

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

“ ” _____ 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра
за освітньо-професійною програмою «Електричні системи і мережі»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
на тему: «Реконструкція підстанції 154/6 кВ»

Виконав:

студент III курсу, групи ЕС-зп01
Ліляк Іван Валерійович

Керівник:

старший викладач кафедри електричних мереж та систем
Янковська Олена Максимівна

Рецензент:

доцент кафедри відновлювальних джерел енергії к.т.н.,
Бардик Євгеній Іванович

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає
запозичень з праць інших авторів без відповідних
посилань.

Студент

Київ – 2023

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра електричних мереж і систем**

Рівень вищої освіти: перший (бакалаврський)

Спеціальність: 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма: «Електричні системи і мережі»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Валерій КИРИК

« ____ » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
на дипломний проект студенту
Ліляку Івану Валерійовичу

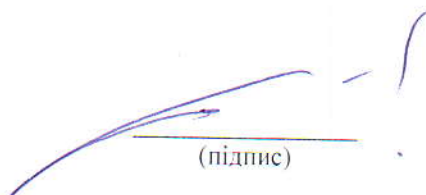
1. Тема проекту: «Реконструкція підстанції 154/6 кВ», керівник проекту Янковська Олена Максимівна, старший викладач.
затверджені наказом по університету від «29» травня 2023 р. №2052-с.
2. Термін подання студентом проекту: «10» червня 2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи): технічні параметри обладнання підстанції 154/6 кВ, вихідні данні для розрахунку навантаження нового приєднання.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки: 1) Характеристика та проблематика підстанції. 2) Розрахунки електричних навантажень. 3) Розрахунок навантаження та вибір обладнання підстанції 154/6 кВ. 4) Релейний захист та автоматика підстанції 154/6 кВ. 5) Облік електроенергії. 6) Основні заходи охорони праці.
5. Перелік графічного матеріалу:
 - 5.1) Схема підстанції;
 - 5.2) Схема АСКОВЕ;
 - 5.3) Розріз комірки.

6. Дата видачі завдання: 25 березня 2023 року.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Строк виконання етапів проекту	Примітка
1	Характеристика об'єкту		
2	Аналіз технічної літератури		
3	Розрахунок електричних навантажень		
4	Розрахунок та вибір трансформаторів		
5	Релейний захист та автоматика		
6	Облік електроенергії		
7	Оформлення пояснювальної записки		
8	Оформлення графічної частини		

Студент



(підпис)

Іван ЛІЛЯК

Керівник проекту

(підпис)

Олена ЯНКОВСЬКА

КПІ ім. Ігоря
Сікорського

Кафедра ЕМС

Група: ЕС-зп01

Студент: Іван ЛІЛЯК

ДОДАТОК

до завдання на кваліфікаційний дипломний проєкт першого (бакалаврського)

«Реконструкція підстанції 154/6 кВ»

Вихідні дані до дипломного проєкту:

- номінальна напруга мережі $U_n = 150$ кВ;
- відстань між пунктом L(км) та активні потужності пунктів P(МВт) – 2 100 м;
- $\cos \varphi_{нн} = 0,89$. $\cos \varphi_{сн} = 0,81$. $T_{\max} = 4000$ [год/рік];
- у всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорії;
- географічний район спорудження мережі Україна, Дніпропетровська область, м. Нікополь;
- район I – II;

Примітка:

Відстань між пунктами та потужності навантаження пунктів визначаються за ситуаційним планом.

Завдання видане

Дата 25.03.2023р.

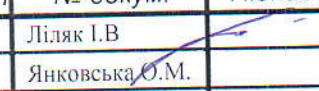
Підпис керівника

**Пояснювальна записка
до дипломного проекту**

На тему: «Реконструкція підстанції 154/6 кВ»

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	3	
2	A4	ДПзп01.141.001.ПЗ.	Пояснювальна записка	66	
3	A3	ДПзп01.141.01.001.ТК	Схема підстанції	1	
4	A3	ДПзп01.141.02.001.ТК	Схема АСКОВЕ	1	
5	A3	ДПзп01.141.03.001.ТК	Розріз комірки	1	

					ДП.0103.141.002.ПЗ		
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дат			
Розроб.		Ліляк І.В.			Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Янковська О.М.				6	66
Н.контр.		Мосаковський В.І			КПІ ім. Ігоря Сікорського ФЕА ЕС-зп01		
Затв.		Кирик В.В.					
Пояснювальна записка							

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до дипломного проекту на тему: "Реконструкція підстанції 154/6 кВ" містить 62 ст., 20 табл., 1 рис., 6 використаних джерел.

У даному дипломному проекті розглянуте питання реконструкції підстанції 154/6 кВ у зв'язку з приєднанням нового споживача – промислового цеху. Для цього було прораховано навантаження нового цеху та відповідно до прорахунку нового навантаження та фактичного існуючого було обрано необхідне обладнання для виконання реконструкції відкритої частини підстанції 154/6 кВ.

Відповідно до нового обладнання був виконаний прорахунок релейного захисту. Також було розглянуте питання обліку електричної енергії автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії по високій стороні 150 кВ, з її улаштуванням.

СТРУМ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ, КАТЕГОРІЯ НАДІЙНОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, КОЕФІЦІЄНТ НАВАНТАЖЕННЯ, МАКСИМАЛЬНЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, АВТОМАТИЧНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ.

ABSTRACT

The explanatory note to the diploma project on the topic: "Reconstruction of the 154/6 kV substation" contains 62 volumes, 20 tables, 1 drawing, 6 used sources.

This diploma project considers the issue of reconstruction of the 154/6 kV substation in connection with the addition of a new consumer - an industrial shop. For this, the load of the new workshop was calculated and, in accordance with the calculation of the new load and the actual existing one, the necessary equipment was selected for the reconstruction of the open part of the 154/6 kV substation.

In accordance with the new equipment, the relay protection was recalculated. The issue of accounting for electric energy by an automated commercial electricity accounting system on the high side of 150 kV, with its arrangement, was also considered.

SHORT CIRCUIT CURRENT, ELECTRICAL SUPPLY RELIABILITY CATEGORY, LOAD FACTOR, MAXIMUM LOAD, TRANSFORMER SUBSTATION, AUTOMATIC COMMERCIAL ACCOUNTING SYSTEM.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		2

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	6
Вступ.....	7
1. Характеристика та проблематика підстанції.....	8
Висновки до розділу 1.....	8
2. Розрахунки електричних навантажень.....	9
2.1 Розрахунок освітлення.....	9
2.2 Розрахунок навантаження обладнання.....	16
2.3 Розрахунок кабельної мережі 6 кВ.....	17
Висновки до розділу 2.....	20
3. Розрахунок навантаження та вибір обладнання підстанції 154/6 кВ.....	21
Висновки до розділу 3.....	23
4. Релейний захист та автоматика підстанції 154/6 кВ.....	24
4.1 Визначення пристрою РЗА.....	22
4.2 Перевірка трансформаторів струму на допустиму похибку.....	25
4.3 Розрахунок уставок релейного захисту силового трансформатора.....	30
4.4 Розрахунок та вибір параметрів спрацьовування диференціального струмового захисту пристрою RET 670.....	33
4.4.1 Початковий диференціальний струм спрацьовування IdMin.....	33
4.4.2 Розрахунок коефіцієнта нахилу на другій ділянці характеристики.....	33
4.4.3 Розрахунок уставок диференційного захисту.....	35
4.4.4 Максимальний струмовий захист.....	38
Висновки до розділу 4.....	43
5. Облік електроенергії.....	45
Висновки до розділу 5.....	55
6. Основні заходи охорони праці.....	56
Висновки до розділу 6.....	59
Загальні висновки.....	60
Список використаних джерел.....	61
ДОДАТОК А Результати перевірки дипломного проекту на плагіат.....	62

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		3

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ЛЕП	–	лінія електропередавання;
РП	–	розподільчий пристрій;
МСЗ	–	максимальний струмовий захист;
ТС	–	трансформатор струму;
НН	–	вторинні обмотки трансформатору;
ВН	–	первинні обмотки трансформатору;
КЗ	–	коротке замикання;
АСОКЕ	–	автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
ЗОД	–	зберігання та оброблення даних;
БД	–	база даних;
КБ	–	кабельна лінія.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		4

ВСТУП

У зв'язку зі швидким розвитком та ростом електричних мереж з'являється необхідність проектування та спорудження нових, більш надійних з точки зору електропостачання споживачів та економічних електричних мереж. Систему електропостачання промислового підприємства можна умовно розділити на внутрішньозаводське та цехове електропостачання. Цехове електропостачання являє собою живильну й розподільну мережу з напругою до 1000 В, а також комплектні трансформаторні підстанції.

Основною умовою проектування ефективної системи електропостачання є надійність, економічність і якість електроенергії в мережі.

При проектуванні електричної мережі необхідно враховувати ряд вимог:

- характерне розміщення та навантаження підстанції;
- урахування перспективи розвитку та розширення;
- забезпечення відновлення живлення споживачів у після аварійному режимі;
- забезпечення регіональних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без відключення сусідніх приєднань;
- електрична мережа має забезпечувати якісною електроенергією.

Під якістю електроенергії розуміють сукупність її якостей, обумовлюючих придатність електроенергії для нормальної роботи у відповідності до їх призначення.

При виконанні даної роботи розробляється прорахунок та вибір обладнання підстанції для її реконструкції та приєднання нового промислового споживача.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		5

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТА ПРОБЛЕМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ

У зв'язку з збільшенням виробничих потужностей на підприємстві та раціональним використанням електричного навантаження була визначена необхідність на збільшення дозвільної(приєднаної) електричної потужності підстанції «Н-2» 154/6 кВ, що належить ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШН ЮКРЕЙН».

У зв'язку з розширенням виробництва та приєднанням ще одного цеху до існуючої підстанції 154/6 кВ, яка має наразі коефіцієнт завантаження на рівні 0,9-0,95, необхідна реконструкція відкритої частини підстанції Н-2, з вибором нових елементів.

Споживачі за вимогам надійності відносяться до II-ї та III-ї категорії.

Реконструкція самої підстанції викликана відповідними технічними умовами від електропостачальної компанії, щодо можливості збільшення дозвільної потужності (величина максимального розрахункового (прогнозованого) навантаження з урахуванням існуючої дозвільної приєднаної потужності – 30 200,00 кВт.

Головна мета реконструкції це створення надійної та ефективної системи електропостачання, а також економічність і якість електроенергії в мережі.

Висновки до розділу 1

В результаті аналізу існуючого стану підстанції та нового приєднання виникає необхідності та доцільності реконструкції. Оскільки існує необхідність приєднання трубопресового цеху виробничих потужностей ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШН ЮКРЕЙН», відповідно до нього в подальшому розраховується навантаження споживача та визначається відповідні елменти, що потребують заміни на підстанції 154/6 кВ.

Здійснено аналіз категорійності споживачів, які приєднані до даної підстанції, та підстави для виконання проекту по реконструкції даної підстанції.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

2. РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Систему електропостачання підприємства можна умовно розділити на внутрішньоцехове та зовнішнє електропостачання. Електропостачання промислових цехів є системою живлення та розподілу електроенергії з напругою до 1000 В, а також включає комплексні трансформаторні підстанції.

Електроприймачі цеху пов'язані між собою технологічним процесом, від чого їх робота відбувається залежить один від одного і зупинка одного обладнання веде до простою іншого. Відповідно до цього необхідно забезпечити електроприймачів підприємства згідно вимог до II та III категорії по надійності електропостачання на протязі двадцяти чотирьох годин протягом року.

2.1 Розрахунок освітлення

Відповідно до встановлених норм про природне і штучне освітлення використовуються наступні типи освітлення: робоче, аварійне та евакуаційне.

Освітлення робочого простору є обов'язковим для всіх приміщень незалежно від їх призначення. Робоче освітлення забезпечує найвищу інтенсивність освітлення.

Аварійне освітлення для нашого цеху є необхідним. Оскільки у випадку відключення освітлення, відсутність світла може призвести до вибуху, пожежі або довготривалого порушення технологічного процесу.

Необхідно забезпечити евакуаційне освітлення, що забезпечує умови виходу людей з приміщення під час аварії. Це освітлення необхідне тому, що в приміщенні перебуває близько 400 робітників.

