

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПОЛІСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет інженерії та енергетики

Кафедра електрифікації, автоматизації виробництва та інженерної екології

Кваліфікаційна робота
на правах рукопису

Кучинський Дмитро Олександрович

УДК 621.359.4

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Обґрунтування проекту електричної частини ГПП 110 кВ
(тема роботи)

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва спеціальності)

Подається на здобуття освітнього ступеня бакалавр

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

Кучинський Д.О.

(підпис, ініціали та прізвище здобувача вищої освіти)

Керівник роботи

Соколовський Олег Феліксович
(прізвище, ім'я, по батькові)

к.т.н., доцент кафедри електрифікації,
автоматизації виробництва та інженерної екології
(науковий ступінь, вчене звання)

Житомир – 2024

АНОТАЦІЯ

Кучинський Д.О. Обґрунтування проекту електричної частини ГПП 110 кВ. Кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка – Поліський національний університет, Житомир, 2024.

У роботі проведено обґрунтування проекту електричної частини ГПП 110 кВ

Виробленні рекомендацій по вибору високовольтного обладнання та системи релейного захисту

Ключові слова: станція, апарати захисту, високовольтне обладнання, трансформатор.

ABSTRACT

Kuchynskyi D.O. Justification of the project of the electrical part of the 110 kV PPP. Qualifying work for obtaining a bachelor's degree in specialty 141 - Power engineering, electrical engineering and electromechanics - Polissy National University, Zhytomyr, 2024.

In the work, the substantiation of the project of the electrical part of the 110 kV PPP was carried out

Development of recommendations for the selection of high-voltage equipment and relay protection systems

Keywords: station, protection devices, high-voltage equipment, transformer.

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1. РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ	7
1.1 Розробка схеми видачі і структурної схеми підстанції	7
1.2 Вибір трансформаторів, типу і номінальної потужності	9
Висновки по розділу 1	12
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ШИНАХ 110 ТА 10 кВ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	13
Висновки по розділу 2	17
РОЗДІЛ 3 ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ	18
3.1 Вибір обладнання електричної частини ПС	18
3.2 Вибір елегазових вимикачів для компонування ОРП 110 кВ	19
3.3 Вибір роз'єднувачів в ОРП 110 кВ	19
3.4 Компонування ОРП 110 трансформаторами струму	20
3.5 Вибір обладнання в КРП ЗРУ 10 кВ	21
3.6 Вибір релейний захисту і автоматики	23
3.7 Розрахунок захисного заземлення ПС 110 кВ Діамікс	29
3.8 Підстанція власних потреб	31
Висновки по розділу 3	34
ВИСНОВКИ	35
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	36

ВСТУП

На території України питання підвищення надійності системи електропостачання міст і промислових майданчиків займає ключову позицію у рамках технічного переозброєння та інноваційного розвитку енергетики. Своєчасний розвиток мережевої інфраструктури створює передумови до розвитку промислового сектора на території України, особливо це виражено, при створінні територій випереджаючого розвитку і побудови комплексу промислової інфраструктури для залучення інвесторів, до технопарків. Темою кваліфікаційної роботи є проектування електричної частини ГПП 110 кВ для новозбудованого технопарку в Київській області будівництво понижувальної підстанції в області для потреб технопарку.

Вихідними даними для розробки даної роботи є :

- Технічне завдання на розробку проектної і робочої документації «Підстанція 110/10 кВ потужністю 2x25 МВА»;
- Технічні умови на технологічне приєднання до електричних мереж ВАТ «Київобленерго».

В рамках даної роботи виконується розрахунок електричної частини ПС 110/10 кВ потужністю 2x25 МВА відповідно до технічного завдання на розробку:

- встановлення двох силових трансформаторів типу ТДН-25000/100/10 кВ із РПН.
- будівництво ОРП 110 кВ блочного типу.
- встановлення модульної будівлі, що поєднує в собі: ГЩУ, приміщення чергового електрика, ЗРУ 10 кВ та камери під трансформатори власних потреб.

Метою даної кваліфікаційної роботи є:

- розробка структурної схеми знижувальної підстанції;
- розробка технічних заходів, що забезпечують надійну та стійку роботу електричних мереж.

Для виконання поставленої мети необхідно опрацювати такі завдання:

1. Проаналізувати характер існуючих та майбутніх споживачів електроенергії;
2. Перевірити завантаження силових трансформаторів, що встановлюються, з урахуванням перспективного введення потужностей нових споживачів;
3. Виконати розрахунок струмів короткого замикання з боку РУ-110 кВ та РУ-10 кВ;
4. На підставі виконаних розрахунків за струмами короткого замикання та розрахунковими номінальними струмами та напругами вибрати обладнання електричної частини ПС 110/10 кВ , а також вибрати та розрахувати уставки мікропроцесорного релейного захисту .

Об'єктом дослідження являється триобмотковий силовий трансформатор.

Практичне значення одержаних результатів полягає в виробленні рекомендацій по покращенню роботи трифазних силових трансформаторів при тривалих несиметричних режимах навантаження.

Перелік публікацій автора за темою дослідження:

Кульчицький Д.О. ОБГРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ТРАНСФОРМАТОРІВ, ТИПУ І НОМІНАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ТЕХНОПАРКУ

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна. С. 64-68

Соколовський О. Ф., Кульчицький Д.О. РОЗРАХУНОК УСТАВОК ДИФЕРЕНЦІАЛЬНОГО ЗАХИСТУ ТРАНСФОРМАТОРА

Матеріали науково-практичної конференції науково-педагогічних працівників, докторантів, аспірантів та молодих вчених факультету інженерії

та енергетики «НАУКОВІ ЧИТАННЯ – 2023», 01.05.2023, Житомир, Україна.

С. 77-80

РОЗДІЛ 1

РОЗРОБКА СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ПІДСТАНЦІЇ

Відповідно до технічних вимог при розгляді питання будівництва низьких підстанцій розглядають наступні розділи:

- будівництво ОРП 110 кВ із встановленням нових силових трансформаторів Т1 та Т2 типу ТДН-25000/110;
- будівництво сучасного ЗРУ 10 кВ;
- розробка заходів по захисту від ПУМ та встановлення ОПНн.

