

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя  
(повне найменування вищого навчального закладу)  
Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(назва факультету)  
Кафедра електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

# КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**бакалавр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Реконструкції ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання  
фотогальванічної електростанції**

Виконав(ла): студент(ка) 4 курсу, групи ЕТЗс-42  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

	<u>Баник Б.В.</u> (прізвище та ініціали)
Керівник	<u>Тарасенко М.Г.</u> (прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	<u>Мовчан Л.Т.</u> (прізвище та ініціали)
Завідувач кафедри	<u>Тарасенко М. Г.</u> (прізвище та ініціали)
Рецензент	<u></u> (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України  
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 р.

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр

(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

студенту Баніка Богдана Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Реконструкції ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання  
фотогальванічної електростанції

Керівник роботи Тарасенко Микола Григорович, д.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від «05» травня 2023 року №4/7-519

2. Термін подання студентом завершеної роботи червень 2023 року

3. Вихідні дані до роботи Головна електрична схема з'єднань ПС

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

1. Аналітичний розділ

2. Проектно-конструкторський розділ

3. Розрахунковий розділ

4. Безпека життєдіяльності та основи охорони праці

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

2. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

3. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

4. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

5. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

6. \_\_\_\_\_ 1л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності та основи охорони праці			
Нормоконтроль	Мовчан Л.Т., к.т.н., доцент кафедри ЕІ		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ 2023 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	15.03.2023	
2	Аналітичний розділ	28.03.2023	
3	Проектно-конструкторський розділ	31.04.2023	
4	Розрахунковий розділ	30.05.2023	
5	Безпека життєдіяльності та основи охорони праці	01.06.2023	
6	Загальні висновки	03.06.2023	
7	Оформлення пояснювальної записки	05.06.2023	
8	Оформлення графічної частини	06.06.2023	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Баник Б.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Тарасенко М.Г.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота бакалавра. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТзс–42. - Т. : ТНТУ, 2023.

Стор. 59; рис. 13; табл. 10; креслень 6; джерел 27; додатків 0.

Робота бакалавра виконана згідно завдання на тему: «Реконструкції ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання фотогальванічної електростанції».

Метою кваліфікаційної роботи є реконструкції ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання фотогальванічної електростанції.

Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків", що включає встановлення трансформаторів напруги 35 кВ типу VTO 38 35000:100/ $\sqrt{3}$ :100/3; встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A; встановлення роз'єднувача 35 кВ в коло трансформатора напруги типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ. Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів" шляхом встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A. Для приєднання ФЕС передбачено заміна існуючої опори ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець" на нову анкерно-кутову опору типу У35-1 з можливістю приєднання відгалуження 35 кВ ФЕС. Передбачається організація обліку електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів". Показана послідовність монтажу обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів". Проведено розрахунок тривалості реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів". Проведено розрахунок надійності. Проведено перевірку чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

Ключові слова: ПІДСТАНЦІЯ, ФОТОГАЛЬВАНІЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНИХ З'ЄДНАНЬ.

## ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Коротка характеристика об'єктів та їх склад.....	8
1.1.1 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків".....	8
1.1.2 Реконструкція ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	10
1.2 Основні технічні показники об'єкту.....	12
1.3 Фізико-географічні та кліматична характеристики району.....	12
1.4 Постановка задач .....	13
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ .....	14
2.1 Розрахунок класу наслідків.....	14
2.1.1. Розрахунок класу наслідків для ПС 35/10 кВ "Шпиків".....	14
2.1.2 Розрахунок класу наслідків для ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	17
2.2 Реконструкція.....	19
2.2.1 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків".....	20
2.2.2. Реконструкція ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	29
2.2.3 Реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".....	34
2.3 Висновки до Розділу 2.....	34
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....	35
3.1 Облік електроенергії.....	35
3.1.1 Облік електричної енергії на ПС 35/10 "Шпиків".....	35
3.1.2 Облік електричної енергії на ПС 110/35/10 "Немирів".....	37
3.2 Порядок виконання основних робіт на підстанції.....	37
3.2.1 Монтаж обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків".....	38
3.2.2 Монтаж обладнання на етапі реконструкції ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	39

3.3	Тривалість реконструкції.....	39
3.3.1.	Визначення терміну реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків".	40
3.3.2	Визначення терміну реконструкції ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	40
3.4	Розрахунок надійності.....	41
3.4.1	Вихідні умови.....	41
3.4.2	Розрахунок надійності.....	44
3.5.	Перевірка чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 35/10 кВ "Шпиків".....	46
3.6.	Перевірка чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 110/35/10 кВ "Немирів".....	47
3.7	Висновки до Розділу 3.....	48
4	БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ ...	50
4.1	Протипожежні заходи та протипожежний захист.....	50
4.2	Охорона праці.....	51
4.3	Інженерно-технічні заходи цивільної оборони (цивільного захисту).....	51
4.4	Забезпечення безпеки та надійності .....	51
4.5	Декларація та ідентифікація безпеки об'єктів підвищеної небезпеки .....	52
4.6	Заходи з охорони праці, техніка безпеки.....	53
4.7	Вимоги безпеки.....	53
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	55
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	57

## ВСТУП

**Актуальність теми.** На даний час основна частина трансформаторних підстанцій України були встановлені ще до 1990 року. Наслідком цього є те, що дані старі трансформаторні підстанції не є розрахованими на поточне навантаження, що кожного року зростає; обладнання ТП фізично та морально застаріло; не враховані альтернативні джерела генерації електричної енергії; не забезпечується необхідна стійкість енергетичної системи.

Для того, щоб в подальшому уникнути певних аварійних ситуацій, а саме витoku масла із силових трансформаторів, перегріву електротехнічного обладнання, відмов даного обладнання та його хибної роботи – його потрібно модернізувати.

Якісно виконана реконструкція дає змогу: підвищити надійність роботи електричного обладнання; збільшити потужність трансформаторних підстанцій; зменшити витрати на ремонт та експлуатацію електричного обладнання; забезпечити безперебійне електропостачання електричної енергії; підвищити точність обліку електроенергії.

Тому, реконструкція ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання фотогальванічної електростанції є актуальною задачею.

**Метою кваліфікаційної роботи** є реконструкції ПС 35/10 кВ та ПС 110/35/10 кВ для приєднання фотогальванічної електростанції.

### **Завдання:**

1. Запропонувати реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків";
2. Запропонувати реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
3. Запропонувати реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець";
4. Передбачити облік електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
5. Показати послідовність монтажу обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";

6. Провести розрахунок тривалості реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
7. Провести розрахунок надійності;
8. Провести перевірку чутливості трансформатора струму на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Коротка характеристика об'єктів та їх склад

У зв'язку з приєднанням фотогальванічної електростанції ТОВ "САНВІН-4, розроблені наступні рішення:

- Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків".
- Реконструкція ПС 110/35/10 "Немирів".

#### • 1.1.1 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків"

На даний час, ВРП-35кВ виконано по типовій схемі 35-2 [25, 26] до якого підключено дві ЛЕП-35 кВ: "Шпиків-Сокілець" та "Шпиків-Рахни".

РП-10 кВ виконано по схемі 10-8 "одна секціонована система шин" [25, 26], до якої підключено сім ЛЕП-10 кВ: Ф-1, Ф-3, Ф-5, Ф-5, Ф-10, Ф-11, Ф-12.

Схему живлення власних потреб представлено двома трансформаторами власних потреб, який по напрузі 10 кВ підключено до ввідних комірок існуючого КРУН-10 кВ [27].

Відповідно розроблено наступні рішення:

- Заміна існуючих трансформаторів струму 35 кВ на нові з класом точності 0,5S;
- установка трансформаторів напруги 35 кВ з класом точності 0,5;
- установка роз'єднувача 35 кВ.

На рисунку 1.1 показано головну схему електричних з'єднань ПС 35/10кВ "Шпиків".

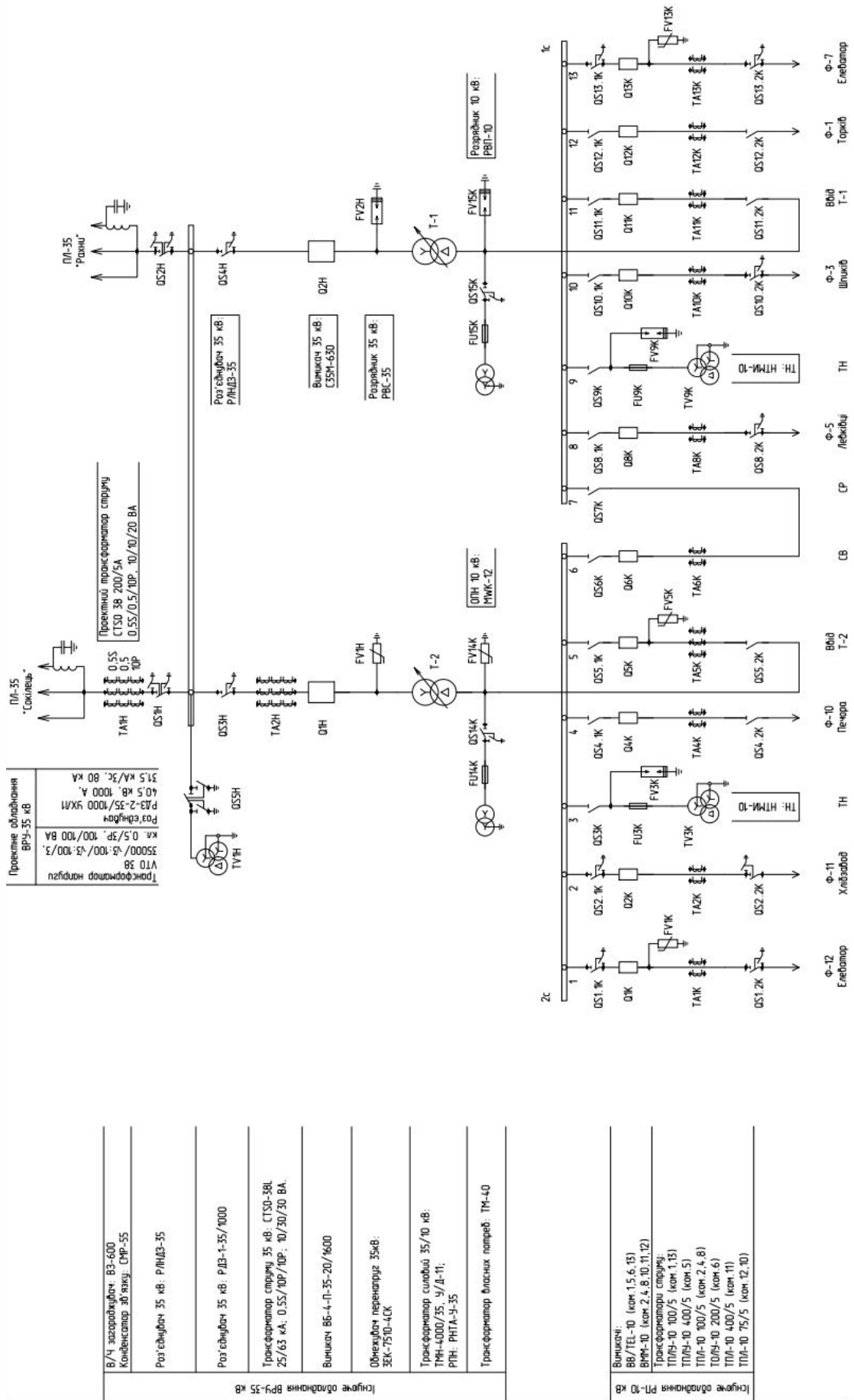


Рисунок 1.1 - Головна схема електричних з'єднань ПС 35/10кВ "Шпиків".

### **1.1.2. Реконструкція ПС 110/35/10 кВ "Немирів".**

ВРП-110 кВ виконано по нетиповій схемі "Місток з відділювачами та короткозамикачами в колах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку ліній електропередавання" [25, 26], до якого підключено дві ЛЕП-110 кВ: "Немирів-Тутьчин" та "Немирів-Вінниця".

ВРП-35 кВ виконано по типовій схемі 35-5 [25, 26], до якого підключено чотири ЛЕП-35 кВ: "Немирів-Сокілець" та "Немирів-Ковалівка", "Немирів-Потоки", "Немирів-Чуків".

ЗРП-10 кВ виконано по схемі 10-8 [25, 26] "одна секціонована система шин", до якої підключено дванадцять ЛЕП-10 кВ: Ф-1 "Озеро", Ф-2 "Немирів", Ф-3 "Немирів", Ф-4 "Муховці", Ф-5 "Медвеже", Ф-7 "Каб. діл", Ф-8 "Спиртовий завод", Ф-9 "Немирів", Ф-10 "Залізниця", Ф-11 "Радіорел.", Ф-12 "Аквапл.", Ф-13 "Л.Г завод".

На рисунку 1.2 показано головну схему електричних з'єднань ПС 110/35/10 кВ «Немирів».

