

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами
(назва факультету)

Інтелектуальні системи енергопостачання
(повна назва кафедри)

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

на тему: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Богуслав - Миронівка тягова. Сухі трансформатори
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Виконав: студент

групи ЕС19120:

Керівник:

Нормоконтролер:

(підпис студента)

(підпис)

(підпис)

/ Владислав ХЛЕБНИКОВ /
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

/ доцент Андрій АНТОНОВ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

/ доцент Віталій ПЕРЦЕВИЙ /
(посада, Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Засвідчую, що у цій роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

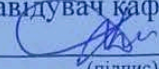
Дніпро – 2022 рік

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання
Рівень вищої освіти: Бакалавр
Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр та назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ


(підпис)

Дмитро БОСИЙ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Дата 14.12.2021

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

бакалавра

(ступінь вищої освіти)

студенту

Хлебникову Владиславу Олександровичу

(Прізвище, Ім'я По батькові)

1.Тема роботи: Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Богуслав - Миронівка тягова. Сухі трансформатори

Керівник роботи: Антонов Андрій Владиславович, к.т.н., доцент
(Прізвище, Ім'я, По батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом від

14.12.2022 р.

№ 89ст

2. Строк подання студентом роботи: 06.06.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи: вихідні дані до кваліфікаційної роботи відповідно до варіанту, дані відкритих джерел інформації

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Тягове електропостачання: розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, механічний розрахунок контактної підвіски

4.2 Електричні підстанції та станції: вибір основного обладнання тягової підстанції, розрахунки струмів короткого замикання, проектування сонячної електростанції

4.3 Електромережі та релейний захист: розрахунок кабельної лінії електропересилання, вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії

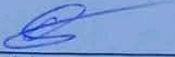
4.4 Індивідуальне завдання: Активні фільтри

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): графіки струмів поїздів на ділянці, графіку руху поїздів, графіки струмів фідерів тягових підстанцій, монтажні криві для контактної підвіски, однолінійна розрахункова схема тягових підстанцій, схеми заміщення при розрахунку струмів к.з., звіт проекту сонячної електростанції з програми PVsyst

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

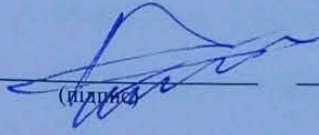
№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Тягове електропостачання	28.02.2022	
2	Електричні підстанції та станції	18.04.2022	
3	Електромережі та релейний захист	18.04.2022	
4	Індивідуальне завдання	23.05.2022	
5	Подання кваліфікаційної роботи до кафедри	06.06.2022	
6	Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії	21.06.2022	

Студент


(підпис)

Владислав ХЛЕБНИКОВ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

Керівник роботи


(підпис)

Андрій АНТОНОВ
(Ім'я ПРІЗВИЩЕ)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи бакалавра:
96 с., 25 рис., 30 табл., 7 джерел.

Об'єкт розробки – частина енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Богуслав-Миронівка. Сухі трансформатори.

Мета роботи – розрахунок системи електропостачання між підстанціями 110 кВ Богуслав - Миронівка тягова. Сухі трансформатори.

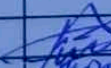
Для досягнення даної мети виконано розрахунок навантажень на систему тягового електропостачання, вибір контактної мережі, проведено механічний розрахунок контактної підвіски, розрахунок струмів короткого замикання та вибір основного обладнання тягової підстанції, виконано проектування сонячної електростанції, розрахунок кабельної лінії електропересилання та вибір параметрів релейного захисту кабельної лінії.

Результати роботи можуть стати основою для розробки системи електропостачання між підстанціями Богуслав.

Ключові слова: ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОНТАКТНА МЕРЕЖА, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, СУХІ ТРАНСФОРМАТОР

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	8
1.1 Струморозподіл у тяговій мережі.....	9
1.1 Навантаження тягових підстанцій.....	10
1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму.....	16
1.3 Переріз контактної мережі.....	20
1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії.....	21
1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом.....	24
1.6 Механічний розрахунок анкерної ділянки	26
2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ.....	33
2.1 Вибір числа, типа та потужності тягових агрегатів.....	33
2.2 Розрахунок струмів к.з у системах змінного струму.....	36
2.3 Розрахунок струмів к.з на виводах вторинних обмоток силових тр-рів.....	43
2.4 Обчислення максимальних робочих струмів.....	53
2.5 Вибір електричних апаратів вище 1000 В.....	55
2.6 Проектування сонячної електростанції.....	58
3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ	67
3.1 Розрахунок ном. перетину струмопровідної жили та екрану кабелю.....	67
3.2 Розрахунок к.з СЕС для вибору захистів кабельної лінії в комірці СЕС.....	76
3.3 Розрахунок уставок спрацювання захисту.....	81
3.4 Розрахунок емнісних струмів.....	85
3.5 Функціонування інверторного обладнання.....	86
4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ.....	88
ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ.....	97
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	98

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022–ПЗ				
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата	Розрахунок системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Богуслав. Сухі трансформатори.	Літера			Моно, удунт, ІСЕ ЕС19120
Розробив	Хлебников			20.06		Б	Д	6	
Консульт.									
Керівник	Антонов			20.06					
Н.контр.	Перцевич			20.06					
Зав.каф.	Босий			20.06					

ВСТУП

Основне призначення системи тягового електропостачання полягає в забезпеченні експлуатаційної роботи електрифікованих залізниць. Для цього необхідно, щоб загальна потужність всіх елементів системи була достатньою для забезпечення кожному електровозу необхідної потужності в різноманітних умовах роботи залізничного транспорту. Розв'язання поставленої задачі можливе лише за умови правильного вибору параметрів системи електропостачання, тобто забезпечення роботи обладнання в допустимих для нього межах по навантаженню та дотримання необхідної якості електроенергії.

В роботі використані наступні методи дослідження: порівняння, розрахунок, узагальнення, аксіоматичний метод, гіпотетичний метод, методи емпіричного рівня, методи теоретичного рівня.

Метою даної роботи є придбання та закріплення навичок вибору параметрів та визначення показників роботи системи тягового електропостачання, виконання проектних розрахунків для ділянки електрифікованої залізниці змінного струму.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						7
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1 ТЯГОВЕ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Розрахункові дані задані в таблиці 1.1, та в рисунках 1.1 і 1.2:

Таблиця 1.1 – Вхідні дані

Варіант	Розташування тягових підстанцій	Розміри руху	Графік руху	Графіки струму
		пар/доба		
3	15-65	65	4	4

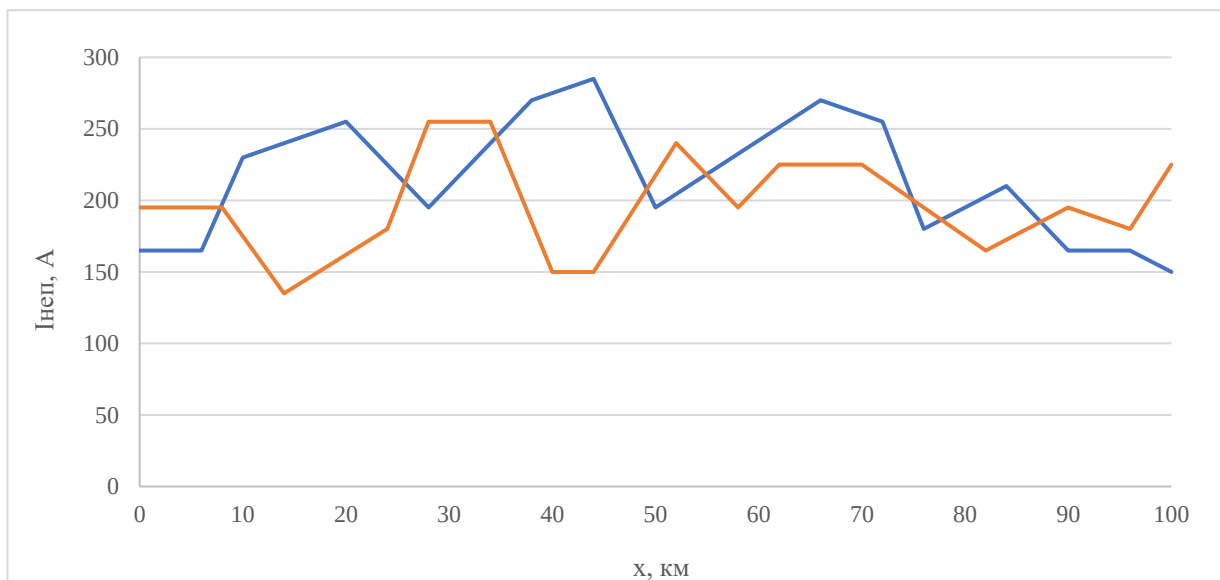


Рисунок 1.1 - Струмові навантаження потягів

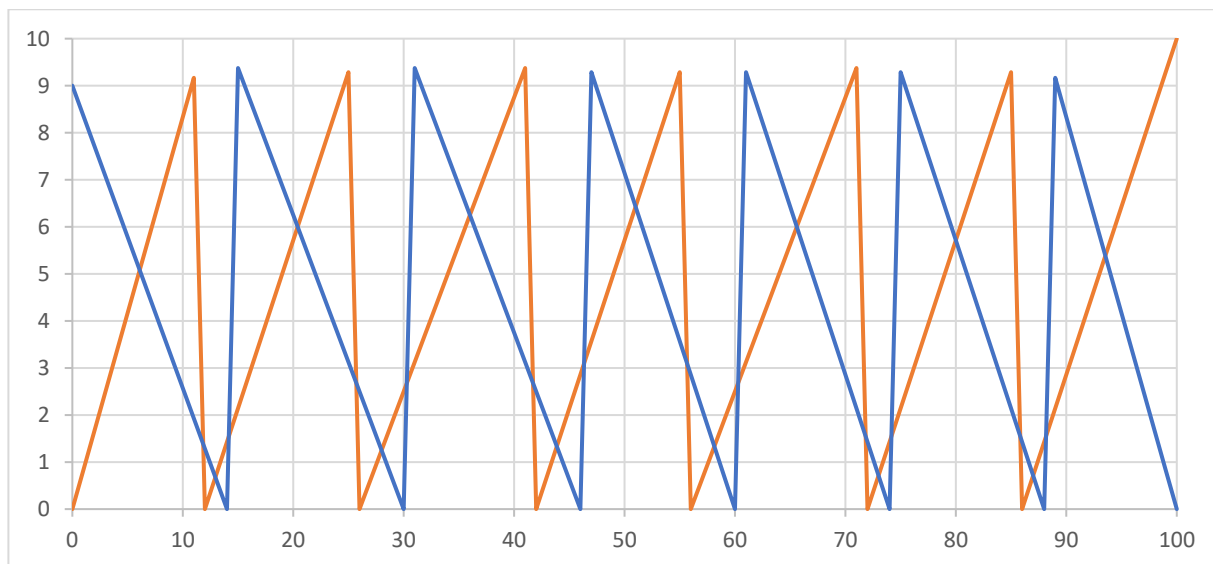


Рисунок 1.2 - Графік руху

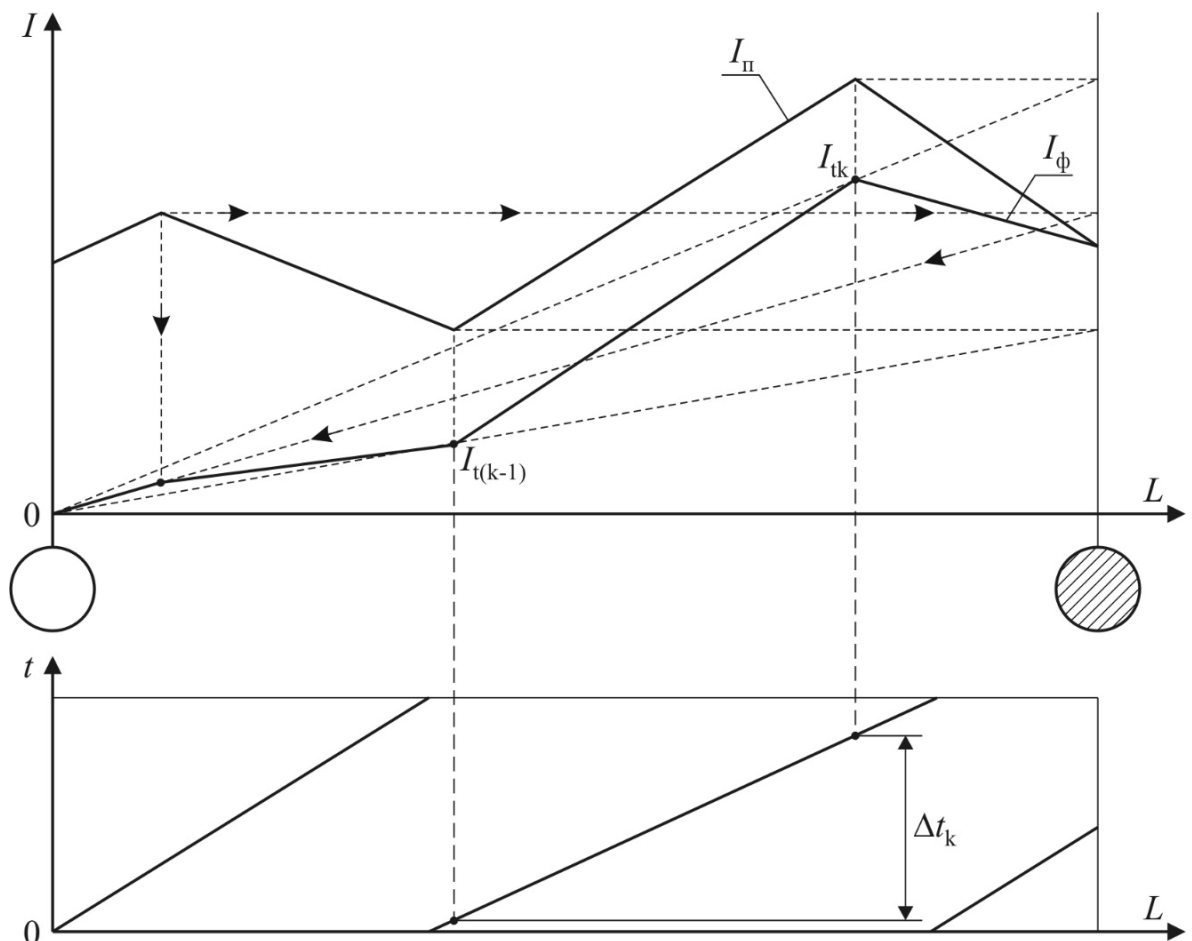
Визначити:

- 1) Навантаження на тягову підстанцію
- 2) Переріз та марку тягової мережі

1.1 Струморозподіл у тяговій мережі

Знаходження струмів фідерів виконується для другої тягової підстанції від одного поїзда. Для розрахунку рекомендується використовувати наведений графоаналітичний метод.

Кожна точка перегину заданої кривої струму проектується на вісь розрахункової підстанції. Отримана проекція точки з'єднується лінією з нульовою точкою суміжної підстанції. Із вихідної точки опускається перпендикуляр відносно осі абсцис до перетину з проведеною лінією. Для двосторонньої роздільної схеми живлення ордината отриманої точки відповідає струму фідера розрахункової підстанції, коли в абсцисі цієї точки знаходиться поїзд(рисункок 1.3).



Рисункок 1.3 - Методика визначення струмів фідерів розрахункової підстанції

Числові характеристики отриманих кривих струмів фідерів розраховуються з урахуванням відрізка часу між двома послідовними точками, який визначається за графіком руху поїзда.

1.1.1 Навантаження тягових підстанцій

Середній струм фідера за час руху поїзда розрахунковою МПЗ:

$$I = \frac{1}{2 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)} + I_{tk}) \cdot \Delta t_k, \quad (1.1)$$

де t - час руху поїзда МПЗ, яку живить даний фідер, хв.

$$I_1 = 287 \text{ А}, I_2 = 360 \text{ А}, I_3 = 144,9 \text{ А}, I_4 = 236,3 \text{ А}.$$

Ефективний струм фідера за час руху розрахункового поїзда по МПЗ:

$$I_e = \sqrt{\frac{1}{3 \cdot t} \sum_{k=1}^n (I_{t(k-1)}^2 + I_{tk}^2 + I_{t(k-1)} \cdot I_{tk}) \cdot \Delta t_k}. \quad (1.2)$$

Струми фідерів підстанції визначаються для двох режимів навантаження:

- 1) режиму середніх розмірів руху поїздів ($N = N_{\text{сер.}}$);
- 2) режиму згущення поїздів ($N = N_{3\Gamma} = 0,9N_0$);
- 3) режиму максимальних розмірів руху ($N = N_0$).

$$I_{e1} = 319,5 \text{ А}, I_{e2} = 360,1 \text{ А}, I_{e3} = 161,4 \text{ А}, I_{e4} = 202,9 \text{ А}$$

Середній струм фідера підстанції визначається за формулою:

$$I_{\phi} = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I, \quad (1.3)$$

де n_0 - максимальна кількість поїздів, які одночасно знаходяться на даній МПЗ.

Середній струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						10
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_{\phi 1} = \frac{5,79 \cdot 75}{144} \cdot 287 = 865,48 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi 2} = \frac{0,07 \cdot 75}{144} \cdot 360 = 13,12 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi 3} = \frac{5,92 \cdot 75}{144} \cdot 144,9 = 446,77 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi 4} = \frac{0,08 \cdot 75}{144} \cdot 236,3 = 9,85 \text{ A} .$$

У свою чергу,

$$N_0 = \frac{t}{J} , \quad (1.4)$$

де J - мінімальний міжпоїзний інтервал, хв;

N - добова кількість поїздів на ділянці, пар;

N₀ - максимальна пропускна спроможність ділянки, пар.

$$N_0 = \frac{T}{J} , \quad (1.5)$$

де T – розрахунковий період, що дорівнює кількості хвилин у добі, хв.

$$N_0 = \frac{24 \cdot 60}{10} = 144 \text{ пар} ;$$

$$n_{01} = \frac{57,9}{10} = 5,79 \text{ пар} ;$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						11
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$n_{02} = \frac{0,7}{10} = 0,07 \text{ пар ;}$$

$$n_{03} = \frac{59,2}{10} = 5,92 \text{ пар ;}$$

$$n_{01} = \frac{0,8}{10} = 0,08 \text{ пар .}$$

2) режим згущення поїздів;

$$N = N_0 \cdot 0,9 = 144 \cdot 0,9 = 130 \text{ пар .}$$

$$I_{\phi 1} = \frac{5,79 \cdot 130}{144} \cdot 287 = 1500,17 \text{ A ;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{0,07 \cdot 130}{144} \cdot 360 = 22,75 \text{ A ;}$$

$$I_{\phi 3} = \frac{5,92 \cdot 130}{144} \cdot 144,9 = 774,41 \text{ A ;}$$

$$I_{\phi 4} = \frac{0,08 \cdot 130}{144} \cdot 236,3 = 17,07 \text{ A .}$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$N = N_0 = 144 \text{ пар ;}$$

$$I_{\phi 1} = \frac{5,79 \cdot 130}{144} \cdot 287 = 1661,73 \text{ A ;}$$

$$I_{\phi 2} = \frac{0,07 \cdot 130}{144} \cdot 360 = 25,2 \text{ A ;}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						12
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{\phi 3} = \frac{5,92 \cdot 130}{144} \cdot 144,9 = 857,81 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi 4} = \frac{0,08 \cdot 130}{144} \cdot 236,3 = 18,9 \text{ A} .$$

Ефективний струм фідера підстанції визначається в залежності від схеми живлення:

$$I_{\phi e}^2 = \frac{n_0 \cdot N}{N_0} \cdot I_e^2 + \frac{n_0(n_0 - 1) \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I^2 . \quad (1.6)$$

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_{\phi e 1}^2 = \frac{5,79 \cdot 75}{144} \cdot 319,5^2 + \frac{5,79(5,79 - 1) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 287^2 = 963,08^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi e 2}^2 = \frac{0,07 \cdot 75}{144} \cdot 360,1^2 + \frac{0,07(0,07 - 1) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 360^2 = 49,39^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi e 3}^2 = \frac{5,93 \cdot 75}{144} \cdot 161,4^2 + \frac{5,93(5,93 - 1) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 144,9^2 = 496,95^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\phi e 4}^2 = \frac{0,08 \cdot 75}{144} \cdot 202,9^2 + \frac{0,08(0,08 - 1) \cdot 75^2}{144^2} \cdot 236^2 = 24,56^2 \text{ A} .$$

2) режим згущення поїздів;

$$N = N_0 \cdot 0,9 = 144 \cdot 0,9 = 130 \text{ пар} ;$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						13
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{\text{фе } 1}^2 = \frac{5,79 \cdot 130}{144} \cdot 319,5^2 + \frac{5,79(5,79 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 287^2 = 1547,71^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 2}^2 = \frac{0,07 \cdot 130}{144} \cdot 360,1^2 + \frac{0,07(0,07 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 360^2 = 36,31^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 3}^2 = \frac{5,93 \cdot 130}{144} \cdot 161,4^2 + \frac{5,93(5,93 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 144,9^2 = 799,83^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 4}^2 = \frac{0,08 \cdot 130}{144} \cdot 202,9^2 + \frac{0,08(0,08 - 1) \cdot 130^2}{144^2} \cdot 236^2 = 19,17^2 \text{ A} .$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$N = N_0 = 144 \text{ пар} ;$$

$$I_{\text{фе } 1}^2 = \frac{5,79 \cdot 144}{144} \cdot 319,5^2 + \frac{5,79(5,79 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 287^2 = 1695,72^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 2}^2 = \frac{0,07 \cdot 144}{144} \cdot 360,1^2 + \frac{0,07(0,07 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 360^2 = 25,3^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 3}^2 = \frac{5,93 \cdot 144}{144} \cdot 161,4^2 + \frac{5,93(5,93 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 144,9^2 = 876,52^2 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{фе } 4}^2 = \frac{0,08 \cdot 144}{144} \cdot 202,9^2 + \frac{0,08(0,08 - 1) \cdot 144^2}{144^2} \cdot 236^2 = 28,38^2 \text{ A} .$$

Середній струм кожного плеча живлення визначається як сума струмів відповідних фідерів підстанції, тобто:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

$$I_{\text{пл}} = \sum_i^v I_{\text{фi}} , \quad (1.7)$$

де v - кількість фідерів даного плеча живлення.

