

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І.Л.  
“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

**Тема: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів ро-  
боти електричних мереж і аналіз методів розрахунку технічних втрат  
електроенергії в елементах мережі”**

**Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка**

**Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання**

Виконав студент гр. ЕТдн-51п

Безнігаєв Д.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**

**Безнігасва Дмитра Вікторовича**

**Тема роботи: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку технічних втрат електроенергії в елементах мережі”**

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;
- аналіз методів розрахунку складових 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	Аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в електричних мережах.	26.05.-01.06.2020	
5	Оформлення роботи	02.06.-7.06.2020	

Студент гр ЕТдн-51п \_\_\_\_\_

Безнігаєв Д.В

Керівник роботи \_\_\_\_\_

Єфімов Г.П.

## РЕФЕРАТ

с. 60, Рис. 13, табл. 20, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку технічних втрат електроенергії в елементах мережі” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Безнігаєв Д.В.; керівник Г.П. Єфімов. - Суми: СумДУ, 2020. - 60 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

	<b>Зміст</b>	5
	Вступ	6
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	16
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 захисту	36
3.1	Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ	37
4	Метод розрахунку технічних втрат електричної енергії в елементів мережі, що є власністю споживача	47
4.1	Гіпотези розрахунку	47
4.2	Алгоритм розрахунку технічних втрат електричної енергії в силових трансформаторах	47
4.3	Алгоритм розрахунку технічних втрат електричної енергії в лініях	51
	Висновки	56
	Література	57
	Додаток А	59
	Додаток Б	60

					<i>БР.5.14.1.681.ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Безнігаев Д.В.</i>			Розрахунок параметрів обладнання та режимів роботи електричних мереж і аналіз методів розрахунку технічних втрат електроенергії в елементах мережі	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ефімов Г.П.</i>					5	60
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУгр.ЕТдн-51п</i>		
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утверд.</i>		<i>Лебединский И</i>						

## 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.5.141.681.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;
- провести аналіз методів розрахунку складових втрат електроенергії в елек-тричних мережах.

### Завдання на проект

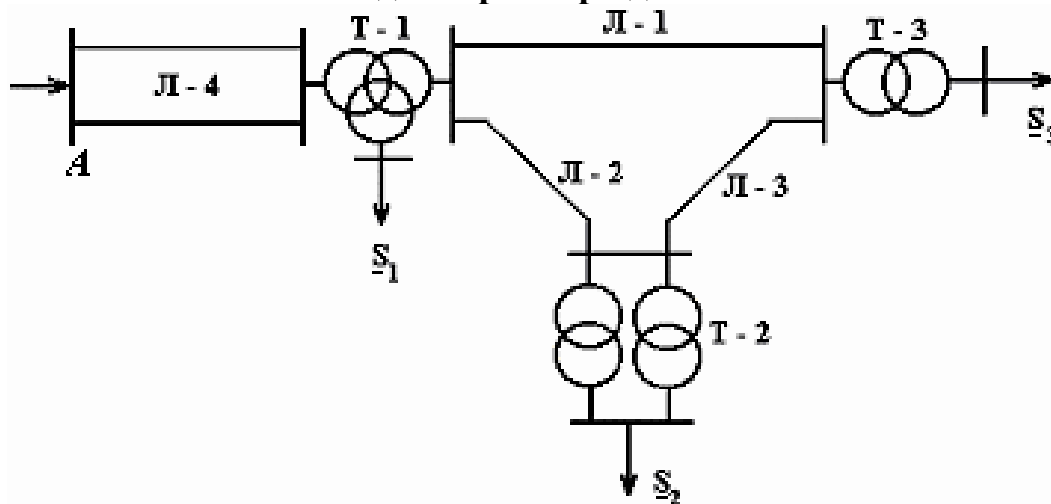
В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- 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.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7



### 1.1 Вихідні параметри для виконання



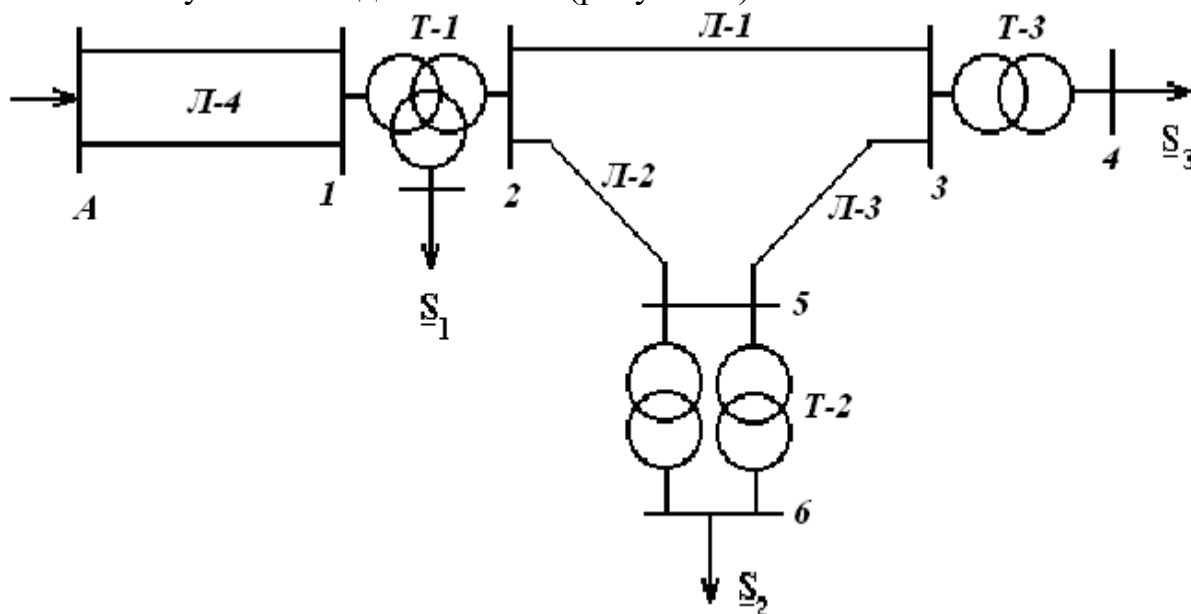
Малюнок 1.1 Вихідна однолінійна електрична схема з'єднань даної електричної мережі

