

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ Лебединський І.Л.

“ ____ ” _____ 2021 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Тема: “Розрахунок режимів роботи електричних мереж та терміну окупності будівництва об’єктів електропостачання”

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання

Виконав студент гр. ЕТдн-74п

Чубатий Д.С.

Керівник, старший викладач

Єфімов Г.П.

Кваліфікаційна робота

Захищена на засіданні ДЕК

“ ____ ” _____ 2021 г

Голова ДЕК

Горбуль В.Ю.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Чубатого Дениса Сергійовича

Тема роботи: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та терміну окупності будівництва об’єктів електропостачання ”

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2 Термін здачі студентом завершеної роботи

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

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

- розрахунок електричної мережі;
- розрахунок електричної частини підстанції;
- розрахунок релейного захисту;
- розрахунок терміну окупності будівництва об’єктів електропостачання.

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

- схема мережі;
- електрична схема підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	19.05.-22.05.2021	
2	Розрахунок електричної частини підстанції	23.05.-26.05.2021	
3	Розрахунок релейного захисту	25.05.-30.05.2021	
4	Розрахунок терміну окупності будівництва об'єктів електропостачання	31.05.-04.06.2021	
5	Оформлення роботи	05.06.-10.06.2021	

Студент гр ЕТдн-51п _____

Чубатий Д.С.

Керівник роботи _____

Єфімов Г.П.

РЕФЕРАТ

с. 61, Рис. 10, табл. 19, кресл. 2.

Бібліографічний опис: “ Розрахунок режимів роботи електричних мереж та терміну окупності будівництва об’єктів електропостачання ” [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”; Освітня програма Електротехнічні системи електроспоживання / Чубатий Д.С.; керівник Єфімов Г.П. - Суми: СумДУ, 2021. - 61 с.

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

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

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

Короткий огляд – Розрахунок режимів роботи електричної мережі. Розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок електричної частини підстанції. Розрахунок релейного захисту силового трансформатора. Розрахунок терміну окупності будівництва об’єктів електропостачання

Перелік умовних позначень

ПС – понижувальна підстанція

ПЛ – повітряна лінія

ВН – вища напруга

СН – середня напруга

НН – низька напруга

РЕМ – розподільні мережі

ТВЕ – технічні втрати електроенергії

ТС – трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

КЗ – коротке замикання

РПН – регулювання під навантаженням

РП – розподільний пристрій

СКЗ – струм короткого замикання

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ПВБ – повітряні вимикачі з металевими гасильними камерами

ПВП – повітряний вимикач посилений за швидкістю відновлювальної напруги

КРПЕ – комплектні розподільчі пристрої з елегазової ізоляцією

ЗРП – закритий РП

Зміст

Вступ	6
1 Вихідні дані для виконання проекту	6
1.1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторних підстанцій	9
2 Розрахунок електричної частини підстанції 110/10 кВ	20
2.1 Вибір потужності силових трансформаторів	20
2.2 Вибір схеми електричних з'єднань підстанції	22
2.3 Вибір трансформаторів власних потреб	23
2.4 Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.5 Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин	28
2.6 Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги	32
2.7 Вибір ошиновки розподільчих пристроїв (РП)	36
2.8 Компонування роздільних пристроїв 110 кВ і конструктивна частина	37
2.9 Компонування роздільних пристроїв 6-10 кВ і конструкційна частина	38
3 Розрахунок релейного захисту	39
3.1 Вихідні дані	39
4 Розрахунок терміну окупності будівництва об'єктів електропостачання	50
Висновки	56
Література	57
Додатки	59

					<i>БР.5.14.1.326ПЗ.ЕТ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Чудатий Д.С.</i>				Розрахунок режимів роботи електричних мереж та окупності будівництва об'єктів електропостачання	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>	<i>Ефімов Г.П.</i>							61
<i>Реценз.</i>						<i>СУМДУзр.ЕТдн-74п</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.5.141.326.ПЗ.ЕТ	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 напрузі мережі і навантажень вибрати тип проводів повітряних л і ні;
- По напрузі 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);

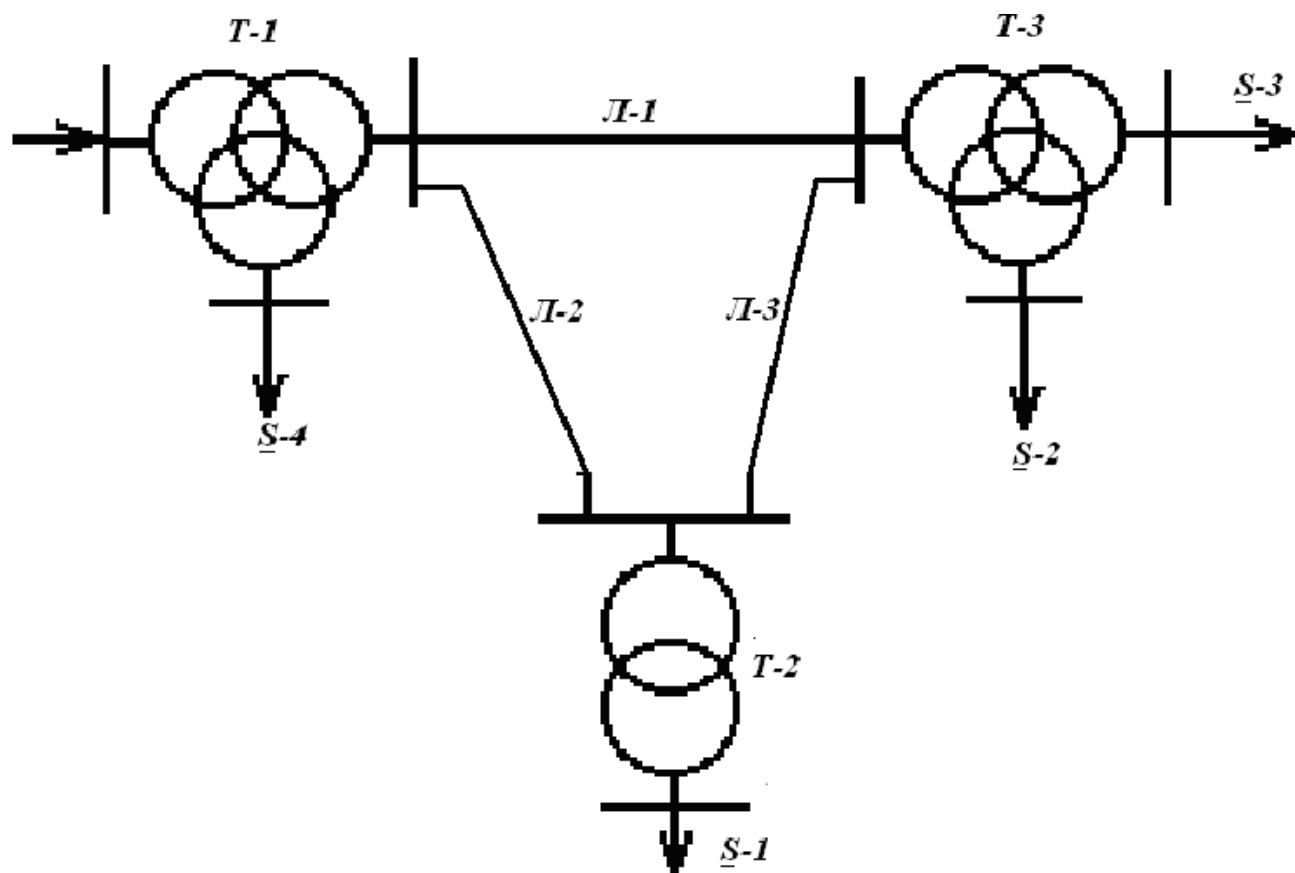
-Виконати розрахунок нормального режиму замкнутої мережі (всі лінії включені в роботу) для двох випадків: режим максимального навантаження (задані) і режим мінімального навантаження (прийняти рівною 50% від заданої). Визначити напруги в вузлах мережі, втрати напруги і втрати потужності в мережі. Виконати 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.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						7
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вихідні дані для виконання проекту



Рісунк.1.1 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

На малюнку 1 представлена схема з'єднань заданої електричної мережі . Дана мережа живиться від джерела напруги.

Схема містить 3 лінії електропередач (ЛЕП):

- лінія Л-1 довжина 80км
- лінія Л-2 довжина 30км
- лінія Л-3 довжина 30км

До обмотки середньої напруги Т-1 підключений через лінію Л-1 трансформатора Т-3. До обмотки нижчої напруги підключена лінія Л-2 навантаження $S-4 \ 40 + j \ 30$ (МВА). До обмотки нижчої напруги трансформатора Т-2 підключений споживач потужністю $S-1 \ 30 + j20$ (МВА).

