

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Ігор ЛЕБЕДИНСЬКИЙ

" ____ " _____ 2024 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня бакалавр

зі спеціальності 6.141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
програми 6.141.00.02 Електротехнічні системи електроспоживання

на тему: «Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі та
релейного захисту підстанції»

Здобувача групи ЕТз-01с Максим Сергійович Черняков

Кваліфікаційна робота містить результати власних досліджень.
Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на
відповідне джерело.

(підпис)

Максим ЧЕРНЯКОВ
(Ім'я та ПРИЗВИЩЕ здобувача)

Керівник канд. фіз.-мат. наук, доцент Михайло ПЕТРОВСЬКИЙ _____

АНОТАЦІЯ

с. 66 рис. 12, табл. 36

Бібліографічний опис: Черняков М.С. Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі та релейного захисту підстанції : робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавр; спец. 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / кер. М.В. Петровський. Суми : Сумський державний університет, 2024. 66 с.

Ключові слова:

силовий трансформатор, втрати потужності в мережі, схема заміщення, поточкорозподіл, трансформатор струму, трансформатор напруги, трифазне коротке замикання, диференційний струмовий захист трансформатора,
power transformer, power losses in the network, substitution scheme, flow distribution, current transformer, voltage transformer, three-phase short circuit, differential current protection of the transformer

Об'єкт дослідження: електрична мережа високої напруги.

Короткий огляд.

Зроблений розрахунок нормального та післяаварійного режимів роботи замкнутої електричної мережі. Обрана напруга мережі, перерізи проводів ліній електропередач, а також типи трансформаторів на підстанціях. Для обраної підстанції проведена перевірка правильності вибору номінальної потужності встановлених трансформаторів. Здійснений вибір високовольтних апаратів розподільчого пристрою, вимірювальних трансформаторів струму й напруги. Для трансформаторів підстанції виконаний розрахунок поздовжнього диференційного струмового захисту.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|-------------------|------|
| | | | | | БР 5.6.141.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 3 |

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

ВРП – ввідно-розподільний пристрій.

ЗРП – закритий розподільний пункт.

к. з. – коротке замикання.

КРП – компенсація реактивної потужності.

ЛЕП – лінія електропередавання.

ПЛ – повітряна лінія електропередавання із застосуванням неізолюваних проводів.

ПС – понижувальна підстанція

ПУЕ – правила улаштування електроустановок.

РП – розподільний пункт.

РПН – регулювання під навантаженням

РУ – розподільний пристрій.

ТП – трансформаторна підстанція.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 4 |

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП | 7 |
| 1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ | 8 |
| 1.1 Постановка завдання..... | 8 |
| 1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми..... | 9 |
| 1.2 Вибір трансформаторів для підстанцій..... | 11 |
| 1.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі | 14 |
| 1.4 Розрахунок розімкнутої мережі в аварійному режимі | 20 |
| 1.5 Висновки до розділу | 23 |
| 2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ | 25 |
| 2.1 Розрахунок струмів к.з..... | 28 |
| 2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції | 31 |
| 2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ..... | 31 |
| 2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ..... | 32 |
| 2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ..... | 32 |
| 2.2.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ..... | 33 |
| 2.2.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ..... | 33 |
| 2.3 Вибір трансформатора власних потреб | 34 |
| 2.4 Вибір електровимірювальних приладів | 35 |
| 2.4.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)..... | 35 |
| 2.4.2 Вибір трансформаторів напруги..... | 41 |

| | | | | | | | | |
|-----------|------|-------------------|--------|------|---|-----------------------|-------|--------|
| | | | | | БР 5.6.14.1.153 ПЗ | | | |
| Змн. | Арк. | № докум | Підпис | Дата | Розрахунок режимів роботи високовольтної електричної мережі та релейного захисту підстанції Пояснювальна записка | Лист. | Аркуш | Листів |
| Розроб. | | Черняков М.С. | | | | | 5 | 66 |
| Перевір. | | Петровський М.В. | | | | СумДУ, ЕТЗ-01с | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Лебединський І.Л. | | | | | | |

| | | |
|-------|---|----|
| 2.5 | Вибір збірних шин | 43 |
| 2.6 | Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина..... | 47 |
| 2.6.1 | Вибір розподільних пристроїв..... | 48 |
| 2.6.2 | Заземлюючі пристрої підстанції..... | 49 |
| 3 | РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА | 50 |
| 3.1 | Вихідні дані до розрахунку захисту..... | 50 |
| 3.2 | Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту..... | 52 |
| 3.3 | Вибір уставок реле ДЗТ | 54 |
| 3.4 | Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі..... | 56 |
| | ВИСНОВКИ..... | 59 |
| | СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ | 61 |
| | Додаток А..... | 63 |
| | Додаток Б | 64 |
| | Додаток В..... | 65 |
| | Додаток Г | 66 |
| | Додаток Д..... | 67 |

ВСТУП

Дана робота присвячена проектуванню конфігурації розподілення електричної мережі та її перевірки в наступних режимах: нормальний, мінімальний й аварійний.

Для аналізу електричної мережі необхідно виконати наступні завдання:

- Спроекувати оптимальну конфігурацію електричної мережі для розподілення електричної енергії;
- потрібно розрахувати довжини ліній електропередачі;
- обчислити струми та напруги на ділянках без урахування втрат та зробити вибір проводів для ліній;
- зробити вибір силових трансформаторів;
- обчислити перетоки потужності, втрати потужності, втрати напруги та електроенергії;
- зробити перевірку надійності мережі, у випадку аварійної ситуації, мережа повинна забезпечувати постійне постачання електроенергією споживачів відповідних категорій, що підтверджується розрахунками.

Для електричних підстанцій необхідно:

- розрахувати їх електричну частину та вибрати силові трансформатори;
- розрахувати струми коротких замикань та на основі них вибрати високовольтні апарати розподільчого пристрою, струмоведучі частини;
- вибрати шини розподільчого пристрою, електровимірювальні трансформатори струму і напруги, трансформатори власних потреб.

Для силового трансформатора розрахувати подовжній диференційний струмий релейний захист. Обчислити кількість витків обмоток реле.

Провести розрахунок блискавковідводу та заземлення підстанції.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 7 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

1 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

1.1 Постановка завдання

Вихідні данні до розрахунку приведені в табл. 1.1, вихідна схема – на рис. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні данні

| № схеми | Довжина ПЛ, км | | | | Потужності навантаження, МВА | | | |
|------------|----------------|-----|-----|-----|------------------------------|---------------------|----------------------|--------------------|
| | Л-1 | Л-2 | Л-3 | Л-4 | S_1 | S_2 | S_3 | S_4 |
| 3 | 50 | 40 | 20 | - | $\frac{60+j30}{I}$ | $\frac{40+j20}{II}$ | $\frac{15+j10}{III}$ | $\frac{10+j5}{II}$ |

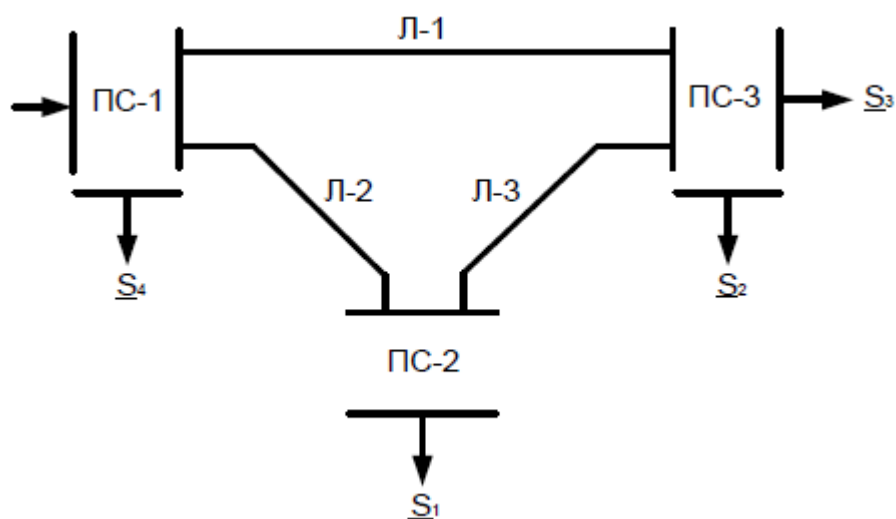


Рисунок 1.1 – Вихідна схема для розрахунку

| | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

БР 3.6.14.1.153 ПЗ

Арк.

8

1.2 Розрахунок струмів та напруг на ділянках без урахування втрат та вибір проводів для схеми

Для розрахунку струмів та напруг на всіх ділянках мережі необхідно визначити орієнтовні потоки потужності. Для схеми, зображеної на рис. 1.2, з урахуванням умовних позначень розрахунок потужностей визначаємо за наступними формулами та схемою заміщення:

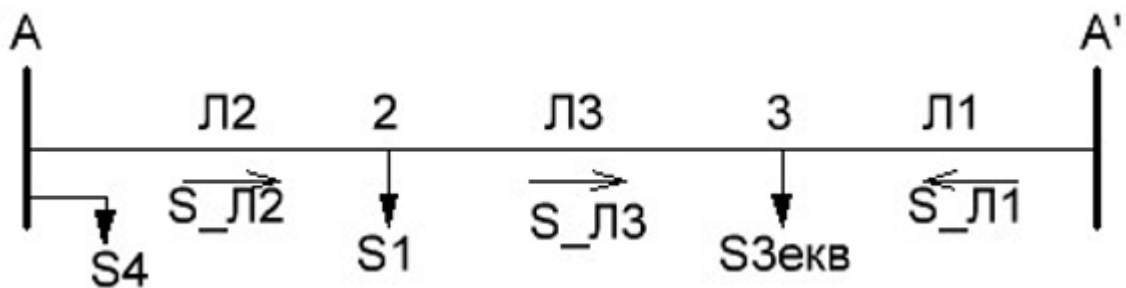


Рисунок 1.2 – Схема заміщення вихідної мережі

Еквівалентне навантаження вузла 2, МВА:

$$S_{3\text{екв}} = S_2 + S_3 = 55 + j30$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2} = \frac{S_1 \cdot (Л_3 + Л_1) + S_{3\text{екв}} \cdot Л_1}{Л_1 + Л_2 + Л_3} = 63,182 + j32,727$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{Л1} = \frac{S_{3\text{екв}} \cdot (Л_3 + Л_2) + S_1 \cdot Л_2}{Л_1 + Л_2 + Л_3} = 51,818 + j27,273$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{2\text{екв}} + S_1 = 115 + j60$$

$$S_{Л1} + S_{Л2} = 115 + j60$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3} = S_{Л2} - S_1 = 3,182 + j2,727$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 9 |

Враховуючи довжини ліній і потужності, що йде по цих лініях, орієнтовні напруги визначимо по емпіричній формулі Ілларіонова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (1.1)$$

де U – напруга відповідної лінії, кВ;

L – довжина відповідної лінії, км;

P – активна потужність відповідної лінії, МВт.

Струм в лінії:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (1.2)$$

де I – струм у відповідній лінії, А;

S – повна потужність лінії, МВА;

U_n – обрана номінальна напруга.

Зведемо в табл. 1.2 результати розрахунку орієнтовних потоків потужності в лініях, струмів при нарузі 110 та 220 кВ.

Таблиця 1.2 – Потоки потужності та струми в лініях

| Лінія | S, МВА | U, кВ | | |
|----------|----------------|---------|--------------|--------------|
| | | | при U=110 кВ | при U=220 кВ |
| Л1 (А-3) | 51,818+j27,273 | 131,029 | 307,345 | 153,672 |
| Л2 (А-2) | 63,182+32,727 | 138,584 | 373,466 | 186,733 |
| Л3 (2-3) | 3,182+j2,727 | 35,122 | 21,995 | 10,998 |

За результатами розрахунків бачимо, що при напрузі 110 кВ на лініях Л1 та Л2 струми занадто великі, і у випадку обриву якоїсь з ліній струм в мережі, може досягти неприпустимих значень:

$$I_{Л1} + I_{Л2} = 680,807 \text{ (А)},$$

в той час, як при напрузі 110 кВ максимальний переріз провідника може бути 240/32 мм², що має максимально допустимий струм 605 А. Тому обираємо напругу 220 кВ, та провідник АС-240/32 мм².

Зведемо в табл. 1.3 результати розрахунку струмів при номінальній напрузі, обраний номінальний переріз провідників та номінальний тривало допустимий струм провідників.

Таблиця 1.3 – Вибір проводів мережі

| Лінія | Струм, А | Напруга, кВ | Марка проводу | Тривало допустимий струм, А |
|----------|----------|-------------|---------------|-----------------------------|
| Л1 (А-3) | 153,672 | 220 | АС-240/32 | 605 |
| Л2 (А-2) | 186,733 | 220 | АС-240/32 | 605 |
| Л3 (2-3) | 10,998 | 220 | АС-240/32 | 605 |

1.2 Вибір трансформаторів для підстанцій

Визначимо потужність кожного з трансформаторів для підстанцій. При цьому на однострансформаторній підстанції потужність трансформатора повинна бути не менше максимальної потужності споживачів, що живляться від нього.

Потужність трансформатора на однострансформаторній підстанції:

$$S_{Тном} \geq S_{розр} = S_{i_{max}} \quad (1.3)$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 11 |

де $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, МВА;

$S_{\text{розр}}$ – потужність однострансформаторної підстанції, МВА;

$S_{i\text{max}}$ – максимальна потужність i -го споживача. МВА.

Потужність трансформаторів на двотрансформаторній підстанції повинна забезпечити навантаження споживачів у випадку аварії одного з них. Тому потужність кожного трансформатора вибирається з врахуванням його перевантажувальної здатності за умовою:

$$S_{\text{т}} \geq S_{\text{розр}} = \frac{S_{i\text{max}}}{1,4} \quad (1.4)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_{\text{ном}}} \quad (1.5)$$

Так як від підстанції ПС-3 живляться 2 споживача, їх сумарна потужність, МВА:

$$S_2 + S_3 = 62,749$$

Кінцевий вибір трансформаторів наведемо у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Вибір трансформаторів для схеми А

| № ПС | Потужність споживача, МВА | Категорія споживача | Кількість тр-рів | $S_{\text{розр}}$ (1-го тр), МВА | $S_{\text{ном}}$ (1-го тр), МВА | K_3 | Марка тр-ра |
|------|---------------------------|---------------------|------------------|----------------------------------|---------------------------------|-------|-----------------|
| 1 | 11,18 | II | 1 | 11,18 | 25 | 0,447 | ТДТН-25000/220 |
| 2 | 67,082 | I | 2 | 47,916 | 63 | 0,532 | ТРДЦН-63000/220 |
| 3 | 62,749 | II, III | 2 | 44,821 | 63 | 0,498 | ТРДЦН-63000/220 |

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 12 |

Розрахуємо опір та потужність холостого ходу обраних трансформаторів.

