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

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«___» _____20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему: «Розрахунок параметрів та аналіз заходів енергозбереження в електричній мережі»

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент гр. ЕТдн-74гл О.О. Дегтяр

_____
підпис

Керівник: к.т.н., доцент В.В. Волохін

_____
підпис

Суми 2021

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедрою електроенергетики
_____І.Л. Лебединський
“____”_____20___ р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу бакалавра
Дегтяра Олександра Олександровича

1. Тема роботи: «Розрахунок параметрів та аналіз заходів енергозбереження в електричній мережі»

затверджена наказом по університету №_____ від_____

2. Термін здачі студентом закінченої роботи_____

3. Вихідні дані до роботи: загальна схема з’єднань електричної мережі, потужності навантажень, довжини ліній, категорії споживачів за надійністю

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

- Вступ
- Розрахунок електричної мережі;
- Розрахунок та вибір електричного обладнання;
- Розрахунок релейного захисту;
- Охорона праці;
- Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов’язкових креслень:

- розрахункова схема електричної мережі;
- схема понижувальної підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Розрахунок електричної мережі	25.04.- 01.05.2021	
2	Розрахунок та вибір електричного обладнання	02.05.- 12.05.2021	
3	Релейний захист трансформатора	13.05.- 20.05.2021	
4	Оформлення креслень	21.05.- 28.05.2021	
5	Оформлення пояснювальної записки	29.05.- 03.06.2021	

Студент- дипломник _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 61, рис. 13, табл. 26, кресл. 2

Бібліографічний опис: Дегтяр О.О. Розрахунок параметрів та аналіз заходів енергозбереження в електричній мережі [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / О.О. Дегтяр; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. – 61 с.

Ключові слова: електрична мережа, силовий трансформатор, підстанція, розподільний пристрій, струми короткого замикання, релейний захист;

электрическая сеть, силовой трансформатор, подстанция, распределительное устройство, токи короткого замыкания, релейная защита;

electrical network, power transformer, substation, switchgear, short-circuit currents, relay protection.

Короткий огляд – Розраховано та досліджено режими роботи електричної мережі. Знайдено напруги ділянок мережі, обрано типи проводів та електричне обладнання підстанцій. Проведено вибір високовольтних апаратів, комутаційного устаткування та релейного захисту, враховуючи розраховані струми короткого замикання. Розглянуті питання безпеки під час виконання робіт на лініях електропередавання.

ЗМІСТ

1 Розрахунок електричної мережі	5
1.1 Визначення напруги мережі та типу проводів ліній	5
1.2 Вибір потужності трансформаторів	9
1.3 Визначення параметрів схеми заміщення та розрахунок мережі	10
1.4 Розрахунок мінімального режиму електричної мережі	14
1.5 Розрахунок аварійного режиму мережі	23
2 Розрахунок електричної частини підстанції	28
2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів	28
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтних апаратів.	31
2.3. Вибір ошиновки розподільних пристроїв:	35
2.4. Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги	37
2.5. Обґрунтування схеми електричних з'єднань підстанції.	42
2.6.Вибір трансформаторів власних потреб	43
2.7. Компонування розподільних пристроїв на боці 220 кВ	45
2.8. Компонування розподільних пристроїв на боці 10 кВ	45
2.9. Заземлюючі пристрої підстанції	46
3 Розрахунок релейного захисту трансформатора	47
3.1 Подовжній диференціальний струмовий захист.	48
3.2 Максимальний струмовий захист	54
4 Заходи безпеки під час виконання робіт на лініях електропередавання	57
4.1 Роботи на кабельних лініях електропередачі	57
4.2 Роботи на повітряних лініях електропередачі	58
Висновки	60
Список літератури	61

ВСТУП

Принциповою особливістю паливно-енергетичного комплексу України є те, що він був сформований як складова частина загальносоюзного і тому не відповідає вимогам енергетики незалежної держави. Навіть за відсутності економічних кризових явищ він, як і все енергетичне господарство нашої країни, потребує докорінної перебудови. Зрозуміло, що стабілізація та розвиток електроенергетики, а разом з нею і економіки, можуть базуватися тільки на новітніх науково-технічних досягненнях. Причому, важкий стан енергетики, як це не парадоксально, створює унікальні можливості для її переходу на найвищий сучасний рівень, якщо правильно обрати стратегію виходу з кризи та мати певні кошти.

Завдання даної кваліфікаційної роботи полягає в розрахунку режимів роботи електричної мережі. В процесі виконання роботи необхідно вирішити наступні завдання:

- за навантаженнями і довжинами ліній вибрати напругу мережі;
- за напругами мережі і навантаженнями вибрати тип проводів повітряних ліній та силові трансформатори підстанцій;
- виконати розрахунок параметрів схеми заміщення ліній і трансформаторів;
- виконати розрахунок нормального, мінімального та аварійного режимів мережі і ,за необхідності, запропонувати способи регулювання напруги у вузлах навантаження;
- для обраної підстанції, яка входить до складу розглянутої мережі, виконати перевірку вибору потужності силових трансформаторів, встановлених на підстанції;
- розрахувати струми короткого замикання для забезпечення захисту підстанції;
- вибрати за умовами роботи високовольтні апарати розподільних пристроїв підстанції та перевірити їх на можливість спрацьовування в умовах короткого замикання. Виконати розрахунок поздовжньої диференціальної струмового захисту від усіх видів замикання на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю.

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Енергетична система – сукупність електростанцій, електричних та теплових мереж, з'єднаних між собою і пов'язаних загальним режимом у безперервному процесі виробництва, перетворення й розподілення електроенергії та тепла за умови загального керування цим процесом. Відповідно до завдання, необхідно розрахувати режими роботи мережі, схема якої зображена на рис. 1.1. Схема включає в себе 2 підстанції, 3 лінії електропередавання і 4 споживачі. Довжини ліній, потужності і категорія навантажень мережі наведено в таблицях 1.1 та 1.2.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані ВЛ

Лінія	Довжина ВЛ, км
Л-1	40
Л-2	70
Л-3	40

Таблиця 1.2 – Вихідні дані споживачів

Споживач	Потужність, МВА	Категорія
S-1	40+j20	I
S-2	20+j10	II
S-3	35+j15	III
S-4	50+j30	II

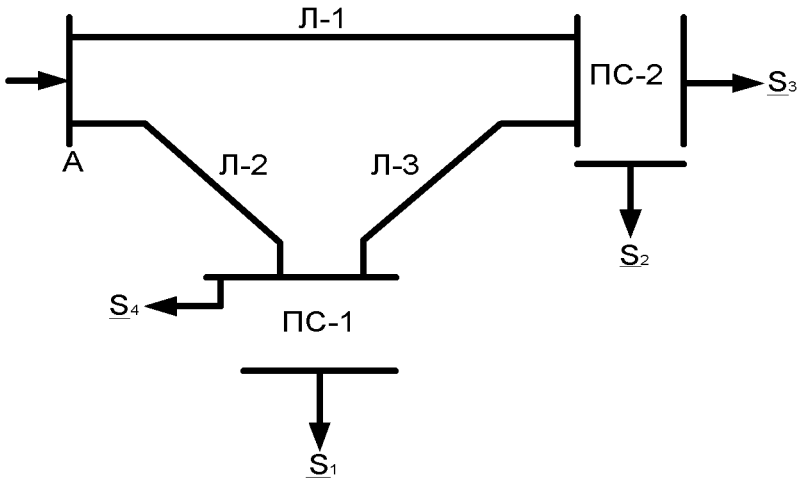


Рисунок 1.1. – Електрична схема з'єднань мережі

1.1. Визначення напруги мережі та типу проводів ліній

Розрахуємо мережу без урахування втрат на її елементах (рис.1.2).

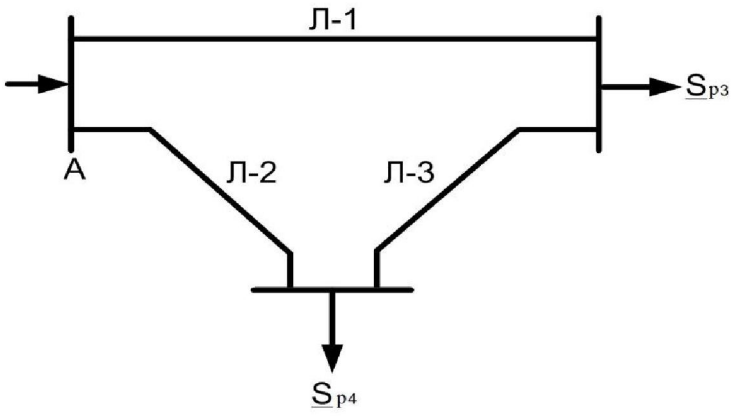


Рисунок 1.2 – Схема замкнутої мережі

Визначимо параметри окремих ділянок лінії:

$$\underline{S}_{p3} = S_2 + S_3 = 20 + j10 + 35 + j15 = 55 + j25 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{p4} = S_1 + S_4 = 40 + j20 + 50 + j30 = 90 + j50 \ \ MBA$$

Для розрахунку замкненої частини мережі необхідно представити її у вигляді лінії з двостороннім живленням (рис. 1.3)

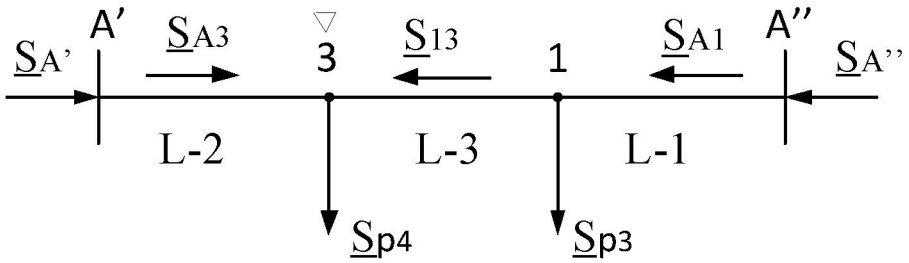


Рисунок 1.3 – Схема мережі з двостороннім живленням

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A`3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A`1}}{L_{A`A``}} = \frac{(90 + j50) \cdot 70 + (55 + j25) \cdot (40 + 70)}{40 + 70 + 40}$$

$$= 82.33 + j41.67 \ MBA$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A``3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A``1}}{L_{A`A``}} = \frac{(90 + j50) \cdot (40 + 40) + (55 + j25) \cdot 40}{40 + 70 + 40}$$

$$= 62.67 + j33.33 \ MBA$$

Перевіряємо баланс потужності

$$\underline{S}_{p4} + \underline{S}_{p3} = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A3}$$

$$90 + 55 + j(25 + 50) = 62.67 + 82.33 + j(33.33 + 41.67)$$

$$145 + j74.9 = 145 + j74.9\ MBA$$

Розраховуємо інші потужності

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_{p4} = 62.67 + j33.33 - 90 + j50 = -27.33 - j16.67\ MBA$$

Так як значення потужності вийшло негативним, тому на ділянці 1-3 змінюємо напрямок потужності, тоді точка потокорозділу буде в точці 3

Розраховуємо напругу на ділянках за імперичною формулою Іларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}}$$

Дані розрахунку заносимо в таблицю 1.3

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку напруг

Ділянка кола	Напруга кВ
А-3	145.8
А-1	152.7
3-1	98.07

Так як для всіх ліній кільцевої мережі бажано мати однакову напругу, то приймаємо напруга $U_Н$ = 220 кВ. Для того, щоб забезпечити виконання умови допустимого падіння напруги для самого віддаленого споживача електроенергії, приймаємо напругу джерела живлення на 10% вищою за номінальну напругу мережі: $U_А$ = 242 кВ.

В якості проводів для всіх ліній приймаємо сталеалюмінієві проводи марки АС.

Визначаємо тривало допустимі струми в лініях для нормального робочого режиму.

Розраховуємо струм на ділянках кола за формулою:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_н} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_н}$$

Отримані результати запишемо в таблицю 1.4

Таблиця 1.4 – Результати розрахунку струмів

Ділянка кола	Струм А
А3	186.3
А1	242.2
31	84.01

Використовуючи довідкові дані у відповідності зі шкалою стандартних перерізів і можливих перевантаженнях в аварійному режимі вибираємо провід марки АС-240/32. Відповідно до правил, мінімально допустимий переріз за умовами корони для ліній напругою 220 кВ дорівнює 240 мм^2.

Таблиця 1.5 – Каталожні дані проводів повітряної лінії

Параметри	Марка проводу
	АС-240/32
Каталожні дані	
Переріз проводу, мм^2	240/32
Тривало допустимий струм, А	605
Діаметр проводу, мм	21,6
Розрахункові дані	
Питомий активний опір лінії при температурі +20^{o}С, r_0(Ом/км)	0,118
Питомий реактивний опір, x_0(Ом/км)	0,405
Питома ємнісна провідність лінії, b_0(См/км)	$2{,}81 \cdot 10^{-6}$

Виконаємо розрахунок опорів лінії і зарядної потужності ліній за такими формулами:

Активний опір лінії:

$$R = r_0 \cdot L$$

Реактивний опір лінії:

$$X = x_0 \cdot L$$

Повний опір лінії:

$$Z = R + jX$$

Зарядна потужність лінії:

$$Q = \frac{U_H^2 \cdot b_0 \cdot 10^{-6} \cdot L}{2}$$

Дані розрахунків занесемо до таблиці 1.6:

Таблиця 1.6 – Результати розрахунку параметрів ліній електропередач

Лінія	А1	13	А3
Довжина, км	40	40	70
Переріз дроту мм^2	240/32	240/32	240/32
Активний опір лінії, R, Ом	4.72	4.72	8.26
Реактивний опір лінії, X, Ом	16.2	16.2	28.35
Зарядна потужність лінії, Q, МВАр	2.72	2.72	4.76
Повний опір лінії, Z, Ом	4.72+j16.2	4.72+j16.2	8.26+j28.35

1.2 Вибір потужності трансформаторів:

Вибираємо тип трансформатора на підстанції ПС-1

$$S_{T1} = \frac{S_{\text{нагр}}}{1.4} = \frac{S_1}{1.4} = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{1.4} = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{1.4} = 31.94\ MBA$$

Вибираємо трифазний двообмотковий трансформатор типу ТРДН-40000/220.

Перевіряємо коефіцієнт завантаження трансформатора ТРДН -40000/220

$$k_з = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{40^2 + 20^2}}{2 \cdot 40} = 0.56$$

Вибираємо тип трансформатора на підстанції ПС-2

$$S_{T2} = \frac{S_{\text{нагр}}}{1.4} = \frac{S_2 + S_3}{1.4} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{1.4} = \frac{\sqrt{55^2 + 25^2}}{1.4} = 43.15\ MBA$$

Вибираємо трифазний триобмотковий трансформатор типу ТДТН-63000/220.