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 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

##### 1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (рисунок 2)



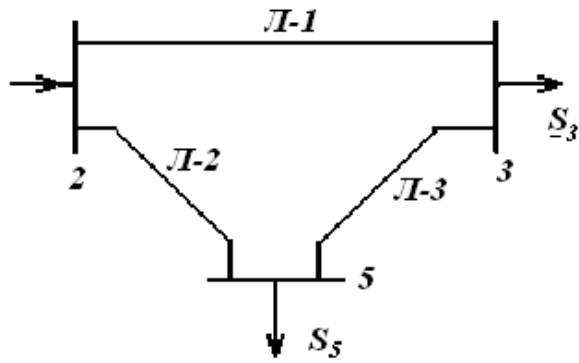
Малюнок 1.2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі  
 Прийmemo навантаження вузла 5 рівній навантаженню вузла 6, а навантаження вузла 3 рівній навантаженню вузла 4. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.681.ПЗ

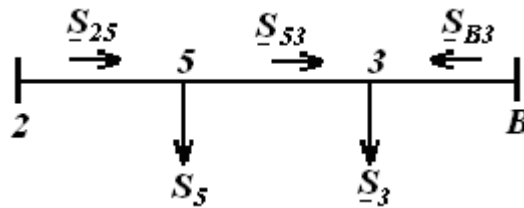
Арк.

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 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 підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

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

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

Підстанція з трансформатором Т-2

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

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

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

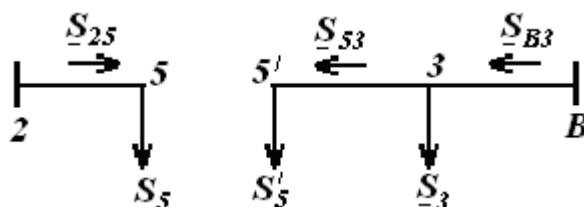
### 1.3 Вибираємо трансформатори по каталогу [4].

Таблиця 1.3 Параметри трансформаторів

Тип	Номинальні параметри											
	ном,	ВН,	СН,	НН	Рх	Рквс	Рквн	Ркcn	квс	квн	кcn	
	ВА	В	В	В	Вт	Вт	Вт	кВт				
Т-1 АТДЦН- 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		

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

					БР.5.141.681.ПЗ				Арк.
									10
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



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

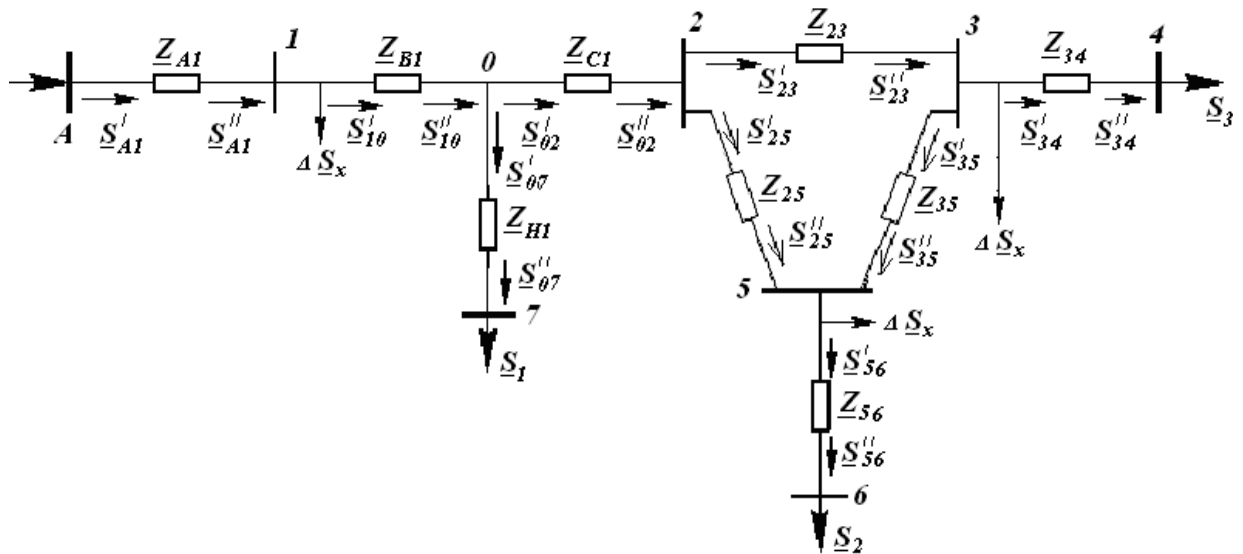
$$\Delta Q_x = \frac{I_x \times S_H}{100}$$

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11



#### 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.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13



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

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

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

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

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

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

### 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:

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

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.5.141.681.ПЗ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		







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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

## 2. Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ.

1. Потужність та тип трансформатора  $S_H = 10$  МВА.
2. Потужність короткого замикання  $S_{к.с} = 200$  МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній  $X_{л} = 142,6$  Ом.
4. Опір трансформатора  $X_T = 78$  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  $S=10$  МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.1.1.