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.6)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.7)$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (1.8)$$

де R_T та X_T – активний та реактивний опори трансформатора, Ом;

ΔP_K - втрати короткого замикання, кВт;

U_{BH} – номінальна лінійна напруга обмотки вищої напруги, кВ;

$S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА, кВА;

U_K – напруга короткого замикання, %;

I_x – струм холостого ходу, %.

Результати розрахунку зведемо до табл. 1.5 – 1.7.

Таблиця 1.5 – Каталогні параметри обраних трансформаторів

| Тип трансформатора | S_n , МВА | Номінальна напруга, кВ | | | Втрати, кВт | | | | | $U_k, \%$ | | | $I_x, \%$ |
|---------------------|----------------|------------------------|------|----|-------------------------------|------------------------|---------|---------|----------|--------------|-------|-----|-----------|
| | | ВН | СН | НН | холо- лос- того ходу | короткого замикання | | | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | |
| | | | | | | ВН-СН | ВН-НН | СН-НН | | | | | |
| ТДТН- 25000/220 | 25 | 230 | 38,5 | 11 | 45 | 130 | 13 5 | 10 5 | 12, 5 | 2 0 | 6,5 | 0,9 | |
| ТРДЦН- 63000/220 | 63 | 230 | - | 11 | 70 | - | 26 5 | - | - | 1 1, 5 | - | 0,5 | |

Таблиця 1.6 – Розрахункові параметри трансформатора ТРДЦН-63000/220

| Тип трансформатора | R_T , Ом | X_T , Ом | ΔQ_x кВАр |
|--------------------|------------|------------|-------------------|
| ТРДЦН-63000/220 | 3,53 | 96,56 | 315 |

Таблиця 1.7 – Розрахункові параметри трансформатора ТДТН-25000/220

| Тип трансформатора | R_T , Ом | | | X_T , Ом | | | ΔQ_x кВАр |
|--------------------|------------|-----|-----|------------|----|-----|-------------------|
| | ВН | СН | НН | ВН | СН | НН | |
| ТДТН-25000/220 | 5,7 | 5,7 | 5,7 | 275 | 0 | 148 | 300 |

1.3 Розрахунок потужності та падіння напруги на ділянках мережі

Обчислимо активний, реактивний та повний опори ліній:

$$R_L = r_0 \cdot l_i \quad (1.9)$$

$$X_L = x_0 \cdot l_i \quad (1.10)$$

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (1.11)$$

де R_L та X_L – активний та реактивний опори лінії, Ом;

l_i – довжина лінії, км;

r_0 та x_0 – питомі активні та реактивні опори ліній, Ом/км;

Z_L – повний опір лінії, Ом.

Зарядна потужність лінії:

$$Q_L = b_0 \cdot l_i \cdot U_{\text{ном}}^2 \quad (1.12)$$

де b_0 – питома ємнісна провідність (См/км);

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, кВ

l_i – довжина лінії, км.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 14 |

Результати розрахунків зведемо до табл. 1.8.

Таблиця 1.8 – Параметри ліній схеми А

| Ділянка | Довжина, км | Марка проводу | Параметри проводу | | Q _л , МВАр | Z _л , Ом |
|----------|-------------|---------------|------------------------|---|-----------------------|---------------------|
| | | | Z ₀ , Ом/км | b ₀ · 10 ⁻⁶ , См/км | | |
| Л1 (А-3) | 50 | АС-240/32 | 0,118+j0,435 | 2,6 | 6,292 | 5,9+j21,75 |
| Л2 (А-2) | 40 | АС-240/32 | 0,118+j0,435 | 2,6 | 5,034 | 4,72+j17,4 |
| Л3 (2-3) | 20 | АС-240/32 | 0,118+j0,435 | 2,6 | 2,517 | 2,36+j8,7 |

Розрахунок втрат потужності будемо проводити з кінця мережі. Також враховуємо втрати потужності холостого ходу у трансформаторах, при цьому на підстанціях з двома трансформаторами втрати холостого ходу збільшуються вдвічі, а опір обмоток складає половину опору одного трансформатора.

Споживану потужність підстанцій знаходимо за формулою:

$$S_{\text{псі}} = S_i + (\Delta P_x + j\Delta Q_x) \quad (1.13)$$

де $S_{\text{іном}}$ – максимальна потужність споживача (споживачів), що підключені до цієї підстанції, МВА;

$\Delta P_x, \Delta Q_x$ – втрати активної та реактивної потужності холостого ходу в трансформаторі, МВт, МВАр.

Розрахунок втрат потужності в лінії з урахуванням зарядної потужності проводимо за формулою:

$$\Delta S = \left(\frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot Z \right) + Q_L \quad (1.14)$$

де P – активна потужність на ділянці, МВт;

Q – реактивна потужність на ділянці, МВАр;

Z – опір ділянки, Ом;

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 15 |

Q_L – зарядна потужність лінії, МВАр.

Розрахунок будемо проводити за такою схемою заміщення за рис. 1.3:

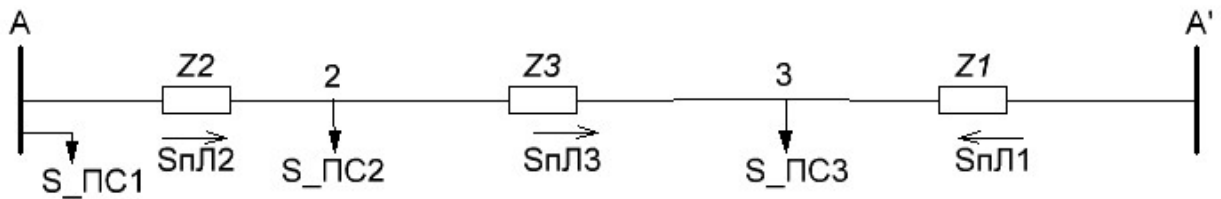


Рисунок 1.3 – Схема заміщення мережі з врахованими опорами ліній

Споживана потужність підстанції ПС-1, МВА:

$$S_{ПС1} = S_4 + (\Delta P_{T1x} + j\Delta Q_{T1x}) = 10,045 + j5,3$$

Споживана потужність підстанції ПС-2, МВА:

$$S_{ПС2} = S_1 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 60,14 + j30,63$$

Споживана потужність підстанції ПС-3, МВА:

$$S_{ПС3} = S_2 + S_3 + (2 * \Delta P_{T2x} + j2 * \Delta Q_{T2x}) = 55,14 + j30,63$$

Потік потужності на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2} = \frac{S_{ПС2} * (Z_3 + Z_1) + S_{ПС3} * Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 63,335 + j33,415$$

Потік потужності на ділянці А-3, МВА:

$$S_{Л1} = \frac{S_{ПС3} * (Z_3 + Z_2) + S_{ПС3} * Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = 51,945 + j27,845$$

Складемо баланс потужності для перевірки правильності розрахунку:

$$S_{ПС2} + S_{ПС3} = 115,28 + j61,26$$

$$S_{Л1} + S_{Л2} = 115,28 + j61,26$$

Баланс потужності виконується, отже розрахунок виконаний вірно.

Потік потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3} = S_{Л2} - S_{ПС2} = 3,195 + j2,785$$

Можемо зробити висновок, що точка 3 є точкою потякорозподілу, яка утворює дві розімкнуті лінії А-3' та А'-3'' за рис. 1.4.

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 16 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

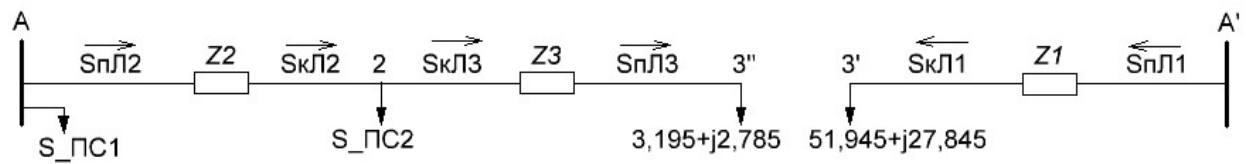


Рисунок 1.4 – Схема заміщення схеми для розрахунку втрат потужності з точкою поточкорозподілу

Розглянемо лінію А-3'. За кінцеву потужність приймемо, МВА:

$$S_{Л1}^K = 51,945 + j27,845$$

Втрати потужності на ділянці А-3', МВА:

$$\Delta S_{Л1} = \left(\frac{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_1 \right) + Q_{Л1} = 0,234 + j7,156$$

Початкова потужність на ділянці А-3', МВА:

$$S_{Л1}^П = S_{Л1}^K + \Delta S_{Л1} = 52,18 + j35,002$$

Перейдемо до ділянки 2-3''. Потужність в кінці ділянки, МВА:

$$S_{Л3}^K = 3,195 + j2,785$$

Втрати потужності на ділянці 2-3'', МВА:

$$\Delta S_{Л3} = \left(\frac{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 \right) + Q_{Л3} = 1,196 * 10^{-4} + j2,517$$

Початкова потужність на ділянці 2-3'', МВА:

$$S_{Л3}^П = S_{Л3}^K + \Delta S_{Л3} = 3,195 + j5,302$$

Потужність в кінці ділянки А-2, МВА:

$$S_{Л2}^K = S_{Л3}^П + S_{ПС2} = 63,335 + j35,932$$

Втрати потужності на ділянці А-2, МВА:

$$\Delta S_{Л2} = \left(\frac{P_{Л2}^2 + Q_{Л2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 \right) + Q_{Л2} = 0,265 + j6,012$$

Початкова потужність на ділянці А-1, МВА:

$$S_{Л1}^П = S_{Л2}^K + \Delta S_{Л2} = 63,6 + j41,944$$

Потужність джерела А, МВА:

$$S_A = S_{Л1}^П + S_{Л2}^П + S_{ПС1} = 125,825 + j82,245$$

| | | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 17 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | | |

Результати розрахунку занесемо до табл. 1.9.

Таблиця 1.9 – Результати розрахунку потужностей

| Ділянка | S початкова, МВА | ΔS , МВА | S кінцева, МВА | Ірозр, А | Ідоп, А |
|----------|------------------|-----------------------|----------------|----------|---------|
| Л1 (А-3) | 52,18+j35,002 | 0,234+j7,156 | 51,945+j27,845 | 153,672 | 605 |
| Л2 (А-2) | 63,6+j41,944 | 0,265+j6,012 | 63,335+j35,932 | 186,733 | 605 |
| Л3 (2-3) | 3,195+j5,302 | 1,196*10- 4+j2,517 | 3,195+j2,785 | 10,998 | 605 |
| А-1` | 10,045+j5,3 | 0,045+j0,3 | 10+j5 | | |
| 2-2` | 60,07+j30,315 | 0,14+j0,63 | 60+j30 | | |
| 3-3` | 55,14+30,63 | 0,14+j0,63 | 40+j20 | | |
| 3-3`` | 55,14+30,63 | 0,14+j0,63 | 15+j10 | | |
| А | 125,825+j82,245 | | | | |

Розрахунок напруг у вузлах мережі проводимо від джерела, розрахункова формула:

$$U_{i+1} = \sqrt{\left(U_i - \frac{P^{\text{П}} \cdot R + Q^{\text{П}} \cdot X}{U_i}\right)^2 + \left(\frac{P^{\text{П}} \cdot X - Q^{\text{П}} \cdot R}{U_i}\right)^2} \quad (1.15)$$

де $P^{\text{П}}$ – активна потужність на початку ділянки, МВА;

$Q^{\text{П}}$ – реактивна потужність на початку ділянки, МВАр;

R та X – активний та реактивний опір, Ом;

U_{i+1} – напруга у вузлі, кВ;

U_i – напруга у попередньому вузлі, кВ

Процентне відхилення напруги від напруги у вузлі генераторної за формулою, %:

$$d = 100\% - \frac{U_{\Gamma}}{U_{\text{вузл}}} \cdot 100\% \quad (1.16)$$

де U_{Γ} – напруга джерела А, що на має бути на 5% більше номінального значення мережі, кВ;

$U_{\text{вузл}}$ – напруга у вузлі, кВ.

Напруга на низькій стороні трансформатора, кВ:

$$U_{\text{Н}} = \frac{U_{\text{В}}}{K_{\text{T}}} \quad (1.17)$$

де $U_{\text{Н}}, U_{\text{В}}$ – напруги відповідно низької та високої сторони трансформатора, кВ;

K_{T} – коефіцієнт трансформації трансформатора.