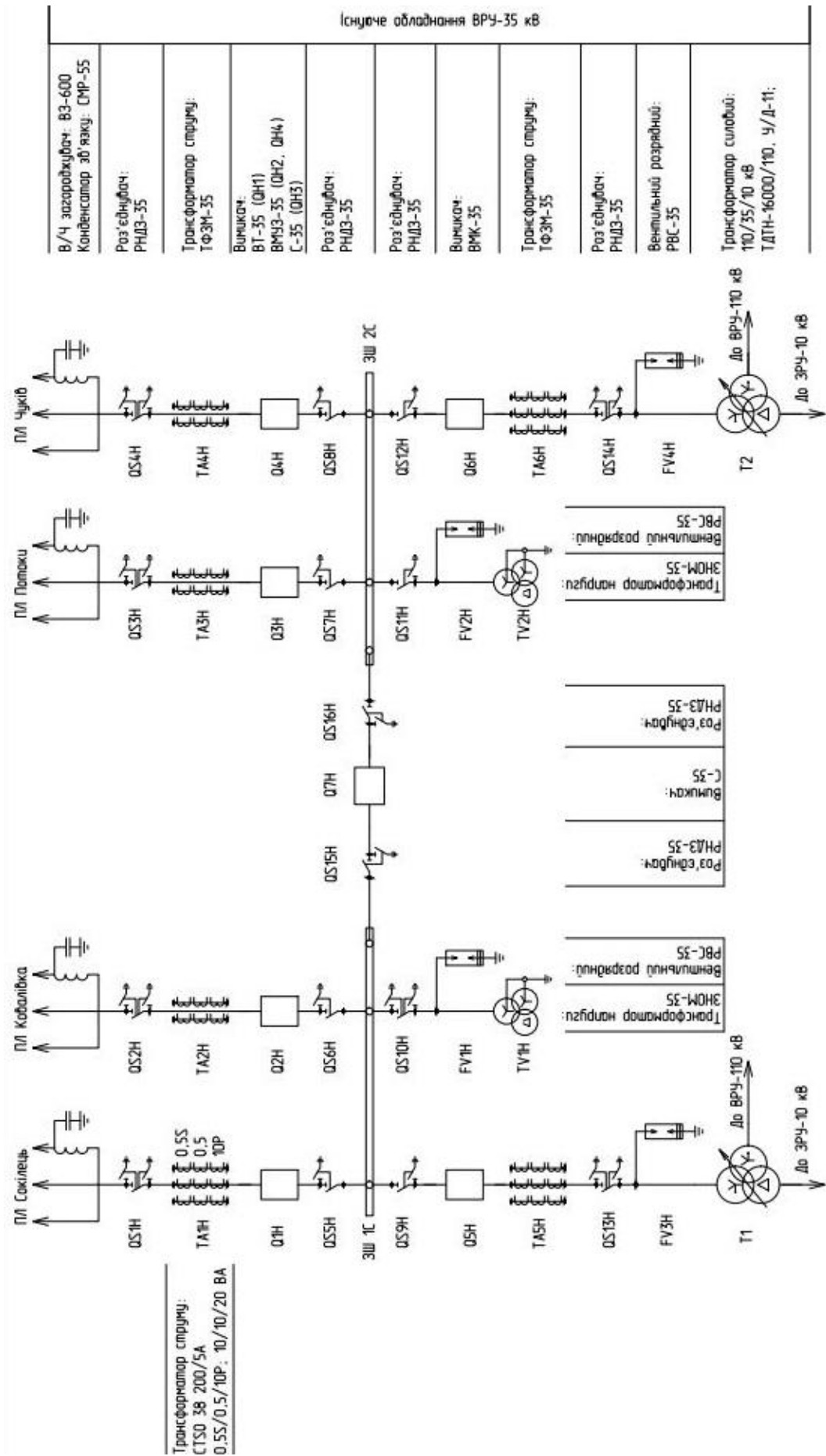


Рисунок 1.2 - Головна схема електричних з'єднань ПС 110/35/10кВ «Немирів».

## 1.2 Основні технічні показники об'єкту

Найменування об'єктів:

- ПС 35/10 кВ "Шпиків";
- ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

Потужність об'єкту (номінальна), що приєднується до шин ПС - 9 500 кВт

Сумарна номінальна потужність трансформаторів 35/10 кВ:

- ПС 35/10 кВ "Шпиків" – 2х4МВА;
- ПС 110/35/10кВ "Немирів" – 2х16МВА

## 1.3 Фізико-географічні та кліматична характеристики району

Земельна ділянка, на якій заплановано виконання реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" розташована на території смт. Шпиків.

Земельна ділянка, на якій заплановано виконання реконструкції ПС 110/35/10 кВ "Немирів" розташована на території м. Немирів.

Середньорічна роза вітрів по метеостанції Вінниця, біля смт. Шпиків та м. Немирів наступна:

- Пн – 3% (північний);
- ПнС – 3% (північно-східний); С – 2% (східний);
- ПдС – 2% (південно-східний); Пд – 2% (південний);
- ПдЗ – 3% (південно-західний); З – 3% (західний);
- ПнЗ – 5% (північно-західний).

#### 1.4 Постановка задач

1. Запропонувати реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків";
2. Запропонувати реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
3. Запропонувати реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець";
4. Передбачити облік електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
5. Показати послідовність монтажу обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
6. Провести розрахунок тривалості реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів";
7. Провести розрахунок надійності;
8. Провести перевірку чутливості трансформатора струму на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

## 2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Розрахунок класу наслідків

Клас наслідків об'єкту будівництва визначено згідно:

- ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2] з урахуванням Зміни №1 від 12.05.2014 р.;
- ДБН А 2.2-3-2014 [3];
- ДБН В.1.2-14-2009 [4]
- [5] - Затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 28.08.2013 р. № 808;
- Закон України "Про електроенергетику" [6];

#### 2.1.1. Розрахунок класу наслідків для ПС 35/10 кВ "Шпиків"

1. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, що перебувають на підстанції:

Персонал для проектного обладнання – 0 чел. Відносимо до першого класу наслідків СС1.

2. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які періодично перебувають на об'єкті :

Обслуговування (ремонт) даного обладнання виконує бригада в складі 4-х осіб, приймається 4 особи.

Відносимо до I класу наслідків СС1.

3. Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають поза об'єктом :

Передбачається установка роз'єднувача 35 кВ, установка трансформаторів струму та напруги 35 кВ на ПС 35/10 кВ "Шпиків".

В якості досліджуваної аварії прийнято вихід з ладу проектного трансформатора напруги 35 кВ. Зазначене пошкодження проектного обладнання буде призводити до знеструмлення споживачів ПС.

В разі виникнення аварії, небезпека для життєдіяльності людей внаслідок виходу з ладу проектного обладнання відсутня.

Відносимо до I класу наслідків СС1.

4. Обсяг можливого економічного збитку:

Обсяг можливого економічного збитку [2, 7, 8].

Об'єкт будівництва відноситься до об'єктів енергетики, на якому можуть виникнути надзвичайні ситуації (НС) об'єктового рівня.

4.1 Розрахунок збитків від втрати життя та здоров'я населення

$$N_p = S_{B_{Tpp}} + S_{ВДП} + S_{ВТГ},$$

а) втрати від вибуття трудових ресурсів з виробництва:

$$S_{B_{Tpp}} = M_L \cdot N + M_T \cdot N + M_i \cdot N + M_3 \cdot N,$$

$$S_{B_{Tpp}} = 0,28 \cdot 0 + 6,5 \cdot 0 + 37 \cdot 1 + 47 \cdot 1 = 84 \text{ (тис. грн.)}.$$

б) витрати на виплату допомоги на поховання:

$$S_{ВДП} = M_{ДП} \cdot N_3,$$

$$S_{ВДП} = 2,2 \cdot 0 = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

в) витрати на виплату пенсій у разі втрати годувальника:

$$S_{ВТГ} = 12 \cdot M_{ВТГ} \cdot (18 - ВД),$$

$$S_{ВТГ} = 12 \cdot 0,964 \cdot (18 - 0) = 208,224 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таким чином, сумарні збитки від втрати життя та здоров'я населення:

$$N_p = 84 + 0 + 208,224 = 292,3 \text{ (тис. грн.)}.$$

4.2 Розрахунок збитків від руйнування та пошкодження основних фондів,

знищення майна та продукції.

У межах охоронної зони об'єкту можливе руйнування тільки основних фондів та готової продукції (електроенергія, яка відпускається з підстанції):

$$M_p = \Phi_B + \Phi_T + P_p + P_{p_c} + C_H + M_{ДГ},$$

Збитки від руйнування основних фондів визначаємо за наступним виразом:

В якості можливих збитків приймаємо збитки від пошкодження проектного трансформатора напруги 35 кВ:



$$M_p = \Phi_B = c \cdot P_{\text{ел.мод.}} \cdot 0,5,$$

$P_{\text{ел.мод.}}$  – вартість трансформатора напруги 35 кВ становить 60 тис. грн.;

$$\Phi_B = 1,0 \cdot 60 \cdot 0,5 = 30 \text{ (тис. грн)}$$

Збитки внаслідок недовідпуску електроенергії.

Термін виготовлення аналогічного трансформатора напруги 35 кВ становить – 1 місяць.

Недовідпуск електричної енергії протягом найбільшого продуктивного місяця року (липень) складатиме 1791 тис кВт·г.

Збитки внаслідок недовідпуску електроенергії визначаємо відповідно до рекомендацій [7] за наступним виразом:

$$P_p = C \cdot W_{\text{нд}},$$

де  $C$  – собівартість електроенергії, значення якої 5,66 грн.

Складатиме 10137 тис. грн.

Сумарний економічний збиток внаслідок надзвичайної ситуації буде складати:

$$N_p + M_p + M_{\text{п}} = 10137 + 30 + 0 = 10167 \text{ (тис. грн.)}$$

Кількість мінімальних розмірів заробітних плат дорівнює – 3175,1 м.р.з.п. Мінімальний розмір заробітної плати прийнято на рівні 3,2 тис. грн. Виходячи з отриманих результатів, даний об'єкт можна віднести до першого класу наслідків СС1.

5. Втрата об'єктів культурної спадщини :

ПС 35/10 кВ "Шпиків" відносимо до І класу наслідків СС1.

6. Припинення функціонування комунікацій транспорту, зв'язку, енергетики, інших інженерних мереж :

Відповідно додатку Г зміни №1 до ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2] ПС 35/10 кВ відносяться до об'єктів інженерних мережі місцевого рівня. Таким чином, відповідно до Додатку А ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2] об'єкти будівництва відносяться до другого класу наслідків СС2.

Таким чином, проектними розрахунками прийнято для даного об'єкта будівництва другий клас наслідків (СС2).

### **2.1.2 Розрахунок класу наслідків для ПС 110/35/10 кВ "Немирів".**

1. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які постійно перебувають на об'єкті :

Обслуговуючий персонал – 2 чол. Відносимо до I класу наслідків СС1.

2. Можлива небезпека для здоров'я і життя людей, які періодично перебувають на об'єкті :

Обслуговування (ремонт) даного обладнання виконує бригада в складі 4-х осіб, приймається 4 особи.

Відносимо до I класу наслідків СС1.

3. Можлива небезпека для життєдіяльності людей, які перебувають поза об'єктом :

Передбачається заміна трансформаторів струму 35 кВ на ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

В якості досліджуваної аварії прийнято вихід з ладу проектного трансформатора струму 35 кВ. Зазначене пошкодження проектного обладнання буде призводити до знеструмлення споживачів ПС.

В разі виникнення аварії, небезпека для життєдіяльності людей внаслідок виходу з ладу проектного обладнання відсутня.

Відносимо до I класу наслідків СС1.

4. Обсяг можливого економічного збитку :

Обсяг можливого економічного збитку визначено відповідно до :

- Методики оцінки [7];
- Порядку класифікації надзвичайних ситуацій за їх рівнями [8];
- п.4.10 ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2].

Проектований об'єкт будівництва відноситься до об'єктів енергетики, на якому можуть виникнути надзвичайні ситуації (НС) об'єктового рівня.

4.1 Розрахунок збитків від втрати життя та здоров'я населення .

$$H_p = S_{B_{Tpp}} + S_{B_{ДП}} + S_{B_{TГ}},$$

а) втрати від вибуття трудових ресурсів з виробництва :

$$S_{B_{Tpp}} = M_{Л} \cdot N + M_{Т} \cdot N + M_{І} \cdot N + M_{З} \cdot N,$$

$$S_{B_{Tpp}} = 0,28 \cdot 0 + 6,5 \cdot 0 + 37 \cdot 1 + 47 \cdot 1 = 84 \text{ (тис. грн.)}.$$

б) витрати на виплату допомоги на поховання :

$$S_{B_{ДП}} = M_{ДП} \cdot N_3,$$

$$S_{B_{ДП}} = 2,2 \cdot 0 = 0 \text{ (тис. грн.)}.$$

в) витрати на виплату пенсій у разі втрати годувальника :

$$S_{B_{TГ}} = 12 \cdot M_{B_{TГ}} \cdot (18 - B_{Д}),$$

де 12 – кількість місяців у році;

$$S_{B_{TГ}} = 12 \cdot 0,964 \cdot (18 - 0) = 208,224 \text{ (тис. грн.)}.$$

Таким чином:

$$H_p = 84 + 0 + 208,224 = 292,3 \text{ (тис. грн.)}.$$

4.2 Розрахунок збитків від руйнування та пошкодження основних фондів, знищення майна та продукції .

У межах охоронної зони об'єкту можливе руйнування тільки основних фондів та готової продукції (електроенергія, яка відпускається з підстанції):

$$M_p = \Phi_B + \Phi_T + P_p + P_{p_c} + C_H + M_{дг},$$

Збитки від руйнування основних фондів визначаємо за наступним виразом:

В якості можливих збитків приймаємо збитки від пошкодження проектного трансформатора струму 35 кВ:

$$M_p = \Phi_B = c \cdot P_{ел.мод.} \cdot 0,5,$$

$P_{ел.мод.}$  – вартість трансформатора струму 35 кВ становить 60 тис. грн.;

$$\Phi_B = 1,0 \cdot 53 \cdot 0,5 = 30 \text{ (тис. грн)}$$

Збитки внаслідок недовідпуску електроенергії.

Термін виготовлення аналогічного трансформатора струму 35 кВ становить – 1 місяць.

Недовідпуск електричної енергії протягом найбільшого продуктивного місяця року (липень) складатиме 1791 тис кВт·г.

Збитки внаслідок недовідпуску електроенергії визначаємо відповідно до рекомендацій [7] за наступним виразом:

$$P_p = C \cdot W_{нд},$$

де  $C$  – собівартість електроенергії, значення якої 5,66 грн.

Складатиме 10137 тис. грн.

Сумарний економічний збиток внаслідок надзвичайної ситуації буде складати:

$$N_p + M_p + M_{\Pi} = 10137 + 30 + 0 = 10167 \text{ (тис. грн.)}$$

Кількість мінімальних розмірів заробітних плат дорівнює – 3176,1 м.р.з.п. Мінімальний розмір заробітної плати прийнято на рівні 3,2 тис. грн. Виходячи з отриманих результатів, даний об'єкт можна віднести до другого класу наслідків СС2.

5. Втрата об'єктів культурної спадщини :

ПС 110/35/10 кВ "Немирів" відносимо до І класу наслідків СС1.

6. Припинення функціонування комунікацій транспорту, зв'язку, енергетики, інших інженерних мереж :

Відповідно додатку Г зміни №1 до ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2] ПС 35/10 кВ відносяться до об'єктів інженерних мережі місцевого рівня. Таким чином, відповідно до Додатку А ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 [2] об'єкти будівництва відносяться до другого класу наслідків СС2.

Таким чином, проектними розрахунками прийнято для даного об'єкта будівництва другий клас наслідків (СС2).

