

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування закладу вищої освіти)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і робототехніки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(ступінь вищої освіти)

на тему **Модернізація та дослідження енергетичних процесів підстанції
35/10кв для присіднання фотогальванічної станції**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Гричук Д.О.
(прізвище та ініціали)

Керівник Шефер О.В.
(прізвище та ініціали)

Рецензент Галай В.М.
(прізвище та ініціали)

Полтава - 2021 рік

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і
робототехніки
Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
Ступінь вищої освіти Магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматичної,
електроніки та телекомунікацій

_____ О.В. Шефер
“ ___ ” _____ 2021 р.

З А В Д А Н Н Я

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Гричку Денису Олександровичу

- Тема проекту (роботи) **«Модернізація та дослідження енергетичних процесів підстанції 35/10 кВ для приєднання фотогальванічної станції»**
керівник проекту (роботи) **Шефер Олександр Віталійович, к.т.н., доцент**
затверджена наказом вищого навчального закладу від “ 25 ” 08 2021 року № 688 фа
- Строк подання студентом проекту (роботи) 15.12.2021 р.
- Вихідні дані до проекту (роботи) однотрансформаторна підстанція 35\10кВ.
Провести модернізацію застарілого обладнання. Розробити схемні рішення для
релейного захисту трансформатора та лінійної комірочки для підключення
фотогальванічної станції.
- Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Аналіз діючої підстанції. Релейний захист та автоматика підстанції. Розрахунок
диференційного захисту. Заміна електричного устаткування підстанції. Розрахунок
первинного обладнання. Аналіз діючих ФЕС. Розробка схемних рішень для
підключення ФЕС. Розрахунок економічної ефективності.
- Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):
 - Схема живлення підстанції
 - План підстанції
 - Первинна схема електричних з'єднань підстанції
 - Принципова схема захисту трансформатора
 - Аналіз потужності об'єктів ВДЕ
 - Схема нормального режиму
 - Аналіз генерації ВДЕ

- 8) Принципова схема захисту лінії з ФЕС
9) Таблиця економічної ефективності

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Економіка	Григор'єва О. В., доцент		

7. Дата видачі завдання __. __. 202__ р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів роботи		Примітка (плакати)	
1	Аналіз діючої підстанції	13.10.21		15%	Пл. 1
2	Релейний захист та автоматика підстанції	27.10.21	I	30%	Пл. 2
3	Заміна електричного устаткування підстанції	10.11.21		40%	Пл. 4
4	Розрахунок диференційного захисту трансформатора	17.11.21		50 %	Пл. 5
5	Захист лінії ФЕС	24.11.21	II	60%	Пл. 6
6	Розрахунок високовольтного обладнання	01.12.21		70%	Пл. 7
7	Розрахунок економічної ефективності	08.12.21		90%	Пл. 9
8	Оформлення магістерської роботи	15.12.21	III	100%	Пл. 10

Магістрант _____ Гричук Д.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Шефер О.В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АВР - Автоматичне включення резерву;
АПВ - Автоматичне повторне включення;
АЧР - Автоматичне частотне розвантаження;
АСУ - Автоматизована система управління;
ВВ – Високовольтний вимикач;
ДВ - Дискретний вхід;
КЗ - Коротке замикання;
КРУ - Комплектний розподільний пристрій;
КЦВ - Контроль ланцюгів включення;
КЦН - Контроль ланцюгів напруги;
КЦО - Контроль ланцюгів відключення;
МТЗ - Максимальний струмовий захист;
РЗА - Релейний захист та автоматика;
СВ - Секційний вимикач;
ТН - Трансформатор напруги вимірювальний;
ТТ - Трансформатор струму вимірювальний;

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
1. АНАЛІЗ ДІЮЧОЇ ПІДСТАНЦІЇ.....	10
1.1. Схема живлення підстанції.....	10
1.2. Первинна схема електричних з'єднань підстанції.....	11
1.3. Опис основного обладнання.....	11
1.4. Силові трансформатори і трансформатори власних потреб.....	11
1.5. Основне комутаційне устаткування.....	14
1.6. Засоби захисту устаткування підстанції від комутаційних і атмосферних перенапружень.....	15
1.7. Висновки.....	15
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ.....	17
2.1. Релейний захист трансформатора.....	18
2.2. Принципова схема захисту трансформатора.....	21
2.3. Диференційний захист трансформатора «1Т».....	30
2.4. Резервні захисти вводу 35 кВ трансформатора «1Т».....	39
2.1. Резервні захисти вводу 10 кВ трансформатора «1Т».....	41
2.2. Перевірка мікропроцесорних пристроїв РЗА на термічну стійкість при максимальному струмі к.з. у колах захисту 35 кВ.....	43
2.3. Перевірка мікропроцесорних пристроїв РЗА на термічну стійкість при максимальному струмі к.з. у колах захисту 10 кВ.....	45
3. ЗАМІНА ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ.....	47
3.1. Розрахунок високовольтного обладнання.....	47
3.2. Розрахунки вторинних кіл.....	53
3.3. Вибір вимикача для комірок 10 кВ.....	55
3.4. Вибір вимикача для вводу 35 кВ.....	58
3.5. Вибір трансформатора струму.....	60
3.6. Вибір трансформатора напруги.....	61

4.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ КОМІРКИ ФЕС	62
4.1.	Аналіз підключення генеруючих станцій до діючих підстанцій	62
4.2.	Вихідне завдання.....	67
4.3.	Релейний захист лінії.....	68
5.	РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА.....	79
5.1.	Розрахунки вторинних кіл ФЕС	79
5.2.	Розрахунок навантаження ТН 10 кВ.....	84
6.	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «ТИМОШІВКА»	86
6.1.	Охорона праці і техніка безпеки.....	86
6.2.	Комплексна оцінка впливів проекрованої діяльності на навколишнє середовище та характеристика залишкових впливів.....	92
7.	РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	97
7.1.	Техніко-економічне обґрунтування	97
7.2.	Визначення затрат на модернізацію трансформаторної підстанції	97
7.3.	Розрахунок економічного ефекту.....	101
7.4.	Визначення економічного ефекту від проведення модернізації ...	106
	Висновки проведення модернізації	106
	ВИСНОВОК.....	107
	ДОДАТКИ.....	111

ВСТУП

Альтернативна енергетика в Україні поступово розвивається та ставить нові завдання перед енергетикою для можливості приймання, передачі та споживання електричної енергії.

Фотогальванічні станції є найбільш поширеним рішенням для виробітку електроенергії в протипагу іншим альтернативним джерелам. В даний час в енергосистемах є значна кількість підстанцій, пристроями релейного захисту та автоматики виконаними на застарілій електромеханічній релейній апаратурі. Ця апаратура фізично зношена, її характеристики значно відстають від сучасних вимог щодо точності, енергоспоживання, можливості працювати в екстремальних аварійних умовах та повинні відповідати новим технічним завданням та вимогам.

Релейний захист та автоматика мають безвідмовно та селективно відмикати пошкоджену ділянку відповідно до встановлених уставок чутливості та резервування закріпленої захищеної ділянки, це може бути відхідна лінія, силовий трансформатор, шини, та інше електричне обладнання. Надійна робота досягається за рахунок не лише встановлення сучасного мікропроцесорного обладнання, а передбачається встановлення новітнього первинного обладнання: ввідних вимикачів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги, засобів від перенапруги та інше.

В комплексі ми маємо досягти високий ступінь надійності та безперебійного енергопостачання споживачів електричною енергією. Також проведення модернізації дає можливість прийняти енергію, що генеруються за рахунок світла, а саме з фотогальванічних станцій, адже вони є найбільш поширеними.

Для вирішення поставленого завдання необхідно провести модернізацію як пристроїв РЗА, так і заміну морально та фізично застарілого первинного обладнання підстанцій.

1. АНАЛІЗ ДІЮЧОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Оцінка технічного стану вказує на необхідність реконструкції підстанції 35/10 кВ "Тимошівка". У цьому розділі розглядається перелік питань, аналіз яких дозволить виявити необхідний об'єм робіт щодо поліпшення технічного стану діючої підстанції. Особливу увагу слід приділити:

- 1) схемам електричних з'єднань - їх надійності, простоті і зручності в експлуатації;
- 2) електричному устаткуванню підстанції - фізичному зносу;
- 3) можливості впровадження нових технологій - систем телемеханіки, автоматизованих систем обліку електроспоживання, релейного захисту і автоматики на основі мікропроцесорної техніки.

1.1. Схема живлення підстанції

ПС Тимошівка 35/10 кВ це однострансформаторна підстанція, що живиться від відпайки повітряної лінії 35 кВ Глобино – К. Руда або від ПЛ 35 кВ Кириянівка. ПЛ Глобино – К. Руда підключено до секції шин 35 кВ через вимикач С2 – 35. На СШ – 35 розташоване живлення трансформатора Т1 через відділювач.

Секція шин 10 кВ живиться через ввідний вимикач В1Т-10. На ній розташовані чотири комірки:

- В1 «Гриньки»
- В2 «Липове»
- В3 «Бугаївка»
- В6 «Броварки»

Також на СШ-10 у ком. №7 встановлено трансформатор напруги ТН-10, та трансформатор власних потреб у ком. №4.

Комірки 8 та 9 - резервні.

Трансформатор підключений до СШ - 35 кВ через схему «відділювач – короткозамикач».

1.2. Первинна схема електричних з'єднань підстанції

Електрична підстанція 35\10 кВ «Тимошівка» є електроустановкою для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії. На території підстанції розташовані розподільні пристрої (ОРУ- 35 кВ, КРУН - 10 кВ), трансформатор (ТМН – 4000/35/10), пристрої управління автоматики та інші допоміжні пристрої.

1.3. Опис основного обладнання

На підстанції розташоване наступне основне обладнання (рис. 1.1). Трансформатор 1Т типу ТМН – 4000/35/10, трансформатори струму 150/5, короткозамикач КЗ-35 пр.ШПК, відділювач ОД-35-630 пр.ШПО, трансформатори струму типу (ТПЛМ -10 150/5), трансформатор власних потреб ТМ-40/10/0,4, трансформатор напруги ТН – 10 типу НАМИ-10, на лінійних комірках 1,2, розташовані трансформатори струму 150/5, а в комірках 3,7 – 75/5 типу ТПЛ-10. Живлення комірок що відходять здійснюється через вимикачі типу ВВВ-10-4/400. Існуючі комірки 10 кВ розташовані в комплектному розподільчому пристрої 10 кВ зовнішньої установки.

1.4. Силкові трансформатори і трансформатори власних потреб

На електричній підстанції 35\10 кВ «Тимошівка» встановлено один силковий двообмоточний трансформатор: Т1 типу ТМН – 4000/35/10. У таблиці 1.1 представлені характеристики силових трансформатора Т1.

Потужність споживачів власних потреб підстанції є невисокою, тому він приєднується до мережі 380 В через знижувальні трансформатор типу ТМ-40/10/0,4. Трансформатор поміщений у бак з маслом для охолодження та запобігання руйнуванню обмоток трансформатора від зовнішнього середовища. Трансформатор власних потреб приєднаний відпайкою до вводу силового трансформатора Т1 і

Схема електричних з'єднань ПС 35/10кВ „Тимошівка”

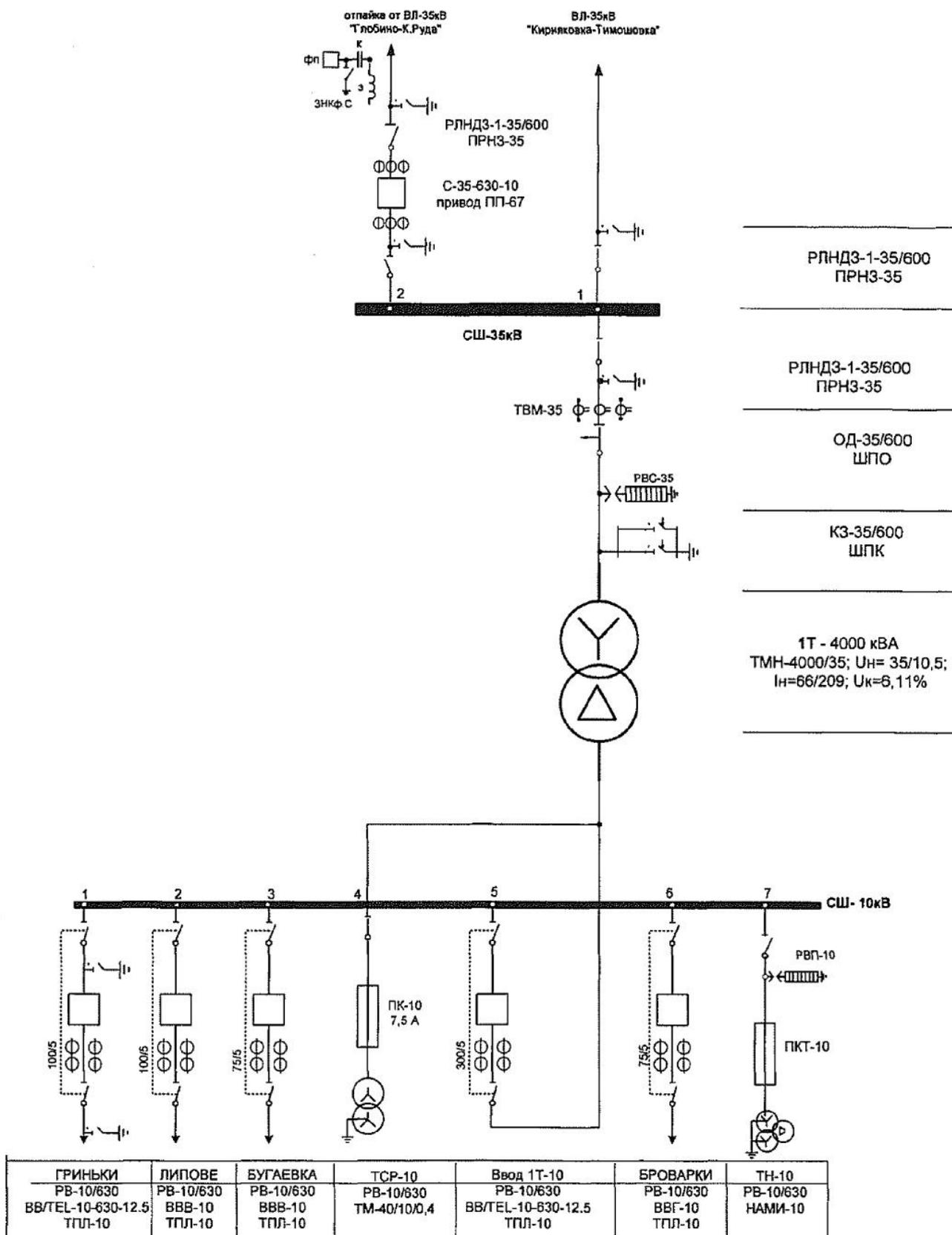


Рисунок 1.1 - Схема електричних з'єднань ПС 35/10 «Тимошівка»

захищений запобіжниками типу ПК - 10. У таблиці 1.2 представлені характеристики трансформатора власних потреб.

Таблиця 1.1 - Основні технічні характеристики силових трансформатора типу ТМН – 4000/35/10

Параметр	Величина
	Т1
Тип	ТМН
Номінальна потужність $S_{ном}$, кВ·А	4000
Номінальна напруга ВН, кВ	35
Номінальна напруга НН, кВ	10,5
Напруга короткого замикання U_k , %	7,5
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт	33,5
Струм холостого ходу I_x , %	0,9
Втрати холостого ходу ΔP_x , кВт	5,6
Схема з'єднання обмоток	Y / Δ - 11
Рік виготовлення / рік установки	1976/1979
Норма на повне відновлення, %	4,4
Термін корисного використання, років	23

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики трансформатора власних потреб типу ТМ - 40/10/0,4

Параметр		Величина
Тип		ТМ
Номінальна потужність $S_{ном}$, кВ·А		40
Номінальна напруга $U_{ном}$, кВ	ВН	10
	НН	0,4
Напруга короткого замикання U_k , %		4,5

Параметр	Величина
Втрати короткого замикання ΔP_k , кВт	0,98
Струм холостого ходу I_x , %	5,0
Втрати холостого ходу ΔP_x , кВт	0,26
Схема з'єднання обмоток	Y/Y _n - 0
Межі регулювання напруги	$\pm 2 \times 2,5\%$
Рік виготовлення / рік установки	1976/1979
Термін корисного використання, років	23

1.5. Основне комутаційне устаткування

Основним комутаційним обладнанням ОРУ- 35 кВ являються вимикач С - 35, короткозамикач КЗ - 35, віддільник ОД – 35 та роз'єднувачі.

Як комутаційний апарат, призначений для створення видимого розриву в повітрі, відключення і включення електричних ланцюгів без струму або з незначним струмом i , на діючій електричній підстанції 35/10 кВ "Тимошівка" використовуються роз'єднувачі типу РЛНДЗ-1-35/600. Характеристики роз'єднувачів ОРУ- 35 кВ представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики роз'єднувачі типу РЛНДЗ-1-35/600

Параметр		Величина
Номінальна напруга, кВ		10
Найбільша робоча напруга, кВ		12
Номінальний струм, А		630
Головні ножі	граничний кризний струм, кА	25
	струм термічної стійкості, кА	10
	допустимий час його дії, с	4
Заземлюючі	граничний кризний струм, кА	25

Параметр		Величина
ножі	струм термічної стійкості, кА	31,5
	допустимий час його дії, с	1
Тип приводу		ПРНЗ-35
Тип ізолятора		ІОС - 35
Рік виготовлення / рік установки		1978/1979
Термін корисного використання, років		23

1.6. Засоби захисту устаткування підстанції від комутаційних і атмосферних перенапружень

Від грозових перенапружень, а також від максимально можливих внутрішніх перенапружень усі електроустановки підстанції захищені вентильними розрядниками: РВС-35 - в колах силового трансформатора; РВО-10 – на вводі 10 кВ. Від безпосередніх ударів блискавки на підстанції розташовано стержневі та тросові громовідводи.

1.7. Висновки

Одним з основних факторів забезпечення надійності функціонування електричних мереж є надійність експлуатації високовольтного обладнання. Особливо це стосується комутаційного обладнання, за допомогою якого здійснюються оперативні перемикання у ремонтних режимах мережі та локалізація аварійної ділянки у післяаварійних режимах. Високовольтне комутаційне обладнання на ПС «Тимошівка» представлено вимикачами 35 кВ застарілого типу ПП - 67, блоками “відділювач-короткозамикач” 35 кВ та запобіжниками 35 кВ в колах силового трансформатора 35/10 кВ. Не менший вплив на загальну надійність експлуатації підстанції здійснюють вимірювальні трансформатори струму, основним призначенням яких є перетворення сигналів для пристроїв релейного захисту, автоматики управління, вимірювальних приладів та комерційного обліку.

Основні критерії, які визначають надійність експлуатації високовольтного обладнання, є їх технічний стан, який в першу чергу визначається їх ступенем старіння та відпрацювання ресурсу, а також відповідність існуючим параметрам мережі (максимальні навантаження, струми к.з. та ін.).

Ресурс обладнання характеризує його потенційну спроможність (здатність) виконувати надалі свої функції з врахуванням фізичного і морального зношення. Ресурс визначається в абсолютних одиницях (роках) або у відносних або у відносних (відносно регламентованого терміну використання).

В якості регламентованого терміну експлуатації високовольтного обладнання прийнято гарантійний термін виробника - 25 років.

До обладнання, яке не відповідає сучасним вимогам і умовам експлуатації та підлягає заміні на вимикач відносяться: блоки "ВД-КЗ" 35 кВ, які на даний час вже зняті з виробництва, а також вентиляльні розрядники 35 кВ, трансформатори струму по стороні 10 та 35 кВ, заміна вимикачів 10 кВ ВВВ-10- 4/400.

Також, для можливості підключення відновлювальних джерел електроенергії необхідно провести модернізацію діючої підстанції, для надійної роботи в енергетичній системі.

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА ПІДСТАНЦІЇ

Склад встановлених захистів на ПС Тимошівка відповідає вимогам чинних нормативно-технічних документів, але апаратні засоби характеризуються своєю моральною та фізичною застарілістю.