Результати розрахунку втрат напруг наведемо у табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі

| Вузол | U _{ном} , кВ | U, кВ | Відхилення напруги від генераторної, % |
|-------|-----------------------|---------|--|
| А | 220 | 230 | - |
| 2 | 220 | 225,529 | 1,982 |
| 3 | 220 | 225,36 | 2,059 |
| 2` | 10 | 10,786 | 1,982 |
| 3` | 10 | 10,778 | 2,059 |
| 3`` | 10 | 10,778 | 2,059 |

Схема заміщення мережі показана на рис. 1.5:

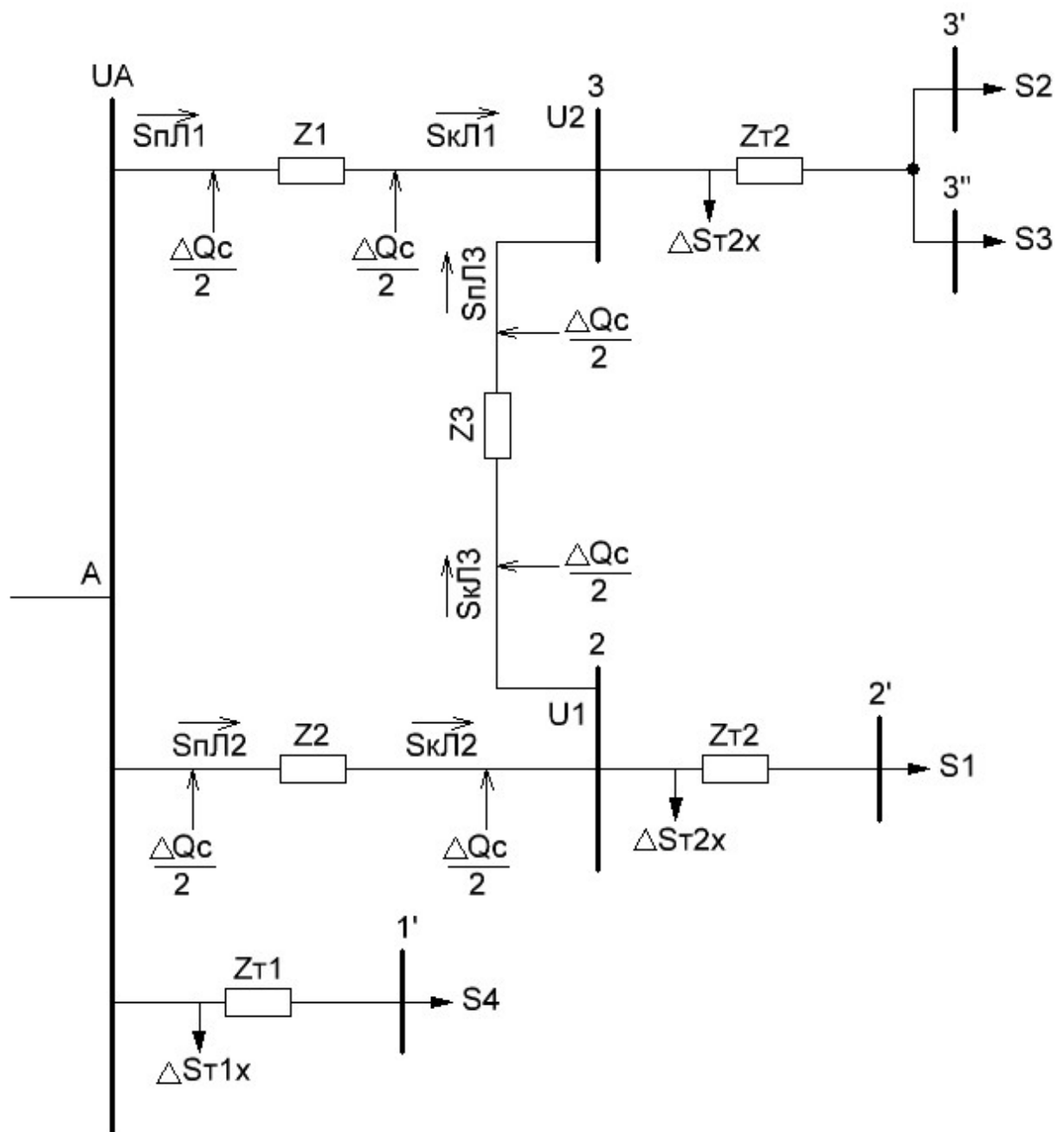


Рисунок 1.5 – Схема заміщення мережі

1.4 Розрахунок розімкнутої мережі в аварійному режимі

В цьому режимі вважаємо, що лінія Л-1 аварійно обірвана. В такому разі схема заміщення рис. 1.6 набуде наступного вигляду:

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 20 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

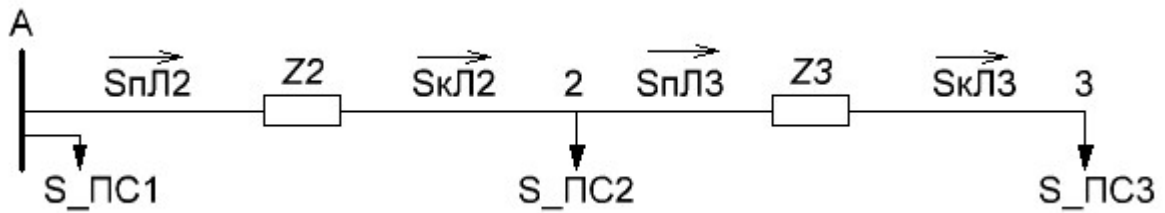


Рисунок 1.6 – Схема заміщення розімкнутої мережі

Проведемо розрахунок наявних потужностей та падінь напруг. В аварійному режимі дозволяються відхилення напруги в діапазоні $\pm 10\%$.

Потужність в кінці ділянки 2-3, МВА:

$$S_{Л3}^K = S_{ПС3} = 55,14 + j30,63$$

Втрати потужності на ділянці 2-3, МВА:

$$\Delta S_{Л3} = \left(\frac{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_3 \right) + Q_{Л3} = 0,103 + j2,895$$

Початкова потужність на ділянці 2-3, МВА:

$$S_{Л3}^П = S_{Л3}^K + \Delta S_{Л3} = 55,243 + j33,525$$

Потужність в кінці ділянки А-2, МВА:

$$S_{Л2}^K = S_{ПС2} + S_{Л3}^П = 115,383 + j64,155$$

Втрати потужності на ділянці А-2, МВА:

$$\Delta S_{Л2} = \left(\frac{P_{Л2}^2 + Q_{Л2}^2}{U_{НОМ}^2} \cdot Z_2 \right) + Q_{Л2} = 0,897 + j8,34$$

Початкова потужність на ділянці А-2, МВА:

$$S_{Л2}^П = S_{Л2}^K + \Delta S_{Л2} = 116,279 + j72,495$$

Потужність джерела, МВА:

$$S_A = S_{Л2}^П + S_{ПС1} = 126,324 + j77,795$$

Напруги та їх відхилення у вузлах розрахуємо за формулами 4.23-4.25.

Результати зведемо до табл. 1.11 та 1.12.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 21 |

Таблиця 1.11 – Результати розрахунку потужностей в аварійному режимі

| Ділянка | S початкова, МВА | ΔS , МВА | S кінцева, МВА | Iрозр, А | Iдоп, А |
|----------|------------------|------------------|-----------------|----------|---------|
| Л1 (А-3) | 0 | 0 | 0 | 0 | 605 |
| Л2 (А-2) | 116,279+j72,495 | 0,897+j8,34 | 115,383+j64,155 | 359,603 | 605 |
| Л3 (2-3) | 55,243+j33,525 | 0,103+j2,895 | 55,14+j30,63 | 169,582 | 605 |
| А-1` | 5,045+j2,8 | 0,045+j0,3 | 5+j2,5 | | |
| 2-2` | 30,14+j15,63 | 0,14+j0,63 | 30+j15 | | |
| 3-3` | 27,64+j15,63 | 0,14+j0,63 | 20+j10 | | |
| 3-3`` | 27,64+j15,63 | 0,14+j0,63 | 7,5+j5 | | |
| А | 126,324+j77,795 | | | | |

Таблиця 1.12 – Результати розрахунку напруг у вузлах мережі в аварійному режимі

| Вузол | Uном, кВ | U, кВ | Відхилення напруги від генераторної, % |
|-------|----------|---------|--|
| А | 220 | 230 | - |
| 2 | 220 | 223,76 | 2,789 |
| 3 | 220 | 219,052 | 4,998 |
| 2` | 10 | 10,702 | 2,789 |
| 3` | 10 | 10,476 | 4,998 |
| 3`` | 10 | 10,476 | 4,998 |

Розрахуємо струми в лініях Л2 та Л3 при аварійному режимі, А:

$$I_{Л2} = \frac{S_{Л2}^{\Pi}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = 359,603$$

$$I_{Л3} = \frac{S_{Л3}^{\Pi}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} = 169,582$$

Як бачимо, струми в межах допустимих для обраних провідників.

Схему заміщення аварійного режиму мережі наведемо на рис. 1.7.

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 22 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

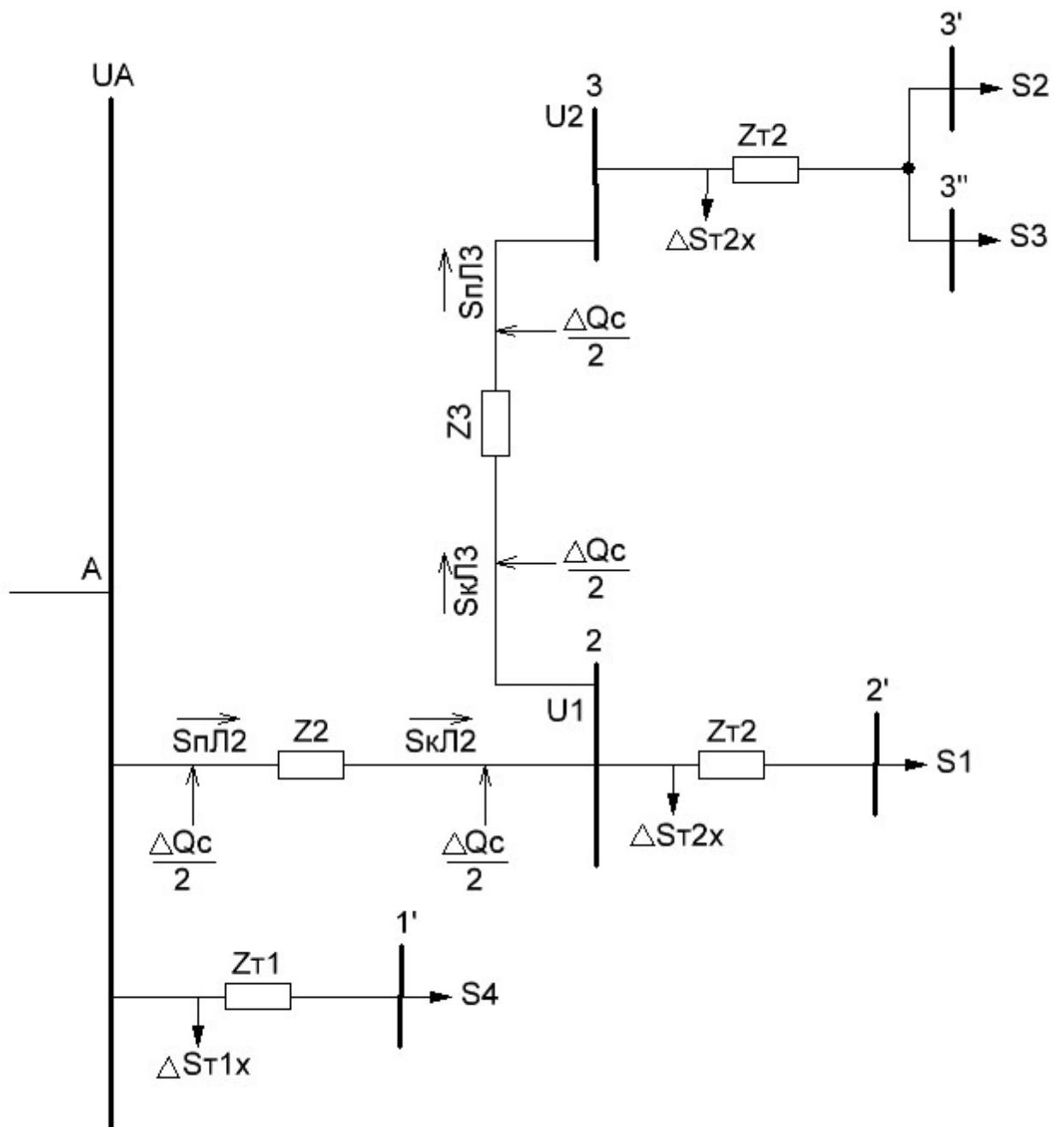


Рисунок 1.7 – Схема заміщення аварійного режиму мережі

1.5 Висновки до розділу

Ми провели розрахунок без врахування втрат потужності та напруги, що дало нам змогу обрати необхідного перерізу та допустимого струму провідники. В подальших пунктах ми провели розрахунок таких режимів роботи мережі:

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 23 |

- нормального режиму, що заданий у вихідних даних. Ми побачили, що в цьому режимі всі відхилення напруги знаходяться у межах норм;
- режиму мінімального навантаження, коли споживачі споживають лише 50% від своєї номінальної потужності. В цьому випадку всі відхилення теж перебувають в межах норми;
- аварійного режиму роботи, при якому ми вважаємо лінію Л1 обірваною. При цьому відхилення напруги збільшились, але залишились у межах норми, як для аварійного режиму.

На основі проведених нами розрахунків можна зробити висновок, що задана електрична мережа відповідає вимогам норм по надійності та безперебійності електропостачання.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 24 |

2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Виконати розрахунки для електричної частини підстанції, що живить споживачів I і II категорій. Номінальні напруги: $U_{ВН} = 110$ кВ, $U_{НН} = 10$ кВ, тип підстанції – тупикова, живиться від енергосистеми двома повітряними лініями. Вихідні дані приведені в табл. 2.1 – 2.2.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані до проектування

| № вар. | $P_{НОМ.НАВ}$, МВт | $\cos \varphi$ | XL1, Ом | XL2, Ом | Skз.С, МВА | t, °C |
|--------|------------------------|----------------|------------|------------|---------------|-------|
| 3 | 12 | 0,91 | 12 | 22 | 2500 | -20 |

Таблиця 2.2 – Графік споживання електричної енергії

| № Годин | Навантаження в % від потужності | | | | | | | | | | | |
|------------|---------------------------------|----|----|----|----|----|----|-----|----|-----|-----|-----|
| | 0 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
| 3 | 60 | 30 | 60 | 80 | 90 | 70 | 80 | 105 | 95 | 110 | 120 | 108 |

Знаходимо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = P_{ном} + jQ_{ном} = 12 + j12 \frac{\sqrt{1-0,91^2}}{0,91} = 13,19 (МВА)$$

Знаходимо $S_{тр}$

$$S_{тр} = \frac{S_{ном}}{1,4} = \frac{13,19}{1,4} = 9,42 (МВА)$$

Перевіряємо номінальну потужність трансформатора

$$S_{ном} = 10 (МВА)$$

Знаходимо навантаження в кожній годині за формулою та заносимо дані до табл. 2.3:

$$S_n = \frac{S_{НОМ} \cdot \%}{100}$$

Таблиця 2.3 – Добовий графік споживання електричної енергії по підстанції

| Години | 0 | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 | 12 | 14 | 16 | 18 | 20 | 22 |
|--------|-----|-----|-----|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|
| S, МВА | 7,9 | 4,0 | 7,9 | 10,6 | 11,9 | 9,2 | 10,6 | 13,8 | 12,5 | 14,5 | 15,8 | 14,2 |

Проведемо перевірку трансформатора в аварійному режимі, так як в систематичному режимі при роботі двох трансформаторів перенавантаження немає. Побудуємо графік навантаження рис. 2.1.