## 2.2. Реконструкція.

Для забезпечення можливості підключення електроустановок електростанції, яка виробляє електроенергію з сонячного випромінювання потужністю 9500 кВт передбачається реалізація електротехнічних рішень з

реконструкції мереж, а саме реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

### 2.2.1 Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків".

Передбачено реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків" у складі:

- Встановлення трансформаторів напруги 35 кВ типу VTO 38 35000:100/ $\sqrt{3}$ :100/3, (клас точності 0,5/3; 200/800 ВА);
- встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CT50 38 200/5А (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА);
- встановлення роз'єднувача 35 кВ в коло трансформатора напруги типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ.

На рисунку 1.1 показано однолінійну схему ПС 35/10 кВ "Шпиків".

План демонтажу існуючого обладнання показано на рисунку 2.1.

План та розрізи ПС 35/10 кВ "Шпиків" показано на рисунку 2.2-2.6.

Заземлення проектного обладнання виконується шляхом приєднання його до існуючого контуру заземлення ПС.

Прокладання вторинних та силових кабелів низької напруги організовано по існуючим та проектним кабельним каналам ВРП-35 кВ.

Таблиця 2.1 – Експлікація будівель та споруд.

Номер по плану	Найменування будівель і споруд
1	Маслоприймач трансформатора 35/10 кВ ТМН-4000 (Т-2)
2	ВРП-35 кВ
3	КРУН-10 кВ

РЛНДЗ-35 кВ – роз'єднувач 35 кВ.

УСО – стійка залізобетонна.

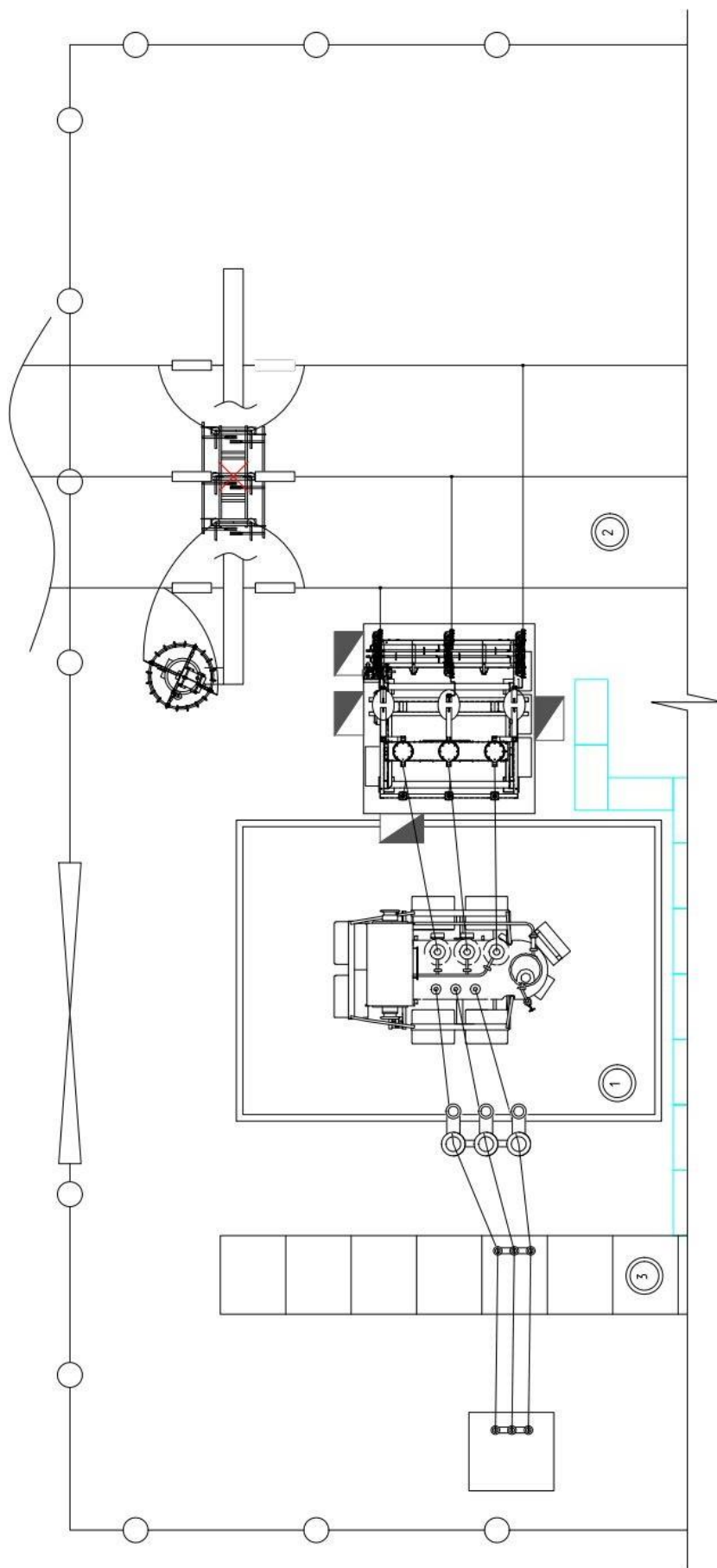


Рисунок 2.1 – План демонтажу.

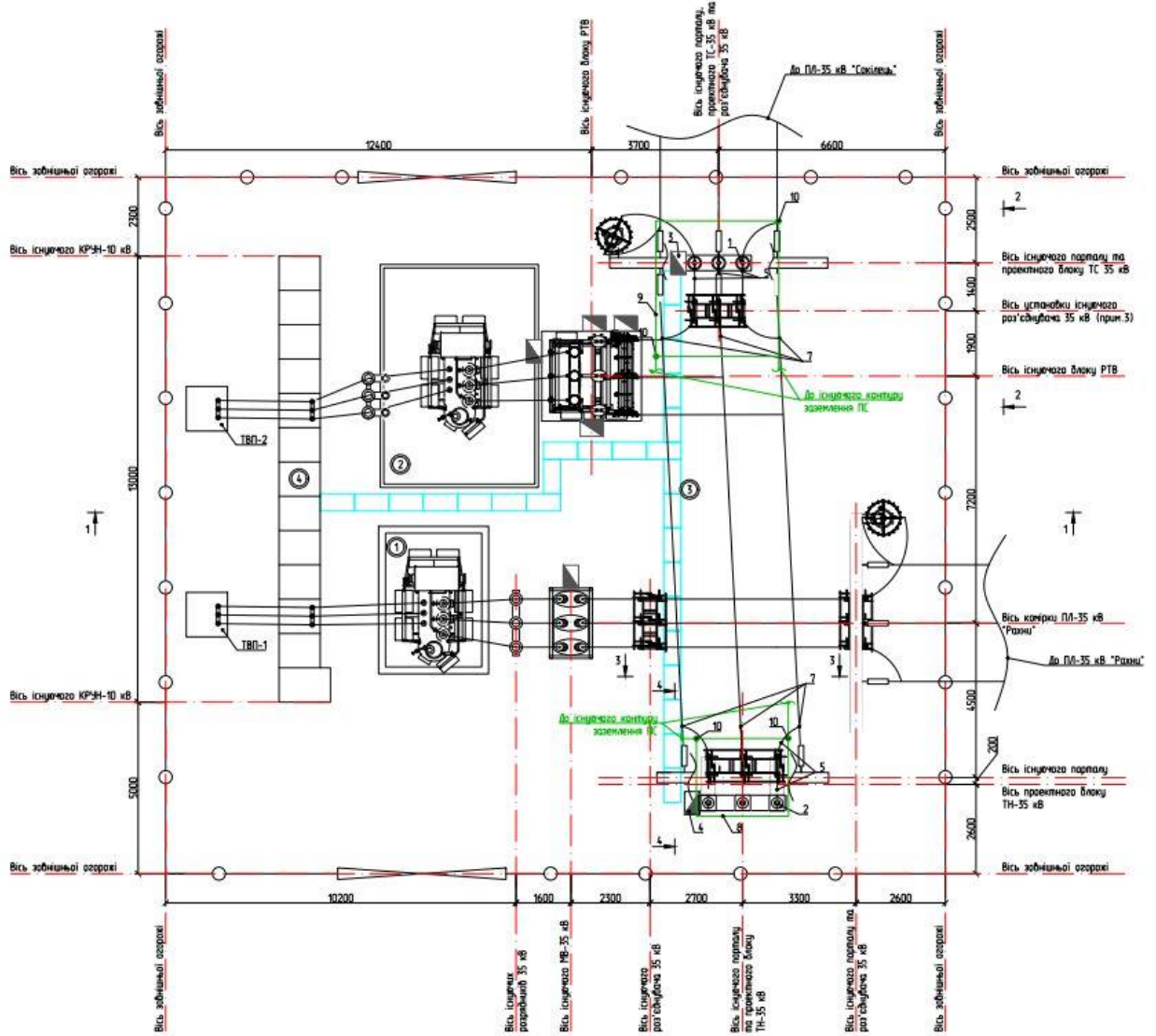








Рисунок 2.2 – План ПС 35/10 кВ «Шпиків».

В таблиці 2.2 показано умовні позначення.

Таблиця 2.2 – Умовні позначення.

	Вісі електротехнічного обладнання та будівель
	Зовнішня огорожа
	Ворота
	Ящик зовнішньої установки
	З/б кабельно-лоточна каналізація
	Полоса заземлення 40x4 мм <sup>2</sup>

В таблиці 2.3 подана експлікація будівель та споруд.

Таблиця 2.3 – Експлікація будівель та споруд.

Номер по плану	Найменування будівель і споруд
1	Маслоприймач трансформатора 35/10 кВ ТМН-4000 (Т-1)
2	Маслоприймач трансформатора 35/10 кВ ТМН-4000 (Т-2)
3	ВРП-35 кВ
4	КРУН-10 кВ

Таблиця 2.4

Поз.	Позначення	Найменування	Кіл.	Маса од., кг	Примітка
1	СТS0 38 200/5А	Установка трансформаторів струму 35 кВ	3		
2		Установка блоку трансформаторів напруги та роз'єднувача 35 кВ у складі:	1		
		Трансформатор напруги типу ВТ0 38 - 3 шт.			
		Роз'єднувач типу РДЗ-2-35/1000-УХЛ1 – 1 шт.			
3	ЯЗ0-ТС	Ящик зовнішньої установки	1		
4	ЯЗ-ТН	Ящик зовнішньої установки	1		
5	АС-95/16	Провід сталевалюмінієвий	57		В метрах
6	А2А-95	Зажим апаратний	13		
7	Р0А-95	Зажим відвітлювальний	8		
8	А1А-95	Зажим апаратний	9		
Заземлення					
9	ГОСТ 103-76	Смуга заземлення 40х4 мм.	48	0,94	В метрах
10	ГОСТ 8509-93	Стрижень заземлення сталевий ф16 мм довжиною 3 м.	4	8,94	



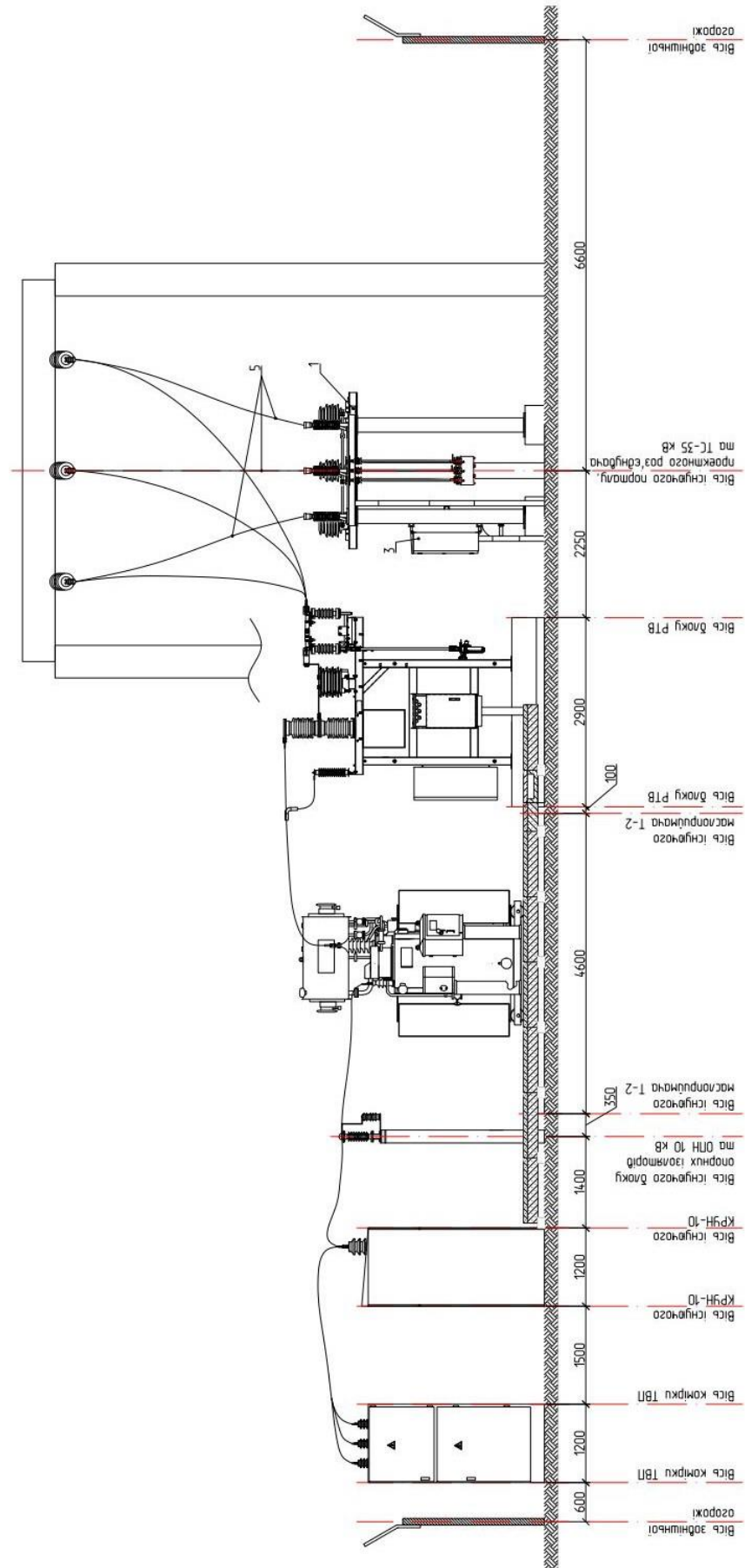


Рисунок 2.3 – ПС 35/10 кВ «Шпиків». Розріз 1-1.