Для заданого приміщення вибираємо систему загального освітлення з рівномірним розташуванням джерел світла.

Вихідні дані: $A = 300$ м; $B = 96$ м; $H = 9,6$ м
середовище згідно вимог ПУЕ – норма[1].

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

Для приміщень висотою більш 6 м використовують газорозрядні лампи високого тиску, які мають велику світловіддачу та світлопередачу, тому, за джерело світла приймаємо лампи ДРИ.

Вибираємо світильники типу ГСП-17, які мають наступні характеристики – клас світлорозподілу - П, крива сила світла – ГЗ.

В адміністративно-побутових приміщеннях, використовують світлодіодні панелі. Вони забезпечують велику рівномірність освітленості, світловіддачу та світлопередачу.

Для системи евакуаційного освітлення використовуються світлодіодні лампи.

У системі загального освітлення світильники розташовують над освітлювальною поверхнею рівномірно та симетричними рядами, створюючи рівномірне освітлення по всій площі. При підборі відстані між світильниками необхідно знайти таку, що забезпечить найменшу потужність освітлювальної установки та достатню для практичних умов рівномірність освітлення.

Розрахункова висота приміщення визначається за формулами:

$$H_p = h - h_c - h_p, \quad (2.1)$$

де $h = 9,6$ м – висота приміщення;

$h_c = 0,6$ м – висота підвісу світильника;

$h_p = 0,8$ м - висота поверхні з нормованою освітленістю.

$$H_p = 9,6 - 0,6 - 0,8 = 8,2 \text{ м}$$

Відстань між світильниками в ряду та відстань між рядами складають:

$$L_{св} = \lambda \cdot H_p \quad (2.2)$$

$$L_p = \lambda \cdot H_p, \quad (2.3)$$

де коефіцієнт для $\lambda =$ від 0,8 до 1,1.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		8

$$l_{CB} = 0,3 \cdot L_{CB} \quad (2.4)$$

$$l_p = 0,3 \cdot L_p \quad (2.5)$$

$$L_{CB} = 0,8 \cdot 8,2 = 6,56 \text{ м}$$

$$L_p = 1,1 \cdot 8,2 = 9,02 \text{ м}$$

$$l_{CB} = 0,3 \cdot 6,56 = 1,97 \text{ м}$$

$$l_p = 0,3 \cdot 9,02 = 2,71 \text{ м}$$

Визначимо кількість освітлювальних пристроїв в ряді:

$$n_{CB} = \frac{A - 2l_{CB}}{L_{CB}} + 1 \quad (2.6)$$

$$n_{CB} = \frac{300 - (2 \cdot 1,97)}{6,56} + 1 = 46 \text{ шт.}$$

Визначимо кількість рядів:

$$n_p = \frac{B - l_p}{L_p} + 1 \quad (2.7)$$

$$n_p = \frac{96 - 2,71}{9,02} + 1 = 10 \text{ шт.}$$

Розрахуємо відстані між світильниками в ряді:

$$L_{CB \text{ II}} = \frac{A - 2l_{CB}}{n_{CB} - 1} \quad (2.8)$$

$$L_{CB \text{ II}} = \frac{300 - (2 \cdot 1,97)}{46 - 1} = 6,58 \text{ м}$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
						9
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахуємо відстань між рядами:

$$L_{p \Pi} = \frac{B - 2lp}{n_p - 1} \quad (2.9)$$

$$L_{p \Pi} = \frac{96 - (2 \cdot 2,71)}{9} = 10 \text{ м}$$

Перевіримо умову рівномірності:

$$0,3 \leq \frac{l_{CB}}{L_{CB \Pi}} \leq 0,5 \quad (2.10)$$

$$0,3 \leq 0,3 \leq 0,5$$

Розрахуємо загальну кількість світильників:

$$N_{CB} = n_{CB} \cdot n_p \quad (2.11)$$

$$N_{CB} = 46 \cdot 10 = 460 \text{ шт.}$$

Визначимо індекс приміщення:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)} \quad (2.12)$$

$$i = \frac{300 \cdot 96}{9,6 \cdot (300 + 96)} = 7,57$$

Для приміщень, де застосовується загальне рівномірне освітлення горизонтальних поверхонь, освітлення розраховується за методом коефіцієнта використання світлового потоку.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		10

За цим методом розрахункове освітлення на горизонтальній поверхні визначають, враховуючи світловий потік, який падає від світильників безпосередньо на поверхню, а також відбитий від поверхонь.

$$\Phi_{\text{розр}} = \frac{E_{\text{норм}} \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{k_u \cdot N}, \quad (2.13)$$

де $\Phi_{\text{св}}$ - світловий потік одного світильника, Лк;

$E_{\text{норм}}$ - нормована освітленість робочої поверхні, дорівнює 300 Лк;

k_3 - коефіцієнт запасу, для ламп ДРЛ догріваює 1,5;

S - площа підлоги, м²;

N - загальна кількість світильників в одному прольоті;

k_u - коефіцієнт використання світлового потоку, визначається в залежності від індексу приміщень, коефіцієнта віддзеркалення стін та робочої поверхні, а також від висоти приміщення.

$$\Phi_{\text{розр}} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 300 \cdot 96 \cdot 1,15}{0,86 \cdot 460} = 37\,674,42 \text{ Лм}$$

Приймаємо лампу типу ДРИ-400-5 з номінальним світловим потоком в 36 000 Лм.

Фактична освітленість:

$$E_{\text{ф}} = \frac{E_{\text{норм}} \cdot \Phi_{\text{ном}}}{\Phi_{\text{розрах}}} \quad (2.14)$$

$$E_{\text{ф}} = \frac{300 \cdot 36\,000}{37\,674,42} = 286,66 \text{ Лк}$$

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

Знаходимо відхилення рівня освітленості, яке повинно знаходитись в діапазоні від -10% до +20%:

$$\Delta E = \frac{E_{\phi} - E_{\text{норм}}}{E_{\text{норм}}} \cdot 100 \quad (2.15)$$

$$\Delta E = \frac{286,66 - 300}{300} \cdot 100 = -4,4\%$$

Встановлена потужність освітлення:

$$P_{\text{вст}} = N_{\text{св}} \cdot P_{\text{ном св}} \quad (2.16)$$

$$P_{\text{вст}} = 460 \cdot 0,4 = 184 \text{ кВт}$$

Для адміністративно-побутових приміщень потужність освітлення визначаємо за площею:

$$P_{\text{вст}} = P_{\text{пит}} \cdot S, \quad (2.17)$$

де $P_{\text{пит}}$ - питома потужність освітлення по площі, становить 5,1 Вт/м²;

S - площа, м².

Для адміністративно-побутових приміщеннях прийняті світлодіодні панелі, потужністю 48 Вт.

$$P_{\text{вст}} = 5,1 \cdot (16 \cdot 55) = 4\,488 \text{ Вт}$$

Кількість світильників, що необхідна для встановлення:

$$N_{\text{св}} = \frac{P_{\text{вст}}}{2 \cdot P_{\text{ном л}}} \quad (2.18)$$

$$N_{\text{св}} = \frac{4\,488}{2 \cdot 48} = 47 \text{ шт.}$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

Адміністративно-побутове приміщення має чотири поверхи, тому приймаємо панелі у кількості 188 штук.

За допомогою методу коефіцієнта попиту розрахуємо навантаження освітлення.

Розрахункове навантаження освітлення визначається шляхом множення потужності світлодіодної панелі на коефіцієнт попиту.

$$P^{\text{осв}} = P_{\text{вст}} \cdot K_c \cdot K_{\text{ПРА}}, \quad (2.19)$$

де $P_{\text{розрах}}^{\text{осв}}$ - навантаження освітлювальної мережі, кВт;

K_c - коефіцієнт попиту, 0,98 - для цеху та 0,8 - для адміністративно-побутових приміщень;

$K_{\text{ПРА}}$ - 1,12 для ДРЛ ламп.

$$P^{\text{осв}}_{\text{цеху}} = 184 \cdot 0,98 \cdot 1,12 = 202 \text{ кВт}$$

$$P^{\text{осв}}_{\text{АПП}} = 2,26 \cdot 0,8 = 1,8 \text{ кВт}$$

Розрахуємо реактивне навантаження:

$$Q^{\text{осв}} = P^{\text{осв}} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2.20)$$

де $\text{tg}\varphi$ - коефіцієнт реактивної потужності.

$$Q^{\text{осв}}_{\text{цеху}} = 202 \cdot 0,62 = 125 \text{ кВт}$$

$$Q^{\text{осв}}_{\text{АПП}} = 1,8 \cdot 0,1 = 0,18 \text{ кВт}$$

Знайдемо повну потужність освітлюючих модулів:

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{(P^{\text{осв}}_{\text{цеху}} + P^{\text{осв}}_{\text{АПП}})^2 + (Q^{\text{осв}}_{\text{цеху}} + Q^{\text{осв}}_{\text{АПП}})^2} \quad (2.21)$$

$$S_{\text{осв}} = \sqrt{(202 + 1,8)^2 + (125 + 0,18)^2} = 239,17 \text{ кВА}$$

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

2.2 Розрахунок навантаження обладнання

Вихідні дані для розрахунку навантаження обладнання знаходяться в таблиці 2.1, а результати розрахунку представлено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.1 - Дані для розрахунку навантаження обладнання

Найменування обладнання	$P_{\text{ном}}$, кВт	$K_{\text{вик}}$	$\cos\varphi$
Пила №1	60	0,47	0,75
Пила №2	60	0,49	0,75
Пила №3	60	0,49	0,75
Пила №4	60	0,47	0,75
Пила BEHRINGER	17,5	0,6	0,8
Свердлильний верстат	40	0,45	0,6
Свердлильний верстат	40	0,45	0,6
Свердлильний верстат	42	0,3	0,6
Свердлильний верстат	42	0,3	0,6
Найменування обладнання	$P_{\text{ном}}$, кВт	$K_{\text{вик}}$	$\cos\varphi$
Свердлильний верстат	75	0,3	0,6
Свердлильний верстат LOCH	130	0,6	0,8
Торцювальний станок КТ42	80	0,2	0,8
Торцювальний станок КТ42-А	170	0,7	0,8
Трубо-пресова лінія	7 880	0,89	0,7
Правильний стан СКМЗ	500	0,7	0,8
Правильний стан REIKA	400	0,7	0,8
Лентопильний верстат BERINGER	15	0,8	0,75
Лентопильний верстат BERINGER	15	0,6	0,75
Лентопильний верстат BLIN	10	0,7	0,75
Шліфувальний станок	15	0,47	0,75
Трубовідрізний верстат	50	0,8	0,75
Трубовідрізний верстат	50	0,6	0,75
Трубовідрізний верстат	70	0,5	0,75

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку навантаження обладнання

$P_{вст}, \text{кВт}$	$P_m, \text{кВт}$	$Q_m, \text{кВАр}$	$S_m, \text{кВа}$	$I_m, \text{А}$
10 066	8 205,65	5 833,69	9 023,5	5 237

Розрахуємо сумарне навантаження трубопресового цеху:

$$P_{\text{розрах н}} = P_m + P_{\text{осв}} \quad (2.22)$$

$$Q_{\text{розрах н}} = Q_m + Q_{\text{осв}} \quad (2.23)$$

$$P_{\text{розрах н}} = 8\,205,65 + 203,8 = 8\,409,45 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{розрах н}} = 5\,833,69 + 125,18 = 5\,958,87 \text{ кВАр}$$

2.3 Розрахунок кабельної мережі 6 кВ

Завдання вибору кількості кабельних ліній, що будуть прокладені до підстанції вирішують комплексно, одночасно з вибором номінальної напруги і перерізу кабелів, на підставі техніко-економічного порівняння альтернативних варіантів.

Визначальним фактором, що впливає на вибір кількості лінії електропередачі є вимоги до надійності електропостачання споживачів. Якщо встановлена потужність приймальної системи має той самий порядок, що і потужність, яку передають по лінії, необхідно збільшувати кількість паралельних кіл електропередачі.

Кабельна лінія буде прокладатись з розподільного пристрою №6 трубопресового цеху до підстанції Н-2 154/6 кВ у кількості 12 штук для трьох секцій шин.