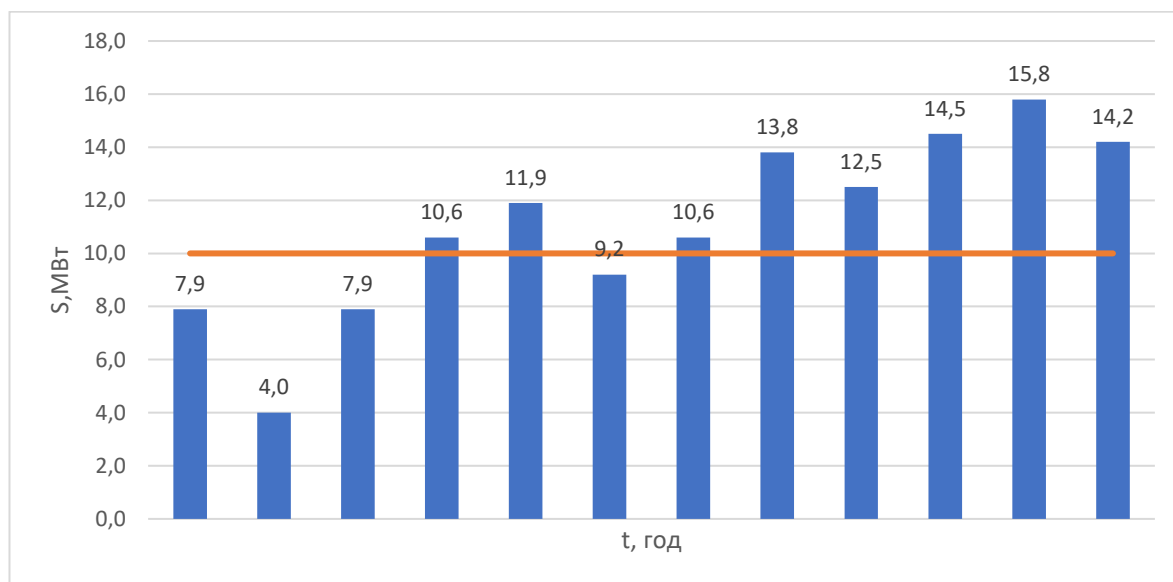


Рисунок 2.1 – Графік споживання електричної енергії в аварійному режимі

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

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.1)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;

t_1, t_2, \dots, t_n , тривалість ступеня.

$$K_1 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{4^2 \cdot 2 + 7,9^2 \cdot 4 + 9,2^2 \cdot 2}{8}} = 0,751$$

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

$$K_2' = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}} \quad (2.2)$$

де S_1, S_2, \dots, S_n – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

$$K_2 = \frac{1}{10} \cdot \sqrt{\frac{10,6^2 \cdot 4 + 11,9^2 \cdot 2 + 12,5^2 \cdot 2 + 13,8^2 \cdot 2 + 14,2^2 \cdot 2 + 14,5^2 \cdot 2 + 15,8^2 \cdot 2}{16}} = 1,311$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{15,8}{10} = 1,58 \quad (2.3)$$

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

Попереднє значення K_2' необхідно порівняти із значенням K_{MAX} ,

$$K_2 = 0,9 \cdot K_{MAX} = 0,9 \cdot 1,58 = 1,42$$

Порівнюємо два числа. Якщо K_2' та $0,9 \cdot K_{MAX}$, та обираємо більше число.

Остаточно беремо $K_2 = 1,42$.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | | Арк. |
| | | | | | | 27 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | |

За табличними даними з урахуванням еквівалентної температури (-20 С) і часу перевантаження $t = 16$ годин, та заносимо дані до табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Дані державного стандарту

| | | |
|----|-----|-----|
| | 0,7 | 0,8 |
| 12 | 1,6 | 1,6 |
| 24 | 1,6 | 1,6 |

$$K_{12ГОСТ} = 1,6$$

Як видно, $K_{12ГОСТ} = 1,6$ більше за реальне $K_2 = 1,42$, отже даний режим роботи допустимий для даного трансформатора.

Як видно, даний трансформатор задовольняє умові навантаження споживачів.

2.1 Розрахунок струмів к.з.

Значення струмів короткого замикання необхідні для правильного вибору устаткування на стороні 110 кВ і 10 кВ. Підстанція живлення за двома тупиковими лініями: схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання наведена на рис 2.2.

Розрахунок струмів короткого замикання виконаємо в іменованих одиницях. Потужність короткого замикання на шинах 110 кВ центра живлення складає $S_c = 2500 \text{ MVA}$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 28 |

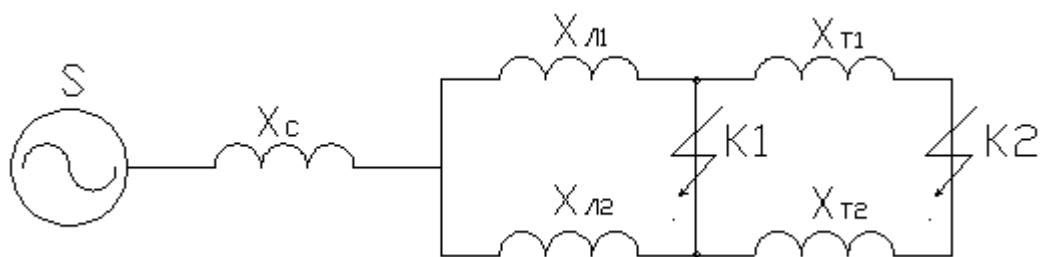


Рисунок 2.2 – Схема заміщення для розрахунку струмів короткого замикання

Опір системи дорівнює

$$X_C = \frac{U_{Л}^2}{S_C} = \frac{110^2}{2500} = 4,84 \quad (Ом).$$

Загальний опір працюючих ліній

$$X_{Л} = \frac{X_{Л1} \cdot X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} = \frac{12 \cdot 22}{12 + 22} = 7,76 \quad Ом.$$

Розрахуємо опір трансформатора:

Потужність трансформатора $S_T = 10 \quad (MVA)$;

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} = 127 \quad (Ом);$$

Періодична складова СКЗ у точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л})} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76)} = 5,04 \quad (кА);$$

та сама у точці K_2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_{Л}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л} + X_T)} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (4,84 + 7,76 + 63,5)} = 0,83 \quad (кА).$$

Реальний СКЗ у точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{110}{10} = 0,83 \cdot \frac{110}{10} = 9,13 \quad (кА).$$

Ударний струм:

$$\text{у точці } K_1, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 5,04 = 11,48 \text{ (кА)};$$

$$\text{у точці } K_2, I_y = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 9,13 = 20,8 \text{ (кА)}.$$

Припустимо, що амплітуда ЕДС і періодична складова ТКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{Kn} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$

де T_a – постійна часу загасання аперіодичної складової для K_1 ; $T_a=0,02$ с., $t=0,06$ с., для K_2 – $T_a=0,05$ с., $t=0,1$ с.

$$\text{для } K_1 i_a = \sqrt{2} \cdot 5,04 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,025}} = 0,647 \text{ (кА)};$$

$$\text{для } K_2 i_a = \sqrt{2} \cdot 9,13 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,05}} = 1,75 \text{ (кА)}.$$

Інтеграл Джоуля

$$\text{для } K_1 B_{K1} = I_{K1}^2 (t + T_a) = 5,04^2 \cdot (0,06 + 0,025) = 2,16 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

$$\text{для } K_2 B_{K2} = I_{K2}^2 (t + T_a) = 9,13^2 \cdot (0,1 + 0,05) = 12,5 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результати розрахунків приведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Значення струмів короткого замикання

| Струми короткого замикання | СКЗ у початковий момент часу, кА | Ударний СКЗ i_y , кА | СКЗ у момент розмикання контактів вимикача, кА | Аперіод. складова СКЗ, i_a кА | Інтеграл Джоуля B_k , $\text{кА}^2\text{с}$ |
|----------------------------|----------------------------------|------------------------|--|---------------------------------|---|
| Шини 110 кВ (K_1) | 5,04 | 11,48 | 5,04 | 0,647 | 2,16 |
| Шини 10 кВ (K_2) | 9,13 | 20,8 | 9,13 | 1,75 | 12,5 |

2.2 Вибір комутаційної апаратури для розподільчих пристроїв підстанції

Максимальний струм на зовнішньому боці

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 10 кВ

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot 10} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10} = 81 \text{ А.}$$

2.2.1 Вибір вимикача на боці високої напруги 110 кВ

Вибір вимикачів наведений у табл. 2.6. Каталожні параметри вимикача узяті з [3].

Таблиця 2.6 – Вибір вимикача на боці 110 кВ

| Умова Вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|------------------------|------------------------|
| $U_C \leq U_H$ | 110 кВ | 110 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 73 А | 2500 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 5,04 кА | 31,5 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 11,48 кА | 81 кА |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ | 5,04 кА | 31,5 кА |
| $I_{ат} \leq I_{аном}$ | 0,647 кА | 7,245 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 2,16 кА ² с | 7500 кА ² с |

Обираємо вимикач типу ВРС-110-31,5/2500.

2.2.2 Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 10 кВ

Таблиця 2.7 – Вибір вимикачів у колі трансформатора на боці 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|------------------------|---------------------------|
| $U_C \leq U_H$ | 10 кВ | 10 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 808 А | 1250 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $I_{уд} \leq I_{СКВ}$ | 20,8 кА | 52 кА |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $I_{ат} \leq I_{аном}$ | 1,75 кА | 4 кА |
| $B_K \leq I_{Tr}^2 t_r$ | 12,5 кА ² с | 2976,75 кА ² с |

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-1250.

2.2.3 Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

Таблиця 2.8 – Вибір секційного вимикача на боці 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|-----------------------|--------------------|
| $U_C \leq U_H$ | 10 кВ | 10 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 404 А | 630 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $i_y \leq I_{прСКВ}$ | 20,8 кА | 52 кА |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $I_{ат} \leq I_{аном}$ | 1,75 кА | 4 кА |

| | | |
|----------------------|-----------|--------------|
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 12,5 кА2с | 2976,75 кА2с |
|----------------------|-----------|--------------|

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

2.2.4 Вибір вимикача на лінію, що відходить 10 кВ

Таблиця 2.9 – Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 10 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------------------|-----------------------|--------------------|
| $U_C \leq U_H$ | 10 кВ | 10 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 81 А | 630 А |
| $I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $i_y \leq I_{прСКВ}$ | 20,8 кА | 52 кА |
| $I_{нт} \leq I_{ОткНом}$ | 9,13 кА | 20 кА |
| $I_{ат} \leq I_{аном}$ | 1,75 кА | 4 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 12,5 кА2с | 2976,75 кА2с |

Обираємо вимикач типу ВР1-10-20/52-630.

2.2.5 Вибір роз'єднувача напругою 110 кВ

У табл. 2.10 наведений вибір роз'єднувачів на боці 110 кВ, роз'єднувачі необхідні з одним і двома комплектами ножів, що заземлюють.

Таблиця 2.10 – Вибір роз'єднувача 110 кВ

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|-------------------------|-----------------------|--------------------|
| $U_C \leq U_H$ | 110 кВ | 110 кВ |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$ | 73 А | 630 А |
| $i_{уд} \leq I_{прСКВ}$ | 11,48 кА | 100 кА |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$ | 2,16 кА2с | 4800 кА2с |

Обираємо до установки на боці 110 кВ роз'єднувачі типу РНД-1-110/630 Т1.

2.3 Вибір трансформатора власних потреб

Споживачами власних потреб є оперативні ланцюги, системи охолодження силових трансформаторів, освітлення, електроопалення і т.ін. Розрахунок потужності приймачів власних потреб наведений у табл. 2.11.

Таблиця 2.11 – Розрахунок потужності приймача власних потреб

| Види споживачів | Встановлена потужність | | Всього | cos φ | tg φ | Навантаження | |
|---|------------------------|-----------|--------|-------|------|--------------|---------|
| | одиниці, кВт*к-сть | Кількість | | | | Р, кВт | Q, кВАр |
| Охолодження ТДН-10000/110 | 1 | 2 | 2 | 0,8 | 0,75 | 2 | 1,5 |
| Підігрів вимикачів напругою 110 кВ | 1,8 | 3 | 5,4 | 1 | 0 | 5,4 | 0 |
| Підігрів приводів роз'єднувачів, відділювачів, короткозамикачів | 1,2 | 10 | 12 | 1 | 0 | 12 | 0 |
| Опалення та освітлення ОПУ | 60 | 1 | 60 | 1 | 0 | 60 | 0 |
| Освітлення та вентиляція ОРУ | 7 | 1 | 7 | 1 | 0 | 7 | 0 |
| Освітлення та опалення компресорної | 15 | 1 | 15 | 1 | 0 | 15 | |
| Освітлення РП | 2 | 1 | 2 | 1 | 0 | 2 | 0 |
| Всього | | | | | | 103,4 | 1,5 |

На підстанції передбачається установка двох трансформаторів власних потреб потужністю:

$$S_{роз} = k_c \sqrt{P^2 + Q^2} = 0,8 \sqrt{103,4^2 + 1,5^2} = 82,73 \text{ кВА}$$

Обираємо два трансформатори власних потреб ТМ- 63/10 , потужністю по 63 кВА. При відключенні одного трансформатора другий буде навантажений на $82,73/63 = 1,313$, що допустимо.

2.4 Вибір електровимірювальних приладів

2.4.1 Вибір трансформаторів струму (ТС)

1. Вибір ТС на стороні 110 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку високої напруги встановлено амперметр ватметр та варметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.12.

Таблиця 2.12 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Прилад | Тип | Клас | Навантаження по фазах | | |
|----------------------|-------|------|-----------------------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Е-335 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Ватметр | Д350 | 1,5 | 0,5 | - | 0,5 |
| Варметр | Д345 | 1,5 | 0,5 | - | 0,5 |
| Сумарне навантаження | | | 1,5 | 0,5 | 1,5 |

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.13.