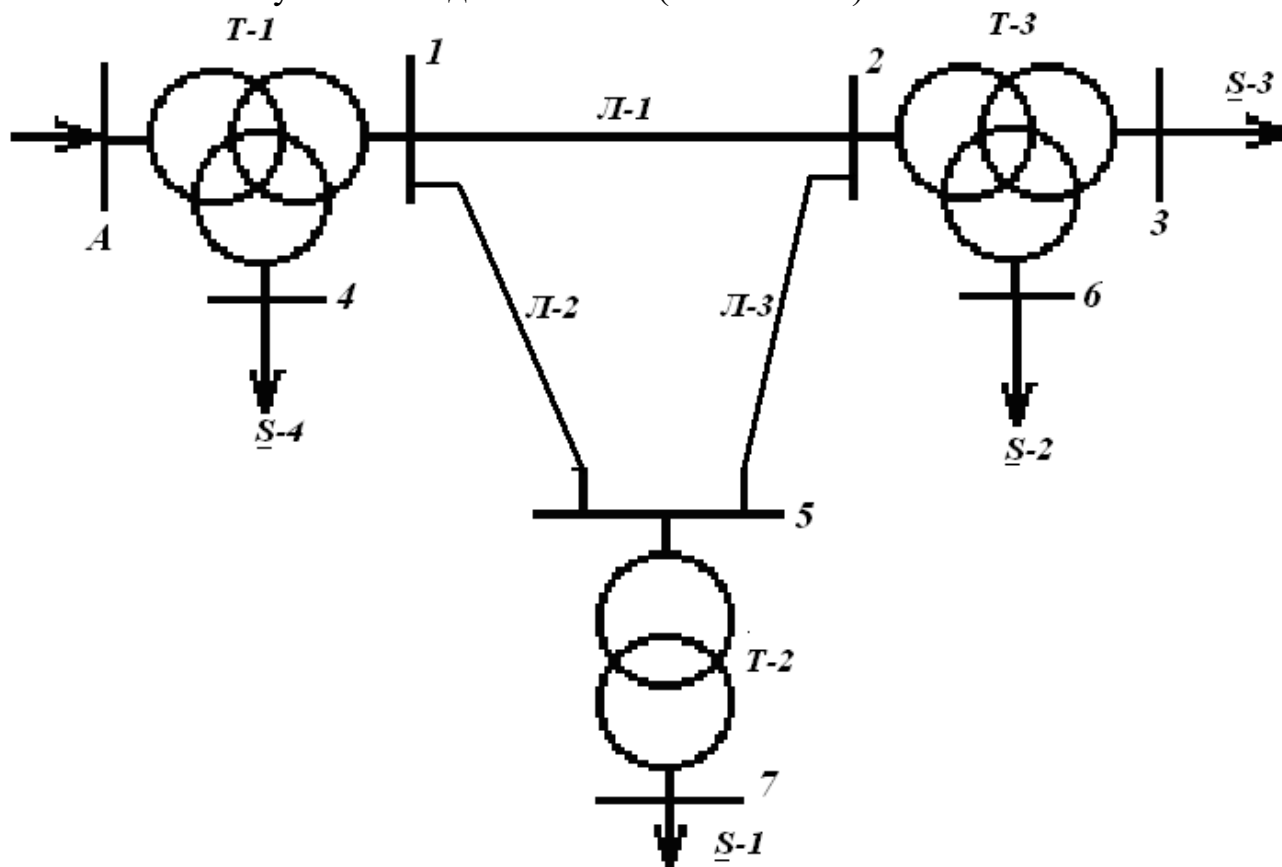
На обмотки нижчої напруги напруги трансформатора Т-3 підключений споживач потужністю $S-3 \ 10 + j5$ (МВА). А до обмотки середньої напруги підключена лінія Л-3 яка живить Т-2 і споживач потужністю $S-2 \ 50 + j 20$ (МВА).

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк. 8
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 Розрахунок параметрів ліній і трансформаторів підстанцій

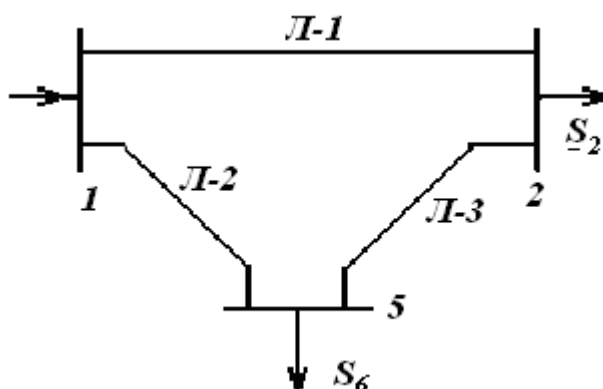
1.1 Вибір напруги ліній

Позначимо вузли в вихідній схемі (малюнок 2)



Малюнок 1.2 Однолінійна електрична схема з'єднань електричної мережі

Прийmemo навантаження вузла 6 рівній навантаженню вузла 7, а навантаження вузла 2 рівній навантаженню вузлів 5 і 3. Зобразимо замкнуту мережу, що складається з ліній Л-1, Л-2, Л-3 (малюнок 3).



Малюнок 1.3 Замкнута мережа

Розімкніть замкнута мережа, наведену на малюнку 3, по вузлу 1 (малюнок 4), позначимо потужності на ділянки мережі.

						Арк.
						9
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	

Вибираємо марки проводів

Таблиця 1.3 Марка і параметри проводів

лінія	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС-240/32	АС-185/29	АС-185/29
параметри проводів			
R_0 , Ом / км	0,118	0,16	0,16
X_0 , Ом / км	0,435	0,413	0,413
B_0 , См / км, 10^{-6}	2,6	2,75	2,75

1.2 Розрахунок потужностей трансформаторів підстанцій

Підстанція з трансформатором Т-1.

Потужність трансформатора Т-1 визначається сумою потужностей навантажень $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3, \underline{S}_4$.

$$\underline{S}_{T-1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 + \underline{S}_4 = 130 + j75 \text{ МВА} .$$

Підстанція з трансформатором Т-2

Потужність трансформатора знаходиться по потужності навантаження $\underline{S}_1 = 30 + j 20 \text{ МВА}$.

Потужність підстанції з трансформатором Т-3 визначається потужністю навантаження $\underline{S}_2, \underline{S}_3$.

$$\underline{S}_{T-3} = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 60 + j25 \text{ МВА} .$$

вибір трансформаторів

Використовуємо таблицю взятую з довідника з відповідними даними [4]

Таблиця 1.4 - Параметри трансформаторів Т-1 [3]

Тип	$S_{ном}$ МВА	каталожні дані								
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$U_{до}$, %			ΔP_k ,	ΔP_x ,	I_x ,
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н	кВт	кВт	%
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	38,5	11	32	20	430	125	0,5

Продовження таблиці 4

R_T Ом			x_T Ом			ΔQ_x кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000
-----	-----	-----	------	---	------	------

Таблиця 1.5 - Параметри трансформатора Т-2 [5]

Тип	Номинальна потужність, МВА	Поєднання напруга є ний, кВ		Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм XX, %	R _{т, Ом}	X _{т, Ом}	Q _{х, кВАр}
		ВН	НН	ХХ	КЗ					
ТРД-ЦН-63000/110	63	115	10,5	59	2	10,5	0,6	0,87	2,2	410

Таблиця 1.6 - Параметри трансформатора Т-3

Тип	S _{ном} МВА	каталожні дані								
		U _{ном} обмоток, кВ			U _{до} , %			ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	СН	НН	В-С	По-Н	З-Н			
ТДТН-80000/110	80	115	38,5	11	11	18,5	7	390	82	0,6

Продовження таблиці 1. 6

R _т , Ом			X _т , Ом			ΔQ _х , кВАр
ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9	

Приймаємо напруга лінії Л-1, Л-2 і Л-3 110 кВ.

1.3 Розрахунок електричної мережі

Вихідними даними для розрахунку є принципова схема мережі, параметри ліній і трансформаторів, напруги на ділянках.

1.3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення

Розрахунок параметрів ліній включає в себе розрахунок активного і реактивного опору, а так само зарядної потужності.

За каталожними даними [3] відповідно умови знаходимо питомі параметри ліній:

R_0 - питомий активний опір лінії, Ом / км

X_0 - питомий реактивний опір лінії, Ом / км

b_0 - питома ємнісна провідність лінії, См / км

										Арк.
										12
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ					

Активний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$R_{Л} = R_0 * l_{Л}$$

Реактивний опір лінії знаходиться по формулі [3]:

$$X_{Л} = X_0 * l_{Л}$$

Зарядна потужність знаходиться за формулою [3]:

$$Q_{Л} = U_{Л}^2 * b_0 * l_{Л} / 2$$

де

U - напруга лінії, кВ

l - довжина лінії, км

Використовуючи формули знайдемо параметри елементів схеми заміщення для ліній.

Параметри лінії Л-1

$$R_{Л1} = R_0 * l_1 = 0,118 * 80 = 9,44 \text{ Ом} \quad X_{Л1} = 0,435 * 80 = 34,8 \text{ Ом}$$

$$Q_{Л1} = 220^2 * 2,6 * 10^{-6} * 100 / 2 = 6,388 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-2:

$$R_{Л2} = R_0 * l_2 = 0,16 * 30 = 4,8 \text{ Ом.} \quad X_{Л2} = X_0 * l_2 = 0,413 * 30 = 12,39 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л2} = U^2 * b_0 * l_2 / 2 = 110^2 * 2,75 * 10^{-6} * 40 / 2 = 0,665 \text{ МВАр.}$$

Параметри лінії Л-3:

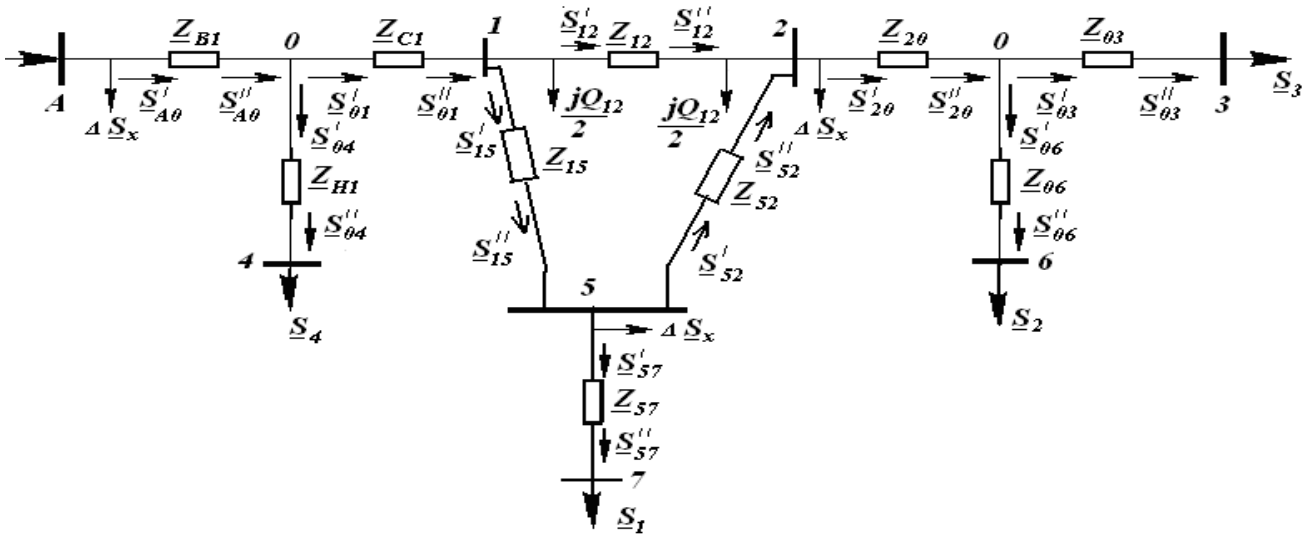
$$R_{Л3} = R_0 * l_3 = 0,16 * 30 = 4,8 \text{ Ом.} \quad X_{Л3} = X_0 * l_3 = 0,413 * 30 = 12,39 \text{ Ом.}$$

$$Q_{Л3} = U^2 * b_0 * l_3 / 2 = 110^2 * 2,75 * 10^{-6} * 20 / 2 = 0,3325 \text{ МВАр.}$$

1.3.2. Розрахунок потужності в схемі заміщення мережі

Складемо повну схему заміщення мережі (малюнок 1. 5).

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						13
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Малюнок 1.5 Схема заміщення мережі

Визначимо розрахункові потужності 5 і 2 вузлів з урахуванням втрат потужності в трансформаторах .

$$\underline{S}_{5P} = \underline{S}_1 + \Delta S_{57} + \Delta S_x = \underline{S}_1 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{57} + jX_{57}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{5P} = 30,15 + j22,77.$$

$$\underline{S}_{03} = \underline{S}_3 + \Delta S_{03} = \underline{S}_3 + \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{03} + jX_{03})$$

$$\underline{S}'_{03} = 10 + j5,12 \text{ MBA.}$$

$$\underline{S}_{06} = \underline{S}_2 + \Delta S_{06} = \underline{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{02} + jX_{02})$$

$$\underline{S}'_{06} = 50,09 + j20 \text{ MBA.}$$

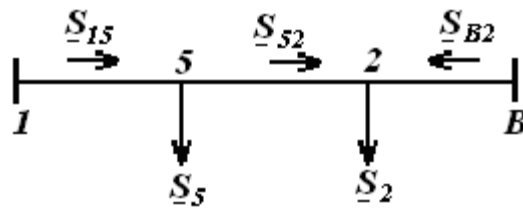
$$\underline{S}''_{20} = \underline{S}_{03} + \underline{S}_{06} = 60,1 + j32,15 \text{ MBA.}$$

$$\underline{S}_{2P} = \underline{S}'_{20} + \Delta S_{20} + \Delta S_x = \underline{S}'_{20} + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{20} + jX_{20}) + \Delta P_x + j\Delta Q_x$$

$$\underline{S}_{2P} = 60,32 + j32,12 \text{ MBA}$$

									Арк.
									14
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата					

Визначимо потужності на ділянках замкнутої мережі, наведеної на малюнку 1.5



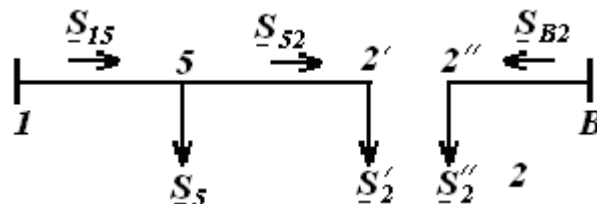
Малюнок 1.5 Розрахунок точки потокорозділу з урахуванням параметрів лінії

$$\underline{S}_{15} = \frac{\underline{S}_5 \underline{Z}_{5B}^* + \underline{S}_2 \underline{Z}_{2B}^*}{\underline{Z}_{1B}^*} = 59,3 + j28,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = 29,3 + j8,5 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}_{B2} = \underline{S}_2 - \underline{S}_{52} = 30,7 + j16,5 \text{ MVA}$$

Потужність на ділянці спрямована від вузла 5 до вузла 2, тому точка 2 є точкою потокорозділу.

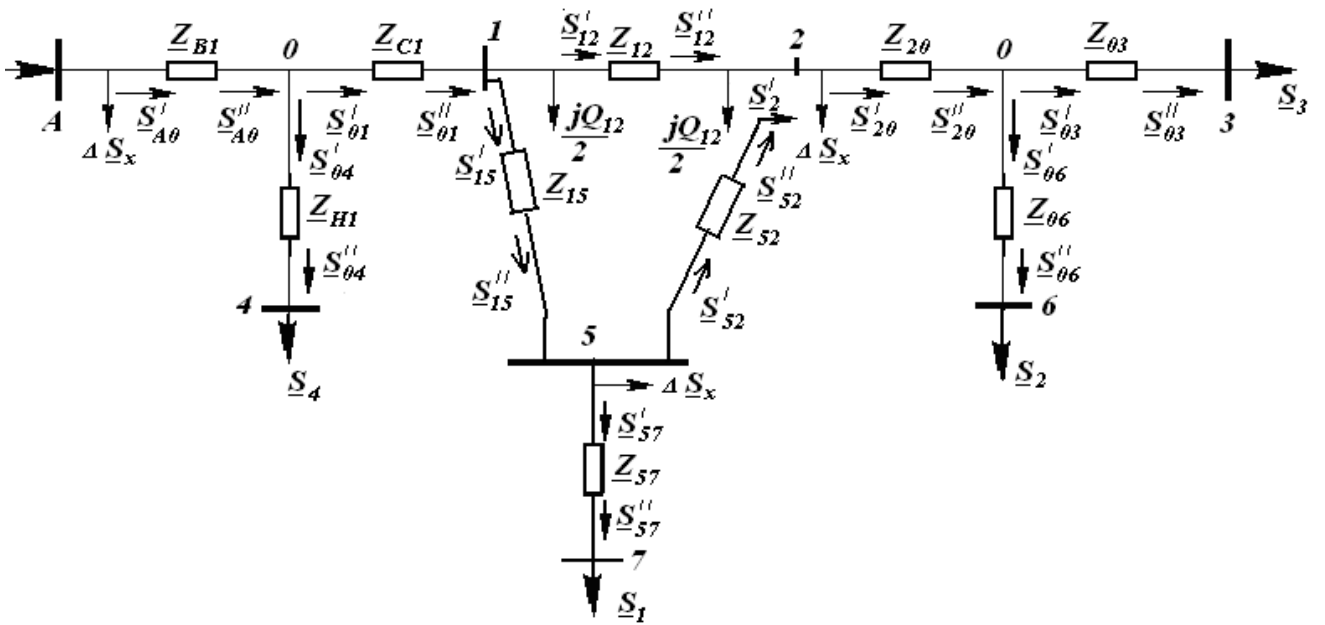


Малюнок 1.6 Визначення точки потокорозділу

Приймаємо $\underline{S}'_2 = \underline{S}_{52}$; $\underline{S}''_2 = \underline{S}_{B2}$.

Зобразимо схему заміщення, розімкнувши її в вузлі 2.

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						15
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Малюнок 1.7 Розімкнута схема заміщення мережі

1.4 Розрахунок потужностей в схемі в нормальному режимі роботи мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (Використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 29,3 + j8,5 \text{ МВА}$$

Розраховуємо потужність в кінці 1-5

$$\underline{S}''_{15} = \underline{S}'_{52} + \underline{S}_{5P} = 59,4 + j30,85 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{15} + \Delta S_{15} = \underline{S}''_{15} + \frac{(P''_{15})^2 + (Q''_{15})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 59,84 + j32 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}_{2P} = 60,3 + j32,15 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta S_{12} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 64 + j45,56 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{01} = \underline{S}'_{15} + \underline{S}'_{12} = 123,8 + j77,56 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta \underline{S}_{01} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 124 + j77,56 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_{04} = \underline{S}''_{04} + \Delta \underline{S}_{04} = \underline{S}''_{04} + \frac{(P''_{04})^2 + (Q''_{04})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 40 + j32,8 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 163,97 + j110,36 \text{ MVA}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta \underline{S}_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 16421 + j134,9 \text{ MVA}$$

1.4.1 Визначення напружень в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення .

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

$$U_0 = U_A - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_A}$$

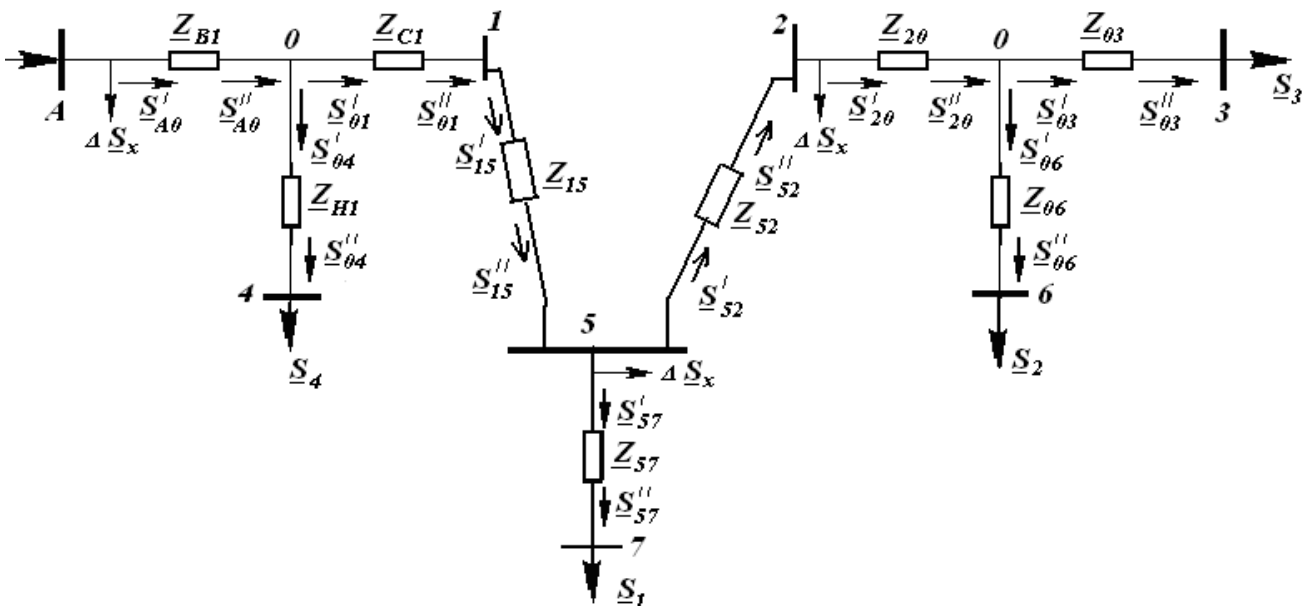
Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 7

Таблиця 1.7

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	224,85	224,74	224,57	217,5	207,45	207,43	207,43	221,5	215,9

1.5 Розрахунок потужностей аварійного режиму роботи мережі (лінія Л-1 - відключена)

Зобразимо схему заміщення мережі для аварійного режиму (мольюнок 1.8).



Малюнок 1.8 Аварійний режим роботи і мережі

1.5.1 Розраховуємо потужність вузла 2

$$\underline{S}_{2P} = 60,32 + j32,12 \text{ МВА.}$$

Приймаємо $\underline{S}_{52}'' = \underline{S}_{2P} = 60,32 + j32,12 \text{ МВА.}$

Визначаємо потужність на початку ділянки 5-2

$$\underline{S}'_{52} = \underline{S}_{52}'' + \Delta S_{52} = \underline{S}_{52}'' + \frac{(P_{52}'')^2 + (Q_{52}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{52} + jX_{52}) = 60,32 + j32,12 \text{ МВА.}$$

Визначаємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}_{15}'' = \underline{S}_{5P} + \underline{S}'_{52} = 90,41 + j54,49 \text{ МВА}$$

Потужність на початку ділянки 1-5

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}_{15}'' + \Delta S_{15} = \underline{S}_{15}'' + \frac{(P_{15}'')^2 + (Q_{15}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 91,5 + j57,34 \text{ МВА}$$

приймаємо $\underline{S}'_{01} = \underline{S}'_{15} = 91,5 + j57,34 \text{ МВА}$

Потужність на початку ділянки 0-1

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}_{01}'' + \Delta S_{01} = \underline{S}_{12}'' + \frac{(P_{12}'')^2 + (Q_{12}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 91,6 + j57,34 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{A0}'' = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 131,62 + j90,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}_{A0}'' + \Delta S_{A0} = \underline{S}_{A0}'' + \frac{(P_{A0}'')^2 + (Q_{A0}'')^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 131,78 + j106,12 \text{ МВА}$$

1.5.2 Визначення напруг в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ кВ.}$

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

$$U_0 = U_A - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_A}$$

Результати розрахунку напруг в вузлах наведені в таблиці 8

Таблиця 1.8

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напруги, кВ	228,5	228,4	228,28	228,27	228,28	228,26	228,26	223,24	217,73

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

1.6 Розрахунок потужностей в схемі в режимі мінімальних навантажень мережі

При розрахунку потужностей йдемо в напрямку від відомих потужностей споживача до шуканої потужності на вході ланцюга розрахункової згідно зі схемою заміщення (Використовуючи формули [1], [2]).

Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-5

$$\underline{S}'_{25} = \underline{S}''_{25} + \Delta S_{25} = \underline{S}''_{25} + \frac{(P''_{25})^2 + (Q''_{25})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{25} + jX_{25}) = 10,66 + j4,77 \text{ МВА}$$

Розраховуємо потужність в кінці ділянки 1-5

$$\underline{S}''_{15} = \underline{S}'_{52} + \underline{S}_{5P} = 21,46 + j9,85 + 60,33 + j37,62 = 40,73 + j21,55 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{15} = \underline{S}''_{15} + \Delta S_{15} = \underline{S}''_{15} + \frac{(P''_{15})^2 + (Q''_{15})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{15} + jX_{15}) = 41 + j22,28 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{12} = \underline{S}_{2P} = 27,62 + j17,32 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{12} = \underline{S}''_{12} + \Delta S_{12} = \underline{S}''_{12} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{12} + jX_{12}) = 28,66 + j21,14 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{01} = \underline{S}'_{15} + \underline{S}'_{12} = 82,97 + j50,62 + 59,7 + j54,19 = 69,67 + j43,42 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{01} = \underline{S}''_{01} + \Delta S_{01} = \underline{S}''_{01} + \frac{(P''_{12})^2 + (Q''_{12})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{C1} + jX_{C1}) = 69,7 + j43,42 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{04} = \underline{S}''_{04} + \Delta S_{04} = \underline{S}''_{04} + \frac{(P''_{04})^2 + (Q''_{04})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{04} + jX_{04}) = 20 + j15,67 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}''_{A0} = \underline{S}'_{01} + \underline{S}'_{04} = 80,82 + j48,64 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}'_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \Delta S_{A0} = \underline{S}''_{A0} + \frac{(P''_{A0})^2 + (Q''_{A0})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{B1} + jX_{B1}) = 80,88 + j54,23 \text{ МВА}$$

1.6.1 Визначення напруг в вузлах мережі

Задаємося напругою джерела живлення $U_A = 242 \text{ кВ}$.

Визначимо напруги в вузлах мережі з урахуванням падіння напруги в лінії, нехтуючи поперечної складової падіння напруги.

										Арк.
										19
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ					

$$U_0 = U_A - \frac{P'_{A0} R_{A0} + Q'_{A0} X_{A0}}{U_A}$$

Результати розрахунку напружень в вузлах наведені в таблиці 9
Таблиця 1.9

вузли	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₀₀	U ₃	U ₆	U ₅	U ₇
Напру- ги, кВ	235, 08	235, 03	234, 95	232, 31	228, 37	228, 36	228, 36	233, 55	231, 05

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

1. Потужність та тип трансформатора S_н = 18 МВА. ТДН
2. Потужність короткого замикання S_{к.с} = 3200 МВА.
3. Живильна лінія 110 кВ опір ліній X_л = 65 Ом.
4. Опір трансформатора X_т = 139 Ом.

Таблиця 2.1. - Вихідні дані для проектування навантаження спо- живачів у плинні доби

Но мер	Навантаження в % від потужності											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
12	50	45	60	90	10	10	70	10	10	1	15	10

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ					Арк.
										20
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

1.1. Вибір потужності силових трансформаторів

Для підстанцій були вибрані трансформатори потужності $S=18$ МВА типу ТМН. Більш точніше вибрані трансформатори, враховуючи графік навантаження рис.2.1.

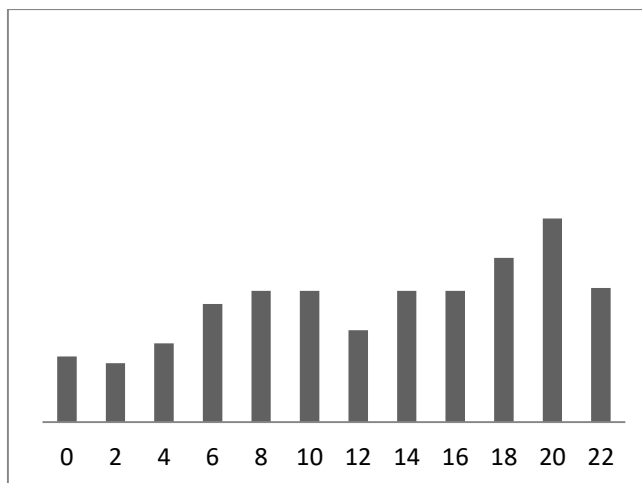


Рис.2.1. Графік навантаження підстанції.

Таблиця №2.1 - Навантаження споживачів на протязі доби

Час	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
ы												
$S_{НОМ}$, %	50	45	60	90	100	100	70	100	100	125	155	105
S , МВА	9	8,1	10,8	16,2	18	18	12,6	18	18	22,5	27,9	18,9

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

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

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

$$K_1 = \frac{1}{18} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 5^2 \cdot 2 + 6^2 \cdot 2 + 9,5^2 \cdot 2 + 8,5^2 \cdot 2 + 7}{2 + 2 + 2 + 4 + 4}} = 0,84$$

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.

$$K_2 = \frac{1}{18} \cdot \sqrt{\frac{12^2 \cdot 2 + 15^2 \cdot 2 + 10,5^2 \cdot 2}{2 + 2 + 2}} = 1,22$$

Максимальне перевантаження трансформатора складає

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

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

$$K_{MAX} = \frac{15}{10} = 1,5$$

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 $K_2 = K'_2$.

$$\text{Так як } K'_2 = 1,22 < 0,9 \cdot 1,5 = 1,21 < 1,35$$

$$K_2 = 1,35$$

По Госту 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду ($-1^\circ C$) і часу перевантаження $t_{час}$, знаходимо значення перевантаження допустиме

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						22
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$t = \text{часв}$ для трансформаторів з системою охолодження Д. Порівнюємо значенням K_2 по Госту і реальне. Якщо значення K_2 по Госту менше, ніж реальне це означає, що трансформатор вибраний неправильно і необхідно вибрати трансформатор більшої потужності. Для надійності приймаємо два трансформатори типу ТРДН. У разі виходу з ладу одного трансформатора, інший забезпечить живлення споживача без обмеження.