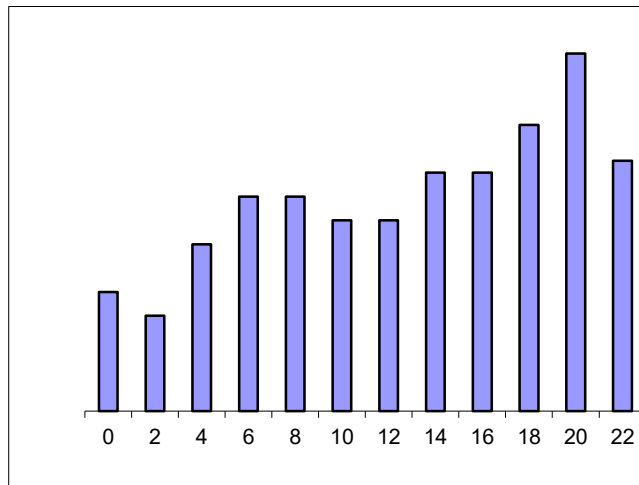


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

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

$$K_2 = 1,35$$

					БР.5.141.681.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  $t = часv$  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.5.141.681.ПЗ	Арк.
						21
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

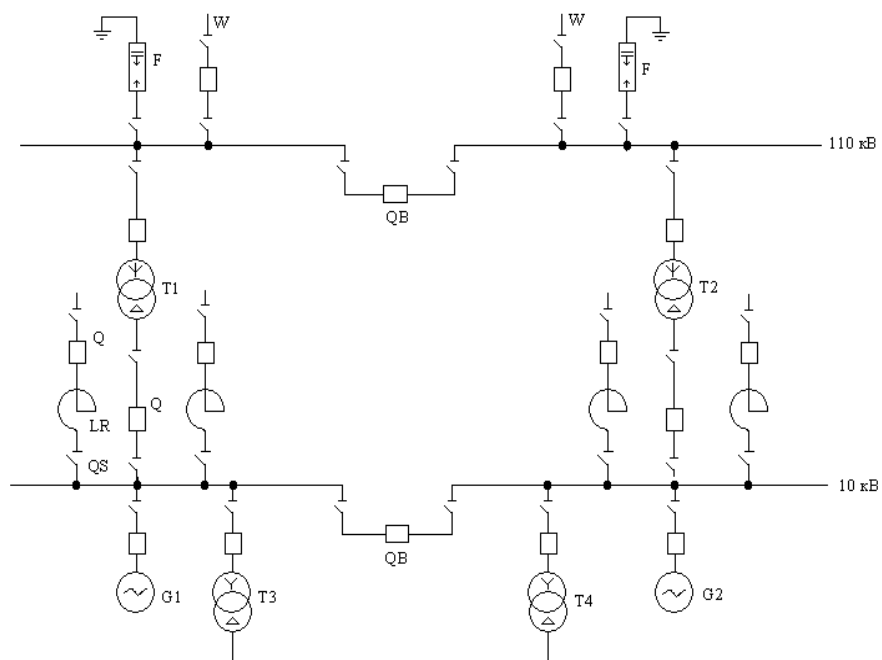


Рисунок 2.3 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з  
РП 110 і 10 кВ:

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

					БР.5.141.681.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	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів високовольтних 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.

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

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

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

Схема живлення власних потреб рис. 2.3

					БР.5.141.681.ПЗ	Лист
						24
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