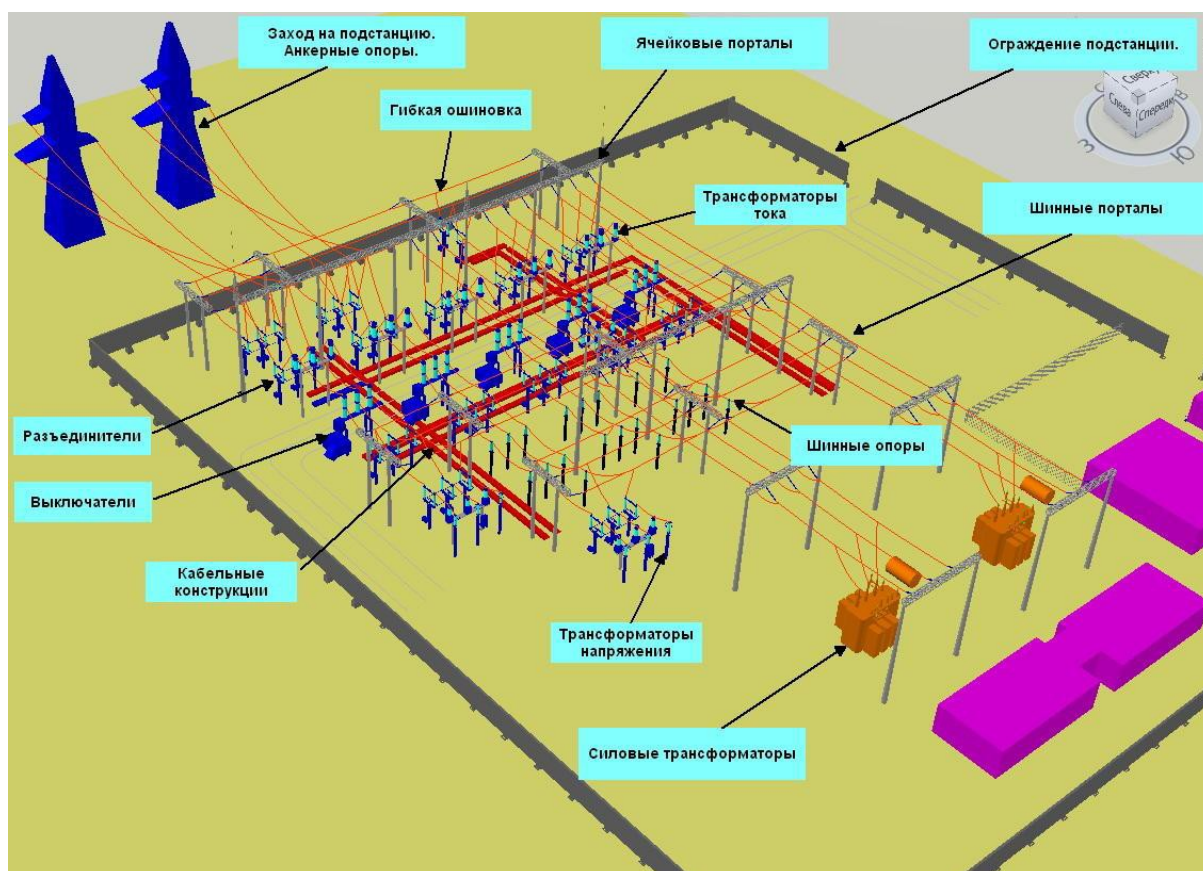


Рисунок 1.1 - Запланована компоновка ПС 110 кВ для технопарку

1.1 Розробка схеми видачі і структурної схеми підстанції

На підставі технічних умов на технологічне приєднання, для живлення підстанції передбачається розрізання ПЛ-110 кВ "Ірпінь-1" з освітою двох ліній ПЛ-110 кВ "Ірпінь-Діамікс" і ПЛ-110 кВ "Буча-Діамікс".

У зв'язку з віднесенням території розташування станції до II району по ожеледиці, у даній роботі технічні рішення щодо організації плавки ожеледиці на відходять ЛЕП 110 кВ не розглядатимуться.

У даної роботі розглядалися наступні схеми РУ 110 кВ:

- №110-4Н «Два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії».
- №110-5Н «Місток з вимикачами в ланцюгах лінії і ремонтною перемичкою зі сторони лінії».
- №110-5АН «Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів».

Для організації зазначених схем потрібна наступна кількість вимикачів і роз'єднувачів, яке представлено в таблиці 2.2.

Таблиця 1.1 Кількість вимикачів та роз'єднувачів для відповідних схем

№ п/п	Схема	Кількість вимикачів	Кількість роз'єднувачів	Відносна вартість, ум.од.
1	№110-4Н "Два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії»	2	8	100
2	№110-5Н «Містик з вимикачами в ланцюгах ліній та ремонтною перемичкою зі сторони лінії»	3	1	125
3	№110-5АН «Містик з вимикачами в ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів»	3	10	125

Згідно ДСТУ 2790-94 «Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.» рекомендовано застосування схем [14]:

Так як ПС 110/10 технопарку тупикова, то остаточно приймаємо схеми РУ:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-5АН - місток з вимикачами у ланцюгах трансформаторів та ремонтною перемичкою з боку трансформаторів. РУ- 110 кВ виконується відкритого типу з окремо стоячим обладнанням.

- РУ 10 кВ передбачається закритого типу, по схемою 10-1 - одна робоча секційована вимикачем система шин.

Для організації живлення власних потреб на підстанції будуть встановлюються два ТВП, потужність яких буде визначено в даної роботі.

1.2 Вибір трансформаторів, типу і номінальної потужності

У відповідно з затвердженими технічними умовами на технологічне приєднання до електричних мереж ПАТ «Київобленерго» та технічним завданням, на ПС 110/10 кВ передбачається встановлення двох силових трансформаторів типу ТДН-25000/110/10 з РПН, фарфоровою зовнішньою ізоляцією вводів трансформатора, виробництва ТОВ «УкрЕЛКОМ» [2].

$$S_{ном.Т} = 25 \text{ МВА} \quad (1.1)$$

Навантаження споживачів потреб технопарку, запланованих до живлення від ПС 110/10 кВ, на підставі даних технічних умов на технологічне приєднання до електричних мереж ПАТ «Київобленерго», складають не більше 27 МВА по прогнозним даними на годинни максимальних навантажень 2023 року.

Виходячи з вищевикладеного робимо висновок, що встановлювані силові трансформатори Т-1 і Т-2 ТДН-25000/110/10, при аварійному відключення одного з них, що залишився в роботі працюватиме з допустимим 40% перевантаженням.

Завантаження силових трансформаторів на понижувальній підстанції повинна перебувати в межах від 0,5 до 0,7 [3], це пов'язано, по-перше з рівнем втрат в трансформаторах виходячи з їх завантаження, по-друге виключення підвищеного навантаження на ізоляцію обмоток трансформатора під час перевантаження. Виходячи з вищепереліченого перевіримо коефіцієнт

$$k_3^H$$

завантаження для встановлюваного трансформатора ТДН-25000/110/10.

«Коефіцієнт завантаження силових трансформаторів в нормальному режимі роботи підстанції повинен задовольняти наступному умові» [5]:

$$0,5 \leq k_3^n \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДН-25000/110/10:

$$k_3^n = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_T} = \frac{27}{2 \cdot 25} = 0,54$$

де S_{\max} - максимальна потужність, МВА [5];

S_T - номінальна потужність трансформатора, МВА;

n - кількість трансформаторів, шт.

Силові трансформатори марки ТДН-25000/110/10 будуть завантажені оптимально.

Далі проведемо техніко-економічні розрахунки умовних витрат на встановлення нових силових трансформаторів ТДН-25000/110/10 на ПС 110/10 кВ [8].