Таблиця 2.13 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--------------|-----------------------|--------------------|
| | | |

| | | |
|---|-------|-----|
| $U_C \leq U_H, \text{кВ}$ | 110 | 110 |
| $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{А}$ | 73 | 100 |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{кА}$ | 11,48 | 25 |
| $B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2 \text{с}$ | 2,16 | 288 |

Обираємо трансформатор струму ТФЗМ 110-У1.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_K,$$

де, $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, Ом;

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

Z_K – опір приладів, Ом.

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,06 - 0,1 = 1,04 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 85 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 36 |

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{85}{2,5} = 0,595 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,06 + 0,1 + 0,595 = 0,755 \text{ Ом},$$

що менше ніж 1,04 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2. Вибір ТС на стороні 10 кВ в колі силового трансформатора

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр ватметр, варметр, лічильник активної та реактивної енергії. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Прилад | Тип | Клас | Навантаження по фазах | | |
|------------------------------|-------|------|-----------------------|---|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Е-335 | 1 | 0,5 | | |
| Ватметр | Д350 | 1,5 | 0,5 | | 0,5 |
| Варметр | Д345 | 1,5 | 0,5 | | 0,5 |
| Лічильник активної енергії | СА3 | 1 | 2,5 | | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | СР-4 | 1,5 | 2,5 | | 2,5 |
| Сумарне навантаження | | | 6,5 | 0 | 6 |

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.15.

Таблиця 2.15 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|---|-----------------------|--------------------|
| $U_{\text{С}} \leq U_{\text{Н}}$, кВ | 10 | 10 |
| $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$, А | 808 | 1000 |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$, кА | 20,8 | 150 |

| | | |
|---|------|-----|
| $B_K \leq I_T^2 t_r, \text{кА}^2\text{с}$ | 12,5 | 384 |
|---|------|-----|

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 50 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F},$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{к}} + Z_{\text{пр}} = 0,26 + 0,1 + 0,35 = 0,71 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,84 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

3. Вибір секційного ТС на стороні 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.16.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 38 |

Таблиця 2.16 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Прилад | Тип | Клас | Навантаження по фазах | | |
|----------------------|-------|------|-----------------------|-----|-----|
| | | | А | В | С |
| Амперметр | Е-335 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Сумарне навантаження | | | 0,5 | 0,5 | 0,5 |

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.17.

Таблиця 2.17 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--|-----------------------|--------------------|
| $U_C \leq U_H$, кВ | 10 | 10 |
| $I_{расч} \leq I_{ном}$, А | 404 | 500 |
| $i_{уд} \leq I_{СКВ}$, кА | 20,8 | 150 |
| $B_K \leq I_T^2 t_r$, кА ² с | 12,5 | 384 |

Обираємо трансформатор струму ТЛШ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

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

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

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

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2,5 мм² для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40$ м

$$Z_{пр} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм²,

$$Z_{пр} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | | Арк. |
| | | | | | | 39 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | |

Загальний опір струмового кола

$$Z_H = Z_{\text{прил}} + Z_K + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,28 = 0,4 \text{ Ом,}$$

що менше ніж 1,08 Ом, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

4. Вибір вимикача на лінії, що відходить 10 кВ

У ланцюзі силового трансформатора з боку низької напруги встановлено амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у табл. 2.18.

Таблиця 2.18 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

| Прилад | Тип | Клас | Навантаження по фазах | | |
|------------------------------|-------|------|-----------------------|-----|-----|
| | | | A | B | C |
| Амперметр | Е-335 | 1 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| Лічильник активної енергії | СА3 | 1 | 2,5 | - | 2,5 |
| Лічильник реактивної енергії | СР-4 | 1,5 | 2,5 | - | 2,5 |
| Сумарне навантаження | | | 5,5 | 0,5 | 5,5 |

Вибір трансформатора струму приведений у табл. 2.19.

Таблиця 2.19 – Трансформатор струму в колі силового трансформатора на боці низької напруги

| Умова вибору | Розрахункові значення | Каталожні значення |
|--|-----------------------|--------------------|
| $U_C \leq U_H, \text{ кВ}$ | 10 | 10 |
| $I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}, \text{ А}$ | 81 | 100 |
| $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}, \text{ кА}$ | 20,8 | 150 |
| $B_K \leq I_T^2 t_r, \text{ кА}^2 \text{ с}$ | 12,5 | 384 |

Обираємо трансформатор струму ТОЛ-Э.

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів

$$Z_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Опір сполучних проводів може бути не більше ніж розрахований за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = 1,2 - 0,22 - 0,1 = 0,88 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж $2,5 \text{ мм}^2$ для мідних жил.

Перетин жил при довжині кабеля $l = 40 \text{ м}$

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}$$

де: ρ – питомий опір міді, $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом}\cdot\text{мм}}{\text{м}}$; F – перетин жил, мм^2 ,

$$Z_{\text{пр}} = 0,0175 \frac{40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Загальний опір струмового кола

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,28 + 0,1 + 0,22 = 0,6 \text{ Ом},$$

що менше ніж $0,88 \text{ Ом}$, припустимих при роботі трансформатора в класі точності 0,5.

2.4.2 Вибір трансформаторів напруги

1. Трансформатор напруги на боці ВН

Для вибору трансформатора напруги необхідно визначити потужність його вторинної обмотки. Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку ВН і занесемо їх до табл. 2.20.

Таблиця 2.20 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

| Прилад | Місце встановлення | Тип | Потужність | К-ть обм. | с ос | сі n | К-ть приладів | Потужність |
|--------|--------------------|-----|------------|-----------|------|------|---------------|------------|
|--------|--------------------|-----|------------|-----------|------|------|---------------|------------|

| | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|--|--|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | | | Арк. |
| | | | | | | | | 41 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |

| | | | | | | | | | |
|-------------------------|-------------|----------|-----|---|---|---|---|----|---|
| | | | | | | | | P | Q |
| Ватметр | ПЛ - 110 кВ | ДЗ 50 | 1,5 | 2 | 1 | 0 | 2 | 6 | 0 |
| Варметр | | ДЗ 45 | 2 | 2 | 1 | 0 | 2 | 8 | 0 |
| Фіксатор імпульсної дії | | ФІ П | 3 | 1 | 1 | 0 | 2 | 6 | 0 |
| Всього | | | | | | | | 20 | 0 |

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{нав} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{20^2 + 0^2} = 20 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НКФ-110-58 з параметри наведеними в табл. 2.22.

Обраний трансформатор має достатню потужність $S_{BH} > S_{нав}$, щоб працювати в своєму класі точності (0,5) для підключення вимірювальних приладів.

2. Трансформатор напруги на боці НН

Визначимо вимірювальні прилади, що підключені до трансформатора напруги з боку НН і занесемо їх до табл. 2.21.

Таблиця 2.21 – Вимірювальні трансформатори напруги з боку високої напруги

| Прилад | Місце встановлення | Тип | Потужність | К-ть. обм. | cos | sin | К-ть приладів | Потужність | |
|----------------------------|--------------------|---------|------------|------------|------|-------|---------------|------------|-----|
| | | | | | | | | P | Q |
| Вольтметр | Збірні шини | Э - 335 | 2 | 1 | 1 | 0 | 2 | 4 | 0 |
| Вольтметр (регистр.) | | Н - 394 | 10 | 1 | 1 | 0 | 2 | 20 | 0 |
| Лічильник активної енергії | Лінії 10 кВ | I-674 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 12 | 72 | 175 |

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 42 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

| | | | | | | | | | |
|------------------------------|--|------|---|---|------|-------|----|-----|-----|
| Лічильник реактивної енергії | | 1673 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 12 | 72 | 175 |
| Всього | | | | | | | | 168 | 350 |

Розраховуємо вторинну потужність трансформатора напруги:

$$S_{наб} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{168^2 + 350^2} = 388 \text{ ВА}$$

Обираємо вимірювальний трансформатор напруги типу НТМІ-10-66 з параметри наведеними в табл. 2.22.

Так як потужність трансформатора не достатня, щоб працювати в класі точності 0,5. Можна встановити на кожен секцію шин по два вимірювальні трансформатор напруги, що з'єднані в неповний трикутник.

Таблиця 2.22 – Технічні дані трансформаторів напруги

| Тип | Номінальна напруга обмоток | | | Номінальна потужність, В·А, в класі точності | | | | Максимальна потужність, В·А |
|------------|----------------------------|-----------------------|---------------|--|-----|-----|------|-----------------------------|
| | Первинної, кВ | Основної вторинної, В | Додаткової, В | 0,2 | 0,5 | 1 | 3 | |
| НКФ-110-58 | 150/√3 | 100/√3 | 100 | - | 400 | 600 | 1200 | 2000 |
| НТМІ-10-66 | 10 | 100 | 100:3 | | 120 | 200 | 600 | 960 |

2.5 Вибір збірних шин

Струмопроводів і кабелів на боці низької (середньої) напруги підстанції В РУ 110 кВ застосовують гнучкі шини, які виконуються сталюалюмінієвими проводами марки АС

1) Вибираються ці шини за економічною щільністю струму.

$$q_{min} = \frac{I_{трив}}{j_e}$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 43 |

де j_e - економічна щільність струму $[j_e] = \frac{A}{A/\text{мм}^2}$;

$j_e = 1,0$ – для неізолюваних мідних проводів (при $T_{нб} = 5220$ год - час використання найбільшого навантаження)

$$q_{min} = \frac{73}{1,1} = 66 \text{ мм}^2$$

Обираємо провід АС – 70/11, найближчий до розрахованого.

2) Вибраний переріз перевіряється за допустимим струмом

$$I_{max} = 73 \text{ А}$$

$$I_{доп} = 265 \text{ А}$$

3) Вибраний переріз гнучких шин перевіряється на термічну стійкість при КЗ.

$$q_{min} \leq q_{розр}$$
$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{2,16}}{91 \cdot 10^{-3}} = 16 \text{ мм}^2$$

де $C = 91 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кАс}^{-1/2}}{\text{мм}^2}$

Умова виконується $2,16 \text{ мм}^2 \leq 16 \text{ мм}^2$.

4) Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як повинна виконуватися умова: $I_{кз} > 20 \text{ кА}$, а за нашими розрахунками $I_{кз} = 5,04 \text{ кА}$ – отже умова не виконується.

5) Виконуємо перевірку за умовами коронування. Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 50 мм^2 , тому провід АС–70/11 задовольняє умові.

1. В РУ 10 кВ застосовують жорсткі шини, які перевіряються по нагріву, щоб температура провідника не перевищувала припустимого значення необхідно, щоб виконувалася нерівність:

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 44 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$I_{\text{раб.нб}} \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{раб.нб}} = 808 \text{ А}$$

По $I_{\text{раб.нб}}$ вибираємо алюмінієві шини коробчастого перерізу $1 \times 75 \times 35 \times 4$ мм, переріз (520 мм^2), для цих шин $I_{\text{доп}} = 2730 \text{ А}$.

$I_{\text{раб.нб}}$ – тах струм в після аварійному та нормальному режимах.

$I_{\text{доп}}$ – тах допустимий струм шин вибраного перерізу.

$k_{\text{п}}$ - поправочний коефіцієнт на струм при розрахованій температурі середовища (умовна температура середовища 25°C , нормована температура 70°C і температурі середовища 20°C).

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot k_{\text{п}} = 2730 \cdot 1,05 = 2866 \text{ А}$$

$$808 \leq 2730$$

Нерівність виконується.

2. Жорсткі шини повинні перевірятися на термічну стійкість при КЗ.

$$q \geq q_{\text{min}}$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{148,5}}{91 \cdot 10^{-3}} = 133,9 \text{ мм}^2$$

$$2 \times 10,1 \leq 133,9$$

Нерівність виконується.

3. Вибрані шини, у загальному випадку, необхідно перевірити також на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц. частота власних коливань для мідних шин визначається за формулою.

Частота власних коливань шинної конструкції:

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 45 |

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J_{y_0-y_0}}{q}},$$

де l - довжина прольоту між ізоляторами $l = 0,8$ м;

$J_{y_0-y_0}$ - момент інерції шини коробчастого перерізу щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили, см⁴;

q - поперечний переріз шини, см².

$$f_0 = \frac{173,2}{0,8^2} \sqrt{\frac{290}{20,2}} = 295,5 \text{ Гц}$$

Оскільки $f_0 > 200$ Гц, то резонанс виключений.

4. Перевірка шини на міцність

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою, МПа:

$$\sigma_p = K_p \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2},$$

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин;

i_y – ударний струм КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см³.

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \frac{71,6^2 \cdot 1,7^2}{58 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 5,53 \text{ МПа}$$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_\Pi = 0,05 \frac{i_y^2}{h},$$

де h – висота шин, м.

$$f_\Pi = 0,05 \frac{20,8^2}{0,1} = 288 \text{ Н/м}$$

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_Π , МПа:

$$\sigma_\Pi = \frac{f_\Pi \cdot l^2}{12 \cdot W_\Pi}$$

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 46 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$

$$\sigma_{\Pi} = \frac{288 \cdot 0,8^2}{12 \cdot 58} = 6,1 \text{ МПа}$$

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}$$

$$8,48 \text{ МПа} \leq 82,3 \text{ МПа}$$

Умова механічної міцності виконується, отже шини обрано правильно.

Вибір принципової схеми первинних з'єднань підстанції

2.6 Компонування розподільних пристроїв, конструктивна частина

Схеми для напруги 35 кВ і вище повинні складатися з урахуванням таких вимог: ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднань: повітряні лінії відключаються від РП не більше ніж двома вимикачами, трансформатори блоків відключаються не більше ніж трьома вимикачами.