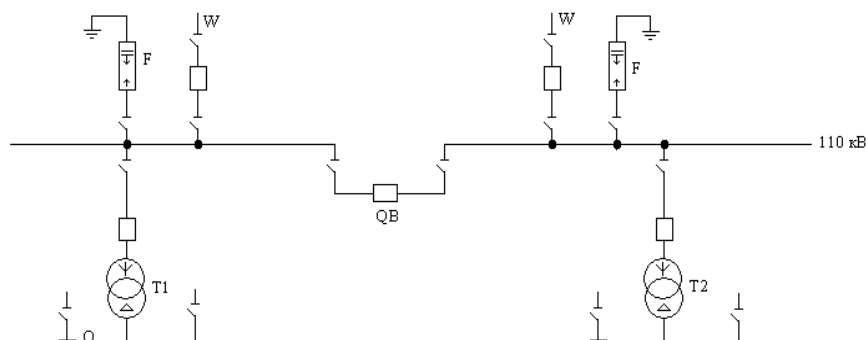
Оскільки по Госту 14209-85 $K_2=1,5 > 1,35$ - трансформатор вибраний правильно.

2.2. Вибір схеми електричних з'єднань підстанції

Основна схема електричних з'єднань повинна задовольняти такі вимоги:

- забезпечувати надійність електропостачання в нормальних і післяаварійних режимах;
- враховувати перспективи розвитку;
- допускати можливість розширення;
- забезпечувати можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми і без відключення приєднань.

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



Змн.	Арк.

	Арк.
	23

Рисунок 2.2 - Однолінійна схема електростанції середньої потужності з
РП 110 і 10 кВ:

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

2.3.Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами – власниками власних потреб є:

- оперативні кола
- електродвигуни, системи охолодження силових трансформаторів, висвітлення і електро опалення 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. 2.2.

Таблиця 2.2- Розрахунок потужності приймача власних потреб

№ п	Найменування споживача	Кількість одиниць	Потуж- ність одиниць	Ко- еф. по-	cos φ	Споживана Потужність кВт
--------	---------------------------	----------------------	----------------------------	-------------------	----------	--------------------------------

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ		Арк.
							24
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			

/ п			кВт	пи-ту		
1	Охолодження трансформаторів	2	3	0,82	0,86	5,72
2	Підігрів висковольтних вимикачів зовнішньої установки	2	1,8	1	1	3,6
3	Підігрів проводів роз'єднувачів зовнішньої установки	6	0,6	1	1	3,6
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РП	1	5	0,65	0,95	3,42
5	Освітлення ВРП	1	2	0,65	0,93	1,35
Сумарне вивантаження власних потреб кВа						17,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб. Номінальна потужність вибирається з умов $S_{TCH} \geq S_{CH}$

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

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

Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{ТСР}$ 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

$$S_{TCH} = \frac{S_{TSP} + S_{CH}}{1,2} = \frac{17,69 + 20}{1,2} = 31,41 \text{ кВа}$$

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

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

БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ

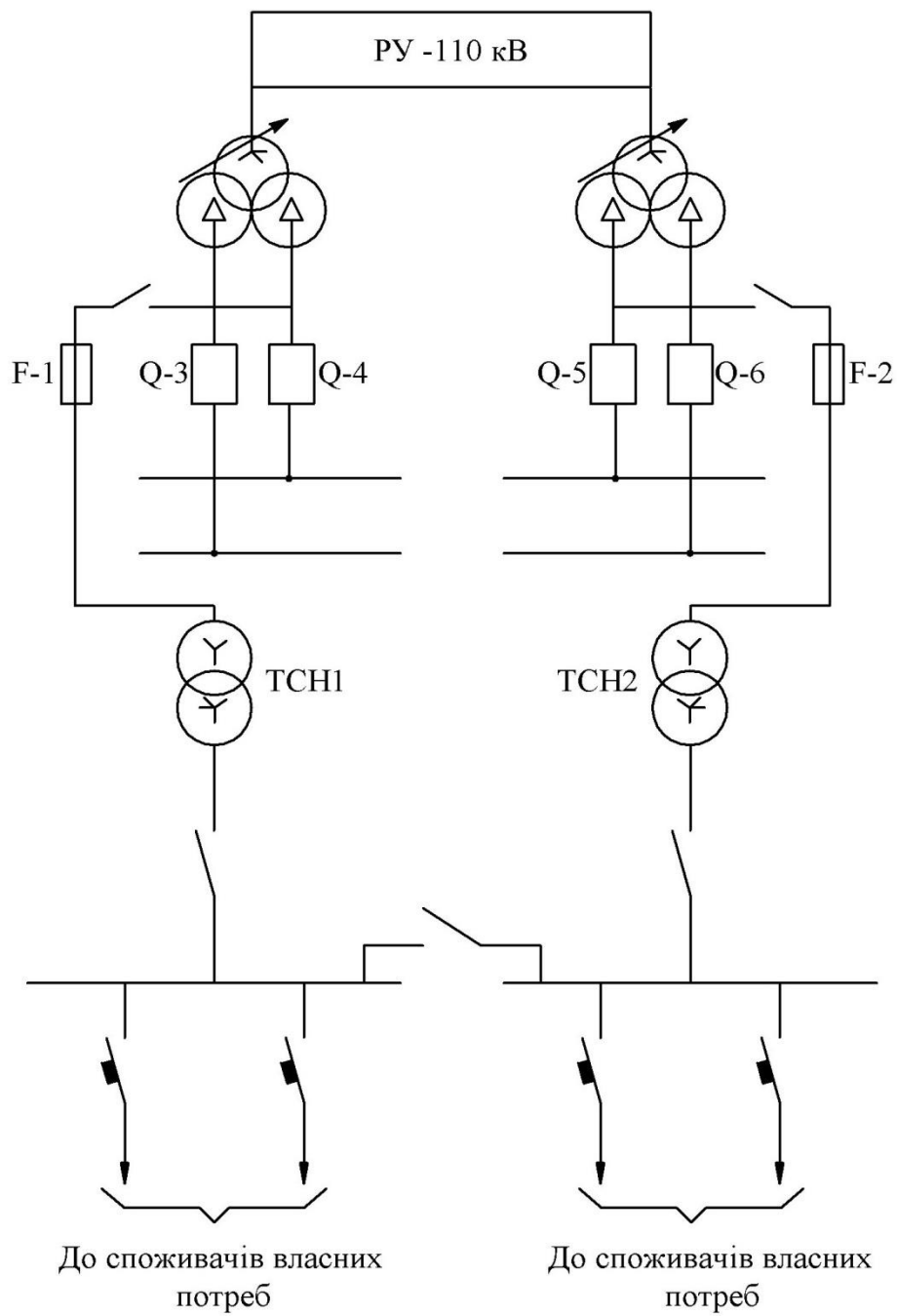


рис. 2.3.Схема живлення власних потреб

Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ

Арк.

26

А періодична складова ТКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

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

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

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

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

Інтеграл джоуля

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

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

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

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

Таблиця 2.1.- Значення струмів короткого замикання

Струми короткого замикання	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ i_y , кА	СКЗ у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіод складова СКЗ, i_a кА	Інтеграл Джоуля V_k кА ² с
Шини 110 кВ (K_1)			0,91	1,1	6,48
Шини 10 кВ (K_2)	4,73	10,62	4,73	0,86	3,28

2.5. Вибір високовольтних електричних апаратів РП і струмоведучих частин

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

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

Вибору підлягають:

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

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

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 110} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 110} = 132,56 \text{ А}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{10} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 10} = 1456,65 \text{ А}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\text{с.в.}} = \frac{0,7S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10} = \frac{0,7 \times 18000}{1,73 \times 10} = 728,62 \text{ А}$$

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

$$I_{10}^{\max} = \frac{1,4S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times 10 \times 10} = \frac{1,4 \times 18000}{1,73 \times 10 \times 10} = 145,92 \text{ А}$$

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						29
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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	0,91 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	19,82 кА	102 кА
$I_{nt} \leq I_{о-ткНом}$	0,91 кА	31,5 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	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 вакумні вимикачі t-розрахунковий час розбіжності контактів після початку КЗ. Для вимикачів на вищій стороні t=0.06 с , на нижчій стороні t=0.1 с.