Перевіряємо коефіцієнт завантаження трансформатора ТДТН -63000/220

$$k_з = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{S_2 + S_3}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{2 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{55^2 + 25^2}}{2 \cdot 63} = 0.48$$

Каталожні дані трансформаторів мережі заносимо до таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Характеристики обраних трансформаторів

Параметри	Тип трансформатора	
	ТРДН-40000/220	ТРДН-63000/220
номінальна потужність, $S_{ном}$ (МВ·А)	40	63
Номінальні напруги обмоток, кВ		
вищої напруги, $U_{ном.вн}$	230	230
середньої напруги, $U_{ном.сн}$		38,5
нижчої напруги, $U_{ном.нн}$	6.6/11	6.6/11
втрати, кВт		
холостого ходу, ΔP_x	50	91
короткого замикання, $\Delta P_к$	170	320
Напруга короткого замикання між обмотками, від $U_{ном}$%		
вищої - нижчої напруг,$U_{к.в-н}$	12	12.5
вищої - середньої напруги,$U_{к.с-н}$	-	24
середньої - нижчої напруг,$U_{к.с-н}$	-	10.5
Струм холостого ходу, I_x (% від $I_{ном}$)	0,9	1.0
Активний опір обмоток, R_T (Ом)	5.6	
обмотка ВН		4.3
обмотка СН		4.3
обмотка НН		4.3
Реактивний опір обмоток, X_T (Ом)	158.7	175
обмотка ВН		109.2
обмотка СН		0
обмотка НН		92.4
Втрати потужності в обмотках, ΔQ_x(кВАр)	360	630

1.3 Визначення параметрів схеми заміщення та розрахунок мережі

Навантаження вузла 3 до сторони ВН визначаємо як суму потужностей, заданих на шинах НН, втрат в обмотках, гілки намагнічування трансформаторів.

Схема заміщення ПС-1 зображена на рис.1.4.

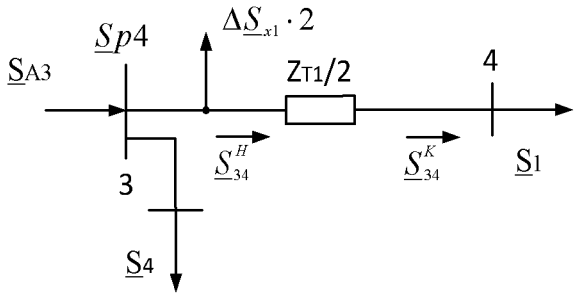


Рисунок 1.4 – Схема заміщення ПС-1

Знаходимо розподіл потоку потужностей:

$$\underline{S}_{34}^{K} = \underline{S}_{1} = 40 + j20 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{4} = 50 + j30 \ \ MBA$$

Потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в трансформаторі:

$$\underline{S}_{34}^{H} = \underline{S}_{34}^{K} + \Delta\underline{S}_{34} = \underline{S}_{34}^{K} + \frac{(P_{34}^{K})^2 + (Q_{34}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{T1} + jX_{T1}}{2}\right) =$$

$$= 40 + j20 + \frac{40^2 + 20^2}{220^2} \cdot \left(\frac{5.6 + j158.7}{2}\right) = 40.12 + j23.28 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_{34}^{H} + \underline{S}_{4} + \Delta\underline{S}_{X1} \cdot 2 = 40.12 + j23.28 + 50 + j30 + (0.050 + j0.36) \cdot 2 =$$

$$= 90.22 + j54 \ \ MBA$$

Навантаження вузла 1 до сторони ВН визначаємо як суму потужностей, заданих на шинах НН, втрат в обмотках, гілки намагнічування трансформаторів

Схема заміщення ПС-2 зображена на рис.1.5.

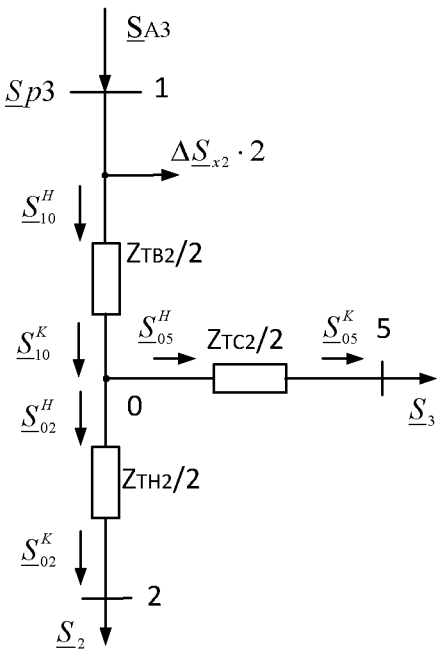


Рисунок 1.5 – Схема заміщення ПС-2

Знаходимо розподіл потоку потужностей:

$$\underline{S}_{05}^{K} = \underline{S}_{3} = 35 + j15 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{02}^{K} = \underline{S}_{2} = 20 + j10 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{05}^{H} = \underline{S}_{05}^{K} + \Delta\underline{S}_{05} = \underline{S}_{05}^{K} + \frac{(P_{05}^{K})^2 + (Q_{05}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TC2} + jX_{TC2}}{2}\right) =$$

$$= 35 + j15 + \frac{35^2 + 15^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j0}{2}\right) = 35.06 + j15 \ \ MB$$

$$\underline{S}_{02}^{H} = \underline{S}_{02}^{K} + \Delta\underline{S}_{02} = \underline{S}_{02}^{K} + \frac{(P_{02}^{K})^2 + (Q_{02}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TH2} + jX_{TH2}}{2}\right) =$$

$$= 20 + j10 + \frac{20^2 + 10^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j92.4}{2}\right) = 20.02 + j10.56 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{10}^{K} = \underline{S}_{02}^{H} + \underline{S}_{03}^{H} = 35.06 + j15 + 20.02 + j10.48 = 55.09 + j25.56 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{10}^{H} = \underline{S}_{10}^{K} + \Delta\underline{S}_{10} = \underline{S}_{10}^{K} + \frac{(P_{10}^{K})^2 + (Q_{10}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TB2} + jX_{TB2}}{2}\right) =$$

$$= 55.09 + j25.56 + \frac{25.09^2 + 25.56^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j109.2}{2}\right) =$$

$$= 55.25 + j29.08 \ \ MB$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_{10}^{H} + \Delta\underline{S}_{X1} \cdot 255.25 + 29.08 + (0.091 + j0.63) \cdot 2 = 55.43 + j30.34 \ \ MBA$$

Уточнюючий розрахунок

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A`3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A`1}}{L_{A`A``}}$$

$$= \frac{(90.22 + j54) \cdot (8.26 - j28.35) + (55.43 + j30.34) \cdot (12.98 - j44.55)}{17.7 - j60.75}$$

$$= 82.75 + j47.45 \ MBA$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A``3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A``1}}{L_{A`A``}}$$

$$= \frac{(90.22 + j54) \cdot (9.44 - j32.4) + (55.43 + j30.34) \cdot (4.72 - j16.2)}{17.7 - j60.75}$$

$$= 62.9 + j36.89 \ \ MBA$$

Перевіряємо баланс потужності:

$$\underline{S}_{p4} + \underline{S}_{p3} = \underline{S}_{A``1} + \underline{S}_{A``3}$$

$$90.22 + 55.43 + j(30.34 + 54) = 62.9 + 82.75 + j(36.89 + 47.45)$$

$$145.65 + j84.34 = 145.65 + j84.34 \ MBA$$

Баланс потужності зійшовся

Розраховуємо інші потужності

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_{p4} + \underline{S}_4 = 62.9 + j36.98 - 90.22 + j54 + 90 + j50$$
$$= 22.68 + j12.89\ MB$$

Розірвемо мережу з двостороннім живленням в точці 3 (точка потокорозділу) та проведемо розрахунок окремих мереж.

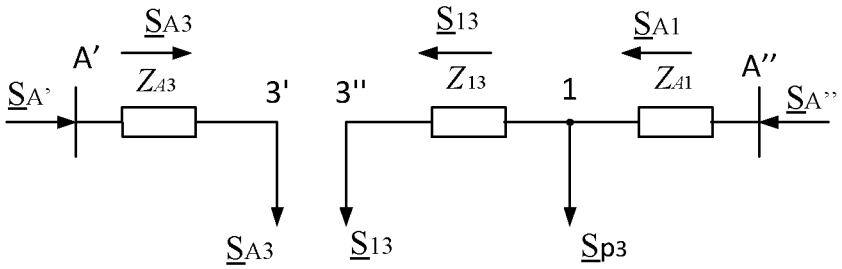


Рисунок 1.6 – Схема розімкненої мережі

Знаходимо розподіл потоку потужностей на ділянці А'3

$$\underline{S}^K_{A3} = \underline{S}_{A3} - jQ_{A1} = 62.9 + j36.89 - j4.76 = 62.9 + j32.13\ MBA$$

$$\underline{S}^H_{A3} = \underline{S}^K_{A3} + \Delta\underline{S}_{A3} = \underline{S}^K_{A3} + \frac{(P^K_{A3})^2 + (Q^K_{A3})^2}{U^2_{HOM}} \cdot (R_{A3} + jX_{A3}) =$$

$$= 62.9 + j32.22 + \frac{62.9^2 + 32.22^2}{220^2} \cdot (8.26 + j28.35) =$$

$$= 63.75 + j35.05\ MBA$$

$$\underline{S}_{A`} = \underline{S}^H_{A3} - jQ_{A3} = 63.75 + j35.15 - j4.76 = 63.75 + j30.29\ MBA$$

Розраховуємо напругу вузла 3`, прийнявши напругу джерела $U_{A`} = 242\ kB$

$$U_{3`} = \sqrt{\left(U_{A`} - \frac{P^H_{A3} \cdot R_{A3} + Q^H_{A3} \cdot X_{A3}}{U_{A`}}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{A3} \cdot X_{A3} - Q^H_{A3} \cdot R_{A3}}{U_{A`}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{63.75 \cdot 8.26 + 35.05 \cdot 28.35}{242}\right)^2 + \left(\frac{63.75 \cdot 28.35 - 35.05 \cdot 8.26}{242}\right)^2}$$

$$= 236.45\ kB$$

Знаходимо розподіл потоку потужностей на ділянці А``3``

$$\underline{S}^K_{3``1} = \underline{S}_{13} - jQ_{13} = 22.68 + j12.98 - j2.72 = 22.68 + j10.17\ MBA$$

$$\underline{S}^{H}_{3``1} = \underline{S}^{K}_{3``1} + \Delta\underline{S}_{3``1} = \underline{S}^{K}_{3``1} + \frac{\left(P^{K}_{3``1}\right)^2 + \left(Q^{K}_{3``1}\right)^2}{U^2_{HOM}} \cdot (R_{13} + jX_{13}) =$$

$$= 22.68 + j10.17 + \frac{22.68^2 + 10.17^2}{220^2} \cdot (4.72 + j16.2)$$

$$= 22.74 + j10.38\ MBA$$

$$\underline{S}^{K}_{A``1} = \underline{S}^{H}_{3``1} + \underline{S}_{P3} - j(Q_{13} + Q_{A``1})$$

$$= 22.74 + j10.38 + 55.43 + j30.66 - j(2.72 + 2.72)$$

$$= 78.17 + j40.72\ MBA$$

$$\underline{S}^{H}_{A``} = \underline{S}^{K}_{A``1} + \Delta\underline{S}_{A``1} = \underline{S}^{K}_{A``1} + \frac{\left(P^{K}_{A``1}\right)^2 + \left(Q^{K}_{A``1}\right)^2}{U^2_{HOM}} \cdot (R_{A``1} + jX_{A``1}) =$$

$$= 78.17 + j40.72 + \frac{78.17^2 + 40.72^2}{220^2} \cdot (4.72 + j16.2)$$

$$= 78.93 + j43.32\ MBA$$

$$\underline{S}_{A``} = \underline{S}^{H}_{A``} - jQ_{A1} = 78.93 + j43.32 - j4.76 = 78.93 + j40.6\ MBA$$

Розраховуємо напругу вузла 1` прийнявши напругу джерела $U_{A`} = 242\ kB$

$$U_1 = \sqrt{\left(U_{A`} - \frac{P^{H}_{A2} \cdot R_{A2} + Q^{H}_{A2} \cdot X_{A2}}{U_{A`}}\right)^2 + \left(\frac{P^{H}_{A2} \cdot X_{A2} - Q^{H}_{A2} \cdot R_{A2}}{U_{A`}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{78.93 \cdot 4.72 + 43.32 \cdot 16.2}{242}\right)^2 + \left(\frac{78.93 \cdot 16.2 - 43.32 \cdot 4.72}{242}\right)^2}$$

$$= 237.6\ kB$$

Розраховуємо напругу вузла 3``

$$U_{3``} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P^{H}_{3``1} \cdot R_{3``1} + Q^{H}_{3``1} \cdot X_{3``1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P^{H}_{3``1} \cdot X_{3``1} - Q^{H}_{3``1} \cdot R_{3``1}}{U_1}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(237.6 - \frac{22.74 \cdot 4.72 + 10.38 \cdot 16.2}{237.6}\right)^2 + \left(\frac{22.74 \cdot 16.2 - 10.38 \cdot 4.72}{237.6}\right)^2}$$

$$= 236.36\ kB$$

Порівнюємо напругу в точці розриву:

$$U_{3`} = 236.45\ kB \quad \neq \quad U_{3``} = 236.36\ kB$$

Різниця між напругами становить 0,04%, то приймаємо середнє значення напруги в точці розриву:

$$U_{CP1} = \frac{U_{3``} + U_{3`}}{2} = \frac{236.45 + 236.36}{2} = 236.4\ kB$$

Тепер знайдемо напруги споживачів.