При відключеннях вимикачів у нормальному режимі РП не повинне відключати більше одного блока, у ремонтному - не більше двох блоків. Для РП-35-220 кВ при числі приєднань 12-16 одну з двох систем секціонують, при числі приєднань більш ніж 16 - секціонують обидві системи шин, рис.2.3.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 47 |

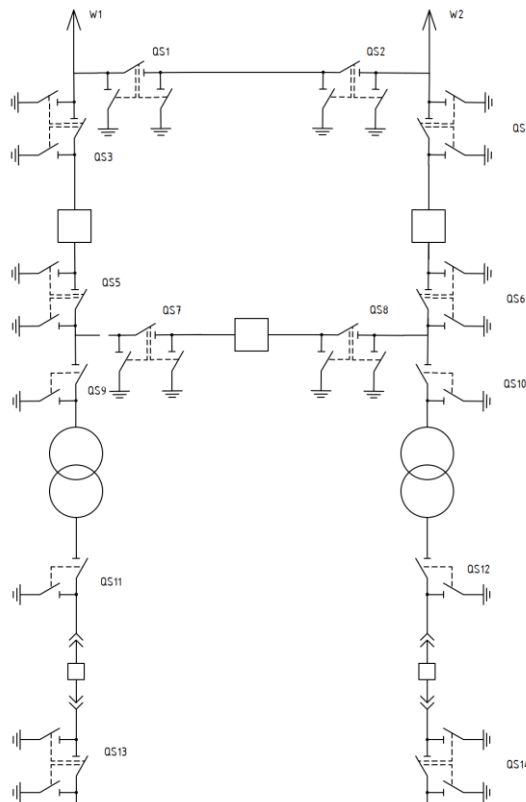


Рисунок 2.3 – Схема «місток» з трьома вимикачами

2.6.1 Вибір розподільних пристроїв

РУ 6-10 кВ для комплектних трансформаторів ПС виконується у вигляді КРУН або КРУ, встановлюваних у закритих приміщеннях. РУ 6 і 10 кВ закритого типу (у будинках, у тому числі з УТБ або полегшених конструкцій та ін. можуть застосовуватися:

- а) у районах, де за кліматичними умовами (забруднення атмосфери або наявність сніжних заметів) неможливе застосування КРУН;
- б) при кількості шаф більше ніж 25;
- в) при наявності техніко-економічного обґрунтування.

У ЗРУ 6 і 10 кВ рекомендується встановлювати шафи КРУ заводського виготовлення. Для їхнього ремонту і збереження викатного візка у ЗРУ варто передбачати спеціальне місце.

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 48 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

2.6.2 Заземлюючі пристрої підстанції

Усі електричні частини електроустановок, що нормально не знаходяться під напругою, але здатні виявитися під ним через ушкодження ізоляції, повинні надійно з'єднуватися із землею. Таке заземлення називається захисним. Заземлення, призначене для створень нормальних умов роботи апарата або електроустановки, називається робочим. Для захисту устаткування від ушкодження ударом блискавки застосовується грозозахист за допомогою розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів, що приєднуються до грозозахисного заземлення. На підстанціях використовується один загальний пристрій, що заземлює.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 49 |

3 РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Основними пошкодженнями силових трансформаторів є короткі замикання і однофазні к.з на корпус в їх обмотках на виводах і вводах, а також виткові замикання в обмотках [17].

К.з найбільш часто виникають в струмопроводах і на виводах, міжфазні замикання між обмотками дуже рідкі. Найбільш часто виникають замикання і замикання на корпус в обмотках.

При пошкодженні в трансформаторах захисти повинні відключати всі вимикачі якими трансформатор підключений до шин. Всі пошкодження в трансформаторі повинні відключатися як найшвидше для попередження розширення аварії.

3.1 Вихідні дані до розрахунку захисту

Завданням даного розділу являється розрахунок поздовжнього диференціального струмового захисту від усіх видів замикань на виводах і в обмотках сторін з заземленою нейтраллю, а також від багатофазних замикань на виводах і в обмотках сторін з ізольованою нейтраллю трансформатора [17]. Опір системи складає $X_{c.макс} = 12 \text{ Ом}$; $X_{c.мін} = 22 \text{ Ом}$. Вихідні дані трансформатора приведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Технічні параметри трансформатора

| Тип | S _{ном} , МВ·А | U _{ном} , кВ | | U _к , % |
|-----------------|-------------------------|-----------------------|------|--------------------|
| | | ВН | НН | |
| ТДН – 10000/110 | 10 | 115 | 10,5 | 10,5 |

Схема релейного захисту та схема заміщення трансформатора приведені на рис. 3.1.

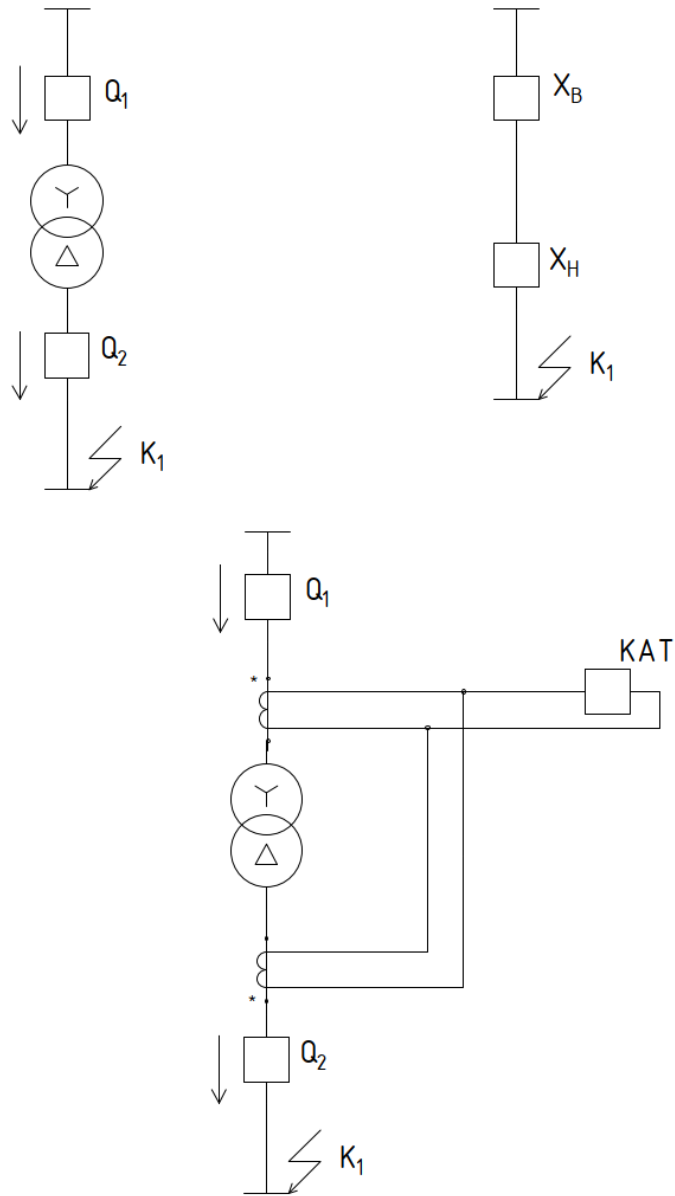


Рисунок 3.1 – Схема РЗА та схема заміщення

Виходячи з рис. 3.1 обчислимо опори трансформатора:

$$X_T^{BH} \approx Z_T^{BH} = \frac{U_{KB\%} \cdot U_{B\text{ ср.ном}}^2}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 138,9 \text{ Ом}$$

При розрахунках струмів КЗ для захистів трансформаторів з РПН слід врахувати зміну опору за рахунок регулювання напруги. Для трансформаторів 110 кВ наближено можна прийняти:

$$x_{T.макс} = x_{T.НОМ} (1 + \Delta U)^2 \quad x_{T.мін} = x_{T.НОМ} (1 - \Delta U)^2$$

$$x_{B.макс} = 138,9 \cdot (1 + 0,12)^2 = 174,2$$

$$x_{B.мін} = 138,9 \cdot (1 - 0,12)^2 = 107,6$$

Струм КЗ на шинах НН (точка К1, рис. 2.1)

$$I_{K1.макс}^3 = \frac{U_{CP.НОМ}}{\sqrt{3}(x_{C.макс} + x_{B.мін} + x_{H.мін})} = \frac{115}{\sqrt{3}(12 + 107,6)} = 0,555 \text{ кА}$$

$$I_{K1.мін}^2 = \frac{U_{CP.НОМ}}{2(x_{C.мін} + x_{B.макс} + x_{H.макс})} = \frac{115}{2(22 + 174,2)} = 0,293 \text{ кА}$$

3.2 Розрахунок подовжнього диференціального струмового захисту

Попередній розрахунок диференційного захисту та вибір типу реле.

Струм спрацьовування захисту визначається за більшим з двох розрахункових умов:

а) відбудова від кидка струму намагнічування

$$I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.НОМ}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,05 \text{ кА}$$

$$I_{C.3.} = k_{від.} \cdot I_{НОМ} = 1,3 \cdot 50 = 65 \text{ А}$$

б) відбудова від струму небалансу:

$$I_{C.3.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{K1.макс} = 1,3 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 555 = 195 \text{ А}$$

Приймаємо $I_{C.3.} = 195 \text{ А}$

Попередня перевірка чутливості проводиться при первинних струмах при двофазному КЗ на стороні НН (точка К2, рис. 2.1):

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 52 |

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3}}} = \frac{293}{195} = 1,503 < 2 - \text{незадовільняє}$$

Оскільки захист з реле типу РНТ не забезпечує чутливості, а розрахунковою є відбудова від струму небалансу, то слід застосувати реле типу ДЗТ-11, для якого струм спрацьовування захисту вибирається за умовами:

а) відбудова по (1.1) від кидка струму що намагнічується

$$I_{\text{С.3.}} = k_{\text{від.}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,5 \cdot 50 = 75 \text{ А}$$

б) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на СН:

$$I_{\text{С.3.}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II}) \cdot I_{\text{К1.макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 555 = 225 \text{ А}$$

в) відбудова по (1.2) від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{\text{С.3.}} = k_3 (k_{\text{одн}} \varepsilon + \Delta U_I) \cdot I_{\text{К2.макс}} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 555 = 183 \text{ А}$$

Приймаємо реле ДЗТ-11 з уставкою гальмівної обмотки з боку СН. Тоді відбудова по підп.3 б) буде забезпечена за рахунок гальмування, а струм спрацьовування захисту приймається за більшим з умов 3 а) і 3 в): $I_{\text{С.3}} = 183 \text{ А}$.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3}}} = \frac{293}{183} = 1,601$$

Це значення $k_{\text{ч}}$ дещо менше нормованого, однак, уже при номінальному коефіцієнті трансформації трансформатора струм КЗ складе:

$$I_{\text{К2.мін}}^2 = \frac{U_{\text{СР.НОМ}}}{2(x_{\text{С.мін}} + x_{\text{В.макс}} + x_{\text{Н.макс}})} = \frac{115}{2(22 + 138,9)} = 357 \text{ А}$$

і необхідний коефіцієнт чутливості забезпечується

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К2.мін}}^{(2)}}{I_{\text{С.3}}} = \frac{357}{183} = 1,95$$

Тому захист з реле ДЗТ-11 може бути застосований.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 53 |

3.3 Вибір уставок реле ДЗТ

Визначаються первинний і вторинний струми сторін трансформатора Дані розрахунку наведені в табл. 3.2. В якості основної слід взяти сторону ВН (10,5 кВ), що має більший вторинний номінальний струм.

Таблиця 3.2 – Розрахунок номінальних струмів

| Значення параметрів | I-ВН-115 кВ | III-НН-10,5 кВ |
|---------------------|--|--|
| $I_{ном}, A$ | $\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50$ | $\frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 550$ |
| K_{In} | 10/5 | 600/5 |
| Схема з'єднання ТТ | Трикутник | Зірка |
| $K_{сх}$ | 1,73 | 1 |
| $I_{В.ном}, A$ | $\frac{50 \cdot 1,73}{100 / 5} = 4,33$ | $\frac{550 \cdot 1}{600 / 5} = 4,58$ |

Струм спрацьовування реле для основної сторони визначається за виразом:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{с.з.} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номт}}}{K_{In}} = \frac{183 \cdot 1 \cdot \frac{115}{115}}{100 / 5} = 9,15 A$$

Розрахункове число витків робочої обмотки для основної сторони визначається

$$W_{осн.розр} = \frac{F_{ср}}{I_{с.р.осн}} = \frac{100}{9,15} = 10,93 \text{ витків}$$

Приймається $W_{осн.роб} = 11$, що відповідає фактичному струму спрацьовування реле $I_{ср.осн} = \frac{100}{11} = 9,09 A$.

Розрахункові числа витків для інших сторін трансформатора визначаються за виразом:

для сторони 115 кВ $w_{розр.I} = w_{осн} \frac{I_{в.ном.осн}}{I_{в.ном.I}} = 11 \frac{4,33}{4,58} = 10,4$. Приймається

$w_I = 10$ витків.

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

$$w_I = \frac{w_{Iрозрах} - w_I}{w_{Iрозрах}} = \frac{|10,4 - 10|}{10,4} = 0,038$$

$$I_{С.З.} = k_3 (k_{одн} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta w_I) \cdot I_{К2.макс} = \\ = 1,5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,004) \cdot 555 = 215 \text{ A}$$

Визначається уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле.

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номI}}}{k_{I(I)}} = \frac{215 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{600/5} = 1,79 \text{ A}$$

Оскільки уточнений розрахунковий струм спрацьовування реле (9,09 А) менше фактичного (1,79 А), то вибір робочих витків закінчений.

Розрахунковий струм небалансу захисту при КЗ на стороні НН, де передбачено гальмування, з урахуванням похибки вирівнювання знаходиться за виразами:

$$I_{нб.расч} = k_3 (k_{пер} \varepsilon + \Delta U_I + \Delta U_{II} + \Delta w_I) I_{кс.макс}^{(3)} = \\ = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,129 + 0,05 + 0,003) \cdot 555 = 256,4 \text{ A}$$

8. Число витків гальмівної обмотки знаходиться за виразом

$$w_{гальм} = \frac{k_3 \cdot I_{нб.расч} \cdot w_{роб}}{I_{кс.макс}^{(3)} \cdot tg \alpha} = \frac{1,5 \cdot 256,4 \cdot 11}{555 \cdot 0,75} = 10,16 = 10$$

Таким чином, до установки на реле приймаються наступні витки:

$$w_I = 10 \quad w_{II} = 11 \quad w_{гальм} = 10 \quad w_{III} = 10$$

Чутливість захисту визначається наближено по первинним струмам при розрахунковому КЗ на стороні НН для випадків мінімального і нормального регулювання трансформатора:

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 55 |

$$k_{ч} = \frac{293}{631} = 0,464 \quad k_{ч} = \frac{357}{631} = 566$$

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх} \cdot \frac{U_{ср.ном}}{U_{номIII}}}{k_{I(III)}} = \frac{9,09 \cdot 1 \cdot \frac{115 \cdot 10^3}{115 \cdot 10^3}}{600 / 5} = 631 \text{ A}$$

Оскільки коефіцієнт чутливості захисту при нормальному регулюванні напруги досить високий і при мінімальному регулюванні досить високий, то захист з реле ДЗТ-11 рекомендується до установки. На рис. 3.2 зображено схему уставок реле ДЗТ-11.