В якості пристроїв захисту силових трансформаторів 35/10 кВ застосовуються:

- газовий захист трансформатора: газове реле Бухгольца;
- диференційний захист: ДЗТ-11;
- максимальний струмовий захист та захист від перевантаження побудований з використанням струмових реле - РТ-40;
- резервний струмовий захист побудовано з використанням реле РТВ.

У зв'язку з перевищенням строку експлуатації РЗА спостерігається вихід з ладу елементів пристроїв РЗА, ремонт яких ускладнено відсутністю необхідних запчастин, які вже не виготовляються, а елементна база відсутня. Тому є необхідність повного переоснащення існуючих комплектів РЗА із заміною панелей на базі електромеханічних реле на панелі з мікропроцесорними пристроями. Це дозволить вирішувати завдання підвищення надійності і показників технічної досконалості - швидкодії, селективності, чутливості.

Можливість інтеграції пристроїв захисту і автоматики в інформаційно-технологічний комплекс підстанції що забезпечують стале функціонування системи електропостачання. Для отримання максимального ефекту від переоснащення пристроїв РЗА, даний захід потрібно проводити разом із заміною високовольтного обладнання – вимикачів, кабельно-провідникової

продукції, та інженерних конструкцій – лотків, коробів, порталів, шаф затискачів.

2.1. Релейний захист трансформатора

Технічне переоснащення ПС передбачає встановлення нових пристроїв РЗА, зв'язаних із заміною відокремлювана і короткозамикача 35 кВ на вакуумний вимикач 35 кВ та заміною існуючих трансформаторів струму вводів 35 та 10 кВ на нові. Також передбачається встановлення нових пристроїв центральної сигналізації та ТН - 10 кВ.

Нові пристрої РЗА встановлюються в новій шафі РШ-13МР, що розташована біля автотрансформатора. Основні пристрої трансформатора виконані на базі мікропроцесорного пристрою типу РС83-ДТ2 (рис. 2.2)



Рисунок 2.1 – Мікропроцесорний пристрій РС83-ДТ2

виробництва «РЗА - Системз».

Оскільки трансформатор залишається існуючим, його технологічні захисти залишаються існуючими та приєднуються до нових кіл у новій шафі РШ-13МР. Захисти, що діють на сигнал, заводяться на дискретні входи пристрою типу РС83-ДТ2 з подальшою дією через вихідне реле даного пристрою на центральну сигналізацію підстанції. Технологічні захисти на вимкнення трансформатора діють через вихідне реле захистів трансформатора і паралельно заводяться на входи пристрою типу РС83-ДТ2 з дією аналогічно технологічним захистам на сигнал.

Резервні захисти вводу трансформатора 35 кВ виконані на базі мікропроцесорного пристрою типу РС83-АВ2 виробництва «РЗА - Системз».



Рисунок 2.1.2 - Мікропроцесорний пристрій резервних захистів РС83-ДТ2

Також на дискретні входи РС83-АВ2 заводяться сигнали несправності елегазового вимикача вводу 35 кВ трансформатора «1Т» з подальшою дією через вихідне реле даного пристрою на центральну сигналізацію підстанції.

Пристрої управління і автоматики РПН трансформатора «1Т» на базі мікропроцесорних пристроїв типу РС83-В4 виробництва «РЗА - Системз». Дані пристрої є резервними, оскільки в існуючому трансформаторі «1Т» немає РПН, тому будуть задіяні при заміні існуючого трансформатора на новий з РПН.

Також в комплект шафи РШ-13МР входять:

- ключ управління, сигнальні лампи положення і амперметр вимикача вводу 35 кВ;
- система попередньо заряджених конденсаторів, що складається з блока живлення і заряду та блоків конденсаторів;
- вказівні реле про аварійне вимкнення В-35 кВ та несправності пристроїв РЗА.

Апаратура РЗА та вторинних кіл вимикача вводу 10 кВ трансформатора «1Т» розташовується у релейному відсіку існуючої комірки даного вимикача. Частково ця апаратура є існуючою, частково буде змонтована заново відповідно до проектних рішень:

- схеми РЗА виконані на базі мікропроцесорного пристрою типу РС83-АВ2 виробництва «РЗА-Системз»;
- комплектація релейного відсіку ключами управління, сигнальними лампами положення та амперметр вимикача вводу 10 кВ трансформатора «1Т».

Нові пристрої центральної сигналізації і ТН-10 кВ розташовуються в існуючій комірці ТН-10 кВ.

Схеми РЗА виконані на змінному оперативному струмі. Живлення мікропроцесорних пристроїв захисту трансформатора «1Т» (РС83-ДТ2 і РС83-АВ2) здійснюється від кіл власних потреб $\sim 380/220$ В та через струмові блоки живлення.

Виконавчими органами вимкнення від захистів вимикачів вводів «1Т» є:

- для В1-35 кВ - струмові обмотки вимкнення по схемі дешунтування та обмотка вимкнення постійного струму, яка через вихідні контакти захистів підключається до попередньо заряджених конденсаторів;

- для В1-10 кВ - пристрої вимкнення у складі приводу вимикача типу ВВ/ТЕБ. Для захисту «1Т» дія на вимкнення виконуються:

- для ДЗТ та струмових захистів 35 кВ на вимкнення - через схему дешунтування струмової обмотки вимкнення В-35 кВ через попередньо заряджені конденсатори.

- дія технологічних захистів трансформатора «1Т» на вимкнення - через попередньо заряджені конденсатори;

- дія струмових захистів 10 кВ - через схему вимкнення вимикача 10 кВ типу ВВ/ТЕЛ.

2.2. Принципова схема захисту трансформатора

Захист трансформатора 1Т, пристрої управління та автоматики 1Т виконані у шафі РШ – 13 Додаток Г. Автомати оперстуму основних захистів 1Т, автоматики вимикача В1Т-35, знаходяться в ком. №4. Ключі управління вимикачами введів 35кВ, сигнальні лампи положення В1Т-35 та вимірювальні прилади, встановлені в РШ - 13.

Живлення мікропроцесорних пристроїв захисту трансформатора «1Т» (РС83-ДТ2 і РС83- АВ2) здійснюється від кіл власних потреб ~220 В та через струмові блоки живлення.

Захисти трансформаторів (МТЗ - 35кВ основна та резервна, диференційний захист, газовий захист Пст., діють на відключення трансформатора з усіх сторін (35кВ, 10кВ).

Пристрої захисту та автоматики, автомати оперстуму В1Т-10, ключі управління та сигнальні лампи положення вводу 1В1Т-6 розташовані в КРУН-10кВ в к.№5.

2.2.1. Основні функції шафи РШ - 13

Шафа РШ - 13 призначена для здійснення функцій захисту, управління, автоматики, сигналізації трансформатора (як дистанційно з щита управління підстанції, так й віддалено по локальній мережі), виміри параметрів електричної мережі, записи параметрів аварійних режимів, контролю стану трансформатора та вимикача 35кВ. РШ - 13 розділена на два півкомплекти, які отримують живлення від різних автоматів оперстуму та впливають на електромагніти відключення ввідних вимикачів 35 кВ, 10 кВ.

На РС83-ДТ2 (А1) реалізовані наступні функції:

- диференційний захист трансформатора;
- газовий захист (два ступені);
- максимальний струмовий захист сторони 35 кВ;
- захист від перегріву оливи трансформатора (від перевищення температури оливи);
- виміри струмів усіх фаз усіх сторін трансформатора, включаючи кути зсуву фаз;
- зниження рівня оливи у баку РПН (резерв);
- зниження рівня оливи у баку трансформатора (резерв);
- вимкнення В -35 кВ при дії дугового захист у з боку В-10 кВ трансформатора (резерв);
- реєстрація аварійних подій, несправностей, осцилографування;
- постійна самодіагностика реле.

На РС 83 – АВ2 (А2) реалізовані наступні функції:

- управління вимикачем 35 кВ;
- контроль заведення приводу;
- контроль кіл живлення вимикача;
- моніторинг положення та стану вимикача 35 кВ;
- максимальний струмовий захист сторони 35 кВ;
- вимірювання струмів сторони 35 кВ силового трансформатора;

- фіксація роботи реле А1;
- реєстрація аварійних подій, несправностей, осцилографування;
- постійне самодіагностування реле.

На схемі зображена частина принципової електричної схеми (додаток Г) захисту, управління та автоматики трансформатора 1Т ПС "Тимошівка" 35/10 кВ. У додатку Д зображена зведена таблиця програмованих захистів на терміналах.

Згідно електричної принципової схеми струмові диференційного захисту кола (А512, В512, С512, N512) від другого керна трансформаторів струму (ТА 12) зі сторони 35 кВ заходять через кола дешунтування (ТТ1, ТТ2) на термінал РС83-ДТ2 (А1), в якому реалізовані основні та струмові захисти.

Також, у термінал заводяться струмові кола 10 кВ (А561, В561, С561, N561), для реалізації дифзахисту.

В мікропроцесорному терміналі РС83-ДТ2 (А1) аналогові сигнали з ТС перетворюються в цифровий і за допомогою математичної обробки порівнюються з заданими уставками.

Диференційний захист, який є основним захистом трансформатора і зона дії якого розташована від ТС високої напруги (ВН) до ТС низької напруги (НН) шинний міст (35, 10 кВ і сам трансформатор) має свою характеристику, в якій є зона спрацювання і зона блокування. Встановлюється на поодинокі працюючих трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище або на паралельно працюючих трансформаторах потужністю 4,0 МВА і вище.

Диференційний захист є основним захистом трансформатора від внутрішніх пошкоджень обмоток, пошкоджень ошинування, виводів [3]. Працює без витримки часу.

У зону дії диференційного захисту входять обмотки і ділянки ошинування трансформатора до трансформаторів струму, встановлених на вводах високої, середньої і низької напруги.

Принцип дії дифзахисту трансформатора побудовано на порівнянні величини і напрямку струмів. При короткому замиканні в зоні дії диференційного захисту з'являється струм небалансу і спрацьовує виконавчий орган диференційного реле [2], який діє на вимкнення трансформатора з боку високої, середньої і низької напруги. Реле постійно моніторить струми і математично визначає точку на цій характеристиці. При будь-якому КЗ ця точка зміщується в зону спрацювання.

При спрацюванні диференційного захисту, спрацьовує дискретний вихід KL6 терміналу РС83-ДТ2, що діє на реле вимкнення по схемі дешунтування К1, яке перемикає струмові кола таким чином, щоб струм прямував через трансформатор ТАС що перетворює струм КЗ на напругу, що діючи на обмотку У4 вимикача 35 кВ та вимикає останній. Диференційний захист може бути виведений за допомогою ключа SA7, що живиться від внутрішнього блоку живлення терміналу РС83-ДТ2.

За аналогічною схемою працює вимкнення від резервного захисту з терміналу РС 83 – АВ2, вимкнення від МТЗ.

Кожна обмотка двообмоткового трансформатора забезпечується комплектом МСЗ. Витримка часу МСЗ обирається за ступінчастим принципом на підставі умови селективності із захистами інших елементів. Принцип дії побудований на перевищенні рівня струму короткого замикання над струмом уставки. У нормальному режимі через трансформатори струму протікає струм навантаження. При короткому замиканні первинний струм різко зростає, пропорційно йому зростає вторинний струм трансформаторів струму [3]. У момент, коли вторинний струм досягає уставки реле струму, відбувається спрацювання реле. Робота МСЗ всіх ступенів фіксується спрацюванням вказівних реле.

МСЗ 35 (максимальний струмовий захист) є резервним захистом трансформатора, тобто він працює з витримкою в часі і діє як на КЗ в

трансформаторі так і реагує на КЗ в приєднаннях секції шин 10 кВ, тобто резервує відмову захистів і вимикачів приєднань секції шин 10 кВ.

В цьому і визначається один з основних принципів релейного захисту:

- чутливість;
- надійність;
- селективність;
- швидкодія.

Управління вимикача Siemens 3AF – 01 здійснюється за допомогою катушок Y9 та Y1. Обмотка Y9 відповідає за увімкнення, а Y1 за вимкнення, вони живляться від кіл напруги (1ШУ, 2ШУ).

Термінали постійно контролюють цілісність обмоток вимикача за допомогою своїх дискретних входів DI1 та DI2 у РС83-ДТ2, та DI1 та DI2 у РС 83 – АВ2. У випадку при обриві контуру вимкнення чи зникнення напруги з дискретного входу, термінали вихідними контактами (KL4 в обох випадках) що відповідають за сигналізацію несправності кіл керування, видадуть сигнал на блінкер КН8, ШЗП та SCADA.

Керування вимикачем можливе через термінал РС 83 – АВ2, ключем управління SA1 та по телеуправлінні, останній може бути виведений за допомогою ключа SA2. Усі вони діють через проміжні реле увімкнення КСС (команда «Увімкнути») та КСТ (команда «Вимкнути»), що своїми контактами діють на обмотки катушок увімкнення та вимкнення.

На випадок виходу з ладу терміналу РС83-ДТ2 захист буде забезпечений терміналом РС 83 – АВ2. Живлення від струмових оперативних кіл терміналу відбувається окремо від РС83-ДТ2.

Таким чином захист трансформатора реалізований на двох окремих терміналах.

До основних захистів трансформатора відноситься також газовий захист, який реагує на появу газу (РГ1, РГ2) в оливі трансформатора (газ утворюється при появі дуги від КЗ в силових обмотках трансформатора).

Газовий захист має два ступені:

- робота на сигнал;
- робота на відключення з усіх сторін, ВН та НН.

Встановлюється на трансформаторах з оливним охолодженням, що мають розширювач. Газовий захист є основним і діє без витримки часу. Призначений для захисту трансформатора від внутрішніх пошкоджень, пов'язаних з нагріванням оливи і бурхливим виділенням газів (виткові замикання в обмотках, пробій обмоток на корпус [2], порушення ізоляції між листами сталі магнітопроводу, короткі замикання між обмотками різнойменних фаз), а також для запобігання пошкодження трансформатора при аварійному зниженні рівня оливи нижче рівня газового реле.

У зону дії газового захисту входять внутрішні елементи трансформатора (обмотки, магнітопровід, бак трансформатора).

В якості реагуючого елемента газового захисту застосовують спеціальні газові реле, які встановлюють у оливопроводі між трансформатором і розширювальним баком. Газові реле мають три елементи: верхній, нижній і швидкісний. Мають два ступеня спрацювання: на сигнал (верхній елемент) і на вимкнення (нижній і швидкісний елемент). Перший ступінь постійно введений в роботу, другий ступінь за допомогою оперативної накладки SA6 може працювати на сигнал або на вимкнення. Оперативна накладка газового захисту повинна бути уведена в положення «На вимкнення». Переведення дії газового захисту на сигнал проводиться тільки у випадках:

- На час перевірки захисту.
- При несправності захисту.

- При роботах в оливній системі трансформаторів, у тому числі при доливанні оливи.
- При тимчасових вибухових роботах поблизу місця встановлення трансформатора.

У разі автоматичного вимкнення трансформатора дією захистів від внутрішніх пошкоджень, трансформатор можна увімкнути в роботу тільки після огляду та усунення виявлених пошкоджень.

При роботі II ступеня газового захисту, сигнал з газового реле, що знаходиться між розширювальним баком та силовим трансформатором (типу «сухий контакт»), надходить через ключ SA6 на сигнальний блінкер КН2 та діодну розв'язку, діє через блок-контакт вимикача на обмотку реле КЛ3, що своїми контактами живить котушку вимкнення Y1 вимикача 35 кВ, та підтягує проміжне реле КЛ1 що діє на вимкнення вводу 10 кВ, щоб забезпечити знеструмлення трансформатора з усіх сторін живлення (ФЕС).

Сигнал I ступеня газового захисту надходить до дискретного входу DI5 РС83-ДТ2, а той в свою чергу, реєструє подію та замикає дискретний вихід КЛ11, що через блінкер КН4, діє на попереджувальну сигналізацію підстанції та в SCADA.

Таким чином термінал записує всі аналогові сигнали, струми по усіх сторонах трансформатора, а також, ряд дискретних сигналів при роботі газового захисту.

На лицьовій панелі терміналу знаходяться світлодіоди, що запрограмовані на появу сигналів на відповідних їм дискретним входам. Наприклад, при появі сигналу газового захисту II ступеня, на дискретному вході (тип оптопара) подається логічна 1 напруга уставки 176-220В. При цьому пускається внутрішній осцилограф для запису аварійних процесів, засвічується відповідний світлодіод який підтверджує спрацювання газового реле II ступеня і спрацьовує вихідне реле струмового захисту.

Захист від перегріву, виконаний із застосуванням термосигналізатора ТКП-160, діє при підвищенні температури оливи в трансформаторі (ТС1). Контакти термосигналізатора заведені у термінал основних захистів РС83-ДТ2 на дискретний вхід DI8.

Захист від перегріву має спрацювати при підвищенні температури оливи до плюс 90⁰С, діє на сигнал через дискретний вихід технологічних захистів KL11 на блінкер КН4.

В РС83-ДТ2 реалізований моніторинг стану вимикача 35кВ, їх положення, через контакт положення вимикачів. Контролюється готовність привода на увімкнення (через контакти готовності привода Q3).

Керування вимикачами може відбуватись як оперативно (від ключа на панелі, від кнопок на приводі) так і дистанційно по колам телекерування.

На підстанції реалізована система телемеханіки типу SCADA, яка дає можливість реалізувати телекерування з диспетчерського пункту.

Аварійна сигналізація, що працює без витримки часу – при будь-якому



Рисунок 2.3 - Зображення монітору ПК диспетчера при роботі з комплексом ТМ SCADA

аварійному вимкненні вимикача.

Попереджувальна сигналізація, що працює з витримкою часу при появі наступних сигналів:

- несправність терміналів РЗА або відключення ділянки оперативного струму;
- будь-яка несправність вимикача;
- обрив кіл вимкнення вимикачів;
- несправність РС83-ДТ2 та РС 83 – АВ2;
- Робота технологічного захисту трансформатора;
- газовий захист I ступеня;
- перевантаження ;
- підвищення температури оливи вище допустимої.

Кожна несправність має своє окреме вказівне реле, це зроблено для зручності пошуку несправності на ПС.

На панелі захисту трансформатора зображена мнемосхема приєднань трансформатора, тобто світлодіодна індикація панелі відображує реальне положення вимикача та інших комутаційних апаратів (роз'єднувачів, заземлюючих ножів). Ця світлова сигналізація зроблена для зручності експлуатації оперативним персоналом (черговим підстанції).

Будь – який сигнал, що з'явився на панелі чи від релейного захисту, чи від реального положення будь-якого комутаційного вимикача, по колам телемеханіки приходить до диспетчерського пункту. Крім того, що диспетчер може бачити всю ПС в цілому (положення всіх комутаційних апаратів, реальні струми навантажень на кожній секції приєднань, напруги всіх ТН), він ще й бачить роботу усіх релейних сигналів. Це дає змогу оперативно реагувати на появу будь-яких несправностей і швидко приймати відповідні дії.

На принциповій схемі зображений загальний вигляд панелі. Пунктирними лініями зображені ті елементи, що знаходяться ззаду панелі, суцільними лініями ті, що розміщені на фасаді панелі.

Всі сигнальні світлодіодні положення автоматики необхідно розміщувати на передній панелі для зручності експлуатації оперативним персоналом.

2.3. Диференційний захист трансформатора «1Т»

Вибір уставок диференціального захисту проводиться за 2 умовами: відбудова від струму намагнічування та струму небалансу.

2.3.1. Вихідні дані.

Номинальні напруги та струми трансформатора.

Сторона 35 кВ трансформатора

$$I_{\text{НОМ.В}} = 35 \text{ кВ}, I_{\text{НОМ.В}} = 66 \text{ А}$$

Сторона 10 кВ трансформатора.

$$U_{\text{НОМ.Н}} = 10,5 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ.Н}} = 209 \text{ А}$$

Струми к.з.