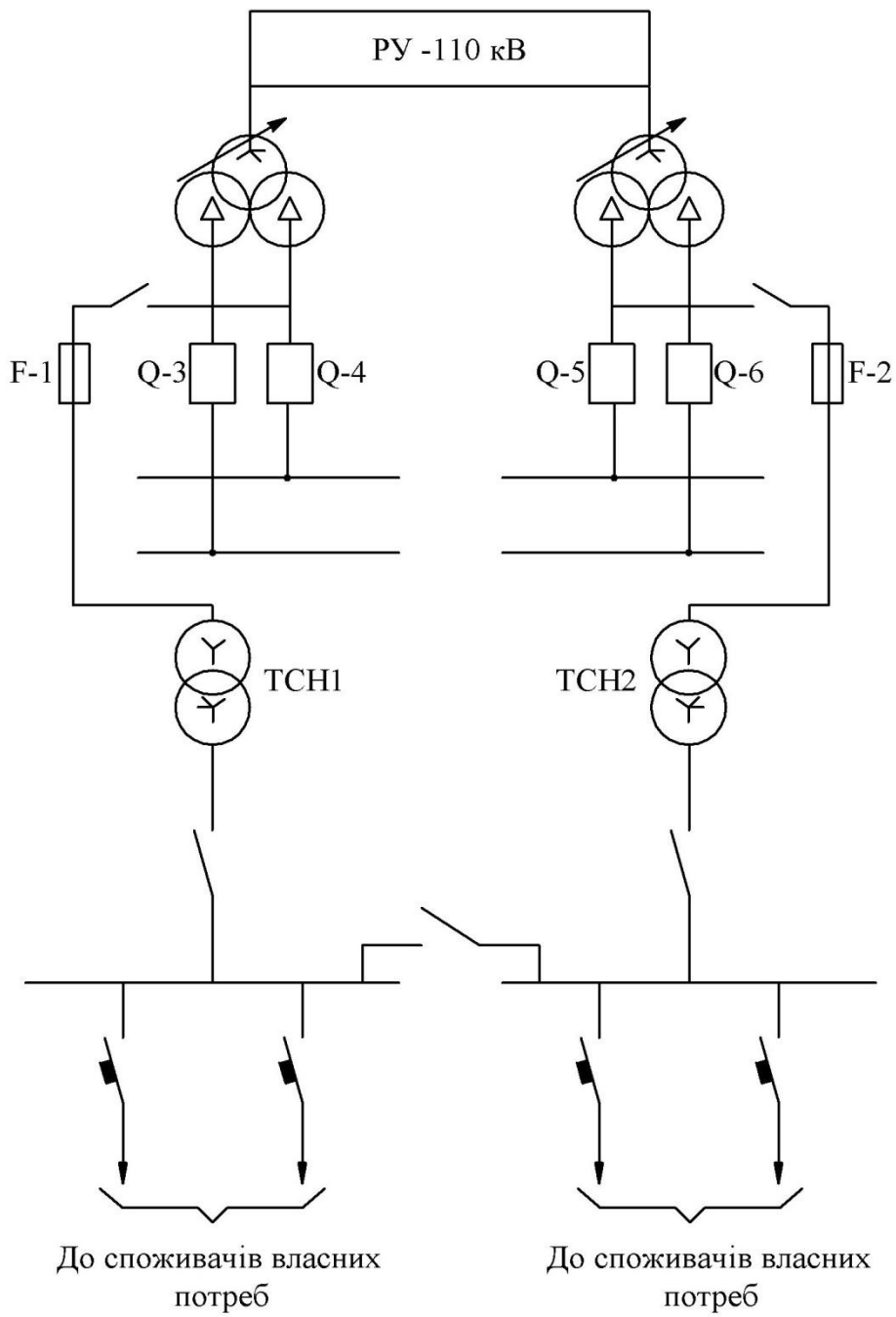


рис. 2.4.Схема живлення власних потреб

Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.681.ПЗ

Лист

25

## 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]

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26





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 <sup>2</sup> · С	992 кА <sup>2</sup> · 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 шинях 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.5.141.681.ПЗ	Лист
						29
Зм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

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 . Вимикач 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 <sup>2</sup> · С	162,5 кА <sup>2</sup> · 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  $4 \text{ мм}^2$  для алюмінієвих жил.

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

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{L}{F}$$

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

$F$  – перетин жил,  $\text{мм}^2$ ;

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

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  $4 \text{ Ом}$ , 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 $\text{кА}^2 \cdot \text{С}$
$Z_H \leq Z_{\text{н}}$ 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 <sup>2</sup> ·С	74,42 кА <sup>2</sup> ·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 мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимому струмові. При максимальному робочому до 200 А вибираємо перетин 70 мм<sup>2</sup> із припустимим струмом 265 А мінімальної 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 70мм<sup>2</sup> 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;

$\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см<sup>4</sup>;

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

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

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

де q-розрахункова механічна напруга у матеріалі шин, l=1,5м;

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

					БР.5.141.681.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.5.141.681.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.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

### 3.Розрахунок релейного захист

У курсовій роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ПЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і  $\varepsilon$ . д. с. живлячої системи (однакові для максимального і мінімального режимів), приведені до шин 10 кВ живлячій підстанції; параметри ділянок основної лінії і відгалужень; параметри трансформаторів.  $\varepsilon$ . д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

На ВЛ-10 кВ встановлений максимальний струмовий захист, виконаний по двофазній двох релейній схемі з реле, тип якого вказаний в завданні.

*Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:*

Струму спрацьовування захисту (первинного).

Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).

Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).

Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту

№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
2	ПС-35	А-25	АС-35	АС-35	ПС-35	ПС-25	ПС-35	РТВ-II

№ варіанту	№ схеми, малюнок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
2	рис.2.2	ПВТ-10	2,2	2,6	20	5	2	7	10

					БР.5.141.681.ПЗ				Арк.
									36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					



струмів до. з. для ліній, у яких опір ділянок із сталевими проводами складає незначну частину загального опору до крапки до. з., допускається набувати деяких середніх значень  $x_{в.уд}$  відповідні струму до. з. приблизно 150 А. При великих струмах до. з. ці опори зменшуються. Таким чином, вказане допущення зазвичай створює деякий запас при розрахунку максимального струмового захисту лінії.

Таблиця 3.4

Ділянка лінії	Довжина, км.	Марка дроту	$r_{уд}$ , Ом/км.	$x_{в.уд}$ , Ом/км.	$x_{н.уд}$ , Ом/км.	$x_{в.уд} + x_{н.уд}$ , Ом/км.	$r$ , Ом	$x_{в} + x_{н}$ , Ом
1	2,2	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,2
2	2,6	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	63	22,4
3	20	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	99,2	28,8
4	5	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,421	2,1
5	2	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,12	3,2
6	7	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,638	2,4
7	10	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	0,773	0,4

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової точки к.з. К1 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 122,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 44,4 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1  $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 136,3 \text{ (Ом)}.$

Струм при трифазному до. з. у точці К1  $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 136,3} = 44,52 \text{ (А)}.$

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2.

$I_{K2}^{(3)} = 25$  (А). Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі

Розраховується струм спрацьовування максимального захисту лінії. Проведені дослідження і досвід експлуатації релейного захисту показують, що при розрахунку максимальних струмових захистів ліній 6 і 10 кВ в сільськогосподарських районах, як правило, можна приймати  $k_{сзн}$  рівним 1,2–1,3 за умови, що захист матиме час спрацьовування не менше 0,5 с.