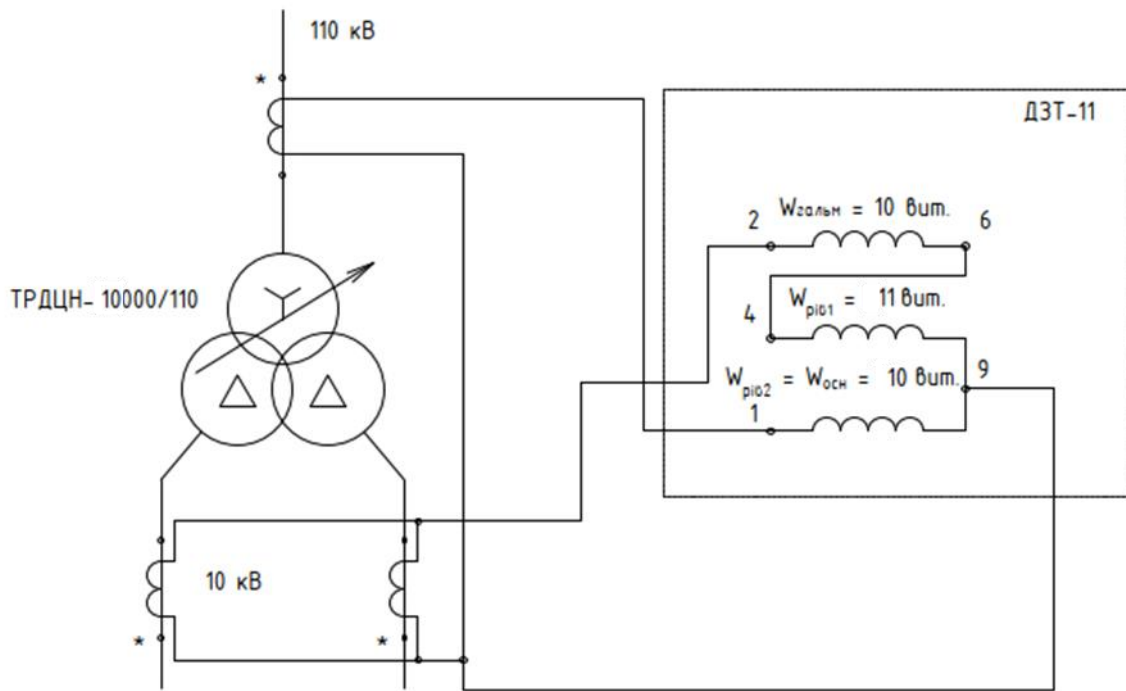


Рисунок 3.2 – Схема уставок реле ДЗТ-11

3.4 Розрахунок максимального струмового захисту з комбінованим пуском по напрузі

Для триобмоткових трансформаторів з одностороннім живленням в якості резервного захисту рекомендується установка на стороні живлення МТЗ з

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 56 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

пуском або без пуску по напрузі [20].

Визначається струм спрацьовування МТЗ без пуску по напрузі:

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 50 = 188 A$$

Чутливість захисту перевіримо по (1.57) при КЗ на шинах СН і НН в мінімальних розрахункових режимах (см. п.2.1)

$$k_{ч} = \frac{293}{188} = 1,559$$

Оскільки чутливість МТЗ без пуску по напрузі виявляється недостатньою, застосуємо блокування по напрузі зі сторін СН і НН трансформатора. У цьому випадку струм спрацьовування захисту дорівнює

$$I_{сз} = \frac{k_3}{k_{нов}} I_{ном} = \frac{1,2}{0,8} 1,0 \cdot 50 = 75 A$$

а чутливість захисту в тих же розрахункових точках складе:

$$k_{ч} = \frac{293}{75} = 3,91$$

Напруга спрацьовування органу блокування при симетричних КЗ визначимо наближено за виразом:

$$U_{сз} \leq \frac{U_{с.мін}}{k_г} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ} .$$

Напруга спрацьовування органу блокування при несиметричних КЗ визначається по:

$$U_{2с.з.} = 0,06 U_{ном} = 0,06 \cdot 115 = 6,9 \text{ кВ}$$

Чутливість блокуючих органів перевіряється при КЗ на прийомних

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 57 |

сторонах трансформатора, куди і підключені блокуючі реле, тобто.

$$U_{к.зах}^{(3)} = 0, a U_{к.зах} = \frac{U_{\phi}}{2} = \frac{115}{2 \times \sqrt{3}} = 33,2 \text{ кВ}.$$

Тоді,

$$k_{чU} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс}} = \frac{67}{0} > 1,5$$

$$k_{чU} = \frac{U_{2к.зах}}{U_{2с.з.}} = \frac{33,2}{6,9} = 4,81 > 1,5$$

Оскільки при КЗ на прийомних сторонах трансформатора $k_{чU} > 1,5$, то диференціальні захисти шин на цих сторонах можна не встановлювати.

Струм спрацьовування захисту від симетричного перевантаження, що діє на сигнал, визначається з умови налагодження від номінального струму трансформатора на стороні, де встановлений захист, за виразом:

$$I_{сз} = \frac{k_з}{k_{нов}} I_{т.ном} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 201 = 263 \text{ А}$$

Вибір схем максимального струмового захисту нульової послідовності на сторонах з ефективно заземленою нейтраллю залежить від типу обладнання, яке захищає (трансформатор або автотрансформатор) і схеми підключення об'єкта на стороні вищої напруги (збірні шини, чотирикутник, місток).

Струмові органи третіх ступенів земляних захистів спільно з реле контролю не переключення фаз утворює захист від режиму автотрансформатора. При виведенні з роботи захистів шин СН і ВН вводиться оперативне прискорення за часом першого (або другого) ступенів захисту від замикань на землю. Захист діє послідовно на поділ-систем шин, відключення вимикача на стороні установки захисту і відключення всіх вимикачів автотрансформатора.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 58 |

ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі було зроблено розрахунок схеми електричної мережі за вихідними даними. Ми провели розрахунок без врахування втрат потужності та напруги, що дало нам змогу обрати необхідного перерізу та допустимого струму провідники. В подальших пунктах ми провели розрахунок таких режимів роботи мережі:

- нормального режиму, що заданий у вихідних даних. Ми побачили, що в цьому режимі всі відхилення напруги знаходяться у межах норм;
- режиму мінімального навантаження, коли споживачі споживають лише 50% від своєї номінальної потужності. В цьому випадку всі відхилення теж перебувають в межах норми;
- аварійного режиму роботи, при якому ми вважаємо лінію Л1 обірваною. При цьому відхилення напруги збільшились, але залишились у межах норми, як для аварійного режиму.

На основі проведених нами розрахунків можна зробити висновок, що задана електрична мережа відповідає вимогам норм по надійності та безперебійності електропостачання.

Проведено ряд розрахунків по проектуванню електричної частини станції та підстанції. За основу електричної мережі було взято схему з курсового проєкту з курсу «Електричні системи та мережі». В даній роботі розглянуто розрахунок однієї підстанції, котра складається з двох трансформаторів та являється прохідною.

В ході проектування було проведено ряд перевірок по правильності вибору апаратів. Першим етапом перевірено систематичне та аварійне навантаження силових трансформаторів. Другим кроком, розраховано струми короткого замикання, ударний та систематичний струм короткого замикання на високій стороні та на низькій стороні підстанції. Далі, обрано силові вимикачі на високій, низькій стороні та секційний вимикач.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 59 |

Обрано вимірювальні прилади: амперметр, вольтметр, лічильники активної та реактивної енергії, ватметр та варметр. На основі цих даних, обрано трансформатори струму та напруги на високій та низькій сторонах.

Проведено процедуру вибору силових шин підстанції напругою 220 та 10 кВ. Останнім етапом, проведено розрахунок трансформатора власних потреб, для живлення внутрішніх споживачів, а саме опалення, підігрів, освітлення та охолодження. Схема підстанції подана в додатку Г.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|---------------------------|------|
| | | | | | <i>БР 3.6.14.1.153 ПЗ</i> | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 60 |

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] І. Л. Лебединський і І. І. Борзенков, *Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для студентів спеціальності 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка*. Суми: СумДУ, 2019.
- [2] І. Л. Лебединський, М. В. Петровський, В. І. Романовський, і В. В. Волохін, *Методичні вказівки і завдання до виконання курсового проекту на тему «Розроблення проекту районної електричної мережі» з курсу «Електричні системи і мережі»*. Суми: СумДУ, 2015.
- [3] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Теоретичні основи електротехніки : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2016.
- [4] І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, і Т. М. Загородня, *Електричні системи та мережі : конспект лекцій*. Суми: СумДУ, 2018.
- [5] ПУЕ-2017. *Правила улаштування електроустановок*. Київ: Міненергоугілля України, 2017.
- [6] А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матєєнко, і О. Р. Пастух, *Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж*, Київ. КПІ ім. Ігоря Сікорського: «Політехніка», 2017.
- [7] П. О. Василега, *Електропостачання*. Суми: СумДУ, 2019.
- [8] П. В. Волох, М. П. Цоколенко, і Л. В. Ревенко, *Довідникова книга з електроенергетики: навчальний посібник*. Київ: Аграрна освіта, 2014.
- [9] М. М. Бабаєв, В. С. Блиндюк, і О. Д. Супрун, *Проектування систем електропостачання залізниць*. Харків: УкрДУЗТ, 2019.
- [10] *Струми короткого замикання у трифазних система змінного струму. Частина 0. Обчислення сили струму*. ДСТУ ІЕС 60909-0:2007, 2007.
- [11] *Струми короткого замикання у трифазних системах змінного струму. Частина 4. Приклади обчислення сили струму короткого замикання*. ДСТУ ІЕС 60909-4:2008, 2008.
- [12] «Трансформатори силові масляні типу ТМ», Трансформатор сервис. <http://transf.com.ua/ua/russkij-produktsiya/russkij-transformatory-silovye->

| | | | | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|--------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 61 |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | БР 3.6.14.1.153 ПЗ | | | | |

maslyanye/transformatori-silovi-maslyani-tipu-tm/ (дата звернення 02, Травень 2023).

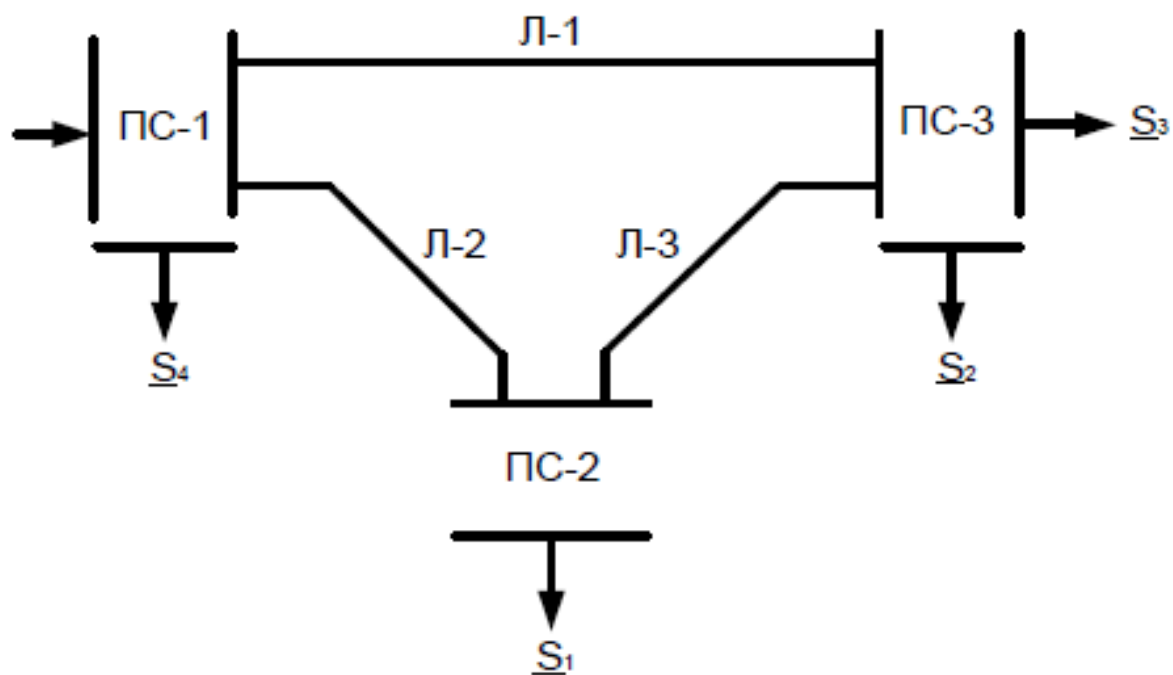
[13] В. П. Кідиба, *Релейний захист електроенергетичних систем*. Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013.