Таблиця 1.2 - Довідкова інформація трансформаторів ТДН-25000/110/10

Конструктивне виконання трансформатора	$S_{\text{ном.Т}}$ МВА	ТОВ «УкрЕЛКОМ» Дані заводу виробника					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
Трансформат ТДН	25,0	115,0	10,5	10,5	120,0	19,0	0,23
Орієнтовна ціна заводу виробника: 4 644 000 грн.							

Рівень втрат в трансформаторі [3]:

$$P'_x = \Delta P_x + k_{\text{им}} \cdot Q_x \quad (1.3)$$

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,8 \text{ кВт},$$

Величина втрат реактивної потужності:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (1.4)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар.}$$

Далі наведемо значення втрат для різних режимів роботитрансформатора ТДН-25000/110/10.

Рівень втрат в трансформаторі при короткозамкнутій вторинній обмотці:

По активній (корисній) потужності:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + k_{un} \cdot Q_{к.н} \quad (1.5)$$

$$P'_{к.н} = 120 + 0,05 \cdot 4593 = 350 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + k_{un} \cdot Q_{к.в}; \quad (1.6)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 327 = 16,35 \text{ кВт},$$

По реактивній потужності:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (1.7)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 25000 = 327 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}; \quad (1.8)$$

$$Q_{к.н} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593 \text{ квар},$$

де

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к \text{ ВН-НН}}; \quad (1.9)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \%;$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot u_{к \text{ ВН-НН}}; \quad (1.10)$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \%.$$

Проведем розрахунок витрат:

$$B_e = \Delta W_{mp} \cdot C_e;$$

$$B_e = 1384178 \cdot 5,97 = 8263542,66 \text{ грн},$$

де ΔW_{nc} - втрати електроенергії в трансформаторах, кВт год;

C_e - вартість 1 кВт год електроенергії, грн / кВт год, дана величина береться на підставі актуальних даних про тарифи збутових компаній за рівнем напруги ВН.

Витрати наведені Z_{np} :

$$Z_{np} = E_H \cdot K + B_o + B_e ; \quad (1.12)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 13000000 + 1222000 + 8263543 = 9680543 \text{ грн.}$$

де витрати обладнання підстанції становлять 13 000 000 грн.

Відрахування B_o :

$$B_o = p_{\text{сум}} \cdot K ; \quad (1.13)$$

$$B_o = 0,094 \cdot 13000000 = 1222000 \text{ грн.}$$

Висновки по першому розділу

На підставі результатів техніко-економічного розрахунку, витрати, наведені на встановлення силового трансформатора типу ТДН-25000/110/10 складуть майже 10 млн. грн.

Необхідно відзначити, що силовий трансформатор на понижувальній підстанції є самої дорогою електроустановкою, тому при не правильному виборі потужності силового трансформатора, мережева компанія може понести суттєві витрати, особливо це виражено, коли мережеві компанії встановлюють трансформатори більшою потужності чим, це необхідно. Завищена потужність силових трансформаторів приводить до тому, що в самому трансформаторі втрати завищені при його недозавантаженні. (втрати холостого ходу). Також при виборі трансформатора обирають і комутаційне обладнання розраховане на номінальний струм збоку ВН і НН силового трансформатора, відповідно при виборі трансформатора більшої потужності збільшуватимуться витрати не тільки на сам трансформатор, а й на обладнання ОРУ-110 кВ, що призводить до зниження економічної ефективності проекту.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ НА ШИНАХ 110 ТА 10 кВ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Струми короткого замикання здійснюють руйнівну дію на електрообладнання електричних мереж, найнебезпечнішим є струм трьох фазного короткого замикання, при виникненні якого можуть статися аварійні ситуації в енергосистемі, при цьому вони можуть носити як локальний так і системний характер. Масштаб аварійних ситуації в результаті 3-х фазного струму КЗ залежить від комплексу заходів виконаних в електричних мережах для відключення пошкодженої ділянки ланцюга. До даних заходів відноситися як встановлення необхідного комплекту захистів РЗіА з вимикаючим впливом на комутаційну апаратуру (високовольтні вимикачі), так і комплекс протиаварійної автоматики встановлюваних на системотворчих підстанціях підвищуючих/знижувальних та електростанціях [5].

Розрахункові значення струмів КЗ залежать у першу чергу від розрахункової схеми, яка може бути обрана на підставі прийнятих технічних рішень розробником. Виходячи з практичного досвіду, схемні рішення обтяжують, для того, щоб виявити найгірші умови режиму роботи електромережі. Схемні рішення впливають на величини опорів у схемах заміщення, дані величини залежать від встановленого обладнання в електромережі, а також від схеми з'єднання струмопровідних елементів. Все це накладає підвищені вимоги щодо вибору розрахункових схем для розрахунків струмів короткого замикання [9].

Як розрахункові точки для розрахунку струмів КЗ приймаємо шини ОРП 110 та ЗРУ 10 кВ знижувальної ПС 110/10 кВ.

Параметри ЛЕП 110 кВ Ірпінь -1:

- довжина лінії приблизно 4,0 км;
- провід АС-150.

Параметри відпаювання на ПЛ 110 кВ Ірпінь-2

- довжина лінії приблизно 5 км;

- провід АС-150.

Параметри трансформаторів Т-1 і Т-2 ПС 110 кВ Миколаївка:

- номінальна потужність 25 МВА;
- напруга до з. $U_{K\%} = 10,5$;
- потужність короткого замикання $\Delta P_K = 120$ кВт;
- регулювання під навантаженням $\pm 9 \cdot 1,78\% = \pm 16\%$. Паралельна

робота трансформаторів не передбачена. Параметри живильною системи:

- опір системи прямої/зворотної послідовності в максимальному і мінімальному режимі:

$$Z_{C1.max} = 0,679 + j3,842 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1.min} = 2,075 + j8,818 \text{ Ом};$$

- опір системи нульовий послідовності в максимальному і мінімальному режимі:

$$Z_{C1.max} = j3,817 \text{ Ом};$$

$$Z_{C1.min} = j7,202 \text{ Ом};$$

- напруга системи в максимальному і мінімальному режимі:

$$U_{C.max} = 115,5 \text{ кВ};$$

$$U_{C.min} = 115,1 \text{ кВ}.$$

Визначаємо параметри для схеми заміщення, яка представлена на рисунку 2,1, необхідні для проведення подальших розрахунків [7]:

Обчислюємо струм КЗ на шинах ОРП 110 кВ, з урахуванням живлення від зовнішньої системи електропостачання [9]:

Опір системи визначаємо як:

$$x_{* \text{ б.с}} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ в.о.}$$

Визначаємо по формулі опір системи:

$$x_{* \text{ б.с}} = \frac{S_{\sigma}}{S_K}; \quad (2.1)$$

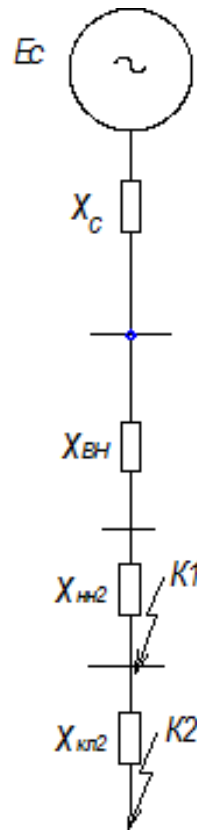


Рисунок 2.1 - Схема для розрахунку СКЗ ПС Діамікс

Розрахуємо опір трансформаторів з обліком РПН:

$$X_{T1(2)B.min} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot 1 - \frac{K_p}{4} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 1 + 0,16^2}{25} \cdot 1 - \frac{3,5}{4} = 3,707 \text{ Ом}$$

$$X_{T1(2)H.min} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 1 + 0,16^2}{63} \cdot \frac{3,5}{2} = 51,904 \text{ Ом}$$

$$X_{T1(2)B.max} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot 1 - \frac{K_p}{4} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 1 - 0,16^2}{25} \cdot 1 - \frac{3,5}{4} = 1,944 \text{ Ом}$$

$$X_{T1(2)H.max} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} \cdot \frac{K_p}{2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2 \cdot 1 - 0,16^2}{25} \cdot \frac{3,5}{2} = 27,217 \text{ Ом}$$

Опір ліній з обліком базисної величини:

$$x_{* \text{ б.л}} = x_{ном} \frac{S_{б.}}{U_{сп}^2}; \quad (2.2)$$

$$x_{* \text{ б.л}} = 0,4 \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13,$$

Розрахунок струму трифазного короткого замикання:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}; \quad (2.3)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

Далі визначимо величину аперіодичного складника СКЗ [9] в початковий момент часу:

$$I_{n.o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез}(\delta)} \cdot I_{\delta}; \quad (2.4)$$

$$I_{n.o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 7,54 \text{ кА.}$$

«Виходячи з отриманих результатів визначимо ударний струм короткого замикання щодо найбільш важкого режиму к.з. при трифазному к.з.» [9]:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot k_{y\delta}; \quad (4.5)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot 1,8 = 19,2 \text{ кА,}$$

«де $k_{y\delta} = 1,8$ -ударний коефіцієнт, визначається на підставі співвідношення активного опору до реактивному в точці короткого замикання, $k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}$.» [10]

У точці К2 опір ланцюги:

$$x_{*рез}(\delta) = x_{*\delta.c} + x_{*\delta.l} + x_{*\delta.T_g} + x_{*\delta.T_{H1,2}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

Через базисну потужність визначимо струм 3х фазний СКЗ:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ кА.}$$

На підставі схеми заміщення визначимо аперіодичну складника струму короткого замикання [9] часу $t=0$ с точці К2:

$$I_{n.o}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*рез}(\delta)} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{10,01} \cdot 57,8 = 5,7 \text{ кА.}$$

«Ударний струм короткого замикання в точці К2» [9]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n.o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,96 = 33 \text{ кА},$$

«де $k_{y\partial} = 1,8$ -ударний коефіцієнт», [9].

Таблиця 2.1 - Дані розрахунку струмів к.з для ПС 110/10 кВ Діамікс

Шини	Місце КЗ	U _н , кВ	K _{уд}	I _{КЗ ВН} ¹¹⁰ , кА	I _{КЗНН}	i _{уд} , кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

Висновки по другому розділу

Так як значення ударного струму не перевищує 40 кА (стандартне гранична можливість відключення струмів короткого замикання вимикачами) і відповідно, не потрібні спеціальна опрацювання заходів по зниження струмів КЗ на боці 110 кВ і 10 кВ.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР ТА ОБГРУНТУВАННЯ ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ПІДСТАНЦІЇ

Згідно завдання рекомендовано застосування схем для ПС 110 кВ
Миколаївка:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-4Н - з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів.

РУ-110 кВ виконується відкритого типу з окремо стоячим обладнанням.

- РУ 10 кВ передбачається закритого типу, за «схемою 10-1 - одна робоча секційована вимикачем система шин.» [8]

Для організації живлення власних потреб на підстанції будуть встановлюються два ТВН, потужність яких буде визначено в даній роботі.

3.1 Вибір обладнання електричної частини ПС

Згідно вимогам ПУЕ [1,10], проведемо розрахунок номінального тривалого струму :

$$I_{\max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}, A \quad (3.1)$$

$$I_{\max}^{BH} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 177,15 A,$$

Тривалий струм на боці НН:

$$I_{\max}^{HH} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}, A \quad (3.2)$$

$$I_{\max}^{HH} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 1948 A.$$

Таблиця 3.1 - Результати розрахунків струмів на різних шинах ПС 110/10 кВ

Введення від ПЛ 110 кВ в ОРП-110 кВ			Шини КРП-10 кВ на вступних вимикачах		
$I_{\max p}, A$	$I_{K3},$	$I_{уд}, кА$	$I_{\max p}, A$	$I_{K3}, кА$	$I_{уд}, к А$
177,15	7,54	19,2	1948	12,97	33

3.2 Вибір елегазових вимикачів для компонування ОРП 110 кВ

Параметри елегазових вимикачів обираємо на підставі [10].

У відповідно з вимогами п. 1.3 і [10], на підставі даних в таблиці 3.2 обираємо елегазові вимикачі вимикач.

Додатково виконаємо перевірку [11]:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}} \quad (3.1)$$

$$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C} \geq I_k^2 \cdot t_k, \quad (3.2)$$

Таблиця 3.2 - Розрахункові значення при виборі ЕВ 110 кВ

Умови вибору вимикача для ОРП- 110 кВ	Розрахункові дані взгідно з ВКР	Характеристики роз'єднувача від заводу виробника
$U_{\text{нр}} \quad U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
$I_{\text{рн}} \quad I_{\text{розрах}}$	177,15 А	2000 А
$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C} \geq I_k^2 \cdot t_k,$	15,2 кА ² с	102 кА ² с
$i_y < i_{\text{пр.с}},$	19,2 кА	40 кА

3.3 Вибір роз'єднувачів в ОРП 110 кВ

У відповідно з технічними вимогами [7] компонуємо ОРП-110 кВ роз'єднувачами.

Таблиця 3.3 - Умови вибору роз'єднувача типу РГН.2-110.ІІ/1000-40 УХЛ1

Умови вибору роз'єднувача для ОРУ- 110 кВ	Розрахункові дані в відповідно з п.3.3- 3.10	Технічні характеристики роз'єднувача
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ
$I_{\text{рн}} > I_{\text{розрах.}}$	177,15 А	1000 А
$I_{T.C}^2 \cdot t_{T.C} \geq I_k^2 \cdot t_k,$	15,2 кА ² с	100 кА ² с
$i_y < i_{\text{пр.с}},$	19,2 кА	100 кА

Вибраний роз'єднувач відповідає всім вимог.

3.4 Компонування ОРП 110 трансформаторами струму

«Вибір вимірювальних трансформаторів струму (ТС) виконується по номінальним параметрів» [13,18].