Виконання у землі та частково у повітрі, естакадами. Загальна довжина кабельної лінії від затискачів розподільного пристрою до комірки на підстанції складає 2 100 метр.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		15

Лінії великої довжини, незалежно від кількості кіл, для забезпечення надійності електропостачання, слід секціонувати через будівництво перемикальних пунктів, якщо між кінцевими пунктами лінії відсутні проміжні підстанції. Такі заходи дозволяють істотно підвищити надійність роботи лінії електропередачі, оскільки у разі аварії передача буде продовжувати працювати в неповнофазному режимі тільки на аварійній ділянці.

Вибір перерізу лінії здійснюють за допомогою економічних інтервалів потужності.

Визначимо робочий струм в нормальному режимі:

$$I_P = \frac{S}{N \cdot \sqrt{3} \cdot U} \quad (2.24)$$

де U – номінальна напруга, кВ;

S – повна потужність, кВА.

$$I_P = \frac{9023,5}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 295 \text{ А}$$

Допустимий тривалий струм кабелів, визначають за документами виробника провідниково-кабельної продукції.

Кабелі повинні задовольняти вимогам щодо гранично допустимого нагріву з урахуванням не тільки нормальних, а й післяаварійних режимів, а також режимів у період ремонту і можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями, секціями шин тощо[2].

Для перевірки обраного перерізу необхідно застосувати коригувальний коефіцієнт, який зазначений у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів за умови прокладки кабелів

Відстань між кабелями, мм	Коефіцієнти при кількості кабелів					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Виконаємо перевірку обраного перерізу в нормальному режимі:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} \cdot k, \quad (2.25)$$

де I_p - робочий струм в нормальному режимі;

$I_{\text{доп}}$ – допустимий струм кабеля;

k – коригувальний коефіцієнт на кількість кабелів, які лежать поряд у землі (у трубах або без них потрібно застосовувати для визначення тривалих струмових навантажень за умови, що навантаження для 6, 5, 4, 3 і 2 прокладених поряд в одній траншеї кабелів перевищують відповідно 53 %, 56 %, 62 %, 67 % і 82 % допустимого навантаження одного кабелю. При цьому враховувати резервні кабелі не треба. Прокладати декілька кабелів у землі з відстанями між ними, меншеї ніж 100 мм у просвіті, не рекомендовано.

$$I_p \leq 332,1 \text{ A}$$

Визначимо струм в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (2.26)$$

$$I_{\text{п/ав}} = \frac{9023,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 885 \text{ A}$$

Виконаємо перевірку вибраного перерізу в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{п/ав}} \leq I_{\text{доп}} \cdot k \cdot 1,3 \quad (2.27)$$

$$I_{\text{п/ав}} \leq 432 \text{ A}$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17

Виходячи з даних та розрахованих нами потужностей та струмів, обираємо кабель ААШВ3х240-10/6.

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики кабелю ААШВ3х240-10/6

Параметри	Значення
Кількість жил	3
Переріз	240 мм ²
Матеріал жили	алюміній
Ізоляція	папір, просочений в'язким маслоканіфольним складом
Оболочка	алюмінієва з захисним шлангом з ПВХ-пластикату
Допустимий струм	369 А

Висновки до розділу 2

В результаті розрахунку було визначено повну, реактивну та активну потужність нового навантаження для підстанції 154/6 кВ. Відповідно до розрахованих даних буде обиратись обладнання, необхідні уставки, що будуть застосовуватись та обиратись під час ходу реконструкції.

Навантаження складається з двох основних підрозділів це освітлення та відповідно навантаження обладнання. Під час розрахунку було обрано відповідні, за нормами освітлення, світильники, для цеху це світильники типу ГСП-17, які мають клас світлорозподілу - П, крива сила світла – ГЗ, з лампами типу ДРЛ. А для адміністративно-побутового приміщень це світлодіодні панелі потужністю 48 Вт.

На основі відповідних розрахунків був обраний кабель, що буде прокладатись від РП до підстанції 154/6 кВ типу кабелю ААШВ3х240-10/6 з допустимим струмом 369 А.

Відповідно до цього було проведено перевірку обраного перерізу кабелю на робочий, аварійний та післяаварійний режим.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		18

3. РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕННЯ ТА ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 154/6 кВ

Для живлення трубопресового цеху для дотримання категорійності необхідна двотрансформаторна підстанція. Завантаження існуючої підстанції Н-2 154/6 кВ коливається у межах 0,9-0,95.

Відповідно підключення додаткового цеху на дану підстанцію неможливе без реконструкції основних вузлів підстанції, а саме трансформаторів.

Виходячи з цього нам необхідно визначити розрахункову потужність трансформатора, для цього визначаємо навантаження з приєднаним цехом.

Існуюче навантаження підстанції разом з усіма субспоживачами, складає $S_{\text{розрах інс}} = 37\ 574$ кВт, відповідно до цього навантаження після приєднання трубопресового цеху до підстанції Н-2 буде складати:

$$S_{\text{розр}} = S_{\text{розрах інс}} + S_m \quad (3.1)$$

$$P_{\text{розр}} = 37\ 574 + 9\ 023,5 = 46\ 597,5 \text{ кВт}$$

Розрахуємо потужність трансформатора:

$$S_{\text{рм}} = \frac{S_{\text{розр}}}{n_m \cdot K_{\text{опт}}} \quad (3.2)$$

де $K_{\text{опт}}$ - оптимальний коефіцієнт завантаження трансформатора, що для двотрансформаторної підстанції становить 0,7[3].

n_m – кількість трансформаторів.

$$S_{\text{рм}} = \frac{46\ 597,5}{0,7 \cdot 2} = 33\ 283,93 \text{ кВА}$$

Обираємо найближче стандартне значення потужності трансформатора 32 000 кВА та відповідно трансформатор ТРДН – 32000/150.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

У таблиці 3.1 зазначені відповідні характеристики обраного, за розрахунками, трансформатора які у подальшому будуть використані для перевірки на відповідність та розрахунку релейного захисту підстанції.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики трансформатора ТРДН – 32000/150

Тип	Потужність, кВА	Номинальна напруга, кВ		Втрати, кВт		Напряження КЗ на номінальній ступені, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН	ХХ	КЗ		
ТРДН-32000/150	32000	158	6,3-6,3; 10,5-10,5; 6,3-10,5	72	175	ВН-НН 20 НН,-НН2 32	3,5

Відповідно до розрахунків та умов обираємо два трансформатори типу ТРДН – 32000/150, з розщепленою обмоткою НН для зниження струмів холостого ходу та напруги короткого замикання, а також для забезпечення категорійності споживачів.

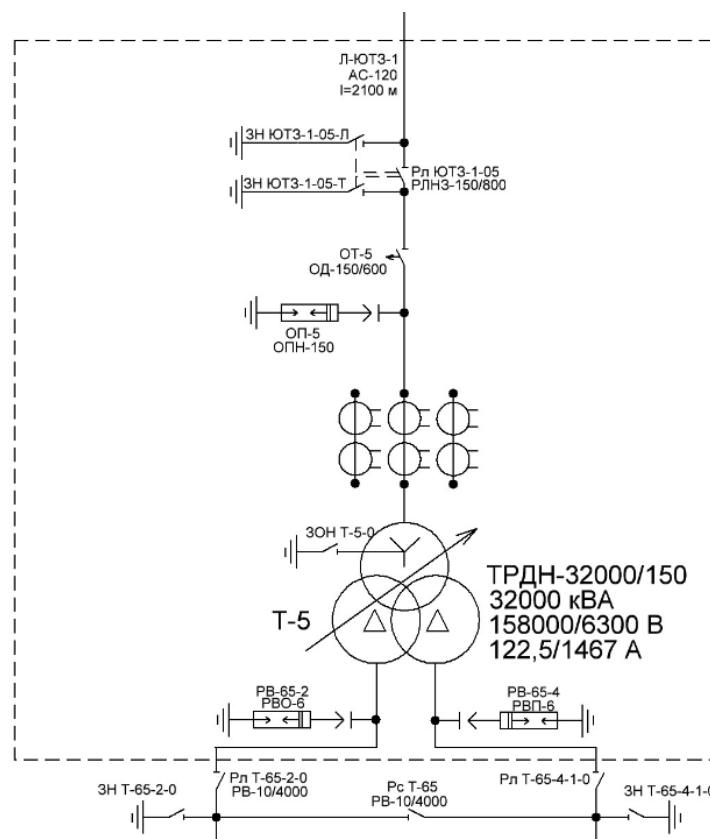


Рисунок 3.1 – Графічне зображення варіанту відкритої частини підстанції

Висновки до розділу 3

В ході аналізу існуючої підстанції, її завантаження категорійності та відповідно до вищеперерахованих умов та завантаження запропоновано до реконструкції два трансформатора типу ТРДН – 32000/150.

Було запропоновано для виконання реконструкції двообмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою для зниження струмів холостого ходу та напруги короткого замикання, а також для забезпечення категорійності споживачів.

У випадку обрання трансформаторів нижчої потужності завантаження трансформатора буде більше рекомендованої, що може призвести до аварійних ситуацій та виходу з ладу обладнання.

Відповідно до даного трансформатора буде виконано розрахунок захисної апаратури підстанції та визначено модель, тип та місце встановлення системи комерційного обліку електроенергії з обліком по стороні 150 кВ. Буде встановлено 4 лічильника один основний, а інший дублюючий.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		21

4. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІ 154/6 кВ

4.1 Визначення пристрою РЗА

За результатами обстежень об'єкту, було запропоновано до виконання ряд наступних рішень:

- демонтувати морально та фізично застарілі панелі захистів;
- замість них встановити комплекс панелей РЗА у складі:

а) основний захист трансформатора на базі мікропроцесорного пристрою РЗА типу RET 650 фірми АВВ, який слід розмістити на новій окремій панелі. Даний пристрій захисту містить повний необхідний обсяг захистів трансформатора, включаючи диференційний захист трансформатора, технологічні захисти, резервні струмові захисти сторони 150 кВ, захист від перевантаження, можливість управління схемою РПН, внутрішній цифровий осцилограф та реєстратор подій. Всього пропонується встановити дві панелі основного захисту трансформаторів – по одній для кожного трансформатора.

Зокрема слід зауважити, що при порівняльному аналізі даних пристроїв РЗА перевагу було надано пристрою РЗА типу RET 650 фірми АВВ, перевагами якого є вільно програмована внутрішня конфігурація, яку можна змінити на місці без участі спеціаліста заводу-виготовлювача; висока надійність в поєднанні з конкурентоздатною ціною; можливість управління схемою РПН;

б) Резервний захист трансформатора, автоматика та ПРВВ вимикачів 150 кВ на базі мікропроцесорного пристрою РЗА типу REC 650 фірми АВВ, який слід розмістити на новій окремій панелі. Даний пристрій захисту містить повний необхідний обсяг резервних захистів трансформатора, включаючи резервні струмові захисти сторони 150 кВ, автоматику елегазового вимикача 150 кВ, функції АПВ та ПРВВ, функцію контролю кіл електромагнітів приводу силового вимикача, внутрішній цифровий осцилограф та реєстратор подій. Всього пропонується встановити дві панелі основного захисту трансформаторів.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

Виконавши порівняльний аналіз даних пристроїв РЗА перевагу було надано пристрою РЗА типу REC 650 фірми АВВ, перевагами якого є вільно програмована внутрішня конфігурація,; висока надійність в поєднанні з конкурентоздатною ціною; а також виходячи з принципу однотипності.

в) всі кола сигналізації нових силових апаратів та пристроїв РЗА заводяться на нову панель сигналізації з пристроєм типу SACO 64 фірми АВВ. Даний тип пристрою сигналізації вибраний виходячи з принципу однотипності.

г) для живлення кіл приводів елегазових вимикачів, а також кіл захистів, автоматики, управління необхідно встановити нову систему оперативного постійного струму на базі ШОС (шаф оперативного струму) виробництва СП Модуль С у складі двох зарядних пристроїв та розподільчого пристрою. Акумуляторна батарея існуюча.

д) зля живлення кіл оперативного блокування силових апаратів 150 кВ встановити окрему панель

Виходячи з вищеперерахованого виконаємо розрахунок уставок пристрою релейного захисту RET650 силового трансформатора типу ТРДН 32000/150.