Сторона 35 кВ трансформатора.

$$I_{\text{к.з. макс.35}} = 1238 \text{ А}; I_{\text{к.з. мин. 35}} = 744 \text{ А}$$

Сторона 10 кВ трансформатора.

$$I_{\text{к.з. макс.10}} = 1923 \text{ А}, I_{\text{к.з. мин.10}} = 1317 \text{ А}$$

Струми к.з. сторони 10 кВ, приведені до сторони 35 кВ.

$$I_{\text{к.з. макс.10 пр.35}} = \frac{I_{\text{к.з. макс.35}} \cdot U_{\text{нНН тр.}}}{U_{\text{нВН тр}}} = \frac{1923 \cdot 10,5}{35} = 577 \text{ А} \quad (2.1)$$

$$I_{к.з.мин.10пр.35} = \frac{I_{к.з.мин.35} \cdot U_{нНН тр.}}{U_{нВН тр.}} = \frac{1317 \cdot 10,5}{35} = 395 A$$

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму.

Сторона 35 кВ трансформатора.

$$K_{ттВ} = \frac{100}{5} = 20 \quad (2.2)$$

Сторона 10 кВ трансформатора.

$$K_{ттН} = \frac{600}{5} = 120 \quad (2.3)$$

2.3.2. Необхідність встановлення диференційного захисту трансформатора (ДЗТ).

Згідно ПУЕ (п. 3.2.54) на трансформаторі однострансформаторної ПС з номінальною потужністю $S_H = 4$ МВА ДЗТ необхідно встановлювати у тому випадку, якщо з боку високої напруги трансформатора струмова відсічка неефективна, а час спрацювання МСЗ більше за 0,5 сек.

Час спрацювання МСЗ-35 кВ трансформатора більше за 0,5 сек.

Перевіримо ефективність струмової відсічки.

Струмові захисти 35 кВ трансформатора, зокрема струмова відсічка, здійснюватимуться за допомогою мікропроцесорного пристрою РС83-АВ2.

Уставка струмової відсічки повинна бути відстроєна від максимальних струмів нормального режиму та забезпечувати повернення ступені струмової відсічки при її неспрацюванні [5].

$$I_{уст.ТО} > \frac{K_{сзн} \cdot K_{отс} \cdot I_{ном.В}}{K_{\epsilon}} \quad (2.4)$$

$K_{сзн} = 2$ - коефіцієнт самозапуску двигунів

$K_{отс} = 1,5$ - коефіцієнт відстройки

$K_6 = 0,95$ - коефіцієнт повернення ступеню струмового захисту пристрою РС83-АВ2.

$$I_{уст.ТО} > \frac{2 \cdot 1,3 \cdot 66}{0,95} = 180,6 \text{ А} \quad (2.5)$$

Якщо прийняти це значення за уставку спрацювання струмової відсічки по первинному струму, то уставка у пристрої РС83-АВ2 буде:

$$I_{уст.ТО} = \frac{I_{уст.ТОВ}}{K_{ммВ}} \quad (2.6)$$

$$I_{уст.ТО} = \frac{180,6}{20} = 9,03 \text{ А} \quad (2.7)$$

Найближче значення уставки, яку можна виставити у пристрої РС83-АВ2, буде 9А. Це відповідає первинному струму 180 А.

Перевіримо чутливість цієї уставки до мінімального струму к.з. на виводах 10 кВ трансформатора.

$$\frac{I_{к.з. мин. 10 пр. 35}}{I_{уст.ТОВ}} < K_q \quad (2.8)$$

де $K_q = 2,4$ - коефіцієнт чутливості для струмової відсічки з урахуванням схеми дешунтування.

$$\frac{414}{180} = 2,3 < K_q = 2,4 \quad (2.9)$$

Тобто уставка струмової відсічки не відповідає вимогам чутливості до мінімального струму к.з. у зоні захисту. А це означає, що потрібен ДЗТ

2.3.3. Розрахунок уставок ДЗТ

У якості пристрою ДЗТ використовуватиметься пристрій типу РС83-ДТ2. Розрахуємо його уставки. При цьому маємо на увазі, що всі трансформатори струму у колах ДЗТ збиратимуться у схему «зірки». Тобто $K_{сх} = 1$, тому у розрахунках цей коефіцієнт не буде присутній.

Коефіцієнт вирівнювання сторони НН (10 кВ) $K_{вр.Н}$.

$$K_{вр.Н} = \frac{K_{ттН} \cdot I_{ном.ТТН}}{I_{ном.Н}} \quad (2.10)$$

де $I_{ном.ТТН} = 5$ А - номінальний вторинний струм трансформатора струму.

$$K_{вр.Н} = \frac{120 \cdot 5}{209} = 2,871 \quad (2.11)$$

Вибираємо $K_{вр.Н} = 2,87$

Коефіцієнт вирівнювання сторони ВН (35 кВ) $K_{вр.В}$.

$$K_{вр.В} = \frac{K_{ттН} \cdot I_{ном.ТТН}}{I_{ном.Н}} \cdot \frac{U_{ср.ВН}}{U_{ном.НН}} \quad (2.12)$$

де $U_{ср.ВН} = 35$ кВ - номінальна вища напруга трансформатора при середньому положенні РПН;

$U_{ном.НН} = 11$ кВ - номінальна нижча напруга трансформатора.

$$K_{вр.В} = \frac{2,87 \cdot 20}{120} \cdot \frac{35}{11} = 1,522 \quad (2.13)$$

Вибираємо $K_{вр.В} = 1,52$

Перевіримо ці значення коефіцієнтів вирівнювання по відносному значенню диференційного струму, що виникає через неточність цих коефіцієнтів.

$$\Delta I_{Д} = \frac{\left(\frac{K_{вр.В} \cdot I_{ном.В}}{K_{ттВ}} - \frac{K_{вр.Н} \cdot I_{ном.Н}}{K_{ттН}} \right)}{\frac{K_{вр.В} \cdot I_{ном.В}}{K_{ттВ}}} \quad (2.14)$$

Ці значення при правильному виборі коефіцієнтів вирівнювання не повинні перевищувати 0,01.

$$\Delta I_D = \frac{\left(\frac{1,52 \cdot 66}{20} - \frac{2,87 \cdot 209}{120} \right)}{\frac{1,52 \cdot 66}{20}} = 0,0035 < 0,01 \quad (2.15)$$

Уставка по струму 2 гармоніки

(по відношенню до першої гармоніки) - $I_{2 \text{ бл}}$.

Відповідно рекомендацій вибираємо $I_{2 \text{ бл}} = 12 \%$

Уставка по струму 5 гармоніки

Відповідно рекомендацій вибираємо **$I_5 \text{ бл} = 10 \%$**

Уставка початкового струму спрацювання

Другий ступінь захисту - $I_{ДТО}$. Вибираємо за умови відстройки від стрибка струму намагнічування. Розрахуємо цей струм виходячи з того, що по відношенню до номінального струму трансформатора він повинен складати 30%.

$$I_{ДТО} = \frac{0,3 \cdot K_{\text{вр.В}} \cdot I_{\text{ном.В}}}{K_{\text{ТВ}}} \quad (2.16)$$

$$I_{ДТО} = \frac{0,3 \cdot 1,52 \cdot 66}{20} = 1,5048 \text{ А} \quad (2.17)$$

Вибираємо $I_{ДТО} = 1,5 \text{ А}$

Уставка коефіцієну розподілу струму гальмування між сторонами ВН і НН - К.

Цей коефіцієнт обирається в залежності від можливих режимів роботи трансформатора.

Для трансформаторів з наявністю живлення з боку ВН та НН (ФЕС) рекомендується прийняти рівним $K = 0,5$.

Уставка обмеження струму гальмування

Другий ступінь захисту - $I_{T \text{ огр}}$. Вибирається в залежності від максимального струму к.з. у кінці зони захисту (вивода 10 кВ), приведенного до сторони 10 кВ, з урахуванням коефіцієнтів $K_{ттВ}$, $K_{ттН}$, K .

$$I_{T \text{ огр}} = I_{к.з.макс.} \cdot \left(\frac{K}{K_{ттН}} + \frac{1-K}{K_{ттВ}} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ср.ВН}} \right) \quad (2.18)$$

$$I_{T \text{ огр}} = 1923 \cdot \left(\frac{0,5}{120} + \frac{1-0,5}{20} \cdot \frac{11}{35} \right) = 23,12 \text{ А} \quad (2.19)$$

Вибираємо $I_{T \text{ огр}} = 23 \text{ А}$

Струм небалансу.

Його необхідно знати для подальших розрахунків. Розраховується по формулі:

$$I_{нб} = I_{нб}' + I_{нб}'' \quad (2.20)$$

де $I_{нб}'$ - складова, обумовлена похибками трансформаторів струмів
 $I_{нб}''$ - складова, обумовлена зміною коефіцієнта трансформації силового трансформатора при роботі РПН.

$$I_{нб}' = K_{ан} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз.макс.10} \quad (2.21)$$

де $K_{ан}$ - коефіцієнт, що враховує похибку, обумовлену аперіодичними і перехідними процесами у трансформаторі.

При наявності засобів відстройки від складових цих процесів, як у пристрої РС83-ДТ2, $K_{ан} = 1$.

$K_{одн}$ - коефіцієнт однотипності трансформаторів струму. Для двообмоткового понижаючого трансформатора рекомендується $K_{одн} = 1$.

$\varepsilon = 0,1$ - відносна похибка трансформаторів струму (ТС), обумовлена вимогою до 10% похибки в режимі максимально припустимого струму к.з.

$$I_{нб}' = 0,1 \cdot 1923 = 192,3 \text{ A} \quad (2.22)$$

$$I_{нб}'' = \Delta U_{РПН} \cdot I_{кз.мак.10} \quad (2.23)$$

де $\Delta U_{РПН}$ - половина діапазону регулювання РПН у відносних одиницях.

$$\Delta U_{РПН} = 0,09$$

$$I_{нб}'' = 0,09 \cdot 1923 = 173,1 \text{ A} \quad (2.24)$$

$$I_{нб} = 192,3 + 173,1 = 365,4 \text{ A} \quad (2.25)$$

Струм спрацювання 2 ступеню захисту у точці обмеження струму гальмування - $I_{огр}$.

$$I_{огр} = \frac{K_n \cdot K_{вр.Н} \cdot I_{нб}}{K_{тнН}} \quad (2.26)$$

де $K_n = 1,2$ - коефіцієнт надійності

$$I_{огр} = \frac{1,2 \cdot 2,87 \cdot 365,4}{120} = 10,49 \quad (2.27)$$

Уставка коефіцієнту гальмування - K_m .

$$K_m = \frac{I_{огр} - I_{ДТО}}{I_{т огр} - I_{ТО}} \quad (2.28)$$

де $I_{ТО}$ - початковий струм гальмування, що дорівнює 0,8 від номінального струму ТС.

$$I_{ТО} = 4 \text{ A}$$

$$K_m = \frac{10,49 - 1,5}{23 - 4} = 0,47 \quad (2.27)$$

Вибираємо $K_m = 0,47$

Оцінимо чутливість 2 ступеню захисту при мінімальному струмі к.з. на виводах НН (10 кВ) трансформатора.

Для цього необхідно знайти відповідний коефіцієнт чутливості - $K_{ч ДЗТ}$.

Струм гальмування, при якому визначається вказаний коефіцієнт чутливості - $I_{мч}$.

$$I_{мч} = \frac{I_{ном.Н}}{K_{мм Н}} \quad (2.28)$$

$$I_{мч} = \frac{209}{120} = 1,74 \text{ А} \quad (2.29)$$

Струм спрацювання захисту у точці характеристики, де визначається коефіцієнт чутливості - $I_{д ср ч}$.

$$I_{д ср ч} = I_{ДГО} = 1,5 \text{ А} \quad (2.30)$$

Струм у вказаному режимі, на який реагує захист - $I_{дч}$

$$I_{дч} = I_{к.з. мин.10} \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ср.ВН}} \cdot \frac{K_{вр.В}}{K_{мм В}} \quad (2.31)$$

$$I_{дч} = 1317 \cdot \frac{11}{35} \cdot \frac{1.52}{20} = 31,46 \text{ А} \quad (2.32)$$

Коефіцієнт чутливості 2 ступеню захисту - $K_{ч ДЗТ}$.

$$K_{ч ДЗТ} = \frac{I_{дч}}{I_{д ср ч}} \quad (2.33)$$

$$K_{ч ДЗТ} = \frac{31,46}{1,5} = 21 \quad (2.34)$$

Цей коефіцієнт чутливості набагато перевищує нормативний.

Уставка струму спрацювання диференційної відсічки - $I_{д отс}$.

Вибирається за умови відстройки від стрибка струму намагнічування. Для цього рекомендується обирати цей струм кратним 3...4 від номінального струму ВН (35 кВ) трансформатора. Вибираємо середину цього діапазону - 3,5.

$$I_{мч} = \frac{3,5 \cdot K_{ер.В} \cdot I_{ном.В}}{K_{тт В}} \quad (2.35)$$

$$I_{мч} = \frac{3,5 \cdot 1,52 \cdot 66}{20} = 17,325 \text{ А} \quad (2.36)$$

Вибираємо $I_{\delta отс} = 17,33 \text{ А}$

Оцінимо чутливість диференційної відсічки по коефіцієнту чутливості диференційної відсічки - $K_{ч отс}$.

$$K_{ч отс} = \frac{I_{\delta ч}}{I_{\delta отс}} \quad (2.37)$$

$$K_{ч отс} = \frac{31,46}{17,33} = 1,815 \quad (2.38)$$

Вказана відсічка могла б надійно спрацювати навіть при мінімальному струмі к.з. на виводах 10 кВ трансформатора, якщо $K_{ч отс.норм} = 2$. У даному випадку відсічка не захистить весь трансформатор при мінімальному струмі к.з. у кінці зони ДЗТ, але зона її захисту все ж таки частково охоплюватиме трансформатор (або навіть весь трансформатор у режимі максимального струму к.з.).

Уставки часів спрацювання ступенів ДЗТ.

При використанні у якості ДЗТ пристрою РС83-ДТ2, коли є засоби відхибного спрацювання при великих струмах, що не є струмами к.з. у зоні захисту, час спрацювання кожної ступені захисту може дорівнювати нулю.

$$T_{до} = 0 \text{ сек}; T_{до} = 0 \text{ сек}$$

2.3.4. Зведені уставки ДЗТ

Таблиця 2.1 - Уставки у меню конфігурації.

1	K_{mmH}	120
2	K_{mmB}	20
3	Група	11
4	$K_{ер.Н}$	2,87
5	$K_{ер.В}$	1,52

Таблиця 2.2 - Уставки в меню ДО (1 ступінь ДЗТ)

1	Робота ДО	Вкл.
2	$I_{ДОТС, А}$	17,33
3	$T_{до, с}$	0
4	Блок. по 2 гарм. I_2	Відкл.
5	Рівень 2 гарм. I_2	12%
6	Блок. 5 гарм. I_5	Відкл.
7	Рівень 5 гарм. I_5	10%

Таблиця 2.3 - Уставки в меню ДТ (2 ступінь ДЗТ)

1	Робота ДТ	Вкл.
2	$I_{ДТО, А}$	1,5
3	$I_{Тогр, с}$	16
4	$T_{до, с}$	0
5	K_m	0,75
6	K	0,5
7	Блок. по 2 гарм. I_2	Вкл
8	Рівень 2 гарм. I_2	12%
9	Блок. 5 гарм. I_5	Вкл
10	Рівень 5 гарм. I_5	10%

2.4. Резервні захисти вводу 35 кВ трансформатора «1Т».

2.4.1. Вихідні дані.

Дані по трансформатору «1Т» див. п. 2.3.1. У якості пристрою резервних захистів вводу 35 кВ трансформатора використовуватиметься пристрій типу РС83-АВ2. Оскільки трансформатор «1Т» і мережі 35 і 10 кВ підстанції залишаються незмінними, можна використовувати існуючу уставку по струму спрацювання.

2.4.2. Розрахунок уставок максимального струмового захисту 35 кВ

Струм спрацювання МСЗ-35 кВ «1Т» по стороні вищої напруги (35 кВ) дорівнює: $I_{CЗ МСЗ В} = 165$ А, час спрацювання - 1с [6].

Для кращого відлаштування від стрибка струму намагнічення трансформатора при його вмиканні введемо блокування по другій гармоніці. Струм спрацювання ступеню струмового захисту пристрою РС83-АВ2 з урахуванням $K_{mm B}$ дорівнює:

$$I_{CP МСЗ В} = \frac{I_{CЗ МСЗ В}}{K_{mm B}} \quad (2.39)$$

$$I_{CP МСЗ В} = \frac{165}{20} = 8,3 \text{ А} \quad (2.40)$$

Таку уставку для ступенів МСЗ у пристрої РС83-АВ2 можна виставити. У якості ступеню МСЗ у даному пристрої вибираємо *1 ступінь - МТЗ1*.

Вид ампер-секундної характеристики - незалежна.

Захист ненаправлений.

Вводиться блокування по 2 гармоніці.

$$I_{CP МТЗ1} = 8,3 \text{ А}; T_{CP МТЗ1} = 1 \text{ с}$$

Уставки РС83-АВ2 занесемо у таблиці.

Таблиця 2.4 - Уставки у меню конфігурації.

1	K_{mmH}	20
2	$K_{mm 0 HH}$	20

3	K_{mn}	350
4	Вимірювані	Фазні

Таблиця 2.5 - Уставки в меню МТЗ 1 група

		1ст.
1	Блокування по 2-й	Так
2	Струм спрацювання, А	8,3
3	Час спрацювання, сек..	1
4	Вид ампер-сек х-ристики	1 - незалежна
5	Направленість	відкл

2.1. Резервні захисти вводу 10 кВ трансформатора «1Т».

2.1.1. Вихідні дані

Дані по трансформатору «1Т» див. п.2.3.1.

У якості пристрою резервних захистів вводу 10 кВ трансформатора використовуватиметься пристрій типу РС83-АВ2.

Оскільки трансформатор «1Т» і мережі 35 і 10 кВ підстанції залишаються незмінними, можна використовувати існуючі уставки вимірювальних органів захисту - по струму і часу спрацювання.

2.1.2. Розрахунок уставок максимального струмового захисту 10 кВ

Струм спрацювання МСЗ-10 кВ «1Т» по стороні нижчої напруги (10 кВ) дорівнює: $I_{C3\text{ МСЗ Н}} = 450\text{ А}$

Струм спрацювання ступеню струмового захисту пристрою РС83-АВ2 з урахуванням $K_{mn\text{ Н}}$ дорівнює:

$$I_{CP\text{ МСЗ Н}} = \frac{I_{C3\text{ МСЗ Н}}}{K_{mn\text{ Н}}} \quad (2.41)$$

$$I_{CP\text{ МСЗ Н}} = \frac{450}{120} = 3,75\text{ А} \quad (2.42)$$

Вибираємо 3,8 А

Час спрацювання беремо як у існуючого МСЗ-35 кВ - 0,5 с. При такому малому часі спрацювання немає необхідності у прискоренні МСЗ.

У якості ступеню МСЗ у даному пристрої вибираємо 1 ступінь - МТЗ1.

Вид ампер-секундної характеристики - незалежна.

Захист ненаправлений.

$$I_{CP\ M\ T\ Z\ 1} = 3,8\ A; T_{CP\ M\ T\ Z\ 1} = 0,5\ c$$

2.1.3. Розрахунок уставок захисту від перевантаження трансформатора.

Струм спрацювання захисту від перевантаження «1Т» по стороні нижчої напруги (10 кВ) дорівнює: $I_{CЗ\ ПЕР.\ H} = 272\ A$

Струм спрацювання ступеню струмового захисту пристрою РС83-АВ2 з урахуванням $K_{mm\ H}$ дорівнює:

$$I_{CP\ ПЕР.\ H} = \frac{I_{CЗ\ ПЕР.\ H}}{K_{mm\ H}} \quad (2.43)$$

$$I_{CP\ ПЕР.\ H} = \frac{275}{120} = 2,27\ A \quad (2.44)$$

Вибираємо $I_{CP\ ПЕР.\ H} = 2,3\ A$

Час спрацювання беремо як у існуючого захисту від перевантаження - 5 с.