Середній струм кожного плеча живлення визначається в залежності від схеми живлення:

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_{\text{пл A}} = 865 + 13,12 = 878,12 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{пл B}} = 446,77 + 9,85 = 456,62 \text{ A} .$$

2) режим згущення поїздів;

$$I_{\text{пл A}} = 1500,17 + 22,75 = 1522,92 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{пл B}} = 774,41 + 17,07 = 791,48 \text{ A} .$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$i_{\text{пл a}} = 1661,73 + 25,2 = 1686,93 \text{ A} ;$$

$$I_{\text{пл b}} = 857,81 + 18,9 = 876,71 \text{ A} .$$

Ефективний струм плеча живлення визначається за формулою:

$$I_{\text{пл e}}^2 = \left(\sum_1^v I_{\text{фi}} \right)^2 + \sum_1^v I_{\text{фe i}}^2 - \sum_1^v I_{\text{фi}}^2 . \quad (1.8)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						15
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Ефективний струм плеча живлення визначається в залежності від схеми живлення:

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_{\text{пл е л}} = \sqrt{878,12^2 + (963,08^2 + 49,39^2) - (865^2 + 13,12^2)} = 976,04 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{пл е п}} = \sqrt{456,62^2 + (496,95^2 + 24,56^2) - (446,77^2 + 9,85^2)} = 506,32 \text{ А} .$$

2) режим згущення поїздів;

$$I_{\text{пл е л}} = \sqrt{1522,92^2 + (1547,71^2 + 36,31^2) - (1500,17^2 + 22,75^2)} = 1570,03 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{пл е л}} = \sqrt{791,48^2 + (799,83^2 + 19,17^2) - (774,41^2 + 17,07^2)} = 816,41 \text{ А} .$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$I_{\text{пл е л}} = \sqrt{1686,93^2 + (1547,71^2 + 36,31^2) - (1661,73^2 + 25,2^2)} = 1720,42 \text{ А} ;$$

$$I_{\text{пл е л}} = \sqrt{876,71^2 + (876,52^2 + 28,38^2) - (857,81^2 + 18,9^2)} = 895,27 \text{ А} .$$

1.1.2 Струм фази трансформатора підстанції змінного струму

Середній струм фази трансформатора розраховується за формулами:

– для фаз а і с;

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 + I_1^2 + I_2^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_1} . \quad (1.9)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						16
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

– для фази b;

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{I_1^2 + I_2^2 - I_1 \cdot I_2} . \quad (1.10)$$

Середній струм фази трансформатора розраховується в залежності від схеми живлення:

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 878,12^2 + 456,62^2 + 2 \cdot 878,12 \cdot 456,62} = 674,52 \text{ A} ;$$

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{878,12^2 + 456,62^2 - 878,12 \cdot 456,62} = 253,56 \text{ A} ;$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 456,62^2 + 878,12^2 + 2 \cdot 878,12 \cdot 456,62} = 517,15 \text{ A} .$$

2) Режим згущення поїздів;

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1522,92^2 + 791,48^2 + 2 \cdot 1522,92 \cdot 791,48} = 1169,72 \text{ A} ;$$

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{1522,92^2 + 791,48^2 - 1522,92 \cdot 791,48} = 439,74 \text{ A} ;$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 791,48^2 + 1522,92^2 + 2 \cdot 1522,92 \cdot 791,48} = 896,65 \text{ A} .$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$I_a = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1686,93^2 + 876,71^2 + 2 \cdot 1522,92 \cdot 876,71} = 1283,31 \text{ A} ;$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						17
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_b = \frac{1}{3} \sqrt{1686,93^2 + 876,71^2 - 2 \cdot 1522,92 \cdot 876,71} = 503,23 \text{ A} ;$$

$$I_c = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1686,93^2 + 1686,93^2 + 2 \cdot 1522,92 \cdot 876,71} = 976,98 \text{ A} .$$

Ефективні струми фаз трансформатора розраховуються за формулами:

– для фаз а і с;

$$I_{e\ a(c)} = \frac{1}{3} \sqrt{4 + I_{1e}^2 + I_{2e}^2 + 2 \cdot I_1 \cdot I_1} . \quad (1.11)$$

– для фази b;

$$I_{e\ a(c)} = \frac{1}{3} \sqrt{I_{1e}^2 + I_{2e}^2 - I_1 \cdot I_1} , \quad (1.12)$$

де I_1, I_{e1} – середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від розрахункової фази, А;

I_2, I_{e2} - середній та ефективний струми того плеча живлення, яке живиться від суміжного плеча живлення, А.

Ефективні струм фази трансформатора розраховується в залежності від схеми живлення:

1) режим середніх розмірів руху поїздів;

$$I_{e\ a} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 976,04^2 + 506,32^2 + 2 \cdot 976,04 \cdot 506,32} = 749,47 \text{ A} ;$$

$$I_{e\ b} = \frac{1}{3} \sqrt{976,04^2 + 506,32^2 - 976,04 \cdot 506,32} = 281,82 \text{ A} ;$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						18
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 506,32^2 + 976,04^2 + 2 \cdot 976,04 \cdot 506,32} = 574,11 \text{ A}.$$

2) Режим згущення поїздів;

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1570,03^2 + 816,41^2 + 2 \cdot 1570,03 \cdot 816,41} = 1206,01 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{1570,03^2 + 816,41^2 - 1570,03 \cdot 816,41} = 453,35 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1570,03^2 + 1570,03^2 + 2 \cdot 1570,03 \cdot 816,41} = 924,64 \text{ A}.$$

3) режим максимальних розмірів руху;

$$I_{ea} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 1720,42^2 + 895,27^2 + 2 \cdot 1720,42 \cdot 895,27} = 1321,67 \text{ A};$$

$$I_{eb} = \frac{1}{3} \sqrt{1720,42^2 + 895,27^2 - 2 \cdot 1720,42 \cdot 895,27} = 275,05 \text{ A};$$

$$I_{ec} = \frac{1}{3} \sqrt{4 \cdot 895,27^2 + 1720,42^2 + 2 \cdot 1720,42 \cdot 895,27} = 1013,59 \text{ A}.$$

Результати розрахунку струмозподілу для ділянок для ділянок змінного струму – в табл. 1.

Таблиця 1.2 - Результати розрахунку струмозподілу

Приєднання	Середні розміри руху		Режим згущення поїздів		Максимальний режим	
	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А	середній струм, А	ефективний струм, А
Фідер 1	865,48	1522,92	1500,17	1547,71	1661,73	1695,72
Фідер 2	13,12	1522,92	22,75	36,31	25,2	25,3

Закінчення таблиці 1.2.

Фідер 3	446,77	1522,92	774,41	799,83	857,81	876,52
Фідер 4	9,85	1522,92	17,07	19,17	18,9	28,38
Ліве плече	878,12	974,04	1522,92	1570,03	1686,93	1720,42
Праве плече	456,62	506,32	791,48	816,41	876,71	895,27
Фаза «а»	674,52	749,47	1169,72	1206,01	1283,31	1321,6
Фаза «b»	253,56	281,82	439,74	453,35	503,23	275,05
Фаза «с»	517,15	574,11	896,65	924,64	976,98	1013,59

1.1.3 Переріз контактної мережі

Зі збільшенням перерізу проводів контактної мережі зменшуються витрати, пов'язані з оплатою втрат електроенергії в тяговій мережі, але зростають капітальні витрати. Таким чином, змінюючи переріз проводів контактної мережі, за деякого значення досягається оптимум, коли приведені щорічні витрати найменші. Такий переріз контактної мережі є економічно доцільним та визначається виразом:

$$F_{ME} = 0,46\sqrt{B_0}, \quad (1.12)$$

де F_{me} - переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті, мм²;

B_0 - питомі річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на фідерній зоні, кВт·год/Ом·рік.

$$B_0 = \frac{\Delta W_p}{r l}, \quad (1.13)$$

де ΔW_p - річні втрати електроенергії в проводах контактної мережі на міжпідстанційній зоні, кВт·год;

l - довжина міжпідстанційної зони, км;

r - питомий опір проводів контактної мережі на міжпідстанційній зоні, Ом/км.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						20
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

1.1.4 Визначення питомих річних втрат електроенергії

Схема живлення контактної мережі на двоколійних та багатоколійних ділянках повинна передбачати підключення постів секціонування та пунктів паралельного з'єднання контактних підвісок. Для визначення B_0 для вузлової схеми живлення можна скористатись виразом:

$$B_0 = 0,0228 \cdot \frac{W_T^2}{T \cdot U_T^2} \cdot \left[2,95 \cdot \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} \cdot t_{\text{спар}} + N_{\text{нер}} \cdot t_{\text{спер}}} + 0,46 \left(0,25 - \frac{\theta}{t_{\text{пар}} + t_{\text{нер}}} \right) \right] + \frac{4 \cdot \theta}{3(t_{\text{пар}} + t_{\text{нер}})} \cdot \left[1,1 \frac{N_{0\text{пар}} \cdot t_{\text{пар}} + N_{0\text{нер}} \cdot t_{\text{пер}}}{N_{\text{пар}} \cdot t_{\text{пар}} + N_{\text{нер}} \cdot t_{\text{пер}}} + 1 \right] \right]; \quad (1.14)$$

$$B_0 = 0,0228 \cdot \frac{371259^2}{24 \cdot 25^2} \cdot \left[2,95 \cdot \left[\frac{24}{75 \cdot 0,558 + 75 \cdot 0,497} + 0,46 \cdot \left(0,25 - \frac{0,167}{0,57 + 0,522} \right) \right] + \frac{4 \cdot 0,167}{3 \cdot (0,57 + 0,522)} \cdot \left[1,1 \cdot \frac{144 \cdot (0,57 \cdot 0,522)}{75 \cdot (0,558 + 0,497)} - 1 \right] \right]$$

$$B_0 = 106168 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

Таким чином, визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

- $F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{106168} = 149,88 \text{ мм}^2$ - для двоколійної ділянки;
- $F_{\text{ме}} = 149,88 / 2 = 79,94 \text{ мм}^2$ - для однієї колії.

Для трьохвузлової схеми живлення значення B_0 можна визначити як для схеми паралельного з'єднання підвісок, тобто:

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot W_T^2}{T \cdot U_T^2} \cdot \left[\frac{T}{N_{\text{пар}} \cdot t_{\text{спар}} + N_{\text{нер}} \cdot t_{\text{спер}}} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{t_{\text{пар}} + t_{\text{нер}}} \right) \right], \quad (1.15)$$

де T - розрахунковий період, $T = 24$ год;

$U_{\text{ном}}$ - номінальна напруга на струмоприймачеві електровоза, кВ;

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		21

$t_{\text{пар}}, t_{\text{неп}}$ - час руху поїзда міжпідстанційною зоною в парному, непарному напрямку, год;

$t_{\text{спар}}, t_{\text{снеп}}$ - час споживання електроенергії поїздом у парному, непарному напрямку, год;

$N_{\text{пар}}, N_{\text{неп}}$ - середньодобова кількість поїздів у парному, непарному напрямку;

$N_{0\text{пар}}, N_{0\text{неп}}$ - максимальна пропускна спроможність ділянки в парному, непарному напрямку;

W_T - витрати електроенергії на тягу поїздів за період T , кВт·год, з урахуванням припущення про однотипність поїздів.

$$B_0 = \frac{0,067 \cdot 371259^2}{24 \cdot 25^2} \left[\frac{24}{75 \cdot 0,558 + 75 \cdot 0,497} + 0,46 \left(1 - \frac{0,167}{0,57 + 0,522} \right) \right]$$

$$B_0 = 426630,28 \frac{\text{кВт} \cdot \text{год}}{\text{Ом} \cdot \text{рік}}.$$

Таким чином, визначимо переріз проводів контактної мережі у мідному еквіваленті:

- $F_{\text{ме}} = 0,46 \sqrt{426630,28} = 300,46 \text{ мм}^2$ - для двоколійної ділянки;
- $F_{\text{ме}} = 130,46/2 = 150,23 \text{ мм}^2$ - для однієї колії.

$$W_T = W_{\text{пар}} \cdot N_{\text{пар}} + W_{\text{неп}} \cdot N_{\text{неп}}, \quad (1.16)$$

де $W_{\text{пар}}, W_{\text{неп}}$ - витрати електроенергії на рух поїзда в парному, непарному напрямку, кВт·год.

$$W_T = 2544,62 \cdot 75 + 2405,5 \cdot 75 = 371259 \text{ кВт} \cdot \text{г}. \quad (1.17)$$

$$W_{\text{пар(неп)}} = I_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{пар(неп)}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot t_{\text{неп(неп)}},$$

де $I_{\text{пар}}, I_{\text{неп}}$ - середні струми поїздів під час руху розрахунковою міжпідстанційною зоною, А.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						22
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Можуть бути обчислені за формулою, якщо замість значень струмів фідерів підставити значення струмів поїздів.

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 34,2} \cdot \left[(195+135)4,2 + (135+180)6,2 + (180+255)5 + (255+255)3,8 \dots \right. \\ \left. + (255+150)2,5 + (150+150)3,8 + (150+240)2,5 + (240+195)5,5 \right]$$

$$I_{\text{неп}} = 182,41 \text{ A};$$

$$I_{\text{неп}} = \frac{1}{2 \cdot 31,3} \cdot \left[(165+230)0,6 + (230+255)3,8 + (255+195)5,4 + (195+270)4,3 \dots \right. \\ \left. + (270+255)8,1 + (255+180)7,1 + (180+210)0,6 \right]$$

$$I_{\text{неп}} = 224,27 \text{ A},$$

Витрати електроенергії на рух поїзда у парному і непарному напрямках становитимуть:

$$W_{\text{неп}} = 182,41 \cdot 25 \cdot 0,558 = 2544,62 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

$$W_{\text{неп}} = 224,27 \cdot 25 \cdot 0,497 = 2786,55 \text{ кВт} \cdot \text{г}$$

Розрахований за формулою переріз проводів контактної мережі є сумарним для підвісок двоколіїної ділянки. Для однієї колії переріз буде в два рази меншим. Згідно з отриманим перерізом обирається типова контактна підвіска.

Для головних шляхів перегонів та станцій ділянок постійного струму слід обирати контактну підвіску з двома контактними проводами перерізом мінімум по 100 мм².

Параметри обраної підвіски занести до таблиці 1.3:

Таблиця 1.3 - Результати розрахунку питомих річних втрат

Тип підвіски	Переріз у мідному еквіваленті	Тривалий допустимий струм при 15 %-му зношенні контактних проводів
	мм ²	А
М 95 + МФ-100	95	1060

1.1.5 Перевірка контактної підвіски за нагрівом

Прийнятий у проекті переріз контактної підвіски повинен бути перевірений на термічну стійкість. Для цього необхідно вибрати найбільш завантажену міжпідстанційну зону.

Найбільш тривала температура проводів контактної підвіски не повинна перевищувати, °С:

– контактних проводів:

- 1) мідних – 95;
- 2) мідних низьколегованих – 110;

– несучих тросів

- 1) мідних – 100;
- 2) алюмінієвих та сталюалюмінієвих – 90;
- 3) сталемідних – 120.

В умовах курсового проекту використовується спосіб перевірки контактної підвіски за розрахунковим струмом, який треба порівняти з допустимим для обраної підвіски. Контактна підвіска перевіряється в місці підключення споживаючого фідера для роздільної роботи колій (незалежно від дійсної схеми з'єднання підвісок) та 20-хвилинного періоду інтенсивного струмоспоживання.

Розрахунковий струм фідера:

$$I_{\text{роз}} = I_{\text{фід}} \cdot k'_{i20} \cdot k_{\text{ф}}, \quad (1.18)$$

де $k_{\text{ф}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив зміни навантаження під час 20-хвилинного періоду найбільшого струмоспоживання на нагрів проводів контактної підвіски.

$$I_{\text{роз}} = 537,92 \cdot 2,2 \cdot 1,11 = 1313,6 > 1060 \text{ А} . \quad (1.19)$$

$$k_{\text{ф}} = \frac{0,36a^2}{n_o} + 1 ,$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						24
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де a - відношення часу руху поїзда міжпідстанційною зоною до часу струмоспоживання.

$$k_{\phi} = \frac{0,36 \cdot 1,022^2}{3,43} + 1 = 1,11 ;$$

$$a = \frac{t}{t_c}, \quad (1.20)$$

де k'_{i20} - коефіцієнт інтенсивності 20-хвилинного навантаження фідера, який визначається з рис. 2.4 в залежності від добової витрати електроенергії фідером у добу інтенсивного електроспоживання $k'_{i20} = F(W_{\text{фід}})$ (Рисунок 2.4),

$$a = \frac{0,57}{0,558} = 1,022$$

$$W_{\text{фід}} = W_T \cdot k_{\text{ід}}, \quad (1.21)$$

де $I_{\text{фід}}$ - середній струм фідера підстанції в добу інтенсивного струмоспоживання, А.

$$W_{\text{фід}} = 3755401,3 \cdot 10^{-4} = 48,82 \text{ МВт} \cdot \text{г}$$

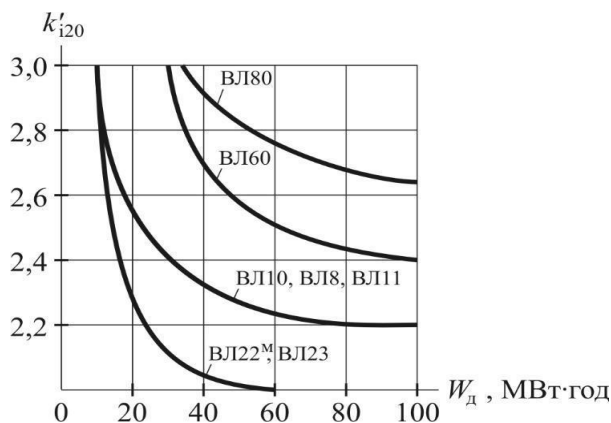


Рисунок 2.4 - Номограми для визначення k'_{i20}

Якщо $I_{роз} < I_{доп}$, де $I_{доп}$ – тривало допустимий струм контактної підвіски з урахуванням 15 %-го зносу контактних проводів [10], то обрана підвіска термічно стійка. Якщо вказана нерівність не виконується, то необхідно збільшити переріз контактної підвіски і провести перевірку повторно.

