.592.ПЗ.ЕТ				Лист	Мас	Колонт
Эк. Инс.	И. Александров	Подпись	Дата	Схемы замещения для расчета сети электропередачи	У	Б/И
Разраб.	Синев Е.Э.					
Проверен	Синев Г.П.					
Листы						
Исполн.				Лист 1	Листов 2	
Этп.	Ивановский И.А.			СЭМГУ, ЗТДН-61П		



Перечень аппаратуры

Форм. Зона	Поз	Обозначение	Наименование	Штук	Прим.
	1	T1, T2	Тр-р силового	2	
	2	Q1, Q2	ВК-4000/10 ВВБМ - 110Б -	2	
	3	Q3 - Q5	ВК-4000/10 ВВБМ ММГ-10-3150-45У3	3	
	4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки	4	
	5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки	2	
	6	Q6 - Q15	ВК-4000/10 ВВБМ ММГ-10-1600-31,5	10	
	7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ФЭМ-110-У1	3	
	8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный	2	
	9	FV1, FV2	Разрядник вентильный	2	
	10	FV3, FV4	Разрядник вентильный РВП-10	2	
	11	FV5, FV6	Разрядник вентильный РВС-110	12	
	12	QSG1, QSG2	Разрядник вентильный РВС-110-35	2	
	13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ТШЛ-10К	3	
	14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/10	2	
	15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10 У1	6	
	16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОЛ	4	
	17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ТШЛ-10У3	28	
	18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТПЛ-10-У3	14	

БРС.141.592.ГЧ.ЕТ						Лист		
Масштаб	У. формата	Полосы	Дата	Схема понижающей подстанции 110/10 кВ			Лист	Масштаб
Листов	Всего в в.						1	
Рисован	Всего Г.П.						1	
Консулт								
Проект								
Заб. код	Либеркина							

СумГУЕТн-61н