4.2 Перевірка трансформаторів струму на допустиму похибку

Після прорахунку та визначення заміни силових трансформаторів до розрахунку струмів КЗ та обладнання РЗА обираємо трансформатори струму ТФЗМ-170-600/5 А. Відповідно до цього у таблицях 4.1, 4.2, 4.3 представлено вихідні данні для подальших розрахунків уставок та захисту підстанції.

Таблиця 4.1 - Вихідні дані релейних обмоток ТС (ТФЗМ-170-600/5 А)

Номінальний первинний струм	600 А
Номінальний вторинний струм	5 А
Номінальне вторинне навантаження, $Z_{НОМ}$	1,2 Ом
Активний опір вторинної обмотки, Z_2	1,2 Ом
Номінальна гранична кратність, $K_{10НОМ}$	20
Максимальний струм КЗ, $I_{МАХ}$	15 450 А

Забезпечення вимог АВВ до ТС диференціального захисту трансформатора (RET650) такі, що ТС повинні мати розраховану еквівалентну вторинну ЕРС E_{a1} більше або рівну необхідній вторинній ЕРС E_{a1req} . У таблиці 4.4 зазначено данні для прорахунку забезпечення вимог до диференціального захисту.

Таблиця 4.4 – Дані для розрахунку

Номінальний первинний струм ТС	$I_{ном.1}$	600 А	I_{pn}
Номінальний вторинний струм ТС	$I_{ном.2}$	5 А	I_{sn}
Опір вторинної обмотки (довідкова величина)	$R_{обм.2}$	1,2 Ом	$R_{СТ}$
Номінальна гранична кратність	$K_{пр}$	20	
Опір кабелю	$Z_{каб}$	1,4 Ом	R_L
Номінальний первинний струм трансформатора	$I_{ном}$	117 А	I_{nt}
Максимальний струм КЗ, що проходить через 2 основних ТС та силовий трансформатор	$I_{мах}$	745 А	I_{tf}
Навантаження струмового вхідного каналу		0,15 ВА	S_R

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 30 \cdot I_{nt} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} (R_{СТ} + R_L + \frac{S_R}{I_f^2}) \quad (4.1)$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 2 \cdot I_{tf} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} (R_{СТ} + R_L + \frac{S_R}{I_f^2}) \quad (4.2)$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 30 \cdot 117 \cdot \frac{5}{600} (1,2 + 1,4 + \frac{0,15}{5^2}) = 76,2 \text{ В}$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 2 \cdot 745 \cdot \frac{5}{600} (1,2 + 1,4 + \frac{0,15}{5^2}) = 32,3 \text{ В}$$

Гранична первина ЕРС ТС (E_{a1}) порівнюється з отриманими значеннями E_{a1req} . Гранична вторинна ЕРС ТС (E_{a1}) може бути розрахована на підставі рекомендацій ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 для трансформаторів струму:

$$E_{a1} = K_{ПР} \cdot I_{НОМ.2} |Z_{НОМ.2} + Z_{обм.2}| \quad (4.3)$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$E_{a1} = K_{ГПР} \cdot I_{НОМ.2} \sqrt{(0,8Z_{НОМ.2} + R_{ОБМ.2})^2 + (0,6Z_{НОМ.2} + X_{ОБМ.2})^2} \quad (4.4)$$

$$E_{a1} = 20 \cdot 5 \sqrt{(0,8 \cdot 1,2 + 1,2)^2 + (0,6 \cdot 1,2 + 0,36)^2} = 182,4 \text{ В}$$

Виконаємо перевірку на вимоги: $E_{a1} \geq E_{a1req}$: $182,4 \geq 76,2$ - вимога виконується

$E_{a1} \geq E_{a1reqEXT}$: $182,4 \geq 32,3$ - вимога виконується

Напруга насичення ТС типу ТФЗМ-170 становить 182,4, що більше розрахункового напруги 150. Умови роботи ТС задовольняються.

Також необхідно виконати розрахунки та перевірку ТС по стороні 6 кВ відповідно до навантажень приймаємо трансформатор струму типу ТЛШ-10/ТПШЛ-10 3000/5 А. У таблицях 4.5 та 4.6 зазначено дані, необхідні для прорахунку забезпечення вимог до диференціального захисту.

Таблиця 4.5 - Вихідні дані релейних обмоток ТС ТПШЛ-10

Опір струмових кіл, RET650	2 000 А
Довжина кабелю, l	5 А
Переріз кабелю, S	1,2 Ом
Опір кабелю	1,2 Ом
Перехідний опір контактів	24
Сумарний опір навантаження	18 684А

Таблиця 4.6 - Вихідні дані струмових кіл дифзахисту трансформатора (RET650)

Опір струмових кіл, REC650	0,15 Ом
Довжина кабелю, l	50 м
Переріз кабелю, S	2,5 мм ²
Опір кабелю	1.4 Ом
Перехідний опір контактів	0,02 Ом
Сумарний опір навантаження	0,87 Ом

Перевірка ТС ТПШЛ-10 за кривими залежності кратності K_{10} десяти відсоткової похибки від опору навантаження Z_n , підключеної до вторинної обмотки.

Трансформатори струму типу ТПШЛ-10 згідно з представленими даними забезпечують десяти відсоткову похибку при кратності струму $20 Z_n=1,2$ Ом.

Оскільки сумарний опір максимального навантаження релейних кернів ТС ($Z_n = 0,87$ менше від номінального вторинного навантаження, немає необхідності розглядати граничну кратність при фактичному навантаженні кернів ТС).

При КЗ у зоні поздовжніх диференціально-струмових захистів похибка не регламентується – допустима гранична кратність ТС має бути вищою за максимальний струм КЗ.

За кривим залежності граничної кратності від навантаження вторинної обмотки для ТС типу ТПШЛ-10 з коефіцієнтом трансформації 2000/5, при $I_{кз.макс} = 18684$ А ($18684/2000 = 9,34$) допустиме навантаження становить Z_n , що перевищує фактичне навантаження $Z_{нагр} = 0,87$ Ом.

Забезпечення вимог АВВ до ТТ диференціального захисту трансформатора (RET650): ТТ повинні мати розраховану еквівалентну вторинну ЕРС E_{a1} більше або рівну необхідної вторинної ЕРС E_{a1req} , зазначеної у формулах (1) та (2).

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 30 \cdot I_{nt} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right) \quad (4.5)$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 2 \cdot I_{tf} \cdot \frac{I_{sn}}{I_{pn}} \left(R_{CT} + R_L + \frac{S_R}{I_r^2} \right) \quad (4.6)$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 30 \cdot 1\,467 \cdot \frac{5}{2000} \left(1,2 + 0,87 + \frac{0,15}{5^2} \right) = 228 \text{ В}$$

$$E_{a1} \geq E_{a1req} = 2 \cdot 18\,684 \cdot \frac{5}{2000} \left(1,2 + 0,87 + \frac{0,15}{5^2} \right) = 194 \text{ В}$$

Гранична первина ЕРС ТС (E_{a1}) порівнюється з отриманими значеннями E_{a1req} .

Гранична вторинна ЕРС ТС (E_{a1}) може бути розрахована на підставі рекомендацій ДСТУ ІЕС 60044-1:2008 для трансформаторів струму:

$$E_{a1} = K_{ГП} \cdot I_{НОМ.2} \left| Z_{НОМ.2} + Z_{ОБМ.2} \right| \quad (4.7)$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

$$E_{a1} = K_{ГР} \cdot I_{НОМ.2} \sqrt{(0,8Z_{НОМ.2} + R_{ОБМ.2})^2 + (0,6Z_{НОМ.2} + X_{ОБМ.2})^2} \quad (4.8)$$

$$E_{a1} = 20 \cdot 5 \sqrt{(0,8 \cdot 1,2 + 1,2)^2 + (0,6 \cdot 1,2 + 0,36)^2} = 238 \text{ В}$$

Виконаємо перевірку на виконання вимоги: $E_{a1} \geq E_{a1req}$: $238 \geq 228 \text{ В}$ - вимога виконується, $E_{a1} \geq E_{a1reqEXT}$ $238 \geq 194 \text{ В}$ - вимога виконується

Напруга насичення ТТ типу ТПШЛ-10 становить 238 В, що більше за розрахункову напругу 228 В. Умови роботи ТС задовольняються.

4.3 Розрахунок уставок релейного захисту силового трансформатора

Розрахунок та вибір диференційного захисту трансформатора виконаний для захисту трансформатора типу ТРДН-32000/150 терміналу РЗА типу RET650 виробництва фірми АВВ.

При розрахунках було прийнято такі режимні умови та припущення:

- струм перехідного процесу зовнішнього КЗ містить основну гармоніку та одну аперіодичну експоненційну складову, величина якої в одній із фаз має бути максимально можливою;

- враховувався повний діапазон регулювання напруги під навантаженням за високої напруги (ВН) трансформатора;

- максимальна залишкова індукція у сердечниках трансформаторів струму приймалася рівною 1,13 Тл (за експериментальними даними). При цьому враховувалася можливість незалежності величин (за величиною та знаком) залишкових індукцій у ТС плеча високого (ВН), та низького (ПН) напруги трансформатора.

Розрахункові режими при включенні трансформатора під напругу були прийняті режими трифазного включення, що супроводжуються кидками струму, що намагнічує (БНТ) першого і другого типу.

У таблиці 4.7 зазначено необхідні данні для визначення найбільшої кратності первинного струму.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 4.7 - Опір елементів мережі

Елементи мережі	Еквівалент системи на шинах 150 кВ	Трансформатор 32000/150
Активний опір (Ом)	2,58 (Л-ЮТЗ-1) 1,956 (Л-ЮТЗ-2)	
Індуктивний опір (Ом)	11,385 (Л-ЮТЗ-1) 7,717 (Л-ЮТЗ-2)	ВН-НН1(НН2): 123,5/159,45/200

Опір трансформатора вказано через «дріб» з ліва на право для положень РПН: 1, 10 (нейтральне), 19.

Струми короткого замикання, необхідні розрахунку уставок представлені у таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Струми короткого замикання

Місце КЗ	Мінімальний струм КЗ І _{кз} , (А)	Максимальний струм КЗ І _{кз} , (А)
КЗ за 150 кВ		8362
		15450
КЗ за 6,3 кВ	462	724
		745
КЗ на землю за 150 кВ (Струм від нейтралі)		1300

Виконаємо перевірку вимог до трансформаторів струму у схемах диференціального захисту з терміналом RET650.

Повна похибка ТС в режимі, що встановився, не повинна перевищувати 10% при максимальному струмі зовнішнього КЗ (або при максимальному наскрізному струмі).

При аналізі функціонування ТС доцільно використовувати узагальнений параметр К_{пр} - найбільша кратність первинного струму, при якому повна похибка є в режимі, що встановився, при заданому навантаженні не перевищує 5 або 10% (відповідно 5 К і 10 К).

При використанні параметра $K_{\text{пр}}$ вимоги до ТС диференціального захисту трансформаторів сформульовані таким чином:

$$K_{\text{пр}} \geq I_{\text{кз.вн.макс}} \quad (4.9)$$

Значення $K_{\text{пр}}$ може бути знайдено за кривими граничних кратностей, за їх відсутності – за відомими параметрами навантаження та опорів обмоток ТС визначається за формулою:

$$K_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{НОМ}} \sqrt{R_{\text{ОБМ.2}}^2 + 1,6R_{\text{ОБМ.2}} + Z_{\text{НГ.НОМ}}^2}}{R_{\text{ОБМ.2}} + R_{\text{НГ}}} \quad (4.8)$$

Відповідно до даних таблиць вище визначаємо $K_{\text{пр}}$ для трансформаторів струму зі сторони 150 кВ:

$$K_{\text{пр}} = \frac{20 \sqrt{1,2^2 + 1,92 + 1,2^2}}{0,36 + 1,57} = 15,2$$

Та для трансформаторів струму зі сторони 6 кВ:

$$K_{\text{пр}} = \frac{20 \sqrt{1,2^2 + 1,92 + 1,2^2}}{1,2 + 0,73} = 22,7$$

Перевірка дотримання умов для трансформаторів струму зі сторони 150 кВ,
 $K_{\text{пр}} = 15,2$; $I_{\text{кз.вн.макс}}^* = 1,24$: $15,2 \geq 1,24$

Перевірка дотримання умов для трансформаторів струму зі сторони 6 кВ,
 $K_{\text{пр}} = 22,7$; $I_{\text{кз.вн.макс}}^* = 9,34$: $15,2 \geq 1,24$

Умова виконується для обох трансформаторів струму.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		30

4.4. Розрахунок та вибір параметрів спрацьовування диференціального струмового захисту пристрою RET 670

Активізація функції PDIF, параметр Operation приймається рівним On для активізації функції диференціального захисту.