1.6 Механічний розрахунок анкерної ділянки

Розрахункові дані задані в таблиці 1.4:

Таблиця 1.4 – Вхідні дані

Лінійне навантаження											
g_n	g_k	g_0	p_{nv}	p_{kv}	q_{nv}	$g_{кг}$	$g_{нг}$	$g_0 + g_r$	$p_{нг}$	$p_{кг}$	$q_{нг}$
0,586	0,873	1,559	0,761	0,816	1,735	0,103	0,222	1,883	0,363	0,291	1,918

Розрахуємо довжину еквівалентного прогону:

$$l_e = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n l_i^3}{l_a}}, \quad (1.22)$$

де l_i – довжина i - го прогону, м;

l_a – довжина анкерної ділянки, м.

$$l_e = \sqrt{\frac{52^3 + 58^3 + 59^3 + 3 \cdot 60^3 + 65^3 + 66^3 + 10 \cdot 70^3}{52 + 58 + 59 + 3 \cdot 60 + 65 + 66 + 10 \cdot 70}} = 66,26 \text{ м}$$

Розрахуємо розрахунковий режим:

$$l_{кр} = T_{max} \sqrt{\frac{24\alpha (t_r - t_{min})}{q_{нг}^2 - g_0^2}}, \quad (1.23)$$

де α - коефіцієнт температурного лінійного розширення матеріалу тросу, $1/^\circ\text{C}$.

$$l_{кр} = 2000 \sqrt{\frac{408 \cdot 10^{-6} [-5 - (-35)]}{1,918^2 - 1,559^2}} = 198,05 \text{ м};$$

$$l_{кр} > l_e, \text{ отже } q_{реж} = g_0, \text{ а } t_{реж} = t_{min}.$$

Розрахуємо натяг навантаженого несучого тросу:

$$t_x = A + \frac{B}{T_x^2} - \frac{T_x}{\alpha_{ES}}; \quad (1.24)$$

$$A = t_{реж} - \frac{q_{реж}^2 \cdot l_e^2}{24\alpha \cdot T_{max}^2} + \frac{T_{max}}{\alpha_{ES}}; \quad (1.25)$$

$$B = \frac{g_0^2 \cdot l_e^2}{24\alpha}, \quad (1.26)$$

де α_{ES} – добуток коефіцієнта температурного лінійного розширення матеріалу троса, модуля пружності Юнга та площі поперечного перерізу, даН/°С.

$$A = -35 - \frac{1,559^2 \cdot 66,26^2}{408 \cdot 10^{-6} \cdot 2000^2} + \frac{2000}{25,36} = 37,326 \text{ °С};$$

$$B = \frac{1,559^2 \cdot 66,26^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 2,62 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot \text{°С}.$$

Змінюючи натяг несучого тросу від максимального до 600 даН з кроком 200 даН заповнюємо таблицю:

$$t_{x1} = 37,326 + \frac{2,62 \cdot 10^7}{2000^2} - \frac{2000}{25,36} = 43,087 \text{ °С}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						27
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$t_{x2} = 3,079 + \frac{2,62 \cdot 10^7}{1800^2} - \frac{1800}{25,36} = 44,703 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Ведемо дані розрахунку натягу навантаження несучого тросу в таблицю 1.5:

Таблиця 1.5 - Результати розрахунку

T_x , даН	2000	1800	1600	1400	1200	1000	800	600
t_x , $^{\circ}\text{C}$	43,087	44,703	46,929	50,141	55,047	63,132	77,948	109,867

$$-35,034 = 37,326 + \frac{2,62 \cdot 10^7}{2001^2} - \frac{2001}{25,36} ;$$

$$T_{x1} = 2001 \text{ даН.}$$

Розрахуємо температуру, при якій контактний провід не має стріли прогину:

$$t_0 = t_{\text{сеп}} - \Delta t ; \quad (1.27)$$

$$t_{\text{сеп}} = \frac{t_{\text{max}} + t_{\text{min}}}{2}, \quad (1.28)$$

де $\Delta t = 10 \dots 15 \text{ }^{\circ}\text{C}$ (для одного контактного проводу);

$$t_{\text{сеп}} = \frac{30 + (-35)}{2} = 0^{\circ}\text{C} ;$$

$$t_0 = 0 - 10 = -10 \text{ }^{\circ}\text{C} .$$

Розрахуємо натяг несучого троса, при якому відсутній прогин контактного проводу:

$$t_0 = A + \frac{B}{T_0^2} - \frac{T_0}{\alpha_{\text{ES}}} . \quad (1.29)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						28
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Значення T_0 підбираємо ітераційним методом:

$$-10,013 = 37,326 + \frac{2,62 \cdot 10^7}{1497^2} - \frac{1497}{25,36};$$
$$T_0 = 1497 \text{ даН}.$$

Розрахуємо натяг несучого троса при ожеледі з вітром:

$$t_r = A + \frac{B_r}{T_r^2} - \frac{T_r}{\alpha_{ES}}; \quad (1.30)$$

$$B_r = \frac{g_{\text{нг}}^2 \cdot l_e^2}{24\alpha}; \quad (1.31)$$

$$B_r = \frac{1,918^2 \cdot 66,26^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,959 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$$-5,099 = 37,326 + \frac{3,959 \cdot 10^7}{1067^2} - \frac{1067}{25,36};$$
$$T_r = 1067 \text{ даН}.$$

Розрахуємо натяг несучого троса при максимальній швидкості вітру:

$$t_v = A + \frac{B_v}{T_v^2} - \frac{T_v}{\alpha_{ES}}; \quad (1.32)$$

$$B_v = \frac{q_{\text{нв}}^2 \cdot l_e^2}{24\alpha}; \quad (1.33)$$

$$B_v = \frac{1,735^2 \cdot 66,26^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,239 \cdot 10^7 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						29
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$-5,04 = 37,326 + \frac{3,959 \cdot 10^7}{1513^2} - \frac{1513}{25,36} ;$$

$$T_V = 1513 \text{ даН} .$$

Розрахуємо стріла прогину контактного проводу:

$$f_x = \frac{g_0 (l_{\Pi} - 2e_{\Pi})^2}{8 (T_x + n \cdot K)} \cdot \left(1 - \frac{T_x}{T_0}\right), \quad (1.34)$$

де e_{Π} – відстань від осі опори до опорної струни в прогоні l_{Π} (табл. 4.3), м;

l_{Π} – прогін, в якому розташовується пішохідний місток, м.

$$f_{x1} = \frac{1,559 \cdot (70 - 2 \cdot 10)^2}{8 \cdot (2001 + 2 \cdot 1000)} \cdot \left(1 - \frac{2001}{1497}\right) \cdot 10^3 = -40,995 \text{ мм} .$$

Розрахуємо стріла прогину навантаженого несучого троса:

$$F_{\text{хп}} = \frac{1}{T_x} \left(\frac{g_0 l_{\Pi}^2}{8} + b_{\Pi} \cdot H - f_{\text{хп}} K \cdot n \right), \quad (1.35)$$

де b_{Π} – відстань між несучим та ресорним тросом по осі опори в прогоні l_{Π} , м;

H – натяг ресорного троса, $H=150$ даН.

$$F_{\text{хп}} = \frac{1}{2001} \left(\frac{1,559 \cdot 70^2}{8} + 0,7 \cdot 150 - 1000 \cdot (-0,041) \right) = 0,55 \text{ м} .$$

Розрахуємо натяг ненавантаженого несучого троса:

$$t_x = A + \frac{B_p}{T_{px}^2} - \frac{T_{px}}{\alpha_{ES}} ; \quad (1.36)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		30

$$B_p = \frac{g_H^2 \cdot l_e^2}{24\alpha} ; \quad (1.37)$$

$$B_p = \frac{0,586^2 \cdot 66,26^2}{408 \cdot 10^{-6}} = 3,692 \cdot 10^6 \text{ даН}^2 \cdot ^\circ\text{C} ;$$

$$-35,032 = 37,326 + \frac{3,692 \cdot 10^6}{1862^2} - \frac{1862}{25,36} ;$$

$$T_{px1} = 1862 \text{ даН} .$$

Розрахуємо стріла прогину ненавантаженого несучого троса:

$$F_{px\ n} = \frac{g_H \cdot l_n^2}{8T_{px}} ; \quad (1.38)$$

$$F_{px\ n} = \frac{0,586 \cdot 66,26^2}{8 \cdot 1862} = 0,173 \text{ м} .$$

Результати виконаних розрахунків зводяться до табл. 1.6 та на рисунку 2,5:

Таблиця 1.6 - Монтажна таблиця

$t_x, ^\circ\text{C}$	-35	-22	-10	0	10	15	23	35
$T_x, \text{ даН}$	2001	1728	1497	1325	1174	1107	1012	892
$f_x, \text{ м}$	-0,041	-0,02	0	0,017	0,033	0,04	0,052	0,068
$F_{xp}, \text{ м}$	0,55	0,62	0,71	0,79	0,87	0,92	0,99	1,11
$T_{px}, \text{ даН}$	1862	1544	1260	1034	829	738	612	474
$F_{px}, \text{ м}$	0,173	0,208	0,255	0,311	0,388	0,436	0,525	0,678

По результатам таблиці 1.6 будемо монтажні криві на рис.1.5.

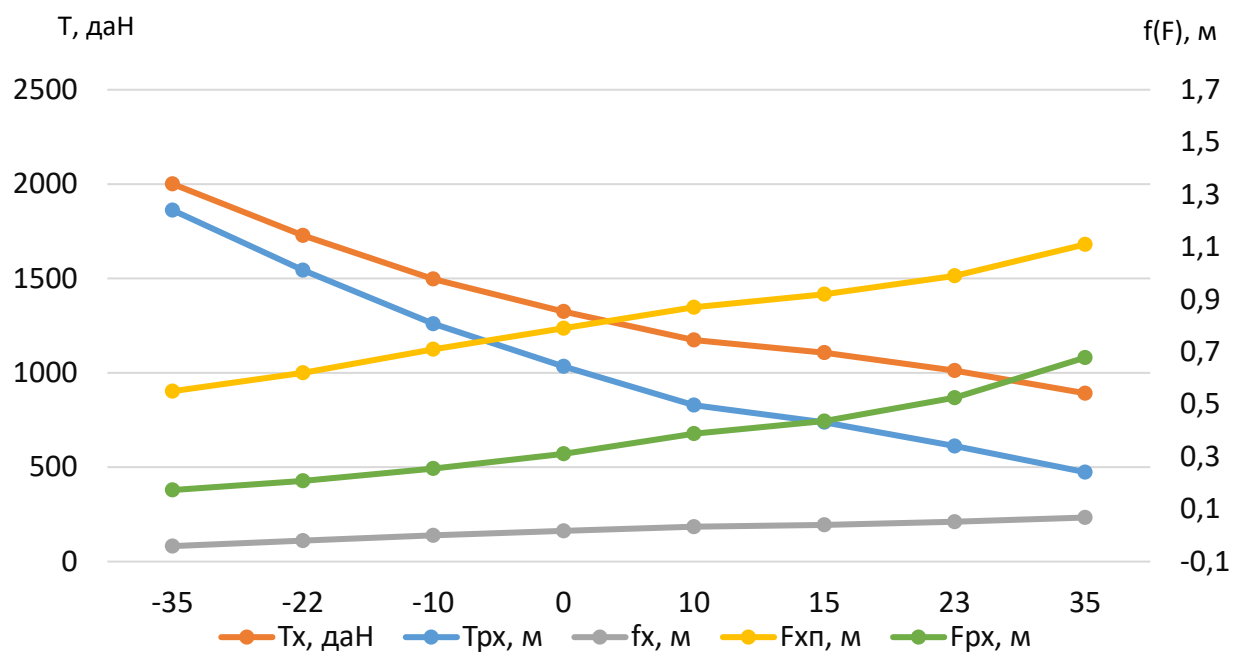


Рисунок 1.5 - Монтажна криві

2 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЇ ТА СТАНЦІЇ

Розрахункові дані задані в таблиці 2.1:

Таблиця 2.1 – Вхідні дані

Потужність $S_{к1}$	Потужність $S_{к2}$	Потужність фідера ПЭ/ДПП
3200	3100	50/25

2.1 Вибір числа, типа та потужності тягових агрегатів

На тягових підстанціях змінного струму встановлюються триобмоткові трансформатори, які мають обмотки для живлення тягового та нетягового навантаження.

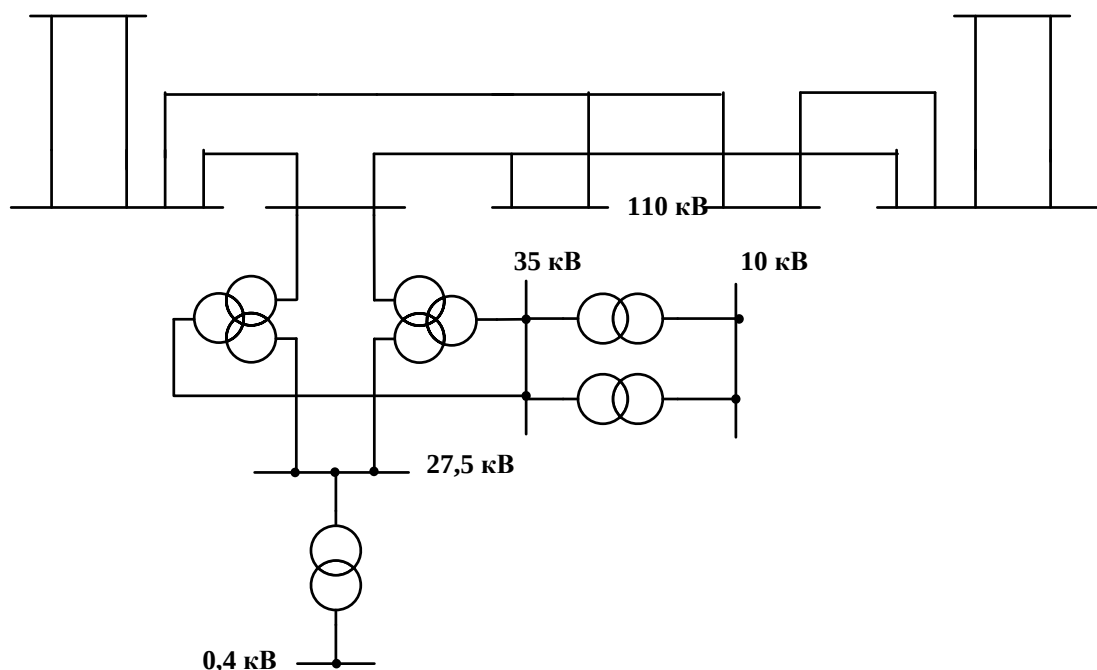


Рисунок 2.1 - Структурна схема розрахункової ТП

Розрахункова потужність трансформатора знаходиться за формулою:

$$S_{\text{розрах.мах}} = (S_{\text{ш. мах } 27,5} + S_{\text{ш. мах } 35(10)}) \cdot k_p, \quad (2.1)$$

де $S_{\text{ш. мах } 27,5}$ - максимальна потужність на шинах 27,5 кВ (кВА);

$S_{\text{ш. мах } 35(10)}$ - максимальна потужність на шинах 35 або 10 кВ, кВА;

k_p - коефіцієнт, (приймається 0,95-0,98.

$$S_{\text{розрах.мах}} = (18551,78 + 3710,36 + 1855,18) \cdot 0,95 = 22911,45 \text{ кВА.}$$

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{\text{ш. мах}} = S_{\text{Т}} + S_{\text{тсн}} + S_{\text{дпр}}, \quad (2.2)$$

де $S_{\text{Т}}$ - потужність тягового навантаження на шинах, кВ (кВА);

$S_{\text{тсн}}$ - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

$S_{\text{дпр}}$ - потужність не тягових споживачів, які живляться від шин 27,5 кВ (кВА).

$$S_{\text{ш. мах}27,5} = 17526,78 + 400 + 625 = 18551,78 \text{ кВА.}$$

Потужність тягового навантаження знаходиться за формулою:

$$S_{\text{Т}} = U_{\text{ш}} (2I'_{\text{д}} + 0,65I''_{\text{д}}) k_{\text{нр}} \cdot k_{\text{ку}}, \quad (2.3)$$

де $U_{\text{ш}}$ - напруга на шинах РП, кВ;

$I'_{\text{д}}$ - ефективний струм найбільш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$I''_{\text{д}}$ - ефективний струм найменш завантаженого плеча (фази) трансформатору, А;

$k_{\text{нр}}$ - коефіцієнт різночасності навантаження фаз трансформатора, приймається 0,9;

$k_{\text{ку}}$ - коефіцієнт компенсованого пристрою, який ураховуює зниження потрібної на тягу потужності при роботі компенсованого пристрою, (приймається 0,93).

$$\text{Або } S_{\text{Т}} = (2S' + 0,65S'') k_{\text{нр}} k_{\text{ку}} \quad (2.4)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		34

$$S_T = (2 \cdot 800 + 0,65 \cdot 7600)0,9 \cdot 0,93 = 17526,78 \text{ кВА}$$

Потужність фідера ДПР знаходиться по заданій потужності в кВА на 1 км:

$$S_{\text{дпр}} = S_{\text{дпр1}} \cdot L, \quad (2.5)$$

де $S_{\text{дпр1}}$ - потужність ДПР на 1 км довжини (кВА/км);

L - довжина фідера ДПР, яка дорівнює половині довжини відстані між підстанціями.

$$S_{\text{дпр}} = 25 \cdot 25 = 625 \text{ кВА}.$$

Максимальна потужність на шинах 35 і 10кВ, від яких живляться районні споживачі:

$$- S_{\text{ш. max 35}} = S'_{35} = 3710,36 \text{ кВА};$$

$$- S_{\text{ш. max 10}} = S'_{10} = 1855,18 \text{ кВА},$$

де S'_{10} , S'_{35} - потужності районних споживачів 10 кВ, 35 кВ, кВА;

Вибір усіх трансформаторів розрахункової тягової підстанції рекомендується звести у таблицю 2.2 по наступній формі:

Таблиця 2.2 – Вибір трансформаторів

№ п/п	Тип трансфор-матору	Кількість	U ₁	U ₂	U ₃	U _к %			Схема з'єднання
			кВ	кВ	кВ	В-С	В-Н	С-Н	
1	ТДТНЖ- 25000/110 У1	2	115	38,5	27,5	18	10,5	6,8	Y ₀ /Y _Н /Δ ₀ -11
2	ТМ - 2500/35 У1	2	35		10,5		6,5		Y/Δ-11
3	ТМ-400/10 У1	2	10		0,4		4,5		Y/Y ₀ -0

Потужність підстанції:

$$S_{\text{ТП}} = \sum S_{\text{пт ном}}, \quad (2.6)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						35
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де $S_{ТП}$ - потужність підстанції, кВА;

$S_{ПТ ном}$ - номінальна потужність одного понижуючого трансформатора, встановленого на підстанції, кВА.

$$S_{П/СТ} = 4 \cdot 25000 = 100000 \text{ кВА}.$$

2.2 Розрахунок струмів короткого замикання у системах змінного струму

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) являється одним з найбільш важливих етапів проектування, так як по даним цього розрахунку проводиться перевірка вибраного обладнання, струмоведучі частини і захисні пристрої електроустановки.

Струми коротких замикань розраховуються у характерних точках:

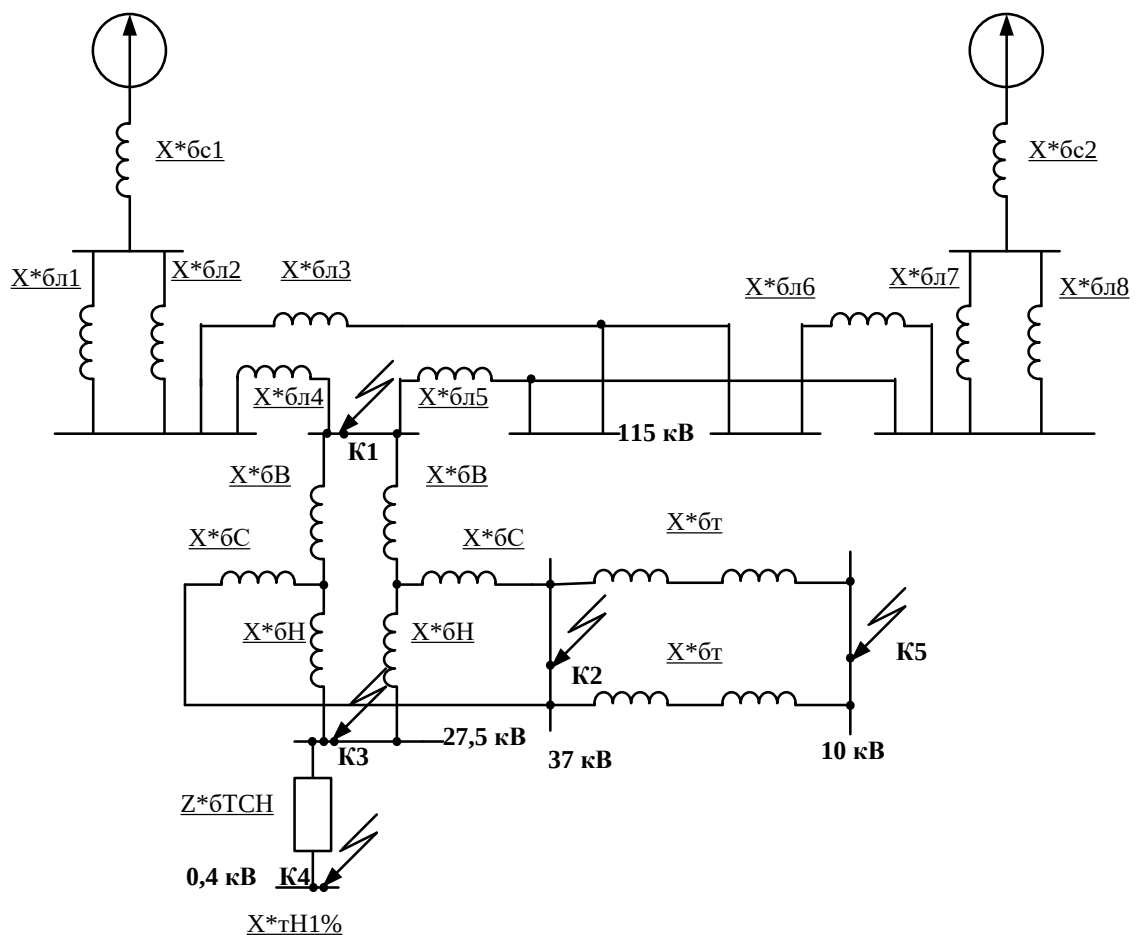


Рисунок 2.2 - Схема заміщення

У випадку віддалених к.з. застосовують приближений метод розрахунку оснований на допущеннях незмінності ЕРС і опорів генераторів джерела.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						36
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів к.з. виконується в системі відносних одиниць, основою якого являється приведення опорів усіх елементів схеми до базисних умов(рисунок 2.2).