У якості ступеню МСЗ у даному пристрої вибираємо 2 ступінь - МТЗ2

Вид ампер-секундної характеристики - незалежна.

Захист ненаправлений.

$$I_{CP\ M\ T\ Z\ 2} = 2,3\ A; T_{CP\ M\ T\ Z\ 2} = 5\ c$$

2.1.4. Уставки РС83-АВ2 занесемо у таблиці.

Таблиця 2.6 - Уставки у меню конфігурації.

1	K_{mmH}	120
2	$K_{mm\ 0\ HH}$	120
3	K_{mn}	100
4	Вимірювані	Фазные

Таблиця 2.7 - Уставки в меню МТЗ 1 група

		<i>1 ст.</i>	<i>2 ст.</i>
1	<i>Блокування по 2-й</i>	<i>ні</i>	<i>ні</i>
2	<i>Струм спрацювання, А</i>	<i>3,8</i>	<i>2,3</i>
3	<i>Час спрацювання,</i>	<i>0,5</i>	<i>5</i>
4	<i>Вид ампер-сек х-ристики</i>	<i>1 - незалеж.</i>	<i>1 - незалеж.</i>
5	<i>Час прискорення, сек</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
6	<i>Направленість</i>	<i>вивед.</i>	<i>вивед.</i>

2.2. Перевірка мікропроцесорних пристроїв РЗА на термічну стійкість при максимальному струмі к.з. у колах захисту 35 кВ.

При максимальному струмі к.з. у колах вторинних обмоток з урахуванням $K_{mm}=100/5$ буде струм 62 А.

У струмових колах пристрою РС83 може проходити струм 400 А на протязі 1 сек. Уставка резервного захисту 35 кВ по часу спрацювання - 1 сек. Струм, що може проходити через пристрій захисту на протязі такого часу, дорівнює:

$$I_{дон.} = \frac{\sqrt{400^2 \cdot 1}}{1} = 400 \text{ А} \quad (2.45)$$

що перевищує максимальний струм к.з.

2.2.1. Струмові кола 10 кВ

Перевірка трансформатора струму 10 кВ на допустиме навантаження вторинних обмоток і відповідність класу точності.

У проекті вибрані трансформатори струму типу ТОЛА-10. Обмотки вибраних ТС-10 кВ є класів: 0,5s та 10P.

Перевірка для обмотки 10Р. Візьмемо найбільш навантажене струмове коло, до якого приєднаний струмовий вхід пристрою РС83-ДТ2.

А. Жили кабелів струмових кіл для однієї фази від трансформатора струму до шафи РШ-13. При вибраному перерізі $2,5 \text{ мм}^2$ з урахуванням довжини кабелю 20 м, опір кабеля складає:

$$Z_{\text{каб.тс-ри}} = \frac{20 \cdot 2,5}{57} = 0,14 \text{ Ом} \quad (2.46)$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{каб.тс-ри}} = 25 \cdot 0,14 = 3,5 \text{ ВА} \quad (2.47)$$

Б. Перехідний опір контактних з'єднань та проводів, який складає:

$$Z_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{пер}} = 25 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА} \quad (2.48)$$

В. Струмові кола однієї фази мікропроцесорного пристрою РС83

Згідно техдокументації - $S_{\text{мл}} = 5 \text{ ВА}$

Г. Сумарне навантаження при номінальному струмі 25 А дорівнює:

$$S_{\Sigma} = 3,5 + 2,5 + 5 = 11 \text{ ВА}$$

Це навантаження дещо перевищує номінальне навантаження - 10 ВА.

Кратність струму к.з. при $K_{\text{тс}} = 600/5$ дорівнює 3,2, що не перевищує граничну кратність для захисних обмоток (10).

Незважаючи на невелике перевищення навантаження порівняно з номінальним за рахунок того, що гранична кратність до струму к.з. набагато менша за номінальну, трансформатор струму згідно своїй характеристиці не виходить за 10% похибку.

Перевірка для обмоток 0,5 s.

Д. Жили кабелів струмових кіл для однієї фази від комірки вводу 10 кВ (з ТС-10 кВ) до комірки ТВП (з лічильником).

При вибраному перерізі $2,5^2$ мм з урахуванням довжини кабелів 10 м опір кабелю складає:

$$Z_{\text{каб.тс-ри}} = \frac{10 \cdot 2,5}{57} = 0,07 \text{ Ом} \quad (2.49)$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{каб.тс-ри}} = 25 \cdot 0,07 = 1,75 \text{ ВА} \quad (2.50)$$

Е. Перехідний опір контактних з'єднань та проводів, який складає:

$$Z_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{пер}} = 25 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА} \quad (2.51)$$

Ж. Амперметр (у струмових колах ф.В)

Згідно технічної документації - $S_A=0,5$ ВА

З. Сумарне навантаження при номінальному струмі 25 А дорівнює:

$$S_{\Sigma} = 1,75 + 2,5 + 0,1 + 0,5 = 4,85 \text{ ВА}$$

Максимальне навантаження менше максимально допустимого навантаження (10 ВА). При цьому мінімальне навантаження перевищує 25% від номінального, що дозволяє працювати цій обмотці ТС-105 кВ у своєму класі точності.

2.3. Перевірка мікропроцесорних пристроїв РЗА на термічну стійкість при максимальному струмі к.з. у колах захисту 10 кВ.

При максимальному струмі к.з. у колах вторинних обмоток основного захисту трансформатора з урахуванням $K_{mm} = 600/5$ буде струм 16 А.

У струмових колах пристрою РС83 може проходити струм 400 А на протязі

1 сек. Уставка резервного захисту 10 кВ по часу спрацювання - 0,5 сек. Струм, що може проходити через пристрій захисту на протязі такого часу, дорівнює:

$$I_{\text{дон.}} = \frac{\sqrt{400^2 \cdot 1}}{0,5} = 566 \text{ A} \quad (2.52)$$

3. ЗАМІНА ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ

3.1. Розрахунок високовольтного обладнання

3.1.1. Розрахунок вибору обмежувача перенапруг типу MWK – 41

1. Визначення найбільшої тривалодопустимої робочої напруги обмежувачів перенапруг.

Найбільша тривалодопустима робоча напруга ОПН $U_{нро}$ має бути більшою або дорівнювати виразу:

$$U_{нро} \geq k \cdot \frac{U_{нрм}}{\sqrt{3}} \quad (3.1)$$

де: k - коефіцієнт тривало допустимої робочої напруги ОПН;

$U_{нрм}$ - найбільша тривало допустима робоча напруга в електричній мережі.

$$k \cdot \frac{U_{нрм}}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{40,5}{\sqrt{3}} = 25,7 \text{ кВ} \quad (3.2)$$

$$U_{нро} = \frac{U_{нрм}}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = \frac{41}{\sqrt{3}} \cdot 1,25 = 29,6 \text{ кВ} \quad (3.3)$$

Обираємо ОПН згідно каталогу АВВ типу MWK – 41.

Вибір обмежувачів перенапруг за комутаційними перенапругами

а) Вибраний ОПН перевіряють за даними фірми-виробника на залишкову напругу комутаційного імпульсу.

Залишкова напруга $U_{залкОПН}$ має бути меншою за допустиму залишкову напругу на ОПН за комутаційного імпульсу $U_{залк}$ (значення з каталогу):

$$U_{залкОПН} \leq U_{залк} \quad (3.4)$$

$$U_{залк} = \frac{U_{вик}}{1,15} \quad (3.5)$$

де $U_{вик}$ - випробувальна напруга комутаційного імпульсу.

$$U_{\text{випк}} = K_{\text{знос}} \cdot K_{\text{имп}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1хв} \quad (3.6)$$

де $U_{1хв}$ - однохвилинна змінна випробувальна напруга (згідно ГОСТ 1516.3-96)

$$U_{\text{випк}} = 0,9 \cdot 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 95 = 133 \text{ кВ} \quad (3.7)$$

$$U_{\text{залк}} = \frac{133}{1,15} = 115,7 \text{ кВ} \quad (3.8)$$

$U_{\text{залкОПН}} = 106,6 \text{ кВ}$ (значення з каталогу)

б) перевірка здатності ОПН до поглинання (розсіювання) енергії комутаційних перенапруг.

$$W_{\text{випк}} = 4 \cdot U_{\text{залкОПН}} \cdot (U_{\text{нн}} - U_{\text{залкОПН}}) \cdot \frac{T_{\text{нн}}}{Z} \cdot 10^3 \quad (3.9)$$

де: $U_{\text{залкОПН}}$ - залишкова напруга на вибраному ОПН за розрахункового струму комутаційного імпульсу, кВ;

$U_{\text{нн}}$ - амплітуда перенапруги, кВ;

$T_{\text{нн}}$ - час проходження хвилі перенапруги по ПЛ;

Z - хвильовий опір ПЛ, Ом.

$$T_{\text{нн}} = \frac{L_{\text{пл}}}{c} \quad (3.10)$$

де: $L_{\text{пл}}$ - довжина ПЛ;

c - швидкість електромагнітної хвилі (для ПЛ $c=300000 \text{ км/с}$).

$$U_{\text{зн}} = k_n \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{нрм}}}{\sqrt{3}} \quad (3.11)$$

де k_n - коефіцієнт перенапруги.

$$k_n = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{30/60}}{U_{\text{нмр}}} \quad (3.12)$$

де $K_{30/60} = 1,75$.

$$k_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 29,6 \cdot 1,75}{40,5} = 2,22 \quad (3.13)$$

$$U_{nn} = 2,22 \cdot \frac{\sqrt{2} \cdot 40,5}{\sqrt{3}} = 73,5 \text{ кВ} \quad (3.14)$$

$$T_{nn} = \frac{100}{300000} = 3,333 \cdot 10^{-4} \text{ сек} \quad (3.15)$$

$$W_{\text{витк}} = 4 \cdot 106,6 \cdot (73,4 - 106,6) \cdot \frac{3,333 \cdot 10^{-4} T_{nn}}{400} \cdot 10^3 = 11,8 \text{ кДж} \quad (3.98)$$

Повна енергоємність ОПН типу MWK – 41 - 3,4 кДж/кВ (для номінальної напруги обмежувачів перенапруги)

$$U_{\text{номОПН}} = 41 \text{ кВ}$$

$$W_{\text{опн}} = 2,1 \cdot U_{\text{номОПН}} \quad (3.16)$$

$$W_{\text{опн}} = 2,1 \cdot 41 = 139,5 \text{ кДж} \quad (3.17)$$

$$W_k < W_{\text{опн}}$$

Вибір ОПН за грозовими перенапругами

а) вибраний за даними фірми-виробника ОПН для відповідної амплітуди струму за імпульсу струму 8/20 мкс повинен бути менше чи дорівнювати $U_{\text{залг,де}}$:

$U_{\text{залк}}$ - допустима залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу;

$U_{\text{залгОПН}}$ - залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу (каталог фірми-виробника)

$$U_{\text{залгОПН}} \leq U_{\text{залкч}}$$

$$125 \leq 132$$

Залишкова напруга на ОПН менше ніж розрахункове значення.

б) визначення захисних відстаней від ОПН до електроустановки

Визначається за формулою:

$$L_x = L_0 \cdot \frac{U_B - U_X}{U_B - U_0} \quad (3.18)$$

де L_x - відстань від ОПН до електроустановки, м;

L_0 - найбільша захисна відстань, м;

U_0 - випробувальна напруга електроустановки з рівнем ізоляції згідно з ГОСТ 1516.3, кВ;

U_X - залишкова напруга на ОПН за грозового імпульсу струму, кВ;

U_0 - залишкова напруга на РВ, кВ.

$$L_x = 40 \cdot \frac{200 - 125}{200 - 120} = 37,5 \text{ м} \quad (3.19)$$

3.1.2. Розрахунок вибору обмежувача перенапруг типу ЗЕК7 150-4СС4

Вибір найбільшої робочої напруги.

Так як мережа 10 кВ працює з ізольованою нейтраллю, не містить обертових машин і допускає необмежено тривале існування стійкого металевого замикання на землю, найбільшу тривало допустиму робочу напругу $U_{нро}$ вибираємо більшою або рівною найбільшій робочій (лінійній) напрузі в електричній мережі $U_{нрм}$ ГОСТ 1516.3:

$$U_{нро} \geq U_{нрм}$$

$$12 \text{ кВ} \geq 12 \text{ кВ}$$

Вибір номінального розрядного струму.

Для захисту електрообладнання 10 кВ від комутаційних і грозових перенапруг номінальний розрядний струм I_n вибираємо рівним 10 кА рекомендації СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681:2012.

$$I_{ОПН} \geq I_{ном.роз}$$

$$10 \text{ кА} \geq 10 \text{ кА}$$

Вибір питомої енергоємності та струму пропуски здатності ОПН

Визначальним режимом для вибору енергоємності та струму пропускної здатності ОПН 10 кВ є режим ОДЗ (однофазне коротке замикання на землю через дугу), тому клас пропускної здатності повинен бути не менше 2-го, використовуючи таблицю 6.4 та 6.5 (СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681:2012), вибираємо для одного імпульсу

$$W_{\text{пит.опн}} > W_{\text{пит.ном}}$$

$$3,5 \text{ кДж/кВ} > 2,1 \text{ кДж/кВ}.$$

Вибір залишкових напруг ОПН для захисту від комутаційних та грозових перенапруг.

а. визначення рівня захисту ізоляції від комутаційних перенапруг:

$$U_{\text{зах.к}} = k_{\text{зносу}} \cdot k_{\text{імп}} \cdot U_{\text{вип.1хв}} \cdot \sqrt{2} \quad (3.20)$$

де $k_{\text{зносу}}$ - коефіцієнт зносу ізоляції в результаті старіння; $k_{\text{зносу}} = 0,85$ - для ізоляції силових трансформаторів, $k_{\text{зносу}} = 0,9$ - для інших видів ізоляції;

$k_{\text{імп}}$ - коефіцієнт імпульсу для ізоляції трансформаторів та апаратів;

$k_{\text{імп}} = 1,3$, $k_{\text{імп}} = 1,1$, відповідно;

$U_{\text{вип.1хв}}$ - випробувальна напруга внутрішньої та зовнішньої ізоляції, короткочасна (однохвилинна), змінна, в сухому стані по ГОСТ 1516.3, кВ.

$$U_{\text{зах.к}} = 0,85 \cdot 1,3 \cdot 28 \cdot \sqrt{2} = 43,63 \text{ кВ}$$

Згідно з урахуванням таблиці 6.7 проводимо перевірку дотримання умови захисту:

$$U_{\text{залк.к}} \leq U_{\text{зах.к}}$$

$$30,3 \text{ кВ} < 43,63 \text{ кВ}.$$

б. визначення рівня захисту ізоляції при грозових перенапруг:

Випробувальна напруга електрообладнання 6-35 кВ на сьогодні координується із залишковою напругою вентильних розрядників при розрахунковому струмі координації (5 кА). Тому, залишкова напруга при

грозових перенапругах на вентиляльних розрядниках групи IV або групи V по ЕОСТ 16357 характеризує захисний рівень ізоляції $U_{зах.г}$ для електрообладнання класу 6-35 кВ. Згідно таблиці 6.8 (СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681:2012) максимальне значення залишкової напруги при грозовому імпульсі 8/20 мкс з амплітудою 5 кА для вентиляльних розрядників 10 кВ становить 45 кВ.

$$U_{зали.г} \leq U_{зах.г}$$

$$37,1 \text{ кВ} < 45 \text{ кВ.}$$

Вибір ОПН залежно від умов експлуатації

Довжина шляху витоку ОПН:

$$L_{ОПН} = \lambda_e \cdot U \cdot k_i \quad (3.21)$$

де λ_e - питома ефективна довжина шляху витоку, см/кВ;

U - найбільша робоча міжфазна напруга по ГОСТ 1516.3, кВ;

k_i - коефіцієнт використання довжини шляху витоку.

$$L_{ОПН} = 2,35 \cdot 12 \cdot 1 = 28,2 \text{ см} \quad (3.22)$$

Вибір ЗЕК7 150-4СС4_ зводимо до таблиці 2.10.

Таблиця 3.1 – Перевірка вибору ОПН

Найменування параметра	ЗЕК7 150-4СС4	
	Розрахункові дані	Каталожні дані
Клас напруги, кВ	10	10
Найбільша тривала допустима напруга, кВ	12	12
Номинальний розрядний струм, кА	10	10
Питома енергоємність (при двох імпульсах) $W_{пит.опн}$ кДж/кВ	2,1	3,5
Залишкова напруга при комутаційних перенапругах (не більше)	43,63	39,9

Найменування параметра	ЗЕК7 150-4СС4	
	Розрахункові дані	Каталожні дані
Залишкова напруга при грозових перенапругах (не більше)	45	37,1
Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції, мм	282	485

3.2. Розрахунки вторинних кіл

3.2.1. Струмові кола 35 кВ

Перевірка трансформатора струму 35 кВ на допустиме навантаження вторинних обмоток і відповідність до класу точності.

У проекті вибрані трансформатори струму типу CRH-36.

Обмотки вибраних ТС - 35 кВ є класів: 0,5s та 10P.

Навантаження на струмові кола захисту, приєднаних до однієї обмотки ТС, складається з окремих елементів. Проведемо розрахунок потужності кожного з цих елементів для кожної обмотки [9], а потім знайдемо сумарну потужність навантаження на ТС.

Перевірка для обмотки 10P.

Візьмемо найбільш навантажене струмове коло, до якого приєднані первинна обмотка допоміжного трансформатора струму вимикача 35 кВ і струмова обмотка проміжне реле типу РП-361.

И. Жили кабелів струмових кіл для однієї фази від трансформатора струму до шафи РШ-13. При вибраному перерізі 2,5 мм з урахуванням сумарної довжини кабелів 15м, опір кабелю складає:

$$Z_{\text{каб.тс-рш}} = \frac{15 \cdot 2,5}{57} = 0,105 \text{ Ом} \quad (3.23)$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{каб.тс-ри}} = 25 \cdot 0,105 = 2,63 \text{ ВА} \quad (3.24)$$

К. Перехідний опір контактних з'єднань та проводів, який складає:

$$Z_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{пер}} = 25 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА} \quad (3.25)$$

Л. Струмові кола однієї фази допоміжного трансформатора струму при роботі струмової обмотки вимкнення.

Згідно техдокументації – $S_{\text{ДТС}} = 6 \text{ ВА}$

М. Струмова обмотка промеле РП-361.

Згідно техдокументації - $S_{\text{рп}} = 10 \text{ ВА}$

Сумарне навантаження при номінальному струмі 25 А дорівнює:

$$S_{\Sigma} = 2,63 + 2,5 + 6 + 10 = 21,13 \text{ ВА}$$

Це навантаження дещо перевищує номінальне навантаження - 20 ВА.

Кратність до максимального струму к.з. при коефіцієнті трансформації

$K_{\text{тс}} = 100/5$ складає 12,38, що набагато менше граничної кратності для захисних обмоток (20). По заводських характеристиках при таких кратності до струму к.з. і навантаженні на вторинну обмотку трансформатора струму 10% похибка буде забезпечена.

Перевірка для обмотки 0,5 с.

Н. Жили кабелів струмових кіл для однієї фази від трансформатора струму до шафи РШ-13.

При вибраному перерізі 2,5 мм з урахуванням довжини кабелів 15 м опір кабелю складає:

$$Z_{\text{каб.тс-ри}} = \frac{15 \cdot 2,5}{57} = 0,105 \text{ Ом} \quad (3.26)$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{каб.тс-ри}} = 25 \cdot 0,105 = 2,63 \text{ ВА} \quad (3.27)$$

О. Перехідний опір контактних з'єднань та проводів, який складає:

$$Z_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$$

Втрати потужності на цьому опорі при номінальному струмі складають:

$$S_{\text{пер}} = 25 \cdot 0,1 = 2,5 \text{ ВА} \quad (3.28)$$

П. Амперметр (у струмових колах ф.В)

Згідно техдокументації - $S_A=0,5 \text{ ВА}$

Р. Сумарне навантаження при номінальному струмі 25 А дорівнює:

$$S_{\Sigma} = 2,63 + 2,5 + 0,5 = 5,63 \text{ ВА}$$

Максимальне навантаження менше максимально допустимого навантаження (20 ВА). При цьому мінімальне навантаження перевищує 25% від номінального, що дозволяє працювати цій обмотці ТС-35 кВ у своєму класі точності.