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

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

Таблиця2. 4- 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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,73 кА	38 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{о-ткНом}$	4,73 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² · С	215 кА ² · С

Таблиця 2.5- 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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,73 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{O-ткНом}$	4,73 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8,2 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

Таблиця 2.6- 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
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	4,73 кА	38 кА
$i_y \leq I_{прСКВ}$	10,62 кА	86 кА
$I_{nt} \leq I_{O-ткНом}$	4,73 кА	38 кА
$I_{at} \leq I_{a ном}$	0,86 кА	8 кА
$B_k \leq I_t^2 t_r$	3,28 кА ² ·С	215 кА ² ·С

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

У таблиці 2.7 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
$B_k \leq I_t^2 t_r$	6,48 кА ² · С	992 кА ² · С

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						32
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.6. Вибір електровимірювальних трансформаторів струму і напруги

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

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						33
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.8- Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Клас	Навантаження по фазах		
			А	В	С
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 тра 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 тра 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 2.9-2.11

Таблиця 2.9 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
$Z_H \leq Z_{H ном}$	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 $L=160\text{м}$

$$Z_{\text{пр}} = p \frac{L}{F}$$

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

F – перетин жил, мм^2 ;

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

Загальний опір струмового кола

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

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

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

Таблиця 2.10- Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_{\text{с}} \leq U_{\text{н}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	809,25 А	2000 А
$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	10,62 кА	-
$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$	3,28 кА ² · С	74,42 кА ² · С
$Z_{\text{н}} \leq Z_{\text{н ном}}$	1,25 кА	4 кА

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

										Арк.
										35
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ					

Таблиця 2.11- 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
$B_k \leq I_t^2 t_T$	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 ЗНОЛ06-10-У3

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						36
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						38
Змн.	Арк.	№ 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.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						39
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3. Розрахунок релейного захисту

У роботі необхідно вибрати робочі уставки захисту ВЛ-10 кВ. Схема лінії вибирається згідно варіанту, де вказані необхідні початкові дані: опір і ε . 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. ε . д. с. системи приймається рівною середній номінальній напрузі (10,5 кВ).

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

Розрахунок максимального захисту полягає у виборі:

1. Струму спрацьовування захисту (первинного).
2. Струму спрацьовування реле (для певної прийнятої схеми захисту і типу реле).
3. Часу спрацьовування реле часу (для захисту з незалежною характеристикою) або характеристики спрацьовування струмових реле (для захисту із залежною характеристикою).
4. Крім того, потрібна перевірка точності роботи трансформаторів струму, а також перевірка термічної стійкості елемента, що захищається, при вибраному часі спрацьовування захисту

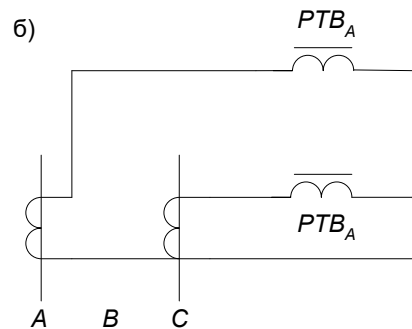
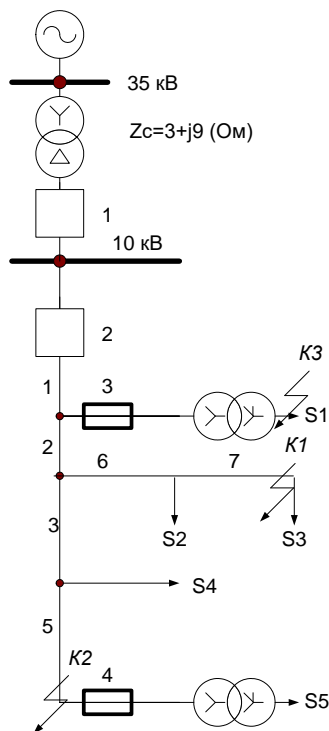
№ варіанту	Марка дроту							Тип реле
	1	2	3	4	5	6	7	
12	ПС-35	ПС-35	ПС-25	АС-35	А-25	АС-35	АС-35	РТ-80

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ			Арк.
								40
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				

№ варіанту	№ схеми, малюнок	Тип запобіжника	Довжина ділянки, км.						
			1	2	3	4	5	6	7
12	рис.2.2	ПВТ-10	12	14	16	5	8	6	1

№ варіанту	Споживана потужність, кВА					
	S1	S2	S3	S4	S5	S6
12	80	90	50	65	25	25

3.1. Розрахунок уставок максимального струмового захисту ВЛ 10 кВ



Мал. 3.1. Розрахункова (а) схема ВЛ 10 кВ і принципова (б) схема максимального захисту лінії (Т/в – максимальний струмовий захист із залежною характеристикою

Розраховуються струми доточки к. з., для чого раніше намічаються розрахункові точки доточки к. з. електрично найбільш віддалені від живлячої підстанції (точки К1 і К2). Визначаються опори ділянок ліній і відгалужень. Розрахунок зручно звести в таблицю. Значення опорів ($r_{уд}$, $x_{в.уд}$ і $x_{н.уд}$) приведені в додатку. Внутрішній індуктивний опір ($x_{в.уд}$) характерний тільки для сталевих проводів. Як відомо цей опір залежить від значення струму в дроті і тому точний розрахунок струмів до. з. для таких проводів є вельми трудомістким. Для спрощення розрахунків 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 3.1

Ділянки ліній	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	12	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	54	19,2

Ділянки лінії	Довжина, км.	Марка дроту	$r_{y\partial}$, Ом/км.	$x_{в.у\partial}$, Ом/км.	$x_{н.у\partial}$, Ом/км.	$x_{в.у\partial} + x_{н.у\partial}$, Ом/км.	r , Ом	$x_{в} + x_{н}$, Ом
2	14	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	63	22,4
3	16	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	4,235	2,2
5	8	А-25	1,14	0	0,4	0,4	9,12	3,2
6	6	АС-35	0,773	0	0,4	0,4	4,638	2,4
7	1	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):

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 125,4 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 53,4 \text{ (Ом)}.$$

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		43

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

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 25 (A)$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі.

1. 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.

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

Струм спрацьовування захисту по умові

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

2. Розраховується струм спрацьовування захисту реле РТ-80 і перевіряється чутливість захисту. Заздалегідь прийнявши отримуємо

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

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

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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						44
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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

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

$$r_{k1} = r_c + r_1 + r_2 + r_6 + r_7 = 28,51 \text{ (Ом)},$$

$$x_{k1} = x_c + x_1 + x_2 + x_6 + x_7 = 22,2 \text{ (Ом)}.$$

Повний опір до точки К1 $z_{k1} = \sqrt{r_{k1}^2 + x_{k1}^2} = 36,13 \text{ (Ом)}$.

Струм при трифазному до. з. у точці К1 $I_{K1}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 36,13} = 167,97 \text{ (А)}$.

Аналогічно розраховується струм при трифазному до. з. у розрахунковій точці К2. $I_{K2}^{(3)} = 114,11 \text{ (А)}$. Струми до. з. указуються на розрахунковій схемі .

3. 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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						45
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

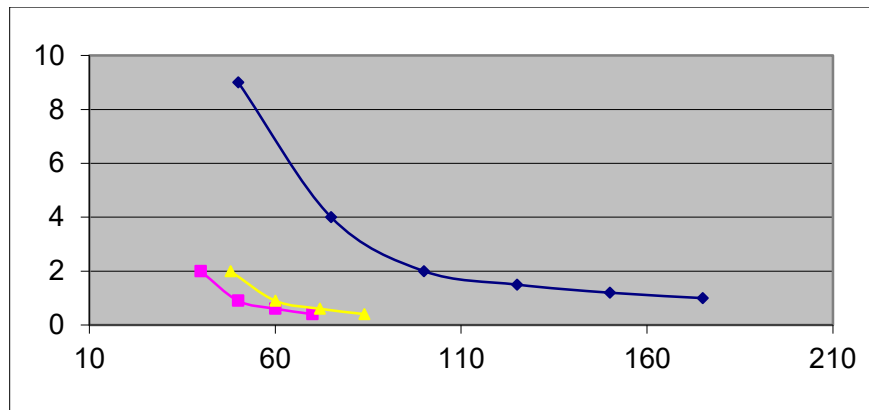
5. Вибирається час спрацьовування і характеристика реле РТ-80 за умовами узгодження по струму і часу з параметрами спрацьовування захисних пристроїв подальших і попередніх елементів. Попереднім розрахунковим елементом є найбільш могутній з трансформаторів – 100 кВА. Його захист здійснюється, як завжди, плавкими запобіжниками. Номінальний струм замінюваного елемента запобіжників, співпадаючий за значенням з номінальним струмом запобіжника $I_{ном}$ вибираються по таблиці.

Таблиця 3.2

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
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.

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47



Мал.3.2. Карта селективності

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

Відхилення значення очікуваного струму до. з. при даному часі (часу плавлення плавкого елемента) $t_{пл}$ від значення струму до. з., отриманого по типовій час струмовій характеристиці плавлення, не повинно перевищувати $\pm 20\%$. Тому типова характеристика I' має бути зміщена управо на 20%.

Підбирається характеристика 2 максимальний захист лінії виходячи з таких умов.

а. 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.

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

в. 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 живля-

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

чій підстанції). Очевидно, що обидва захист, що погоджується, працюють в незалежній частині характеристик. Тоді для захисту лінії час спрацьовування має бути

$$t_{c.з} \leq t_{c.з.мп} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

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

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

Струм I_k визначається по виразу:

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

де k – кратність $I_p / I_{c.p}$ визначувана 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

$$s_{\text{мин}} = \sqrt{B} / C,$$

де – мінімальний допустимий перетин дроту, мм²; $B = I_k^2 t_{omk}$ – 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 I_z залежить від матеріалу дроту, його початкової і кінцевої температури. Для неізолюваних проводів із стяженням менше 10 Н/мм² і

									Арк.
									49
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ				

для кабелів 6 і 10 кВ (з алюмінієвими жилами) приймається $C=91$; для проводів із стяженням більше 10 Н/мм² – $C=69,5$.

$$S_{\text{мин}} = \frac{I_K}{C} \sqrt{t_{\text{отк}}}$$

У тих випадках, коли на лінії, що захищається, введений в роботу пристрій АПВ одноразової дії, при розрахунку значення $t_{\text{отк}}$ 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

$$t_{\text{отк}} = t_{c.31} + t_{c.32} + 2t_{o.в},$$

де $t_{c.31}$ – час спрацьовування захисту з основним часом (до АПВ); $t_{c.32}$ – час спрацьовування захисту з прискоренням після АПВ. Якщо прискорення захисту після АПВ не виконано, то значення $t_{c.32} = t_{c.31}$. При використанні на лінії пристрою АПВ двократної дії з витримкою часу другого циклу близько 20 із значення $t_{\text{отк}}$ допустимо не збільшувати і розрахунок проводити по виразу.