Для заданої схеми зовнішнього електропостачання складається однолінійна розрахункова схема, включаючи спрощену схему заміщення тягової підстанції (рис. 2.2). Вибираються точки к.з. – на шинах усіх розподільчих пристроїв (РП) тягової підстанції.

При цьому вказуються номінальні параметри (напруги, потужності, опори) окремих елементів, що враховуються у розрахунках. З метою спрощення для кожної електричної ступені замість її дійсної або номінальної напруги приймають розрахункову (або середнє лінійне) напругу $U_{\text{ср}}$, кВ, той ступені, де робиться розрахунок струму к.з. (напруга на початку та в кінці лінії різна по величині).

По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій кожний елемент зображується еквівалентним опором Z або X (рисунок 2.3).

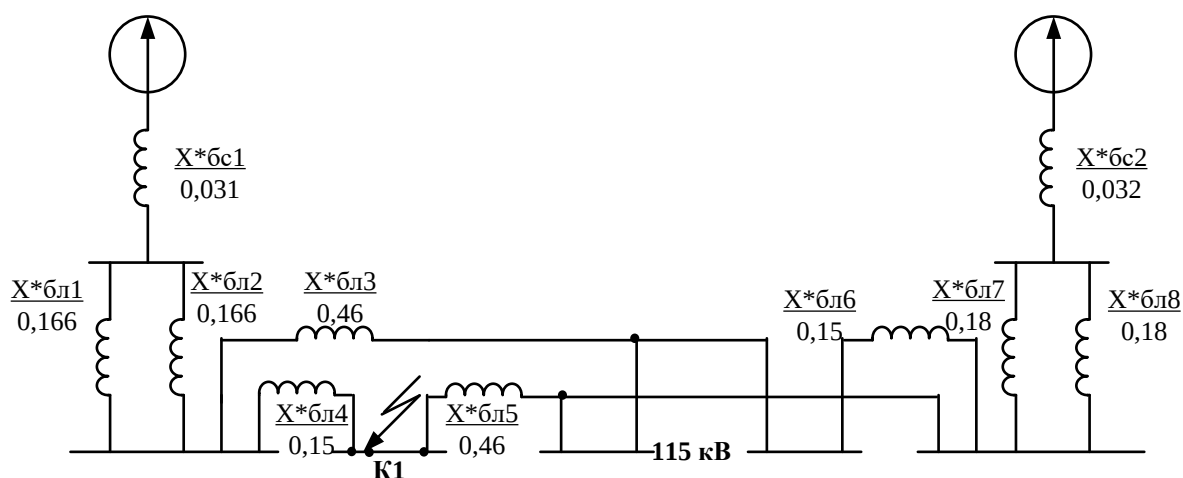


Рисунок 2.3 - Схема заміщення до точки к1

Розрахункові напруги вище номінальних приблизно на 5%. Так для номінальних напруг $U_{\text{ном}}$, кВ: 0,22; 0,38; 0,5; 0,66; 3; 6; 10; 20; 25; 35; 110; 220; 330; 500; 750; 1150 приймають відносно наступних значень розрахункової напруги $U_{\text{ср}}$, кВ: 0,23; 0,4; 0,525; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 26,2; 37; 115; 230; 347; 525; 787; 1200.

Далі приймаємо базисну потужність $S_6 = 100$ МВА.

Як базисну напругу приймаємо середню лінійну напругу тієї ступені, де проводиться розрахунок струму к.з:

- $U_{\text{ср.ш.110}} = 115$ кВ ;
- $U_{\text{ср.ш.35}} = 37$ кВ ;
- $U_{\text{ср.ш.25}} = 26,2$ кВ ;
- $U_{\text{ср.ш.0,4}} = 0,4$ кВ .

Зазвичай задаються базисною потужністю і базисною напругою, і по ним вже знаходять базисний струм, кА:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}; \quad (2.7)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

Відповідно до (рис.2.3) базисний опір системи 1:

$$x_{*6c1} = \frac{100}{3200} = 0,031 \text{ Ом.}$$

Базисний опір системи 2:

$$x_{*6c2} = \frac{100}{3100} = 0,032 \text{ Ом.}$$

Опори ліній визначаються:

$$X_{*6л1} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2}; \quad (2.8)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						38
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$X_{*6л1} = 0.4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.151 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л1} = X_{*6л2}.$$

$$X_{*6л3} = X_0 \cdot (L_1 + L_2 + L_3) \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (2.9)$$

$$X_{*6л3} = 0.4 \cdot (50 + 50 + 52) \cdot \frac{100}{115^2} = 0.46 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л4} = X_0 \cdot L_1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (2.10)$$

$$X_{*6л4} = 0.4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л5} = X_0 \cdot (L_2 + L_3 + L_4) \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (2.11)$$

$$X_{*6л5} = 0.4 \cdot (50 + 52 + 50) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,46 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л6} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (2.12)$$

$$X_{*6л6} = 0.4 \cdot 50 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,15 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л7} = X_0 \cdot L_6 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (2.13)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$X_{*6л7} = 0.4 \cdot 60 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,18 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л7} = X_{*6л8} .$$

Всі опори нумеруються дробом, чисельник якого – порядковий номер, а знаменник – опір елементу, виражений у відносних базисних одиницях. Повинні бути знайдені активні і індуктивні опори кола к.з. Активними опором нехтують, якщо $r < 1/3x$, що часто мають місце у високовольних колах.

Шляхом поступового перетворювання схеми заміщення по правилам, відомим з курсу ТОЕ, приводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були пов’язані з точкою к.з. одним результируючим опором $X_{*6л}$

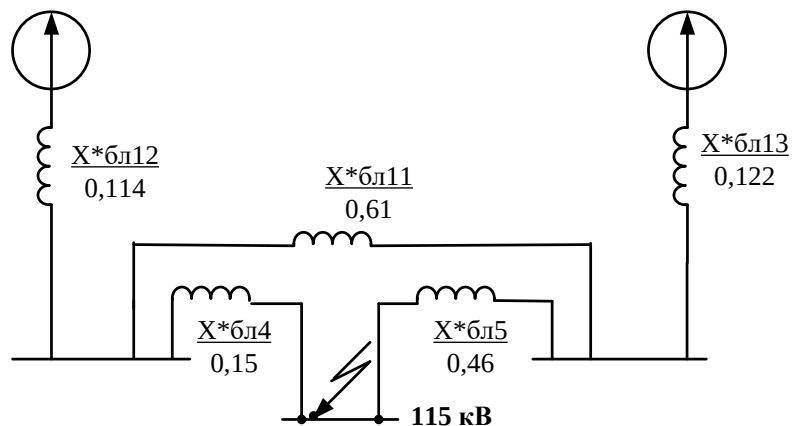


Рисунок 2.4 - Перетворена схема заміщення до точки к1

$$X_{*6л9} = 0,5 \cdot X_{*6л1} ; \quad (2.14)$$

$$X_{*6л9} = 0,5 \cdot 0,151 = 0.075 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л10} = 0,5 \cdot X_{*6л7} ; \quad (2.15)$$

$$X_{*6л10} = 0,5 \cdot 0,18 = 0.09 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л11} = X_{*6л3} + X_{*6л6} ; \quad (2.16)$$

$$X_{*6л11} = 0,46 + 0,15 = 0,61 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л12} = X_{*6с1} + X_{*6л9} ; \quad (2.17)$$

$$X_{*6л12} = 0,031 + 0,075 = 0,106 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л13} = X_{*6с2} + X_{*6л10} ; \quad (2.18)$$

$$X_{*6л13} = 0,032 + 0,09 = 0,122 \text{ Ом} .$$

Після деяких перетворень:

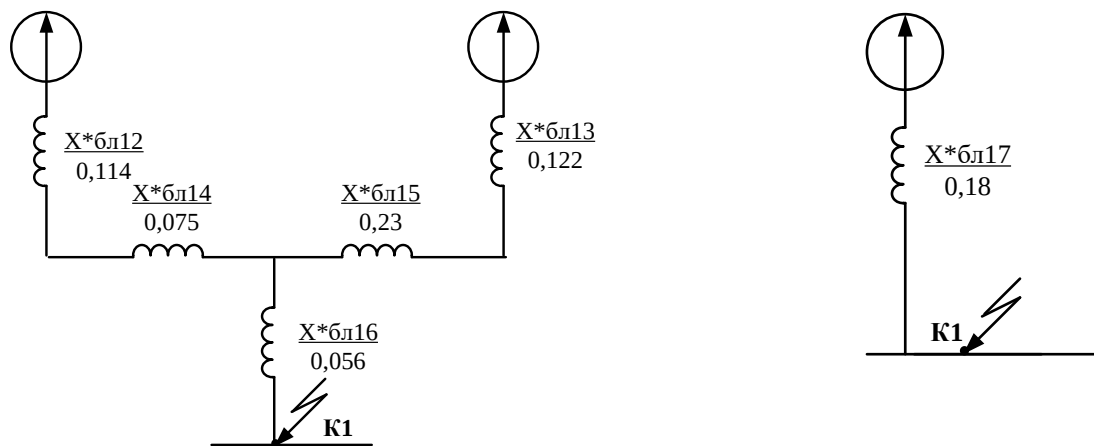


Рисунок 2.5 - Згорнута схема заміщення до точки к1

$$X_{*6л14} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}} ; \quad (2.19)$$

$$X_{*6л14} = \frac{0,15 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,075 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6л15} = \frac{X_{*6л5} \cdot X_{*6л11}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}} ; \quad (2.20)$$

$$X_{*6л15} = \frac{0,46 \cdot 0,61}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,23 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л16} = \frac{X_{*6л4} \cdot X_{*6л5}}{X_{*6л4} + X_{*6л5} + X_{*6л11}}; \quad (2.21)$$

$$X_{*6л16} = \frac{0,15 \cdot 0,46}{0,15 + 0,61 + 0,46} = 0,056 \text{ Ом}.$$

$$X_{*6л17} = X_{*6л16} + \frac{(X_{*6л12} + X_{*6л14}) \cdot (X_{*6л13} + X_{*6л15})}{X_{*6л12} + X_{*6л14} + X_{*6л13} + X_{*6л15}}; \quad (2.22)$$

$$X_{*6л17} = 0,056 + \frac{(0,106 + 0,075) \cdot (0,122 + 0,23)}{0,106 + 0,075 + 0,122 + 0,23} = 0,17 \text{ Ом}.$$

Знаходять діюче значення струму встановленого режиму I_{∞} . Так як точка к.з. живиться від системи необмеженої потужності, к.з. – віддалене і періодична складова незмінна за весь час к.з., тобто $I_{\infty} = I_K = I_{II}$:

$$I_{K1} = \frac{I_{61}}{X_{*6K1}}; \quad (2.23)$$

$$I_{K1} = \frac{0,502}{0,151} = 3,32 \text{ кА}.$$

Розраховують ударний струм, кА:

$$i_{y1} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K; \quad (2.24)$$

Для високовольтних кіл з переваженням індуктивного опору і постійної часу $T_a \approx 0,05\text{с}$ приймають $k_y = 1,8$, тоді:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		42

$$i_{y1} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_k = 2,55 I_{k1} ;$$

$$i_{y1} = 2,55 \cdot 3,32 = 8,466 \text{ кА} .$$

Діюче значення ударного струму:

$$I_{y1} = I_k \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 1,52 I_{k1}; \quad (2.25)$$

$$I_{y1} = 1,52 \cdot 3,32 = 5,05 \text{ кА} .$$

2.3 Розрахунок струмів к.з. на виводах вторинних обмоток силових трансформаторів

Для триобмоткових трансформаторів, автотрансформаторів напруги к.з. задаються для кожної пари обмоток при номінальній потужності трансформаторів. За номінальну потужність триобмоткового трансформатора приймається потужність найбільш потужної його обмотки. В наступний час випускають триобмоткові трансформатори, у яких усі обмотки однакової потужності. Напруга $u_k\%$ окремих обмоток при номінальній потужності триобмоткового трансформатора приблизно визначають за формулою:

Введемо паспортні дані трансформатора ТДТНЖ- 25000/110 У1:

- $S_{\text{номтр.}} = 25 \text{ МВА}$
- $u_{\text{квс}} = 10,5\%$
- $u_{\text{квн}} = 18\%$
- $u_{\text{кcn}} = 6,5\%$

Підставимо значення:

$$u_{\text{к.в}} \% = 0,5(u_{\text{к.в-с}} \% + u_{\text{к.в-н}} \% - u_{\text{к.с-н}} \%) ; \quad (2.26)$$

$$u_{\text{к.в}} \% = 0,5(10,5 + 18 - 6,5) = 10,75 .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		43

$$u_{к.н} \% = 0,5(u_{к.в-н} \% + u_{к.с-н} \% - u_{к.в-с} \%); \quad (2.27)$$

$$u_{к.н} \% = 0,5(18 + 6,5 - 10,5) = 6,75 .$$

$$u_{к.с} \% = 0,5(u_{к.в-н} \% + u_{к.с-н} \% - u_{к.в-с} \%); \quad (2.28)$$

$$u_{к.с} \% = 0,5(10,5 + 6,5 - 18) = - 0,25$$

Далі розраховуються відносні базисні опори обмоток триобмоткового трансформатору:

$$X_{*бв} = \frac{u_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.т}} ; \quad (2.29)$$

$$X_{*бв} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \text{ Ом} .$$

$$X_{*бн} = \frac{u_{к.н} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.т}} ; \quad (2.30)$$

$$X_{*бн} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 \text{ Ом} .$$

$$X_{*бс} = \frac{u_{к.с} \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.т}} ; \quad (2.31)$$

$$X_{*бс} = \left| \frac{- 0.25}{100} \cdot \frac{100}{25} \right| = 0.01 \text{ Ом} .$$

При розрахунку струмів к.з. на шинах 37 кВ необхідно враховувати наступні особливості.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						44
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Спрощена схема трансформатора і схема заміщення для розрахунку струму к.з. на виводах обмоток перетворювального трансформатору (Т) приведена на рисунок 2.6.

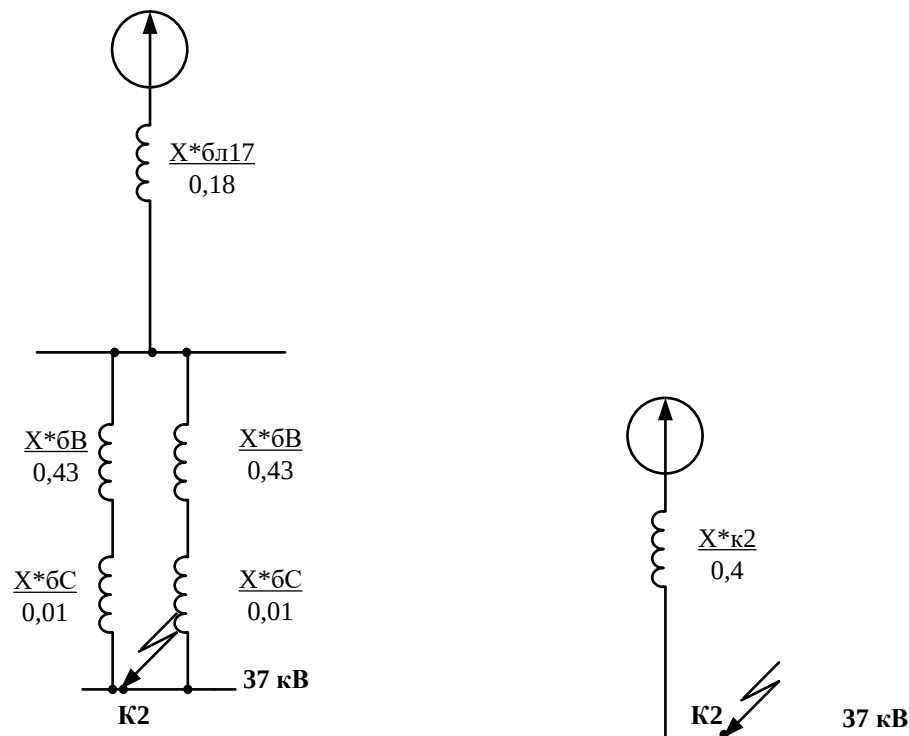


Рисунок 2.6 Схема заміщення до точки к2

Визначимо базисний струм для точки К2:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} ; \quad (2.32)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА} .$$

Для базисних умов відносні опори можуть бути розраховані по формулам:

$$X_{*6K2} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6C}}{2} ; \quad (2.33)$$

$$X_{*6K2} = 0,151 + \frac{0,43 + 0,01}{2} = 0,37 \text{ Ом} .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці K2:

$$I_{K2} = \frac{I_{62}}{X_{*6K2}} ; \quad (2.34)$$

$$I_{K2} = \frac{1,56}{0,4} = 4,2 \text{ кА} .$$

Знайдемо ударний струм в точці K2:

$$i_{y2} = 2,55 \cdot I_{K2} ; \quad (2.35)$$

$$i_{y2} = 2,55 \cdot 4,2 = 10,71 \text{ кА} .$$

$$I_{куст} = 1,52 \cdot I_{K2} ; \quad (2.36)$$

$$I_{куст} = 1,52 \cdot 3,9 = 6,38 \text{ кА} .$$

При розрахунку струмів к.з. на шинах 27,5 кВ необхідно враховувати наступні особливості (рисунок 2.7).

$$X_{*6K3} = X_{*6K1} + \frac{X_{*6B} + X_{*6H}}{2} ; \quad (2.37)$$

$$X_{*6K3} = 0,151 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,501 \text{ Ом} .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						46
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

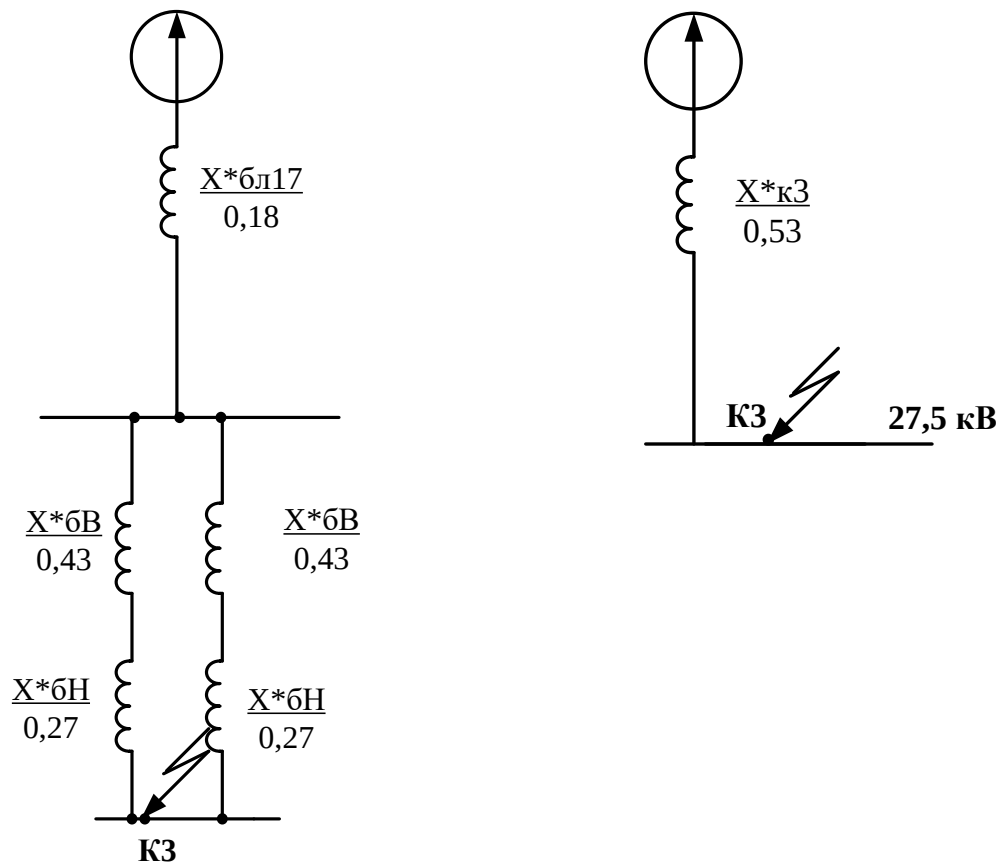


Рисунок 2.7 - Схема заміщення до точки КЗ

Визначимо базисний струм для точки КЗ:

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} ; \quad (2.38)$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 27.5} = 2 \text{ кА} .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці КЗ:

$$I_{к3} = \frac{I_{63}}{X_{*6к3}} ; \quad (2.39)$$

$$I_{к3} = \frac{2}{0.501} = 3,99 \text{ кА} .$$

Знайдемо ударний струм в точці КЗ:

$$i_{y3} = 2,55 \cdot I_{K3} ; \quad (2.40)$$

$$i_{y3} = 2,55 \cdot 3,99 = 10,1 \text{ кА} .$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{K3} ; \quad (2.41)$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot 3,99 = 6,02 \text{ кА} .$$

Для трансформатора власних потреб маємо такі параметри(рисунок 2.8): ТМ – 400 /10, $i_K=4.5\%$, $\Delta P_{K3}=5,5\text{кВт.}$.