3.3. Вибір вимикача для комірок 10 кВ

Вимикач повинен відповідати наступним [9] вимогам:

- вимикач повинне спрацьовувати за мінімально короткий час, щоб забезпечити надійність ізоляції при перенапругах;
- виведення вимикача з робочого стану для ремонту і ревізії зв'язані з великими труднощами. У зв'язку з цим вимикач повинен допускати найбільш можливу кількість вимикання короткого замикання без ревізії і ремонту;
- вимикання не повинно супроводжуватись викидом полум'я і розжарених газів, що може призвести до перекриття ізоляції розподільних пристроїв.

Цим вимогам відповідає вакуумний вимикач на викотному елементі з моторно-пружинним приводом, типу EasyPact EXE, виробництва Schneider Electric (рис. 3.1)

Перевіримо розрахункові та каталожні дані згідно вихідним даним:

За напругою:

$$U_m = 10 \text{ кВ}$$

Умовою вибору є:

$$U_m \leq U_n$$

де U_m – напруга НН трансформатора, U_n – каталожні характеристики вимикача.

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

За максимальним струмом:



Рисунок 3.1 - Вакуумний вимикач EasyPact EXE

$$I_{max} = 514 \text{ А}$$

Максимальний струм що протікає у вимикачі має бути більший або дорівнювати номінальному струму вимикача:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$I_{ном} = 630 \text{ A}$$

$$514 \text{ A} \leq 630 \text{ A}$$

Перевірка на можливість вимкнення вимикача під час проходження струму короткого замикання:

$$I_{кз} \leq I_{відкл}$$

$$I_{кз} = 5,109 \text{ кА}$$

$$5,109 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

Значення термічної стійкості має бути такою, щоб тепловий імпульс що утворюється під час вимкнення КЗ, витримувався вимикачем без ушкоджень, що унеможлиблювали подальшу роботу апарату. Умова перевірки термічної стійкості наступна:

$$B_k \leq B_{т. доп.}$$

де B_k - величина граничного теплового імпульсу;

$B_{т. доп.}$ - величина термічної стійкості вимикача (з каталогу);

$$B_k = I^2 \cdot (T_a + t_{відкл}) \quad (2.29)$$

де I - величина струму термічної стійкості;

T_a - стала часу аперіодичної складової струму КЗ;

$t_{відкл}$ - час вимкнення вимикача

$$T_a + t_{відкл} = 1 \text{ с}$$

$$B_k = 5,109^2 \cdot (1) = 26,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.30)$$

$$26,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Значення електродинамічної стійкості має бути такою, щоб проходження максимально можливого в експлуатаційних умовах струму короткого замикання, витримувався вимикачем без ушкоджень, що

унеможливллювали подальшу роботу апарату. Умова перевірки електродинамічної стійкості наступна:

$$i_y \leq i_{дин.}$$

де i_y – розрахунковий ударний струм при трифазному КЗ;

$i_{дин.}$ – струм динамічної стійкості вимикача (з каталогу);

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{к.з.} \cdot K_{уд} \quad (2.31)$$

де $K_{уд}$ - ударний коефіцієнт

$$K_{уд} = 1 + e^{-0.01/T_a} \quad (2.32)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{-0.01/0.05} = 1,8 \quad (2.33)$$

Значення електродинамічної стійкості:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 5,109 \cdot 1,8 = 13 \text{ кА} \quad (2.34)$$

$$i_{дин.} = 62,5 \text{ кА}$$

$$13 \text{ кА} \leq 62,5 \text{ кА}$$

Вакуумний вимикач типу EasyPact EHE-12-25-06-K-1-B, виробництва Schneider Electric повністю відповідає заданим характеристикам.

3.4. Вибір вимикача для вводу 35 кВ

Вакуумні вимикачі зовнішньої установки типу ВВСТ 35 збираються за технологією вимикачів [9] марки 3AF01 фірми Siemens. Ці апарати простої конструкції, що легко встановлюються, призначені для використання в мережах і системах напругою 35 кВ. ВВСТ 35 (3AF01) – триполюсний вакуумний вимикач.

При його виробництві використовуються надійні, неодноразово перевірені в експлуатації вакуумні камери фірми Siemens (рис.3.2) у фарфоровій ізоляції. Оптимально розраховані та випробувані повітряні зазори та висоти забезпечують максимальну безпеку персоналу, згідно з усіма

діючими нормами та правилами техніки безпеки та дозволяють безпосередньо підключити вимикач до повітряного ланцюга.

Конструкція вакуумного вимикача ВВСТ 35 (3AF01) проста і надійна, відсутність великої кількості деталей та рухомих елементів забезпечує високий механічний та комутаційний ресурс. Вимикачі серії ВВСТ 35 (3AF01) мають всі переваги вакуумних вимикачів, такі як мала потужність приводу та енергії дуги, невелика вага, ефективні амортизатори і т.д.

Перевірка розрахункових та каталожних даних зведена у таблиці 3.2.



Рисунок 3.2 - Вакуумний вимикач 3AF01 фірми Siemens

3.4.1. Перевірочний розрахунок високовольтного обладнання стійкості до струмів короткого замикання

Умови вибору високовольтного обладнання:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по електродинамічній стійкості: $i_y \leq i_{дин}$;

по термічній стійкості: $B_k \leq I_m^2 \cdot t_{тер}$.

Результати розрахунків вибору високовольтного обладнання на стійкість до струмів короткого замикання наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - Вибір високовольтного обладнання

Місце встановлення	Найменування та типи обладнання	Каталожні дані					Розрахункові дані			
		U _н кВ	I _{відкл.} кА	I _н А	I _{дин.} кА	B _к кА ²	I _{роб.} А	I _{у.} кА	B _{к.} кА ²	I _{зк.} кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ВРУ-35 кВ	Вимикач SIEMENS 3AF01, (1Т)	35	25	1600	62,5	1875	66	3,2	4,6	1,238
	Трансформатор струму CRH-36	35	-	100	25	300	66	3,2	4,6	1,238
КРУВ – 10 кВ	Трансформатор струму ТОЛА-10	10	-	600	125	2500	220	4,9	11	1,923

Вакуумний вимикач типу ВВСТ-35 3AF01, виробництва фірми Siemens повністю відповідає заданим характеристикам.

3.5. Вибір трансформатора струму

Перевірка на термічну стійкість під час КЗ [9]

Перевіримо розрахункові та каталожні дані згідно вихідним даним:

$$10 \text{ кВ} \leq 12 \text{ кВ}$$

За максимальним струмом:

$$I_{max} = 600 \text{ А}$$

Максимальний струм що протікає у трансформаторі струму має бути більший або дорівнювати номінальному струму трансформатора:

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$I_{ном} = 600 \text{ А}$$

$$514 \text{ А} \leq 600 \text{ А}$$

Перевірка на можливість вимкнення вимикача під час проходження струму короткого замикання:

$$I_{кз} \leq I_{відкл}$$

$$I_{кз} = 5,109 \text{ кА}$$

$$5,109 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

Значення термічної стійкості має бути такою, щоб тепловий імпульс що утворюється під час вимкнення КЗ, витримувався трансформатором струму без ушкоджень. Умова перевірки термічної стійкості наступна:

$$26,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 1296 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Значення електродинамічної стійкості:

$$i_{дин.} = 90 \text{ кА}$$

$$13 \text{ кА} \leq 90 \text{ кА}$$



Рисунок 3.3 - Трансформатор струму

Трансформатор струму ТОЛУ-10-2.4 (600/5) повністю відповідає заданим характеристикам.

3.6. Вибір трансформатора напруги

Трансформатор напруги 3хIVS1-12

Перевірка за напругою:

$$U_m = 10 \text{ кВ}$$

Умовою вибору є:

$$U_m \leq U_n$$

$$10 \text{ кВ} \leq 12 \text{ кВ}$$

4. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ КОМІРКИ ФЕС

4.1. Аналіз підключення генеруючих станцій до діючих підстанцій

Зростання тарифів на електроенергію спонукає приватний житловий сектор Тернопільської області рухатись у напрямку самозабезпечення електроенергією, завдяки використанню розосереджених джерел генерування (РДГ) встановленою потужністю до 30 кВт на базі відновлюваних джерел енергії, що з'єднані з розподільною мережею зі сторони електроспоживача. На початок 2020 року сукупна встановлена потужність об'єктів ВДЕ приватних домогосподарств становить 58,08 МВт. Зведена характеристика розосереджених джерел генерування приватних домогосподарств на базі сонячних ВДЕ наведена у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - РДГ приватних домогосподарств на базі сонячних ФЕС.

Встановлена потужність РДГ, кВт	Кількість, шт.	Сумарна потужність, кВт
< 10	84	771,2
>10 ÷ ≤ 20	224	3885
> 20 ÷ ≤30	1774	53074
>30	7	350
Загальна к-сть РДГ, шт. та сумарна встановлена потужність., кВт	2089	58080,2

Зведений аналіз зміни генеруючих потужностей ВДЕ по роках в рамках Плану розвитку оператора системи розподілу АТ "Полтаваобленерго" на 2021-2025 роки наведено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Інформація щодо нових електроустановок виробництва електричної енергії, які мають бути приєднані до системи розподілу (на основі заяв про приєднання).

№	Тип електростанції	Фактична потужність ВДЕ станом на початок 2020 року, МВт	Потужність ВДЕ, які будуть приєднані протягом 2021 року, МВт	Потужність ВДЕ, які будуть приєднані протягом 2022 року, МВт	Потужність ВДЕ, які будуть приєднані протягом 2023 року, МВт	Потужність ВДЕ, які будуть приєднані протягом 2024 року, МВт	Потужність ВДЕ, які будуть приєднані протягом 2025 року, МВт
1	ФЕС	54, 541	41,481	41,43	42,6	41,05	41,57
2	ГЕС (малі ГЕС + міні ГЕС)	12, 518	0, 435	0,15	-	-	-
3	ВЕС	5,98	4,15	4,15	4,15	-	-
4	Біогаз,	-	1,067	-	-	-	-
5	Когенерація	-	0,5				
6	Сукупна потужність ВДЕ	73,039	120,672	166,402	213,152	254,202	295,772

Із наведеної інформації можна стверджувати, що в Полтавській області зберігається тенденція збільшення потужності відновлювальної енергетики, зокрема сонячної. Зростання темпів приросту об'єктів ВДЕ відповідає міжнародним зобов'язанням України в рамках Енергетичного співтовариства та Угоди про асоціацію між Україною та ЄС, щодо виконання затверджених цілей Національного плану дій з відновлювальної енергетики. На рисунку 4.2 наведено прогнозовану динаміку збільшення встановленої потужності об'єктів ВДЕ по роках в рамках плану розвитку 2021-2025 років та відповідно до отриманих технічних умов.

Стрімка розбудова та впровадження в електричні мережі об'єктів ВДЕ породжує нові нехарактерні проблеми та питання. Величина потужності розосереджених джерел генерування (РДГ), місце під'єднання до електричної мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанції або відгалуження ліній електропередавання) впливає на режим електричної мережі. Використання власних відновлюваних джерел енергії споживачами зменшує споживання електроенергії від центрів живлення, а надлишок електроенергії віддається у розподільні електричні мережі оператора системи розподілу, що спричиняє зміну напрямку поточкорозподілу в мережі та появу реверсивних потоків потужності.

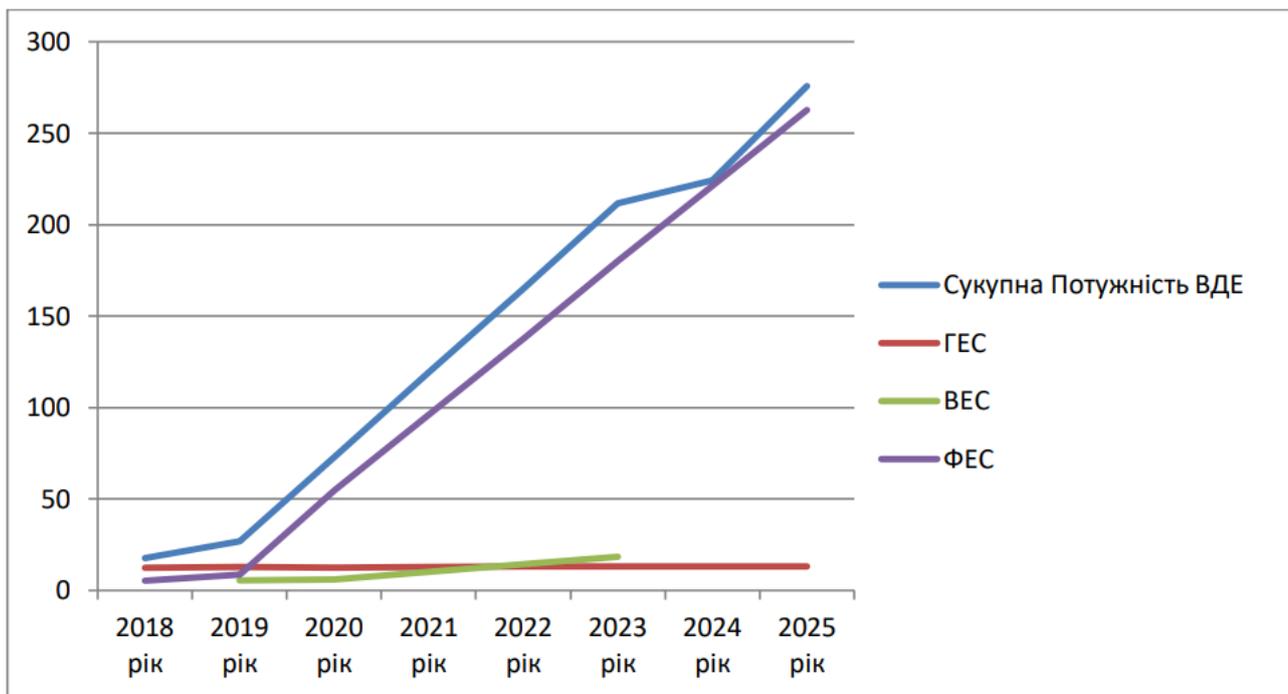


Рисунок 4.1 - Динаміка збільшення потужності об'єктів ВДЕ

Для аналізу режимів роботи електричної мережі, необхідно провести оцінку найбільш важких режимів її роботи. Рівень генерації ФЕС суттєво залежить від сонячної активності, яка в свою чергу пов'язана із порогом року та часом доби. З досвіду експлуатації фотогальванічних електростанцій в ОЕС України відомо, що проміжок часу у якому найбільш ефективно працюють фотогальванічні елементи електростанції знаходиться в межах між 9:00 та 17:00 в літній період та 11:00 та 15:00 в зимовий період, тобто у денний провал

навантажень. Усереднені добові характеристики зміни потужності фотогальванічних електростанцій залежно від пори року наведено на рисунку 4.2

Район приєднання ФЕС має достатні резерви потужності для приєднання проектної електростанції.

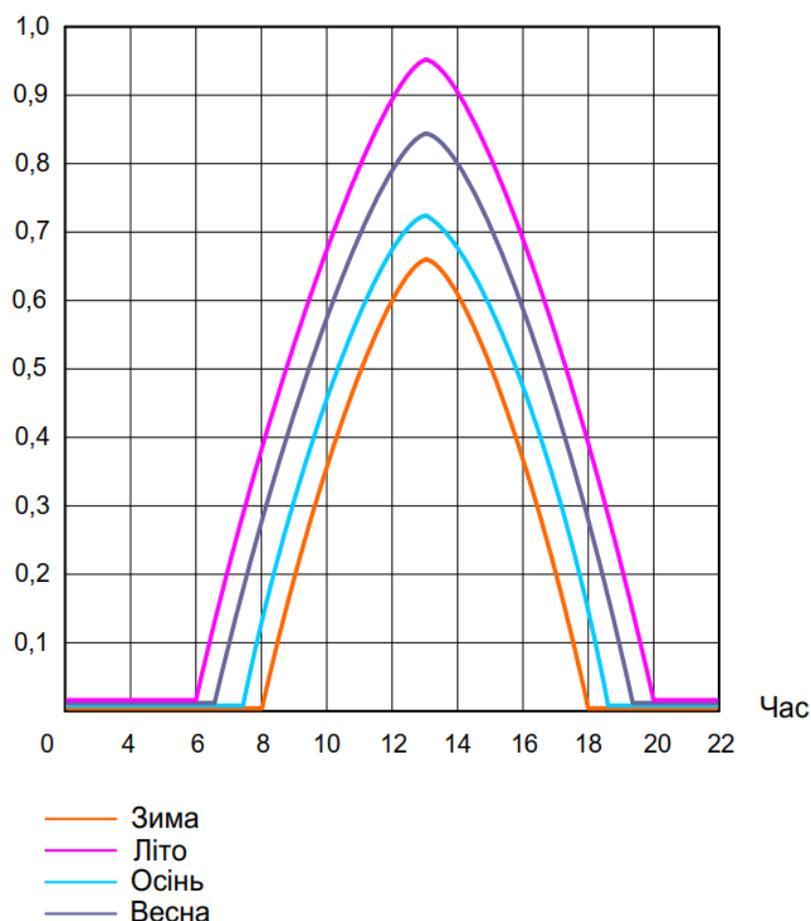


Рисунок 4.2 - Добовий графік видачі потужності ФЕС

Аналіз нормальних, ремонтних (післяаварійних) режимів роботи електричної мережі в районі розташування ФЕС показує, що приєднання електростанції не призведе до перевантажень елементів прилеглої мережі і не вимагає її реконструкції.

Розрахунками ремонтно-аварійних режимів підтверджено, що необхідність у реконструкції пристроїв ПА прилеглої мережі відсутня.

За рахунок регульовальних можливостей ФЕС, шляхом зміни коефіцієнта потужності є можливість виконувати стабілізацію напруги та її регулювання у

прилеглий мережі. У встановлені додаткових компенсуючих пристроїв необхідності немає.

Зважаючи на це, найбільше завантаження транзитних зв'язків буде мати місце при максимальній генерації ФЕС, мінімальному відборі навантажень споживачами та максимальній температурі навколишнього середовища. Зважаючи на це, зимові режими роботи електричних мереж з точки зору генерації ФЕС є заздалегідь легшими і у роботі не наводяться.

Необхідно відмітити, що проектною електростанцією планується видавати потужність в шини ПС 35/10 кВ "Тимошівка". Враховуючи те, що навантаження ПС «Тимошівка» у зимовий період на 35% більше у порівнянні до літнього, а генерація ФЕС взимку не перевищує 65% встановленої потужності станцій, електричні режими для зимового сезону є заздалегідь легшими і у роботі не наводяться.

У відповідності до прогнозу роботи ФЕС, навантаження сонячних станцій враховано на рівні 100% встановленої потужності для схеми на денний мінімум літнього дня. Розрахунки усталених режимів виконані відповідно до вимог НТП ЕС. Максимальні робочі напруги прийняті згідно ПТЕ.

Максимальне струмове завантаження електрообладнання на літній період прийняте згідно з ПУЕ для максимальної літньої температури для Полтавської області $+38^{\circ}\text{C}$. Навантаження у вузлах розрахункової схеми збільшено пропорційно замірним на величину перспективного приросту. В якості вихідних даних приймалися замірні навантаження режимного виміру червня 2018 р.

Зростання споживання електричної потужності на розрахунковий перспективний період визначено згідно СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-103:2014 "Правила виконання Схем перспективного розвитку ОЕС України, окремих енерговузлів та енергорайонів". Відповідно до розрахунків, по АТ "Полтаваобленерго" відносний перспективний середньорічний приріст споживання електроенергії для населення складає 0,5 % та 0,3% для інших груп

споживачів. Загальний приріст споживання електроенергії Полтавської області складає 0,4% в рік.