Визначення напруги споживача S_1 на ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_{CP1} - \frac{P_{34}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{34}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2 + \left(\frac{P_{34}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{34}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(236.4 - \frac{40.12 \cdot \frac{5.6}{2} + 23.28 \cdot \frac{158.7}{2}}{236.4}\right)^2 + \left(\frac{40.12 \cdot \frac{158.7}{2} - 23.28 \cdot \frac{5.6}{2}}{236.4}\right)^2}$$

$$= 228.5\ kB$$

$$U_4 = \frac{U_4^B}{U_B/U_H} = \frac{228.5}{230/11} = 10.93\ kB$$

Перевіримо отримане значення напруги на відхилення від U_{HOM}

$$\frac{|U_{HOM} - U_4|}{U_{HOM}} \cdot 100\% = \frac{|10 - 10.93|}{10} \cdot 100\% = 9{,}28\ \%$$

Напруга в точці 4 споживача S_1 перевищує допустиме відхилення

Приймемо міри по регулюванню за допомогою РПН

$$U_4 = U_4 + U_4 \cdot (-6 \cdot 1.5\%) = 10.93 + 10.93 \cdot (-6 \cdot 1.5\%) = 9.94\ kB$$

Перевіримо отримане значення напруги на відхилення від U_{HOM}

$$\frac{|U_{HOM} - U_4|}{U_{HOM}} \cdot 100\% = \frac{|10 - 9{,}94|}{10} \cdot 100\% = 0.6\ \%$$

Визначимо напругу споживача S2 і S3 на ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_{CP1} - \frac{P_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2} + Q_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2} - Q_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(236.4 - \frac{55.24 \cdot \frac{4.3}{2} + 29.4 \cdot \frac{109.2}{2}}{236.4}\right)^2 + \left(\frac{55.24 \cdot \frac{109.2}{2} - 29.4 \cdot \frac{4.3}{2}}{236.4}\right)^2}$$

$$= 226.72\ kB$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2} + Q_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2} - Q_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(226.72 - \frac{35.06 \cdot \frac{4.3}{2} + 15 \cdot \frac{0}{2}}{226.72}\right)^2 + \left(\frac{35.06 \cdot \frac{0}{2} - 15 \cdot \frac{4.3}{2}}{226.72}\right)^2}$$

$$= 221.37\ kB$$

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2} + Q_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2} - Q_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(226.72 - \frac{20.02 \cdot \frac{4.3}{2} + 10.48 \cdot \frac{92.4}{2}}{226.72}\right)^2 + \left(\frac{20.02 \cdot \frac{92.4}{2} - 10.48 \cdot \frac{4.3}{2}}{226.72}\right)^2}$$

$$= 222.88\ kB$$

$$U_5 = \frac{U_5^B}{U_B/U_H} = \frac{221.37}{230/38.5} = 37.05\ kB \qquad U_2 = \frac{U_2^B}{U_B/U_H} = \frac{222.88}{230/6.6} = 6.4\ kB$$

Перевіримо отримане значення напруги U5 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_5|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|35 - 37.05|}{35} \cdot 100\% = 6.6\ \%$$

Напруга в точці 5 споживача S3 перевищує допустиме відхилення Приймемо міри по регулюванню за допомогою РПН

$$U_5 = U_5 + U_5 \cdot (-6 \cdot 1.0\%) = 37.05 + 37.05 \cdot (-6 \cdot 1.0\%) = 34.83\ kB$$

Перевіримо отримане напруга на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_5|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|35 - 34.83|}{35} \cdot 100\% = 0.49\ \%$$

Перевіримо отримане значення напруги U2 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 6.4|}{6} \cdot 100\% = 6.6\ \%$$

Напруга в точці 2 споживача S2 перевищує допустиме відхилення Приймемо міри по регулюванню за допомогою РПН

$$U_2 = U_2 + U_2 \cdot (-6 \cdot 1.0\%) = 6.4 + 6.4 \cdot (-6 \cdot 1.0\%) = 6.01\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від номіналу

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 6.01|}{6} \cdot 100\% = 0.17\ \%$$

Результати розрахунку запишемо в таблицю 1.7

Таблиця 1.7

Вузол	А	1	2	3	4	5
Напруга до РПН, кВ	242	239.45	6.4	239.34	10.93	37.05
Відхилення від $U_{ном.}$ %			6.6		9.28	6.6
Ступінь РПН			-6		-6	-6
Напруга після РПН, кВ			6.01		9.94	34.85
Відхилення від після РПН $U_{ном.}$ %			0.17		0.6	0.49

1.4 Розрахунок мінімального режиму електричної мережі

Розрахунок навантаження вузла 3:

Схема заміщення ПС-1 зображена на рис.1.4.

Знаходимо розподіл потоку потужностей:

$$\underline{S}_{34}^{K} = \underline{S}_{1} = 20 + j10 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{4} = 25 + j15 \ \ MBA$$

Потужність у вузлі 3 з урахуванням втрат в трансформаторі:

$$\underline{S}_{34}^{H} = \underline{S}_{34}^{K} + \Delta\underline{S}_{34} = \underline{S}_{34}^{K} + \frac{(P_{34}^{K})^2 + (Q_{34}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{T1} + jX_{T1}}{2}\right) =$$

$$= 20 + j10 + \frac{20^2 + 10^2}{220^2} \cdot \left(\frac{5.6 + j158.7}{2}\right) = 20.03 + j10.82 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{P4} = \underline{S}_{34}^{H} + \underline{S}_{4} + \Delta\underline{S}_{X1} \cdot 2 == 20.03 + j10.82 + 25 + j15 + (0.050 + j0.36) \cdot 2$$

$$= 45.13 + j26.54 \ \ MBA$$

Розрахунок навантаження вузла 1:

Схема заміщення ПС-2 зображена на рис.1.5.

Знаходимо розподіл потоку потужностей:

$$\underline{S}_{05}^{K} = \underline{S}_{3} = 17.5 + j7.5 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{02}^{K} = \underline{S}_{2} = 10 + j5 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{05}^{H} = \underline{S}_{05}^{K} + \Delta\underline{S}_{05} = \underline{S}_{05}^{K} + \frac{(P_{05}^{K})^2 + (Q_{05}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TC2} + jX_{TC2}}{2}\right) =$$

$$= 17.5 + j7.5 + \frac{17.5^2 + 7.5^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j0}{2}\right) = 17.52 + j7.5 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{02}^{H} = \underline{S}_{02}^{K} + \Delta\underline{S}_{02} = \underline{S}_{02}^{K} + \frac{(P_{02}^{K})^2 + (Q_{02}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TH2} + jX_{TH2}}{2}\right) =$$

$$= 10 + j5 + \frac{10^2 + 5^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j92.4}{2}\right) = 10.01 + j5.12 \ \ MBA$$

$$\underline{S}_{10}^{K} = \underline{S}_{02}^{H} + \underline{S}_{03}^{H} = 17.52 + j7.5 + 10.01 + j5.12 = 27.53 + j12.62 \ MBA$$

$$\underline{S}_{10}^{H} = \underline{S}_{10}^{K} + \Delta\underline{S}_{10} = \underline{S}_{10}^{K} + \frac{(P_{10}^{K})^2 + (Q_{10}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot \left(\frac{R_{TB2} + jX_{TB2}}{2}\right) =$$

$$= 27.53 + j12.62 + \frac{27.53^2 + 12.62^2}{220^2} \cdot \left(\frac{4.3 + j109.2}{2}\right) =$$

$$= 27.57 + j13.52 \ MBA$$

$$\underline{S}_{P3} = \underline{S}_{10}^{H} + \Delta\underline{S}_{X1} \cdot 2 == 27.57 + j13.52 + (0.091 + j0.63) \cdot 2$$

$$= 27.74 + j14.78 \ MBA$$

Уточнюючий розрахунок

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A`3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A`1}}{L_{A`A``}}$$

$$= \frac{(45.13 + j26.54) \cdot (8.26 - j28.35) + (27.74 + j14.78) \cdot (12.98 - j44.55)}{17.7 - j60.75}$$

$$= 41.41 + j23.22 \ MBA$$

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{p4} \cdot L_{A``3} + \underline{S}_{p3} \cdot L_{A``1}}{L_{A`A``}}$$

$$= \frac{(45.13 + j26.54) \cdot (9.44 - j32.4) + (27.74 + j14.78) \cdot (4.72 - j16.2)}{17.7 - j60.75}$$

$$= 31.47 + j18.09 \ MBA$$

Перевіряємо баланс потужності:

$$\underline{S}_{p4} + \underline{S}_{p3} = \underline{S}_{A``1} + \underline{S}_{A``3}$$

$$45.13 + 27.74 + j(14.78 + 26.54) = 31.47 + 41.41 + j(18.09 + 23.22)$$

$$72.87 + j41.32 = 72.87 + j41.32 \ MBA$$

Баланс потужності зійшовся.

Знаходимо інші потужності

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{A3} - \underline{S}_{p4} + \underline{S}_{4} = 31.47 + j18.09 - 45.13 + j26.54 + 45 + j25$$

$$= 11.34 + j6.56 \ MBA$$

Знаходимо розподіл потоку потужностей на ділянці А`3 (рис. 1.6):

$$\underline{S}_{A3}^{K} = \underline{S}_{A3} - jQ_{A1} = 31.47 + j18.09 - j4.76 = 31.47 + j13.33 \ MBA$$

$$\underline{S}_{A3}^{H} = \underline{S}_{A3}^{K} + \Delta\underline{S}_{A3} = \underline{S}_{A3}^{K} + \frac{(P_{A3}^{K})^2 + (Q_{A3}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot (R_{A3} + jX_{A3}) =$$

$$= 31.47 + j13.33 + \frac{31.47^2 + 13.33^2}{220^2} \cdot (8.26 + j28.35) =$$

$$= 31.67 + j14.02 \ MBA$$

$$\underline{S}_{A`} = \underline{S}_{A3}^{H} - jQ_{A3} = 31.67 + j14.02 - j4.76 = 31.67 + j9.26 \ MBA$$

Розраховуємо напругу вузла 3` прийнявши напругу джерела $U_{A`} = 242\ kB$

$$U_{3`} = \sqrt{\left(U_{A`} - \frac{P_{A3}^{H} \cdot R_{A3} + Q_{A3}^{H} \cdot X_{A3}}{U_{A`}}\right)^2 + \left(\frac{P_{A3}^{H} \cdot X_{A3} - Q_{A3}^{H} \cdot R_{A3}}{U_{A`}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{31.67 \cdot 8.26 + 9.26 \cdot 28.35}{242}\right)^2 + \left(\frac{31.67 \cdot 28.35 - 9.26 \cdot 8.26}{242}\right)^2}$$

$$= 239.86\ kB$$

Знаходимо розподіл потоку потужностей на ділянці А``3``

$$\underline{S}_{3``1}^{K} = \underline{S}_{13} - jQ_{13} = 11.34 + j6.56 - j2.72 = 11.34 + j3.84\ MBA$$

$$\underline{S}_{3``1}^{H} = \underline{S}_{3``1}^{K} + \Delta\underline{S}_{3``1} = \underline{S}_{3``1}^{K} + \frac{\left(P_{3``1}^{K}\right)^2 + \left(Q_{3``1}^{K}\right)^2}{U_{HOM}^2} \cdot (R_{13} + jX_{13}) =$$

$$= 11.34 + j3.84 + \frac{11.34^2 + 3.84^2}{220^2} \cdot (4.72 + j16.2)$$

$$= 11.35 + j3.88\ MBA$$

$$\underline{S}_{A``1}^{K} = \underline{S}_{3``1}^{H} + \underline{S}_{P3} - j(Q_{13} + Q_{A``1})$$

$$= 11.35 + j3.88 + 27.74 + j14.78 - j(2.72 + 2.72)$$

$$= 39.1 + j18.66\ MBA$$

$$\underline{S}_{A``}^{H} = \underline{S}_{A``1}^{K} + \Delta\underline{S}_{A``1} = \underline{S}_{A``1}^{K} + \frac{\left(P_{A``1}^{K}\right)^2 + \left(Q_{A``1}^{K}\right)^2}{U_{HOM}^2} \cdot (R_{A``1} + jX_{A``1}) =$$

$$= 39.1 + j18.66 + \frac{39.1^2 + 18.66^2}{220^2} \cdot (4.72 + j16.2)$$

$$= 39.28 + j19.29\ MBA$$

$$\underline{S}_{A``} = \underline{S}_{A``}^{H} - jQ_{A1} = 39.28 + j19.29 - j4.76 = 39.28 + j16.57\ MBA$$

Розраховуємо напругу вузла 1` прийнявши напругу джерела $U_{A`} = 242\ kB$

$$U_{1} = \sqrt{\left(U_{A`} - \frac{P_{A2}^{H} \cdot R_{A2} + Q_{A2}^{H} \cdot X_{A2}}{U_{A`}}\right)^2 + \left(\frac{P_{A2}^{H} \cdot X_{A2} - Q_{A2}^{H} \cdot R_{A2}}{U_{A`}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{39.28 \cdot 4.72 + 16.57 \cdot 16.2}{242}\right)^2 + \left(\frac{39.28 \cdot 16.2 - 16.57 \cdot 4.72}{242}\right)^2}$$

$$= 239.95\ kB$$

Розрахуємо напругу вузла 3``

$$U_{3``} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P^H_{3``1} \cdot R_{3``1} + Q^H_{3``1} \cdot X_{3``1}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{3``1} \cdot X_{3``1} - Q^H_{3``1} \cdot R_{3``1}}{U_1}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(239.95 - \frac{11.35 \cdot 4.72 + 3.88 \cdot 16.2}{239.95}\right)^2 + \left(\frac{11.35 \cdot 16.2 - 3.88 \cdot 4.72}{239.95}\right)^2}$$

$$= 239.47\ kB$$

Порівнюємо напруги в точці розриву:

$$U_{3`} = 239.86\ kB \quad \neq \quad U_{3``} = 239.47\ kB$$

Різниця між напругами становить 0.16%, тому приймаємо середнє значення напруги в точці розриву:

$$U_{CP1} = \frac{U_{3``} + U_{3`}}{2} = \frac{239.86 + 239.47}{2} = 239.66\ kB$$

Розрахуємо напругу споживача $\underline{S_1}$ на ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_{CP1} - \frac{P^H_{34} \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q^H_{34} \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2 + \left(\frac{P^H_{34} \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q^H_{34} \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(239.66 - \frac{20.03 \cdot \frac{5.6}{2} + 10.82 \cdot \frac{158.7}{2}}{239.66}\right)^2 + \left(\frac{20.03 \cdot \frac{158.7}{2} - 10.82 \cdot \frac{5.6}{2}}{239.66}\right)^2}$$

$$= 235.94\ kB$$

$$U_4 = \frac{U_4^B}{U_B/U_H} = \frac{235.94}{230/11} = 11.28\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від U_{HOM}

$$\frac{|U_{HOM} - U_4|}{U_{HOM}} \cdot 100\% = \frac{|10 - 11.28|}{10} \cdot 100\% = 12.84\ \%$$

Напруга в точці 4 споживача S_1 перевищує припустиме відхилення $\pm 5\%$ Приймемо заходи з регулювання за допомогою РПН

$$U_4 = U_4 + U_4 \cdot (-7 \cdot 1.5\%) = 11.28 + 11.28 \cdot (-7 \cdot 1.5\%) = 10.1\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від U_{HOM}

$$\frac{|U_{НОМ} - U_4|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|10 - 10.1|}{10} \cdot 100\% = 1\ \%$$

Визначимо напругу споживача $\underline{S_2}$ и $\underline{S_3}$ на ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_{CP1} - \frac{P_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2} + Q_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2} - Q_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2}}{U_{CP1}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(239.66 - \frac{27.57 \cdot \frac{4.3}{2} + 13.52 \cdot \frac{109.2}{2}}{239.66}\right)^2 + \left(\frac{27.57 \cdot \frac{109.2}{2} - 13.52 \cdot \frac{4.3}{2}}{239.66}\right)^2}$$

$$= 235.04\ kB$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2} + Q_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2} - Q_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(239.66 - \frac{17.52 \cdot \frac{4.3}{2} + 7.5 \cdot \frac{0}{2}}{239.66}\right)^2 + \left(\frac{17.52 \cdot \frac{0}{2} - 7.5 \cdot \frac{4.3}{2}}{239.66}\right)^2}$$

$$= 232.37\ kB$$

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2} + Q_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2} - Q_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(239.66 - \frac{10.01 \cdot \frac{4.3}{2} + 5.12 \cdot \frac{92.4}{2}}{239.66}\right)^2 + \left(\frac{10.01 \cdot \frac{92.4}{2} - 5.12 \cdot \frac{4.3}{2}}{239.66}\right)^2}$$

$$= 233.21\ kB$$

$$U_5 = \frac{U_5^B}{U_B/U_H} = \frac{232.37}{230/38.5} = 38.9\ kB \qquad U_2 = \frac{U_2^B}{U_B/U_H} = \frac{233.21}{230/6.6} = 6.7\ kB$$

Перевіримо отримане напруг U_5 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_5|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|35 - 38.9|}{35} \cdot 100\% = 11.13\ \%$$

Напруга в точці 5 споживача S_3 перевищує припустиме відхилення ±5%
Приймемо заходи з регулювання за допомогою РПН

$$U_5 = U_5 + U_5 \cdot (-9 \cdot 1.0\%) = 38.9 + 38.9 \cdot (-9 \cdot 1.0\%) = 35.4\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_5|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|35 - 35.4|}{35} \cdot 100\% = 1.14\ \%$$

Перевіримо напругу U_2 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 6.7|}{6} \cdot 100\% = 6.7\ \%$$

Напруга в точці 2 споживача S_2 перевищує припустиме відхилення ±5%
Приймемо заходи з регулювання за допомогою РПН

$$U_2 = U_2 + U_2 \cdot (-10 \cdot 1.0\%) = 6.7 + 6.7 \cdot (-10 \cdot 1.0\%) = 6.02\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 6.02|}{6} \cdot 100\% = 0.33\ \%$$

Результати розрахунку запишемо в таблицю 1.8.