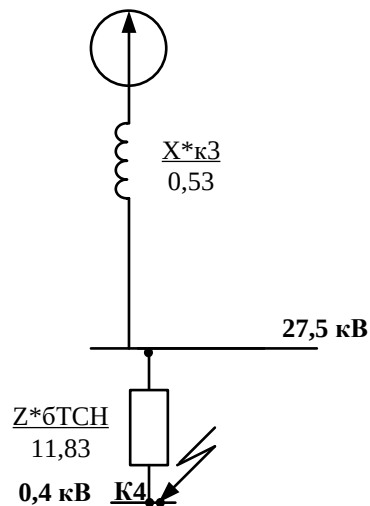


Рисунок 2.8 - Схема заміщення до точки К4

В ТВП активна і індуктивна складові опору співрозмірні:

$$Z_{*6T} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМТ}}} ; \quad (2.42)$$

$$Z_{*6T} = \frac{4.5}{100} \cdot \frac{100}{0.25} = 11.25 \text{ Ом} .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						48
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$R_{*6T} = \frac{\Delta P_{K3}}{S_{HOMT}} \cdot \frac{S_6}{S_{HOMT}} ; \quad (2.43)$$

$$R_{*6T} = \frac{5.5}{250} \cdot \frac{100}{0.25} = 3.44 \text{ Ом} .$$

$$X_{*6T} = \sqrt{Z_{*6T}^2 - R_{*6T}^2} ; \quad (2.44)$$

$$X_{*6T} = \sqrt{11.25^2 - 3.44^2} = 10.7 \text{ Ом} .$$

$$Z_{*6T\Sigma} = \sqrt{(X_{*6K3} + X_{*6T})^2 + R_{*6T}^2} ; \quad (2.45)$$

$$Z_{*6T\Sigma} = \sqrt{(0.501 + 10.7)^2 + 3.44^2} = 11.71 \text{ Ом} .$$

Визначимо базисний струм для точки К4:

$$I_{64} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} ; \quad (2.46)$$

$$I_{64} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 144.34 \text{ кА} .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці К4:

$$I_{K4} = \frac{I_{64}}{Z_{*6T\Sigma}} ; \quad (2.47)$$

$$I_{K4} = \frac{144.34}{11.65} = 12.33 \text{ кА} .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						49
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Знайдемо ударний струм в точці К4:

$$i_{y4} = 1.84 \cdot I_{K4} ; \quad (2.48)$$

$$i_{y4} = 1,84 \cdot 12,33 = 22,69 \text{ кА} .$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{K4} ; \quad (2.49)$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot 12,33 = 18,74 \text{ кА} .$$

Розрахунок струмів КЗ до точки К5, на шинах 10 кВ.

Знайдемо опір трансформатора по формулі:

$$X_{*6T} = \frac{u_{\text{к.с-н}} \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.т}}} ; \quad (2.50)$$

$$X_{*6T} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,26 \text{ Ом} .$$

Визначимо базисний струм для точки к5:

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}} ; \quad (2.51)$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА} .$$

Знайдемо струм короткого замикання в точці к5:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						50
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{K5} = \frac{I_{65}}{X_{*6K5}} ; \quad (2.52)$$

$$I_{K5} = \frac{5,5}{0,46} = 11,56 \text{ кА} .$$

Знайдемо ударний струм в точці К2:

$$i_{y5} = 2,55 \cdot I_{K5} ; \quad (2.53)$$

$$i_{y5} = 2,55 \cdot 11,56 = 29,47 \text{ кА} .$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot I_{K5} ; \quad (2.54)$$

$$I_{\text{куст}} = 1,52 \cdot 11,56 = 17,57 \text{ кА} .$$

Обчислимо теплові імпульси:

$$B_K = I_K^2 (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (2.55)$$

$$K1: B_K = 3,32^2 (2 + 0,05) = 22,6 \text{ кА}^2\text{с} .$$

$$K2: B_K = 4,2^2 (1,5 + 0,05) = 27,34 \text{ кА}^2\text{с} .$$

$$K3: B_K = 3,99^2 (0,5 + 0,05) = 8,76 \text{ кА}^2\text{с} .$$

$$K4: B_K = 12,33^2 (0,5 + 0,05) = 83,61 \text{ кА}^2\text{с} .$$

$$K5: B_K = 11,56^2 (1,5 + 0,05) = 207,13 \text{ кА}^2\text{с} .$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						51
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Розрахунок струмів к.з. рекомендується виконувати по таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Розрахунок струмів к.з.

Точка КЗ	Струми і потужності КЗ при $S_6=100$ МВА				
	$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_6}$	$I_k = \frac{I_6}{X_{*рез}}$	$I_{куст}$	$i_y = 2,55I_k$	$B_k = I_k^2(t_{откл} + T_a)$
	кА	кА	кА	кА	кА ² с
К1	0.502	3,32	5,05	8,466	22,6
К2	1.56	4,2	6,38	10,71	27,34
К3	2	3,99	6,02	10,1	8,76
К4	144.34	12,33	18,74	22,69	83,61
К5	5,5	11,56	17,57	29,47	207,13

2.4 Обчислення максимальних робочих струмів

Всі апарати та струмоведучі частини тягової підстанції вибираються за умовами їх тривалої роботи при нормальному режимі і перевіряються за режимом к.з.

Вибір апаратів полягає в порівнянні робочої напруги і максимального робочого струму ланцюга, де передбачається встановити даний апарат, з номінальною напругою та номінальним струмом вибраного апарату. Переріз струмоведучих частин підстанції повинні вибиратися з урахуванням перевантажувальних здібностей апаратів, які з'єднують струмоведучі частини. При виборі перерізу живлячих ліній не тягових споживачів слід враховувати перевантажувальні властивості трансформаторів, встановлених у споживачів, на 40% протягом 6 годин.

Нижче наводяться формули для обчислення максимальних робочих струмів по приєднаннях і на шинах.

Шини опорної або транзитної підстанції з первинною напругою 110 або 220 кВ:

$$I_{роб.ш.мах} = \frac{K_{рн} S_{ш.розр.мах}}{\sqrt{3} U_{ном.вн}}, \quad (2.56)$$

де $S_{ш.розр.мах}$ - максимальна потужність на шинах вищої напруги тягової підстанції, кВА;

$U_{ном.вн}$ - номінальна напруга на шинах вищої напруги тягової підстанції, кВ;

$k_{рн}$ - коефіцієнт розподілу навантаження на шинах вищої напруги, (приймається 0,6–0,8); при цьому великі значення відносяться до меншого числа трансформаторів тих, що працюють (один трансформатор) і невеликому числу приєднань до шин, а менші значення – двом трансформаторам і більшому числу приєднань.

Ведемо розрахунок максимальних робочих струмів до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахункові струми в шинах

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
1	Введення на ТП 110 кВ	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot S_{ш.розр.мах}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	367,8 А
2	Сторона ВН ТП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 110}$	183,9 А
3	Сторона СН ТП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	578,05 А
4	Сторона НН ТП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	735,7 А
5	Збірні шини 27,5 кВ	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	525,5 А
6	Сторона ВН РТ 35/10	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 35}$	57,8 А
7	Сторона НН РТ 35/10	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 0,7 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 10}$	141,6 А
8	Сторона ВН ТВП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10}$	32,33 А
9	Сторона НН ТВП	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4}$	808,3 А
10	Збірні шини 35кВ	$I_{роб.ш.мах} = \frac{k_{рн} \cdot \sum S_{ш.ном.пт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0.5 \cdot 50000}{\sqrt{3} \cdot 35}$	413 А

Закінчення таблиці 2.4

№	Найменування збірних шин	Розрахункова формула та числова підстановка	Максимальний робочий струм
11	Збірні шини 10кВ	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0.7 \cdot 5000}{\sqrt{3} \cdot 10}$	202,3 А
12	Лінії ДПР	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot \sum S_{\text{ш.ном.пт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 27,5}$	7,3А
13	Фідер К.М. праве плече	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot P_{\text{ПР}}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 8500}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	121,17 А
14	Фідер К.М. ліве плече	$I_{\text{роб.ш.мах}} = \frac{k_{\text{нр}} \cdot P_{\text{ПР}}}{2\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1.4 \cdot 7900}{2\sqrt{3} \cdot 0,85 \cdot 27,5}$	117,7 А

2.5 Вибір електричних апаратів вище 1000 в

Вимикачі вибираються по номінальній напрузі, струму і перевіряються на властивість відключення:

$$I_{\text{відкл.мах}} \geq I_{\text{к}},$$

де $I_{\text{відкл.мах}}$ - найбільше значення струму відключення, кА, по довідниковим даним;

$I_{\text{к}}$ - струм к.з., кА.

Високовольтні вимикачі, встановлювані в розподільчому пристрої повинні відповідати таким умовам:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_{\text{р}};$$

$$2) I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}};$$

$$3) I_{\text{номоткл}} \geq I_{\text{к}};$$

$$4) i_{\text{д}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$5) I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}};$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}});$$

Приведемо приклад розрахунку для вводу 110 кВ, а подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.5:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		54

$$I_T = I_{откл} \cdot \sqrt{\frac{t_{откл}}{t_T}} ; \quad (2.57)$$

$$I_T = 40 \sqrt{\frac{2,58}{3}} = 37,094 \text{ кА} .$$

$$B_{кдоп} = I_T^2 \cdot t_T ; \quad (2.58)$$

$$B_{кдоп} = 37,094^2 \cdot 2,58 = 3549,99 \text{ кА}^2\text{с} .$$

Ведемо розрахунок електричних апаратів до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 - Вибір вимикачів

№	Найменування приєднань	Тип вимикача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних				
			$\frac{U_{ном}}{U_{роб}}$	$\frac{I_{ном}}{I_{роб.мах}}$	$\frac{I_{\partial}}{I_y}$	$\frac{I_{ном.відк}}{I_k}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_K}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	ВГТ-110 П*- 40/2500 У1	110	2500	102	40	4800
			110	367.8	7,11	2,79	15,96
2	Сторона СН ГПТ	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	2560
			35	578.05	9,95	3,9	23,58
3	Сторона НН ГПТ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27.5	1000	52	20	357,2
			27.5	735.7	9,69	3,8	7,94
4	Споживачі 35 кВ	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	95,92
			35	18	9,96	3,9	23,58
5	Споживачі 10 кВ	ВР3-10- 40/3150 У2	10	3150	102	40	92,92
			10	37,4	54,06	21,2	696,6
6	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	95,92
			35	57,8	9,95	3,9	23,58

Закінчення таблиці 2.5

7	Фідер к.м. 27,5 кВ	ВБЗО-27,5- 20/1000 У1	27.5	1000	52	20	95,92
			27.5	121,7	9,69	3,8	7,94
8	Сторона НН РТ 35/10	ВРЗ-10- 40/3150 У2	10	3150	102	40	92,92
			10	141,6	54,06	21,2	696,6
9	Сторона ВН РТ 35/10	ВР35-35- 20/1250 У2	35	1250	52	20	95,92
			35	57,8	9,95	3,9	23,58

При виборі роз'єднувачів перевіряються наступні умови:

$$1) U_{\text{ном}} \geq U_p ;$$

$$2) I_n \geq I_p ;$$

$$3) i_d \geq i_{уд} ;$$

$$4) I_T^2 \cdot t_T \geq B_k ;$$

$$B_k = I_k^2 (t_{откл} + T_a) .$$

Аналогічно попередньому випадку необхідно перерахувати тепловий імпульс.
Для вводу 110 кВ, (подальші розрахунки зведемо до таблиці 2.6):

$$B_{\text{кдоп}} = I_T^2 \cdot t_T , \quad (2.59)$$

де I_T - струм термічної стійкості за паспортом.

$$B_{\text{кдоп}} = 31,5^2 \cdot 2,58 = 2201,06 \text{ кА}^2\text{с} .$$

Таблиця 2.6 - Вибір роз'єднувачів

№	Найменування приєднань	Тип роз'єднувача	Співвідношення паспортних і розрахункових даних			
			$\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\text{роб}}}$	$\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{I_{\text{д}}}{I_{\text{у}}}$	$\frac{I_T^2 t_T}{B_k}$
1	Вводи в РУ-110 кВ	РДЗ.2-110Б- 1000У1	110	1000	80	19200
			110	367,8	9,77	45,914

Закінчення таблиці 2.6

2	Сторона НН ГПТ	РДЗ.2- 35/1000У1	35	1000	80	2304
			27.5	735,7	14,4	35,8
3	Споживачі 35 кВ	РДЗ.1-35/1000- У1	35	1000	50	242
			35	18	6,22	12,7
4	Споживачі 10 кВ	РДЗ-10/1000У1	10	1000	80	111
			10	37,4	4,335	4,7
5	Сторона НН РТ-35/10	РДЗ.2- 35/1000У1	10	1000	50	1975
			27.5	141,6	4,33	4,7
6	Фідер к.м. 27,5 кВ	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	80	619
			27.5	121,7	14,4	35,8
7	Сторона ВН РТ-35/10	РДЗ.1- 35/1000У1	35	1000	50	3467
			35	57,8	6,22	12,7

2.6 Проектування сонячної електростанції

Проектування сонячної електростанції робилося в програмі pvsyst і далі приведені фотографії розрахунків(рисунки 2.9 – 2.17):

Пакет програмного забезпечення, розроблений в Університеті Женеви в 1992 році, активно використовується для моделювання, налагодження, вивчення і аналізу даних та процесів, що протікають в фотоелектричних системах. Основні користувачі пакету програмного забезпечення — інженери-розробники, дослідники і архітектори. Додаток дозволяє проводити розрахунки ефективності і виконувати економічно обґрунтовані оцінки виробництва енергії як для комерційного, так і приватного використання. Додаток підходить для проектування як статичних фотоелектричних систем, так і динамічних. Крім того, програма містить алгоритми, що дозволяють розраховувати зміну затінення для фотоелектричних систем, що можуть обертатися.

На сьогоднішній день PVsyst є одним з найбільш затребуваних інструментів для моделювання сонячних електростанцій серед інженерів та менеджерів, які займаються реалізацією промислових сонячних електростанцій.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Sheds on ground

System power: 3402 kWp

Zelene - Ukraine

Владислав Хлебников

Рисунок 2.9 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						58
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
05/06/22 20:45
with v7.2.15

Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Український державний університет науки і технологій

Project summary			
Geographical Site Zelene Ukraine	Situation		
	Latitude	47.71 °N	
	Longitude	33.22 °E	
	Altitude	41 m	
	Time zone	UTC+2	
	Project settings		
	Albedo		0.20
Meteo data			
Zelene			
Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=100% - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System	Sheds on ground		
	Near Shadings		
	User's needs		
PV Field Orientation			
Fixed plane			
Tilt/Azimuth	30 / 0 °		
System information			
PV Array			
Nb. of modules	6480 units	Inverters	
Pnom total	3402 kWp	Nb. of units	30 units
		Pnom total	3000 kWac
		Pnom ratio	1.134

Results summary					
Produced Energy	4376 MWh/year	Specific production	1286 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	85.50 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
P50 - P90 evaluation	9

05/06/22

PVsyst Evaluation mode

Page 2/9

Рисунок 2.10 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		59



Project: 2.2

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.15

VC0, Simulation date:
05/06/22 20:45
with v7.2.15

Український державний університет науки і технологій

General parameters

Grid-Connected System		Sheds on ground	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		Nb. of sheds	540 units
Fixed plane		Sizes	
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sheds spacing	12.0 m
		Collector width	4.58 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	38.1 %
		Shading limit angle	
		Limit profile angle	15.9 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		Linear shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-D30-525-MB	Model	SUN2000-100KTL-M1-480Vac
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	525 Wp	Unit Nom. Power	100 kWac
Number of PV modules	6480 units	Number of inverters	30 units
Nominal (STC)	3402 kWp	Total power	3000 kWac
Modules	540 Strings x 12 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (≥40°C)	110 kWac
Pmpp	3107 kWp	Phom ratio (DC:AC)	1.13
U mpp	443 V		
I mpp	7012 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3402 kWp	Total power	3000 kWac
Total	6480 modules	Number of inverters	30 units
Module area	16739 m²	Phom ratio	1.13

Array losses

Array losses								
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			DC wiring losses		
Loss Fraction	1.0 %		Module temperature according to irradiance			Global array res.		
			Uc (const) 29.0 W/m²K			Loss Fraction 1.4 mΩ		
			Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s			2.0 % at STC		
Module Quality Loss			Module mismatch losses			Strings Mismatch loss		
Loss Fraction	-0.8 %		Loss Fraction 2.0 % at MPP			Loss Fraction 0.1 %		
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

05/06/22

PVsyst Evaluation mode

Page 3/9

Рисунок 2.11 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ		Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата			60



PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
05/08/22 20:45
with v7.2.15

Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Український державний університет науки і технологій

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage	480 Vac tri
Loss Fraction	1.52 % at STC
Inverter: SUN2000-100KTL-M1-480Vac	
Wire section (30 Inv.)	Alu 30 x 3 x 150 mm ²
Average wires length	150 m

MV line up to Injection

MV Voltage	35 kV
Average each inverter	
Wires	Alu 3 x 120 mm ²
Length	300 m
Loss Fraction	0.01 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage	35 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	3329 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	1.11 kW/Inv.
Loss Fraction	0.10 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 4.15 mΩ/inv.
Loss Fraction	2.00 % at STC

05/08/22

PVsyst Evaluation mode

Page 4/9

Рисунок 2.12 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		61



PVsyst V7.2.15
VCO, Simulation date:
05/06/22 20:45
with v7.2.15

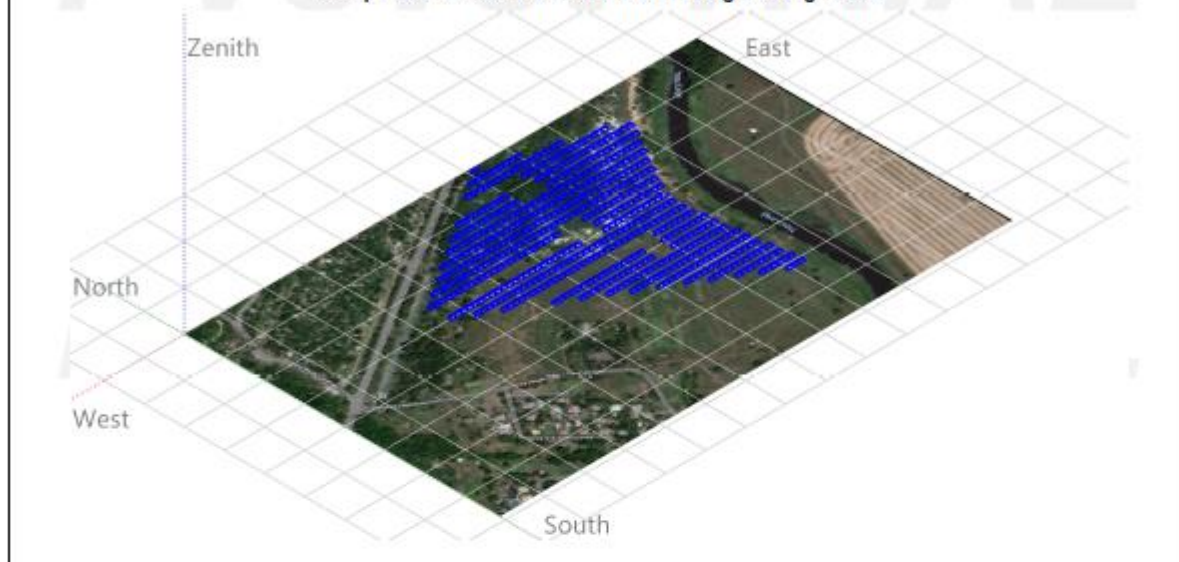
Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Український державний університет науки і технологій