Максимальний робочий струм лінії ( $I_{раб.макс}$ ) за відсутності офіційних даних може бути визначений приблизно по максимальній сумарній потужності силових трансформаторів, які можуть харчуватися по лінії, що захищається, в нормальному, ремонтному або після аварійному режимах.

$$\sum I_{ном.тр} = \frac{\sum S_{ном.тр}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 17,92 \text{ (А)}.$$

Струм спрацьовування захисту по умові

$$I_{с.з} \geq \frac{k_n k_{сзн}}{k_g} I_{раб.макс} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 17,92}{0,65} = 44,8 \text{ (А)}.$$

Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТВ-II і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{(3)}}{n_T} = \frac{50 \cdot 1}{20/5} = 12,5 \text{ (А)}.$$

Вибираємо  $I_{с.р} = 12,5$  (А). Така уставка на реле може бути виконана.

Коефіцієнт чутливості при до. з. у основній зоні дії захисту (точка К1 з найменшим струмом к.з. ):

$$k_{ч.осн}^{(2)} = \frac{(\sqrt{3}/2) \cdot 25}{50} = 0,43 < 1,5, \text{ і, отже, чутливість недостатня, необхідно замінити дроти ПС АС.}$$

Визначається коефіцієнт чутливості в зоні резервування, тобто при до. з. на шинах нижчої напруги трансформаторів відгалужень (точка К3). Вибирається

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



найближчий трансформатор 100 кВА, і визначається струм до з. через захист при пошкодженні за цим трансформатором. Опір стандартного трансформатора такої потужності з  $u_k = 4,5\%$  рівне 45 Ом ( $x_{TP} = \frac{u_k U_{ном.тр}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,1} = 45$  (Ом)).

Визначаються сумарні активний і індуктивний опори до розрахункової крапки до з. К3 (з урахуванням опору системи):

$$r_{k3} = r_c + r_1 = 12,28 \text{ (Ом)}, \quad x_{k3} = x_c + x_1 + x_{TP} = 58,8 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К3  $z_{k3} = \sqrt{r_{k3}^2 + x_{k3}^2} = 60,1 \text{ (Ом)}$ .

Струм при трифазному до з. у точці К3  $I_{K3}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 60,1} = 101 \text{ (А)}$ . При двофазному

$$I_{K3}^{(2)} = 0,865 \cdot 101 = 87,4 \text{ (А)}. \text{ Коефіцієнт чутливості } k_{ч.рез} = 87,4 / 50 = 1,75 > 1,2.$$

Визначаються коефіцієнти чутливості при до з. за наступним трансформатором відгалуження і так далі. Може опинитися, що максимальний захист не чутливий до пошкоджень за малопотужними і видаленими трансформаторами відгалужень, що допускається «Правилами» [1].

Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТВ-II за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника  $I_{ном}$  вибираються по таблиці.

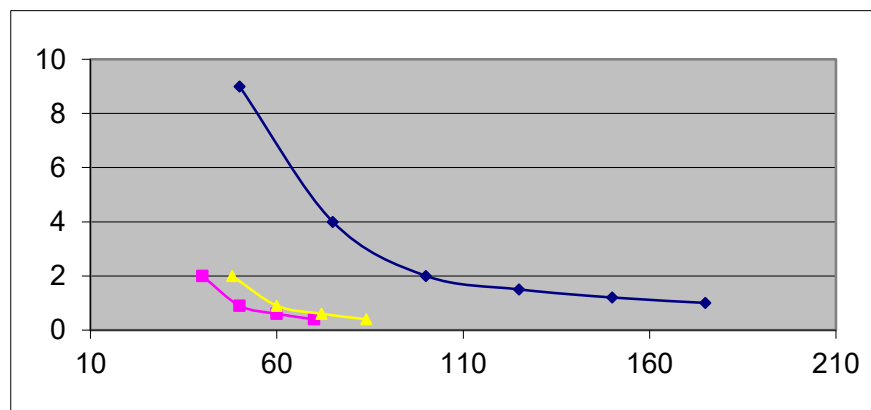
Таблиця 3.5

Потужність трансформатора, що захищається, кВА	Номінальний струм, А					
	Трансформатора на стороні			Запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6кВ	10кВ	0,4 кВ	6кВ	10кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						41
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Потужність трансформатора, що захищається, кВА	Номінальний струм, А					
	Трансформатора на стороні			Запобіжника на стороні		
	0,4 кВ	6кВ	10кВ	0,4 кВ	6кВ	10кВ
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Для розрахунку вибираємо запобіжник ПВТ-10, призначений для захисту силових трансформаторів, з номінальною напругою 10 кВ, номінальним струмом  $I_{ном} = 16 А$  (таблиця. 2.2) і номінальним струмом відключення  $I_{о.ном} = 12,5 кА$  (набуває найближчого більшого значення по відношенню до максимального значення струму до. з. у місці установки запобіжника; згідно а цей струм дорівнює 580 А). Умовне позначення вибраного запобіжника ПВТ-10-15-12,5.



Мал. 3.2. Карта селективності

На карті селективності в осях ток–время будується типова захисна час струмова характеристика плавлення вибраного запобіжника, що представляє залежність переддугового часу або часу плавлення плавкого елемента від початку до. з. до моменту виникнення дуги ( ) від значення періодичної складової очікуваного струму, що діє, до. з. (типів час струмові характеристики запобіжників представлені в додатку).

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному переддуговому часі (часу плавлення плавкого елемента)  $t_{пл}$  від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

перевищувати  $\pm 20\%$ . Тому типова характеристика 1' має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

Струм спрацьовування захисту має бути не менше чим на 10% більше струму плавлення вставки запобіжника, відповідного часу дії захисту в початковій частині характеристики (не менше 5 з). Для цього визначається струм  $I_{пл}$  при 5 з: 36 А. Вибраний раніше струм спрацьовування захисту (50 А) задовольняє цій умові.