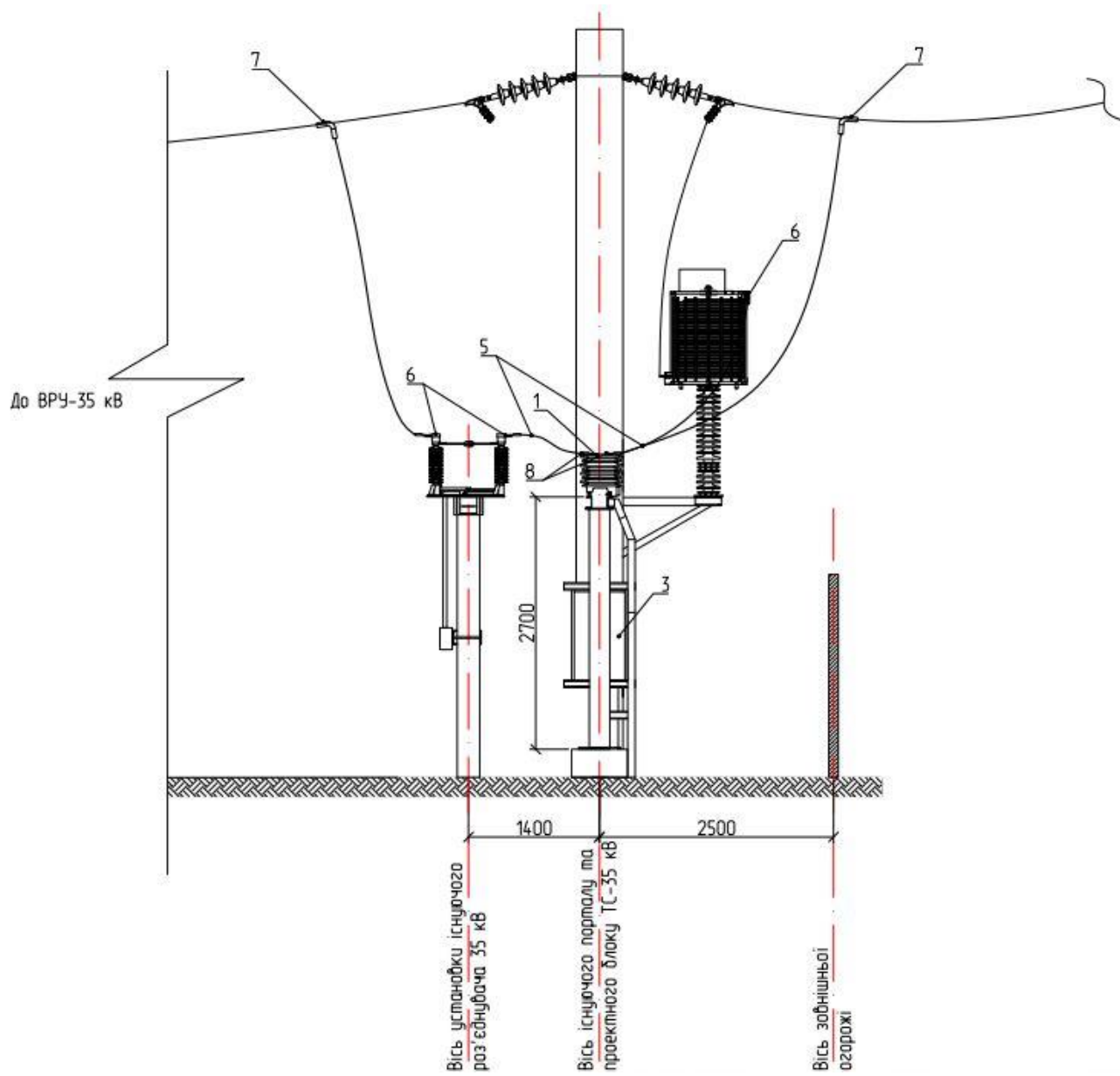


Рисунок 2.4 - ПС 35/10 кВ «Шпиків». Розріз -2.2.

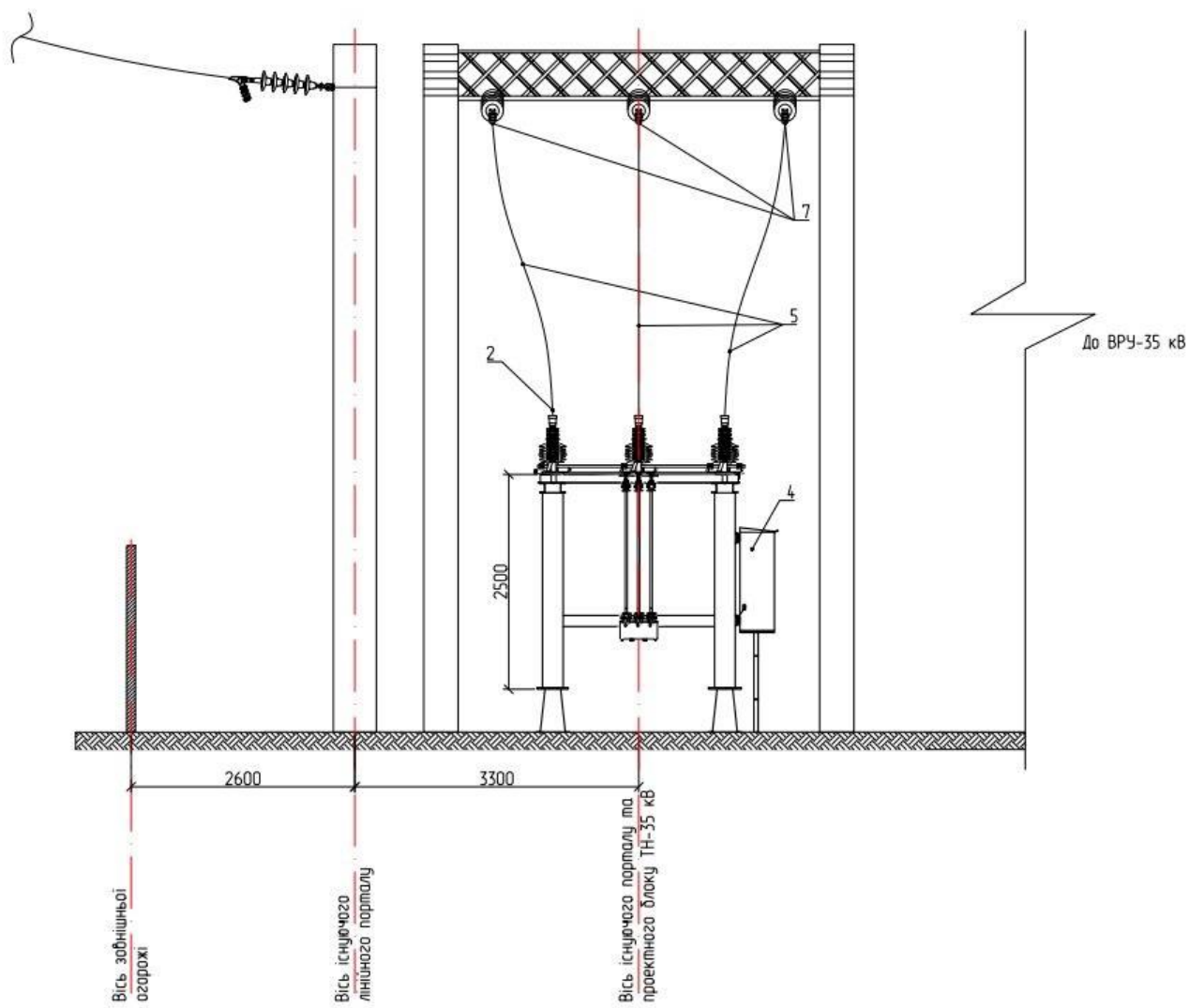


Рисунок 2.5 - ПС 35/10 кВ «Шпиків». Розріз -3.3.

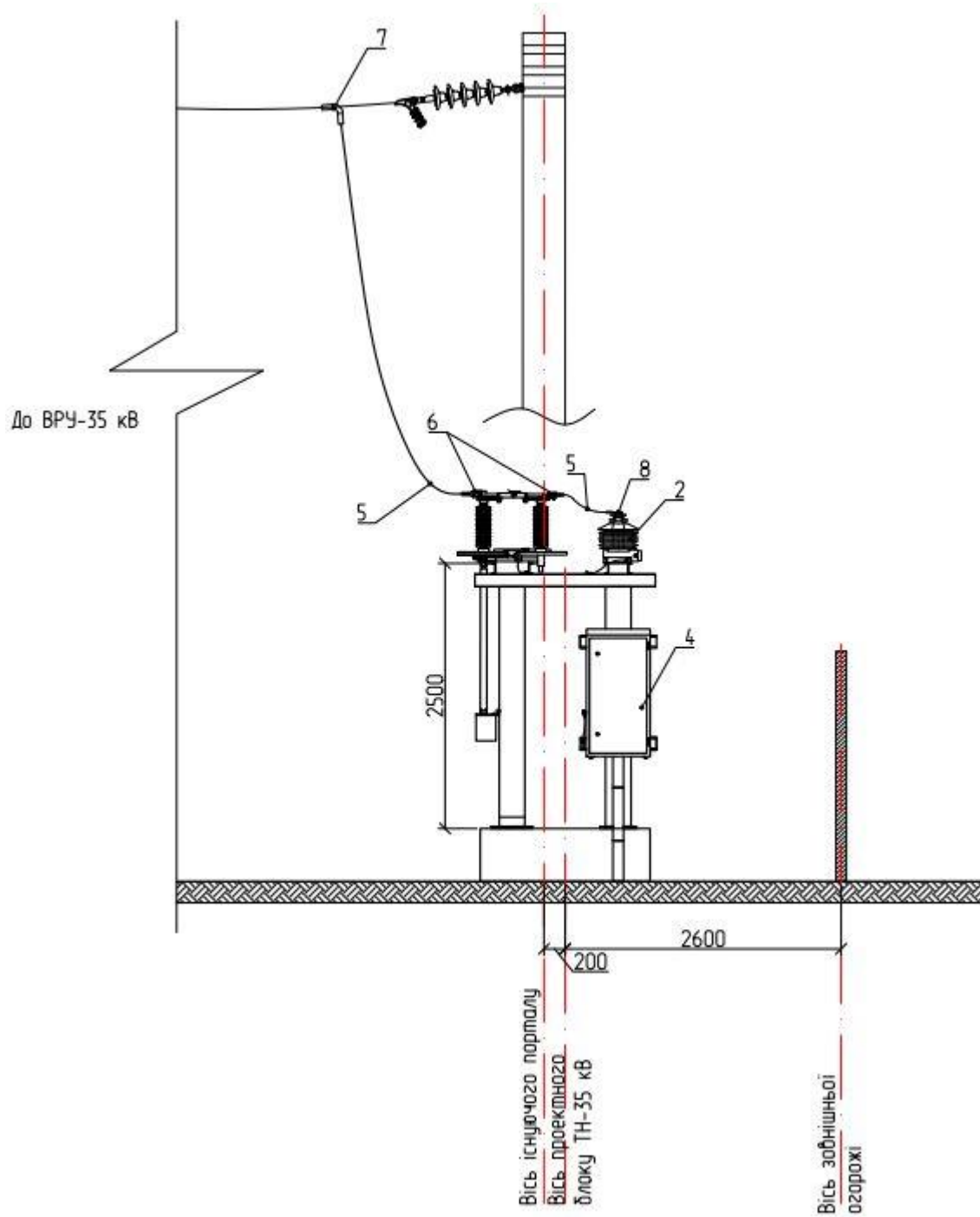


Рисунок 2.5 - ПС 35/10 кВ «Шпиків». Розріз -3.3.

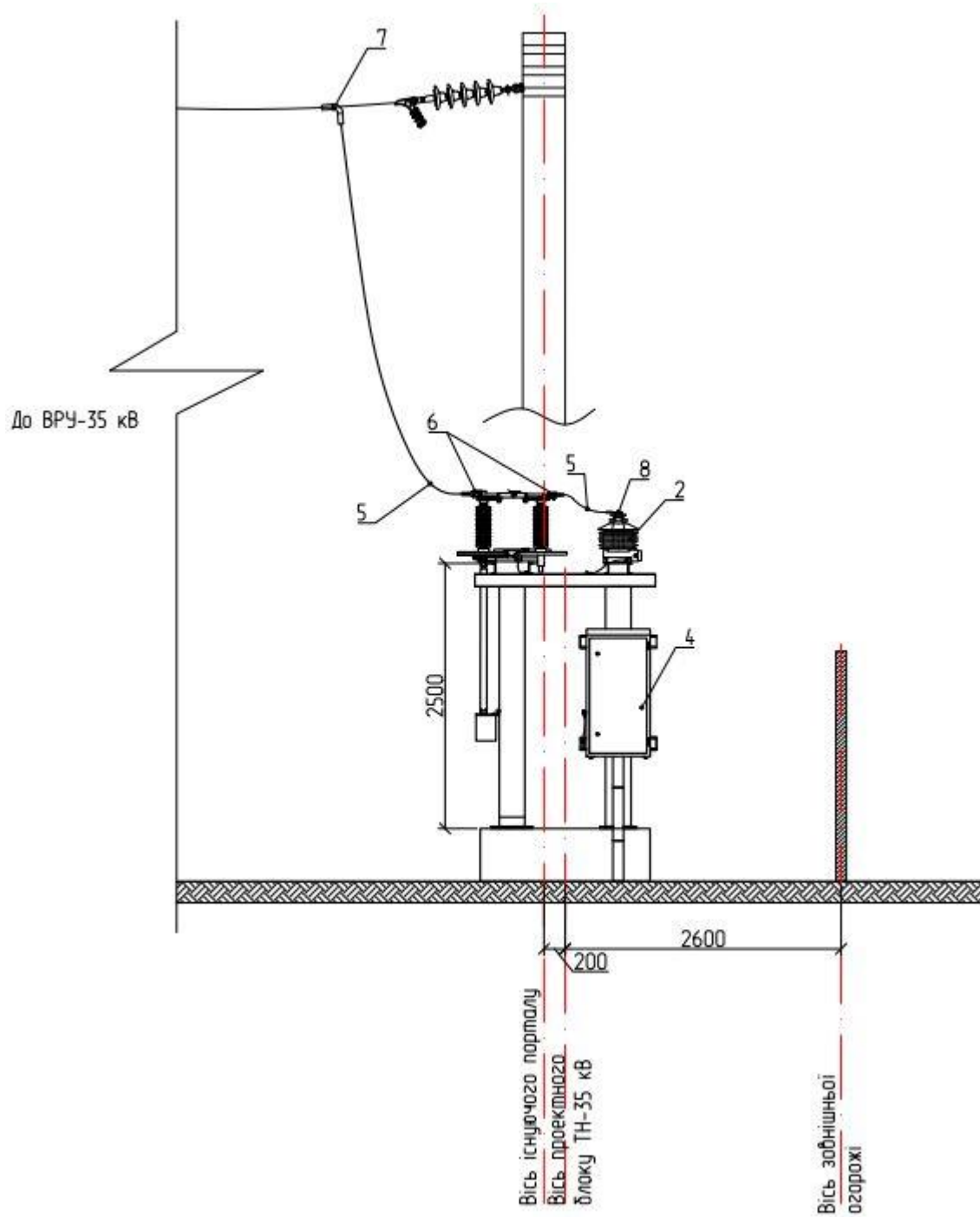


Рисунок 2.6 - ПС 35/10 кВ «Шпиків». Розріз -4.4.