[14] М. В. Петровський, *Техніка високих напруг: конспект лекцій для студ. спец. 6.141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» усіх форм навчання*. Суми: СумДУ, 2019.

| | | | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|-------------------|------|
| | | | | | БР 3.6.141.153 ПЗ | Арк. |
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 62 |

Додаток А

Вихідна схема для розрахунку



| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|-------|------|----------|--------|------|
| | | | | |

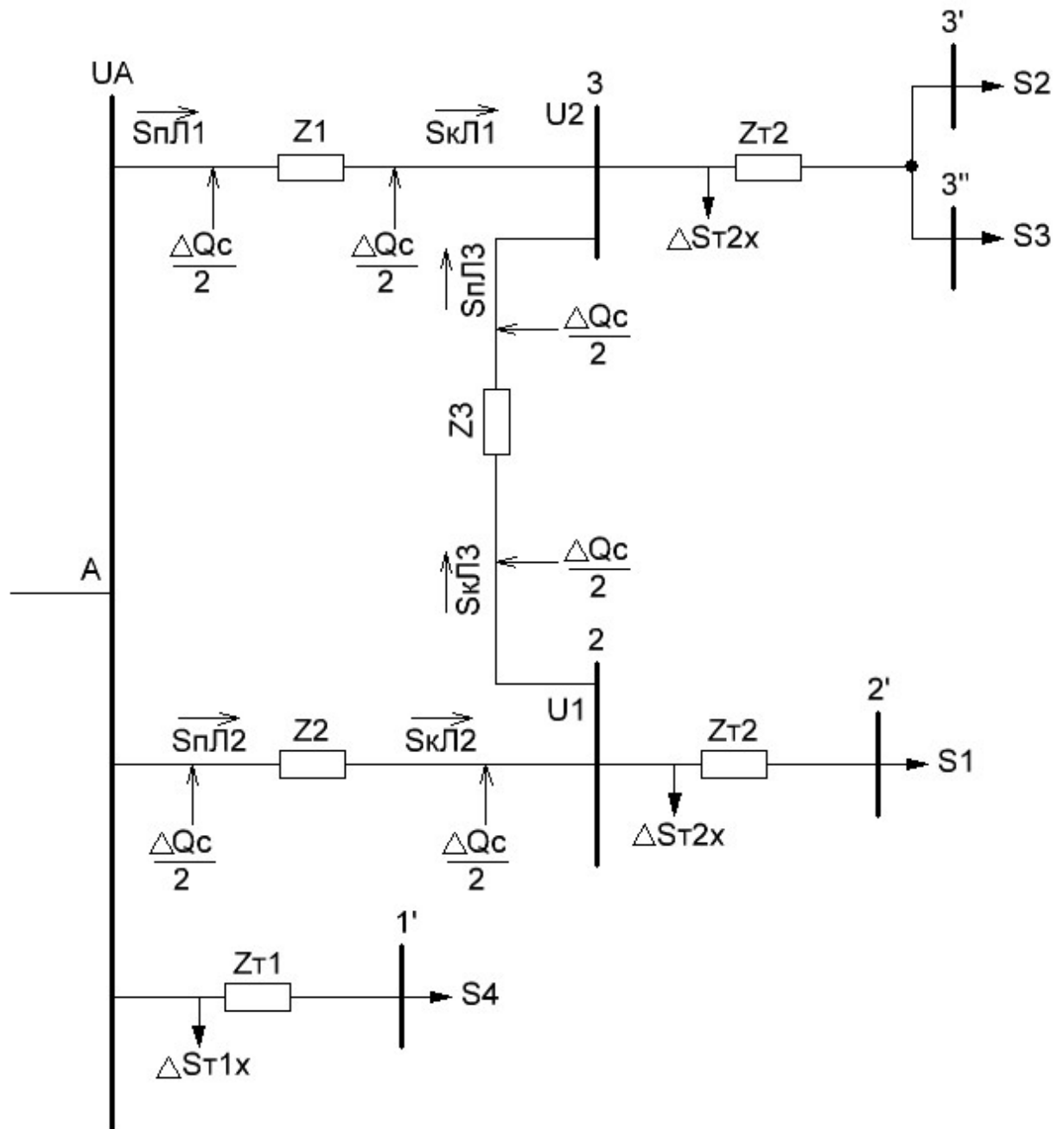
БР 3.6.14.1.153 ПЗ

Арк.

63

Додаток Б

Схема заміщення електричної мережі в нормальному режимі роботи



| | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|-------|------|----------|--------|------|

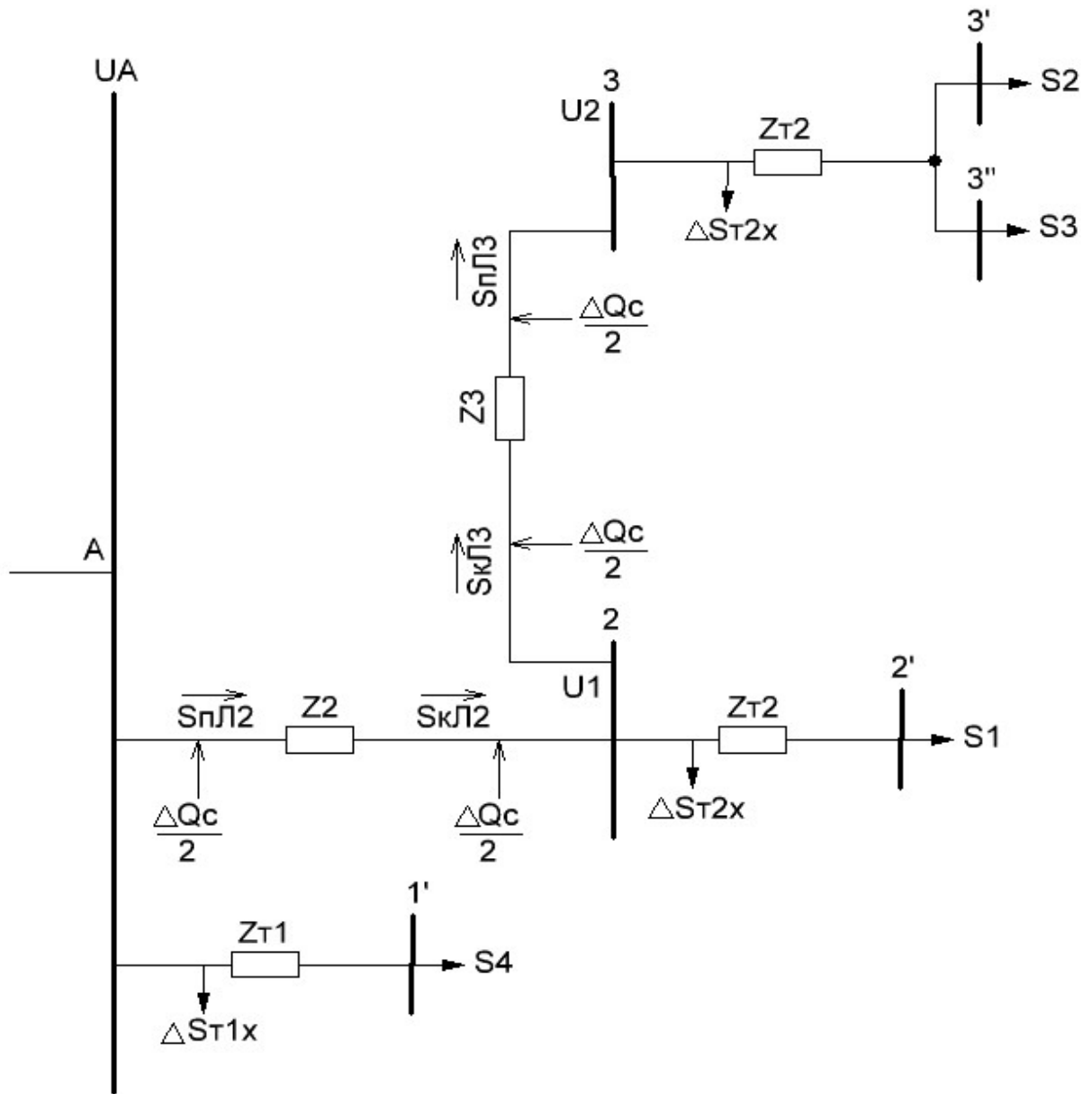
БР 3.6.14.1.153 ПЗ

Арк.

64

Додаток В

Схема заміщення електричної мережі в аварійному режимі роботи



| | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
| | | | | |

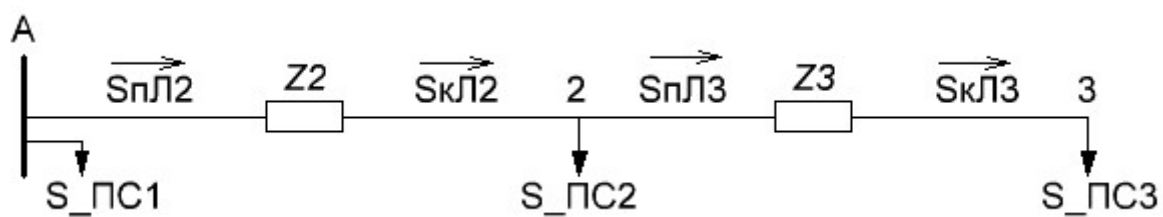
БР 3.6.14.1.153 ПЗ

Арк.

65

Додаток Г

Схема заміщення вихідної мережі



| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|-------|------|----------|--------|------|
| | | | | |

БР 3.6.14.1.153 ПЗ

Арк.

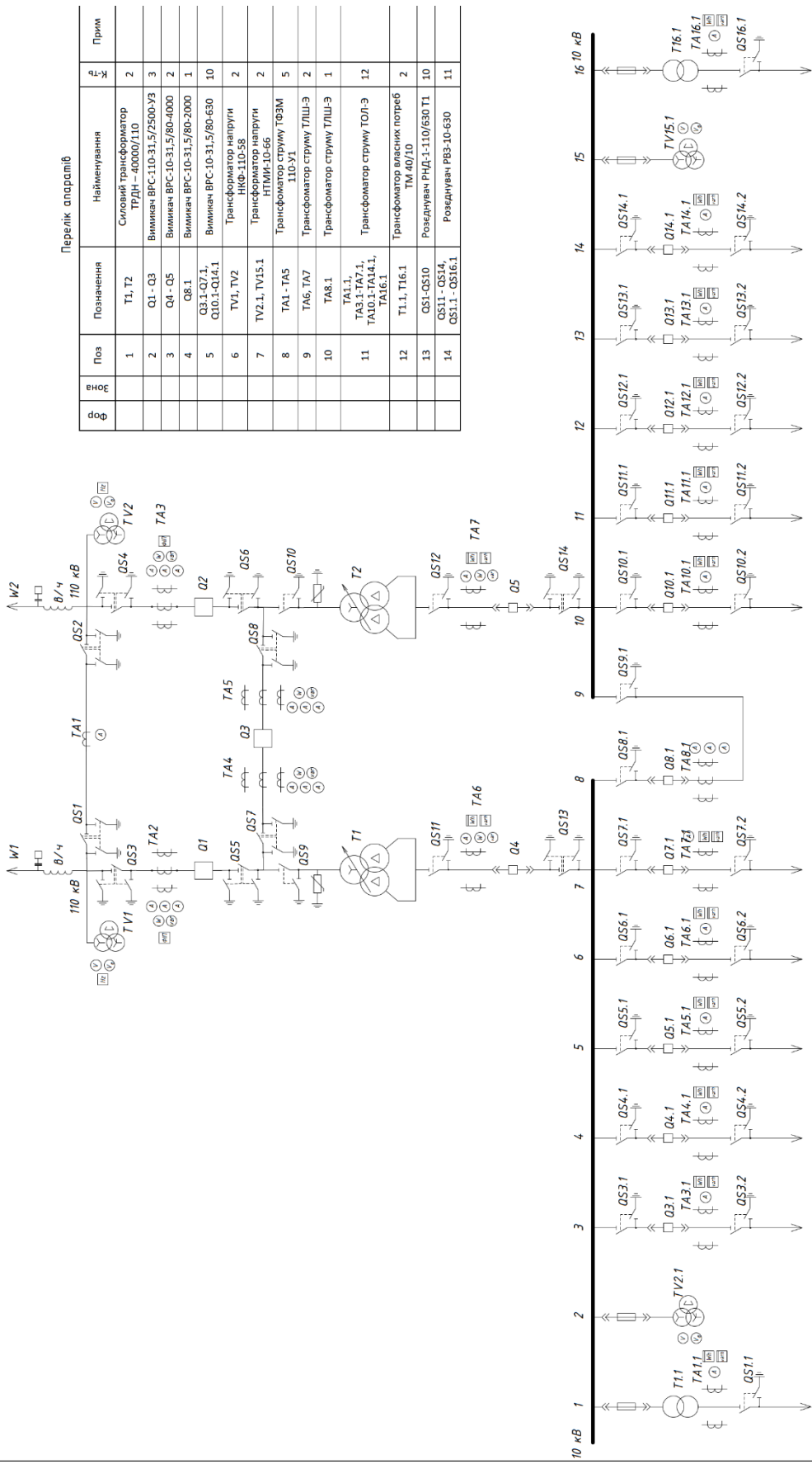
66

Додаток Д

Схема заміщення електричної частини підстанції

Перелік апаратів

| Поз | Позначення | Найменування | К | Ж | Прим |
|-----|--|--|----|---|------|
| 1 | T1, T2 | Силовий трансформатор ТРДН – 40000/110 | 2 | | |
| 2 | Q1 - Q3 | Вимикач ВРС-10-31,5/2500-У3 | 3 | | |
| 3 | Q4 - Q5 | Вимикач ВРС-10-31,5/80-4000 | 2 | | |
| 4 | Q8.1 | Вимикач ВРС-10-31,5/80-2000 | 1 | | |
| 5 | Q3.1, Q7.1, Q10.1-Q14.1 | Вимикач ВРС-10-31,5/80-630 | 10 | | |
| 6 | TV1, TV2 | Трансформатор напруги РКФ-110-58 | 2 | | |
| 7 | TV2.1, TV15.1 | Трансформатор напруги НТММ-10-66 | 2 | | |
| 8 | TA1 - TA5 | Трансформатор струму ТФЗМ 110-У1 | 5 | | |
| 9 | TA6, TA7 | Трансформатор струму ТЛШ-Э | 2 | | |
| 10 | TA8.1 | Трансформатор струму ТЛШ-Э | 1 | | |
| 11 | TA1.1, TA3.1, TA7.1, TA10.1-TA14.1, TA16.1 | Трансформатор струму ТОЛ-Э | 12 | | |
| 12 | T1.1, T16.1 | Трансформатор власних потреб ТМ 40/10 | 2 | | |
| 13 | QS1-QS10 | Роз'єднувач РНД-1-110/630 Т1 | 10 | | |
| 14 | QS11 - QS14, QS11.1 - QS16.1 | Роз'єднувач РВЗ-10-630 | 11 | | |



| | | | | |
|-------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|-------|------|----------|--------|------|

БР 3.6.141.153 ПЗ