Ступінь селективності 0,5–0,7 з між характеристиками захисту (2) і запобіжника (1) бажано забезпечувати при всіх можливих значеннях струму к.з.

Ступінь селективності між захистом живлячого трансформатора (характеристика 3 задана) і захистом ВЛ 10 кВ має бути приблизно 0,7 з при максимальному струмі к.з. на початку лінії (практично береться струм к.з. на шинах 10 кВ живлячій підстанції). Очевидно, що обидва захист, що погоджується, працюють в незалежній частині характеристик. Тоді для захисту лінії час спрацьовування має бути

$$t_{c.3} \leq t_{c.3.mp} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 c.$$

Приймаючи за основу типову односекундну характеристику реле РТ-80 (приведена в додатку), визначаємо декілька точок потрібної характеристики з  $t_{c.3} = 1 c$  у незалежній частині, а потім перераховуємо абсциси цих крапок по вибраному струму спрацьовування захисту  $I_{c.3} = 50 A$ .

$k = I_p / I_{c.p}, \%$	100	150	200	250	300	350
$t_{c.3}, z$	9	4	2	1,5	1,2	1
$I_k, A$	50	75	100	125	150	175

Струм  $I_k$  визначається по виразу:

$$I_k = \frac{k I_{c.p} n_T}{100 k_{cx}^{(3)}}$$

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

де  $k$  – кратність  $I_p / I_{c.p}$  визначується по типовій характеристиці %;  $I_{c.p}$  – струм спрацьовування реле, А;  $n_T$  – коефіцієнт трансформації;  $k_{cx}^{(3)}$  – коефіцієнт схеми.

Проводиться перевірка струмового захисту (1 з) за умовами термічної стійкості проводів лінії, що захищається. Для практичних розрахунків на термічну стійкість проводів розподільних електричних мереж

$$s_{\min} = \sqrt{B} / C,$$

де  $s_{\min}$  – мінімальний допустимий перетин дроту, мм<sup>2</sup>;  $B = I_K^2 t_{omk}$  – імпульс квадратичного струму від періодичної складової струму  $I_K$  при трифазному к.з. на початку лінії, що захищається;  $t_{omk}$  – час від початку к.з. до його відключення, обчислюване по виразу

$$t_{omk} = t_{c.з} + t_{o.в},$$

де  $t_{c.з}$  і  $t_{o.в}$  – час спрацьовування захисту і час відключення вимикача, с.

Значення постійною  $C$  залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм<sup>2</sup> і для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається  $C=91$ ; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм<sup>2</sup> –  $C=69,5$ .

$$S_{\min} = \frac{I_K}{C} \sqrt{t_{omk}}.$$

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення  $t_{omk}$  слід враховувати, що за час бестокової паузи (зазвичай близько 2 з) температура дроту істотно не зміниться. У цих випадках час проходження струму к.з. збільшується

$$t_{omk} = t_{c.з1} + t_{c.з2} + 2t_{o.в},$$

де  $t_{c.з1}$  – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ);  $t_{c.з2}$  – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення  $t_{c.з2} = t_{c.з1}$ . При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення  $t_{omk}$  допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов курсової роботи:

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{отк} = 1 + 1 + 2 \cdot 0,1 = 2,2 \text{ с};$$

$$s_{мин} = 640 \sqrt{2,2} / 69,5 \approx 14 \text{ мм}^2,$$

що менше прийнятого в прикладі на ділянках 1 і 2 (АС-35, Мал. 2.1).

Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

Перевірка на 10 %-ну погрішність. Гранична кратність для реле із залежною характеристикою (Ртв-і):  $k_{10} = 1,6 \cdot 75 / 50 = 2,4$ . По кривій граничних крайнощів для ТПЛ-10, клас Р визначається  $z_{н.дон} = 4,2 \text{ Ом}$ .

Найбільше фактичне навантаження трансформаторів струму для двофазної двохрелейної схеми ( $z_{н.расч} = 2r_{np} + z_p + z_{пер}$ . Опір реле РТ-80 при втягнутому якорі при уставці 12,5 А розраховується:  $z_p = 118 / 7,5^2 = 2,1 \text{ Ом}$  де  $S = 118 \text{ ВА}$  за технічними даними приводу ПП-67. Опір проводів в даному випадку практично можна було б не враховувати, оскільки реле РТ-80 встановлені в безпосередній близькості від трансформаторів струму (як і всі інші реле, розташовані в комплектних розподільних пристроях типу КРУ, КРУН, КСО і т. п.). Дійсно, навіть при довжині сполучного дроту з алюмінію  $l = 8 \text{ м}$  і мінімально допустимому перетині  $4 \text{ мм}^2$  [1] по виразу  $r_{np} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06 \text{ Ом}$ . Сумарний опір \_

Розрахункова перевірка надійної роботи при максимальному значенні струму к.з. для реле типу РТ-80 не проводиться.

Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму:

$$U_{2.макс} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210 \text{ В},$$

де  $k_{макс} = I_{1к.макс} / I_{1ном.ТТ} = 640 / 50 = 12,8$ ;  $z_{н.расч} = 2,32 \text{ Ом}$ .

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

Робоча напруга для приєднань, що не мають зв'язку з іншими приєднаннями і апаратура яких розташована окремо від апаратури інших приєднань (до таких приєднань відносяться лінії 10 (6) кВ), відповідно до «Правил» [1] не повинно перевищувати 1000 В. Відповідно у виразі  $U_{2\text{дон}} = 1000 \text{ В}$ . Набутого значення  $U_{2\text{макс}} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$ .