Для умов бакалаврської роботи:

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

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

що менше прийнятого в прикладі на ділянках 1 і 2 (АС-35, Мал. 3.1).

б. Розрахункова перевірка трансформаторів струму.

а. Перевірка на 10 %-ную 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 уставке 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

										Арк.
										50
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ					

сполучного дроту з алюмінію $l = 8 м$ і мінімально допустимому перетині $4 мм^2$ [1] по виразу $r_{np} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06 Ом$. Сумарний опір _

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

в. Розрахункове визначення напруги на виводах вторинної обмотки трансформаторів струму:

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

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

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 $U_{2доп} = 1000 В$. Набутого значення

$$U_{2,макс} = 210 В \ll \sqrt{2} \cdot 1000 В.$$

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						51
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

4. Розрахунок терміну окупності будівництва об'єктів електропостачання.

Для оцінки економічного ефекту і економічної ефективності продукції використовуємо метод чистого приведенного доходу (NPV) і індекс рентабельності (PI).

Для розрахунку чистого приведенного доходу (NVP) скористаємося формулою

$$NPV = \sum_{i=0}^n (P_i - V_i) / (1+c)^i - 0$$

де P_i – фінансові результати, отримані в i -му періоді;

V_i – витрати за i -й період;

c – норма дисконту;

n – кількість років життєвого циклу продукту.

Для розрахунку фінансових результатів і витрат за кожен період життєвого циклу продукту проаналізуємо його. Життєвий цикл такого продукту, як лінія електропередач складається з 2-х етапів – підготовчого і етапу експлуатації. На підготовчому етапі розробляється проект лінії електропередач і здійснюються будівельно-монтажні роботи. На етапі експлуатації проводиться планове технічне обслуговування і поточні ремонти. Досягши граничного терміну експлуатації лінія виводиться в капітальний ремонт, об'єм і складність якого залежить від конкретних умов експлуатації і технічного стану устаткування. Згідно існуючим нормативам граничний термін експлуатації ліній електропередач напругою 0.4 кВ складає 25 років.

Фінансові результати на підготовчому етапі відсутні. Фінансові результати на етапі експлуатації залежать від потужності, передаваної по лінії електропередач. Оскільки даний об'єкт має тривалий режим роботи, передавана потужність (об'єм реалізації продукту) визначається встановленою потужністю і коефіцієнтом використання і може бути розрахована по формулі

$$O = k * S * 8760$$

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						52
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де δ – коефіцієнт використання, приймаємо його рівним 0,4;

S – встановлена потужність устаткування, приймаємо її 10 кВт;

8760 – кількість годинника в році.

$$O = 0,4 * 10 * 8760 = 35040 \text{ кВт*год.}$$

Прибуток з передачі 1 кВт* год. по розподільних мережах встановлений нормативами Енергоринку України і складає $C = 0,021$ грн.

Фінансові результати за весь життєвий цикл приведені в таблиці 1.

Таблиця 1. Фінансові результати.

№ циклу (рік)	Об'єм реалізації продукту	Вартість ре- алізації 1-ої одиниці про- дукту, грн	Фінансові ре- зультати грн
0	0	-	0
1	35040	0,021	735,84
2	35040	0,021	735,84
3	35040	0,021	735,84
4	35040	0,021	735,84
5	35040	0,021	735,84
6	35040	0,021	735,84
7	35040	0,021	735,84
8	35040	0,021	735,84
9	35040	0,021	735,84
10	35040	0,021	735,84
11	35040	0,021	735,84

12	35040	0,021	735,84
13	35040	0,021	735,84
14	35040	0,021	735,84
15	35040	0,021	735,84
16	35040	0,021	735,84
17	35040	0,021	735,84
18	35040	0,021	735,84
19	35040	0,021	735,84
20	35040	0,021	735,84
21	35040	0,021	735,84
22	35040	0,021	735,84
23	35040	0,021	735,84
24	35040	0,021	735,84
25	35040	0,021	735,84
Разом			18396,00

Витрати на підготовчому етапі складаються з витрат на проектування і витрат на будівельно-монтажні роботи. Оскільки конкретні витрати на дані види робіт визначаються з урахуванням місцевих умов прокладки і монтажу лінії електропередач, що є окремим завданням, яке не може бути вирішена без попередніх досліджень і вимірювань на місцевості, скористаємося усередненою вартістю, відомою по нормативах. Для такого методу розрахунку необхідно знати довжину проєктованої лінії електропередач і усереднену вартість проектування і будівельно-монтажних робіт.

Витрати на проектування повітряних ліній електропередач напругою 0,4 кВ по бетонних анкерних стовпах дротом СИП складають 18,00 грн за 1 метр погон-

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						54
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ної довжини лінії. Витрати на будівельно-монтажні роботи складають 120,00 грн за 1 метр погонної довжини лінії. Довжина проєктованої лінії складає 182 метри. Таким чином, витрати за 0-й цикл складають

$$У = L*(18,00+120,00)= 182*(18,00+120,00)= 25116,00 \text{ грн.}$$

Витрати на етапі експлуатації лінії електропередач складається з витрат на проведення технічного обслуговування і поточного ремонту, які по існуючих методиках залежать від кількості опор в проєктованій лінії. Лінія складається з 5-ти опор, а витрати на її технічне обслуговування і поточний ремонт можуть розраховані в таблиці 2.

Таблиця 2. Розрахунок витрат на технічне обслуговування ВЛ з 5 опор.

№ п/п	Стаття витрат	Одиниця вимірювання	Норма	Кількість	Вартість, грн	Сума
1	Трудовитрати при проведенні ремонту ВЛ на 1 опору	чіл(година	2,8 чіл(годин а	5	8,90	1124,60
2	Матеріали і запасні частини					
2.2	Дріт сталевий	кг	0,4	5	0,87	61,74
2.3	Штир Ш-14	шт.	1	5	2,60	113,00
2.4	Деталі кріплення	кг	2	5	15,00	450,00
2.5	Фарба емаль	кг	1,8	5	6,00	154,00
2.6	Сталь кутова	кг	0,8	5	0,52	212,08
Разом						22345,4 2

Порядок проведення ремонту для основного устаткування визначений в технологічній карті. При проведенні ремонтів необхідно керуватися проектом виробництва робіт, складеним за наслідками проведеного комісією огляду і складеного акту дефектації. По існуючих нормах технічне обслуговування і поточний ремонт повітряних ліній електропередач напругою 0,4 кВ з проводом марки СІП проводиться 1 раз на 3 роки. Витрати за весь життєвий цикл об'єкту приведені в таблиці 3.

Таблиця 3. Витрати поточний ремонт повітряних ліній електропередач напругою 0,4 кВ з проводом марки СІП

№ циклу (рік)	Витрати, грн
0	25116,00
1	-
2	-
3	345,42
4	-
5	-
6	345,42
7	-
8	-
9	345,42
10	-
11	-
12	345,42
13	-

14	-
15	345,42
16	-
17	-
18	345,42
19	-
20	-
21	345,42
22	-
23	-
24	345,42
25	-
Разом	27879,36

Розрахуємо економічний ефект від експлуатації лінії електропередач по формулі

$$PI = P - B = 18396,00 - 27879,36 = -9483,36 \text{ грн}$$

Таким чином, будівництво і експлуатації лінії електропередач є економічно не вигідним, тому необхідно будувати лінію електропередач за рахунок замовника.

Висновки

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

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

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

У розділі «Розрахунок терміну окупності будівництва об'єктів електропостачання» розглянуті питання аналізу економічної ефективності при будівництві об'єктів електропостачання.

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						58
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

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.

										Арк.
										59
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата						

БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ

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%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

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						60
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Додатки

					БР.5.141.326.ПЗ.ЕТ	Арк.
						61
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Однолінійна електрична схема з'єднання електричної мережі