### 2.2.2. Реконструкція ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

Передбачено реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів" шляхом встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5А (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА).

На рисунку 1.2 показано однолінійну схему ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

План демонтажу існуючого обладнання показано на рисунку 2.7.

План та розріз ПС 110/35/10 кВ "Немирів" показано на рисунку 2.8-2.9.

Заземлення проектного обладнання виконується шляхом приєднання його до існуючого контуру заземлення ПС.

Прокладання вторинних та силових кабелів низької напруги організовано по існуючим кабельним каналам ВРП-110 кВ та ВРП-35 кВ.

В таблиці 2.4 подана експлікація будівель та споруд.

Таблиця 2.4 – Експлікація будівель та споруд.

Номер по плану	Найменування будівель і споруд
1	ВРП-35 кВ

Таблиця 2.5

Поз.	Позначення	Найменування	Одиниця вимірювання	Кіл.	Маса од., кг	Примітка
1	ТФЗМ-35	Трансформатор струму 35 кВ	шт.	2	400	
2		Опорний ізолятор 35 кВ	шт.	1	20	
3	УС0-2А	Стійка залізобетонна	шт.	1	700	
4	АС-95/16	Провід сталелегюмінієвий	м.	20		

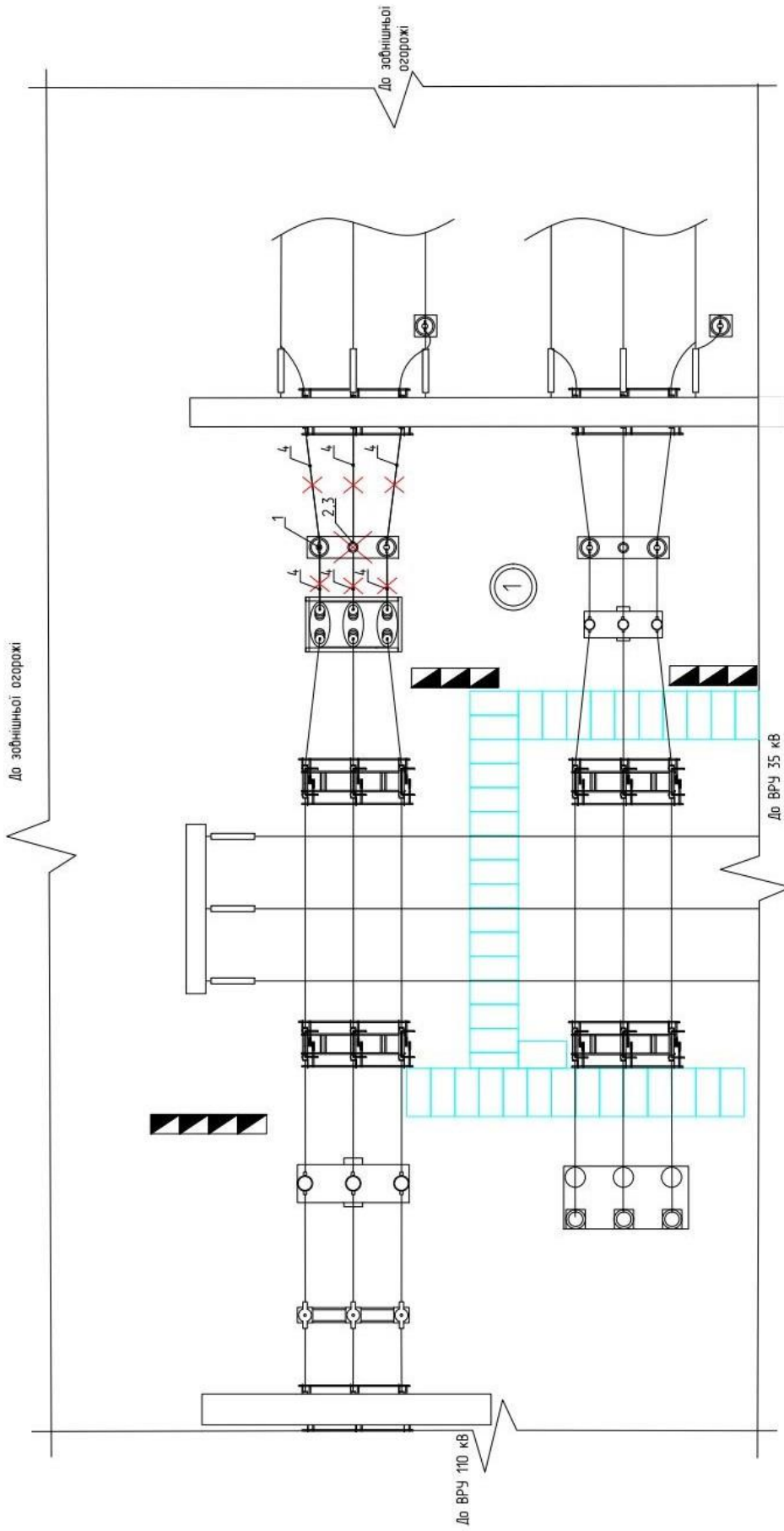


Рисунок 2.7 – План демонтажу

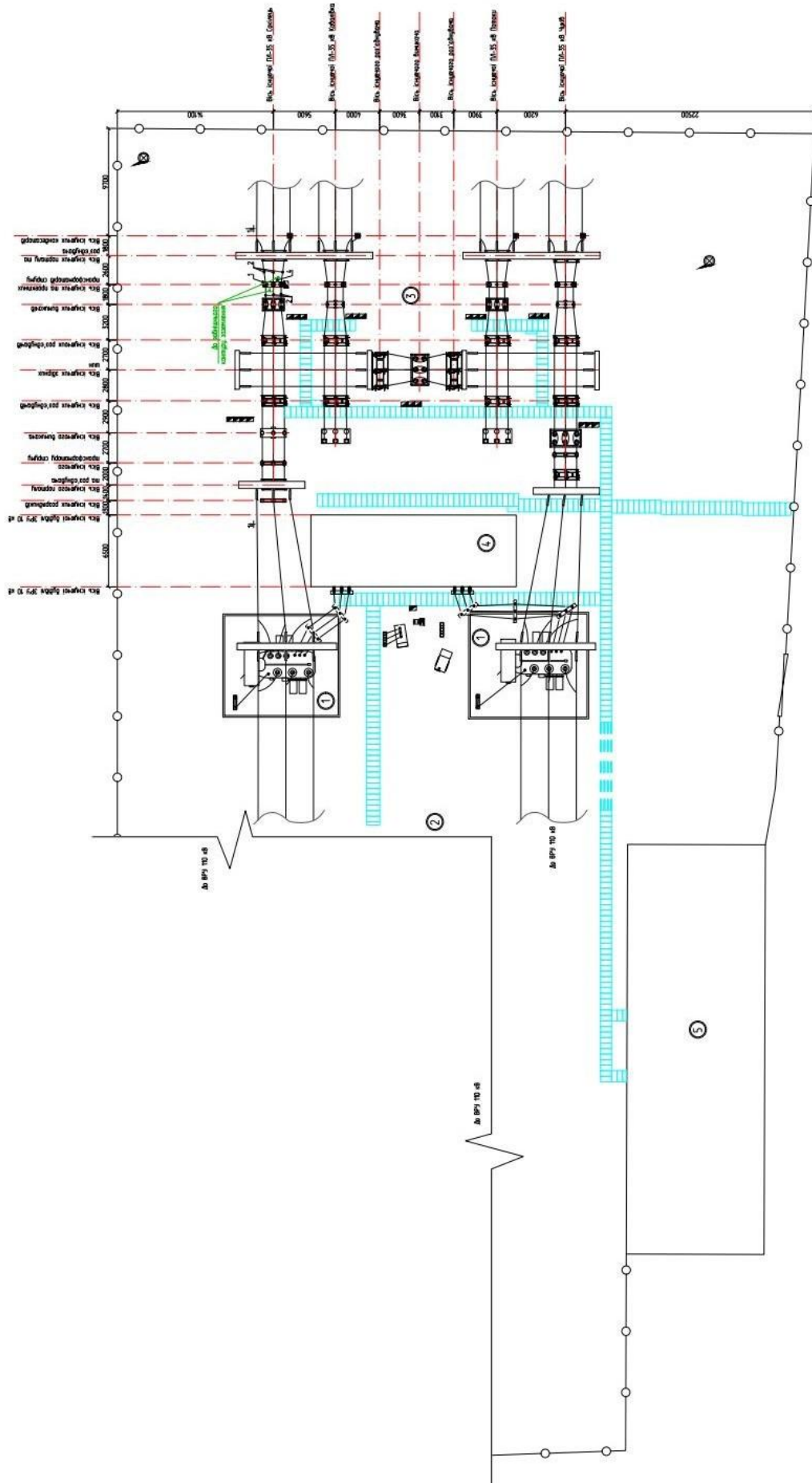








Рисунок 2.8 – Фрагмент плану ПС 110/35/10 кВ «Немирів».



В таблиці 2.6 показано умовні позначення.

Таблиця 2.6 – Умовні позначення.

	Вісі електротехнічного обладнання та будівель
	Зовнішня огорожа
	Ворота
	Ящик зовнішньої установки
	З/б кабельно-лоточна каналізація
	Існуюча прожекторна мачта з блискавковідводом

В таблиці 2.7 подана експлікація будівель та споруд.

Таблиця 2.7 – Експлікація будівель та споруд.

Номер по плану	Найменування будівель і споруд
1	Силовий трансформатор 110/35/10 кВ з маслоприймачем
2	ВРП-110 кВ
3	ВРП-35 кВ
4	Будівля ЗРП-10 кВ
5	Будівля ЗПУ

Таблиця 2.8

Поз.	Позначення	Найменування	Кіл.	Маса од., кг	Примітка
1		Установка трансформаторів струму 35 кВ типу CTS0 38	3		
2	АС-120/19	Провід сталеалюмінієвий	20		В метрах
3	A2A-120	Зажим апаратний	6		
4		Полоса заземлення	10		
5	A1A-120	Зажим апаратний	6		

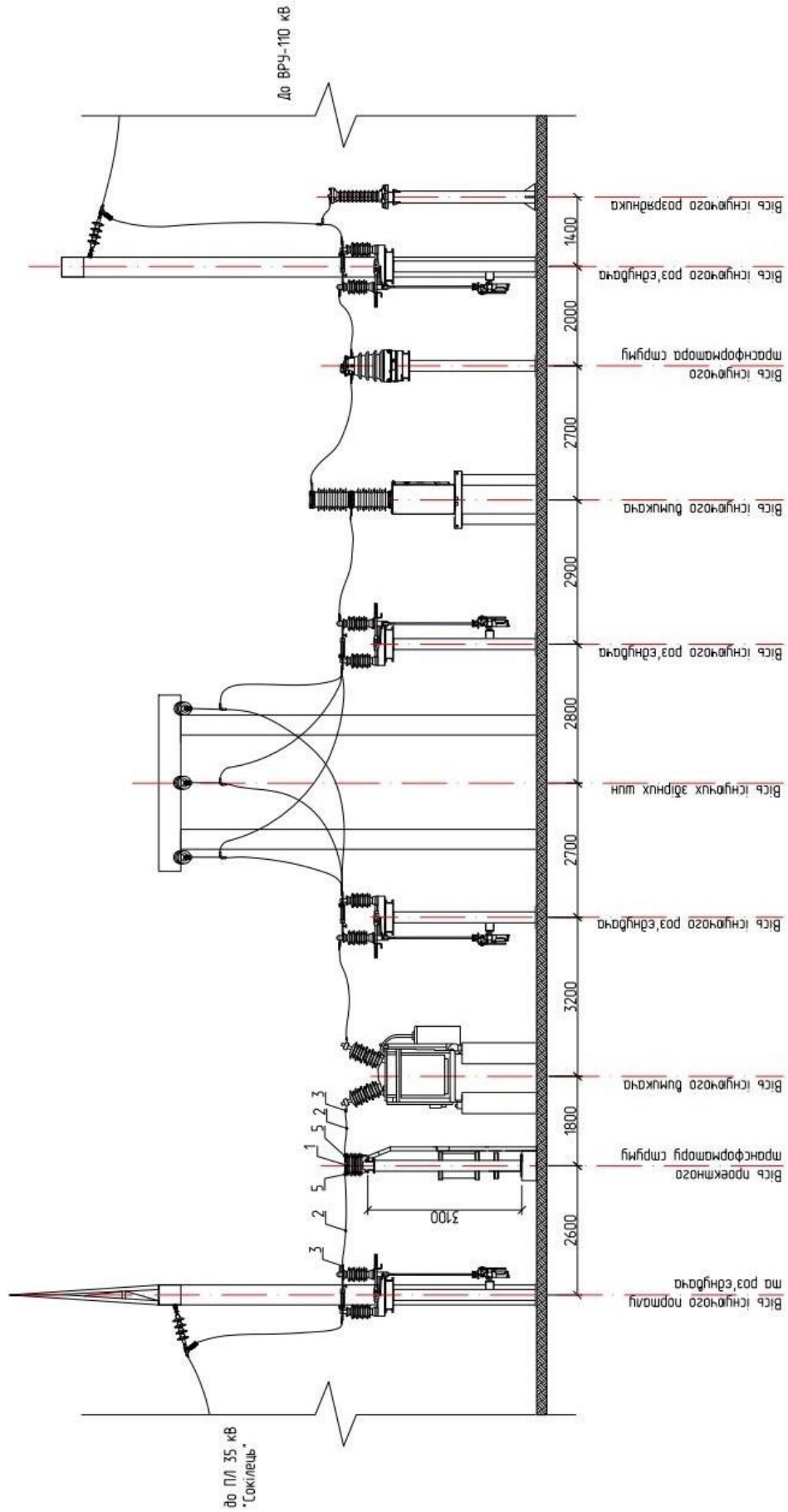


Рисунок 2.9 – ПС 110/35/10 кВ «Немирів». Розріз 1-1.