Near shadings parameter

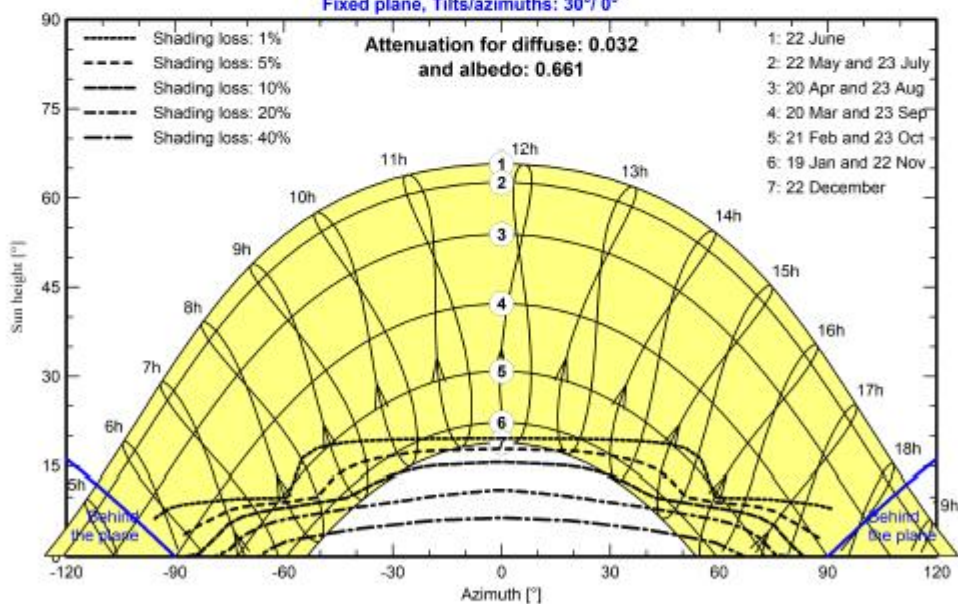
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 30°/ 0°



05/06/22

PVsyst Evaluation mode

Page 5/9

Рисунок 2.13 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ

Лист

62



Project: 2.2

Variant: New simulation variant

PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:

05/08/22 20:45

with v7.2.15

Український державний університет науки і технологій

Main results

System Production

Produced Energy

4376 MWh/year

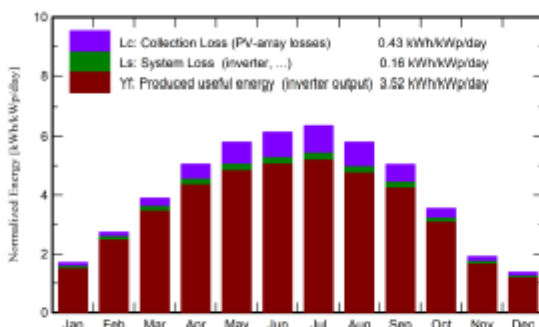
Specific production

1286 kWh/kWp/year

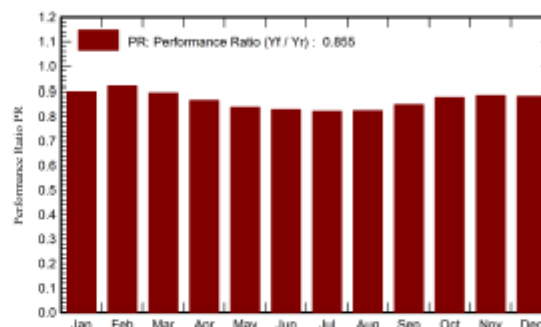
Performance Ratio PR

85.50 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	31.2	19.18	-3.11	52.7	49.0	169.9	161.7	0.903
February	51.5	28.79	-2.15	76.5	72.6	250.1	239.0	0.918
March	95.8	52.50	3.17	120.8	114.3	385.4	368.7	0.897
April	134.5	70.92	10.43	151.8	143.4	468.2	447.9	0.867
May	174.6	80.38	17.09	180.1	169.8	537.9	514.2	0.839
June	187.6	87.47	20.37	184.4	173.5	543.6	520.1	0.829
July	194.1	86.73	23.14	197.3	186.6	577.6	552.4	0.823
August	163.6	75.69	22.83	180.1	170.6	528.1	505.3	0.825
September	120.2	51.99	16.39	151.3	143.6	457.8	437.6	0.850
October	75.8	36.83	9.57	109.9	104.7	343.8	328.6	0.879
November	35.2	19.79	3.93	57.3	53.9	181.7	172.8	0.886
December	25.2	16.20	-0.43	42.5	39.4	134.9	127.8	0.883
Year	1289.6	626.48	10.17	1504.6	1421.4	4579.0	4376.2	0.855

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation
 T_Amb Ambient Temperature
 GlobInc Global incident in coll. plane
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
 E_Grid Energy injected into grid
 PR Performance Ratio

05/08/22

PVsyst Evaluation mode

Page 6/9

Рисунок 2.14 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ

Лист

63



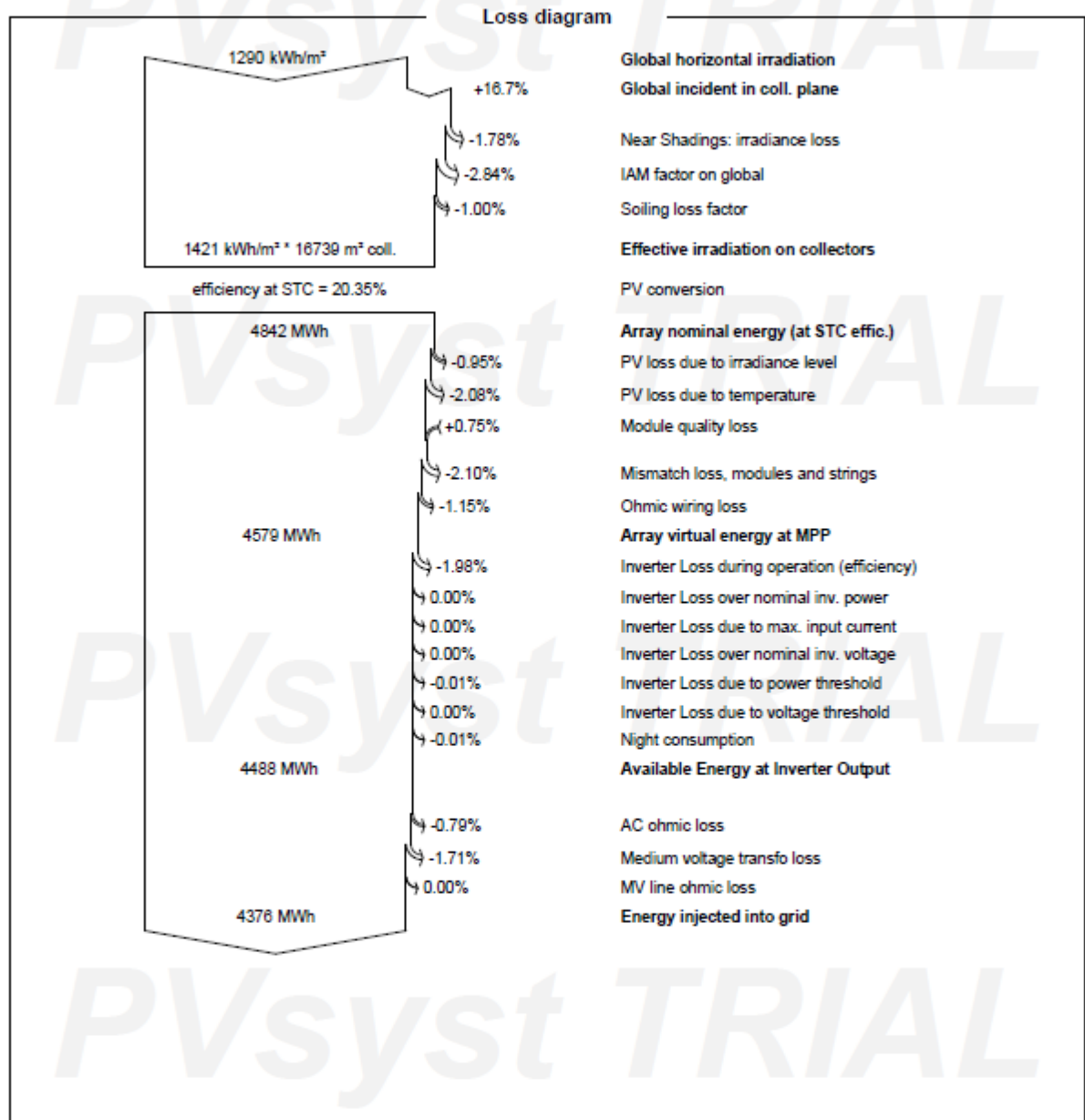
PVsyst V7.2.15

VCO, Simulation date:
05/08/22 20:45
with v7.2.15

Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Український державний університет науки і технологій



05/08/22

PVsyst Evaluation mode

Page 7/9

Рисунок 2.15 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		64



PVsyst V7.2.15

VC0, Simulation date:
05/06/22 20:45
with v7.2.15

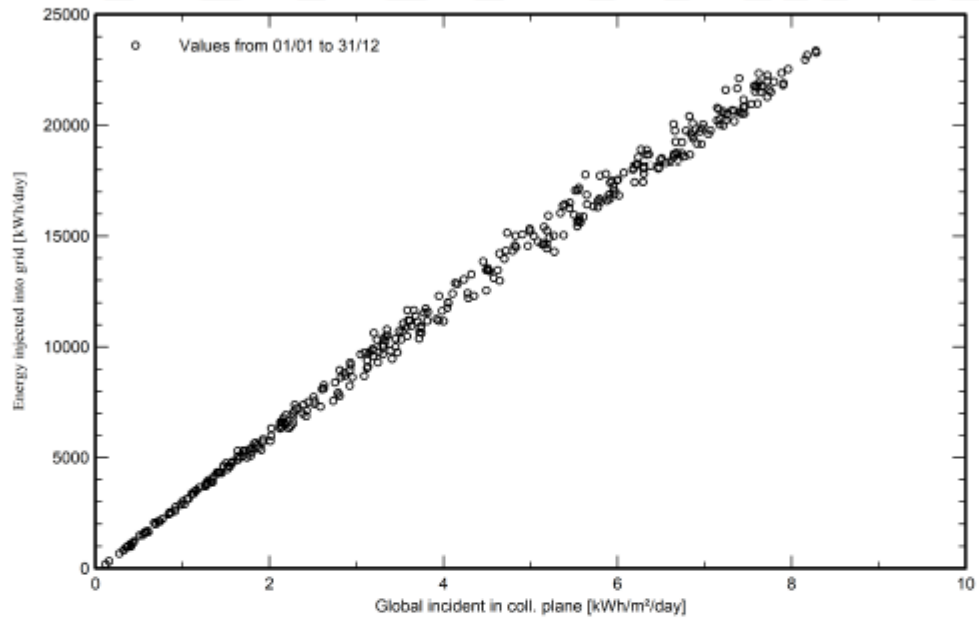
Project: 2.2

Variant: New simulation variant

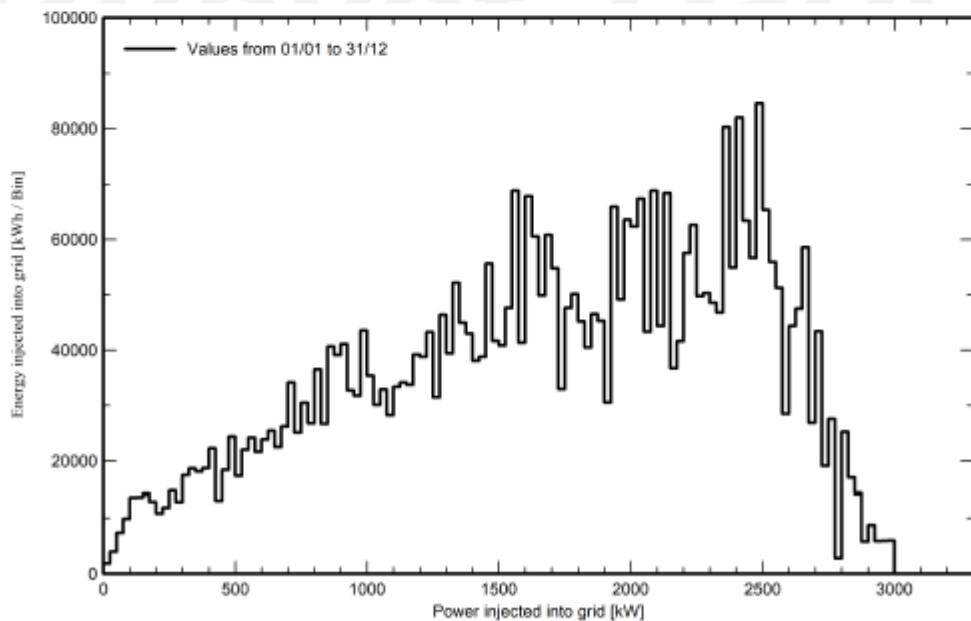
Український державний університет науки і технологій

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



05/06/22

PVsyst Evaluation mode

Page 8/9

Рисунок 2.16 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ

Лист

65



PVsyst V7.2.15

VC0, Simulation date:
05/08/22 20:45
with v7.2.15

Project: 2.2

Variant: New simulation variant

Український державний університет науки і технологій

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=100%

Kind Monthly averages

Synthetic - Multi-year average

Year-to-year variability(Variance) 0.0 %

Specified Deviation

Climate change 0.0 %

Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum) 1.8 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters 1.0 %

Inverter efficiency uncertainty 0.5 %

Soiling and mismatch uncertainties 1.0 %

Degradation uncertainty 1.0 %

Annual production probability

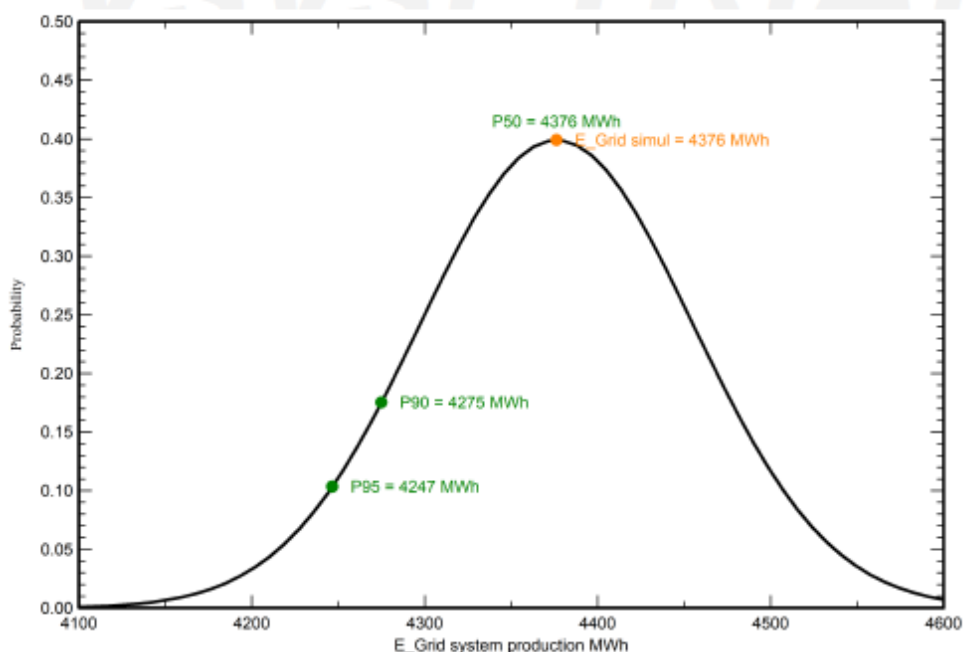
Variability 79 MWh

P50 4376 MWh

P90 4275 MWh

P95 4247 MWh

Probability distribution



05/08/22

PVsyst Evaluation mode

Page 9/9

Рисунок 2.17 - Проектування сонячної електростанції в програмі PVsyst.

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ

Лист

66

3 ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ ТА РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

3.1 Розрахунок вибору номінального перетину струмопровідної жили та екрану кабелю

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 10 кВ перевіряється за наступними показниками:

- 1) За допустимим тривалим струмом навантаження;
- 2) За допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю;
- 3) За допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю;
- 4) За падінням напруги в кінці КЛ;
- 5) Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю.

Таблиця 3.1 - Вихідні дані

№ КЛ	Напруга мережі	Максимальний струм 3-ф КЗ	Повний час тривалості короткого замикання	Максимальна розрахункова потужність	Довжина кабельної лінії
	кВ	кА	с	кВт	км
3	10	11,56	0,6	3000	5

3.1.1 Розрахунок за тривалим струмом навантаження

Розрахунковий робочий струм КЛ в амперах у режимі номінального навантаження, розраховується за формулою:

$$I_o = \frac{P_{\max. c}}{\sqrt{3} \cdot U_g \cdot \cos \varphi}, \quad (3.1)$$

де $P_{\max. c}$ - максимальна розрахункова потужність кВт;

U_g - напруга мережі, кВ;

$\cos \varphi$ - кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

$$I_o = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.99} = 174,95 \text{ А}$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 - Результати розрахунку струму

№ КЛ	$P_{\max. c}$	U_g	$\cos \varphi$	I_0	S	I_c
	кВт	кВ		А	мм ²	А
1	3000	10	0,99	174,95	70	180

Розрахунок виконується згідно СОУ-Н МЕН 40.1-37471933-49-2011 (редакція 2017 року) "Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ".

Для кабелів, прокладених у землі за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць k_2, k_{33}, k_4, k_5 за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5: \quad (3.2)$$

$$I_{cg} = 180 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1,17 \cdot 1 = 206,39 \text{ А.}$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.3:

Таблиця 3.3 - Результати розрахунку

№ КЛ	I_c	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_0	I_{cg}	Виконання умови
	А					А	А	
1	180	0,98	1	1,17	1	174,95	206,39	виконується

Для кабелів, прокладених у землі в окремих трубах за схемою «у трикутник» тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць $k_1, k_2, k_{33}, k_4, k_5$ за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_{33} \cdot k_4 \cdot k_5: \quad (3.3)$$

$$I_{cg} = 275 \cdot 0,924 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 1,12 \cdot 1 = 278,9 \text{ А.}$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						68
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.4:

Таблиця 3.4 - Результати розрахунку

№ КЛ	I_c	k_1	k_2	k_{33}	k_4	k_5	I_o	I_{cg}	Виконання умови
	А						А	А	
1	275	0,924	0,98	1	1,12	1	46,65	278,9	виконується

Для кабелів, прокладених у повітрі (на драбинах) тривалий допустимий струм у амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значень коригувальних коефіцієнтів, отриманих з відповідних таблиць $k_{3п}$, k_7 за формулою:

$$I_{cg} = I_c \cdot k_{3п} \cdot k_7: \quad (3.4)$$

$$I_{cg} = 180 \cdot 1,08 \cdot 1 = 194,4 \text{ А}.$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.5:

Таблиця 3.5 - Результати розрахунку струму

№ КЛ	I_c	$k_{3п}$	k_7	I_o	I_{cg}	Виконання умови
	А			А	А	
1	180	1,08	1	174,95	194,4	виконується

За допустимим тривалим струмом навантаження кабель перевірку проходить.

3.1.2 Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по жилі кабелю

Перевірка відповідності обраного перетину жили КЛ, струму 3-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(3)} < I_{c.sc},$$

де $I_{sc}^{(3)}$ - 3-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА (табл.1);

$I_{c.sc}$ - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$11.56 < 16,7 .$$

$$I_{c.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}} , \quad (3.5)$$

де $I_{t.sc}$ - допустимий струм короткого замикання по жилі кабелю, кА;
 t - час спрацювання захисту (табл.1), с.

$$I_{c.sc} = \frac{10}{\sqrt{0,6}} = 16,7 \text{ кА} . \quad (3.6)$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.6:

Таблиця 3.6 - Результати розрахунку струму КЗ

№ КЛ	$I_{t.sc}$	t	$I_{c.sc}$	$I_{sc}^{(3)}$	Виконання умови
	кА	с	кА	кА	
1	10	0,6	16,7	11,56	виконується

3.1.3. Розрахунок за допустимим струмом короткого замикання по екрану кабелю

Перевірка відповідності обраного перетину екрану КЛ, струму 2-ф КЗ на шинах живлячої ПС здійснюється за наступною умовою:

$$I_{sc}^{(2)} < I_{s.sc} ,$$

де $I_{s.sc}$ - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю з урахуванням часу спрацювання захисту, кА, розраховується за формулою:

$$25,64 < 9,2 .$$

$$I_{s.sc} = \frac{I_{t.sc}}{\sqrt{t}}, \quad (3.7)$$

де t - час спрацювання захисту (табл. 1), с;

$I_{t.sc}$ - допустимий струм короткого замикання по екрану кабелю, кА
(табличне значення);

$I_{sc}^{(2)}$ - 2-ф струм КЗ на шинах живлячої ПС, кА, розраховується за формулою:

$$I_{s.sc} = \frac{7,1}{\sqrt{0,6}} = 9,2 \text{ кА}.$$

$$I_{sc}^{(2)} = I_{sc}^{(3)} \cdot 0,87; \quad (3.8)$$

$$I_{sc}^{(2)} = 11,56 \cdot 0,87 = 10,06 \text{ кА}.$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.7:

Таблиця 3.7 - Результати розрахунку струму кз

№ КЛ	Перетин екрану	$I_{t.sc}$	t	$I_{s.sc}$	$I_{sc}^{(2)}$	Виконання умови
	мм ²	кА	с	А	кА	
1	35	7,1	0,6	9,2	10,06	виконується

3.1.4. Розрахунок за падінням напруги в кінці КЛ

Розрахунок падіння напруги проводиться для підтвердження відповідності обраного перетину провідника допустимим значенням падіння напруги від джерела живлення до споживача в максимальному режимі лінії та у відповідності до ДСТУ 13109-97, ДСТУ EN 50160:2014.