Таблиця 1.8

Вузол	А	1	2	3	4	5
Напруга до РПН, кВ	242	239.95	6.7	239.66	11,28	38,9
Відхилення від $U_{ном.}$ %			6.7		12,84	11,13
Ступінь РПН			-10		-7	-9
Напруга після РПН, кВ			6.02		10,1	35,4
Відхилення від $U_{ном.}$ % після РПН			0.33		1	1,14

1.5 Розрахунок аварійного режиму мережі

Розрахуємо напругу у вузлах навантаження при відключеній лінії L-1

Схема заміщення для аварійного режиму зображена на рис. 1.7.

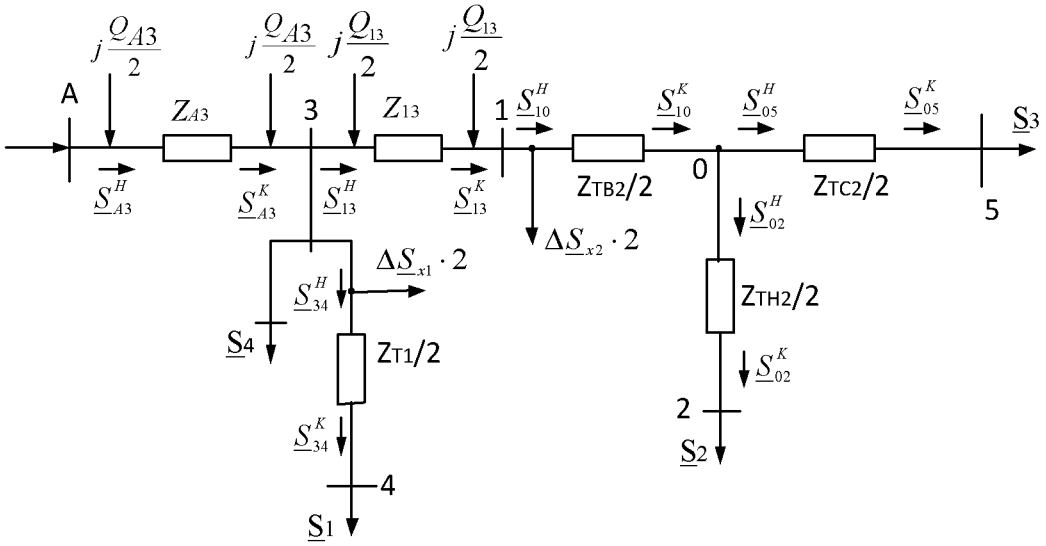


Рисунок 1.7 – Схема аварійного режиму

Знайдемо потужність $\underline{S}_{13}^{K}$

$$\underline{S}_{13}^{K} = \underline{S}_{10}^{H} + \Delta\underline{S}_{X2} \cdot 2 - jQ_{13} = \underline{S}_{10}^{H} + (\Delta P_{X2} + j\Delta Q_{X2}) \cdot 2 - jQ_{13}$$
$$= 55.25 + j29.08 + (0.091 + j0.63) \cdot 2 - j2.72$$
$$= 55.26 + j24.02\ MB$$

Знайдемо потужність $\underline{S}_{13}^{H}$

$$\underline{S}_{13}^{H} = \underline{S}_{13}^{K} + \Delta\underline{S}_{13} = \underline{S}_{13}^{K} + \frac{(P_{13}^{K})^2 + (Q_{13}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot (R_{13} + jX_{13})$$
$$= 55.26 + j24.02 + \frac{55.26^2 + 24.02^2}{220^2} \cdot (4.72 + j16.2)$$
$$= 55.61 + j25.24\ MBA$$

Знайдемо потужність $\underline{S}_{A3}^{K}$

$$\underline{S}_{A3}^{K} = \underline{S}_{13}^{H} + \underline{S}_{P4} + \Delta\underline{S}_{X2} \cdot 2 - j(Q_{13} + Q_{A3})$$
$$= 55.26 + j24.02 + 90.22 + j54 + (0.050 + j0.36) \cdot 2 - j(2.75 + 4.76) = 195.83 + j107.2\ MBA$$

Знайдемо потужність $\underline{S}_{A`}$

$$\underline{S}_{A3}^{H} = \underline{S}_{A3}^{K} + \Delta\underline{S}_{A3} = \underline{S}_{A3}^{K} + \frac{(P_{A3}^{K})^2 + (Q_{A3}^{K})^2}{U_{HOM}^2} \cdot (R_{A3} + jX_{A3})$$
$$= 195.83 + j107.2 + \frac{195.83^2 + 107.2^2}{220^2} \cdot (8.26 + j28.35)$$
$$= 204.34 + j136.39\ MBA$$

$$\underline{S}_{A`} = \underline{S}_{A3}^{H} - jQ_{A3} = 204.34 + j136.39 - j4.76 = 204.34 + j131.63\ MBA$$

Розраховуємо напругу вузла 3, прийнявши напругу джерела $UA' = 242$ кВ

$$U_3 = \sqrt{\left(U_{A`} - \frac{P_{A3}^H \cdot R_{A3} + Q_{A3}^H \cdot X_{A3}}{U_{A`}}\right)^2 + \left(\frac{P_{A3}^H \cdot X_{A3} - Q_{A3}^H \cdot R_{A3}}{U_{A`}}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{204.34 \cdot 8.26 + 136.39 \cdot 28.35}{242}\right)^2 + \left(\frac{204.34 \cdot 28.35 - 136.39 \cdot 8.26}{242}\right)^2}$$

$$= 219.89\ kB$$

Розраховуємо напругу вузла 1

$$U_1 = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{A3}^K \cdot R_{13} + Q_{A3}^K \cdot X_{13}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{A3}^K \cdot X_{13} - Q_{A3} \cdot R_{13}}{U_3}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(219.89 - \frac{195.83 \cdot 4.72 + 107.2 \cdot 16.2}{219.89}\right)^2 + \left(\frac{195.83 \cdot 16.2 - 107.2 \cdot 4.72}{219.89}\right)^2}$$

$$= 208.2\ kB$$

Визначимо напругу споживача $\underline{S}_1$ на ПС-1

$$U_4^B = \sqrt{\left(U_3 - \frac{P_{34}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2} + Q_{34}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2}}{U_3}\right)^2 + \left(\frac{P_{34}^H \cdot \frac{X_{T1}}{2} - Q_{34}^H \cdot \frac{R_{T1}}{2}}{U_3}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(219.89 - \frac{40.12 \cdot \frac{5.6}{2} + 23.28 \cdot \frac{158.7}{2}}{219.89}\right)^2 + \left(\frac{20.03 \cdot \frac{158.7}{2} - 10.82 \cdot \frac{5.6}{2}}{219.89}\right)^2}$$

$$= 211.5\ kB$$

$$U_4 = \frac{U_4^B}{U_B/U_H} = \frac{211.5}{230/11} = 10.1\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_4|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|10 - 10.1|}{10} \cdot 100\% = 1\ \%$$

Напруга в точці 4 споживача S_1 не перевищує припустиме відхилення ± 5%

Визначимо напругу споживача $\underline{S}_2$ и $\underline{S}_3$ на ПС-2

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2} + Q_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_{10}^H \cdot \frac{X_{TB2}}{2} - Q_{10}^H \cdot \frac{R_{TB2}}{2}}{U_1}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(208.2 - \frac{55.24 \cdot \frac{4.3}{2} + 29.4 \cdot \frac{109.2}{2}}{208.2}\right)^2 + \left(\frac{55.24 \cdot \frac{109.2}{2} - 29.4 \cdot \frac{4.3}{2}}{208.2}\right)^2}$$

$$= 200.4\ kB$$

$$U_5^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2} + Q_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{05}^H \cdot \frac{X_{TC2}}{2} - Q_{05}^H \cdot \frac{R_{TC2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(200.4 - \frac{35.06 \cdot \frac{4.3}{2} + 15 \cdot \frac{0}{2}}{200.4}\right)^2 + \left(\frac{35.06 \cdot \frac{0}{2} - 15 \cdot \frac{4.3}{2}}{200.4}\right)^2}$$

$$= 200\ kB$$

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_0 - \frac{P_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2} + Q_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P_{02}^H \cdot \frac{X_{TH2}}{2} - Q_{02}^H \cdot \frac{R_{TH2}}{2}}{U_0}\right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(200.4 - \frac{20.02 \cdot \frac{4.3}{2} + 10.48 \cdot \frac{92.4}{2}}{200.4}\right)^2 + \left(\frac{20.02 \cdot \frac{92.4}{2} - 10.48 \cdot \frac{4.3}{2}}{200.4}\right)^2}$$

$$= 197.8\ kB$$

$$U_5 = \frac{U_5^B}{U_B/U_H} = \frac{200}{230/38.5} = 33.4\ kB \qquad U_2 = \frac{U_2^B}{U_B/U_H} = \frac{197.8}{230/6.6} = 5.6\ kB$$

Перевіримо отриману напругу U_5 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_5|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|35 - 33.4|}{35} \cdot 100\% = 4.5\ \%$$

Напруга в точці 5 споживача S_3 не перевищує припустиме відхилення $\pm 5\%$

Перевіримо отриману напругу U_2 на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 5.6|}{6} \cdot 100\% = 6.6\ \%$$

Напруга в точці 2 споживача S_2 перевищує припустиме відхилення $\pm 5\%$. Приймемо заходи з регулювання за допомогою РПН

$$U_2 = U_2 + U_2 \cdot (-6 \cdot 1.0\%) = 5.6 + 5.6 \cdot (7 \cdot 1.0\%) = 6\ kB$$

Перевіримо отриману напругу на відхилення від $U_{НОМ}$

$$\frac{|U_{НОМ} - U_2|}{U_{НОМ}} \cdot 100\% = \frac{|6 - 6|}{6} \cdot 100\% = 0\ \%$$

Результати розрахунку запишемо в таблицю 1.9.

Таблиця 1.9. – Результати розрахунку напруг

Вузол	А	1	2	3	4	5
Напруга до РПН, кВ	242	239.45	5,6	239.34	10,1	33,4
Відхилення від $U_{ном.}$ %			6.6		1	4,5
Ступінь РПН			7			
Напруга після РПН, кВ			6			
Відхилення від $U_{ном.}$ %після РПН			0			

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Перевірка потужності силових трансформаторів

Розраховуємо двотрансформаторну підстанцію ПС-1, до якої підключене навантаження потужністю $S_1 = 40 + j20$ МВА.

На підстанції встановлені 2 трансформатори типу ТРДН-40000/220. Визначаємо номінальну потужність встановлених трансформаторів:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{40^2 + 20^2} = 44.7\ MBA$$

Проводимо перевірку обраного трансформатора ТРДЦН 40000/220 на здатність без пошкоджень витримати заданий графік навантажень.

Тип трансформатора ТРДЦН 40000/220

Потужність трансформатора S=40 МВА

Таблиця 2.1 – Навантаження споживачів протягом доби.

години	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
Sсп%	50	40	60	90	80	75	75	90	100	125	150	102
Sсп, МВА	22.3	17.8	26.8	40.2	35.7	33.5	33.5	40.2	44.7	55.8	67.05	45.6

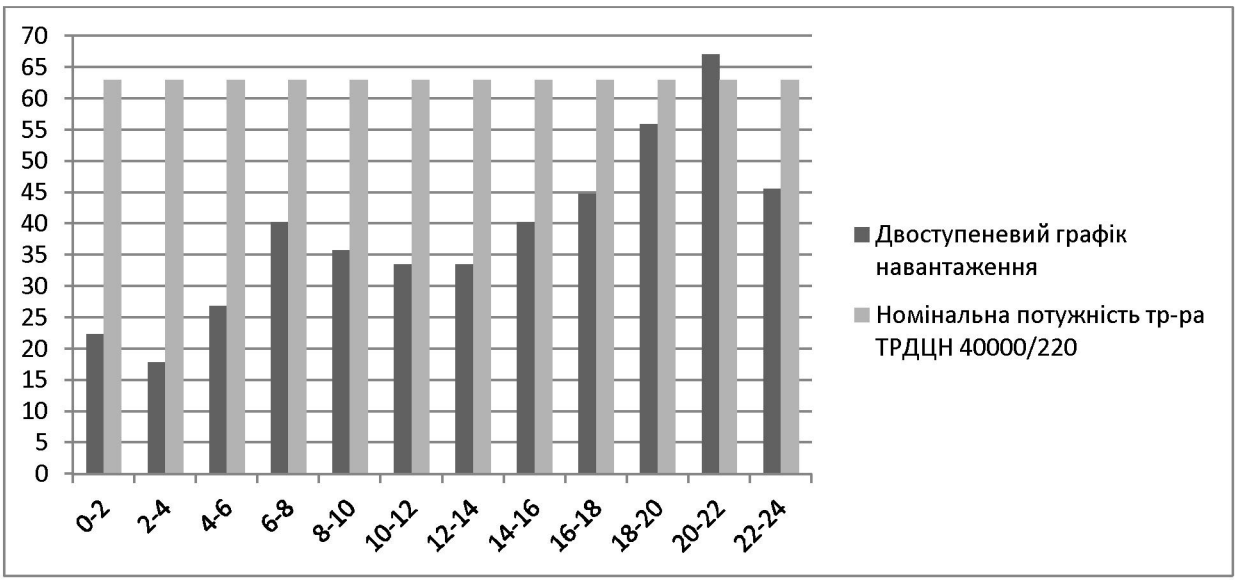


Рисунок 2.1 – Графік навантаження тр-ра підстанції в аварійному режимі.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$К_1 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \ldots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}$$

де $S_1, S_2, \ldots S_n$ - власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розташованого нижче лінії номінальної потужності трансформатора.

$t_1, t_2, \ldots t_n$ - тривалість ступеня, годин.

$$К_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \cdots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \cdots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{40} \sqrt{\frac{(22.3^2 + 17.8^2 + 26.8^2 + 35.7^2) \cdot 2 + (33{,}5^2 + 33{,}5^2) \cdot 4}{12}} = 0{,}87$$

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

$$К_2 = \frac{1}{S_{ном}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \ldots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}}$$

де $S_1, S_2, \ldots S_n$ - навантаження вище лінії номінальної потужності трансформатора.

$$К_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \ldots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \ldots + t_n}} =$$

$$= \frac{1}{40} \sqrt{\frac{(2 \cdot 40.2^2 + 45.6^2 + 44.7^2 + 55.8^2 + 67.05^2) \cdot 2}{12}} == 1{,}37$$

Максимальне перевантаження трансформатора становить

$$К_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{67.05}{40} 1.67$$

де S_{MAX} - максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження.