Враховуючі широкі регулювальні можливості реактивної потужності ФЕС ($\cos(p \pm 0.9)$), сонячна генерація у разі необхідності може залучатись для стабілізації рівнів напруги у вузлах шляхом зміни коефіцієнта потужності. У розрахунках, ФЕС прийнято із "нульовою" реактивною потужністю. Робота ФЕС із $\cos\phi$ відмінним від одиниці, буде розраховуватись при необхідності регулювання напруги у електричній мережі, виходячи із умови $\text{tg}\phi \leq 0,3$.

4.2. Вихідне завдання

Для можливості підключення ФЕС до фідера 10 кВ модернізація комірки має передбачати встановлення:

- комірки обладнаною вакуумним вимикачем;
- трансформаторів струму;
- трансформаторів напруги;
- обмежувачів перенапруги типу ОПН;
- пристрої релейного захисту та автоматики;

А також запроектувати підключення:

- телесигналізації (ТС),
- телекерування (ТК),
- телевимірювання (ТВ)

Величина максимального розрахункового навантаження ФЕС складає 8000,00 кВт (видача потужності в енергосистему).

4.3. Релейний захист лінії

4.3.1. Опис принципової схеми

Релейний захист та автоматику комірки для підключення ФЕС виконаємо на базі мікропроцесорного пристрою захистів типу RED-615 (рис. 4.4)



Рисунок 4.3 - Мікропроцесорний термінал RED-615 виробництва АВВ [7].

У цьому пристрої використані такі функції РЗА:

- диференційний захист лінії з дією на вимкнення;
- струмові захисти від фазних струмів з дією на вимкнення;|
- захисти по підвищенню та зниженню напруги з дією на вимкнення;
- захисти по підвищенню та зниженню частоти з дією на вимкнення;
- захист від замикання на землю з дією на сигнал;
- автоматичне повторне включення (АПВ);

- контроль синхронізму з можливістю його використання для оперативного включення і АПВ.

Усі перераховані у функції можуть виводитися з роботи перемикачами.

Передбачений контроль кіл включення і відключення вимикача лінії 10 кВ за допомогою пристрою РЗА типу RED-615 з дією на сигнал.

Вимірювати струм, потужність та інші електричні параметри лінії 10 кВ буде багатофункціональний вимірювальний мікропроцесорний пристрій типу PM175 – U - 5 50Hz ACDC (рис. 4.6).



Рисунок 4.5 - Аналізатор параметрів якості електроенергії SATEC PM175

Управління вимикачем лінії 10 кВ здійснюватиметься за допомогою кнопок управління; стан положення вимикача відображається за допомогою світлових індикаторів.

Аварійна і попереджувальна сигналізація виконується за тими ж самими принципами, що у існуючих комірках 10 кВ:

- дія на загальні пристрої центральної аварійної сигналізації при аварійному вимкненні вимикача 10 кВ;

- фіксування несправностей вимикача 10 кВ, мікропроцесорних пристроїв та оперативних кіл за допомогою вказівних реле і дією на загальні пристрої центральної попереджувальної сигналізації.

Мікропроцесорний пристрій РЗА має внутрішній реєстратор подій, світлові індикатори, дисплей. Скидання індикації у нього передбачене за допомогою кнопки, що будуть встановлені поза цим пристроєм.

Оперативні кола і кола сигналізації живляться від системи постійного струму 220 В. 1.10. Усі пристрої приєднуюватимуться до існуючих шинок РП-10 кВ.

Передбачений облік лінії 10 кВ за допомогою мікропроцесорного лічильника типу LZQJ-XC, що інтегруватиметься у існуючу систему АСКОЕ.



Рисунок 4.7 - Лічильник електричної енергії LZQJ-XC

Лічильник має високу надійність та розрахований на широкий спектр промислових та побутових споживачів. Лічильник LZQJ-XC призначений для обліку активної та реактивної електричної енергії в двох напрямках в багатотарифному режимі, крім того даний лічильник проводить реєстрацію

профілю навантаження та її максимальної потужності. Даний лічильник оснащений інтерфейсом RS485 та оптичним портом, має рідкокристалічний дисплей з розширеними функціями та захист від несанкціонованого втручання.

Уся апаратура вторинних кіл будуть розташовані у комірці вимикача 10 кВ лінії.

Встановлюватиметься ТН-10 кВ лінії у резервній комірці 10 кВ № 9. До його вторинної обмотки приєднуюватимуться кола мікропроцесорного пристрою РЗА лінії для контролю напруги і синхронізму та стрілочний вольтметр для контролю лінійних і фазних напруг за допомогою вольтметрового перемикача. Усі перераховані пристрої будуть розташовані у комірці ТН-10 кВ лінії.

Передбачено освітлення нових комірок 10 кВ за тими ж самими принципами, що у існуючих комірках 10 кВ.

Для здійснення функції дифзахисту лінії (ДЗЛ) 10 кВ передбачений оптоволоконний кабель зв'язку між ФЕС та ПС «Тимошівка».

На ПС «Тимошівка» жили цього кабелю з'єднуюватимуться через оптобокс та оптичний патч-корд з пристроєм РЗА типу RED-615 лінії до ФЕС. На протилежному боці цієї лінії, тобто на ФЕС, будуть встановлені аналогічні пристрої для реалізації ДЗЛ.

У вказаному оптоволоконному кабелі також будуть використовуватися жили для телемеханічного зв'язку між ФЕС та ПС «Тимошівка»

4.3.2. Опис основних функцій RED615

RED615 – це мікропроцесорний пристрій по-фазного двостороннього диференціального захисту лінії і управління, призначений для захисту, управління, вимірювань і контролю.

У цьому пристрої реалізовані наступні функції РЗА:

- диференційний захист лінії з дією на вимкнення обох вимикачів (вимикач на підстанції та вимикач з іншого боку кабельної лінії);
- струмові захисти від фазних струмів з дією на вимкнення;

- захисти по підвищенню та зниженню напруги з дією на сигнал;
- захист від замкнення на землю з дією на сигнал;
- контроль напруги для можливості увімкнення вимикача при виконанні умов присутності напруги на секції шин ПС і відсутності напруги на лінії.

Опис передньої панелі

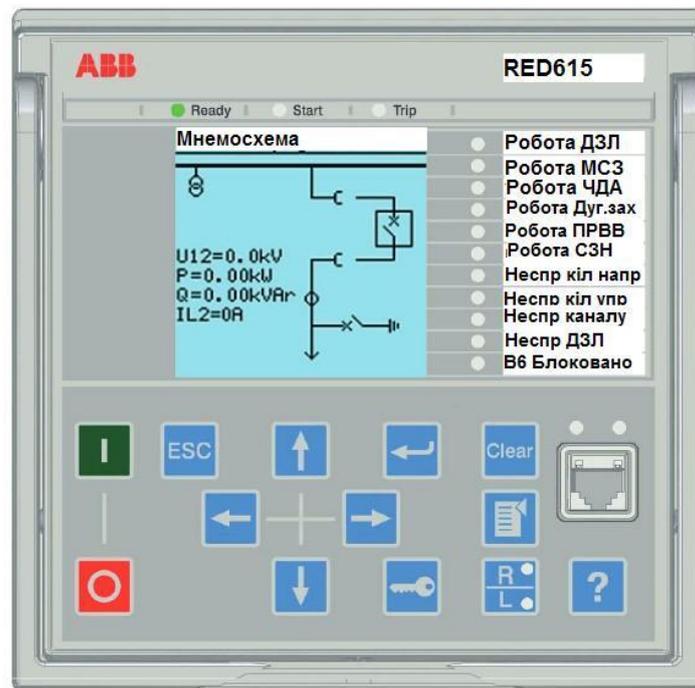


Рисунок 4.8 - Передня панель RED615

Передня панель пристрою складається:

- графічний дисплей;
- клавіатура;
- світлодіодні індикатори;
- порт зв'язку;
- дисплей.

Пристрій обладнано великим графічним дисплеєм, на якому відображаються налаштовані однолінійні схеми з індикацією положення вимикача, роз'єднувачів і заземлюючого ножа. Також відображаються вимірні значення, передбачені для обраної конфігурації.

Клавіатура пристрою складається з кнопок, які використовуються для переміщення по різних екранах або меню пристрою. Кнопки також використовуються для скидання сигналів аварійної сигналізації, скидання індикації, уведення команд і виклику довідки.

Таблиця 4.3 - Назви кнопок

Назва кнопки	Опис
 ESC	<ul style="list-style-type: none"> • Вихід з режиму налаштувань без збереження змін. • Скасування певних дій.
 Ввод	<ul style="list-style-type: none"> • Вхід в режим задання уставок. • Підтвердження нового значення уставки.
Вгору, вниз, вправо, вліво	<ul style="list-style-type: none"> • Переміщення по структурі меню у відповідному напрямку
 Меню	<ul style="list-style-type: none"> • Перехід до головного меню з будь-якого іншого меню. • Переміщення між Головним Меню - Вимірювання і однолінійними схемами
 Скидання	<ul style="list-style-type: none"> • Виклик екрану Очищення / Скидання. • Скидання індикацій і світлодіодних індикаторів (затиснути до скидання).
 Довідка	<ul style="list-style-type: none"> • Відображення повідомлень контекстно-залежної довідки
Увімкнути, вимкнути, ключ, R/L	Не використовуються у даній конфігурації. При потребі можуть бути уведені програмно.

Індикатори

Пристрій має три індикатори захисту, які розташовані над дисплеєм: Ready (Готов), Start (Пуск) і Trip (Спрацювання). А також 11 програмованих світлодіодних індикаторів, які розташовані у правій частині передньої панелі RED615.

Таблиця 4.4 - Індикатори захисту.

Назва індикатора	Стан	Опис
Ready	Не світиться	Оперативна напруга вимкнена
	Світиться	Нормальний режим роботи
	Блимає	Внутрішня несправність або пристрій знаходиться у випробувальному режимі. При внутрішній несправності також видається повідомлення.
Start	Не світиться	Нормальний режим роботи
	Світиться	Відбувся пуск захисту, на екран виводиться повідомлення індикації
	Блимає	Функція захисту заблокована або пристрій захисту знаходиться в тестовому режимі або заблокований. <ul style="list-style-type: none"> Індикація блокування зникає при знятті блокування або скиданні функції захисту
Trip	Не світиться	Нормальний режим роботи
	Світиться	Відбувся пуск функції захисту
	Блимає	Відбулося спрацювання захисту, на екран виводиться повідомлення індикації. <ul style="list-style-type: none"> Індикація спрацювання фіксується; необхідно виконати її скидання по каналу зв'язку або шляхом натискання кнопки Скидання.

Назва індикатора	Стан	Опис
		<ul style="list-style-type: none"> • Якщо за короткий проміжок часу спрацює кілька функцій захистів, на екрані відображається останнє спрацювання

Таблиця 4.5 - Програмовані індикатори.

Назва індикатора	Стан	Опис
Диф. захист	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Спрацювання диференційного захисту. Діє на вимкнення В19-10.
Підвищення напруги	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться зеленим	Підвищення напруги на секції шин 10 кВ вище 0,6 Ун. Діє на сигнал.
	Світиться червоним	Підвищення напруги на секції шин 10 кВ вище 1,1 Ун. Діє на сигнал.
ДЗ виведений	Не світиться	Нормальний режим. Диф. захист уведений в роботу.
	Світиться червоним	Диф. захист виведений з роботи ключем. Диф. захист виведений з роботи автоматично при несправності оптичного каналу зв'язку.
Збій зв'язку ДЗ	Не світиться	Нормальний режим роботи. Канал зв'язку справний.
	Світиться червоним	Несправність оптичного каналу зв'язку. Роботу диф. захисту заблоковано.

Назва індикатора	Стан	Опис
МСЗ	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Спрацювання максимального струмового захисту. Діє на вимкнення В19-10.
ЗНЗ ЗІО	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Спрацювання захисту від замикань на «землю». Діє на сигнал.
«Земля» в мережі 3U0	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	«Земля» в мережі 10 кВ I с.ш. Діє на сигнал.
Пуск осцилографа	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Відбувається пуск осцилографа.
Контроль	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Несправність кіл управління. Несправність кіл напруги.
Приймання ДС	Не світиться	Нормальний режим роботи.
	Світиться червоним	Нормальний режим роботи. Відбувається приймання дискретного сигналу.
Відправлення ДС	Не світиться	Нормальний режим роботи.

Назва індикатора	Стан	Опис
	Світиться зеленим	Нормальний режим роботи. Відбувається відправлення дискретного сигналу.

Порт зв'язку

Зв'язок з пристроєм встановлюється через передній порт RJ-45. Над портом зв'язку розташовані два світлодіоди.

- Зелений світлодіод з лівого боку світиться в разі успішного підключення кабелю до порту зв'язку.
- Розташований праворуч жовтий світлодіод блимає, коли пристрій захисту і підключений пристрій обмінюються даними.
- При підключенні комп'ютера до пристрою захисту, сервер DHCP для інтерфейсу на передній панелі присвоює комп'ютеру IP-адрес.

Фіксований IP-адреса переднього порту - 192.168.0.254

4.3.3. Трансформатор напруги ЗТН-10

Комірка №21 ЗТН-10 обладнана трьома однофазними трансформаторами напруги 10 кВ встановленими на викотному елементі. До вторинної обмотки ЗТН-10 приєднані кола мікропроцесорного пристрою RED615 для контролю напруги і синхронізму та стрілочний вольтметр для контролю лінійних і фазних напруг за допомогою вольтметрового перемикача..

Пристрої сигналізації ЗТН-10 змонтовані в релейному відсіку к.№8 ФЕС.

Увімкнення вимикача к.№18 В-10 ФЕС можливо лише за умови наявності напруги на 1СШ-10 і відсутності напруги на лінії. В іншому випадку кола увімкнення блокуються логікою терміналу захисту. Дана функція може бути

виведена шляхом встановлення ключа SAC5 «Контроль синхронізму» в положення «1».

Скидання індикації терміналу захисту може виконуватись як натискання кнопки «Clear» безпосередньо на передній панелі RED615, так і натисканням кнопки SB1 «Скидання сигналізації та індикації», яка знаходиться на дверцятах релейного відсіку комірки.

5. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

5.1. Розрахунки вторинних кіл ФЕС

5.1.1. Розрахункова перевірка трансформаторів струму 10 кВ

Вихідні дані

Параметри трансформатора струму ТОЛУ - 10 - 2.4 600/5 0,5s/0,5/10P/10P

Таблиця 5.1 - Параметри трансформатора струму

№ Обмотки	Клас точності	Крат.	Ном втор. нав.	Призначення
1-ша обмотка	0,5	$K_{без} = 5s$	$S_{ном} = 10 \text{ ВА}$	кола обліку
2-га обмотка	0,5	$K_{без} = 5$	$S_{ном} = 10 \text{ ВА}$	кола вимірювання
3-тя обмотка	10P	$K_{10ном} = 15$	$S_{ном} = 10 \text{ ВА}$	кола диф. захисту лінії 10 кВ
4-та обмотка	10P	$K_{10ном} = 11$	$S_{ном} = 10 \text{ ВА}$	кола ЛЗШ

Схема з'єднань для всіх обмоток - повна зірка

Навантаження обмоток тр-рів струму [9]

$$S_H = Z_{нав.} \cdot I_{2ном} \quad (5.1)$$

де $I_{2ном}$ - номінальний вторинний струм ТС - 5 А

$$Z_{нав} = Z_{прил.} + R_{пров.} + R_{конт.} \quad (5.2)$$

де $R_{0пров.}$ - питомий опір провідника на одиницю довжини (табличне значення), $I_{пров.}$ - довжина провідника

$R_{конт.}$ - опір контактних з'єднань, $R_{конт} = 0,1$ Ом.

де $Z_{прил.}$ - опір приладів, підключених до ТС, може визначатись як:

$$Z_{прил.} = \frac{S_{прил.}}{(I_{2ном})^2} \quad (5.3)$$

де $S_{прил.}$ - номінальна потужність приладів, підключених до ТС,

$R_{пров.}$ - опір провідників, що з'єднують прилади з трансформаторами струму, може визначатись як:

$$R_{пров.} = R_{0прил.} \cdot I_{пров.} \quad (5.4)$$

1-ша обмотка:

Обмотка трансформатора струму забезпечує клас точності 05S при навантаженні 10 ВА.

Навантаження:

1. лічильник електроенергії LZQJ-XC в комірці $S_L=0,004$ ВА;
2. провід КВВГнг-2,5 в комірці - $l = 5$ м;

$$S_L = 0,004 \text{ ВА}$$

$$Z_L = 0,00016 \text{ Ом}$$

$$l_{пров.} = 5 \text{ м}$$

$$R_{0пров.} = 8,05 \text{ Ом/км}$$

$$R_{пров.} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{нав} = Z_L + R_{пров.} + R_{конт.} \quad (5.5)$$

$$Z_{нав} = 0,00016 + 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ Ом} \quad (5.6)$$

$$S_{нав} = 0,14 \cdot 25 = 3,504 \text{ ВА} \quad (5.7)$$

$$S_{нав} = 3,504 < 10 = S_{ном}$$

Оцінка роботи обмотки 1,5s ТС-10кВ у своєму класі точності.

Дані розрахунків у порівнянні з паспортними даними ТС-10кВ показують, що для цієї обмотки дійсне співвідношення:

$$0,25 \cdot S_n < S_{\Sigma} < S_n \quad (5.8)$$

тобто $2,5 < 3,5 < 10$ ВА.

Це означає, що дана обмотка ТС-10кВ завжди працюватиме у своєму класі точності.

2-га обмотка:

Навантаження:

1. вимірювальний пристрій РМ175-U-5 в комірці $S = 0,1$ ВА;
2. провід ПВЗ-2,5 в комірці - $l = 5$ м;

$$S_{\text{прил.}} = 0,1 \text{ ВА}$$

$$Z_{\text{прил.}} = 0,004 \text{ Ом}$$

$$l_{\text{пров.}} = 5 \text{ м}$$

$$R_{0\text{пров.}} = 8,05 \text{ Ом/км}$$

$$R_{\text{пров.}} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{наб}} = 0,004 + 0,04 + 0,1 = 0,144 \text{ Ом} \quad (5.9)$$

$$S_{\text{наб}} = 0,144 \cdot 25 = 3,606 \text{ ВА} \quad (5.10)$$

$$S_{\text{наб}} = 3,606 < 10 = S_{\text{ном}}$$

3-тя обмотка:

Навантаження:

1. прилад RED615 в комірці $S=0,5$ ВА;
2. провід ПВЗ-2,5 в комірці - $l = 5$ м;

$$S_{\text{прил.}} = 0,5 \text{ ВА}$$

$$Z_{\text{прил.}} = 0,02 \text{ Ом}$$

$$S_{\text{прил.0}} = 0,5 \text{ ВА}$$

$$Z_{\text{прил.0}} = 0,02 \text{ Ом}$$

$$l_{\text{пров.}} = 5 \text{ м}$$

$$R_{0\text{пров.}} = 8,05 \text{ Ом/км}$$

$$R_{\text{пров.}} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{наб}} = 0,02 + 0,04 + 0,1 = 0,16 \text{ Ом} \quad (5.11)$$

$$S_{\text{наб}} = 0,16 \cdot 25 = 4,006 \text{ ВА} \quad (5.12)$$

$$S_{\text{наб}} = 4,006 < 10 = S_{\text{ном}}$$

4-та обмотка:

Навантаження:

1. прилад АЛ-3-ОВ $S = 1,5$ ВА

2. провід ПВЗ-2,5 в комірці - $l = 5$ м;

$$S_{\text{прил.}} = 1,5 \text{ ВА}$$

$$Z_{\text{прил.}} = 0,06 \text{ Ом}$$

$$l_{\text{пров.}} = 5 \text{ м}$$

$$R_{0\text{пров.}} = 8,05 \text{ Ом/км}$$

$$R_{\text{пров.}} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{нав.}} = 0,06 + 0,04 + 0,1 = 0,2 \text{ Ом} \quad (5.13)$$

$$S_{\text{нав.}} = 0,2 \cdot 25 = 5,006 \text{ ВА} \quad (5.14)$$

$$S_{\text{нав.}} = 5,006 < 10 = S_{\text{ном}}$$

5.1.2. Перевірка по напрузі максимальної робочої точки

Напруга насичення трансформатора струму:

$$U_{\text{м}} = K_{10\text{ном.}} \cdot 5 \cdot (R2_{\text{.}} + Z_{\text{ном.}}) \quad (5.15)$$

Напруга максимальної робочої точки:

$$U_{\text{рmax}} = I_{\text{к.з(2)макс}} \cdot (R2_{\text{.}} + Z_{\text{нав.}}) \quad (5.16)$$

де:

$I_{\text{к.з(2)макс}}$ - максимальний вторинний струм КЗ

$R2$ - опір вторинної обмотки трансформатора струму (з паспортних даних)

$R2 = 0,4$ для обмоток класу точності 10Р

З урахуванням струму намагнічування:

$$U_{\text{м}} = 0,9 \cdot K_{10\text{ном.}} \cdot 5 \cdot (R2_{\text{.}} + Z_{\text{ном.}}) \quad (5.17)$$

Напруга максимальної робочої точки:

$$U_{\text{рmax}} = 0,9 \cdot I_{\text{к.з(2)макс}} \cdot (R2_{\text{.}} + Z_{\text{нав.}}) \quad (5.18)$$

Повинна виконуватись умова $U_{\text{м}} > U_{\text{рmax}}$

3-тя обмотка - кола диференційного захисту:

$$Z_{\text{ном}} = \frac{10}{25} = 0,4 \text{ Ом} \quad (5.19)$$

$$U_m = 15 \cdot 5 \cdot (0,4 + 0,4) = 60 \text{ В} \quad (5.20)$$

$$I_{к.з.макс.} = 5109 \text{ А}$$

$$U_{pmax} = \frac{5109}{120} \cdot (0,4 + 0,16) = 23,86 \text{ В} \quad (5.21)$$

З урахуванням струму намагнічування:

$$U_m = 0,9 \cdot 15 \cdot 5 \cdot (0,4 + 0,4) = 54 \text{ В} \quad (5.22)$$

$$U_{pmax} = \frac{0,9 \cdot 5109}{120} \cdot (0,4 + 0,16) = 21,47 \text{ В} \quad (5.23)$$

Умова $U_m/2 > U_{pmax}$ виконується.