### 2.2.3 Реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".

Для приєднання ФЕС "Петрашівка", передбачено заміна існуючої опори №110 ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець" на нову анкерно-кутову опору типу У35-1 з можливістю приєднання відгалуження 35 кВ ФЕС.

Конструкція опори забезпечує можливість здійснення їх технічного обслуговування та ремонтних робіт, а також зручний і безпечний підйом персоналу від рівня землі до вершини опори при наявності напруги на ПЛ-35 кВ.

Заземлення опори виконується в залежності від еквівалентного питомого опору ґрунтів по типовому проекту інституту "Енергомережпроект" № 3602тм та передбачається у вигляді вертикальних електродів з круглої сталі діаметром 16 мм з урахуванням агресивності ґрунтів.

Відповідно до вимог пункту 2.5.127 ПУЕ:2017 [9] опір заземлюючих пристроїв опор повинен складати не більше 10 Ом.

## 2.3 Висновки до Розділу 2

1. Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків", що включає встановлення трансформаторів напруги 35 кВ типу VTO 38 35000:100/ $\sqrt{3}$ :100/3, (клас точності 0,5/3; 200/800 ВА); встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА); встановлення роз'єднувача 35 кВ в коло трансформатора напруги типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ.

2. Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів" шляхом встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА).

3. Запропонована реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець". Для приєднання ФЕС передбачено заміна існуючої опори ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець" на нову анкерно-кутову опору типу У35-1 з можливістю приєднання відгалуження 35 кВ ФЕС.

### 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

#### 3.1 Облік електроенергії.

Для забезпечення можливості підключення електроустановок електростанції, яка виробляє електроенергію з сонячного випромінення потужністю 9500 кВт передбачається реалізація рішень з реконструкції мереж, а саме організація обліку електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

##### 3.1.1 Облік електричної енергії на ПС 35/10 "Шпиків"

Передбачається організація систем технічного обліку лінії 35 кВ Сокілець. Розташування пристроїв обліку на ПС 35/10 кВ "Шпиків" показано на рисунку 1.1.

В якості приладу обліку для Л-35 кВ Сокілець використовується лічильник типу SL7000 виробництва фірми Astaris, трансформаторного включення, класу точності 0,5S:  $U_n=57,7/100\text{В}$ ,  $I_n=5\text{А}$ ,  $I_{\text{max}}=10\text{А}$ , який підключається по 4-х провідній схемі. Струмові кола обліку підключаються до вторинної обмотки ТС-35 кВ типу CTSO 38, класу точності 0,5S з коефіцієнтом трансформації 200/5, інші обмотки закорочені та знаходяться в резерві. Кола напруги обліку підключаються до вторинної обмотки "зірка" ТН-35 кВ типу VTO 38 класу точності 0,5 з коефіцієнтом трансформації  $35000:100/\sqrt{3}:100/3$ . Кола струму та напруги підключаються до лічильника через колодку підключення типу НІК-КП25, що має можливість пломбування, яка розташовується разом з лічильником електричної енергії всередині шафи зовнішнього встановлення ЯЗО-35. Схема підключення проектного лічильника Л-35 кВ Сокілець, ПС 35/10 кВ "Шпиків" наведена на рисунку.

На рисунку 3.1 показана схема розміщення пристроїв обліку ПС 35/10 кВ «Шпиків».

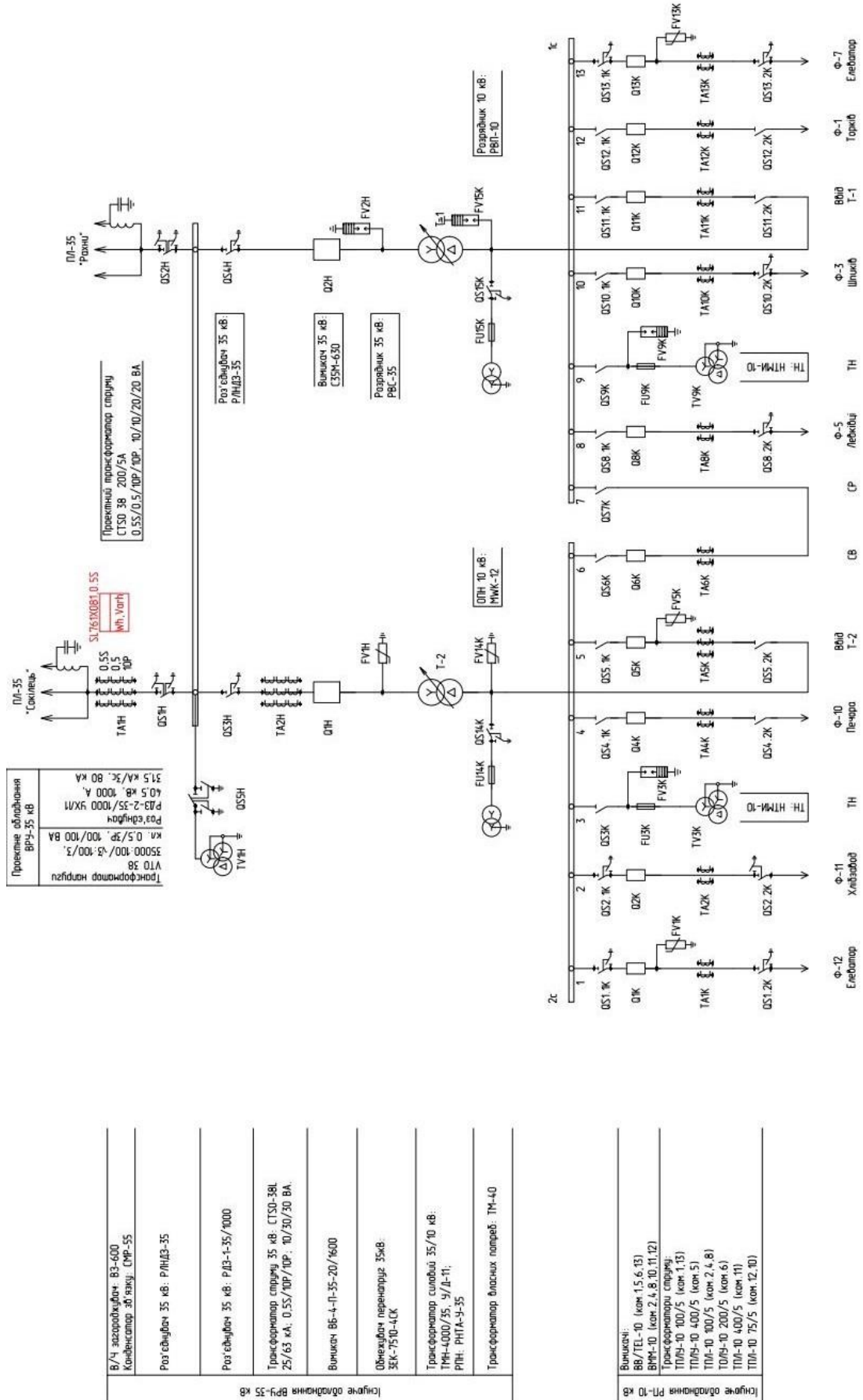


Рисунок 3.1 - Схема розміщення пристроїв обліку ПС 35/10 кВ «Шпиків».

### **3.1.2 Облік електричної енергії на ПС 110/35/10 "Немирів"**

Проектом передбачається організація систем технічного обліку лінії 35 кВ Сокілець. Розташування пристроїв обліку на ПС 110/35/10 кВ "Немирів" наведено на рисунку.

В якості приладу обліку для Л-35 кВ Сокілець використовується лічильник типу SL7000 виробництва фірми Astaris, трансформаторного включення, класу точності 0,5S:  $U_n=57,7/100V$ ,  $I_n=5A$ ,  $I_{max}=10A$ , який підключається по 4-х провідній схемі. Струмові кола обліку підключаються до вторинної обмотки ТС-35 кВ типу CTSO 38, класу точності 0,5S з коефіцієнтом трансформації 200/5, інші обмотки використовуються в колах РЗА та вимірювання. Кола напруги обліку підключаються існуючих кіл напруги: до вторинної обмотки "зірка" ТН-35 кВ типу ЗНОМ-40,5 класу точності 0,5 з коефіцієнтом трансформації 35000:100/ $\sqrt{3}$ :100/3. Кола струму та напруги підключаються до лічильника через колодку підключення типу НІК-КП25, що має можливість пломбування, яка розташовується разом з лічильником електричної енергії на панелі №31 «Облік Л-35». Схема підключення лічильника Л-35 кВ Сокілець, ПС 35/10 кВ "Немирів" наведена на рисунку.

### **3.2 Порядок виконання основних робіт на підстанції**

Передбачена наступна послідовність виконання робіт з реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів" з врахуванням її виконання в умовах діючого електроенергетичного об'єкту.

### **3.2.1 Монтаж обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків".**

Роботи з реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків" передбачені у наступній послідовності:

1. Виведення в ремонт ПС 35/10 кВ "Шпиків".
2. Демонтаж існуючого трьохполюсного роз'єднувача 35 кВ приєднання "Шпиків- Сокілець" та його опорної конструкції.
3. Улаштування фундаментів під проектне обладнання.
4. Монтаж опорних конструкцій для проектного обладнання та попередньо демонтованої опорної конструкції трьохполюсного роз'єднувача 35 кВ.
5. Улаштування наземних залізобетонних лотків.
6. Монтаж попередньо демонтованого та проектного обладнання.
7. Прокладення силових та контрольних кабелів.
8. Перевірка фазування та комплексне випробування обладнання.
9. Введення ПС 35/10 кВ "Шпиків" в роботу.

Постачання металевих конструкцій та електротехнічного обладнання для ПС приймається від таких заводів:

1. Трансформатори струму 35 кВ типу CTSO 38 виробництва "КРВ Intra", фірмапостачальник – компанія "СЕА".
2. Трансформатори напруги 35 кВ типу VTO 38 виробництва "КРВ Intra", фірмапостачальник – компанія "СЕА".
3. Трьохполюсний роз'єднувач 35 кВ типу РДЗ-2-35/1000 фірма постачальник –ТОВ "Вольтен".
4. Всі інші матеріали та обладнання – найближчі торгівельні мережі м. Тульчин.

### **3.2.2 Монтаж обладнання на етапі реконструкції ПС 110/35/10 кВ "Немирів".**

Роботи з реконструкція ПС 110/35/10 кВ "Немирів" передбачені у наступній послідовності:

1. Виведення в ремонт лінійної комірки 35 кВ "Немирів-Сокілець".
2. Демонтаж існуючих трансформаторів струму 35 кВ.
3. Улаштування фундаментів під проектне обладнання.
4. Монтаж опорних конструкцій для встановлення проектних трансформаторів струму.
5. Монтаж проектних трансформаторів струму.
6. Прокладення силових та контрольних кабелів.
7. Перевірка фазування та комплексне випробування обладнання.
8. Введення лінійної комірки 35 кВ "Немирів-Сокілець" в роботу.

Постачання металевих конструкцій та електротехнічного обладнання для ПС приймається від таких заводів:

- Трансформатори струму 35 кВ типу CTSO 38 виробництва "КРВ Intra", фірмапостачальник – компанія "СЕА".
- Всі інші матеріали та обладнання – найближчі торгівельні мережі м. Немирів.

### **3.3 Тривалість реконструкції**

Термін реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів" повинен відповідати [11].



### 3.3.1. Визначення терміну реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків".

Тривалість будівництва  $T_6$  в місяцях:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3},$$

Коефіцієнт  $K_1$ :

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13},$$

Приймаємо  $K_{11}=1,0$ .

Приймаємо  $K_{12}=1,0$ .

Коефіцієнт  $K_{13}$ :

$$K_{13} = 1 + (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3),$$

Приймаємо  $\Pi_1=0,48$ .

$\Pi_2=0,15$ .

Оскільки на території ПС 35/10 кВ "Шпиків" відсутні інженерні мережі, то приймаємо  $\Pi_2=0$ .

$\Pi_3=0,25$ .

$\Pi_3=0$ .

$$K_{13} = 1 + (0,48 + 0 + 0) = 1,48,$$

$$K_1 = 1,48 \cdot 1 \cdot 1 = 1,48,$$

$$T_6 = (1,0 \cdot 1,48 \cdot 1) / 1 = 1,48.$$

Приймаємо розрахунковий термін будівництва 2 місяці.

Даний термін будівництва вказано виключно для будівельно монтажних та пусконаладжувальних робіт та не включає у себе тендерних торгів та закупівлю обладнання.

Враховуючи незначний термін будівництва календарний графік будівництва об'єктів наведений не складався.

### 3.3.2 Визначення терміну реконструкції ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

Розрахунок тривалості реконструкції для ПС 110/35/10 кВ "Немирів" виконується аналогічно попередньому розрахунку для ПС 35/10 кВ "Шпиків".

Тривалість будівництва  $T_6$  у місяцях визначають за формулою:

$$T_6 = \frac{T_c \cdot K_1 \cdot K_2}{K_3}$$

Коефіцієнт  $K_1$ :

$$K_1 = K_{11} \cdot K_{12} \cdot K_{13} ,$$

Приймаємо  $K_{11}=1,0$ .

Приймаємо  $K_{12}=1,0$ .

Коефіцієнт  $K_{13}$ :

$$K_{13} = 1 + (\Pi_1 + \Pi_2 + \Pi_3) ,$$

$$K_{13} = 1 + (0,48 + 0 + 0) = 1,48 ,$$

$$K_1 = 1,48 \cdot 1 \cdot 1 = 1,48 ,$$

Визначаємо тривалість будівництва  $T_6$ :

$$T_6 = (1,0 \cdot 1,48 \cdot 1) / 1 = 1,48.$$

Приймаємо розрахунковий термін будівництва 2 місяці.

Даний термін будівництва вказано виключно для будівельно монтажних та пусконаладжувальних робіт та не включає у себе тендерних торгів та закупівлю обладнання.