Попереднє значення $К_2$ необхідно порівняти зі значенням $К_{max}$,

і якщо $К_2 < 0{,}9 \cdot К_{max} \rightarrow$ приймаємо $К_2' = 0{,}9 \cdot К_{max}$

Так як $К_2 = 1{,}37 < 0{,}9 \cdot 1.67 \rightarrow 1{,}5 < 1{,}37 \rightarrow К_2' = 1{,}5$ час перенавантаження $t_{год} = 12$ годин.

За ГОСТ 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періода ($+20^oС$) та часу перевантаження $t_{год}$ знаходимо значення $К_2$. Порівнюємо значення $К_2$ за ГОСТом та реальне. Якщо значення $К_2$ по ГОСТу

менше, ніж реальне, значить трансформатор обрано неправильно тому необхідно узяти трансформатор, більшої потужності.

Можемо зробити висновок:

Так як за ГОСТом 14209-85 $К_{2табл} = 1{,}4 < 1.5$ – трансформатор обрано неправильно. Обираємо потужніший трансформатор ТРДЦН 63000/220.

Таблиця 2.2 – Навантаження споживачів протягом доби.

Години	0-2	2-4	4-6	6-8	8-10	10-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-22	22-24
Sсп%	50	40	60	90	80	75	75	90	100	125	150	102
Sсп, МВА	22.3	17.8	26.8	40.2	35.7	33.5	33.5	40.2	44.7	55.8	67.05	45.6

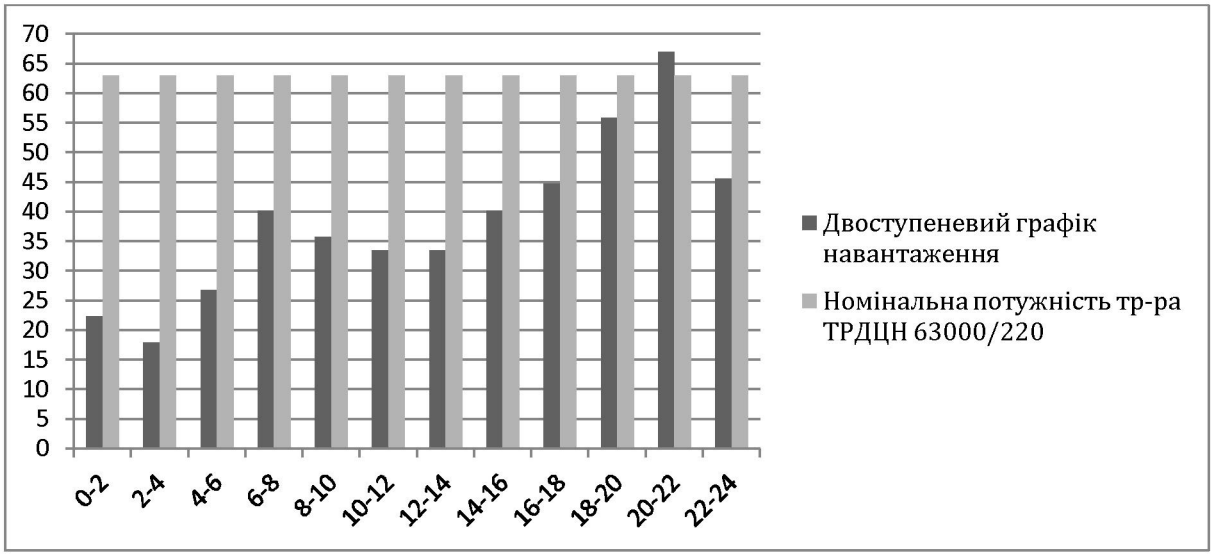


Рисунок 2.2 – Графік навантаження тр-ра підстанції в аварійному режимі.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий.

$$К_1 = \frac{1}{63}\sqrt{\frac{41902.22}{22}} = 0{,}7$$

$$К_2 = \frac{1}{63}\sqrt{\frac{67{,}05^2 \cdot 2}{2}} = 1{,}06$$

Максимальне перевантаження трансформатора становить

$$К_{max} = \frac{S_{max}}{S_{ном}} = \frac{67.05}{63} = 1.06$$

Так як $К_2 = 1{,}06 < 0{,}9 \cdot 1{,}06 \rightarrow 0.95 < 1{,}06 \rightarrow К_2' = 1{,}06,$ час

перенавантаження $t_{год} = 2$ години.

Можемо зробити висновок: так як за ГОСТом 14209-85 $К_{2табл} = 1,5 > 1,06$ – трансформатор обрано правильно.

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання та вибір високовольтних апаратів.

Таблиця 2.3 - Вихідні дані.

Тип	S, МВА	U, кв	Хт/2, Ом	*Хл1, Ом*	*Хл2, Ом*	S_c, kBA
ТРДЦН 63000/220	44.7	220	46.6	28.35	16.2	3200

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 220 кВ і 10 кВ. Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис. 2.3.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованій системі одиниць.

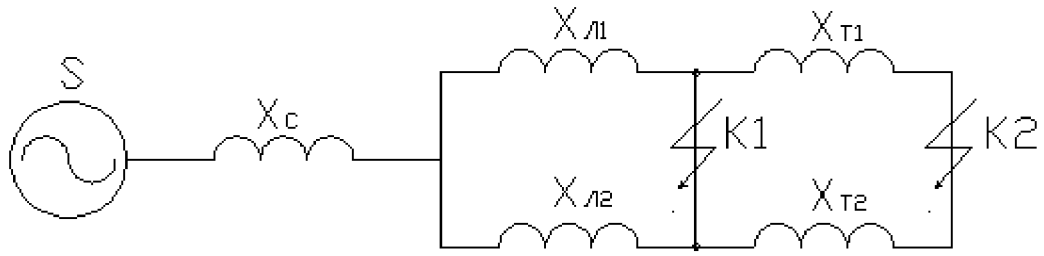


Рисунок 2.3 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір працюючої лінії $Х_л = 10.3$ Ом; трансформаторів $Х_Т/2 = 46.6$ Ом.; опір системи $Х_с = 19,36$ Ом

Періодична складова СКЗ у точці $К_1$

$$I_{к1} = \frac{U_л}{\sqrt{3} \cdot (X_с + X_л)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (19,36 + 10,3)} = 4,282 \text{ кА}$$

Періодична складова СКЗ $К_2$ приведена до напруги вищої сторони

$$I^в_{к2} = \frac{U_л}{\sqrt{3} \cdot (X_с + X_л + X_т)} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot (19,36 + 10,3 + 46,6)} = 1,665 \text{ кА}$$

реальний ТКЗ у точці $К_2$

$$I_{к2} = I^{в}_{к2} \cdot \frac{220}{10} = 1{,}665 \cdot \frac{220}{10} = 36{,}63 \text{ кА}$$

Ударний струм

- у точці $К_1$: $i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 4{,}282 = 9{,}75$ кА.
- у точці $К_2$: $i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1{,}61 \cdot 36{,}63 = 83{,}40$ кА.

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

$$I_{пτ1} = I_{к1} = 4{,}282 \text{ кА для точки } К_1.$$
$$I_{пτ2} = I_{к2} = 36{,}63 \text{ кА для точки } К_2.$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{kn} \cdot e^{-\frac{t}{Ta}}$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{к1} \cdot e^{-\frac{t1}{Ta1}} = \sqrt{2} \cdot 4{,}282 \cdot e^{-\frac{0{,}06}{0{,}025}} = 0{,}545 \text{ кА}.$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot I_{к2} \cdot e^{-\frac{t2}{Ta2}} = \sqrt{2} \cdot 36{,}63 \cdot e^{-\frac{0{,}1}{0{,}05}} = 6{,}993 \text{ кА}.$$

де $Та$ - постійна часу загасання аперіодичної складової.

Для $К_1$: $Та = 0{,}025$ с, для $К_2$: $Та = 0{,}05$ с.

Інтеграл Джоуля :

$$B_{к1} = I^2_{к1} \cdot (t + Ta) = 4{,}282^2 \cdot (0{,}06 + 0{,}025) = 1{,}55 \text{ кА}^2\text{с}$$
$$B_{к2} = I^2_{к2} \cdot (t + Ta) = 41{,}17^2 \cdot (0{,}1 + 0{,}05) = 201{,}26 \text{кА}^2\text{с}$$

Таблиця 2.4 – Значення струмів короткого замикання.

Струми КЗ	СКЗ у початковий момент часу	Ударний СКЗ, $i_у$	СКЗ у момент розмикання контактів вимикача,	Аперіод. складова ТКЗ, i_a	Інтеграл Джоуля B_K
Шини 220 кВ ($К_1$)	4,282 кА	9,75 кА	4,282 кА	0,545 кА	1,55 $(кА)^2с$
Шини 10 кВ ($К_2$)	36,63 кА	83,40 кА	36,63 кА	6,993 кА	201,26 $(кА)^2с$

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;

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 10 кВ;
- секційні вимикачі на боці 10 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять, 10 кВ; роз'єднувачі вищої напруги;
- трансформатори струму і напруги 220 кВ і 10 кВ;
- ошиновка розподільних пристроїв 220 кВ і 10 кВ.

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

Струм на боці 220 кВ :

$$I_{\text{мах}}^{\text{вн}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} = \frac{1{,}4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}231 \text{ кА}.$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ :

$$I_{\text{мах}}^{\text{нн}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{1{,}4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5{,}092 \text{ кА}.$$

Струм у колі секційного вимикача :

$$I_{\text{мах}}^{\text{с.в.}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 2} = \frac{0{,}7 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2{,}546 \text{ кА}.$$

Струм у колі лінії, що відходить :

$$I_{\text{мах}}^{\text{л.в.}} = \frac{1{,}4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}} \cdot 10} = \frac{1{,}4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 509{,}2 \text{ А}.$$

Таблиця 2.5 – Вибір вимикача на боці 220 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	0,231 кА	2 кА
$I_{ПО} \le I_{прСКЗ}$	4,282 кА	40 кА
$I_{уд} \le I_{СКВ}$	9,75 кА	102 кА
$I_{\eta\tau} \le I_{\text{откном}}$	4,282 кА	31,5 кА
$I_{a\tau} \le I_{\text{а ном}}$	0,545 кА	10,245 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	1,55 $(\text{кА})^2\text{с}$	4800 $(\text{кА})^2\text{с}$

Рекомендується установка повітряних вимикачів ВВБ-220Б-31,5/2000У1

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

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	5,092 кА	9,5 кА
$I_{ПО} \le I_{прСКЕ}$	36,63 кА	105 кА
$I_{уд} \le I_{СКВ}$	83,40 кА	300 кА
$I_{\eta\tau} \le I_{откном}$	36,63 кА	90 кА
$I_{a\tau} \le I_{а ном}$	6,993 кА	25,5 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	201,26 $(кА)^2$с	32400 $(кА)^2$с

Рекомендується установка мало масляних вимикачів МГУ-20-90/9500У3

Таблиця 2.7 - Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	2,546 кА	4 кА
$I_{ПО} \le I_{прСКЕ}$	36,63 кА	45 кА
$i_y \le I_{прСКЕ}$	83,40 кА	120 кА
$I_{\eta\tau} \le I_{откном}$	36,63 кА	45 кА
$I_{a\tau} \le I_{а ном}$	6,993 кА	-
$B_K \le I_T^2 t_r$	201,26 $(кА)^2$с	8100 $(кА)^2$с

Рекомендується установка мало масляного вимикача МГГ-10-4000-45У3

Таблиця 2.8 - Вибір роз'єднувачів 220 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні Значення
$U_C \le U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	0,231 кА	0,63 кА
$i_{уд} \le I_{прСКВ}$	9,75 кА	100 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	1,55 $(кА)^2$с	4800 $(кА)^2$с

Рекомендується установка роз'єднувачів РНД-220/630Т1

Таблиця 2.9 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	0,509 кА	3,1 кА
$I_{ПО} \le I_{прСКЗ}$	36,63 кА	45 кА
$i_y \le I_{прСКЕ}$	83,40 кА	120 кА
$I_{\eta\tau} \le I_{откном}$	36,63 кА	45
$I_{a\tau} \le I_{a\,ном}$	6,993 кА	-
$B_K \le I_T^2 t_r$	201,26 $(кА)^2с$	8100 $(кА)^2с$

Рекомендується установка мало масляних вимикачів МГГ-10-3150-45У3

2.3. Вибір ошиновки розподільних пристроїв:

Ошиновку в РП 220 кВ виконують, як правило, сталеалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 240мм^2 (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимим струмом та економічною щільністю струму.

$$F_e = \frac{I_{max}^{вн}}{j_e} = \frac{231}{1{,}1} = 210 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід АС 240/32, ($I_{доп}$=605 А >231 А)

Мінімальний перетин (виходячи з умови термічної стійкості) визначається за формулою :

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{1{,}55 \cdot 10^6}}{91} = 13{,}051 \text{ мм}^2$$

Перетин 240 мм^2 підходить і за термічною стійкістю.

За режимом КЗ згідно з ПУЕ повинні перевірятися повітряні лінії електропередач при $i_{уд1} > 50$ кА для попередження сплітання проводів при динамічній дії струмів КЗ. Так як $i_{уд1} = 9{,}75$ кА, то перевірку на динамічну стійкість не виконуємо.

Ошиновка закритих РП 10 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом.

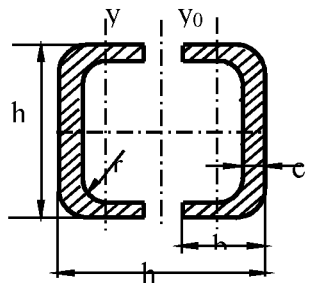
Вибираємо коробчасті шини 200х90х10, $I_{доп}$=7550 А, J=4220 см^4, $W_{у0у0}$=422 см, $W_{уу}$=40 см, q=3435 мм^2,

$\upsilon_{доп} = 70^oC$, $\upsilon_{факт} = 30^oC$, $\upsilon_{норм} = 25^oC$.

Де J- момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см^4;

q- поперечний переріз шини, см^2;

W_{y0y0} – момент опору двох зрощених шин, см;



W_{yy} – момент опору однієї шини, см.

Рисунок 2.4 – Шини коробчастого перерізу

З урахуванням температури навколишнього середовища вводиться поправка на $I_{доп}$:

$$I'_{доп} = I_{доп} \cdot \sqrt{\frac{\upsilon_{доп} - \upsilon_{факт}}{\upsilon_{доп} - \upsilon_{норм}}} = 7550 \cdot \sqrt{\frac{70-30}{70-25}} = 7{,}097 \text{ кА}$$

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 шини менше 30 і більше 200 Гц. Частота власних коливань для алюмінієвих шин визначається за формулою

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2}\sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173.2}{1{,}5^2}\sqrt{\frac{4220}{2 \cdot 3435 \cdot 10^{-2}}} = 603{,}3 \text{ Гц}, > 200 \text{ Гц}$$

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

Умовою механічної міцності шин є

$$\sigma_{расч} \le \sigma_{доп}$$

де $\sigma_{расч}$ - розрахунковий механічний напрямок у матеріалі шин, МПА,

$\sigma_{доп}$= 82,3 МПА - допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінію марки АТ, А1.

Визначимо розрахункову механічну напругу за формулою :

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 l^2}{W_{y0y0} \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(83{,}40 \cdot 10^3)^2 1{,}5^2}{422 \cdot 0{,}8} = 0{,}802 \text{ МПа}$$

де $a = 0{,}8$ м - відстань між фазами.