Таблиця 3.4 - Умови вибору ТС

Розрахункові дані	Паспортні дані	Умови вибору
Номінальна напруга		
110 кВ	126 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$
Тривалий номінальний струм		
177 А	100-200-400 А	$I_{рн} > I_{розр}$
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		
15,2 кА ² с	63 кА ² с	$I_{Т.С}^2 \cdot t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$
Номінальний струм динамічної стійкості		
19,2 кА	40 кА	$i_y < i_{нр.с}$

Компонуємо ОРП 110 кВ трансформаторами струму різної конструкції.

«Перевіримо ТС за вторинною навантаженні» [11]:

$$Z_{2нав} \leq Z_{2ном}, \quad (3.3)$$

«де $Z_{2нав}$ - вторинна навантаження ТС; $Z_{2ном}$ - номінальна допустиме вторинне навантаження ТС в вибраному класі точності.

Так, як індуктивний опір сполучних проводів незначний, можна, припустити, що $Z_{2нав} = r_{2нав}$. Гранично допустиме опір жили кабелю розраховуємо по формулі» [11]:

$$r_{2пр.дон} = \frac{S_{ном} - S_{спож}}{I_{ном}^2 - r_{пер}}, \quad (3.4)$$

де $I_{ном}$ - номінальний вторинний струм ТС,

$r_{пер}$ - перехідний опір сполучних контактів в струмових ланцюгах.

Розрахунковий переріз жили проводу розраховуємо як:

$$S_{каб} \geq \frac{l_{каб}}{\gamma \cdot r_{2пр.дон}}, \quad (3.5)$$

де $l_{\text{каб}}$ - метраж кабелю, м;

γ - дані про питомий опір, Ом/м.

Таблиця 3.5 - Компонування трансформаторами струму 110 кВ і 10 кВ

Умова вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
Номінальна напруга		
$U_{\text{вуст}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
	10 кВ	10 кВ
Тривалий номінальний струм		
Силовий трансформатор, в лінії 110 кВ	177 А	300/5 А
Силового трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в лінії 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секційний вимикач $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$, в лінії 110кВ	354 А	400/5 А
Секційний вимикач $I_{\text{max}} < I_{\text{ном}}$, в лінії 10кВ	2430	3000/5 А
Номінальний струм динамічної стійкості:		
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	38,3 кА	63 кА
Номінальний тепловий імпульс (термічна стійкість)		
$B_k \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$	9,2 кА ² с	2883 кА ² с

Згідно ПУЕ [1,9]:

$$r_{2\text{пр.дон}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом},$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \cdot 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2,$$

перетину жили кабелю складе 2,5 мм²

3.5 Вибір обладнання в КРП ЗРУ 10 кВ

Відповідно до типових технічних рішень для підстанцій 6- 110 кВ [12] оберемо обладнання КРП 10 кВ з осередками Universal.

Застосування даних осередків забезпечить виконання всіх вище зазначених вимог. Також дані осередки відповідають не тільки всім сучасним технічним та технологічним вимогам, а також мають високий ступінь захисту

оперативно-ремонтного персоналу від помилкових дій, що забезпечує високу ступінь безпеки, при цьому наочна мнемонічна схема, виконана в даних осередках, дозволяє візуально визначити оперативне становище комутаційних апаратів, що є одним з переваг даного електрообладнання в експлуатації.

Усі перелічені вище переваги дають істотні переваги по порівнянні з іншими виробниками, як в технічному, так і в економічному плані.

Таким чином, ЗРУ 10 кВ ПС 110/10 кВ Діамікс укомплектуємо осередками Universal.

3.5.1 Компонування КРП вимикачів на 10 кВ

У зв'язку з тим, що до шафи КРУ серії СЕЩ входять вакуумні вимикачі, номінальні параметри комутаційного обладнання виберемо з низки стандартних значень на підставі ГОСТ Р 52565 -2006. Вибір вакуумних вимикачів і їх перевірка наведено в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6- значення при виборі вакуумного вимикача 10 кВ

Умови вибору	Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{нр} > U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	1948 А	3150 А
$I_{Т,С}^2 \times t_{Т,С} \geq I_{к}^2 \times t_{к}$	14,1 кА ² с	100 кА ² с
$i_{у} < i_{пр,с}$	33 кА	40 кА

3.5.2 Компонування КРП трансформаторами струму 10 кВ

У відповідно з п.3.4 трансформатори струму можуть побут різної конструкції.

«У КРУ існує можливість встановити ТС різної конструкції: шинні - при шинному введенні або опорні - при кабельному в воді" [10].

«Для ланцюгів захисту, автоматики і вимірювання застосовуємо багатообмотувальні ТС. Для підвищення надійності і безпеки при обслуговування в РУ існує можливість застосовувати ТС з довгими висновками, які не мають гвинтових з'єднань у високовольтному відсіку» [17].

«Номінальний струм ТС підбираємо як можна, можливо ближче до робітнику струмуустановки, оскільки недовантаження первинної обмотки

трансформатора призводить до збільшення похибок» [10].

Таблиця 3.7 - Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму

Розрахункові дані	Каталожні дані: ТОЛ-10 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1948 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$
$i_{уд} = 33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

У відповідно з ПУЕ [4]:

$$r_{приб} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Виходячи з типу обраного трансформатора струму ТІЛ - 10 кВ класу точності 0,5 $Z_{2 ном} = 1,2 \text{ Ом}$.

«Опір провідника» [9]:

$$r_{пров} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Контрольний кабель з перетином $S=4 \text{ мм}^2$.

«Вторинна навантаження» [9]:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

3.6 Вибір релейний захисту і автоматики

3.6.1 Мікропроцесорний релейний захист

Розподільний пристрій 110 кВ виконано по схемою №110-4Н "Два блоку з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній". ОР підключені два трансформатора ТДН-25000/110/10 і дві лінії 110 кВ.

Розподільний пристрій 10 кВ виконано по схемою "Одна секційована вимикачем секції шин".

Будівельно-монтажні роботи поділено на дві черги. На I черзі передбачається наступний порядок робіт:

- встановлення трансформатора Т-1
- встановлення елегазового вимикача;
- встановлення роз'єднувачів 110 кВ з руховими приводами;

- встановлення комплексу елегазових трансформаторів напруги 2 пн.ш. 110 кВ;

- встановлення трансформаторів струму на 2 пн.ш. 110 кВ;
- встановлення трансформаторів струму в осередку введення 10 кВ 2 с.ш.;
- встановлення осередків ТСН-10 кВ 1 та 2 с.ш.;

на II черги передбачається наступний порядок робіт:

- встановлення трансформатора Т-1;
- встановлення елегазового вимикача;
- встановлення роз'єднувачів 110 кВ з з руховими приводами;
- встановлення комплексу елегазових трансформаторів напруги 1 пн.ш. 110 кВ;

110 кВ;

- встановлення трансформаторів струму на 1 пн.ш. 110 кВ;
- встановлення трансформаторів струму в осередку введення 10 кВ 1 с.ш.;

У ВКР розглядається реконструкція УРЗА в обсязі, необхідному при заміні первинного обладнання.