Щодо початкового гальмівного струму EndSection1 ділянка 1 (без гальмування) передбачає протікання струмів не більше номінальних, виникнення небалансів малоїмовірне - кінець ділянки приймається рівним номінальному струму з деяким запасом.

Параметр EndSection1, що визначає гальмівний струм, що відповідає кінцю ділянки 1 гальмівної характеристики, приймається рівним 1,15.

4.4.1 Початковий диференціальний струм спрацьовування IdMin

Параметр IdMin визначає величину відносного диференціального струму спрацьовування захисту першій ділянці гальмівної характеристики.

Розрахунок IdMin виконується за умовою відбудови від струмів небалансу в перехідних режимах роботи трансформатора при малих наскрізних струмах і розраховується за виразом:

$$I_{d.MIN} \geq k_{OTC} \cdot I_{НБ.РОЗР}, \quad (4.9)$$

де, $k_{OTC} = 1,1$ – коефіцієнт відбудови;

$I_{НБ.РОЗР}$ – розрахунковий струм небалансу на ділянці без гальмування визначається за формулою:

$$I_{НБ.РОЗР} = I_{ТОРМ.НАЧ} \sqrt{(K_{ПЕР} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВИР})^2 + (\Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВИР})^2}, \quad (4.10)$$

де $K_{ПЕР} = 1,2$ - значення коефіцієнта для трансформаторів;

$\varepsilon = 0,1$ – повна відносна похибка ТС в режимі, що встановився;

$\Delta U_{РЕГ} = 0,12$ - відносна похибка, спричинена регулюванням напруги;

$\Delta f_{ВИР} = 0,02$ – відносна похибка вирівнювання струмів плечей;

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31

$I_{\text{ТОРМ.НАЧ}} = 1,15$ - струм початку гальмування, відповідає параметру EndSection1.

Відповідно за формулою визначаємо розрахунковий струм небалансу:

$$I_{\text{НБ.РОЗР}} = 1,15 \sqrt{(1,2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,12 + 0,02)^2 + (0,12 + 0,02)^2} = 0,225 \text{ А}$$

Отже початковий дефіринційний струм спрацювання: $I_{\text{d.MIN}} \geq 1,1 \cdot 0,225 \geq 0,247 \text{ А}$

Згідно розрахунку приймаємо уставку $I_{\text{d.MIN}} = 0,25 \text{ А}$.

4.4.2 Розрахунок коефіцієнта нахилу на другій ділянці характеристики

Як розрахункове значення $I_{2.\text{ТОРМ.РОЗР}^*} = \text{EndSection2}$ доцільно прийняти значення 2,0 - з метою виключення значного загрубування дифзахисту в режимах дворазового навантаження трансформатора. Враховуючи, що можлива тривала робота трансформатора в режимі навантаження, в цих режимах робоча точка при розрахунках перебуватиме на другій (похилій) ділянці гальмівної характеристики.

Коефіцієнт нахилу (гальмування) на другій ділянці (параметр SlopeSection2) обчислюється за виразом:

$$S_2 > \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РОЗР}} \cdot I_{2.\text{ТОРМ.РОЗР}} - I_{\text{dmin}}}{I_{2.\text{ТОРМ.РОЗР}} - I_{\text{ТОРМ.ПОЧ}}}, \quad (4.11)$$

де $K_{\text{ОТС}} = 1,1$ – коефіцієнт відбудови;

$I_{2.\text{ТОРМ.РОЗР}} = 2,0$ – відповідає прийнятому значенню EndSection2;

$I_{\text{ТОРМ.ПОЧ}} = 1,15$ – відповідає уставці початку гальмування, значенню EndSection1;

$I_{\text{dmin}} = 0,3$ – уставка мінімального струму спрацювання;

$I_{\text{НБ.РОЗР}}$ – для другої ділянки визначається за виразом 4.10 (з урахуванням того, що у формулі використовується $K_{\text{ПЕР}} = 2,0$ для трансформаторів потужністю не більше 40 МВА), відповідно:

$$I_{\text{НБ.РОЗР}} = 1,15 \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,12 + 0,02)^2 + (0,12 + 0,02)^2} = 0,27 \text{ А}$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

Коефіцієнт гальмування другої ділянки визначаємо за формулою:

$$S_2 > \frac{1,1 \cdot 0,27 \cdot 2 - 0,3}{2 - 1,15} > 0,405$$

Приймаємо уставку $SlopeSection2 = 0,5$.

На третій ділянці гальмівної характеристики без розрахунків слід приймати $SlopeSection3 = 0,65$. Це зв'язано тим, що при $I_{кз} > 2$ зростають інформаційні параметри перехідних процесів і блокування дифзахисту здійснюється за їх допомогою.

4.4.3 Розрахунок уставок диференційного захисту

Розрахунок та вибір параметра спрацьовування струмового органу диференціального відсіку $IdUngr$ виконується з урахуванням двох умов:

- забезпечення відбудови від режиму кидка струму намагнічування;
- забезпечення відбудови від режиму максимального струму, поточного через трансформатор, що захищається при зовнішньому КЗ.

За умови налаштування від режиму максимального струму при зовнішніх пошкодженнях параметр спрацьовування розраховується за виразом:

$$I_{ДО} > K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{скв.макс}, \quad (4.13)$$

де $K_{отс} = 1,1$ - коефіцієнт відбудови;

$K_{нб(1)} = 0,7$ – коефіцієнт небалансу при використанні з усіх боків трансформатора ТС із вторинним номінальним струмом 5 А;

$I_{скв.макс}$ = - максимальний наведений струм при КЗ на шинах 6 кВ.

$$I_{скв.макс} = \frac{I_{СКВ.МАКС}}{I_{НОМ.ВН}} \quad (4.14)$$

$$I_{скв.макс} = \frac{724}{117} = 6,19 \text{ А}$$

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33

Відповідно до виразу 4.13:

$$I_{до} > 1,1 \cdot 0,7 \cdot 6,19 > 4,77 \text{ А}$$

За умовою налаштування від режиму кидка струму намагнічування, параметр спрацьовування повинен прийматися:

$$I_{до} > 5 \text{ А}$$

Приймається уставка дифзахисту $I_{dUnre} = 5$

Для перевірки чутливості диференціального захисту визначається мінімальний можливий гальмівний струм при КЗ на виводах 6 кВ ($I_{кз.хв} = 0,87 * 462 = 402 \text{ А}$). З принципів формування диференціального і гальмівного струмів у пристрої RET650 випливає, що з внутрішніх КЗ завжди виконується умова: $I_{галм} < I_{диф}$.

Тобто у мінімальному режимі (при двофазному КЗ на виводах 6 кВ) $I_{галм}$ буде дорівнювати 402 А (3,43 о. е.), а $I_{диф}$ дорівнює 402 А (3,43 о. е.).

Точка КЗ знаходиться на 3 ділянці характеристики, коефіцієнт чутливості визначається за виразом:

$$K_{ч} = \frac{I_{дифф}}{I_{dmin} + S_2(EndSection2 - EndSection1) + S_3(I_{ТОРМ.РОЗР} - EndSection2)} \quad (4.15)$$

$$K_{ч} = \frac{3,43}{0,25 + 0,5(2 - 1,15) + 0,65(3,43 - 2)} = 2,13$$

Відповідно до проведених розрахунків чутливість забезпечується.

У таблицях 4.9, 4.10 зазначено дані групових та негрупових уставок диференціального захисту.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Таблиця 4.9 - Група уставок диференціального захисту (основні)

Параметр	Діапазон	Прийняті уставки	Опис
Operation	Off/On	On	Функція диференціального захисту трансформатора, Увімк./Вимк.
Idmin	0,10 – 0,60	0,25	Максимальна чутливість від ІВ (Базовий дифструм - Іном тр-ра)
EndSection1	0,20 – 1,50	1,15	Величина струму гальмування, що визначає на характеристиці кінець 1-ї ділянки
EndSection2	1,00 – 10,00	2,0	Величина струму гальмування, що визначає на характеристиці кінець 2-ї ділянки
SlopeSection2	10,0 – 50,0	50	Коефіцієнт гальмування, що визначає нахил характеристики 2-ї ділянки
SlopeSection3	30,0 – 100,0	65	Коефіцієнт гальмування, що визначає нахил характеристики 3-ї ділянки
Idunre	1,00-50,00	5,0	Диф.струмова відсікання без гальмування, від ІВ (Базовий дифструм- Іном тр-ра)
I2/I1ratio	5,0-100,0	14	Коефіцієнт 2-ї гармоніки від 1-ї у %
I5/I1ratio	5,0-100,0	40	Коефіцієнт 5-ї гармоніки від 1-ї у %
SOTFMode	On, Off	Off	Захист від увімкнення на пошкодження
OpCrossBlock	Off/On	Off	Взаємне блокування між фазами
OpNegSeqDiff	Off/On	Off	Функція визначення внутрішнього/зовнішнього КЗ (за критерієм струму зворотної послідовності)
IMinNegSeq	0,02 – 0,20	0,02 за замовчуванням	Рівень струму зворотної послідовності визначення внутрішнього/зовнішнього КЗ
NegSeqROA	30,0° - 120,0°	30,0° за замовчуванням	Кут між струмами зворотної послідовності обмоток W1 та W2 для визначення внутрішнього/зовнішнього КЗ

Таблиця 4.10 - Негрупові уставки диференціального захисту

Параметр	Діапазон	Прийняті уставки	Опис
Connect TypeW1	WYE (Y) Delta (D)	Y	Схема з'єднання обмотки W1 (ВН)
Connect TypeW2	WYE (Y) Delta (D)	Y	Схема з'єднання обмотки W2 (НН1)
Connect TypeW3	WYE (Y) Delta (D)	D	Схема з'єднання обмотки W3 (НН2)
Clock NumberW2	0...11	11	Кут зсуву між вектором е.р.с. W2 (СН) та W1 (ВН)
Clock NumberW3	0...11	11	Кут зсуву між вектором е.р.с. W3 (НН) та W1 (ВН)
ZSCurrSubtrW1	Off (Откл.) On (Вкл.)	ON	Режим віднімання І0 для обмотки W1 (on/off)
ZSCurrSubtrW2	Off (Откл.) On (Вкл.)	Off	Режим віднімання І0 для обмотки W2 (on/off)
ZSCurrSubtrW3	Off (Откл.) On (Вкл.)	Off	Режим віднімання І0 для обмотки W3 (on/off)

4.4.4 Максимальний струмовий захист

У ході розрахунку визначаються уставки функцій захисту МСЗ сторони 150 кВ та зі сторони 6 кВ.

Для відключення КЗ на шинах НН та для резервування захисту елементів, приєднаних до цих шин, передбачається МСЗ сторони НН. Захист підключається по струмових ланцюгах до ТС сторони ПН трансформатора, діє відключення вимикача НН трансформатора.

Параметри спрацьовування МТЗ обираються за такими умовами:

а) забезпечення відбудови від максимального струму навантаження:

$$I_{сз} > \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{роб.макс} \quad (4.16)$$

$$I_{сз} > \frac{1,25}{0,95} \cdot 1468 = 1\,931 \text{ А}$$

б) узгодження із захистами елементів мережі, що відходять:

- за часом (із уставкою МСЗ секційного вимикача): $t_{cp} > 1,8$ сек

- по струму (зі уставкою МСЗ секційного вимикача): $I_{cp} > 5274$ А

в) за чутливістю до міжфазних КЗ за трансформатором у мінімальному режимі з коефіцієнтом чутливості не нижче 1,5.

$$I_{СЗ.МТЗ} < \frac{I_{КЗ.МІН}}{K_{ч}} \quad (4.17)$$

$$I_{СЗ.МТЗ} < \frac{0,87 \cdot 17\,204}{1,5} < 9\,978 \text{ А}$$

Прийнято уставку МСЗ сторони 6 кВ: $I_{cp} = 5400$ А, $t_{cp} = 1,8$ с.