Граничне падіння напруги в максимальному режимі розраховується за формулою:

$$\Delta U\% = \frac{10^5 \cdot P \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_g^2}, \quad (3.9)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						71
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де P - максимальна розрахункова потужність, кВт;

L - довжина лінії, км;

r_0 - активна складова опору лінії, Ом/км;

x_0 - індуктивна складова опору лінії, Ом/км;

U_g - напруга мережі, В.

$$\Delta U\% = \frac{10^5 \cdot 3000 \cdot 5,000 \cdot (0,82 \cdot 0,99 + 0,14 \cdot 0,14)}{10000^2} = 12,47\% .$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.8:

Таблиця 3.8 - Результати розрахунку падіння напруги в кінці КЛ

№ КЛ	U_g	L	r_0	x_0	ΔU	$\Delta U\%$
	В	км	Ом/км	Ом/км	В	%
1	10000	5	0,82	0,14	1247,1	12,47

3.1.5. Розрахунок вибору способу заземлення екрану кабелю

Для унеможливлення значних втрат електроенергії в струмопровідних екранах кабелів під час експлуатації КЛ в якості способу заземлення екрану кабелю обрано заземлення екрану з одного кінця КЛ.

Розрахунок проводиться для таких режимів роботи КЛ:

- нормального (трифазного);
- зовнішнього КЗ із найбільшим струмом;
- ремонтного (за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ).

Наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

У разі нормального трифазного режиму роботи КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_1^{(3)} = I_o \cdot L \cdot X_{m1} , \quad (3.10)$$

де X_{m1} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$U_1^{(3)} = 174.95 \cdot 5 \cdot 0.044 = 38,49 \text{ В.} \quad (3.11)$$

$$X_{m1} = 0.0628 \cdot \gamma_1 ,$$

де γ_1 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$X_{m1} = 0.0628 \cdot 0.7 = 0.044 \text{ Ом/км.}$$

$$\gamma_1 = 0.5 \cdot \ln \left[\beta^2 \cdot \sqrt{\left(1 + \left(\sqrt{3} + \frac{1}{\beta^2} \right)^2 \right) \cdot \left(1 + \frac{1}{\beta^2} \right)} \right], \quad (3.12)$$

де β - безрозмірний параметр, який визначається як відношення відстані між центрами жил кабелів до зовнішнього діаметру.

У разі зовнішнього КЗ із найбільшим струмом, наведена напруга на незаземленому кінці екрану визначається за формулою:

$$U_2 = I_{sc} \cdot L \cdot X_{m2} , \quad (3.13)$$

де X_{m2} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$U_2 = 9,2 \cdot 5 \cdot 0,85 = 39,1 \frac{\text{Ом}}{\text{км}} .$$

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot \gamma_2 , \quad (3.14)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						73
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де γ_2 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$X_{m2} = 0,0628 \cdot 13,6 = 0,85 \text{ Ом/км} .$$

$$\gamma_2 = 4,725 + 0,5 \cdot \ln \rho - \ln(0,5 \cdot D) , \quad (3.15)$$

де ρ - питомий електричний опір, який за замовчуванням приймається рівним 1000 Ом·м.

У разі ремонтного - за наявності паралельно прокладених КЛ або кіл тієї ж самої КЛ, наведена напруга на незаземленому кінці екрану не має бути більшою за 24 В, визначається за формулою:

$$U_3 = I_o \cdot L \cdot X_{m3} , \quad (3.16)$$

де X_{m3} - погонний індуктивний опір екрану кабелю, Ом/км, розраховується за формулою:

$$U_3 = 174,95 \cdot 5 \cdot 0,013 = 11,37 \text{ В} .$$

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot \gamma_3 : \quad (3.17)$$

де γ_3 - безрозмірний параметр впливу конфігурації взаємного розташування жил і екранів кабелів у просторі, який розраховується за формулою:

$$X_{m3} = 0,0628 \cdot 0,2 = 0,013 \text{ Ом/км} .$$

$$\gamma_3 = \ln \left(\frac{0,87 \cdot \beta + \alpha + 0,5}{\sqrt{0,25 \cdot \beta^2 + (0,5 + \alpha)^2}} \right) : \quad (3.18)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		74

де α - безрозмірний параметр, який визначається як відношення найменшої відстані між двома КЛ до діаметру кабелю.

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.9:

Таблиця 3.9 - Результати розрахунку вибору способу заземлення екрану

№ КЛ	I_0	L	γ_1	$U_1^{(3)}$	γ_2	U_2	γ_3	U_3	Виконання умови
	А	км		В		В		В	
1	174,95	5	0,7	38,49	13,6	39,1	0,2	11,37	виконується

Для захисту оболонки кабелю при заземленні з одного кінця оберемо ОПН за розрахунком наведеної напруги на кінці екрану кабелю, з урахуванням тривалості режиму зовнішнього КЗ. ОПН обирають за умовою, що наведена напруга на незаземленому кінці екрану не повинна перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги постійного струму для оболонки кабелю.

Захист зовнішньої ізоляційної оболонки кабелю за допомогою ОПН можливий за виконання умов:

- $U_1^{(3)} < U_{lt.v}$
- $U_1^{(3)} < U_{lt.v}$

$$U_2 < U_{lt.v} \cdot T(t_{sc}), \quad (3.19)$$

де $U_{lt.v}$ - тривало допустима напруга ОПН, кВ;

$T(t_{sc})$ - кратність напруги (приймаємо 1,8)

$$U_2 < U_{lt.v} \cdot T(t_{sc}); \quad (3.20)$$

Умова виконується, обираємо обмежувач перенапруги на 6 кВ.

3.2 Розрахунок струмів короткого замикання СЕС для вибору захистів кабельної лінії в комірці СЕС

Вихідні дані для розрахунку короткого замикання на СЕС:

- 1) Однолінійна схема СЕС ($P=0,8$ МВт);

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						75
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

- 2) Розрахункова напруга на шинах 10 кВ - 10,5 кВ;
- 3) Трансформатор ТМГ-1000/10/0,4 кВ;
- 4) Повна потужність інверторного обладнання – 0,8 МВА;
- 5) Довжина кабельної лінії – 5 км;
- 6) Струм трифазного короткого замикання в максимальному режимі на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - 11,56 кА;
- 7) В якості провідників для розрахунку струму короткого замикання на шинах проектованої СЕС прийнято 3хСП-3-20 1х75 мм² та кабель 3хАПвЕгаПу-12/20 1х120/25 мм², прокладка в трикутник;
- 8) Довжина КЛ-10 кВ – 2000 м.

Таблиця 3.10 - Вихідні дані для розрахунку РЗА

№	Тип трансформатору	цк	Повний час тривалості короткого замикання	Максимальна розрахункова передавана потужність КЛ	Довжина кабельної лінії
		%	с	кВт	км
3	ТМГ	5	0,6	3000	5

Пояснююча схема

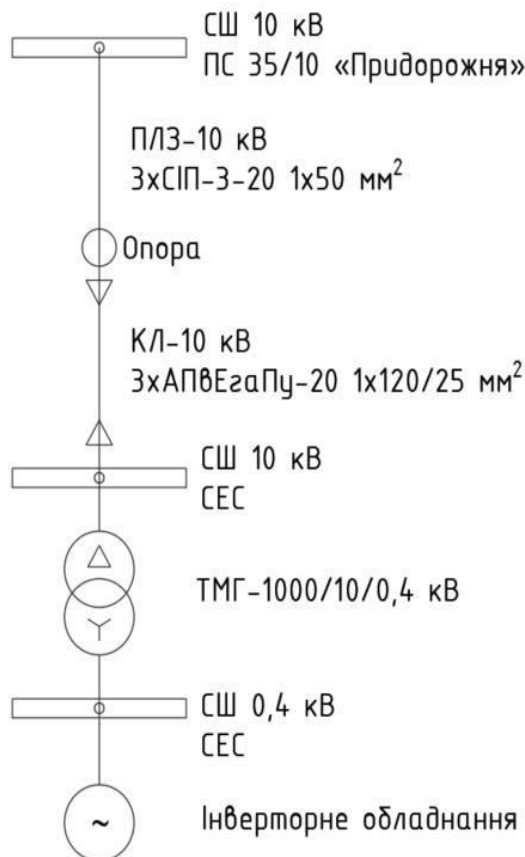
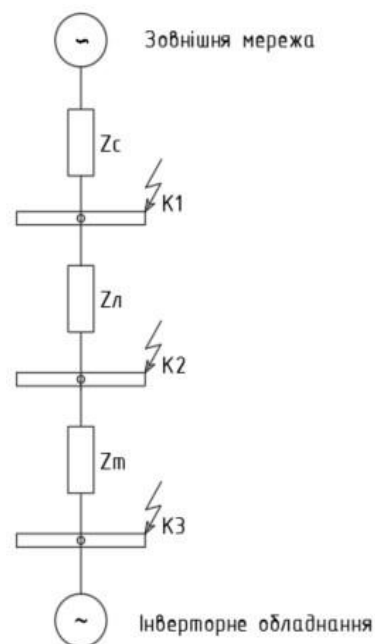


Схема заміщення



Розрахунок опорів схеми заміщення в максимальному режимі роботи системи:

Опір системи:

$$Z_c \approx X_c = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \text{ Ом}; \quad (3.21)$$

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,56} = 0,52 \text{ Ом}.$$

Опір повітряно - кабельної лінії:

- Активна складова;

$$r_L = r_0 \cdot l_L, \text{ Ом}; \quad (3.22)$$

$$r_L = 0,82 \cdot 5 = 4,1 \text{ Ом}.$$

- Реактивна складова;

$$X_L = x_0 \cdot l_L, \text{ Ом}; \quad (3.23)$$

$$X_L = 0,14 \cdot 5 = 0,7 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір до розрахункової точки K2:

$$Z_{K2} = \sqrt{Z_c^2 + (r_L + x_L)^2}, \text{ Ом}; \quad (3.24)$$

$$Z_{K2} = \sqrt{0,52^2 + (4,1 + 0,7)^2} = 4.8 \text{ Ом}.$$

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						77
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Опір трансформатора:

$$Z_T \approx X_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \text{ Ом}; \quad (3.25)$$

$$Z_T = \frac{5 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1000} \cdot 10^3 = 5,51 \text{ Ом}.$$

Сумарний опір до розрахункової точки КЗ:

$$Z_{K3} = Z_{K2} + Z_T, \text{ Ом}; \quad (3.26)$$

$$Z_{K3} = 4,8 + 5,51 = 10,31 \text{ Ом}.$$

Внесемо результати розрахунку до таблиці 3.11:

Таблиця 3.11 - Результати розрахунків опорів

Z_c	Γ_L	X_L	Z_{K2}	Z_T	Z_{K3}
Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом
0,52	4,1	0,7	4,8	5,51	10,31

Розрахунок струмів короткого замикання в розрахункових точках в максимальному режимі роботи системи :

Струм КЗ в розрахунковій точці К1 приймаємо рівним струму короткого замикання на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ «Придорожня» - $I_{K3}^{(3)}$.

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці К2:

$$I_{K2 \text{ ПС}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K2}}, \text{ кА}; \quad (3.27)$$

$$I_{K2 \text{ ПС}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,8} = 1,26 \text{ кА};$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						78
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{K2\text{ ПС}}^{(2)} = \frac{10.5}{\sqrt{2} \cdot 4.8} = 1.54 \text{ кА} .$$

Струм КЗ питомий зі сторони СЕС приведений до сторони 10 кВ ;

$$I_{K2\text{ СЕС}}^{(3)} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \text{ кА} ; \quad (3.28)$$

$$I_{K2\text{ СЕС}}^{(3)} = \frac{0.8}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 0.044 \text{ кА} ;$$

$$I_{K2\text{ СЕС}}^{(2)} = \frac{0.8}{\sqrt{2} \cdot 10.5} = 0.054 \text{ кА} .$$

Сумарний струм КЗ в точці К2;

$$I_{K2}^{(3)} = I_{K2\text{ ПС}}^{(3)} + I_{K2\text{ СЕС}}^{(3)}, \text{ кА} ; \quad (3.29)$$

$$I_{K2}^{(3)} = 1.26 + 0.044 = 1.304 \text{ кА} ;$$

$$I_{K2}^{(2)} = 1.54 + 0.054 = 0.594 \text{ кА} .$$

Струм КЗ питомий зі сторони ПС 35/10 кВ «Придорожня» в точці КЗ – на шинах 0,4 кВ СЕС, приведений до сторони 10 кВ:

$$I_{K3\text{ ПС}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{K3}}, \text{ кА} ; \quad (3.30)$$

$$I_{K3\text{ ПС}}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 10.31} = 0.59 \text{ кА} ;$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						79
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{K3\text{ ПС}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{2} \cdot 10,31} = 0,72 \text{ кА}.$$

Сумарний струм КЗ в точці КЗ:

$$I_{K3}^{(3)} = I_{K3\text{ ПС}}^{(3)} + I_{\text{СЕС}}^{(3)}, \text{ кА}; \quad (3.31)$$

$$I_{K3}^{(3)} = 0,59 + 0,044 = 0,644 \text{ кА};$$

$$I_{K3}^{(2)} = 0,72 + 0,038 = 0,758 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків трифазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи в таблиці 3.12:

Таблиця 3.12 - Результати розрахунків трифазних струмів кз

$I_{K1}^{(3)}$	$I_{K2\text{ ПС}}^{(3)}$	$I_{K2\text{ СЕС}}^{(3)}$	$I_{K2}^{(3)}$	$I_{K3\text{ ПС}}^{(3)}$	$I_{K3}^{(3)}$
кА	кА	кА	кА	кА	кА
29,47	1,26	0,044	1,304	0,59	0,634

Результати розрахунків двофазних струмів КЗ в максимальному режимі роботи системи в таблиці 3.13:

Таблиця 3.13 - Результати розрахунків двофазних струмів кз

$I_{K1}^{(2)}$	$I_{K2\text{ ПС}}^{(2)}$	$I_{K2\text{ СЕС}}^{(3)}$	$I_{K2}^{(2)}$	$I_{K3\text{ ПС}}^{(2)}$	$I_{K3}^{(2)}$
кА	кА	кА	кА	кА	кА
1,826	1,54	0,054	1,594	0,72	0,758

3.3 Розрахунок уставок спрацювання захисту

Вихідні дані для розрахунку уставок спрацювання захисту:

- 1) Допустимий робочий струм $I_{\text{доп}} = 46,19 \text{ А};$
- 2) Струми короткого замикання .

Струм спрацювання захисту обирається за умовами:

Відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформатору КТП 1000/10/0,4 У1 при наявності напруги в лінії :

- Максимальна величина струму при включенні складає $I_{БТН} = (3...5)$;
- Приймаємо коефіцієнт відстроювання захисту $k_{від} = 1,2$;

Номінальний струм трансформатору:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \text{ A ;} \quad (3.32)$$

$$I_{НОМ} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,98 \text{ A .}$$

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{БТН} \cdot I_{НОМ}, \text{ A ;} \quad (3.33)$$

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 3 \cdot 54,98 = 197,93 \text{ кА ;}$$

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 5 \cdot 54,98 = 329,88 \text{ кА .}$$

Результати розрахунку відстроювання від струму намагнічування трансформатору в таблиці 3.14:

Таблиця 3.14 - Результати розрахунків струму

$I_{НОМ}$	$I_{с.з. \text{ min}}$	$I_{с.з. \text{ max}}$	$I_{с.з. \text{ відпр}}$
A	A	A	A
54,98	197,93	329,88	325

Відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ КТП 1000/10/0,4 У1, приведенного до напруги 10,5 кВ;

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = k_{від} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \text{ A ;} \quad (3.34)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		81

$$I_{c.з.} = 1.2 \cdot 11,56 = 13.87 \text{ кА} .$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{TA}}, \text{ А} ; \quad (3.35)$$

$$I_y = \frac{0,5 \cdot 13.87}{1,35} = 5,14 \text{ А} .$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_q = \frac{I_{K2}^{(3)}}{I_{c.з.}}, \text{ кА} ; \quad (3.36)$$

$$k_q = \frac{1304}{13.87} = 94 \text{ А} .$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ в таблиці 3.15:

Таблиця 3.15 - Результати розрахунків струму трифазного КЗ на шинах

$I_{c.з.}$	I_y	k_q
А	А	А
13,87	5,14	94

У відповідності п. 3.2.26 ПУЕ-2017 найменші коефіцієнти для резервних захистів у разі КЗ у кінці суміжного елемента або найбільш віддаленого з декількох послідовних елементів, які входять до зони резервування мають бути близькими до 1,2.

Умова забезпечення чутливості захисту виконується

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту ВС для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній мінімально можливому значенню - менше 0,1 с.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		82

Струм спрацювання захисту:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_{від} \cdot I_{доб}}{k_{п}}, \text{ A}, \quad (3.37)$$

де k_n - коефіцієнт надійності (1.1);

$k_{від}$ - коефіцієнт відстроювання захисту (1.2);

$k_{п}$ - коефіцієнт повернення (0.95).

$$I_{c.з.} = \frac{1.1 \cdot 1.2 \cdot 44}{0.95} = 61,12 \text{ A}.$$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{ТА}}, \text{ A}; \quad (3.38)$$
$$I_y = \frac{0,5 \cdot 61,12}{1,35} = 22,98 \text{ A}.$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 10 кВ КТП 1000/10/0,4 У1:

$$k_{ч} = \frac{I_{К2}^{(3)}}{I_{c.з.}}, \text{ A}; \quad (3.39)$$

$$k_{ч} = \frac{1304}{61,12} = 21,33 \text{ A}.$$

Результати розрахунку відстроювання від струму трифазного КЗ на шинах 0,4 кВ, приведенного до напруги 10,5 кВ в таблиці 3.16:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						83
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Таблиця 3.16 - Результати розрахунків струму трифазного КЗ на шинах

$I_{с.з.}$	$I_{с.з.відпр}$	I_y	$k_{ч}$
А	А	А	А
61,12	60	22,98	21,33

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування максимального струмового захисту приймаємо рівній значенню 0,5 с(таблиця 3.17).

Таблиця 3.17 - Зведена інформація про уставки

Назва		Величина
Уставка СВ1	А	325
Витримка часу СВ1	с	<0,1
Уставка МЗС2	А	60
Витримка часу МЗС2	с	0,5
Уставка ЗНЗ	А	3
Витримка часу ЗНЗ на подачу сигналу	с	9

3.4 Розрахунок ємнісних струмів

Ємнісний погонний струм замикання на землю в місці пошкодження:

$$I_c = 3 \cdot \omega \cdot C_{\phi} \cdot U_{\phi} \cdot 10^{-6}, \text{ А/км} . \quad (3.40)$$

де ω - кутова швидкість вектору напруги, с^{-1} ;

C_{ϕ} - ємність фази мережі, мкФ;

U_{ϕ} - фазна напруга мережі, В.

$$I_c = 3 \cdot 314 \cdot 0,23 \cdot 6062,18 \cdot 10^{-6} = 1,308 \text{ А/км} .$$

Ємнісний струм замикання на землю в місці пошкодження для розглядуваної кабельної лінії:

$$I_{C \text{ кл}} = I_c \cdot l_{\text{кл}} , \text{ А} ; \quad (3.41)$$

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						84
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$I_{C \text{ кл}} = 1,308 \cdot 2 = 2,615 \text{ A} .$$

Результати розрахунку ємнісних струмів в таблиці 3.18:

Таблиця 3.18 - Результати розрахунку ємнісних струмів

$C_{\text{ф кл}}$	ω	$U_{\text{ф}}$	I_C	$I_{C \text{ кл}}$
мкФ	с-1	В	А/км	А
0,229	314	6062,18	1,308	2,615

У відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах 10 кВ при значеннях ємнісного струму більше 20 А. Оскільки сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 10 кВ СЕС не перевищує даного значення, встановлення пристроїв компенсації ємнісних струмів не передбачається.

3.5 Функціонування інверторного обладнання

Контролер інверторного обладнання виконує наступні функції автоматики та захисту (згідно керівництва по експлуатації):

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист від min/max частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенні напруги змінного струму (значення встановленої уставки) інверторне обладнання блокує видачу потужності в мережу. Уставку спрацювання захисту від підвищення напруги обираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10 %;

- відключення від електророзподільної мережі протягом 2 с в разі переривання напруги в електророзподільній мережі;
- після відключення в результаті відхилення від норми параметрів електророзподільної мережі фотоелектрична система не повинна бути повторно підключена до мережі протягом інтервалу часу від 20 с до 5 хв з моменту відновлення нормальних значень напруги і частоти.