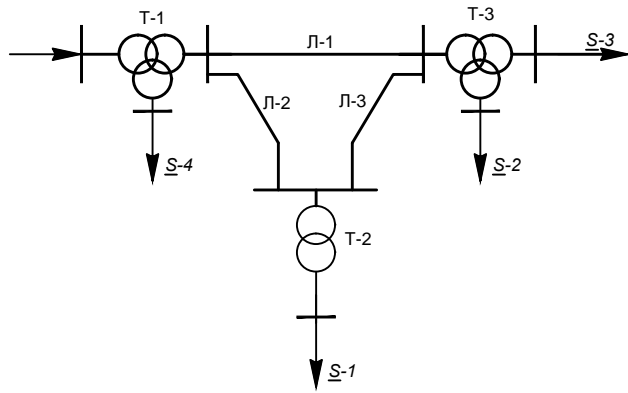
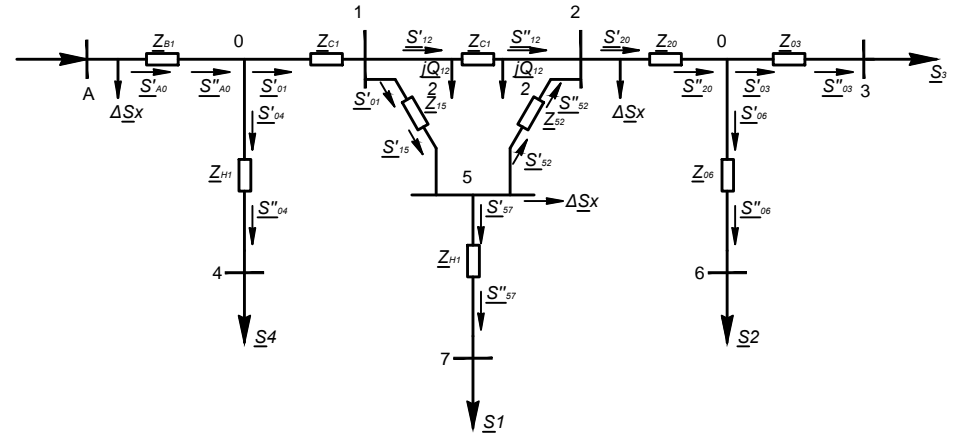
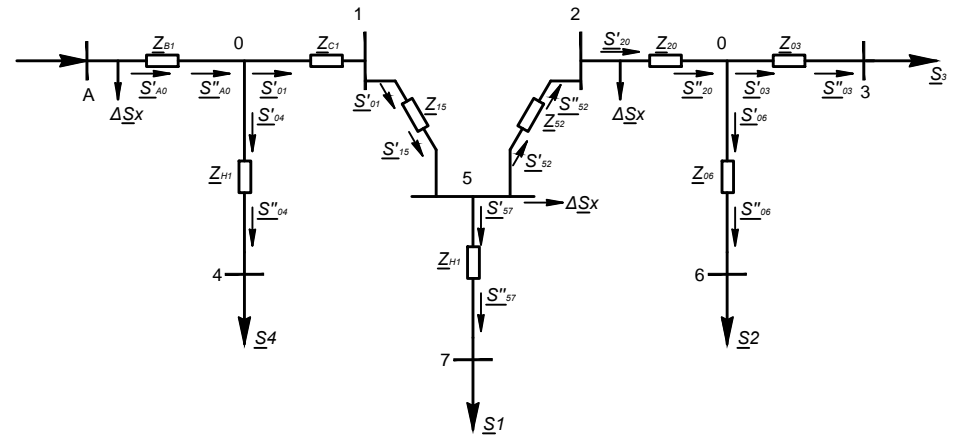


Схема заміщення мережі



Аварійний режим роботи і мережі



Розрахункові значення напруг в вузлах мережі

Вузол	U ₀	U ₄	U ₁	U ₂	U ₅	U ₆	U ₈	U ₇
Напруга, кВ	228,5	228,4	228,28	228,27	228,26	228,26	223,24	217,73

Напруга на ділянках мережі

Номер ділянки	Л-1	Л-2	Л-3
Довжина лінії, км	60	30	30
Напруга ділянки, кВ	108	129	97

Токи на ділянках мережі

Ліній	Л-1	Л-2	Л-3
Струм, А	205	376	171

Марка і параметри проводів

Ліній	Л-1	Л-2	Л-3
Марка і переріз проводу	АС 240/32	АС 185/29	АС 185/29
параметри проводів			
R ₀ , Ом/100 км	0,118	0,16	0,16
X ₀ , Ом/100 км	0,435	0,413	0,413
B ₀ , Ом/100 км	2,6x10 ⁻⁶	2,75x10 ⁻⁶	2,75x10 ⁻⁶

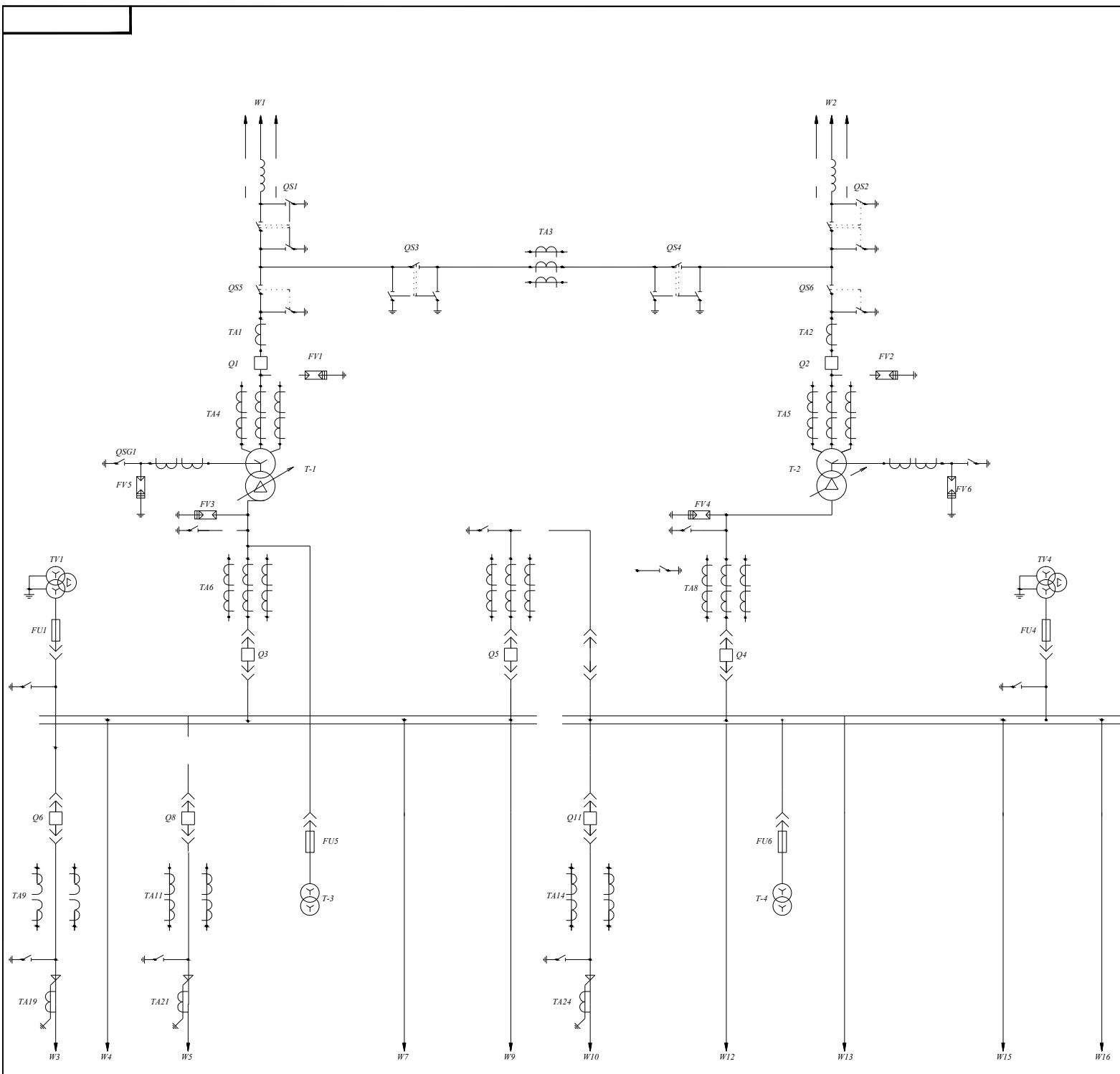
БР.5.141.326 ГЧ.ЕТ

СМ	Док	№ докум	Підпис	Дата	Літера	Вказ	Машинов
Розробник							
Апробувач							
І. інженер							
Н. інженер							
Затверд.							

Схеми заміщення для розрахунку електричної мережі

Архив 1 Архив 2

СУМ ДУ ЕТОН-74 н



Перечень аппаратуры

Фигуры	Знак	Поз	Обозначение	Наименование	Кол-во	Прим.
		1	T1, T2	Тр-р силовой ТДГ-32000/110	2	
		2	Q1, Q2	Выключатель ВВВМ-110Б-31,5/2000У1	2	
		3	Q3 - Q5	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	3	
		4	QS1, QS2, QS3, QS4	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 УХЛ1	4	
		5	QS5, QS6	Разъединитель наружной установки РНД31-110/1000 УХЛ1	2	
		6	Q6 - Q15	Выключатель ВВУ-35А-40/2000У1	10	
		7	TA1, TA2, TA3	Трансформатор тока ТФМ-110-У1	3	
		8	TA4, TA5	Трансформатор тока встроенный НКФ 110-58	2	
		9	FV1, FV2	Разрядник вентиляционный РВС-110 МУ1	2	
		10	FV3, FV4	Разрядник вентиляционный РВП-35 МУ1	2	
		11	FV5, FV6	Разрядник вентиляционный РВС-15+РВС-35	12	
		12	QSG1, QSG2	Заземлитель однополюсный ЗОН-110М	2	
		13	TA6 - TA8	Трансформатор тока ТФМЗС-У1	3	
		14	T3, T4	Трансформатор собственных нужд ТМ-40/35	2	
		15	FU1-FU6	Предохранитель ПКН 001-10 У1	6	
		16	TV1-TV4	Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35	4	
		17	TA9 - TA18	Трансформатор тока	28	
		18	TA19 - TA28	Трансформатор тока ТФМЗС-У1	14	

				ДЛП 5.141.326.ЕТ		
Лист	Листов	И. разработчик	Начальник	Дата	Лист	Масса
Рисовщик	Утвердил	Евдокимов Е.В.	СумГУ	11/03/15	1	1
Конструктор	Проверил	Евдокимов Е.В.	СумГУ			
Инженер	Сдано	Евдокимов Е.В.	СумГУ			
Зд.кар.	Лаборант					

Схема подстанции 110/35 кв
Лист 1 из 1
СумГУ ЕТгн-74н