Уставка захисту від перевантаження сторони 6 кВ приймається за умовою налаштування від номінального струму трансформатора:

$$I_{ПЕРЕГР} > \frac{K_{ОТС}}{K_{ч}} \cdot I_{НОМ} \quad (4.18)$$

$$I_{ПЕРЕГР} > \frac{1,05}{0,95} \cdot 2\,890 = 3194 \text{ А}$$

Прийнята уставка захисту від перевантаження сторони 6 кВ: $I_{cp} = 3210$ А, $t_{cp} = 9,0$ с з дією на сигнал.

Установки МСЗ сторони 6 кВ можуть бути уточнені експлуатуючою організацією.

У таблиці 4.11 зазначено дані для подальшого налаштування уставок релейного захисту підстанції та трансформаторів.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		37

Таблиця 4.11 – Уставки та параметри налаштування функцій чотириступінчатої МСЗ

Параметр	Діапазон	Розмір	Значення (уставка)		Опис
			(%ІВ)	перв. (А)	
Operation	Off, On		On		Режим роботи
IBase	1-99999	A	2000		базова уставка по струму
1 ступінь – захист від перевантаження зі сторони 6 кВ					
DirMode1	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Non-directional		Режим спрацювання 1 ступеня. МСЗ боку 6,3 кВ
Characteristic1	IEC Def. Time Reserved Programmable	–	IEC Def. Time		Вибір частотної характеристики спрацювання для першого ступеня
I1>	5-2500 Крок 1	%ІВ	160	3210	Уставка по струму для 1-го ступеня
t1	0.000-60.000 Крок 0.001	с	9.0 на сигнал		З дією на сигнал
k1	0.05 - 999.00 Крок 0.01		–		Часовий коефіцієнт для залежної від струму витримки часу 1-го ступеня
I1Min	1-10000 Крок 1	–	1		Мінімальний струм роботи ступеня 1
t1Min	0.000–60.000 Крок 0.001	с	–		Мінім. час дії для струмозалежних характеристик ступеня 1
DirMode2	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Off		Режим спрацювання 2-го ступеня
2 ступінь – максимальний струмовий захист зі сторони 6 кВ					
DirMode2	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Non-directional		Режим спрацювання 2 ступеня. МСЗ з боку 6 кВ

Продовження таблиці 4.11

Characterist2	IEC Def. Time Reserved Programmable	—	IEC Def. Time		Вибір частотної характеристики спрацювання для першого ступеня
I2>	5-2500 Крок 1	%I В	270	5400	Уставка по струму для 2-го ступеня
t2	0.000-60.000 Крок 0.001	с	1,8		На відключення вимикачів 6 кВ
k2	0.05 - 999.00 Крок 0.01		—		Тимчасовий коефіцієнт для залежної від струму витримки часу 2-го ступеня
I2Min	1-10000 Шаг 1	—	1		Мінімальний струм роботи ступеня 2
t2Min	0.000-60.000 Крок 0.001	с	—		Мінімальний час дії для струмозалежних характеристик ступеня 2
DirMode3	Off Non-directional Forward; Reverse	—	Off		Режим спрацювання 3 ступеня
DirMode4	Off Non-directional Forward; Reverse	—	Off		Режим спрацювання 4 ступеня

Для резервування основних захистів трансформатора та резервування відключення КЗ на шинах НН передбачається максимальний струмовий захист з боку ВН (150 кВ). Захист підключається по струмових ланцюгах до ТС сторони ВН трансформатора, діє на відключення вимикача ВН трансформатора.

Параметри спрацьовування МСЗ вибираються за такими умовами:

а) забезпечення відбудови від максимального струму навантаження:

$$I_{сз} > \frac{1,25}{0,95} \cdot 117 = 154 \text{ А}$$

б) узгодження із захистами елементів мережі, що відходять, за часом (зі уставкою МСЗ сторони 6 кВ): $t_{ср} > 2,3$ сек;

в) за чутливістю до міжфазних КЗ за трансформатором у мінімальному режимі з коефіцієнтом чутливості не нижче 1,5.

$$I_{\text{СЗ.МТЗ}} < \frac{0,87 \cdot 686}{1,5} < 398 \text{ А}$$

Прийнято уставку МСЗ сторони 150 кВ: $I_{\text{ср}} = 300 \text{ А}$, $t_{\text{ср}} = 2,3 \text{ с}$.

Уставка захисту від перевантаження сторони 150 кВ приймається за умовою відбудови від номінального струму трансформатора:

$$I_{\text{ПЕРЕГР}} > \frac{1.05}{0.95} \cdot 117 = 130 \text{ А}$$

Прийнято уставку захисту від перевантаження сторони 150 кВ: $I_{\text{ср}} = 132 \text{ А}$, $t_{\text{ср}} = 9,0$ з дією на сигнал.

Уставки МТЗ сторони 150 кВ можуть бути уточнені організацією, що експлуатує.

Таблиця 4.12 – Уставки та параметри налаштування функцій чотириступінчатої МСЗ

Параметр	Діапазон	Розмір	Значення (уставка)		Опис
			(%ІВ)	перв. (А)	
Operation	Off, On		On		Режим роботи
IBase	1-99999	А	600		Базова уставка по струму
1 ступінь – захист від перевантаження зі сторони 150 кВ					
DirMode1	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Non-directional		Режим спрацювання 1 ступеня. МСЗ боку 6,3 кВ
Characteris t1	IEC Def. Time Reserved Programma ble	–	IEC Def. Time		Вибір частотної характеристики спрацювання для першого ступеня
I1>	5-2500 Шаг 1	%ІВ	22	132	Уставка по струму для 1-го ступеня
t1	0.000- 60.000 Шаг 0.001	с	9.0 на сигнал		З дією на сигнал
k1	0.05 - 999.00 Шаг 0.01		–		Часовий коефіцієнт для залежної від струму витримки часу 1-го ступеня
I1Min	1-10000 Шаг 1	–	1		Мінімальний струм роботи ступеня

t1Min	0.000–60.000 Шаг 0.001	с	–		Мінімальний час дії для струмозалежних характеристик ступеня 1
DirMode2	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Off		Режим спрацювання 2-го ступеня
2 ступінь – максимальний струмовий захист зі сторони 150 кВ					
DirMode 2	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Non-directional		Режим спрацювання 2 ступеня. МТЗ боку 6,3 кВ
Charactеrist2	IEC Def. Time Reserved Programmable	–	IEC Def. Time		Вибір частотокової характеристики спрацювання для першого ступеня
I2>	5-2500 Шаг 1	%I В	50	300	Уставка по току для 2-ой ступени
t2	0.000-60.000 Шаг 0.001	с	2,3		На відключення вимикачів 6,3 кВ
k2	0.05 - 999.00 Шаг 0.01		–		Тимчасовий коефіцієнт для залежної від струму витримки часу 2-го ступеня
I2Min	1-10000 Шаг 1	–	1		Мінімальний струм роботи ступеня 2
t2Min	0.000–60.000 Шаг 0.001	с	–		Мінімальний час дії для струмозалежних характеристик ступеня 2
DirMode 3	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Off		Режим спрацювання 3 ступені
DirMode 4	Off Non-directional Forward; Reverse	–	Off		Режим спрацювання 4 ступені

Висновки до розділу 4

Реконструкція підстанції 154/6 кВ передбачає до виконання ряд наступних рішень:

- демонтувати морально та фізично застарілі панелі захистів;
- замість них встановити комплекс панелей РЗА.

										Арк..
										41
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗп01.141.001.ПЗ.					

прилад РЗА, який в ході аналізу даних пристроїв перевагу було надано пристроєм РЗА типу RET 650 фірми АВВ, перевагами якого є вільно програмована внутрішня конфігурація, яку можна змінити на місці без участі спеціаліста заводу-виготовлювача; висока надійність в поєднанні з конкурентоздатною ціною; можливість управління схемою РПН.

Після прорахунку та визначення заміни силових трансформаторів до розрахунку струмів КЗ та обладнання РЗА обрали трансформатори струму типу ТФЗМ-170-600/5 А. Відповідно до цього у таблицях 4.1, 4.2, 4.3 представлено вихідні данні для подальших розрахунків уставок та захисту підстанції.

Відповідно до усіх даних були прораховані уставки диференційного захисту підстанції, був прорахований максимальний струмовий захист та буде налаштований пристрій РЗА.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

5. ОБЛІК ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Вихідними даними для розробки автоматизованої системи комерційного обліку для «ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШН ЮКРЕЙН» взято, технічні умови приєднання, яке не є стандартним, до електричних мереж електроустановок.

ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШН ЮКРЕЙН» має дозволену (приєднану) потужність згідно з договором про постачання (користування) електричною енергією 25 200 кВт. Джерелом електропостачання являється ПС 150/36/6 к «Нікопольська-150, повітряні лінії 150 кВ «Л-ЮТЗ-1», «Л-ЮТЗ-2» ПАТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ», ПС 154/6 кВ «Н-2» ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШЕН ЮКРЕЙН».

ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШЕН ЮКРЕЙН» складається з трубоволоочильного цеху (дозволена потужність 13 000 кВт), трубопресового цеху (дозволена потужність 17 000 кВт).

Дана система АСКОЕ входить до складу АСКОЕ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШЕН ЮКРЕЙН».

Відповідно до розрахунків та даних було визначено:

- встановлення нової панелі обліку в РП 6 кВ ПС 154/6 кВ «Н-2». В панельному ряді під №10. Виконати заземлення панелі проводом заземлення ПВЗ-4,0 до діючого контуру заземлення. В даній панелі розмістити нові точки комерційного обліку, а саме ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т4 32 000 кВА (осн., дубл.) та ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т5 32 000 кВА (осн., дубл.);

- в якості точок розрахункового обліку вибрано лічильники з фіксацією активної і реактивної електроенергії в двох напрямках. Комерційний облік електроенергії створюється на базі багатофункціонального електронного лічильника типу EPQS 122.22.17LL (клас точності 0.5S);

- застосовано трансформатори струму з класом точності 0,5S[4];

- підключення вторинних ланцюгів трансформатора струму та напруги виконано через комутаційні колодки, які мають можливість опломбування;

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

- збір даних комерційного обліку, які надходять каналами зв'язку або шляхом ручного введення, завантаження їх в базу даних (БД) АСКОЕ;

- передачу інформації до ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» виконати за допомогою GSM/GPRS- зв'язку з використанням контролера обробки даних;

- передача інформації до центру збору даних виконується за допомогою існуючої шафи АСКОЕ (обладнання існує та запроектоване в рамках запровадженого робочого проекту ЕН.31980653302.11). Інформація з багатофункціональних лічильників електроенергії передається за інтерфейсом RS-485 до перетворювача інтерфейсів RS-485/RS-232, і завдяки модему ZyXel по виділеному каналу зв'язку передається до центру збору даних;

- дистанційне передання до ПАТ «ДТЕК ДНІПРОВСЬКІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ» результатів обліку електроенергії у вигляді макетів (погоджуються на етапі введення системи в дослідну експлуатацію);

- у рамках проекту використовують існуюче програмне забезпечення, зі збільшенням інформаційної бази на 4 точки обліку;

- резервне живлення лічильників виконати із застосуванням блоку живлення AD-55A та акумуляторної батареї SP 12-7. Блок живлення під'єднаний до ~220В кабелем ВВГнг 4х2,5 через автоматичний вимикач (АВ) 2Р 10А.

У таблиці 5.1 наведено перелік точок обліку, що були визначені у ході обрання автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

Таблиця 5.1 – Перелік точок обліку

№	Місце встановлення	Найменування приєднання	Рівень напруги, кВ	Тип обліку (осн./дубл.)	Тип лічильника, кл.т.	Тип обліку		Ku	Ki	Kp
РП 6 кВ ПС 150/6 кВ «Н-2»										
1	Панель №10. РП 6 кВ	Ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т4 32 000 кВА	150	осн.	EPQS 122.22.17LL	A-	P-	150000	600	180000
						A+	P+	100	5	
2			150	дубл.	EPQS 122.22.17LL	A-	P-	150000	600	180000
						A+	P+	100	5	
3		Ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т5 32 000 кВА	150	осн.	EPQS 122.22.17LL	A-	P-	150000	600	180000
						A+	P+	100	5	
4			150	дубл.	EPQS 122.22.17LL	A-	P-	150000	600	180000
						A+	P+	100	5	

Точка комерційного обліку електроенергії повинна бути забезпечена, згідно ПУЕ, відповідним вимірювальним трансформатором струму ГОСТ 7746-89 (МЭК 185).