Контролер інверторного обладнання виконує функції синхронізації з мережею, контроль параметрів якості напруги, релейного захисту при нормальних, аварійних та післяаварійних режимах роботи. В нормальному режимі інверторне обладнання вмикається в роботу автоматично за наявності відповідної інтенсивності освітлення та наявності напруги в мережі, синхронізуючись з її параметрами. При аварійних ситуаціях і зниженні напруги в мережі інверторне обладнання відключається.

Таким чином, встановлене на СЕС інверторне обладнання запобігає несинхронному включенню в мережу.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		86

4 СУХІ ТРАНСФОРМАТОРИ

4.1 Загальні відомості

Предметом дослідження у цієї роботи є сухий трансформатор. Зростаюча потреба у значних обсягах електроенергії вимагає від трансформаторів роботи з високими навантаженнями.

Сухі трансформатори в порівнянні з маслонаповненими володіють одночасно високим рівнем вибухо та пожежної безпеки та великим енергетичним коефіцієнтом корисної дії (ККД).

У ході дослідження необхідно вирішити такі завдання:

1) Виявити на практиці переваги та недоліки сухих силових трансформаторів;
2) Провести порівняльний аналіз сухих та масляних силових трансформаторів загальнопромислового призначення;

3) Розглянути всі сфери застосування сухих трансформаторів, та виявити специфічні особливості трансформаторів у тих чи інших сферах застосування,

Силові трансформатори це найважливіші елементи електроустановок та електричних мереж. Раніше для перетворення електроенергії в електроустановках використовувалися виключно масляні силові трансформатори. Проте останнім часом замість них частіше стали застосовувати сухі силові трансформатори, які є сучасними пожежо- та екологічно безпечними типами трансформаторів, їх обмотки та магнітна система не занурюються в рідкий діелектрик. Масляні трансформатори, що є пожежо та екологічно небезпечними, потрібно розміщувати в приміщеннях обладнаних вогнетривкими поверхнями, крім того маслоприймачами для запобігання розтіканню. До того ж масляні трансформатори вимагають постійного контролю з боку обслуговуючого персоналу, постійного технічного обслуговування, чого не скажеш про сухі трансформатори, невибагливі в обслуговуванні. Це призводить до додаткових експлуатаційних витрат.

Сухі силові трансформатори мають безліч переваг щодо масляних силових трансформаторів, основні з яких наведені в низу:

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		87

1) Надійність - високий рівень надійності, досягається завдяки технологічному прогресу виготовлення. Висока стійкість до змінний і ударній напрузі. Відсутність часткових разрядів. Можливість роботи з перевантаженням. Стійкість до підвищеної вологості та забрудненості.

2) Економічність - можливість оптимізації електромереж завдяки встановленню сухих трансформаторів у центрах споживання електроенергії, що призводить до зниження втрат в ЛЕП та витрат на кабель в мережах низької напруги. Простота перелаштування при зміні умов експлуатації. Відсутність необхідності мати спеціальне приміщення для встановлення трансформатора.

3) Екологічність - відсутність у трансформаторі масла, що прибирає загрозу забруднення навколишнього середовища при його витоку. Важкозаймається, що призводить до виключно високо рівня пожежної безпеки. Відсутність у разі пожежі викиду в довкілля токсичних та їдких газів. Низький рівень шуму.

4) Стійкість до впливу навколишнього середовища - можливість роботи при підвищеній та зниженій температурі і високої вологості повітря. Можливість роботи в солевмісних умовах, агресивної атмосфери, та при наявності металевого пилу.

5) Гнучкість - можливість сушеного (до 50%) збільшення потужності.

6) трансформатора за допомогою установки вентиляторного охолодження. Різноманітність варіантів підключень.

7) Компактність - мінімальна зайнята площа у вигляді компактності розмірів сухих трансформаторів, що дозволяє вигідніше використовувати простір виробничих приміщень.

8) Необслуговуваність - обслуговування практично повністю виключається та сводиться до періодичного проведення візуальних оглядів.

9) Покращення массогабаритних характеристик - сухі трансформатори мають низькі втрати ХХ і КЗ, що характеризуються високою стійкістю до КЗ і тепловим тепловим пенавантаженням.

10) Технологічність – технологія виготовлення подібна до масляних трансформаторів. Велика доступність основних ізоляційних матеріалів.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		88

Хоча однофазні сухі трансформатори малої потужності використовувались у пристроях зв'язку, сигналізації, автоматики, радіотехніки тощо. Ще в першій половині ХХ століття, технологія виробництва силових однофазних, особливо, трифазних сухих трансформаторів, використовуваних для перетворення електроенергії в електроустановках і електромережах, була розроблена набагато пізніше - у 70-х роках ХХ століття.

За тридцять років вдалося збільшити робочу напругу сухих трансформаторів - а 2 рази (з 18 до 36 кВ), випробувальну напругу - в 2,5 рази (з 80 до 200 кВ), потужність - в 40 разів (з 0,5 до 20 МВА) завдяки чому вдалося налагодити серійний випуск різних конструкцій сухих трансформаторів, які згідно з МЕК-726 (міжнародний стандарт) мають таку класифікацію:

1) Герметичні - трансформатор оточений повітрям або який встановлений у захисному кожухі, ущільнений так, що відсутній помітний обмін між його внутрішнім обсягом та навколишньою атмосферою.

2) Повністю встановлений в герметичний кожух - конструкція трансформатора така, що навколишнє повітря не охолоджує його магнітну систему і обмотки, однак він може спілкуватися з атмосферою.

3) Захищені - захисний кожух трансформатора виконаний так, що навколишнє повітря може безпосередньо охолоджувати магнітну систему і обмотки трансформатора.

4) Незахищені - у трансформатора відсутній захисний кожух, а його магнітна система та обмотки охолоджується навколишнім повітрям.

ККД сучасних трансформаторів становить понад 98-99%, але через необхідність неодноразового трансформування енергії, трансформаторні втрати енергії є досить високими. Наприклад, у 1950-х роках вони перевищували 6% від усієї виробленої енергії, а в наступні роки, при зниженні втрат холостого ходу (ХХ) до 50%, а втрат короткого замикання (КЗ) на 20-25%, загальні трансформаторні втрати трохи зменшилися. Застосування сухих силових трансформаторів, які мають низькі втрати ХХ та КЗ, дозволить значно зменшити трансформаторні втрати.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		89

Численні переваги цих трансформаторів дозволяють застосовувати їх в областях, недоступних для масляних трансформаторів. Однак вартість сухих трансформаторів у 2-3 рази більша за масляні. Застосування цих трансформаторів поширене у системах розподілу електроенергії в адміністративних, побутових, житлових і громадських будинках. Також сухі трансформатори знаходять застосування на об'єктах, з високими вимогами до вибухозахищеності та пожежної безпеки, низького рівня шуму та екологічної чистоти. До таких об'єктів відносяться висотні будівлі, готелі, лікарні, офісні центри, банки, наземний електротранспорт, метрополітен та ін. Крім цього, для особливих умов експлуатації, таких як арктичний, тропічний, морський клімат, застосовуються сухі трансформатори, виготовлені за спеціальним замовленням.

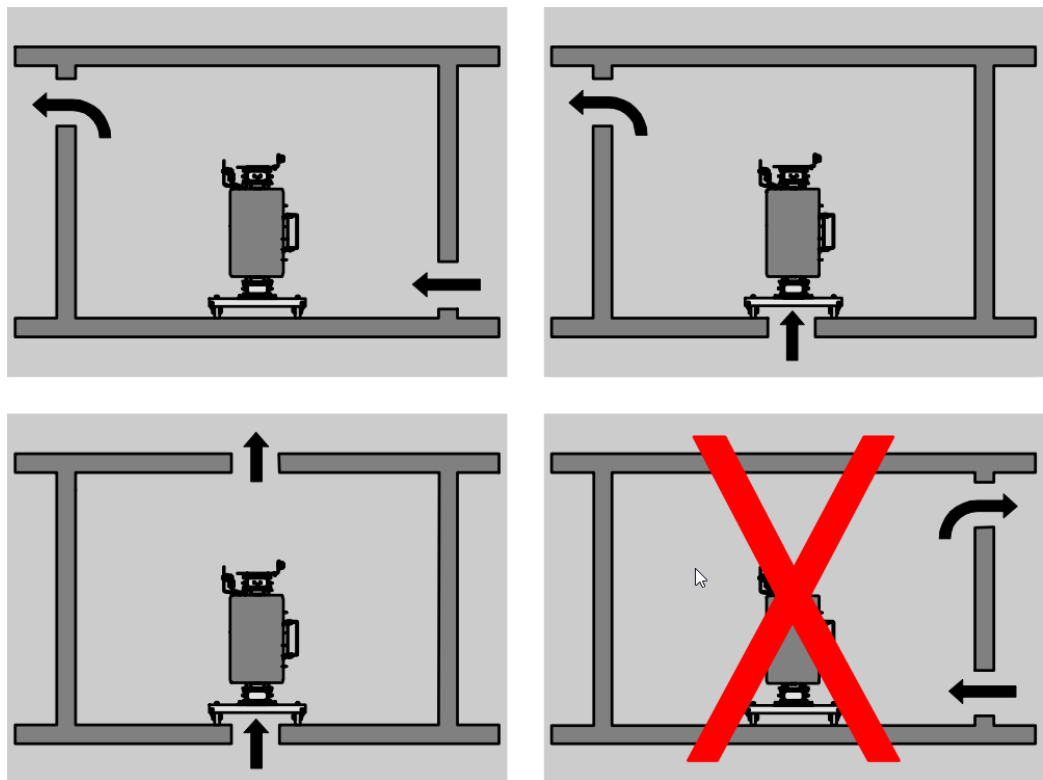


Рисунок 4.1 - Вимоги до вентиляції приміщень

Але слід не забувати про певні вимоги. Отвори входу та виходу повітря повинні бути розташовані так, щоб забезпечувався обдування трансформаторів свіжим повітрям. Вхідні отвори повинні знаходитися в нижній області, а вихідні отвори в верхній області. У припливних та витяжних каналах трансформаторних приміщень не можна встановлювати жодні пристрої, що перешкоджають

вільного потоку повітря. Повітряні канали для природного вентиляції слід прокладати безпосередньо до входних та вихідних отворам.

4.2 Трансформатор із литою ізоляцією

Сучасний розвиток виробництва дозволяє при конструюванні трансформаторів застосовувати нові матеріали та прогресивні технології, що забезпечує стійкість нашої продукції до зовнішніх впливів та безпрецедентно високу надійність.

Епоксидна смола, армована нитками скловолокна, є надзвичайно міцним матеріалом.

Сучасна технологія виготовлення обмоток трансформатора, на новому обладнанні з електронним управлінням, з високою точністю забезпечує рівномірний розподіл ниток скловолокна та епоксидної смоли. Рейки зі склопластику, що вбудовуються у процесі намотки, об'єднують обмотки високого і низької напруги в єдиний, компактний блок обмоток.

Для більшого розуміння переваг сухих трансформаторів - розглянемо конструкцію трансформаторів с литою ізоляцією фірми ABB RESIBLOC.

Трансформатори RESIBLOC необхідні там, де потрібний безпечний, надійний трансформатор, сконструйований з урахуванням підвищених вимог до технічних характеристик і, водночас, володіє підвищеної пожежі та екологічної безпекою. Конструкція трансформатора RESIBLOC з армуванням скловолокном добре зарекомендувала себе для мереж напругою 6 – 10 - 35 кВ, має надзвичайно високу надійність.

Для виготовлення обмотки низького напруги в трансформаторах RESIBLOC використовується або алюмінієва, або мідна фольга з ізоляцією теплового класу F із просоченого скловолокна. Використання фольги дозволяє значно зменшити поздовжні сили короткого замикання.

Щоб збільшити коефіцієнт заповнення трансформаторів малої потужності, обмотки низької напруги використовується шарова конструкція. Обмотки низького напруги для робочої напруги згори 1,1 кВ виконуються так само, як і обмотки високої напруги.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		91

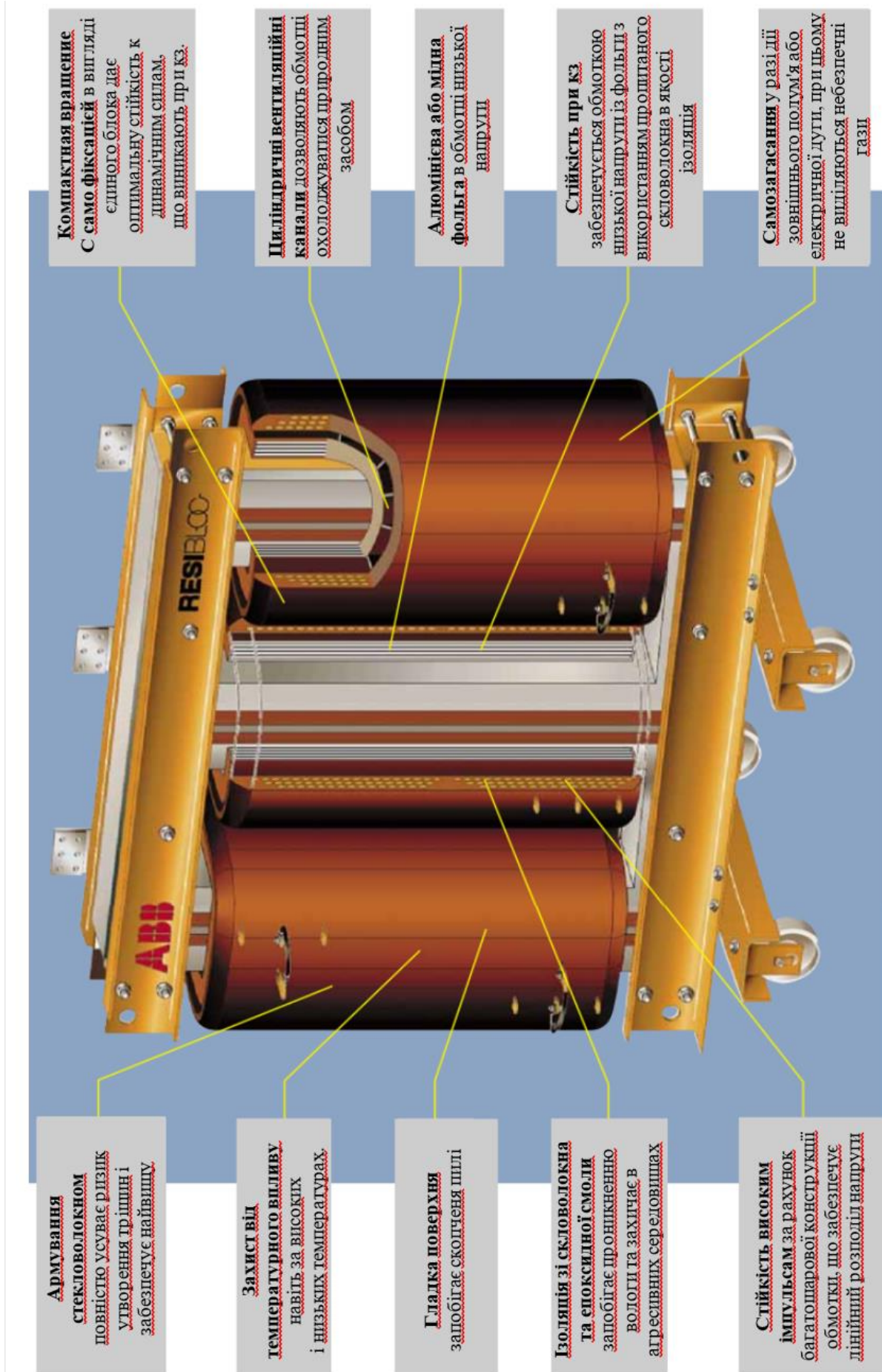


Рисунок 4.2 - Конструкція трансфора с литой изоляцией ABB RESIBLOC

Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата

Якщо необхідно забезпечити певний рівень охолодження, то обмотки низького напруги виконуються з одним або більше поздовжніми вентиляційними каналами. Обмотки високої напруги:

Циліндричні обмотки високої напруги намотуються безпосередньо на обмотки низької напруги.

Одна з переваг трансформаторів RESIBLOC є здатність витримувати великі грозові імпульси. Це досягається за рахунок лінійного розподілу імпульсного напруги, яка виходить завдяки застосування шарового намотування.

Для обмотки використовується мідний круглий, а при великих перерізах прямокутний провідник із ізоляцією теплового класу Н. Зовнішня оболонка та між шарова ізоляція обмотки виконані з епоксидної смоли, армованою скловолокном (клас ізоляції F) за допомогою технології рівінгового намотування.

Готовий блок обмоток остаточно сушиться у спеціальних сушильних печах.

Ідея блокової обмотки полягає в тому, що обмотки низької та високої напруги пов'язані один з одним за допомогою рейок зі склопластику і утворюють єдиний твердий блок. Використовуючи заповнення скловолокном приблизно на 80% та оптимальним чином поєднуючи поперечні та хрестоподібні напрями скловолокон у процесі намотування, вдається отримати надзвичайно міцний блок обмоток з високою механічною міцністю, що виключає будь-яке переміщення обмоток під дією поперечних чи поздовжніх сил. Це призводить до високої стійкості за коротких замикання та стабільності технічних характеристик при впливах низьких та високих температур. Принцип блокового виконання обмоток забезпечує постійне відстань між ними при коротких замикання або транспортування трансформаторів.

У трансформаторів RESIBLOC відсутня ризик утворення тріщин через різні коефіцієнтів розширення провідника та твердотільної ізоляційної смоли. Крім того, не зареєстровано жодного випадку виникнення тріщин при екстремальних умовах експлуатації, наприклад, за низьких температурах навколишнього середовища або різких пікових навантажень.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		93

Технологія виробництва RESIBLOC з використанням скловолокна дозволяє виготовляти монолітні обмотки дуже великого розміру завдяки надзвичайно високій механічній міцності ізоляції такого типу.

Ізоляційна оболонка з епоксидної смоли, армованої скловолокном, ефективно захищає обмотки від механічних та хімічних впливів, повністю виключає проникнення вологи, та за рахунок цього обмотки практично не вимагають технічне обслуговування. Бо для виготовлення трансформаторів RESIBLOC не використовуються ливарні форми, то майже немає жодних обмежень для специфічних вимог замовника. Гладкі зовнішні поверхні обмоток не дозволяють накопичуватися на них пилу та бруду.

Трансформатори великої номінальної потужності можуть бути виконані з природним охолодженням, при цьому численні канали для вентиляції розташовуються прямо в обмотці високої напруги.

Конструкція сердечника є одним з факторів, що визначають якість трансформаторів. Від форми сердечника та використовуваних матеріалів залежать втрати та рівень шумів.

Магнітопровід з косим стиком позицій та збиранням "step lap" забезпечує низький рівень втрат, струму холостого ходу та мінімальний рівень шуму. Пластини магнітопроводи ріжуться на автоматизованій лінії, що забезпечує їх послідовний розкрий з автоматичною шихтівкою, при цьому забезпечується висока точність та необхідні перекриття пластин одна відносно інший для використання складання "step lap".

Для тривалого захисту від корозії, кожен сердечник покривається епоксидною смолою. Блокові обмотки жорстко кріпляться до осердя і відокремлюються від нього ізолюючими смугами із склопластику.

Складання ярма трансформаторів RESIBLOC жорстко скріплені сталевими кріпильними хомутами. Верхні та нижні хомути пов'язані сполучною накладкою.

					02.15.EC19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		94

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В ході розробки дипломної роботи було виконано проектування та розробку системи електропостачання для частини енергетичної системи між підстанціями 110 кВ Богуслав - Миронівка тягова.

Поставлене завдання було виконано у повному обсязі. Всі вимоги до реалізації та рекомендації по вдосконаленню проекту враховані в процесі реалізації. Також була прорахована сонячна електростанція підстанція.

В наш час сухі трансформатори стають більш актуальними, бо країна відразу не зможе модернізувати промисловість, що призводить до значного погіршення умов експлуатації.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						95
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Марквардт К.Г. Електропостачання електрифікованих залізниць / К.Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1982. – 528 с.
2. Довідник з електропостачання залізниць. Т.1. / Під. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1980. – 256 с.
3. Довідник з електропостачання залізниць. Т.2. / Під. ред. К.Г. Марквардта. – М.: Транспорт, 1981. – 392 с.
4. Міхеєв В. П. Контактні мережі та лінії електропередачі: Підручник для вузів ж.-д. транспорту / В. П. Міхеєв. – М.: Маршрут, 2003. – 416 с.
5. Марквардт К. Г. Контактна мережа / К. Г. Марквардт – М.: Транспорт, 1994. – 336 с.
6. Горошков Ю. И. Контактна мережа / Ю. И. Горошков, Н. А. Бондарев. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Транспорт, 1981. – 400 с.
7. Фрайфельд А. В. Пристрій, спорудження та експлуатація контактної мережі та повітряних ліній / А. В. Фрайфельд, Н. А. Бондарев, А. С. Марков. – М.: Транспорт, 1987. – 336 с.

					02.15.ЕС19120.КРБ.2022 - ПЗ	Лист
						96
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		