У структуру комплексу РЗА входять:

1) основний захист силового трансформатора на базі терміналу "Сіріус-Т" виробництва ЗАТ "Радіус-Автоматика", Котрий входить в комплект захисту БПВА.468263.006-01 (комплект А01 шафи ШЕРА-Т-4002), виконуючий такі функції:

- ДЗТ з гальмуванням від всіх видів КЗ всередині бака трансформатора;
- ДТЗ;
- МТЗ ВН;
- ЗП ВН;
- пуск автоматики охолодження;
- блокування РПН при перевантаженні;
- прийом сигналів від сигнальної та відключаючої ступенів ГЗ Т, ГЗ РПН Т, датчиків підвищення температури оливи, зниження і підвищення рівня оливи, несправності ланцюгів охолодження;
- контроль стану ізоляції ланцюгів газовий захисту трансформатора;

2) резервна захист трансформатора і АУВ ВВ-110 кВ на базі терміналу "Сіріус-УВ" виробництва ЗАТ "Радіус-Автоматика", Котрий входить до комплекту БПВА.468263.022-01 (комплект А02 шафи ШЕРА-Т-4002), виконуючий такі функції:

- МСЗ ВН від багатозначних КЗ;
- АУВ;
- УРВ;
- прийом сигналів від газових захистів трансформатора і РПН;
- контроль стану ізоляції ланцюгів газовий захисту трансформатора;

3) захист ВВ-10 кВ на базі терміналу "Сіріус-2-В" виробництва ЗАТ "Радіус-Автоматика", Котрий входить в комплект БПВА.468263.004 (комплект А03 шафи ШЕРА-Т-4002), виконуючий наступні функції:

- триступінчаста МТЗ з комбінованим пуском по напруги;
- захист мінімального напруги;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- УРВ;
- одноразове АПВ;

4) АРКТ трансформатора на базі терміналу "Сіріус-2-РН" виробництва ЗАТ "Радіус-Автоматика", Котрий входить в комплект БПВА.468263.005-01 (комплект А04 шафи ШЕРА-ТТ-4002), виконуючий наступні функції:

- автоматичного підтримки напруги в заданих межах;
- ручного регулювання напруги;
- блокування РПН при виявленні несправності приводу РПН;
- блокування РПН від зовнішніх сигналів;
- блокування РПН при навантаженнях трансформатора;
- блокування РПН при перевищення $3U_0$;
- формування імпульсних чи безперервних команд управління електроприводом РПН;

5) захист СВ-10 кВ на базі терміналу "Сіріус-2-С" виробництва ЗАТ "Радіус-Автоматика", Котрий входить в комплект БПВА.468263.008 (комплект А01 шафи ШЕРА-С10-3001), виконуючий наступні функції:

- триступінчаста МСЗ;
- АУВ;
- УРВ;
- ЛЗШ;
- АВР;

Схема підключення РЗіА до вторинним ланцюгам трансформаторів струму ОРУ-110 кВ представлена на рисунку 3.1.

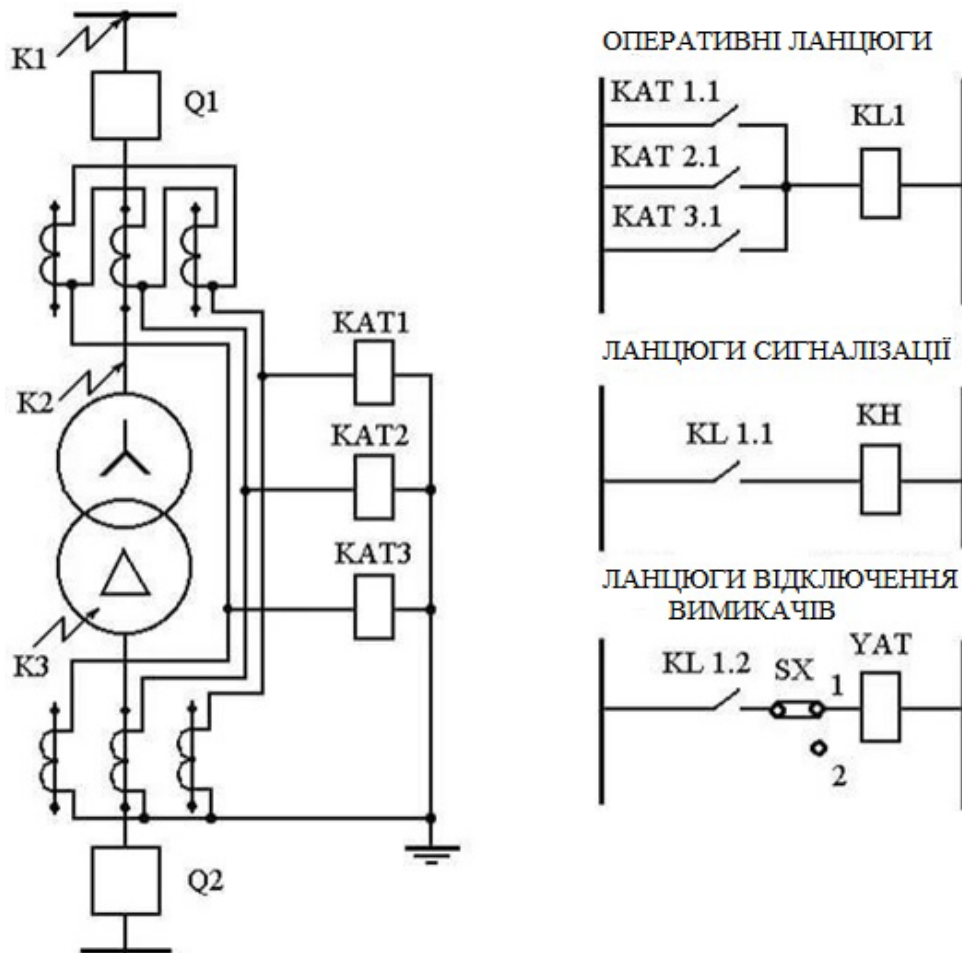


Рисунок 3.1–Підключення РЗіА до вторинним ланцюгів трансформаторів струму ОРП-110 кВ

3.6.2 Розрахунок уставок диференціального захисту трансформатора

Вимоги до виконання диференціального захисту трансформаторів визначені в [3, 11].

Згідно ПУЕ, для трансформатора встановлюємо наступні захисти:

- Основний захистом силового трансформатора від всіх видів струмів КЗ, обираємо - диференціальний захист трансформатора (ДЗТ);
- Резервний захист від внутрішніх ушкоджень - струмове відсікання (СС);
- Резервну захист від зовнішніх струмів КЗ - максимальний струмовий захист (МТЗ);
- Захист від навантаження.