4-та обмотка - ЛЗШ:

$$U_m = 11 \cdot 5 \cdot (0,4 + 0,4) = 44 \text{ В} \quad (5.24)$$

$$U_{pmax} = \frac{5109}{120} \cdot (0,4 + 0,2) = 25,56 \text{ В} \quad (5.25)$$

З урахуванням струму намагнічування:

$$U_m = 0,9 \cdot 11 \cdot 5 \cdot (0,4 + 0,4) = 39,6 \text{ В} \quad (5.26)$$

$$U_{pmax} = \frac{0,9 \cdot 5109}{120} \cdot (0,4 + 0,2) = 23 \text{ В} \quad (5.27)$$

Умова $U_m > U_{pmax}$ виконується.

5.1.3. Перевірка струмових входів МП-пристроїв RED-615 на термічну стійкість

При максимальному струмі к.з. у колах вторинних обмоток з урахуванням мінімального КТС = 600/5 буде струм:

$$I_{к.з.втор.макс} = \frac{I_{к.з.втор.макс}}{КТС} \quad (5.28)$$

де $КТС$ – коефіцієнт трансформатора струму.

$$I_{к.з.втор.макс} = \frac{5109}{120} = 42,575 \text{ А} \quad (5.29)$$

У струмових колах пристрою RED-615 може проходити струм 100 А на протязі 1 сек. Допустимий тепловий імпульс, що відповідає даним струму і часу його протікання, дорівнює:

$$B_{дон} = 100^2 \cdot 1 = 10000 \text{ (} A^2 \text{сек)} \quad (5.30)$$

Час протікання струму к.з. дорівнює:

$$t_{вимк.} = t_{у.з.} + t_{н.р.} + t_{в.в.} \quad (5.31)$$

де: $t_{у.з.}$ - уставка захисту по часу спрацювання;

$t_{н.р.} = 0.06$ сек - сумарний час роботи вихідного реле пристрою;

$t_{в.в.} = 0,057$ сек - повний час вимкнення вимикача 10 кВ типу ВР1.

Максимальна уставка захисту по часу спрацювання:

$t_{у.з.} = 1$ сек.

$$t_{вимк.} = 1 + 0,06 + 0,057 = 1,117 \text{ сек.} \quad (5.31)$$

Тепловий імпульс від максимального струму к.з. дорівнює:

$$B_{к.макс.} = I_{к.з.втор.макс} \cdot (t_{вимк.} + T_{ас}) \quad (5.32)$$

де: $T_{ас} = 0,06$ сек - постійна часу затухання аперіодичної складової струму

к.з.

$$B_{к.} = 42,575^2 \cdot (1,117 + 0,06) = 2133,47 \text{ (} A^2 \cdot \text{сек)} \quad (5.33)$$

$$B_{к.} = 2133,47 \text{ (} A^2 \cdot \text{сек)} < B_{дон.} = 10000 \text{ (} A^2 \cdot \text{сек)} \quad (5.34)$$

Це означає, що мікропроцесорний пристрій захисту лінії 10 кВ задовольнятиме умовам термічної стійкості при к.з.

5.2. Розрахунок навантаження ТН 10 кВ.

Трансформатори напруги TVS1 забезпечують клас точності 0,5 при $S = 15$ ВА.

Навантаження на трансформатор напруги 10 кВ ТН1 наведені в таблиці 2.9:

Таблиця 5.2 - Навантаження на трансформатор напруги

№ п/п	Найменування	Тип	Споживча потужність в колах напруги	Од. вим.
1	Лічильник комірки №17	LZQJ-XC	1,2	ВА
2	Мікропроцесорний пристрій РЗА	RED-615	0,05	ВА
3	Вольтметр		2	ВА
4	Вимірювальний прилад	PM175-U-5	0,04	ВА

Сумарне навантаження:

$$S_{нав.} = 1,2 + 0,05 + 2 + 0,04 = 3,29 \text{ ВА} \quad (5.35)$$

що менше 15 ВА.

Для забезпечення роботи трансформатора напруги в класі точності, навантаження на вторинну обмотку повинно складати від 25% до 100% від номінального ТН.

Мінімальне навантаження:

$$S_{тн.мін.} = S_{тн.} \cdot 25\% \quad (5.36)$$

$$S_{тн.мін.} = 15 \cdot 0,25 = 3,75 \text{ ВА} \quad (5.37)$$

$$S_{нав.} > S_{тн.мін.} = 3,29 \text{ ВА} < 3,75 \text{ ВА};$$

Згідно розрахунків співвідношення $S_{нав.} > S_{тн.мін.}$ не виконується, але характеристики ТН TVS1 дозволяють при даному навантаженні працювати в класі точності 0,5.

6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «ТИМОШІВКА»

6.1. Охорона праці і техніка безпеки

Охорона праці в будівництві і експлуатації запроєктованого об'єкту забезпечується прийняттям всіх проектних рішень в суворій відповідності з діючими «Правилами улаштування електроустановок» (ПУЕ), вимоги яких враховують безпеку праці, попередження травматизму на підприємстві, професійних захворювань, пожеж і вибухів [4].

При цьому мається на увазі, що будівельні, електромонтажні, налагоджувальні роботи при будівництві і експлуатації цих електроустановок повинні виконуватися згідно діючих «Правил безпечної експлуатації електроустановок», «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила», а також згідно діючих будівельних норм і правил.

Для забезпечення охорони праці передбачено:

- використання технічно досконалого обладнання без конструктивних недоліків;
- улаштування заземлювальних пристроїв елементів електроустановок з нормованою величиною опору та конструкцією, що відповідає вимогам;
- розміщення відкритих струмопровідних частин обладнання і ошиновки на нормованій ПУЕ висоті від землі;
- релейний захист окремих елементів РУ-10 кВ;
- улаштування внутрішнього освітлення, що забезпечує достатнє освітлення робочих поверхонь;
- улаштування надійного заземлення РУ-10 кВ з нормованою ПУЕ величиною опору.

Під час виконання електромонтажних і налагоджувальних робіт необхідно передбачати заходи щодо попередження впливу на працівників наступних небезпечних і шкідливих виробничих факторів, пов'язаних з характером роботи:

- наявність напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може відбутися через тіло людини;
- розташування робочого місця поблизу перепаду по висоті 1,3 м і більше;
- шкідливі речовини;
- пожежонебезпечні речовини;
- гострі крайки, задирки і шорсткості на поверхні заготовок;
- рухливі частини інструмента і обладнання;
- машини, що рухаються, і їхні рухливі частини.

Заходи з безпеки праці мають бути представлені в організаційно-технологічній документації (ПОБ, ПВР та ін.) з урахуванням наведених технічних рішень:

- додаткові захисні заходи під час виконання робіт у діючих електроустановках;
- заходи безпеки під час виконання пусконаладжувальних робіт;
- заходи з забезпечення безпеки під час виконання робіт на висоті;
- заходи безпеки під час роботи зі шкідливими речовинами;
- заходи пожежної безпеки.

Виконання монтажних і налагоджувальних робіт необхідно виконувати з дотриманням вимог цього розділу і міжгалузевих правил безпеки праці:

- роботи на висоті виконувати згідно з вимогами НПАОП 0.00-1.15-07;
- роботи у вибухопожежонебезпечних зонах слід виконувати відповідно вимог НПАОП 0.00-5.12-01;
- роботи в діючих електроустановках слід виконувати відповідно до вимог НПАОП 40.1-1.01-97.

Для забезпечення нормальних умов праці при проведенні робіт, проектом передбачені необхідні ізоляційні відстані між струмопровідними частинами і улаштуванням захисного заземлення згідно ПУЕ, розділ 4.1 і 4.2. В тих випадках, коли вимоги щодо дотримання відстаней від струмопровідних частин обладнання, що знаходиться під напругою, до механізмів неможливо виконати, на час установки будівельних конструкцій і обладнання розподільчого пристрою, необхідно відключити електроустановки, що знаходяться поблизу.

Персонал електромонтажних організацій перед отриманням дозволу на роботи в діючих електроустановках має бути проінструктований з питань електробезпеки на робочому місці відповідальною особою, що допускає до роботи.

Зона виконання робіт має бути відділена від діючої частини електроустановки суцільним чи сітчастим огороженням, що перешкоджає проході монтажного персоналу в зону діючої установки. Прохід персоналу і проїзд механізмів монтажної організації у відгороджену зону виконання робіт не можуть перетинати приміщення і території, де розташовані діючі установки.

Допуск до виконання робіт повинен здійснювати персонал експлуатуючої організації. Прохід персоналу і проїзд механізмів по території діючої частини розподільного пристрою до огороженої зони виконання робіт дозволяється тільки у супроводі уповноваженого на це представника експлуатуючої організації.

У разі неможливості виконати зазначені вимоги, роботу слід виконувати за нарядом-допуском, виданим за формою згідно з вимогами цих норм, у якому поряд з іншими вимогами має бути запис про те, що роботи на даній ділянці дозволяється здійснювати тільки в присутності представника експлуатуючої організації — наглядача. Наглядач несе відповідальність за зберігання тимчасових огорожень робочих місць, попереджувальних плакатів і запобігання подачі робочої напруги на відключені струмоведучі частини,

контролює дотримання членами бригади монтажників безпечних відстаней до струмоведучих частин, що залишилися під напругою.

Виділення для монтажної організації зони виконання робіт, унеможливлення помилкової подачі в неї напруги й огороження від діючої частини із зазначенням місць проходу персоналу і проїзду механізмів слід оформляти актом-допуском, а виконання робіт персоналом монтажної організації - з оформленням наряду-допуску.

До початку пусконаладжувальних робіт на розподільчих пристроях усі живильні лінії і ті, що відходять до інших підстанцій, мають бути відокремлені від обладнання.

Під час виконання пусконаладжувальних робіт на змонтованій електроустановці робоча напруга на неї може бути подана експлуатаційним персоналом тільки після введення на електроустановці експлуатаційного режиму і за наявності письмової заявки керівника пусконаладжувальних робіт.

Допускається тимчасове подавання напруги до 1000 В для проведення пусконаладжувальних робіт за постійною схемою на щити, станції управління і силові зборки, на які не введений експлуатаційний режим, але в такому разі обов'язки по виконанню заходів, що забезпечують безпечні умови праці з поданням напруги, покладаються в письмовому вигляді на керівника пусконаладжувальних робіт.

Під час виконання робіт на силових багатопанельних щитах слід знімати напругу не тільки з панелі, на якій виконуються роботи, а також з сусідніх (ліворуч, праворуч), а якщо це неможливо, то знімається напруга з усього щита.

Під час регулювання вимикачів слід унеможливити самовільне чи непередбачене їх включення або відключення.

Одночасна робота на приводах і комутаційних апаратах не дозволяється.

Випробування електроприводів дозволяється після встановлення зв'язку між персоналом, що знаходиться на щиті чи пульті керування і на механізмах.

Налагодження лінійних і кінцевих вимикачів, датчиків та інших засобів*— автоматики слід виконувати із знятою напругою силових ланцюгів.

Запобіжники живильних мереж апарата, що монтується, слід зняти на весь час монтажу.

До початку пусконаладжувальних робіт на комутаційних апаратах слід:

- привести в неробоче положення приводи комутаційних апаратів;
- відключити оперативні кола, кола сигналізації, силові кола приводу і кола обігріву;
- вивісити плакати на ключах і кнопках дистанційного керування «Не включати. Працюють люди».

Під час роботи на трансформаторах струму виводи вторинних обмоток слід закоротити на затискачах трансформатора і заземлити до повного закінчення монтажу ланцюгів.

Усі виводи трансформаторів напруги мають бути закорочені і заземлені на весь час монтажу.

Під час вимірювання опору ізоляції в процесі сушіння електричним струмом живлення робочих обмоток, а також обмоток, у яких утворюється потенціал через намагнічування, слід відключати.

Затягування проводів через протяжні коробки, шухляди, труби, блоки, у яких є проводи, що знаходяться під напругою, а також прокладання проводів і кабелів у трубах, лотках і коробках, не закріплених за ПВР, не допускаються.

Під час протягування кабелю через прорізи в стінах робітники повинні знаходитися по обидва боки стіни. Відстань від стіни до крайнього положення рук працівників має бути не менше 1 м.

Розушільнення кабелів допускається тільки під час виконання робіт. Щодня ушільнювати тимчасовим ушільненням, а по закінченню робочого дня - негорючою монтажною піною або іншим вогнестійким матеріалом.

Перевірку опору ізоляції проводів і кабелів за допомогою мегомметра необхідно виконувати ланкою у складі не менше двох осіб, з яких одна має IV

групу, а друга III групи з електробезпеки. Кінці проводів і кабелів, що у процесі випробування можуть бути під напругою, повинні бути ізольовані і(чи) огорожені.

Під час розмотування кабелю з барабана необхідно, щоб кабель розмотувався - з верхньої його частини у напрямку стрілки на барабані. Розмотування кабелю з барабана дозволяється тільки за наявності гальмового пристрою.

Під час прогрівання кабелю електричним струмом не допускається застосовувати напругу вище 380 В. Корпуси електричних машин, які прогриваються напругою вище 25 В, а також металеві оболонки кабелю, слід заземлити. Ділянки прогрівання мають бути забезпечені протипожежними засобами з встановленням чергування.

Розпалення пальників, паяльних ламп, розігрівання кабельної маси і розплавленого припою слід робити на відстані не менше 2 м від кабельного колодязя по наряду на вогневі роботи, узгодженому з пожежною частиною. Розплавлений припій і розігріту кабельну масу слід опускати в спеціальних ковшах.

Підключення змонтованих та налагоджених електричних ланцюгів і електрообладнання до діючих електромереж повинна здійснювати служба експлуатації цих мереж. Не допускається використовувати і приєднувати, як тимчасові, електричні мережі і електроустановки, що не прийняті у встановленому порядку (електричні мережі, розподільні пристрої, щити, панелі), а також виконувати без дозволу налагоджувальної організації електромонтажні роботи на змонтованих і переданих під налагодження електроустановках.

Робоча напруга на нові змонтовані електроустановки може бути подана за рішенням робочої комісії.

За необхідності усунення виявлених недоробок електроустановку слід відключити і перевести в розряд недіючих шляхом демонтажу шлейфів, шин,

спусків до обладнання чи відокремлення кабелів. Не відключені струмоведучі частини слід закоротити і заземлити на весь час провадження робіт по усуненню недоробок (згідно ДБН А.3.2-2- 2009).

6.2. Комплексна оцінка впливів проектованої діяльності на навколишнє середовище та характеристика залишкових впливів

Згідно з діючими нормативними та методичними документами підстанція на стадії будівництва негативного впливу на навколишнє середовище не має, а її експлуатація не приводить до необоротних або кризовим явищам в навколишньому середовищі.

Роботи по мікроплануванню території передбачаються з максимально можливим збереженням існуючого рельєфу. По завершенню будівельних робіт на підстанції мікрорельєф максимально відновлюється до попередньої форми. Геологічні структури не порушуються.

Напруженість електричного поля за межами підстанції не перевищує 5 кВ/м, заходи щодо захисту не потрібні згідно ГОСТ 12.4.154-85.

6.2.1. Оцінка впливу на навколишнє середовище при будівництві

Оцінка впливів на навколишнє середовище при реконструкції трансформаторної підстанції Знамя виконується відповідно до розділу 3 ДБН А.2.2-1-2003 «Склад та зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будівель і споруд».

В процесі виконання будівельно-монтажних робіт можливо небажаний вплив на навколишнє середовище:

- Шум;
- Пилоутворення;
- Забруднення ґрунтів;

- Порушення трав'яного покриву;
- Викиди в атмосферу при роботі будівельної техніки. З метою запобігання зазначених впливів розроблено заходи (таб. 4.1) з охорони навколишнього середовища.

Таблиця 6.1 - Заходи з охорони навколишнього середовища

Найменування заходу	Фактори ефективності заходів	
	Екологічні	Економічні
1	2	3
1. Своєчасне і якісне облаштування постійних, тимчасових під'їзних позамайданчикових і автомобільних доріг і майданчиків (до початку будівництва)	Зменшення руйнування природної поверхні з рослинним шаром, запобігання повітряної та водної ерозії, зменшення запилення середовища	Скорочення витрат на експлуатацію транспорту і зменшення витрат перевезених вантажів (наприклад - будматеріалів)
2. Транспортування бітум- в'язучих сумішей на майданчик будівництва автогудронаторами при виконанні ізоляційних і покрівельних робіт	Зменшення забруднення навколишнього середовища	Зменшення собівартості будівництва
3. Транспортування товарного бетону і розчину централізовано спеціальними бетоновозами - змішувачами	Усунення забруднення ґрунту	Скорочення витрат матеріалів і зменшення витрат на транспортування і вантажно-розвантажувальні роботи
4. Транспортування і збереження сипучих матеріалів у контейнерах	Усунення забруднення ґрунту	Скорочення витрат матеріалів і зменшення витрат на транспортування і вантажно-розвантажувальні роботи
5. Транспортування	Скорочення запилення	Скорочення витрат

Найменування заходу	Фактори ефективності заходів	
	Екологічні	Економічні
дрібноштучних матеріалів (цегла, плитка та ін.) в контейнерах	навколишнього середовища	матеріалів і зменшення витрат на транспортування і вантажно-розвантажувальні роботи
6. Використання металевих ящиків (піддонів) для збереження товарного бетону і розчину на майданчику	Усунення забруднення ґрунту відходами	Скорочення втрат матеріалів
7. Скорочення терміну виконання земляних робіт	Обмеження процесів вітрової та водної ерозії, що забруднюють навколишнє середовище	Зниження собівартості земляних робіт
8. Транспортування будівельної техніки, конструкцій і матеріалів на майданчик в денний час	Зменшення шуму в вечірній та нічний час	
9. Максимальне використання роботи будівельної техніки в першу зміну	Зменшення шуму в вечірній та нічний час	
10. Максимальне збереження трав'яного покриву на майданчику будівництва	Скорочення запилення навколишнього середовища	Зменшення кошторисної вартості будівельності
11. Завершення будівництва якісним прибиранням і благоустроєм території	Обмеження вітрової та водної ерозії ґрунтів	Підвищення якості будівництва
12. Обладнання тимчасової (на період будівництва) або запроектованої постійної огорожі будівельного майданчика	Скорочення запилення навколишнього середовища	

Найменування заходу	Фактори ефективності заходів	
	Екологічні	Економічні
13. Прибирання будівельного сміття з використанням лотків	Скорочення запилення навколишнього середовища	

Устаткування на майданчик будівництва доставляється автотранспортом, розвантажується автомобільним краном і встановлюється на місце із застосуванням засобів малої механізації, які має в своєму розпорядженні будівельно-монтажна організація. При монтажі порталів та обладнання використовується зварка на дуже обмежених за довжиною і площею ділянках. Фарбування устаткування виконана в заводських умовах.