Визначимо силу взаємодії між швелерами :

$$f_n = \frac{0{,}5 \cdot i_y^2 \cdot 10^{-7}}{h \cdot 10^{-3}} = \frac{0{,}5 \cdot (83{,}40 \cdot 10^3)^2 \cdot 10^{-7}}{200 \cdot 10^{-3}} = 1738{,}9 \ {}^{\text{Н}}/_{\text{м}}$$

Визначаємо максимальну відстань між місцями зварювання швелерів :

$$l_{\text{пмах}} = \sqrt{\frac{12(\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\text{расч}}) \cdot W_{yy}}{f_n}} = \sqrt{\frac{12(82{,}3 - 0{,}802) \cdot 40}{1738{,}9}} = 4{,}74 \text{ м}$$

Зварювання не потрібне, так як відстань між опорними ізоляторами набагато менша максимальної відстані між місцями зварювання швелерів.

2.4. Вибір вимірювальних трансформаторів струму та 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 колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 220 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових 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 2.10.

Таблиця 2.10 - Розрахунок вторинного навантаження тр-ра 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 секц. вимикача 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 трансформаторів струму наведений у таблицях 2.11-2.13.

Таблиця 2.11 – Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги (220 кВ) :

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	220 кВ	220 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	0,231 кА	0,5 кА
$i_y \le I_{прСКЕ}$	9,75 кА	25 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	1,55 $(кА)^2 с$	288 $(кА)^2 с$
$Z_H \le Z_{H.ном}$	0,83 Ом	1,2 Ом

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: $Z_{\text{пр}} -$ номінальний опір навантаження, Ом;

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

$Z_{\text{к}} -$ опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}.$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 100$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ- питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{Ом \cdot мм}{м}$,

F- перетин жил, $мм^2$,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot \frac{100}{4} = 0,71 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_k + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,71 = 0,83 \text{ Ом}$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Трансформатор струму ТФЗМ-220Б-III відповідає умовам вибору.

Таблиця 2.12 – Вибір трансформатора струму у колі трансформатора на боці 10 кВ:

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	5,092 кА	5 кА
$i_y \le i_{дин}$	83,40 кА	-
$B_K \le I_T^2 t_r$	201,26 $(кА)^2 с$	3675 $(кА)^2 с$
$Z_H \le Z_{H.ном}$	0,643	1,2

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Тоді опір сполучних проводів може бути

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

де: $Z_{\text{пр}} -$ номінальний опір навантаження, Ом;

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

$Z_{\text{к}} -$ опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}.$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ- питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{Ом \cdot мм}{м}$,

F- перетин жил, $мм^2$,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot \frac{40}{4} = 0,283 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_k + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,283 = 0,643 \text{ Ом}$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

Рекомендується вибрати трансформатор ТШЛ-10.

Таблиця 2.13 – Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \le U_H$	10 кВ	10 кВ
$I_{расч} \le I_{ном}$	0,509 кА	0,8 кА
$i_y \le i_{дин}$	83,40 кА	100 кА
$B_K \le I_T^2 t_r$	201,26 $(кА)^2 с$	992,5 $(кА)^2 с$
$Z_H \le Z_{H.ном}$	0,1483 Ом	0,4 Ом

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Тоді опір сполучних проводів може бути

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

де: $Z_{\text{пр}} -$ номінальний опір навантаження, Ом;

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

$Z_{\text{к}} -$ опір контактів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}.$$

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

Перетин жил при довжині кабеля $l = 4$ м

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ- питомий опір алюмінію, $0,0283, \frac{Ом \cdot мм}{м}$,

F- перетин жил, $мм^2$,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot \frac{4}{4} = 0,0283 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_k + Z_{\text{пр}} = 0,02 + 0,1 + 0,0283 = 0,1483 \text{ Ом}$$

що менше ніж 1,2 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі

точності 0,5.

Беремо до установки трансформатор струму ТОЛ-10.

Вибір трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги проводиться по напрузі та потужності.

Таблиця 2.14 – Вибір трансформатора напруги з боку ВН

Тип	Клас напруги	Номінальна напруга обмоток, В			Номінальна потужність у класі, ВА	Гранична потужність, ВА	Схема з'єднання.
		Первинна	Основна вторинна	Додаткова вторинна			
НКФ-220-58У1	220	$150000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	100	400	2000	1/1/1-0-0

Таблиця 2.15 – Вибір трансформатора напруги з боку НН

Тип	$U_{ном}$	U_{max}	Номінальна напруга обмоток, В			$S_{ном}$, ВА	$S_{ном}$ додаткова, ВА	S_{max}	Схема з'єднання
			Первинна	Вторинна	Дод. вторинна				
НОЛ.09-10.02	10	12	$\frac{10000}{\sqrt{3}}$	$\frac{100}{\sqrt{3}}$	100	75	300	630	1/1/1-0-0

2.5. Обґрунтування схеми електричних з’єднань підстанції.

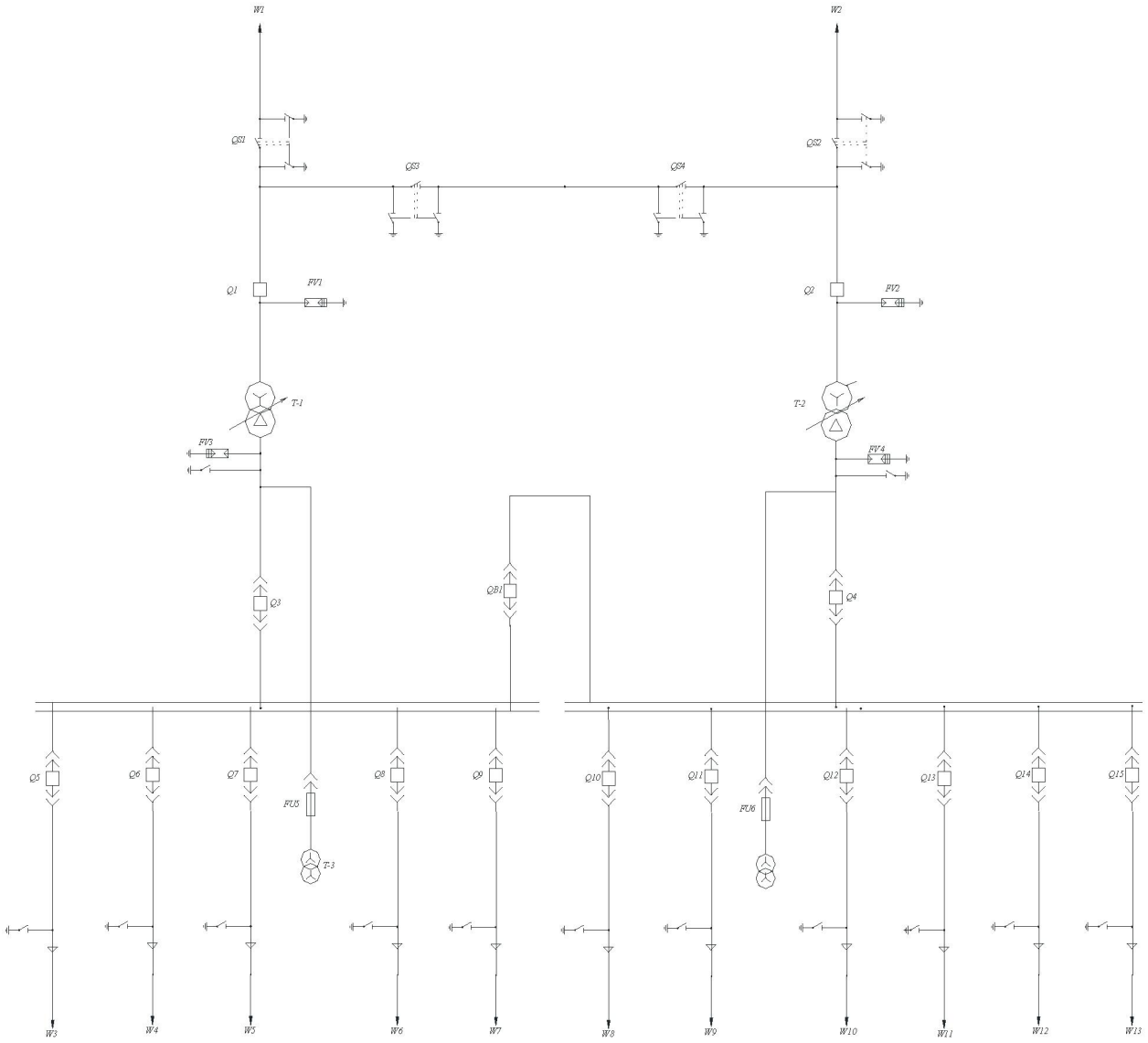


Рисунок 2.5 – Схема електричних з’єднань підстанції.

Використання даного типу схем електричних з’єднань підстанції зумовлене в першу чергу надійністю в порівнянні зі схемами з однією секцією шин та меншою вартістю проектування у порівнянні зі схемами, де використовується дві секції шин з декількома смугами збірних шин на секцію. Даний тип схеми дозволяє рівномірно розподілити навантаження на трансформаторну підстанцію, а також забезпечити безперебійне живлення споживачів у випадках аварійних вимкнень живлення на підстанції завдяки наявності секційного вимикача QB1. В даній схемі живлення споживачів відбувається від двотрансформаторної підстанції по двом лініям марки

проводів АС-240/32. Комутація ліній з боку вищої напруги відбувається завдяки вимикачам Q1 та Q2. З боку низької напруги комутація відбувається завдяки вимикачам автоматичним Q3 та Q4. Роз'єднувачі QS разом із короткозамикачами дозволяють відімкнути лінію у разі необхідності, а також шляхом створення штучного КЗ. Секційний вимикач з боку низької напруги дозволяє здійснити живлення споживачів обох секцій одночасно від одного трансформатора у випадку ремонту іншого.

Розглянемо випадок, коли на підстанції відбулося КЗ. Для цієї схеми, у нормальному режимі секційний вимикач розімкнений. Якщо КЗ відбулося на шині низької напруги на секції та, що зліва, мають спрацювати автоматичні вимикачі Q3 та всі вимикачі на лініях, що відходять. Також може спрацювати запобіжник на лінії трансформатора напруги та трансформатора власних потреб, якщо струм перевищить встановлене значення струму плавкої вставки запобіжника. При КЗ на шині з боку високої напруги спрацює вимикач на лінії до трансформатора.

Якщо ж необхідно вивести у ремонт одну із ліній, що живлять споживачів, то потрібно замкнути секційний вимикач, і живлення всіх споживачів відбудеться через один трансформатор. У разі виникнення КЗ у лінії що відходить спрацює вимикач тільки в цій лінії.

2.6.Вибір трансформаторів власних потреб

Приймачами 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. 16.

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.

Таблиця 2.16 – Розрахунок потужності приймачів власних потреб

№ п/п	Найменування споживача	Установлена потужність		cosφ	$tg\ \varphi$	Навантаження	
		Одиниці, кВт кількість	Всього, кВт			$P_{уст}$, кВт	$Q_{уст}$, кВАр
1	Охолодження трансформаторів ТД 63000/220	2х29,6	59,2	0,85	0,62	59,2	36,7
2	Підігрів високовольтних вимикачів зовнішньої установки	2х3,6	7,2	1	-	7,2	-
3	Підігрів приводів роз'єднувачів зовнішньої установки	4х0,6	2,4	1	-	2,4	-
4	Опалення, освітлення, вентиляція закритого РУ	5	5	1	-	5	-
5	Освітлення РУ	5	5	1	-	5	-
	Всього					78,8	36,7

Розрахункове навантаження

$$S_{уст} = К_С \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}$$

$К_С$ – коефіцієнт попиту. Приймаємо рівним 0,8

$$S_{уст} = 0.8 \cdot \sqrt{78.8^2 + 36.7^2} = 69.54 \text{ кВА}$$

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. Ремонтне навантаження на підстанції можна брати таким, що дорівнює $S_{ТСР}$ 20 – 25 кВА.

$$S_{ТСН} = \frac{S_{ТСР} + S_{СН}}{1,2} = \frac{69,54 + 20}{1,2} = 74,61 кВА.$$

Беремо стандартну потужність трансформатора $S_{ТСН}$ =100 кВА.

Остаточно для живлення споживача власних потреб беремо два трансформатори стандартної потужності: ТМ-100/10.

2.7. Компонування розподільних пристроїв на боці 220 кВ.

Підстанції (ПС) 220 кВ споруджують, як правило, відкритими.

Спорудження закритих ПС напругою 220 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.

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

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

Трансформатори 220 кВ варто установлювати відкритими, а у районах із забрудненою атмосферою з посиленою ізоляцією.

Схеми для напруг 220 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами і т.ін.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків.

Для РП 35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 -секціонують обидві системи шин.

2.8. Компонування розподільних пристроїв на боці 10 кВ.

РП 10 кВ входять до складу підстанцій як головні РП. До РП 10 кВ підстанцій підключаються понижуючі трансформатори, синхронні компенсатори та ін.

Схеми РП 10 кВ повинні задовольняти наступним вимогам: неспрацювання вимикача не повинне приводити до припинення

електропостачання відповідальних споживачів (1 категорія по ПУЭ), розширення РП з ростом навантажень не повинне приводити до зміни схеми і значних будівельних і монтажних робіт.

Секціювання збірних шин дозволяє задовольнити вимоги надійності. Розширення РП здійснюється заповненням резервних осередків або введенням нової секції.

РУ 10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. У ЗРУ 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення.

2.9. Заземлюючі пристрої підстанції.

Усі електричні частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під ним через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним.

Заземлення, призначене для створень нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим.

Для захисту устаткування від ушкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Для початку визначимо параметри, необхідні для розрахунку захисту трансформаторів

Згідно завдання, необхідно виконати розрахунок захисту для трансформатора типу ТРДЦН-63000/220. Трансформатор отримує живлення від енергосистеми з параметрами $x_{с.макс}$= 12 Ом; $x_{с.мин}$= 18 Ом (опір наведено до $U_{ср.ном}$= 230 кВ).