Виходячи з рекомендацій заводу виробника визначимо на боці ВН - 110 кВ, коефіцієнт вирівнювання [11]:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТС.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (3.6)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

У відповідно з рекомендаціями заводу виробника на боці НН - коефіцієнт вирівнювання:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТС.НН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.НН}} \quad (3.7)$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

У відповідно з рекомендаціями заводу виробника уставки по струму знаходяться [11]:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДП} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДП} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДП} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДП} = 4,9 \text{ А.}$$

Відповідно до методики розрахунку заводу виробника струм спрацьовування дорівнює:

$$I_{C3.BH}^{DT} = \frac{I_{уст.ВН} \cdot K_{TC.ВН}}{K_{CX.ВН}},$$

$$I_{C3.BH}^{DT} = \frac{4,6 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ A.}$$

У відповідно з методикою розрахунку заводу виробника коефіцієнт чутливості:

$$k_{ч} = \frac{I_{K3.min}^{(2)}}{I_{CP.TO}},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)},$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{ч} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 \geq 2.$$

У відповідно з методикою розрахунку заводу виробника уставка по вторинному струму спрацьовування:

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{CP}^{ДО}}{K_{B1}};$$

$$I_{уст.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A. } I_{уст.ВН}^{ДО} = 28 \text{ A.}$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{CP}^{ДО}}{K_{B2}};$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A.}$$

$$I_{уст.НН}^{ДО} = 30 \text{ A.}$$

Сходінка відсічення диференціального захисту:

$$I_{C3.ВН}^{ДО} = \frac{28 \cdot 300/5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A.}$$

За відомим значенням струму трифазного КЗ в мінімальному режимі в точці К1 знайдемо двофазний струм КЗ:

$$I_{K1min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Перша сходинка відсічення шафи захистів задовольняє вимогам.

Основний і резервний захист ліній 110 кВ

Захист і автоматика управління лініями 110 кВ виконано на базі типових шаф виробництва ТОВ НВП «ЕКРА» - ШЕ2607 085/205 (основний захист лінії) і ШЕ2607 021 (резервний захист лінії).

Основний захист ліній 110 кВ містить високочастотну та релейну частини.

Релейна частина захисту виконана з урахуванням терміналу БЕ2607 V085. Спрямований ВЧ захист нульової послідовності (ВЧБ).

У терміналі БЕ2607 V081 реалізована функція блокування при несправності в ланцюгах напруги. БНН реагує на обрив однієї, двох та трьох фаз напруг «зірки» або «розімкнутого трикутника». БНН спрацьовує при зниженні будь-якого з фазних напруг на величину 10 В при всіх решти поданих номінальних величинах напруг «зірки» і «розімкнутого трикутника».

3.7 Розрахунок захисного заземлення ПС 110 кВ Діамікс

Виконаємо розрахунок контуру заземлення ПС 110/10 кВ Діамікс, при цьому будемо використовувати вихідні дані для розрахунку з таблиці 3.8.

Таблиця 3.8- Вихідні дані для розрахунку заземлення

Необхідний параметр	Одиниці вимірювання	Дані параметра
Довжина стрижня	м	$L = 10$
Діаметр стрижня	м	$d = 0.012$
Питомий опір ґрунту	Ом · м	$\rho = 100;$
Опір заземлення	Ом	$R_3 = 0,5$
Глибина закладення смуги	м	$t=0.7$
Периметр ділянки	м	$l=208$

1. Опір одного стрижня:

$$R_C = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \text{Ln} \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} \right) =$$

$$= \frac{125}{2\pi 10} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} \right) = 15,32 \text{ Ом}$$

де $\rho_{\text{розр}} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1,25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ - розрахунковий опір ґрунту;

$K_C = 1,25$ коефіцієнт сезонності

$t' = t + 0,5 \cdot L = 0,7 + 0,5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$ - наведена довжина закладення.

2. Необхідне кількість стрижнів:

$$n_c = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

де $\eta_C = 0,55$ - коефіцієнт використання стрижня;

3. Опір заземлюючої смуги:

$$r_{II} = \frac{\rho_{\text{розр}}}{2\pi l} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot 230^2}{0,04 \cdot 0,72} \right) = 1,31 \text{ Ом}$$

4. Опір заземлюючої смуги в контурі:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1,31}{0,8} = 1,63 \text{ Ом}$$

де $\eta_{II} = 0,8$ - коефіцієнт використання протяжних заземлювачів;

5. Необхідний опір вертикальних заземлювачів:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_3 + R_{II}} = \frac{1,63 \cdot 0,5}{0,5 + 1,63} = 0,38 \text{ Ом}$$

6. Уточнення кількості стрижнів:

$$n_c = \frac{R_C}{R_3 \cdot \eta_C} = \frac{15,32}{0,38 \cdot 0,55} = 80 \text{ шт}$$

Таким чином, для заземлення об'єкта, що проектується, необхідно 80 стрижнів.

За розрахунками, застосовуємо для заземлювального контуру ПС 110/10 кВ, трансформаторів з глухо заземлюючою нейтраллю, на стороні 110 кВ, 80

стрижнів розташованих один від одного на відстані 5 м по периметру ПС, які пов'язані між собою смугою зв'язку.

3.8 Підстанція власних потреб

Щит власних потреб встановлюється на понижувальній підстанції та забезпечує живлення споживачів, що відносяться до власних потреб підстанції. До таких споживачів відносяться установки штучного освітлення, опалювальне обладнання приміщень підстанції, опалювальне обладнання шаф управління і приводів комутаційних апаратів, живлення шаф і пристроїв управління комутаційними апаратами понижувальної підстанції, а також пристроїв релейного захисту та автоматики. Характеристики та потужність споживачів власних потреб понижувальної підстанції, визначаються складом обладнання та потужністю підстанції згідно [16].

Джерелами живлення системи власних потреб понижувальної підстанції є трансформатори власних потреб (ТВН), які підключаються до секції низької напруги підстанції – 10 кВ. Так як на підстанції встановлено два трансформатори, та кожен силовий трансформатор живить свою секцію шин, тому на підстанції передбачено встановлення двох ТВН, які запитані від кожної секції шин кабельними лініями. Для захисту ТВН їх підключення здійснюється через вимикач.

Щит власних потреб (ЩВН), що пропонується до встановлення на підстанції. виконаний на базі низьковольтного комплектного розподільчого пристрої типу - ШВРАУ.

Конструктивно ЩВН включає п'ять окремих шаф в яких встановлюються ввідний та секційний вимикач. Для цього типу ЩВН пропонується використовувати вимикачі навантаження, які добре зарекомендували себе, виробництва компанії Schneider Electric. На лініях ЩВН, що відходять.пропонується провести встановлення автоматичних вимикачів виробництва Schneider Electric.

У ЩВН передбачається також встановлення пристрою автоматичного введення резерву за 0,4 кВ. Пристрій АВР встановлюється лише на секційному

вимикачі ЩВН. Пристрій АВР забезпечує перемикання секційного вимикача з стандартного відключеного положення в положення замкнутого контакту, при цьому сигнал на увімкнення вимикача подається від інтелектуально-програмованого реле марки "Zelio Logic".