Враховуючи незначний термін будівництва календарний графік будівництва об'єктів наведений не складався.

### **3.4 Розрахунок надійності**

#### **3.4.1 Вихідні умови**

В даній аналітичній довідці проведено техніко-економічне порівняння двох варіантів будівництва схеми видачі потужності фотогальванічної електростанції (надалі ФЕС) ТОВ "САНВІН-4" потужністю 9,5 МВт. Враховуючи, що біля земельної ділянки проходить ЛЕП-35 кВ ПС "Шпиків-Сокілець" (~1,9-2,2 км) всі варіанти стосуються приєднання ФЕС до даної ЛЕП.

Варіант №1. Будівництво на території ФЕС РП-35 кВ з нетиповою схемою одна несекціонована система шин та її підключення відгалудженням до існуючої ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".

Для забезпечення підключення на ПС 35/10 кВ "Шпиків" необхідно виконати заміну існуючого вимикача з виносними трансформаторами струму на лінійному приєднанні "Сокілець" з улаштуванням МП захистів.

Крім того, необхідно побудувати одноколову КЛ-35 кВ від РП-35 кВ ФЕС до опори №110 ПЛ "Шпиків-Немирів" з перетином робочої жили не менше 95 мм<sup>2</sup>.

Варіант №2. Будівництво на території ФЕС ВРП-35 кВ за типовою схемою "одноробоча, секціонована вимикачем, система шин" та її підключення двома ПЛ-35 кВ в розріз ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".

Для забезпечення підключення на ПС 35/10 кВ "Шпиків" необхідно виконати заміну існуючого вимикача з виносними трансформаторами струму на лінійному приєднанні "Сокілець" з улаштуванням МП захистів.

Крім того, необхідно побудувати дві ПЛ-35 кВ від ВРП-35 кВ ФЕС до опори №110 ПЛ "Шпиків-Сокілець" з перетином робочої жили не менше 95 мм<sup>2</sup>.

В таблиці 3.1 наведено результати оціночних розрахунків укрупнених показників вартості, запропонованих варіантів схеми видачі потужності ФЕС.

Розрахунок виконано відповідно до [13].

Таблиця 3.1 - Укрупнені показники вартості спорудження варіантів схеми приєднання ФЕС "Петрашівка" потужністю 9,5 МВт

№ п/п	Елементи схеми видачі потужності ВЕС	К-сть, (шт, км)	Вартість за одиницю, млн. грн.	Вартість загалом, млн. грн
Варіант №1. Приєднання ФЕС до існуючої ПЛ 35 кВ "Шпиків-Сокілець" відпайкою з подальшою реконструкцією ПС 35/10 кВ "Шпиків"				
1	Будівництво РП-35 кВ ФЕС в складі: ввідна комірка 35 - 1 шт. комірка лінійна – 3 шт. комірка ТН-35 кВ – 1 шт.	1,0	3.0	3.0
2	Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків"	1,0	1.5	1.5
3	Будівництво КЛ-35 кВ	2.2 км	3.2	7.04
Разом по варіанту №1				11.24
Варіант №1. Приєднання ФЕС в розріз існуючої ПЛ 35 кВ "Шпиків-Сокілець" з подальшою реконструкцією ПС 35/10 кВ "Шпиків"				
1	Будівництво ВРП-35 кВ ФЕС в складі: ввідна комірка – 2 шт. секційна комірка 35 – 1 шт. комірка лінійна – 2 шт. комірка ТН-10 кВ – 2 шт.	1,0	17.3	17.3
2	Реконструкція ПС 35/10 кВ "Шпиків"	1,0	1.2	1.5
3	Будівництво двох ПЛ-10 кВ	4.4 км	2.45	10.8
Разом по варіанту №2				29.3

### 3.4.2 Розрахунок надійності

На рисунку 3.2 показано варіанти схем приєднання одним та двома колами на напрузі 35 кВ.

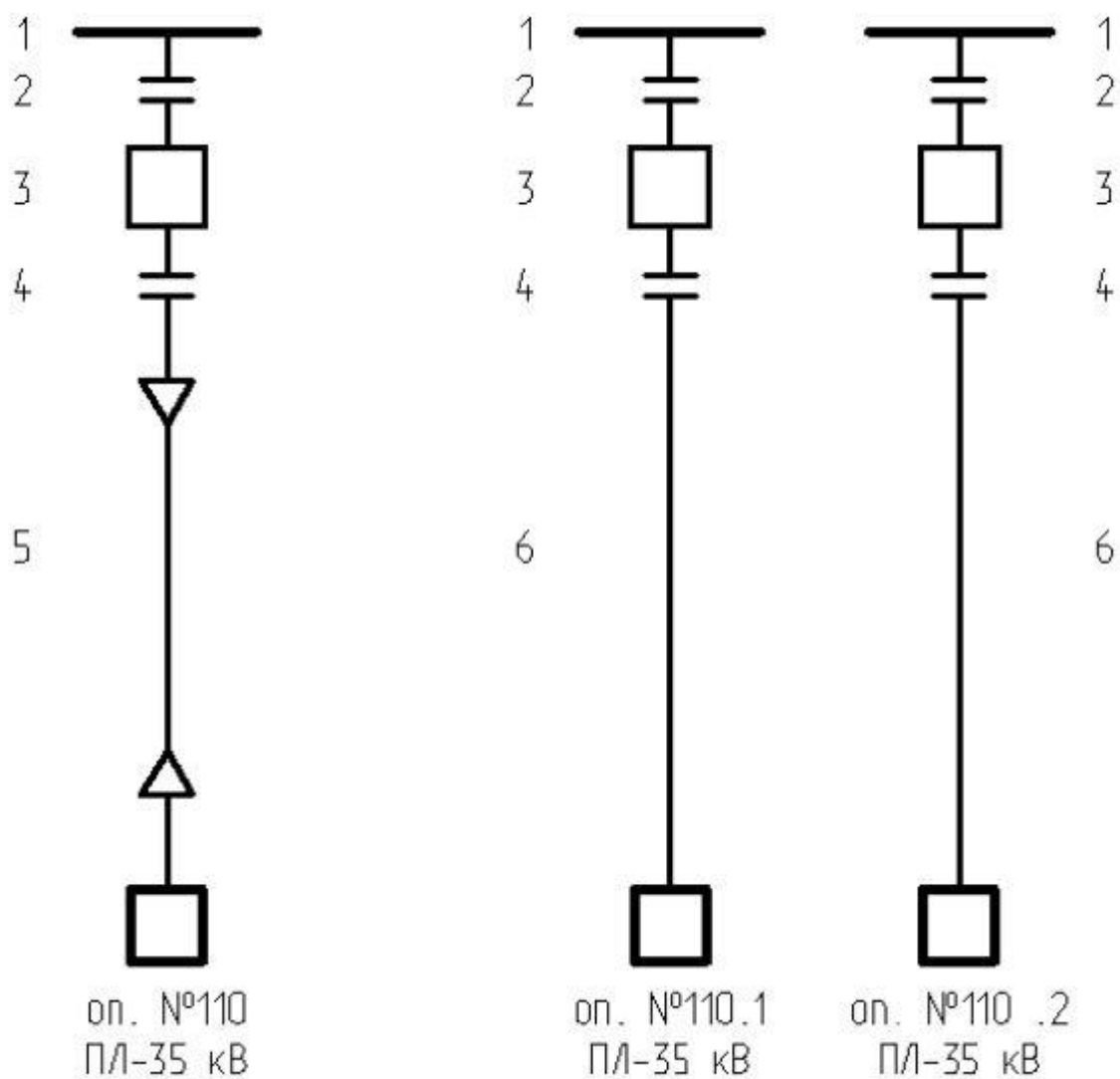


Рисунок 3.2 - Варіанти схем приєднання ФЕС "Петрашівка" потужністю 9,5 МВт

Вихідні дані для розрахунків були взяті з таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Показники надійності схем приєднання ФЕС

Елемент	№ на схемі	Параметр потоку відмов елементів (відмова/рік)	Середній час відновлення елементів $\omega$ , год	Середня частота планових простоїв $T_B$ , рік <sup>-1</sup>	Середня тривалість простоїв планових ремонтах $T_{пл}$ , год
Збірні шини 35кВ	1	0.02	7	0.166	4
Роз'єднувач 35 кВ	2, 4	0.01	6	0.166	4
Вимикач 35кВ	3	0.02	25	0.14	9
Ділянка ПЛ 35 кВ	6	0.9	9	2.1	16
Ділянка КЛ 35 кВ	5	3.2	16	1.0	2

Для визначення збитку від простою обладнання від аварій та планових ремонтів використаємо наступну формулу:

$$T = \frac{W \cdot \lambda \cdot C}{8760},$$

де  $W$  – виробіток електроенергії СЕС за рік, кВт·год;

$C$  – тариф за 1 кВт/год, що за зеленим тарифом становить 5,22 грн. з ПДВ (враховуючи рік введення СЕС в експлуатацію);

$\lambda$  – час простою обладнання під час його відновлення при аварійних ситуаціях за рік та від планових ремонтів (для одного кола).

Основний показник, на основі якого виконується порівняння двох різних схем підключення є час простою обладнання під час його відновлення при

аварійних ситуаціях за рік та від планових ремонтів (для одного кола). Визначимо час простою обладнання за рік для приєднання ФЕС на напрузі 35 кВ, для одноколового підключення визначається як сума часу простою під час планових та аварійних ремонтів, а саме:

$$\lambda_{35кВ} = \sum(\omega \cdot T_{\epsilon} + \mu_k \cdot T_{пл})$$

$$\lambda_{35кВ(I)} = (\omega_1 \cdot T_{\epsilon_1} + \mu_{k1} \cdot T_{пл_1}) + \dots + (\omega_5 \cdot T_{\epsilon_5} + \mu_{k5} \cdot T_{пл_5})$$

$$\lambda_{35кВ} = 7,802 \text{ год.}$$

Для двоколового приєднання по напрузі 35 кВ час простою практично відсутній.

Визначимо збитки від недовідпуску електроенергії при планових та аварійних ремонтах для приєднання ФЕС одним колом по напрузі 35 кВ (за рік):

Збитки від недовідпуску електроенергії при аварійних ремонтах для приєднання ФЕС двома колами по напрузі 35 кВ відсутні.

Висновки: приймаючи, що середній термін окупності будівництва сонячних електростанцій на сьогоднішній день не перевищує 5 років, приєднання ФЕС "Петрашівка" потужністю 9,5 МВт в розріз ЛЕП-35 кВ "Шпиків-Сокілець" за варіантом №2 є економічно недоцільним.

Виходячи з вищевикладеного, а також керуючись пунктом 11.4 НТПЕС:2014 до реалізації пропонується схема видачі потужності ФЕС за варіантом №1.

### **3.5. Перевірка чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 35/10 кВ "Шпиків".**

Перевіримо роботу трансформатора струму ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 в класі.

Передбачено встановлення лічильника типу SL7000 з номінальним струмом 5А.

Для забезпечення найменш допустимого струму на лічильнику за максимального навантаження, у точці обліку на вторинній обмотці трансформатора (на лічильнику) повинен бути струм не менше:

$$I_{\text{макс.ліч}} = I_{\text{ном.роб.}} \cdot 40\% = 5 \cdot 0,4 = 2 \text{ A.}$$

Максимальний робочий струм буде протікати у разі замкнення транзиту з ПС 35/10 кВ "Рахни" та видачі повної потужності ФЕС (9500 кВт) в сторону даної ПС:

$$I_{\text{макс.роб.}} = \frac{P_{\text{макс.І}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_t \cdot \cos \varphi} = \frac{9500}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 40 \cdot 0,98} = 3,99 \text{ A.}$$

Мінімальне навантаження відповідає навантаженню споживачів ПС "Шпиків" (у разі одностороннього живлення зі сторони ПС "Сокілець") – 640 кВт.

Для забезпечення мінімального струму за мінімального навантаження у точці обліку на вторинній обмотці трансформатора повинен бути струм не менше:

$$I_{\text{мін.ліч}1\%} = I_{\text{ном.ліч.}} \cdot 5\% = 5 \cdot 0,05 = 0,25 \text{ A.}$$

Визначимо струм вторинної обмотки трансформатора струму при мінімальному навантаженні:

$$I_{\text{макс.роб.ПС}} = \frac{P_{\text{мін.роб.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_t \cdot \cos \varphi_t} = \frac{640}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 40 \cdot 0,98} = 0,26 \text{ A};$$

$$0,25 \text{ A} < 0,26 \text{ A.}$$

### **3.6. Перевірка чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 110/35/10 кВ "Немирів".**

Перевіримо роботу трансформатора струму ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 в класі.

Передбачено встановлення лічильника типу SL7000 з номінальним струмом 5А.



Для забезпечення найменш допустимого струму на лічильнику за максимального навантаження, у точці обліку на вторинній обмотці трансформатора (на лічильнику) повинен бути струм не менше:

$$I_{\text{макс.ліч}} = I_{\text{ном.роб.}} \cdot 40\% = 5 \cdot 0,4 = 2 \text{ A.}$$

Визначимо максимальний робочий струм у разі видачі повної потужності ФЕС (9500 кВт) при навантаженні ПС "Сокілець" (510 кВт):

$$I_{\text{макс.роб.}} = \frac{P_{\text{макс I}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_t \cdot \cos \varphi} = \frac{8990}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 40 \cdot 0,98} = 3,78 \text{ A.}$$

Мінімальне навантаження відповідає навантаженню споживачів ПС "Сокілець" та ПС "Шпиків" – 340 кВт та 640 кВт відповідно.

Для забезпечення мінімального струму за мінімального навантаження у точці обліку на вторинній обмотці трансформатора повинен бути струм не менше:

$$I_{\text{мін. ліч 1\%}} = I_{\text{ном. ліч.}} \cdot 5\% = 5 \cdot 0,05 = 0,25 \text{ A.}$$

Визначимо струм вторинної обмотки трансформатора струму при мінімальному навантаженні:

$$I_{\text{макс.роб.ТС}} = \frac{P_{\text{мін.роб.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_t \cdot \cos \varphi_t} = \frac{980}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 40 \cdot 0,98} = 0,41 \text{ A ;}$$

$$0,25 \text{ A} < 0,41 \text{ A.}$$

### 3.7 Висновки до Розділу 3.

1. Для забезпечення можливості підключення електроустановок електростанції, яка виробляє електроенергію з сонячного випромінення потужністю 9500 кВт передбачається організація обліку електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів". Передбачається організація систем технічного обліку лінії 35 кВ Сокілець. В якості приладу обліку для Л-35 кВ Сокілець використовується лічильник типу SL7000 виробництва фірми Actaris, трансформаторного включення, класу точності 0,5S:  $U_H=57,7/100\text{В}$ ,  $I_H=5\text{А}$ ,  $I_{\text{макс}}=10\text{А}$ , який підключається по 4-х провідній схемі.