Для складання схеми заміщення (рис. 3.1) розрахуємо опір трансформатора:

а) загальне індуктивний опір:

$$X_{\text{т}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{U^2_{\text{ср.ном}}}{S_{\text{н}}} = \frac{12}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 100.8 \text{ Ом}$$

б) опір обмотки вищої напруги:

$$X_{\text{в}} = 0.125 \cdot X_{\text{т}} = 0.125 \cdot 100.8 = 12.6 \text{ Ом}$$

в) опір обмотки нижчої напруги:

$$X_{\text{н}} = 1.75 \cdot X_{\text{т}} = 1.75 \cdot 100.8 = 176.3 \text{ Ом}$$

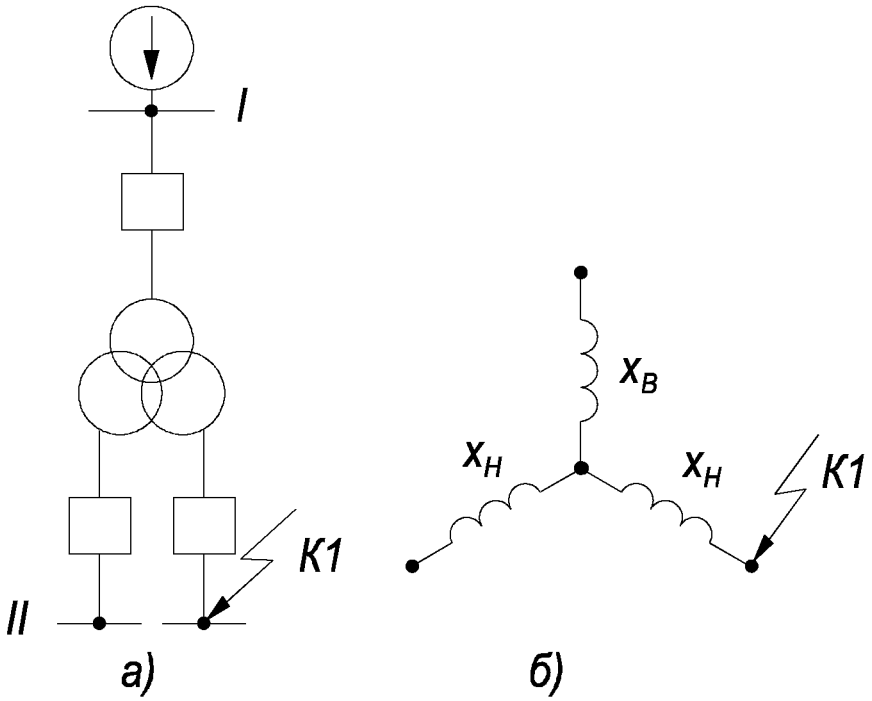


Рисунок 3.1. – Схема (а) і схема заміщення (б) трансформатора з розщепленої обмоткою.

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 220 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{\text{н.мин}} = x_{\text{н.ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 12.6 \cdot (1 - 0.12)^2 = 9.8 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{н.мах}} = x_{\text{н.ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 12.6 \cdot (1 + 0.12)^2 = 15.8 \text{ Ом}$$

Тоді

$$x_{\text{в.мин}} = x_{\text{в.ном}} \cdot (1 - \Delta U)^2 = 176.3 \cdot (1 - 0.12)^2 = 136.6 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{в.мах}} = x_{\text{в.ном}} \cdot (1 + \Delta U)^2 = 176.3 \cdot (1 + 0.12)^2 = 221.2 \text{ Ом}$$

Струм короткого замикання на шинах нижчої напруги (точка К1, рис. 3.1):

$$I_{\text{к.мах}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с.мах}} + x_{\text{в.мин}} + x_{\text{н.мин}})} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot (12 + 136.6 + 9.8)} = 839\ A$$

$$I_{\text{к.мин}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{2 \cdot (x_{\text{с.мин}} + x_{\text{в.мах}} + x_{\text{н.мах}})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 221.2 + 15.8)} = 451\ A$$

3.1 Подовжній диференціальний струмовий захист.

1. Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов: а) відбудова від кидка струму намагнічування, що виникає при включенні трансформатора на холостий хід або при відновленні напруги після відключення КЗ, а також від перехідних струмів небалансу при зовнішніх КЗ:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}$$

де $k_{отс}$ - коефіцієнт відбудови, для реле типу РНТ $k_{отс} = 1{,}3$; $I_{ном}$ - номінальний струм тієї сторони трансформатора, напруга якої прийнято в якості розрахункової;

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158\ A$$

$$I_{\text{с.з}} = 1.3 \cdot 158 = 206\ A$$

б) відбудова від максимального періодичного струму небалансу, що виникає при зовнішніх КЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{з}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$$

де $k_з = 1{,}3$ - коефіцієнт запасу по вибірковості; $I_{нб.расч}$ - максимальний розрахунковий струм небалансу, який визначається як сума трьох складових, пропорційних періодичної складової струму КЗ,

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}$$

складова струму $I'_{нб.расч}$ обумовлена похибкою трансформатора струму:

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}}$$

де $k_{одн} = 1{,}0$; $\varepsilon = 0{,}1$; $I_{к.макс}$ - максимальний струм зовнішнього КЗ, приведений до розрахункової ступені напруги.

Складова $I''_{нб.расч}$ обумовлена регулюванням коефіцієнта трансформації силового трансформатора (автотрансформатора) після того, як захист був збалансований на середній відпайці. Це складова визначається як сума струмів небалансу на сторонах, де є регулювання:

$$I''_{\text{нб.расч}} = \sum_{n=I}^{III} \Delta U_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.мах.н}}$$

де ΔU_n - відносна похибка регулювання напруги, приймається рівною половині діапазону регулювання боку n трансформатора (якщо регулювання $\pm 10\%$, то $\Delta U_n = 0{,}1$); $I_{к.макс.n}$ - максимальний періодичний струм, що протікає по стороні n трансформатора. Складова $I'''_{нб.расч}$ обумовлена неточністю установки на реле розрахункових чисел витків:

$$I'''_{\text{нб.расч}} = \sum_{n=I}^{III} \Delta w_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.мах.н}}$$

де $\Delta w_n = \dfrac{w_{n.расч} - w_n}{w_n}$ - похибка вирівнювання для сторони n трансформатора.

З урахуванням наведених виразів виконуємо розрахунок струму спрацьовування захисту по умові налагодження від струму небалансу:$I_{\text{с.з}} = k_{\text{з}} \cdot \left(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I\right) \cdot I^{(3)}_{\text{к.мах}} = 1.3 \cdot (1.0 \cdot 0.1 + 0.12) \cdot 839 = 240\ A$

Приймаємо більше значення $I_{\text{с.з}} = 240$ А.

2. Вибір типу реле виробляється на основі оцінки чутливості захисту, яку визначаємо наближено, вважаючи, що весь струм ушкодження (приведений до вторинної стороні) потрапляє в реле. Попередня перевірка чутливості проводиться по первинному току при двофазному КЗ на стороні НН, при цьому повинна виконуватися умова:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 2.0$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{451}{240} = 1.88 < 2$$

3. Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, то застосовуємо реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова від кидка намагнічує струму

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} = 1.5 \cdot 158 = 237$$

$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 1{,}5 \cdot 316 = 474{,}4$ А.

б) відбудова від струму небалансу при КЗ на низькій стороні

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{з}} \cdot \left(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I\right) \cdot I^{(3)}_{\text{к.мах}} = 1.5 \cdot (1.0 \cdot 0.1 + 0.12) \cdot 839 = 277\ A$$

Струм спрацьовування захисту приймаємо по більшому з умов

$I_{\text{с.з}} = 277$ А.

4. Визначаємо чутливість захисту при КЗ на стороні НН при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{451}{277} = 1.63$$

Це значення $k_{ч}$ дещо менше нормованого, проте, вже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I^{(2)}_{\text{к.мин}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{2 \cdot (x_{\text{с.мин}} + x_{\text{в}} + x_{\text{н}})} = \frac{230}{2 \cdot (18 + 12.6 + 176.3)} = 556\ A$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{556}{277} = 2.01$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

Тепер проведемо вибір уставок реле типу ДЗТ-11

1. Визначаємо первинні номінальні струми для двох сторін захищається за формулою:

$$I_{\text{ном.н}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.н}}}$$

де $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора;

$U_{ном.п}$ - номінальну напругу боку захищається.

Для сторони високої напруги 230 кВ:

$$I_{\text{ном.н}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158\ \text{А}$$

.

Для сторони низької напруги 10,5 кВ:

$$I_{\text{ном.н}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 3464\ \text{А}$$

2. Визначаємо вторинні номінальні струми плечей захисту:

$$I_{\text{в.ном.н}} = \frac{I_{\text{ном.н}} \cdot k_{\text{сх.н}}}{\text{К}_{I.n}}$$

де $k_{сх.п}$ - коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток трансформатора на захищається стороні об'єкта (при з'єднанні обмоток в зірку $k_{сх} = 1{,}0$; при з'єднанні обмоток в трикутник $k_{сх} = \sqrt{3}$);

$K_{I.n}$ - коефіцієнт трансформації трансформатора, прийнятий на

захищається стороні об'єкта (при виборі коефіцієнта ТТ треба враховувати, щоб вторинні номінальні струми істотно не перевищували паспортні значення струмів 5 А або 1 А). Сторона з найбільшим вторинним струмом приймається як основний, що забезпечує найменшу похибку вирівнювання для реле.

Для сторони високого напряженія230 кВ:

$$I_{\text{в.ном.н}} = \frac{158 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4.57 \text{ А}$$

Для сторони низької напруги 10,5 кВ

$$I_{\text{в.ном.н}} = \frac{3464}{4000/5} = 4.33 \text{ А}$$

Враховуючи, що обмотка низької напруги трансформатора виконана розщепленої, отримане значення струму необхідно подвоїти - $I_{в.ном.п}$ = 8,66 А.

Отримані розрахункові дані наводимо в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. – Розрахунок первинних та вторинних струмів сторін трансформатора

позначення параметрів	I – ВН- 230 кВ	II - НН- 10,5 кВ
$I_{ном.п}$, А	158	3464
K_{In}	300/5	4000/5
Схема з'єднання трансформатора	трикутник	зірка
$I_{в.ном.п}$, А	4,57	8,66

З таблиці 3.1 випливає, що в якості основної слід взяти сторону низької напруги (10,5 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

3. Струм спрацьовування реле для основної сторони трансформатора визначаємо за виразом:

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.расч}}}{U_{\text{ном.}n}}\right)}{K_{I.n}}$$

де $U_{ном.расч}$ - номінальна напруга з боку, відповідної розрахункової ступені напруги.

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{277 \cdot 1 \cdot \frac{230}{10.5}}{4000/5} = 7.58\ A$$

4. Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони

визначаємо за формулою:

$$w_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.осн}}} = \frac{100}{7.58} = 13.2 \text{ витков}$$

Приймаємо найближче менше ціле значення $w_{\text{осн.расч}} = 13$ витків, що забезпечує запас по вибірковості. При цьому фактичний струм спрацьовування реле становить:

$$I_{\text{с.р.осн}} = \frac{100}{13} = 7.69 \text{ А}$$

5. Розрахунок числа витків для іншої сторони захисту вибираємо за умовами балансу на реле МДС захисту при зовнішньому КЗ або нормальному режимі (рис. 3.2):

$$I_{\text{в.ном}I} \cdot w_I = I_{\text{в.ном}II} \cdot w_{II}$$

Звідки

$$w_{\text{расч}.n} = w_{\text{осн}} \cdot \left(\frac{I_{\text{в.ном.осн}}}{I_{\text{в.ном}.n}}\right)$$

$$w_{\text{расч}} = 13 \cdot \frac{8.66}{4.57} = 24.6 \text{ витков}$$

Приймаємо найближче ціле значення, що забезпечує найменшу похибку вирівнювання $w_I = 25$ витків.

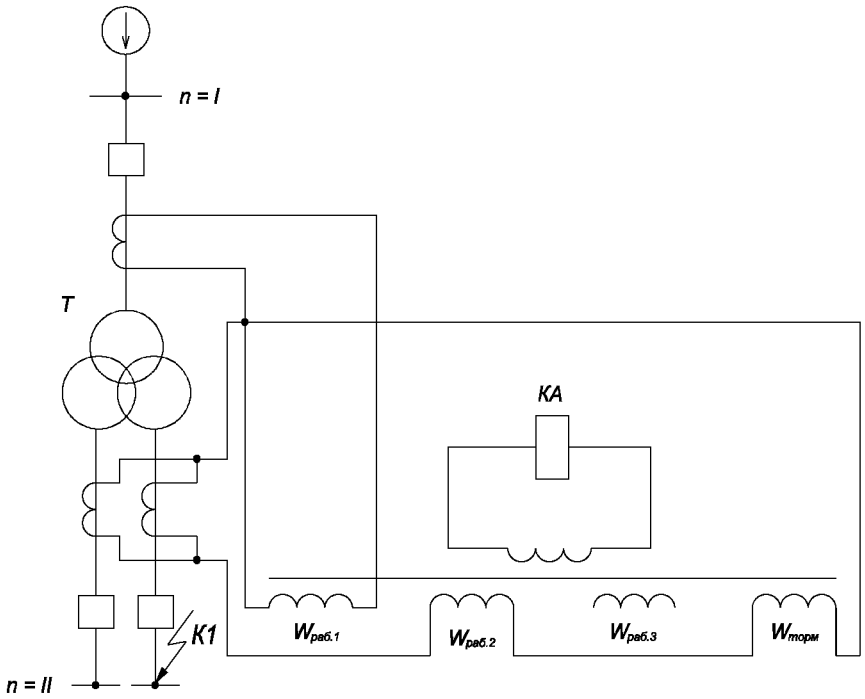


Рисунок 3.2 – Спрощена схема диференціального захисту з реле ДЗТ-11.

6. Уточнений струм спрацьовування захисту з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{з}}\left(k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I\right) \cdot I_{\text{к.мах}} = 1.5(1.0 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.014) \cdot 839 = 294\ A$$

де

$$\Delta w_I = \frac{w_{\text{расч}} - w_I}{w_{\text{расч}}} = \frac{24.6 - 25}{24.6} = 0.014$$

7. Уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле визначаємо за формулою:

$$I_{\text{ср.}осп} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном.}II}}\right)}{K_{I.(II)}} = \frac{294 \cdot 1 \cdot \frac{230}{10.5}}{4000/5} = 8.05\ A$$

8. Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами, наведеними в п. 3.2.1:

$$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{з}}\left(k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_{II}\right) \cdot I_{\text{к.мах}} = 1.5(1.0 \cdot 0.1 + 0.12 + 0.0147) \cdot 839 = 295\ A$$

де

$$\Delta w_I = \frac{w_{\text{расч}} - w_I}{w_{\text{расч}}} = \frac{13.2 - 13}{13{,}2} = 0.0147$$

9. Число витків гальмівний обмотки, що забезпечує надійну відбудову реле від струму небалансу при даному виді КЗ, визначається за виразом:

$$w_{\text{торм.}n} = \frac{k_{\text{з}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{I_{\text{торм.}n}} \cdot \frac{w_{\text{раб.}n}}{tg_\alpha}$$

де $k_з = 1{,}5$; $I_{торм.n}$ - первинний гальмовий струм на захищається стороні трансформатора, на якій включена гальмівна обмотка; $tg\alpha = 0{,}75$ - тангенс кута нахилу дотичної проведеної з початку координат до нижньої розрахункової по вибірковості гальмівної характеристиці (рис. 3.3).

$$w_{\text{торм.}n} = \frac{1.5 \cdot 295 \cdot 13}{839 \cdot 0.75} = 9.1 \approx 9\ \text{витков}$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

w_I = 25 шт., w_{II} = 13 шт., $w_{торм}$ = 9 шт.