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

## 4. МЕТОД РОЗРАХУНКУ ТЕХНІЧНИХ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ МЕРЕЖІ, ЩО Є ВЛАСНІСТЮ СПОЖИВАЧА

### 4.1. Гіпотези розрахунку

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.

### 4.2. Алгоритм розрахунку технічних втрат електричної енергії в силових трансформаторах

#### 4.2.1. Загальні зауваження

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:

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

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						47
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

#### 4.2.2. Метод розрахунку постійних втрат

4.2.2.1. 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:

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

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

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

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

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

#### 4.2.3. Метод розрахунку змінних втрат

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

4.2.3.2. 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:

$TM$  і  $\tau$  для **випадку А** визначаються згідно формулам (15) і (16) і для **випадку В** – згідно п.4.2.4;

$Q_{sc}$  визначаються по формулі:

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

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

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

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

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

де:

$TM$  і  $\tau$  для **випадку С** визначаються згідно п.4.2.4;

$\Delta P_{sc}$  представляє собою справочний/паспортний параметр,

$Q_{sc}$  розраховується згідно формулі (10);

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

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

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

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

*a* 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 електричній енергії.

**4.2.3.5.** Час використання максимального навантаження  $T_M$ , як і час найбільших втрат  $\tau$  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.

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

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

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

Місячні значення часів  $T_M$  і  $\tau$  розраховуються згідно формулам:

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

#### 4.2.4. Розрахунок часів $T_M$ і $\tau$ для випадків В і С

4.2.4.1 Обчислення часу максимального навантаження  $T_M$  проводиться, застосовуючи так званий метод  $T_M$ -мобил.

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

Таблиця № 4.1

$T_M, \text{h}$	167	333	500	667	730
$\tau, \text{h}$	77	200	383	623	730

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

Таблиця № 4.2

$T_M, \text{h}$	2000	4000	6000	8000	8760
$\tau, \text{h}$	920	2405	4592	7479	8760

4.2.4.3. Вибір значень для розрахунку  $T_M$  і  $\tau$  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:

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

4.2.5. У додатку №4. 2 приведені приклади розрахунку втрат електричної енергії в трансформаторах для тих трьох випадків, приведених в п.4.1.

### 4.3. Алгоритм розрахунку технічних втрат електричної енергії в лініях

#### 4.3.1. Загальні положення

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

**4.3.1.1.** 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

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

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

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

**4.3.1.3.** 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,  $W_{0,a}=0$ .

**4.3.2.** 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 непрямої 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):

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Сечение провода, $q, \text{мм}^2$	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400
$Kc$	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,  $\text{Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$  (0,0175 – для міді; 0,0295 – для алюмінію; 0,134 – для сталі);

$l$  - довжина лінії,  $\text{км}$ . (вказана в контракті на постачання електроенергії);

$q$  - перетин дроту,  $\text{мм}^2$  (вказане в контракті на постачання електроенергії);

Слід зазначити, що у разі сталелегуючого дроту береться тільки перетин алюмінію.

**4.3.3. Порядок розрахунку змінних активних втрат в лінії.**

**4.3.3.1.** У справжній інструкції змінні втрати електроенергії в лінії визначаються методом середніх навантажень [1,2,4].

**4.3.3.2.** Змінні втрати активної енергії в лінії протягом розрахункового періоду визначаються по формулі:

$$\Delta W_{s,a} = R \cdot K_f^2 \cdot \frac{W_a^2 + W_r^2}{U_{nom}^2 \cdot T_f} \cdot 10^{-3}, [\text{квт}\cdot\text{ч}] \quad (6),$$

де:

$T_f$  - період роботи лінії протягом розрахункового періоду,  $\text{ч}$ ;

$W_a$  - розраховується на підставі свідчень засобу обліку за розрахунковий період (цей параметр відомий),  $\text{квт}\cdot\text{ч}$ ;

$W_r$  - в ситуації А і ситуації В розраховується на підставі свідчень засобу обліку за розрахунковий період (цей параметр відомий),  $\text{квар}\cdot\text{ч}$

а в ситуації С розраховується по формулі:

$$W_r = W_a \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1}$$

де  $\cos \varphi$  – це коефіцієнт потужності, вказаний в контракті на постачання електроенергії;

$K_f$  - коефіцієнт форми графіка навантаження.

Для ситуації В і ситуації С  $K_f=1.15$ , а для Ситуації А  $K_f$  розраховується по наступній формулі:

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
						53
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$K_f = \frac{\sqrt{T_f \sum_{t=1}^{T_f} S_t^2}}{\sum_{t=1}^{T_f} S_t} \quad (7),$$

де

$S_t$  - потужність навантаження лінії, що здається, відповідна годині  $t$  періоду;

$U_{nom}$  - номінальна напруга лінії, вказана в контракті,  $kB$ ;

$R$  - опір лінії, розрахований згідно п.5.2.2,  $Om$ .

### Технічні параметри силових трансформаторів

$S_{nom}, kVA$	$U_{sc}, \%$	$\Delta P_{sc}, kW$	$\Delta P_0, kW$	$I_0, \%$
<b><math>U_{nom} = 10/0,4 kV</math></b>				
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
<b><math>U_{nom} = 6/0,4 kV</math></b>				
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

БР.5.141.681.ПЗ

Арк.

54

Змн. Арк. № докум. Підпис Дата

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
<b>U<sub>nom</sub> = 10/6 kV</b>				
1000	5,5	11,6	2,4	1,4
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

**4.3.3.3.** У разі однофазної лінії змінні втрати активної енергії розраховуються по формулі (6), потім множачучи 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 «Аналіз методів розрахунку технічних втрат електроенергії в елементах мережі» розглянуті питання по вибору методів розрахунку втрат електроенергії в електричних мережах.