До початку виконання монтажних робіт виконується перевірка технічного стану вимірювальних трансформаторів струму та трансформаторів напруги, вимірювальних ланцюгів та їх відповідності метрологічним вимогам в точках обліку, що входять до складу комерційного обліку в рамках створюваної АСКОЕ.

АСКОЕ являє собою дворівневу (нижній та верхній рівень), територіально розподілену систему програмно-апаратних засобів визначення, збору, збереження, передачі та відтворення даних комерційного обліку електроенергії.

Система має властивість цілісності та централізоване керування. За функціональним призначенням АСКОЕ повинна поділятися на дві функціональні складові – вимірювальну частину АСКОЕ яка забезпечує формування і зберігання первинних даних, та частину збору і обробки даних АСКОЕ (ЗОД).

Вимірювальна частина АСКОЕ структурно має бути розташована на нижньому рівні системи, ЗОД – верхній рівень системи.

										Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	ДПЗп01.141.001.ПЗ.					45

На нижньому рівні АСКОЕ має забезпечити:

- накопичування та зберігання в базі даних ПЗПД первинних значень вимірювання та передачу цих даних на верхній рівень АСКОЕ каналами та засобами зв'язку (накопичення та передача даних виконується згідно встановленого регламенту);

- забезпечення доступу ПАТ «ДТЕК ДНІПРООБЛЕНЕРГО» до ПБД лічильників з допомогою GSM(GPRS) – каналу з регламентованим доступом по часу.

На верхньому рівні АСКОЕ здійснює:

- збір даних комерційного обліку, які надходять каналами зв'язку або шляхом ручного введення, завантаження їх в базу даних (БД) АСКОЕ;

- доступ до БД з боку персоналу через прикладне програмне забезпечення;

- формування і передача в енергопостачальну компанію даних комерційного обліку у вигляді експорту/імпорту файлів погодженого формату.

До складу нижнього рівня АСКОЕ входять:

- блок збирання даних та телекомунікації (БЗДТ) – перетворювач RS-232/RS-485, GSM/GPRS мікропроцесорний контролер обробки даних, модем ZyXelt336E+;

- лічильники електроенергії.

В якості ПТК верхнього рівня АСКОЕ використовується вже існуючий центр збору даних та АРМ-ів користувачів, які складається з інформаційно-управляючих засобів (компонентів) системи:

- модемна стійка;

- мережевий комутатор;

- комутатор ресурсів;

- сервер бази даних - блок приймання даних та телекомунікації;

- АРМ-и користувачів – Термінальні пункти операторів.

Зчитування даних здійснюється в будь-який час доби по точці обліку. Порядок зчитування даних визначає адміністратор або оператор (згідно наданих прав) системи, за встановленим регламентом часу, узгодженим з службою обліку.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

АСКОЕ забезпечує наступну функціональність:

- синхронну фіксацію у заданий момент часу результатів обліку електроенергії від лічильників комерційного обліку площадок споживача;
- архівацію і зберігання первинних даних енергообліку в необробленому вигляді (показань лічильників) без будь-якого коригування протягом 3-х років;
- обробку параметрів енергообліку та розрахунків результуючих параметрів енергообліку за встановленими алгоритмами та збереження у базі даних (далі по тексту – БД) АСКОЕ;
- діагностування працездатності технічних та програмних засобів АСКОЕ «ПрАТ «СЕНТРАВІС ПРОДАКШН ЮКРЕЙН» формування повідомлень про порушення працездатності;
- розмежування прав доступу користувачів АСКОЕ та захист інформації комерційного енергообліку від несанкціонованого втручання;
- представлення облікової інформації персоналу споживача на АРМ-ми у вигляді екранних та звітних форм;
- дистанційне передавання до енергопостачальної компанії результатів обліку електроенергії у вигляді макетів (погоджуються на етапі введення системи в дослідну експлуатацію);
- синхронізацію функціонування за системним часом усіх технічних засобів АСКОЕ між собою;
- забезпечення регламентованого доступу енергопостачальної компанії безпосередньо до ПБД лічильників.

Режим функціонування АСКОЕ здійснюється безперервно в реальному часі крім випадків усунення несправностей та проведення регламентних робіт.

Усі операції, які виконує АСКОЕ в процесі її розгортання, можна класифікувати:

- основні, які забезпечують безпосередньо функції обліку і контролю за прийомом, розподілом і реалізацією електричної енергії;
- сервісні, які забезпечують налагоджування, конфігурування та підтримку окремих вузлів, фрагментів та АСКОЕ в цілому у робочому стані;

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		47

- по ступеню автоматизації – автоматичні, автоматизовані та неавтоматизовані (ручне введення).

Організація виконання функцій обліку і контролю за прийомом, розподілом і реалізацією електричної енергії припускає:

- автоматичне вимірювання параметрів і формування первинних баз даних електронних багатофункціональних лічильників;

- періодичне (або за запитом) опитування лічильників по каналу зв'язку через інтерфейс RS-485;

- ручне введення інформації з лічильників що не мають зв'язку з центром збору даних а також з лічильників, для яких передбачено ручний ввід даних, формування і ведення БД АСКОЕ з мітками варіанту введення даних і поточного системного часу, синхронізованого в усіх точках обліку.

Процес адміністрування АСКОЕ припускає набір операцій, пов'язаних з конфігуруванням параметрів лічильників і системи, визначення списку користувачів і їх повноважень доступу, формуванням структури обліку, створенням нових і модернізацією старих екранних і звітних форм, формування і ведення БД і т.д..

Адміністрування виконується з використанням спеціально розроблених інструкцій, програмного забезпечення, шаблонів, що дозволяють виконувати всі необхідні операції без спеціальних знань по комплексу технічних засобів та програмного забезпечення.

Надійність функціонування АСКОЕ забезпечується наступним:

- вибором оптимальної функціональної структури;

вибором технічних і програмних засобів, параметри яких відповідають сучасним вимогам і гарантуються підприємствами-виробниками;

- оперативністю заміни програмно-технічних засобів, які вийшли з ладу;

- використанням в АСКОЕ апаратно/програмного резерву на всіх рівнях;

- застосуванням ефективних з точки зору надійності схем з'єднань й інтерфейсів між компонентами системи та технологічних процесів збору, опрацювання й передачі даних;

Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

ДПЗп01.141.001.ПЗ.

Арк..

48

- за рахунок використання розподілених БД з надлишковим зберіганням інформації та механізмів автоматичної реплікації та синхронізації БД.

Надійність АСКОЕ в цілому характеризується наступними значеннями показників надійності:

- середній строк служби не менше 20 років (з врахуванням заміни технічних засобів, що відпрацювали свій ресурс);
- середнє напрацювання на відмову у виконанні окремої функції не менш 10000 годин;
- середнє напрацювання на відмову технічних засобів не менш 10000 годин;
- середній час відновлення працездатного стану не більше 12 годин;
- час готовності програмно-технічних засобів не більше 30 хвилин (із повністю вимкненого стану до виконання тесту готовності).

Відновлення працездатності технічних засобів АСКОЕ виконується шляхом заміни технічного засобу (або його частини). Відмова одного технічного засобу не призводить до відмови інших технічних засобів АСКОЕ.

Діагностична програма перевірки працездатності технічних засобів та програмного забезпечення АСКОЕ постійно фіксує час, місце, вид та причину порушення правильності функціонування АСКОЕ.

Лічильник EPQS 122.22.17 LL внесений до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України, має клас точності 0,5s та відповідає вимогам діючих ДСТУ ГОСТ 26035:2008, ГОСТ 30206-94, а також вимогам «Інструкції про порядок комерційного обліку електричної енергії», і має відповідний сертифікат якості.

Лічильник здійснює вимірювання активної і реактивної електричної енергії в трифазних мережах змінного струму точок комерційного обліку в прямому і зворотному напрямках. Багатофункціональний електронний лічильник визначає кількість електроенергії за кожен 30-хвилинний інтервал доби (інтервал звернення до лічильників визначає адміністратор АСКОЕ, зберігає визначені значення електроенергії в первинній базі даних (ПБД) має можливість здійснювати облік електроенергії по тарифним зонам, забезпечують доступ до ПБД через цифровий послідовний інтерфейс типу RS-485.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		49

Передача даних відбувається згідно протоколу МЕК 1142. Параметри ланцюгів інтерфейсу лічильника на стику з лініями зв'язку відповідають вимозі ДЕРЖСТАНДАРТ 23675-79.

Міжповірочний інтервал лічильника – не менш 6 років.

Термін служби лічильника – не менш 20 років.

Лічильник має вбудовані годинник й календар, з можливістю зовнішньої синхронізації.

Похибка ходу годинника повинна бути не більше 5 секунд у добу.

Лічильник підключається через трансформатори напруги та струм в чотирьохпровідну мережу.

В якості комунікаційних модулів використовується перетворювач RS-232/RS-485 (існуючий) та модем ZyXel336E+.

Перетворювач інтерфейсу RS-485/RS-232 використовуються для зчитування даних з електронного багатофункціонального лічильника по інтерфейсу RS-485, і перетворення його на RS-232 та навпаки, тобто утворення комунікаційного середовища метою якого є передача інформації від ПБД лічильника до інформаційних комплексів системи комерційного обліку.

Модем ZyXel 336E+ використовується для передачі інформації з нижнього рівня на верхній рівень, за допомогою виділеного каналу зв'язку.

Функціонування АСКОЕ здійснюється в автоматичному режимі.

Експлуатацію пристроїв, засобів вимірювальної і обчислювальної техніки, які використовуються в АСКОЕ, здійснюється згідно їх інструкцій з експлуатації.

За стійкістю до кліматичних і механічних впливів під час транспортування і в робочому режимі застосування блоки системи відповідають групі 3 ГОСТ 22261.

Умови застосування та експлуатаційні характеристики наведені в таблиці 5.2.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		50

Таблиця 5.2 – Нормальні та робочі умови застосування обладнання АСКОЕ

№	Впливаюча величина	Нормальні умови застосування	Робочі умови застосування
1	Температура повітря, °С: Лічильник електроенергії: Комунікаційне обладнання Центр збору даних, АРМ-и:	20 ± 5 20 ± 5 20 ± 5	-20 - +40 -10 - +40 +5 - +40
2	Відносна вологість повітря, %	30 - 80	90
3	Атмосферний тиск, кПа (мм.рт.ст.)	84 - 106 (630 - 795)	84 - 106.7 (630 - 795)
4	Частота напруги, Гц	50 ± 0.5	50 ± 1.0
5	Напруга мережі змінного струму, В	220 ± 4.4	220 ± 22
6	Коефіцієнт спотворення кривої напруги	Кнс = 0%	Кнс ≤ 5%

Види та терміни технічного обслуговування системи, їх періодичність наведені в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Види технічного обслуговування

№	Вид технічного обслуговування	Періодичність проведення	Хто обслуговує	Середня норма часу (людино/годин)
1	Планове обслуговування: - щомісячний догляд (припускається проводити за необхідністю); - щоквартальний огляд; - щорічний огляд	Щомісячно (протягом робочого дня, зміни) 1 раз на квартал 1 раз на рік	Адміністратор (Інженер - електронник, інженер-електрик)	0.06 0.12
2	Позапланове обслуговування	За несправністю: - в гарантійний термін; - після закінчення гарантійного терміну	Представник Виконавця Обслуговуючий персонал	

Інформаційне забезпечення АСКОЕ є сукупністю методів збору, обробки, зберігання і пошуку інформації в базі даних (БД), з єдиною системою класифікації і кодування техніко-економічної і оперативної інформації, уніфікованої системи експлуатаційної документації.

Інформаційне забезпечення АСКОЕ дозволяє:

- визначити склад даних, що використовуються для вирішення задач комерційного обліку та контролю;

- формалізувати форми представлення інформації;

- уніфікувати вхідну та вихідну документацію;

- визначити способи представлення інформації на всіх етапах її руху і обробки;

- вибрати носії інформації; визначити зміст і порядок розміщення інформації на машинних носіях;

- вибрати вигляд, терміни і необхідний обсяг збереженої інформації, а також способи її зберігання, пошуку і внесення змін в масиви даних і способи контролю інформації;

- розробити класифікатори і словники найменувань окремих показників;

- регламентувати інформаційні зв'язки між задачами, взаємний обмін даними з суміжними підсистемами.