10. Чутливість захисту визначаємо наближено за первинними струмів при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}}$$

де $I_{с.з}$ – фактичний струм спрацьовування захисту, визначається з виразу

$$I_{\text{с.р.}n} = \frac{I_{\text{с.з}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.расч}}}{U_{\text{ном.}n}}\right)}{K_{I.n}}$$

звідки

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{с.р.}n} \cdot K_{I.n}}{k_{\text{сх}} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном.расч}}}{U_{\text{ном.}n}}\right)}$$

де $I_{с.р.п} = I_{с.р.осн} = 7{,}58$ А.

$$I_{\text{с.з}} = \frac{7.58 \cdot 4000/5}{\frac{230}{10.5}} = 280.9 \text{ А}$$

Тоді визначаємо коефіцієнти чутливості:

$$k_{\text{ч1}} = \frac{451}{280.9} = 1.61 \quad k_{\text{ч2}} = \frac{556}{280.9} = 1.97$$

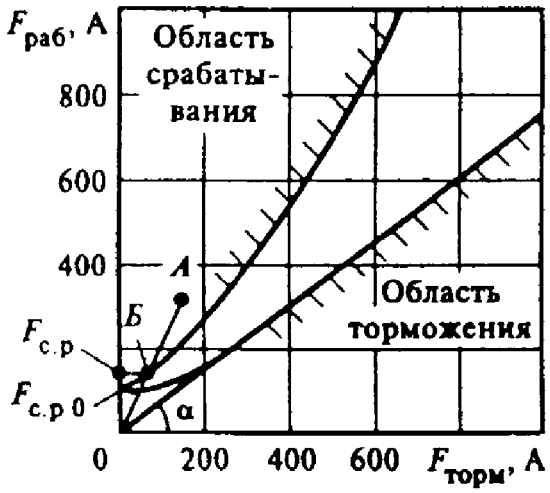


Рисунок 3.3. – Характеристика для визначення чутливості диференціального захисту з реле типу ДЗТ-11 при наявності гальмування.

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги практично відповідає нормованому, а при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки.

3.2 Максимальний струмовий захист

1. Для двообмоткових трансформаторів захист встановлюється на стороні живлення (ВН) і виконується дворелейним із з'єднанням трансформатора в

трикутник для підвищення чутливості. Так як в даному випадку обмотка НН розщеплена, то в колі кожного відгалуження встановлюється окремий МСЗ, як правило, з пуском по напрузі. Захист діє з двома витримками часу: з першої витримкою відключається вимикач відгалуження ПН, з другої - всі вимикачі об'єкта.

2. Спочатку визначаємо струм спрацьовування МСЗ без пуску по напрузі, який відбудовується від максимального струму навантаження з урахуванням самозапуска рухового навантаження:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{з}} \cdot k_{\text{с}} \cdot I_{\text{нагр.мах}}}{k_{\text{в}}}$$

де $k_з = 1{,}2$ - коефіцієнт запасу по вибірковості; $k_в = 0{,}8$ - коефіцієнт повернення реле РТ-40; k_c - коефіцієнт самозапуску, що враховує збільшення струму загальмованою рухового навантаження після відновлення напруги, приймаємо $k_c = 2{,}5$; $I_{\text{нагр.мах}}$- максимальний струм навантаження, приймаємо рівним номінального струму трансформатора.

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1{,}2 \cdot 2{,}5 \cdot 158}{0{,}8} = 592{,}5\ A$$

3. Коефіцієнт чутливості захисту визначаємо при двофазному металевому КЗ в мінімальному режимі

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{451}{592.5} = 0.76 < 1.2$$

Оскільки чутливість МСЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі з боку НН трансформатора.

4. Струм спрацьовування МСЗ з пуском по напрузі відбудовується від номінального струму трансформатора $I_{ном}$ на стороні, де встановлено захист:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{з}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{нагр.мах}}$$

$$I_{\text{с.з}} = \frac{1{,}2}{0{,}8} \cdot 158 = 237\ A$$

а чутливість захисту в тій же розрахунковій точці складе:

$$k_{\text{ч}} = \frac{451}{237} = 1.9$$

5. Напруга спрацьовування пускового органу мінімальної напруги, виконаного у вигляді реле, включеного на міжфазову напругу, визначаємо наближено за умовами відбудови від струмів самозапуску рухового навантаження при відновленні напруги:

$$U_{\text{с.з}} \le \frac{U_{\text{с.мин}}}{k_{\text{в}}}$$

де $k_в = 1{,}2$ - коефіцієнт повернення для реле мінімальної напруги; $U_{с.мин}$ - мінімальна міжфазова напруга в умовах самозапуска при відновленні напруги, приймаємо $U_{с.мин} = 0{,}7U_{ном}$.

$$U_{\text{с.з}} = \frac{0{,}7 \cdot 220}{1{,}2} = 128{,}3 \text{ кВ}$$

6. Напругу спрацьовування пускового органу по зворотній послідовності комбінованого пуску по напрузі приймаємо рівною мінімальній уставці фільтр-реле:

$$U_{2\text{с.з}} = 0{,}06 \cdot U_{\text{с.з}} = 0{,}06 \cdot 220 = 13{,}2 \text{ кВ}$$

7. Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних сторонах трансформатора, куди і підключені блокують реле, тобто $U^{(3)}_{к.защ} = 0$, а

$$U_{2\text{к.защ}} = \frac{U_{\text{ф}}}{2 \cdot \sqrt{3}} = \frac{220}{2 \cdot \sqrt{3}} = 63{,}5 \text{ кВ}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{к.защ}}}{U_{2\text{с.з}}} = \frac{63{,}5}{13{,}2} = 4{,}81 > 1{,}5$$

Оскільки при КЗ на приймальній стороні трансформатора $k_ч > 1{,}5$, то диференціальну захист шини на цій стороні можна не встановлювати.

8. Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається за умовою налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлено захист, за висловом

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{з}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{т.ном}} = \frac{1{,}05}{0{,}8} \cdot 158 = 207{,}4 \text{ А}$$

9. Витримка часу МСЗ узгоджується з витримкою часу захисту лінії на стороні НН.

4. ЗАХОДИ БЕЗПЕКИ ПІД ЧАС ВИКОНАННЯ РОБІТ НА ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

4.1 Роботи на кабельних лініях електропередачі

Відповідно до ПОТПЕЕ земляні роботи близько кабельних ліній електропередачі починають тільки з письмового дозволу власника цих комунікацій, до якого докладають схему розміщення і глибини закладення комунікацій. Їх місцезнаходження позначають знаками і на місці виконання робіт. Перед початком розкопок кабельної лінії виробляють контрольне розкриття лінії під наглядом персоналу організації - власника КЛ.

При виявленні не зазначених на планах кабелів, трубопроводів, підземних споруд, а також боєприпасів земляні роботи припиняють до з'ясування приналежності виявлених споруд та отримання дозволу від відповідних організацій на продовження робіт.

Не допускається проведення землерийних робіт машинами на відстані менше 1 м, а клин-молота і подібних механізмів - менше 5 м від траси кабелю, якщо ці роботи не пов'язані з його розкопкою.

Розпушування ґрунту над кабелем із застосуванням землерийних машин, відбійних молотків, ломів та кирок виробляють на глибину, при якій до кабелю залишається не менше 30 см. Решта грунт видаляють вручну лопатами.

У зимовий час при отогревании грунту для його виїмки лопатами наближення джерела тепла до кабелів допускається не ближче ніж на 15 см.

Роботу в підземних кабельних спорудах за нарядом виконують не менше трьох працівників, з яких двоє - страхують. Виробник робіт повинен мати групу IV.

До початку і під час роботи в підземній споруді перевіряють відсутність у ньому газів за допомогою газоаналізаторів (відкритим вогнем не можна - можливий вибух), забезпечують природну (відкриванням не менше ніж двох люків, не менше як на 20 хв), або примусову вентиляцію (повітродувкою на 10-15 хв). При наявності в колодязі газу працювати не можна (відомо багато випадків загибелі людей, іноді по два і навіть три людини).

Місцезнаходження підлягає ремонту кабелю визначають прослеживанием, звіркою розкладки з кресленнями та схемами, перевіркою за бирками. При розташуванні його в землі попередньо проривають контрольну траншею (шурф) впоперек кабелів, що дозволяє бачити всі кабелі. Якщо видиме пошкодження кабелю відсутня, слід застосовувати кабелепошуковий апарат.

Перед розрізанням кабелю або розкриттям з'єднувальної муфти перевіряють відсутність напруги за допомогою спеціального пристосування,

яке складається з ізолювальної штанги і стальної голки або різального наконечника. Кабель у місця проколювання попередньо закривають екраном.

При проколі кабелю користуються спецодягом, діелектричними рукавичками та засобами захисту обличчя та очей. При цьому необхідно стояти на ізолювальній основі зверху траншеї на максимальній відстані від проколюваного кабелю.

Прокол кабелю повинні виконувати два працівники: допускає і виконавець робіт або виробник і відповідальний керівник робіт; один з них, який пройшов спеціальне навчання, безпосередньо проколює кабель, а другий - спостерігає.

Якщо внаслідок пошкоджень кабелю відкриті всі струмовідні жили, відсутність напруги можна перевіряти безпосередньо покажчиком напруги без проколу кабелю.

Пристосування для проколу попередньо заземлюють через заземлювач, що заглиблюється в ґрунт на глибину не менше 0,5 м, або через броню кабелю допомогою хомутів. Броню під хомутом зачищають.

4.2 Роботи на повітряних лініях електропередачі

Роботи на ПЛ по заміні елементів, монтажу і демонтажу опор і проводів, заміні гірлянд ізоляторів виконують по технологічній карті або ППР.

Підніматися на опору і працювати на ній дозволяється тільки після перевірки її стійкості і міцності, особливо підстави. У дерев'яних опор міцність перевіряють виміром загнивання деревини з відкопуванням опори на глибину не менше 0,5 м. У залізобетонних опор і приставок (при перевірці так само відкопують грунт на глибину не менше 0,5 м) про міцність свідчить відсутність неприпустимих тріщин в бетоні, осідання або спучування грунту навколо опори, руйнування бетону опори (приставки); на металевих опорах - відсутність пошкоджень фундаментів, наявність всіх розкосів і гайок на анкерних болтах, стан відтяжок, заземлюючих провідників.

Підніматися на опору дозволяється членам бригади, допущеним до верхолазних робіт і мають наступні групи:

• III - при всіх видах робіт до верху опори;

• II - при роботах, виконуваних з відключенням ПЛ - до верху опори; а на нетоковедущих частина не вимкненій ПЛ - не ближче 2 м від голови до нижніх проводів.

При роботі на опорі слід користуватися запобіжним поясом, спиратися на обидва кігтя (лазу) і не втрачати з поля зору найближчі проводи, що перебувають під напругою.

При виконанні робіт на ПЛ без зняття напруги безпеку персоналу забезпечують за однією з двох схем:

1. Провід під напругою - ізоляція - людина - земля. Тут при напрузі до 1000 В роботу виробляють в контакті з дротом і основним захисним засобом є діелектричні рукавички і ізольований інструмент. При напрузі вище 1000 В роботу виконують на відстані від проводу із застосуванням основних електрозахисних засобів (ізолюючі штанги, кліщі) і додаткових електрозахисних засобів (діелектричні рукавички, боти, накладки).

2. Провід під напругою - людина - ізоляція - земля. Працівник торкається дроту, але при цьому він ізольований від землі спеціальними пристроями відповідної напруги і застосовує екрануючий комплект.

Працівники, які мають право виконання робіт під потенціалом проводу (з безпосереднім дотиком струмоведучих частин) ПЛ напругою понад 1000 В, повинні мати групу IV, а інші члени бригади - групу III.

Чи не дозволяється наближатися на відстань менше 8 м до лежить на землі ПЛ напругою понад 1000 В, а так само до знаходяться під напругою залізобетонним опорам ПЛ напругою 6-35 кВ за наявності ознак протікання струму замикання на землю. Такими ознаками є: пошкодження ізоляторів, дотик дроти до тіла опори, випаровування вологи з грунту, виникнення електричної дуги на стійках і в місцях закладення опори в грунт та ін. У цих випадках поблизу проводу або опори слід організувати охорону, щоб ні люди, ні тварини не могли потрапити в зону крокової напруги і отримати травму або загинути. По можливості слід поставити попереджувальні знаки або плакати і повідомити про це власнику ВЛ.

Так само не можна наближатися на відстань менше 8 м до лежачого на проводах дереву (таке іноді трапляється при розчищення траси ПЛ).

Контроль рівнів електричного і магнітного полів і захист від них працюючих забезпечують при роботі у ВРУ та на ПЛ напругою 330 кВ і вище. В якості засобів захисту застосовують екрануючі пристрої, сертифіковані екранувальні комплекти, стаціонарні або переносні магнітні екрани.

У заземлених кабінах, в будівлях із залізобетону, цегли з залізобетонними перекриттями або з заземленою металевою покрівлею електричне поле відсутнє, застосування там засобів захисту не потрібно.

Машини і механізми на пневмоколісному ходу, що знаходяться в зоні впливу електричного поля, заземлюють. При їх пересуванні для зняття наведеного потенціалу до шасі або кузова приєднують металевий ланцюг, яка повинна торкатися землі.

Додаткові заходи безпеки при роботі в зоні впливу електричного і магнітного полів відображають у наряді.

ВИСНОВКИ

В процесі виконання роботи було проведено розрахунок замкненої електричної мережі, конфігурація якої була визначена завданням роботи.

З урахуванням заданих потужностей кінцевих споживачів електричної мережі були вибрані відповідні типи трансформаторів на підстанціях, запас потужності яких здатний забезпечити безперебійне електропостачання споживачів як в нормальному так і в аварійному режимах.

Для існуючої конфігурації замкнутої мережі були розраховані параметри схеми заміщення ліній і трансформаторів, складена розрахункову схему заміщення мережі та визначено розрахункові навантаження вузлів мережі.

Регулювання напруги на вибраній схемі (за допомогою пристроїв РПН трансформаторів) показало, що ми можемо підтримувати допустиме в межах норми (+5%) значення напруги у кінцевого споживача.

У процесі розрахунку електричної частини підстанції ПС-2 була проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів та здійснено вибір на підставі розрахунку струмів короткого замикання високовольтних апаратів РП, вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

При виконанні розрахунку релейного захисту трансформатора підстанції ПС-2 був проведений розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту та максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі.

Для захисту від міжфазних коротких замикань запропоновано захист за допомогою реле типу ДЗТ-11, для якого був виконаний вибір уставок і розрахунок параметрів обмоток реле.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ:

1. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.

2. Бохмат В. С., Воротницкий Ст. Е., Татаринов Е. П. Зниження комерційних втрат в електроенергетичних системах. - "Електричні станції", 1998, № 9.

3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.– 3- изд. - М.:Энергоатомиздат, 1987- 648 с.

4. Правила улаштування електроустановок (зі змінами та доповненнями). – К.: Форт, 2017 – 760с.

5. Дьяков А. Ф, Платонов С. С. Основи проектування релейного захисту електроенергетичних систем. Навчальний посібник. – М: Видавництво MEI, 2000.

6. Жуков С. Ф. Розрахунок захистів трансформаторів і автотрансформаторів. Навчальний посібник. – Маріуполь: 2001.

7. Идельчик В. И. Электрические системы и сети. – Высшая школа, 1989, с. 496-512.

8. Куценко Г.Ф. Монтаж, експлуатація та ремонт електроустановок - Дизайн ПРО, 2003. - 272 с..

9. 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.

10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1986 - 640 с.

11. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання, станом на 21.08.2017).

12.Курс лекцій дисципліни «Охорона праці в галузі» для студентів енергетичних спеціальностей за освітньо-кваліфікаційними рівнями «спеціаліст» і «магістр» / Укл.: Л. Д. Третякова. – К.: НТУУ «КПІ», ІЕЕ, 2016. – 110 с.