Виконаємо розрахунок трансформаторів власних потреб.

Так, як трансформатори власних потреб комплект РУ-10 кВ, в даній роботі необхідно розрахувати схему і потужність трансформаторів власних потреб для ПС 110 кВ [11].

У ПС 110/10 кВ планується встановити 2 трансформатори власних потреб (ТВН) внутрішньої установки, по одному трансформатору на кожен секцію 10 кВ.

Потужність одного трансформатора повинна забезпечити нормальну роботу всієї ПС-110/10 кВ.

Параметри навантаження власних потреб вказані в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 - Навантаження власних потреб КТП-35/10 кВ

Тип навантаження	$S_{\text{наван}}$ кВА.	K_c	$S_{\text{рас}}$ кВА
Освітлення приміщення КТП-35 кВ	1,2	0,9	1,08
Освітлення приміщення КТП-10 кВ	1,6	0,9	1,44
Освітлення приміщення силових трансформаторів	1	0,5	0,5
Освітлення території ГТЕС	4	0,5	2
Аварійне освітлення	0,5	1	0,5
АСУ і пожежна сигналізація	1	1	1
Обігрів будівлі КТП	24	0,7	16,8
Система кондиціювання будівлі КТП	48	0,5	24
Всього:			47,32

Навантаження на трансформатор ВН по даними таблиці, з обліком коефіцієнта попиту k_c , складає 47,32 кВА.

Розраховуємо потужність трансформаторів власних потреб з урахуванням

того, що у разі виведення одного з трансформаторів, що залишився в роботі, міг взяти на себе всю навантаження з допустимою перевантаженням [6]:

$$S_{ном.т} \leq \frac{S_{наван}}{0,7 \cdot n} = \frac{47,32}{0,7 \cdot 2} = 33,8 \text{ кВА},$$

де $S_{ном}$ - номінальна потужність трансформатора СН,

n - кількість трансформаторів СН.

Вибираємо трансформатор СН, з урахуванням допустимого 40% перевантаження, потужністю 40 кВА внутрішньої установки марки ТС 40/10.



Рисунок 3.1 - Зовнішній вигляд трансформатора власних потреб

Таблиця 3.10 - Характеристики трансформатора ТС-40/10

Тип	$S_{ном}$ кВА	Напруга, кВ		Втрати, кВт		$U_k \%$
		ВН	ПН	P_{xx}	$P_{кз}$	
ТС-40/10	40	10,5	0,4	0,175	1	4,5

Висновки по третьому розділу

За характером споживачів живлення від понижувальної підстанції з обліком сучасних вимог до важливих електричних схем, розподільчих пристроїв підстанцій обрано схема ОРП 110 кВ.

Вироблений розрахунок і метод будівництва контуру заземлення принизливої підстанції.

Вибраний варіант понижувальної підстанції 110/10 кВ відповідає всім вимогам правил і норм міських розподільчих електромереж.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі розглянуті теоретичні і практичні рішення вибору електрообладнання знижувальною підстанції 110/10 кВ технопарку від якої будуть запитані резиденти.

У даної роботі виконано:

- Вибір місця розташування принизливою підстанції виходячи з місця розташування індустріального парку;
- Розробка схеми ОРП 110 кВ і структурної схеми підстанції;
- Вибір обладнання розподільного пристрою та його тип знижувальною підстанції 110/10 кВ технопарку;
- Вибір мікропроцесорного захисту та розрахунок уставок, для захисту основного обладнання електростанції.

На підставі Технічного завдання на розробку проектної та робочої документації «Підстанція 110/10 кВ потужністю 2x25 МВА» та Технічних умов на технологічне приєднання до електричним мережам ВАТ «Київобленерго» обрано необхідна кількість і потужність силових трансформаторів з обліком планованого розвитку технопарку.

За характером споживачів живлення від понижувальної підстанції з обліком сучасних вимог до важливих електричних схем, розподільчих пристроїв підстанцій обрано схема ОРП 110 кВ.

На підставі розрахунків струмів короткого замикання обрані ввідні, секційні і відхідні на лініях комутаційні апарати в розподільчих пристроях 110 кВ і 10 кВ.

Вироблений розрахунок і метод будівництва контуру заземлення принизливої підстанції.

Вибраний варіант понижувальної підстанції 110/10 кВ відповідає всім вимогам правил і норм міських розподільчих електромереж.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ПУЕ Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання)/ Наказ від 1.07.2017 № 476 Про затвердження Правил улаштування електроустановок
2. <https://prom.ua/brands/Ukrelkom>
3. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: /уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.
4. Ачкасов А.Є., Лушкін В.А., Охріменко В.М., Кузнецов А.І., Чернявська М.В., Воронкова Т.Б. Електротехніка у будівництві: Навчальний посібник. — Харків: ХНАМГ, 2009–363 с
5. Обладнання електричних підстанцій і ліній електропередачі. <http://ukrelektrik.com/oborudovanie>
6. Козлов В. Д. Електричні апарати. Вимірювальні, контрольні та захисні апарати : посібник / В. Д. Козлов, С. В. Єнчев. – К. : НАУ, 2007. – 72 с
7. І.Ю. Литвин. Електричні апарати. Курс лекцій для студ. напряму 80252923 “Електротехніка і електротехнології” денної та заочної форм навчання. – К.: НУХТ, 2232 – 88с.
8. Кирик В.В., Абдулаєв С.А. Визначення оптимальних місць встановлення ОПН // Міжнародний науково-технічний журнал молодих вчених, аспірантів і студентів «Сучасні проблеми електроенергетехніки та автоматики». – 2016. – С. 104-106. 25. Бардик, Є.І. Електрична частина станцій та підстанцій. Основне електрообладнання/ Є.І. Бардик, М.П. Лукаш / К.: "Політехніка" НТУУ "КПІ" 2012. 250 с.
9. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с
10. Апарати релейного захисту. Режим доступу: <http://images.google.ua>

11. Литвиненко, А.А. Системи захисту трансформаторів. Мікропроцесорний захист силових понижаючих трансформаторів / А.А. Литвиненко. — Текст: // Молодий вчений. — 2018. — № 8 (194). — С. 19-21.
12. Все про релейний захист. <https://rza.org.ua/search/r-201894.html>
13. ДСТУ 2790-94 Системи електропостачальні номінальною напругою понад 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
14. ДСТУ 2791-94 Системи електропостачальні номінальною напругою до 1000 В: джерела, мережі, перетворювачі та споживачі електричної енергії. Терміни та визначення.
15. ДСТУ 1.0-93. Державна система стандартизації України. Загальні положення.
16. ДСТУ Б А.2.4-4-99 (ГОСТ 21.101-97). Основні вимоги до проектної та робочої документації.
17. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанцій та електричної мережі. Терміни та визначення.
18. Проектування електричних мереж напругою 0,4- 110 кВ: ГІД 34.20.178.2005: затв. М-вом Полива та енергетики України 08.04.05: Надано чинності 479 з 01.06.2005-К.: ОЕП „ГРІФТЕ”, 2005-43 с