Підсистема інформаційного забезпечення АСКОЕ володіє гнучкістю, можливістю перебудови інформаційних потоків відповідно до вимог і правил, що регламентуються ОРЕ.

Відтворення інформації (у тому числі підготовка друкарських форм) здійснюється по заздалегідь підготовлених екранних або звітних формах, відповідно до певних критеріїв вибірки: (об'єкт контролю, період інтеграції тощо).

Відбувається вибірка відповідної інформації з БД, її обробка і уявлення у вказаному користувачем АСКОЕ вигляді. АСКОЕ забезпечує (періодично або за запитом) виведення інформації з БД і розрахункових параметрів на дисплей або друкуючий пристрій.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

Звіти АСКОЕ формуються в текстовому форматі і виводяться на друк відповідно до заздалегідь підготовлених шаблонів електронних і звітних форм.

Звітні форми узгоджуються на стадії введення АСКОЕ в дослідну експлуатацію. Звіти зберігаються на жорсткому диску АРМ-ів.

Висновки до розділу 5

Відповідно до розрахунків та даних було визначено необхідність встановлення нової панелі обліку в РП 6 кВ підстанції 150/6 кВ «Н-2». В даній панелі розмістити нові точки комерційного обліку, а саме ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т4 32 000 кВА (осн., дубл.) та ввід 150 кВ ПС «Н-2» Т5 32 000 кВА (осн., дубл.).

В якості точок розрахункового обліку вибрано лічильники з фіксацією активної і реактивної електроенергії в двох напрямках. Комерційний облік електроенергії створюється на базі багатофункціонального електронного лічильника типу EPQS 122.22.17LL (клас точності 0.5S), також обрано трансформатори струму з класом точності 0,5S;

Визначена система збору даних комерційного обліку, які надходять каналами зв'язку або шляхом ручного введення, завантаження їх в базу даних АСКОЕ та визначено методику передачі інформації до енергопостачальної компанії, виконати за допомогою GSM/GPRS- зв'язку з використанням контролера обробки даних;

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

6. ОСНОВНІ ЗАХОДИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

Електробезпека – система організаційних та технічних заходів і засобів, що забезпечують захист людей від шкідливого та небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики.

Електрообладнання повинно експлуатуватися відповідно до «Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів».

В процесі нормальної роботи повинна бути виключена будь-яка випадкова можливість дотику до струмоведучих частин. З цією метою на встановлені кожухи, що закривають доступ до виводів струмоведучих частин. На всіх кожухах повинні бути написи, що забороняють знімати їх під час роботи.

У всіх випадках виконання робіт по ремонту електроустаткування необхідно відключати напругу живлення. Без відключення живлення заборонено знімати кожухи[5].

Застосовані в електроустановках електрообладнання і матеріали повинні відповідати вимогам або технічним умовам, затверджених в установленому порядку.

Конструкція, виконання, спосіб установки і клас ізоляції застосованих машин, апаратів, приладів та іншого електрообладнання, а також кабелів і проводів повинні відповідати параметрам мережі або електроустановки, умов навколишнього середовища.

Застосовані в електроустановках електрообладнання, кабелі та проводи за своїми нормованими, гарантованими і розрахунковими характеристиками повинні відповідати умовам роботи даної електроустановки.

Електроустановки і пов'язані з ними конструкції повинні бути стійкими щодо впливу навколишнього середовища або захищені від цього впливу.

Електроустановки повинні задовольняти вимогам діючих директивних документів про заборону забруднення навколишнього середовища, шкідливого впливу шуму, вібрації та електричних полів.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

В електроустановках повинні бути передбачені збір і видалення відходів: хімічних речовин, масла, сміття, технічних вод і т.п. Відповідно до діючих вимог з охорони навколишнього середовища повинна бути виключена можливість потрапляння вказаних відходів у водойми, систему відведення зливних вод, в яри, а також на території, не призначені для цих відходів.

При небезпеці виникнення електрокорозії або ґрунтової корозії повинні передбачатися відповідні заходи щодо захисту споруд, обладнання, трубопроводів та інших підземних комунікацій.

В електроустановках повинна бути забезпечена можливість легкого розпізнавання частин, що відносяться до окремих їх елементів (простота і наочність схем, належне розташування електроустаткування, написи, маркування, забарвлення).

Буквено-цифрове і кольорове позначення однойменних шин в кожній електроустановці повинні бути однаковими[6].

Шини повинні бути позначені:

- при змінному трифазному струмі: шини фази А - жовтим кольором, фази В - зеленим, фази С - червоним, нульова робоча N - блакитним, ця ж шина, яка використовується в якості нульової захисної, - поздовжніми смугами жовтого і зеленого кольорів;

- при змінному однофазному струмі: шина А, приєднана до початку обмотки джерела живлення, - жовтим кольором, а В, приєднана до кінця обмотки, - червоним.

Шини однофазного струму, якщо вони є відгалуженням від шин трифазної системи, позначаються як відповідні шини трифазного струму;

- при постійному струмі: позитивна шина (+) - червоним кольором, негативна (-) - синім і нульова робоча М - блакитним;

- якщо ж резервна шина може замінювати будь-яку з основних шин, то вона позначається поперечними смугами кольору основних шин.

Безпека обслуговуючого персоналу і сторонніх осіб повинна забезпечуватися шляхом:

- застосування належної ізоляції;

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		55

- дотримання відповідних відстаней до струмоведучих частин або шляхом закриття кожухами, огороженням струмоведучих частин;

- застосування блокування апаратів і захисних пристроїв для запобігання помилкових операцій і доступу до струмоведучих частин;

- надійного і швидкодіючого автоматичного відключення частин електрообладнання, які випадково опинилися під напругою, і пошкоджених ділянок мережі, в тому числі захисного відключення;

- заземлення або занулення корпусів електроустаткування і елементів електроустановок, які можуть опинитися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції;

- застосування попереджувальної сигналізації, написів і плакатів;

- використання засобів індивідуального захисту і пристосувань.

З метою захисту від несанкціонованого доступу до трансформаторів живлення блоків їх розміщують на естакаді за сітчастим огороженням з дверями що замикаються на ключ.

Всі роботи пов'язані з експлуатацією, ремонтом і модернізацією проводяться із строгим виконанням організаційно-технічних заходів згідно Правил, що переписуються всі ці види робіт виконувати за нарядом-допуском.

Наряд-допуск – це складене на спеціальному бланку розпорядження на безпечне проведення роботи, що визначає її зміст, місце, початок і закінчення робіт, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи.

Порядок видачі та оформлення наряду:

- наряд на роботу виписується у двох примірниках за умови дотримання чіткості і ясності записів в обох примірниках. виправлення і перекреслювання написаного тексту – неприпустимі;

- наряд виписують на одного керівника робіт з однією бригадою. На руки керівнику робіт видається тільки один наряд. В разі заміни керівника робіт, в також зміни складу бригади більше ніж наполовину, має бути виданий новий наряд. Наряд видається на термін не більше 15 календарних днів від дня початку роботи. Наряд

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

може бути продовжений один раз на термін не більше 15-ти календарних днів від дня продовження. Продовжити наряд може працівник, який видав наряд, або інший працівник, який має право видачі нарядів на роботи в даній електроустановці. Система нумерації нарядів, порядок їх реєстрації і зберігання встановлюється письмовим розпорядженням особи, відповідальної за електрогосподарство. Наряди, роботи за якими закінчені повністю, зберігаються протягом 30-ти діб;

- на підприємстві роботи за нарядами і розпорядженнями обліковуються в спеціальному журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями, у відповідних графах реєструється первинний допуск до роботи за нарядами і повне її закінчення. Журнал має бути пронумерований, прошнурований і скріплений печаткою, Термін його зберігання після останнього запису - 6 місяців. Відповідальність за ведення і цілісність журналу покладається на особу, відповідальну за електрогосподарство підприємства.

Висновки до розділу 6

У результаті дослідження та розробки дипломного проекту з реконструкції підстанції було проведено комплексний аналіз та впровадження заходів щодо охорони праці. Охорона праці є невід'ємною частиною будь-якого проекту, особливо при реконструкції електроенергетичних об'єктів.

Під час роботи були виявлені потенційні ризики та небезпеки, пов'язані з роботою на підстанції, такі як електричний шок, пожежа, травматизм та інші. Для забезпечення безпеки персоналу було розроблено та впроваджено низку заходів, спрямованих на запобігання цим небезпекам.

Зокрема, було встановлено вимоги щодо використання захисного електрообладнання, ізоляційних матеріалів та засобів індивідуального захисту. Також було розроблено процедури експлуатації та технологічні інструкції, що детально описують безпечні методи роботи на підстанції.

В результаті впровадження запропонованих заходів з охорони праці забезпечено зниження ризику виникнення нещасних випадків та травматизму серед персоналу.

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		57

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконаний проект було присвячено проведенню реконструкції підстанції 150/6 кВ, який встановлено в умовах ПрАТ «СЕНТРАВЫС ПРОДАШН ЮКРЕЙН».

У рамках даного дипломного проекту була проведена реконструкція підстанції, що є важливим етапом удосконалення і модернізації електроенергетичної інфраструктури підприємства. Реконструкція підстанції має на меті підвищення її ефективності, надійності та безпеки експлуатації.

В процесі роботи було проведено аналіз технічного стану підстанції, визначено недоліки та проблеми, що потребують усунення. Застосування сучасних технологій та обладнання дозволило вирішити ці проблеми та покращити роботу підстанції.

Були визначені потенційні небезпеки та ризики, пов'язані з роботою на підстанції, та розроблені заходи для їх запобігання. Запровадження вимог щодо безпеки праці та використання захисного обладнання сприяло зниженню ризику нещасних випадків та покращенню умов праці.

Отримані результати реконструкції підстанції свідчать про успішне виконання дипломного проекту. Завдяки впровадженим змінам, підстанція стане більш ефективною, надійною та безпечною в експлуатації.

Загалом, проведена реконструкція підстанції є важливим кроком у розвитку електроенергетичної системи.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок (перше переглянуте, перероблене, доповнене та адаптоване до умов України видання). Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 № 476 Про затвердження Правил улаштування електроустановок.

2. . Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В. 2.5-23-2010. – К.: Держ. ком. України з буд-ва. та архіт., 2004. – 129 с.

3. Шестеренко В.Є., Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004. – 656 с.

4. Правила користування електричною енергією / Затв. Постановою НКРЕ №28 від 31.07.96 р. (у редакції Постанови НКРЕ №105 від 04.02.2010 р.)

5. Сорокін І. Д., Мельничук Л. О., Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: Справочник / І. Д. Сорокін, Л. О. Мельничук – Київ: 1998. – 393с.

6. Винокурова Л. Е., Основи охорони праці: Підручник / Л. Е. Винокурова – Київ: 2001. – 192с.

					ДПзп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

ДОДАТОК А

РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ НА ПЛАГІАТ

					ДПЗп01.141.001.ПЗ.	Арк..
Зм..	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		60



Ім'я користувача:
Чижевський Володимир

ID перевірки:
1015657279

Дата перевірки:
20.06.2023 14:13:42 EEST

Тип перевірки:
Doc vs Internet + Library

Дата звіту:
20.06.2023 14:22:11 EEST

ID користувача:
100006981

Назва документа: Ліляк Іван Валерійович ЕС-зп01

Кількість сторінок: 58 Кількість слів: 10648 Кількість символів: 76067 Розмір файлу: 301.31 KB ID файлу: 1015302420

Виявлено модифікації тексту (можуть впливати на відсоток схожості)

21.6%
Схожість

Найбільша схожість: 8.53% з Інтернет-джерелом (<http://duek.dn.ua/DOKTZ12/dtz12149.doc>)

20.6% Джерела з Інтернету 238 Сторінка 60

9.83% Джерела з Бібліотеки 278 Сторінка 63

0% Цитат

Вилучення цитат вимкнено

Вилучення списку бібліографічних посилань вимкнено

0%
Вилучень

Немає вилучених джерел

Модифікації

Виявлено модифікації тексту. Детальна інформація доступна в онлайн-звіті.

Замінені символи 837

Підозріле форматування 11 сторінок