2. Показана послідовність монтажу обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

3. Проведено розрахунок тривалості реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів", який становить 2 місяці.

4. Проведено розрахунок надійності. Вибрано варіант №1 - будівництво на території ФЕС РП-35 кВ з нетиповою схемою одна несекціонована система шин та її підключення відгалудженням до існуючої ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".

5. Проведено перевірку чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

## 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ ТА ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

### 4.1 Протипожежні заходи та протипожежний захист

Протипожежні розриви між будівлями і спорудами прийняті згідно з СНіП П-89-80 [14], ПУЕ [9] та п.12 "Норм технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ" (ГКД 341.004.001-94) [15] та дозволяють:

- використовувати індустріальні методи виконання будівельних і монтажних робіт;
- ревізію, ремонти і випробування обладнання з застосуванням машин, механізмів і пересувних лабораторій;
- під'їзд пожежних машин.

Прокладання кабелів виконується відповідно до гл.2.3 ПУЕ [9], СНіП 3.05.06-85 [16], а також "Правил пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України" [17], НАПБ В.01.034-2005/111 [18].

Заземлюючий пристрій об'єктів улаштовано відповідно до вимог глави 1.7 ПУЕ:2017 [9]. Опір заземлюючого пристрою ПС повинен бути не більше 4 Ом.

До об'єктів існують автомобільні під'їзди, ширина яких складає не менше 3.5 м. Уся територія має зовнішню огорожу висотою не менше 2 м.

На об'єкті наявна наступна документація з пожежної безпеки:

- загально-об'єктова інструкція з заходів пожежної безпеки;
- інструкції з пожежогасіння в приміщеннях об'єктів;
- інструкція по утриманню і застосуванню первинних засобів пожежогасіння;
- картки пожежогасіння;
- плани та графіки проведення протипожежних тренувань, навчання і перевірки знань персоналу, технічного нагляду за системами пожежного захисту, а також інша документація відповідно до вимог ПТЕ.

## **4.2 Охорона праці**

Для забезпечення електробезпеки на об'єктах реконструкції:

- виконано захисне заземлення в зоні встановлення проектного обладнання;
- забезпечено необхідні віддалі до струмопровідних елементів та розташовано їх на висоті відповідно до вимог ПУЕ [9], що є достатнім для безпечного проїзду або проходу обслуговуючого персоналу;
- електромагнітне блокування комутаційних апаратів, що виключає помилкові дії персоналу при виконанні оперативних переключень;
- застосування попереджуючої сигналізації, написів, плакатів;
- застосування індивідуальних та групових засобів захисту.

## **4.3 Інженерно-технічні заходи цивільної оборони (цивільного захисту)**

Обладнання не впливає на режим роботи об'єктів в цілому, як об'єкта електропостачання, що забезпечує стійке функціонування держави в умовах НС техногенного та природного характеру і на особливий період (наказ МНС України №485 від 10.02.2012 р.) [19].

## **4.4 Забезпечення безпеки та надійності**

Найбільш важким ймовірним технологічним порушенням, пов'язаним з реконструкцією об'єктів є вихід з ладу трансформатора напруги 35 кВ.

Надійність та безпека технологічного процесу перетворення та розподілу електроенергії на підстанції забезпечується за рахунок:

- вибору технічно досконалого та безпечного обладнання;
- застосування швидкодіючих мікропроцесорних захистів;

#### **4.5 Декларація та ідентифікація безпеки об'єктів підвищеної небезпеки**

Ідентифікація об'єкту виконана відповідно до Методики ідентифікації потенційно небезпечних об'єктів, затвердженої Наказом МНС України від 23.02.2006 р. № 98 (надалі Методика) [20].

1. Вибір кодів надзвичайних ситуацій (НС), виникнення яких можливе на проєктованому об'єкті.

2. Аналіз показників ознак НС, вибраних на попередньому етапі, і визначення їх порогових значень з використанням Класифікаційних ознак надзвичайних ситуацій, затверджених наказом МНС України від 12 грудня 2012 року №1400 [21] та зареєстрованих в Мін'юсті України 03.01.2013 за N 40/22572 – відсутні.

3. Виявлення за результатами аналізу джерел небезпеки, які за певних умов (аварії, порушення режиму експлуатації, виникнення природних небезпечних явищ тощо) можуть стати причиною виникнення НС з перевищенням порогових значень показників ознак НС.

4. Визначення видів небезпеки для кожного з виявлених джерел небезпеки.

5. Визначення переліку небезпечних речовин, що використовуються на об'єктах реконструкції, їх кількості та класу небезпеки.

6. Оцінка на підставі отриманих даних зони поширення НС, які можуть ініціювати кожне з виявлених джерел небезпеки, оцінка можливих наслідків НС для кожного з джерел небезпеки (кількість загиблих, постраждалих, тих, яким порушено умови життєдіяльності, матеріальні збитки) та встановлення максимально можливих рівнів НС для кожного із джерел небезпеки відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 24 березня 2004 року №368.

7. Визначення державних (галузевих) реєстрів (кадастрів), в яких зареєстровано або необхідно зареєструвати об'єкт господарської діяльності.

8. Визначення відповідності об'єкта діючим нормативно-правовим актам.

На підставі того, що аварійна ситуація, яка може виникнути внаслідок пошкодження проектного обладнання ніяким чином не впливатиме на сталість функціонування об'єктів реконструкції (ПС 35/10 кВ "Шпиків", ПС 110/35/10 кВ "Немирів" та прилеглої електроенергетичної мережі) та не підпадає під дію жодного з вищезазначених нормативно-правових актів, виконувану роботу з реконструкції об'єктів мережі 35/10 кВ не визнано потенційно небезпечною.

#### **4.6 Заходи з охорони праці, техніка безпеки**

Заходи з техніки безпеки та охорони праці повинні забезпечуватися правильною організаційно-технічною підготовкою до реконструкції і виконанням робіт у повній відповідності до чинних норм, правил і технологічних карт.

Організація безпечної і високопродуктивної праці на виробництві покладена на адміністративно-технічний персонал підрядної організації.

#### **4.7 Вимоги безпеки**

Всі роботи (будівельні, монтажні і спеціальні) з реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів" повинні виконуватися згідно із:

- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок" [10];
- ДБН А.3.2-2-2009 – "ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення" [22];
- НАПБ В.01.034-2005/111 – "Правила пожежної безпеки в компаніях, підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України" [17];
- НПАОП 0.00-1.71-13 – "Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями" [23];

- ДСТУ Б А.3.2-13:2011 – "ССБП. Будівництво. Електробезпе́чність. Загальні вимоги" [24].

Заходи з ТБ на окремих видах робіт детально викладені в типових технологічних картах.

Біля будівель і споруд висотою до 20 м установлюється границя небезпечної зони шириною 5 м. При переміщенні вантажів кранами й механізмами на висоті до 20 м границя небезпечної зони становить 7 м.

Площадки для вантажно-розвантажувальних робіт повинні бути спланованими з ухилом не більше 5%.

До робіт з монтажу обладнання підстанції можуть допускатися особи, яким виповнилося 18 років, що пройшли медичний огляд, навчені безпечним методам роботи і мають посвідчення з перевірки знань з техніки безпеки і охорони праці.

Електромонтажні роботи при установці обладнання необхідно виконувати після зняття напруги з усіх струмопровідних частин, розміщених у зоні виконання робіт, їх роз'єднання із забезпеченням видимих розривів електричного ланцюга та заземлення роз'єднаних струмопровідних частин. Під час монтажу не допускається захаращувати технологічні проходи матеріалами, обладнанням, що не використовується.

Роботи з монтажу виробів, пов'язаних з небезпекою запылення або опіку очей, слід виконувати в захисних окулярах.

Усі отвори, що знаходяться в зоні виконання монтажних робіт (люки, технологічні отвори в перекриттях та ін.), повинні бути обгороджені або перекриті міцними настилами, що не зміщуються при випадкових ударах.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 35/10 кВ "Шпиків", що включає встановлення трансформаторів напруги 35 кВ типу VTO 38 35000:100/ $\sqrt{3}$ :100/3, (клас точності 0,5/3; 200/800 ВА); встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА); встановлення роз'єднувача 35 кВ в коло трансформатора напруги типу РДЗ-2-35/1000 УХЛ.
2. Запропоновано реконструкцію ВРП-35 кВ ПС 110/35/10 кВ "Немирів" шляхом встановлення трансформаторів струму 35 кВ типу CTSO 38 200/5A (клас точності 0,5S/0,5/10P; 10/10/20 ВА).
3. Запропонована реконструкція ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець". Для приєднання ФЕС передбачено заміна існуючої опори ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець" на нову анкерно-кутову опору типу У35-1 з можливістю приєднання відгалуження 35 кВ ФЕС.
4. Для забезпечення можливості підключення електроустановок електростанції, яка виробляє електроенергію з сонячного випромінення потужністю 9500 кВт передбачається організація обліку електричної енергії на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів". Передбачається організація систем технічного обліку лінії 35 кВ Сокілець. В якості приладу обліку для Л-35 кВ Сокілець використовується лічильник типу SL7000 виробництва фірми Actaris, трансформаторного включення, класу точності 0,5S:  $U_n=57,7/100V$ ,  $I_n=5A$ ,  $I_{max}=10A$ , який підключається по 4-х провідній схемі.
5. Показана послідовність монтажу обладнання на етапі реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".
6. Проведено розрахунок тривалості реконструкції ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів", який становить 2 місяці.
7. Проведено розрахунок надійності. Вибрано варіант №1 - будівництво на території ФЕС РП-35 кВ з нетиповою схемою одна



несекціонована система шин та її підключення відгалудженням до існуючої ПЛ-35 кВ "Шпиків-Сокілець".

8. Проведено перевірку чутливості трансформатора струму типу ТФЗМ-40,5 з коефіцієнтом трансформації 200/5 на ПС 35/10 кВ "Шпиків" та ПС 110/35/10 кВ "Немирів".

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія
2. ДСТУ-Н Б В.1.2-16:2013 "Визначення класу наслідків (відповідальності) та категорії складності об'єктів будівництва"  
[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=57790](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=57790)
3. ДБН А 2.2-3-2014 "Склад та зміст проектної документації на будівництво"  
[https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_a\\_2\\_2\\_3\\_2014/1-1-0-1168](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a_2_2_3_2014/1-1-0-1168)
4. ДБН В.1.2-14-2009 "Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ"  
[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=27984](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=27984)
5. Перелік видів діяльності та об'єктів, що становлять підвищену екологічну небезпеку  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/808-2013-%D0%BF#Text>
6. Закон України "Про електроенергетику"  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/575/97-%D0%B2%D1%80#Text>
7. Методики оцінки збитків від наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного характеру  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/175-2002-%D0%BF#Text>
8. Порядок класифікації надзвичайних ситуацій за їх рівнями  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/368-2004-%D0%BF#Text>
9. Правила улаштування електроустановок. / Міненерго вугілля України,. - К., 2017.
10. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів  
<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0093-98#Text>
11. ДСТУ Б А.3.1-22:2013 – "Визначення тривалості будівництва об'єктів"  
[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=53935](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=53935)
12. ДБН В.2.1-10-2009 Основи та фундаменти споруд. Основні

положення проектування

[https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn\\_v21\\_10\\_2009/1-1-0-319](https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v21_10_2009/1-1-0-319)

13. СОУ-Н МЕВ 45.2- 37471933-44:2011 "Укрупнені показники вартості підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ"

14. СНіП II-89-80 Генеральні плани промислових підприємств

[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=7115](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=7115)

15. ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ

[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=64269](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=64269)

16. СНіП 3.05.06-85. Електротехнічні пристрої

[http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=4682](http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=4682)

17. "Правил пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України"

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0328-19#Text>

18. НАПБ В.01.034-2005/111 Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України (ГКД 34.03.303-2005)

[http://online.budstandart.com/ua/catalog/topiccatalogua/fire-afety/04.\\_napb\\_\(normatyvni\\_143121/V.01.034-2005-111+27257-detail.html](http://online.budstandart.com/ua/catalog/topiccatalogua/fire-afety/04._napb_(normatyvni_143121/V.01.034-2005-111+27257-detail.html)

19. Наказ Про затвердження Методичних рекомендацій щодо розроблення розділу "Інженерно-технічні заходи цивільного захисту (цивільної оборони)" у складі проектної документації об'єктів

[https://zakononline.com.ua/documents/show/40143\\_\\_40143](https://zakononline.com.ua/documents/show/40143__40143)

20. Ідентифікація об'єкту виконана відповідно до Методики ідентифікації потенційно небезпечних об'єктів, затвердженої Наказом МНС України від 23.02.2006 р. № 98

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0286-06#Text>

21. Аналіз показників ознак НС, вибраних на попередньому етапі, і визначення їх порогових значень з використанням Класифікаційних ознак

надзвичайних ситуацій, затверджених наказом МНС України від 12 грудня 2012 року №1400 []

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0969-18#Text>

22. ДБН А.3.2-2-2009 – "ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення"

[https://otipb.at.ua/load/dbn\\_a\\_3\\_2\\_2\\_2009\\_okhorona\\_praci\\_i\\_promislova\\_bezpeka\\_u\\_budivnictvi/2-1-0-2785](https://otipb.at.ua/load/dbn_a_3_2_2_2009_okhorona_praci_i_promislova_bezpeka_u_budivnictvi/2-1-0-2785)

23. НПАОП 0.00-1.71-13 – "Правила охорони праці під час роботи з інструментом та пристроями"

<https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0327-14#Text>

24. ДСТУ Б А.3.2-13:2011 – "ССБП. Будівництво. Електробезпека. Загальні вимоги"

<https://zakon.rada.gov.ua/go/z0072-13>

25. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. – 488 с.

26. Сисак І.М. Електричні системи та мережі [електронний ресурс]: //Інституційний репозитарій Atutor (код дисципліни ID 1747): офіційний сайт Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя – Тернопіль, 2011. – Режим доступу: <https://dl.tntu.edu.ua/index.php>

27. Гаряжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) / В. М. Гаряжа, А. О. Карюк; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.