					БР.5.141.681.ПЗ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		56



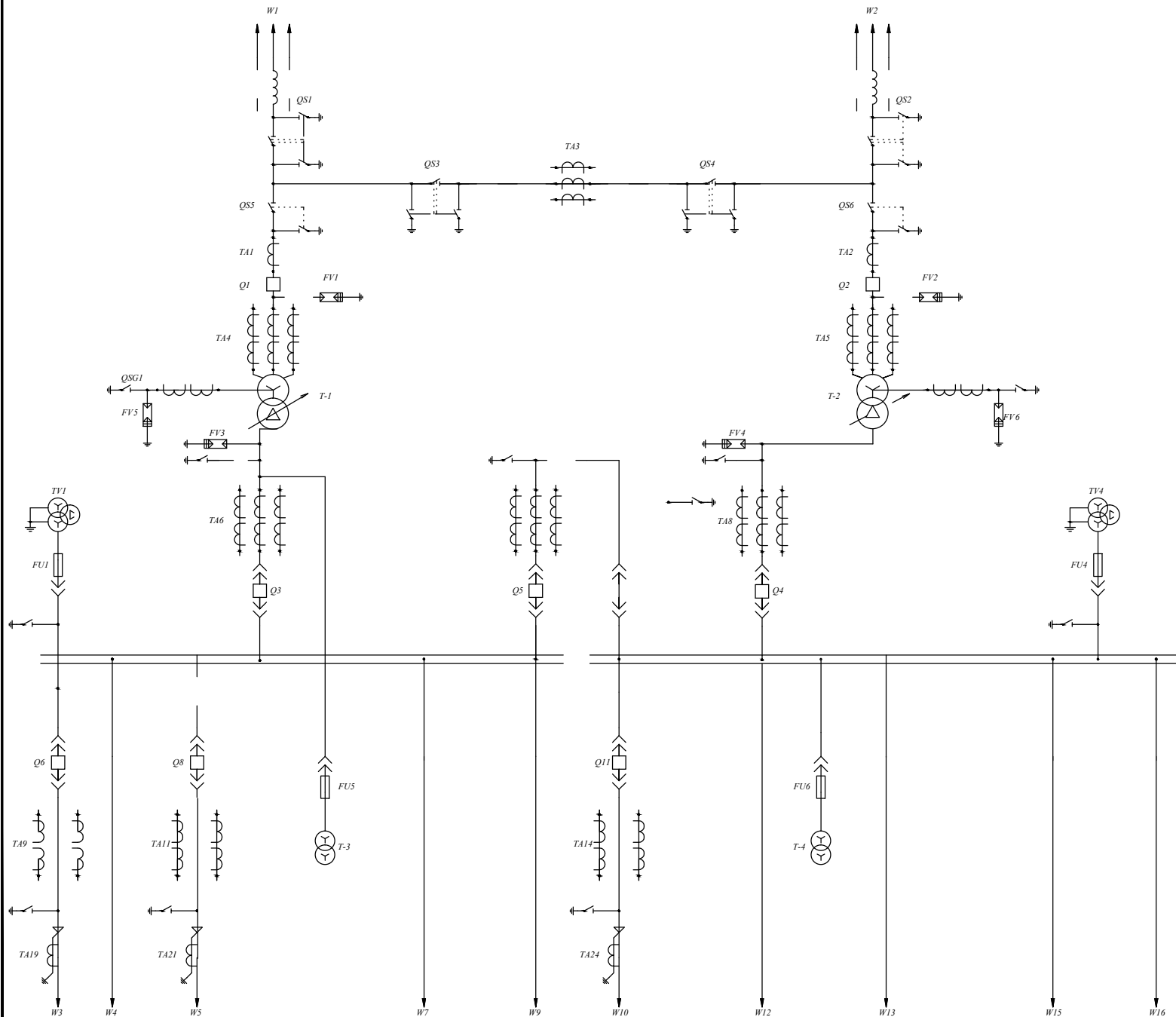
## Література

- 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. Лебеда, 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/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.

					<i>БР.5.141.681.ПЗ.ЕТ</i>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		57

- 8 Гаряжа 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](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





### Перечень аппаратуры

Формы	Элемент	Поз	Обозначение	Наименование	К.во	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТД-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель <b>ВВМ-110Б-31,5/2000/31</b>	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель <b>ВВУ-35А-40/2000/У1</b>	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНДЗ1-110/1000 УХЛ1	2	
		6	Q6 - Q15	Выключатель <b>ВВУ-35А-40/2000/У1</b>	10	
		7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ФФМ-110-У1	3	
		8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный НКФ 110-58	2	
		9	FV1, FV2	Разрядник вентильный РВС-110 МУ1	2	
		10	FV3, FV4	Разрядник вентильный РВП-35 МУ1	2	
		11	FV5, FV6	Разрядник вентильный РВС-15+РВС-35	12	
		12	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2	
		13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ФФМ35-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10/31	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОД1-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока ФФМ35-У1	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ФФМ35-У1	14	

				БР.5.141.681. ПЗ.ЕТ		
Изм.	Лист	И. дата	Кол-во	Лист	Схема понижавшей подстанции 110/35 кВ	
Рисов.	Единиц	Единиц	Лист	Лист		
Конструктор	Провер.	Инженер	Лист	Лист	Лист 1 / Листов 1	
Утверд.	Лист	Лист	Лист	Лист		
Заб. тех.	Лист	Лист	Лист	Лист	СУМГУ ЕТДН-51П	