Розміщення інвентарних тимчасових споруд адміністративного, санітарно-побутового та складського призначення передбачається на вільній від забудови території та в ув'язці з існуючим рельєфом.

Складування будівельних відходів повинно влаштовуватися на визначених для цих цілей майданчиках. Відходи необхідно регулярно вивозити на раніше відведені місця чи звалища.

Розігрів бітуму або мастики необхідно передбачати в спеціальних установках.

При залізобетонних роботах для запобігання забруднення території майданчика будівництва бетонна суміш повинна поставлятися тільки в спеціальних бетоновозах.

Під час виконання будівельно-монтажних робіт повинні виконуватися вимоги не запиленості і не загазованості повітряного середовища. Майданчик будівництва повинен своєчасно очищатися від сміття та бруду.

Тимчасові виїмки, котловани, водовідвідні канали необхідно виконувати таким чином, щоб не допустити ерозії ґрунту, розмиву відкосів, утворення ярів.

Мийку, заправку і технічне обслуговування будівельної техніки необхідно проводити на спеціально облаштованих майданчиках, на яких слід передбачити комплекс заходів, що виключає попадання забруднених вод, залишків пального і т. п. в підземні води, природні водосховища і в місця

розташування існуючих зелених насаджень. Двигуни будівельної техніки, що працює на майданчику, повинні бути відрегульовані з метою запобігання потрапляння викидів в атмосферу і з перевіркою на токсичність вихлопних газів.

Стічні води при будівництві повинні подаватися в зливові стоки або в очисні споруди.

Джерела інженерного забезпечення будівництва, а також - інвентарних тимчасових приміщень електроенергією і водою - існуючі мережі ПС.

Робочим проектом прийняті оптимальні технічні рішення для зниження негативних факторів впливу на навколишнє середовище при будівництві під час технічного переоснащення трансформаторної підстанції 35/10 кВ "Тимошівка".

Передбачені також роботи по впорядкуванню території будівництва.

Проектні роботи виконані у відповідності з документами по земельному і водному законодавству та державними будівельними нормами України з питань охорони навколишнього середовища та раціонального використання природних ресурсів.

Після закінчення будівельно-монтажних робіт територія підлягає благоустрою - посадці саджанців дерев і кущів та посіву багаторічних трав.

Всі відходи, які утворилися під час будівництва, підлягають вивезенню згідно з договором із спеціалізованою організацією.

7. РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ

7.1. Техніко-економічне обґрунтування

В даній частині економічного обґрунтування проведемо розрахунок зміни річних експлуатаційних затрат обладнання при використанні ним порівнюємих об'єктів. Головними елементами економії в результаті впровадження модернізації виступають:

- економії витрат на ремонт та обслуговування обладнання, яке підлягає заміні;
- економії додаткових витрат на вимірювання існуючого обладнання;
- економія витрат на відновлення трансформаторного обладнання у разі неправильної роботи існуючого комутаційного обладнання;
- уникнення втрат (штрафів) у зв'язку з невідпуском електричної енергії;

7.2. Визначення затрат на модернізацію трансформаторної підстанції

7.2.1. Визначення затрат на придбання комплектуючих

Для знову створеної релейної системи захисту трансформаторної підстанції закуплено обладнання та комплектуючі, перелік яких зведений у таблицю 7.1.

Таблиця 7.1 – Комплектуючі для встановлення

Найменування	Кількість	Ціна, грн.
Вимикач вакуумний на напругу 35 кВ 3AF01	1	486378,36
Обмежувач перенапруг 10кВ 3ЕК7 150-4СС4	3	21850,95
Обмежувачі перенапруг нелінійний на номінальну напругу 35кВ в комплекті з лічильником спрацювань та ізолюючою основою MWK 41	3	118988,10
Трансформатор струму опорний на номінальну напругу 10кВ з номінальним струмом 600А та трьома вторними обмотками ТОЛА-10	3	12159,45
Трансформатор струму на номінальну напругу 35 кВ CRH-36	3	151899,69

Найменування	Кількість	Ціна, грн.
Вимикач автоматичний iC60N-1р 16А С , Schneider Electric	2	286,82
Вимикач автоматичний iC60N-3р 16А С, Schneider Electric	1	485,36
Вимикач автоматичний iC60N-2р 10А С, Schneider Electric	1	322,17
Вимикач автоматичний iC60N-1р 10А С, Schneider Electric	3	453,06
Вимикач автоматичний S203P-Z4A ABB	1	338,70
Вимикач автоматичний S202P-C4A ABB	2	513,20
Перемикач RS20-US-S0007-3069701	1	1018,94
Перемикач пластиковий XB5AD25	2	500,30
Перемикач 4G16-164-US1-R114	1	728,15
Кнопка XB5AA21	3	304,20
Резистор С5-35В-50	2	118,78
Резистор С5-35В-25	2	47,70
Реле часу ВЛ-100А	2	2461,00
Реле вказівне РЭУ11-21	8	1754,32
Реле напруги 100В,220 В HL7	3	1655,55
Реле напруги ,220 В НЛ6А-1	1	551,85
Реле проміжне ПЭ40-20 62У3 220 В	3	1732,62
Реле проміжне ПЭ40-20- 42У3 220 В	2	1155,08
Реле двохпозиційне ПЭ46-2- 62У3 220 В	1	632,92
Дзвінок гучного бою МЗМ-1	1	414,04
Колодка підключення	1	189,15
Амперметр Э365-1	1	303,47
Вольтметр Э3В0300-3	1	441,48
Пристрій захисту РС83-АВ2 35202 111111	1	19052,94
Повторювач RS-422/485 ICP-CON I-7510 AR	1	1000,63
Розгалуджувач інтерфейсний RS-422/485	4	1634,32

Найменування	Кількість	Ціна, грн.
ПР-3		
Блок живлення 24Вт, TCL 024-124DC , TRACO POWER	1	1136,23
Модуль вводу дискретних входів 23BE23 R5001	1	7444,29
Модуль виводу дискретних сигналів 23BA40R0011	1	12145,95
Ящик обігріву ящиків зовнішнього встановлення ЯОВ	1	11431,97
Ящик затискачів ЯЗВ-120	1	9353,43
Шафа релейна РШ-13МР	1	187068,60
Усього		1057953,77

Затрати на придбання обладнання та комплектуючих для модернізації трансформаторної підстанції складають:

$$Z_k = 1057953,77 \text{ (грн.)}$$

Витрати на будівельні машини і механізми склали

$$Z_{\text{бм}} = 49856,23 \text{ грн.}$$

Витрати на будівельні матеріали, вироби і конструкції склали

$$Z_{\text{бмат}} = 137980,23 \text{ грн.}$$

Таблиця 7.2 - Витрати праці на переобладнання.

Найменування	Одиниця виміру	Кількість	Поточна ціна за одиницю, грн.
			всього, грн.
Витрати труда робітників-будівельників	люд-год	442,2	17,72
Середній розряд робіт, що виконуються робітниками-будівельниками	розряд	2,6	
Витрати труда робітників-монтажників	люд-год	1361,06	20,73

Найменування	Одиниця виміру	Кількість	Поточна ціна за одиницю, грн.
			всього, грн.
Середній розряд робіт, що виконуються робітниками-монтажниками	розряд	4,0	
Витрати труда пусконаладжувального персоналу	люд-год	1927,76	27,98
Витрати труда робітників, зайнятих керуванням та обслуговуванням машин	люд-год	319,45	23,67
Середній розряд ланки робітників, зайнятих керуванням та обслуговуванням машин	розряд	4,9	
Витрати труда робітників, зайнятих керуванням та обслуговуванням автотранспорту при перевезенні ґрунту і будівельного сміття	люд-год	2,3	23,07
Витрати труда робітників, заробітна плата яких враховується в складі:			
загальновиробничих витрат	люд-год	374,81	32,31
коштів на виконання будівельних робіт:			
у зимовий період	люд-год	202,64	
у літній період	люд-год	44,58	
Разом кошторисна трудоміскість	люд-год	4674,8	

7.2.2. Розрахунок заробітної платні з нарахуваннями

Для встановлення релейного захисту та автоматики трансформатора 1Т необхідно виконати роботи по його встановленню, монтажу релейного захисту, демонтажу старого обладнання, налагоді та пуску системи. Вказані роботи

будуть проводити тридцять працівників з середньою годинною тарифною ставкою 24,24 грн за годину.

Витрати на заробітну плату з нарахуваннями визначимо за формулою:

$$S_{зпм} = K_{нз} \cdot \lambda \cdot t \cdot \sum_{i=1}^m C_{ii} (1 + H) \quad (7.1)$$

де $K_{нз}$ – коефіцієнт, який враховує накладні витрати на заробітну плату, $K_{нз} = 1,3$;

λ – коефіцієнт, який враховує премії, $\lambda = 1,25$;

t – час виконання робіт, год.;

C_{ii} – часова тарифна ставка працівника i -го розряду,

H – норма нарахування на заробітну плату, $H = 0,22$

m – кількість робітників, чол.

$$S_{зпм} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 160 \cdot (24,24 \cdot 30) \cdot (1 + 0,3853) = 261921,44 \text{ (грн)}$$

7.2.3. Визначення загальної суми затрат на модернізацію

Витрати на модернізацію трансформаторної підстанції визначимо як суму витрат на купівлю комплектуючих та витрат на заробітну плату з нарахуваннями робітникам, які проводять модернізацію:

$$Z_M = Z_K + Z_{зпм} + Z_{бм} + Z_{бмат} \quad (7.2)$$

$$Z_M = 1057953 + 49856,23 + 137980,23 + 261921 = 1507710,46 \text{ (грн)}$$

7.3. Розрахунок економічного ефекту.

Мінімальний економічний ефект від інвестиції досягається за рахунок:

- 1) економії витрат на ремонт та обслуговування обладнання, яке підлягає заміні;
- 2) економії додаткових витрат на вимірювання існуючого обладнання;
- 3) економія витрат на відновлення трансформаторного обладнання у разі неправильної роботи існуючого комутаційного обладнання;

4) уникнення втрат (штрафів) у зв'язку з недовідпуском електричної енергії;

7.3.1. Розрахунок витрат на капітальний ремонт та поточне обслуговування.

Економію витрат на капітальний ремонт та обслуговування визначаємо як різницю між вартістю обслуговування існуючих віддільника та короткозамикача та нових (проектних) вимикачів, трансформаторів струму і напруги. При цьому в розрахунку прийнято, що у зв'язку з тривалою експлуатацією та зношеністю існуючого обладнання міжремонтний період зменшено у порівнянні з нормативним: для капітальних ремонтів – кожні 3 роки, для поточних – кожні 2 роки, а для віддільників та короткозамикачів – кожен рік. Для проєктованого обладнання в розрахунковому періоді передбачається лише поточний ремонт.

7.3.2. Середньорічна вартість ремонтів існуючого обладнання.

<i>Тип обладнання</i>	<i>Середня вартість одного капітально-го ремонту, тис.грн. без ПДВ</i>	<i>Міжремонтний період по капітальному ремонту</i>	<i>Середня вартість одного поточного ремонту, тис.грн. без ПДВ</i>	<i>Міжремонтний період по поточному ремонту</i>	<i>Середньорічна вартість обслуговування існуючого обладнання. тис.грн. без ПДВ</i>
ВД та КЗ	9,32	1	1,780	1	11,10
С - 35	8,79	3	0,75	2	3,31
Всього					14,41

7.3.3. Середньорічна очікувана вартість ремонтів проектного обладнання та економія витрат

<i>Тип обладнання</i>	<i>Середня вартість одного поточного ремонту, тис.грн. без ПДВ</i>	<i>Міжремонтний період по поточному ремонту</i>	<i>Середньорічна вартість обслуговування існуючого обладнання, тис.грн. без ПДВ</i>	<i>Економія витрат на обслуговування обладнання, тис.грн. без ПДВ</i>
3AF0143	3,20	6	0,53	13,61
CRH-36	1,55	6	0,26	-
Всього			0,79	13,61

7.3.4. Розрахунок додаткових витрат при виконанні вимірювань існуючого обладнання.

<i>Вимірювання</i>	<i>Періодичність, разів на рік</i>	<i>Оплата праці працівників в розрахунку на одне вимірювання, тис. грн. без ПДВ</i>	<i>Середньорічні витрати на оплату праці, тис. грн. без ПДВ</i>	<i>Те ж саме, з урахуванням соціальних нарахувань 22%, тис. грн. без ПДВ</i>
Аналіз трансформаторного масла вимикача 35кВ	1	0,41	0,41	0,50
Аналіз трансформаторного масла ТС-35	0,5	0,57	0,28	0,35
Всього			0,69	0,84

7.3.5. Розрахунок витрат, яких можна уникнути при неправильній роботі існуючого вимикача.

При неправильній роботі існуючого комутаційного обладнання може бути пошкоджено силові трансформатори на підстанції. При заміні комутаційного обладнання на елегазові вимикачі можна уникнути витрат на аварійну заміну силового трансформатора.

Вартість заміни силових трансформаторів визначена згідно СОУ-Н МЕВ 45.2- 37471933-44:2015 «Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. Норми».

Оціночна вартість заміни пошкодженого силового трансформатора 35/10 кВ номінальною потужністю 4 МВА дорівнює 7 184,933 тис. грн. (без ПДВ).

7.3.6. Загальний ефект та термін окупності інвестиції.

Показник	Одиниця виміру	Розрахунок	Значення
Економія витрат на ремонт та обслуговування обладнання	тис. грн. без ПДВ		13,61
Економія додаткових витрат на вимірювання існуючого обладнання	тис. грн. без ПДВ	п.7.3.4	0,84
Відновлення обладнання	тис. грн. без ПДВ	п.7.3.5	7 184,933
Термін окупності	рік	$1507,71 / (13,61 + 0,84 + 7184,93)$	0,2

7.4. Визначення економічного ефекту від проведення модернізації

Річний економічний ефект від проведення модернізації:

$$E = 13,61 + 0,84 + 7184,93 = 7199,38 \text{ (тис.грн/рік)}$$

Термін окупності витрат по модернізації розраховуємо за формулою:

$$T = \frac{3_M}{E} \quad (7.3)$$

$$T = \frac{1507710,46}{7199380} = 0,2 \text{ (року)}$$

Якщо перевести 0,2 року у місяці, то отримаємо 2 місяці та 12 днів.

Висновки проведення модернізації

Виходячи із проведених розрахунків можна зробити наступні висновки:

- витрати на модернізацію склали 1507710 грн;
- витрати на заробітну плату робітників, які експлуатують верстат зменшились на 13,36 %;
- Економія витрат на обслуговування обладнання, складала 13, 61 тис.грн.
- витрати на ТО і ПР після проведення модернізації зменшились на 34 %;
- економічний ефект від проведення модернізації склав 7199,38 тис. гривень на рік;
- термін окупності витрат для модернізації склав 2 місяці та 12 днів

ВИСНОВОК

У магістерській роботі було розглянуто первинну схему електричних з'єднань, ознайомлення з основним електричним та комутаційним обладнанням підстанції. Розглянута причина модернізації та можливість підключення джерела відновлюваної енергії з боку нижчої напруги, з генерацією на високу сторону та віддачі електричної енергії у мережу.

Зроблений аналіз діючого релейного захисту трансформатора, що встановив необхідність заміни на сучасне мікропроцесорне обладнання з можливістю резервування для надійного захисту трансформатора, шин 10 та 35 кВ та ліній електропостачання, під час аварій. Мікропроцесорний термінал основних захистів обрали РС83-ДТ, на ньому реалізували: диференційний захист трансформатора, газовий захист (два ступені), максимальний струмовий захист сторони 35 кВ, захист від перегріву оливи трансформатора. У якості реалізації резервних захистів встановлено РС 83 – АВ2 на якому заведені кола захисту такі як: максимальний струмовий захист сторони 35 кВ, вимірювання струмів сторони 35 кВ силового трансформатора, а також: управління вимикачем 35 кВ, контроль заведення приводу, контроль кіл живлення вимикача та інше.

Модернізація підстанції потребувала заміни силових масляних вимикачів 10 кВ, що відробили свій ресурс та працювали з частими відмовами при коротких замиканнях на лініях що відходять, що в свою чергу сприяло хибній роботі захистів вводу 10кВ. В якості вимикача було встановлено сучасний вимикач виробництва Schneider Electric типу EasyPact EHE, в якості мікропроцесорного терміналу встановлено Міcom P116.

Також була проведена заміна застарілої системи «відділювач – короткозамикач», котра виробила свій ресурс, потребувала постійного обслуговування та була ненадійною у період ожеледиці, що могло бути причиною пошкодження силового трансформатора. В якості заміни встановили

сучасний та надійний вимикач виробництва фірми Siemens типу 3AF01. Також розроблені принципові електричні схеми захистів обладнання.

Були проведені розрахунки високовольтного обладнання: обмежувачів перенапруг, перевірка вимикачів, трансформаторів струму, трансформаторів напруги.

Для можливості підключення фотогальванічної станції був проведений аналіз вже встановлених станцій, їх режими роботи у межах доби та року. У якості мікропроцесорного терміналу було встановлено RED-615 виробництва фірми АВВ у якому використали наступні функції: диференційний захист лінії з дією на вимкнення; струмові захисти від фазних струмів з дією на вимкнення; захисти по підвищенню та зниженню напруги з дією на вимкнення; захисти по підвищенню та зниженню частоти з дією на вимкнення; захист від замикання на землю з дією на сигнал; автоматичне повторне включення (АПВ); контроль синхронізму з можливістю його використання для оперативного включення і АПВ.

Розроблені основні заходи безпеки під час проведення модернізації підстанції та оцінка можливого впливу на навколишнє середовище та характеристика залишкового впливу.

Складений кошторис на реконструкцію підстанції "Тимошівка". Розрахунок економічної ефективності показав доцільність проведення модернізації низький термін окупності від вкладених інвестицій.

Проведена робота вказує на необхідність проведення модернізаційних заходів та можливості реалізації генерації в систему енергопостачання від фотогальванічних станцій та стійкості енергосистем вцілому.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Онушко В.В., Шефер О.В. Електричні машини: навчальний посібник. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 536 с.
2. Правила улаштування електроустановок – Офіц. вид. – М-во палива та енергетики України, 2007. – 617 с. - (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція)
3. Грабарь І.Е., Герман Е.П. – Микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики РС83-АВ2. Руководство по эксплуатации. ЕАБР.656112.016. КБ ООО «РЗАСИСТЕМЗ» , 2011. – 195с.
4. Пристрій управління та диференціального захисту лінії RED615 Посібник з продукту URL:https://library.e.abb.com/public/21a93299356143dabe8bfff7e37436fe/RED615_pg_758496_RUa.pdf (дата звернення: 15.11.2021).
5. Вакуленко О. О., Оліярник П.О., Бартків А.М. Аналіз надійності схем релейного захисту в електромережах високої напруги. Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій : зб. учасн. матеріалів IV Міжнар. наук.-техн. конф. Тернопіль, 2019. С. 278– 280.
6. Методичні вказівки до практичних занять та самостійної роботи з курсу «Електропостачання промислових підприємств» для студентів денної та заочної форм навчання спеціальностей 6.05070108 «Енергетичний менеджмент», 6.05070101 «Електричні станції» у двох частинах. Частина II / уклад. : Н. А. Дейнеко, К. В. Махотіло. - Х. : НТУ ХП, 2012. - 40 с.
7. Грищук Ю. С., Тимошенко Р.Ф. Аналіз надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» : зб. наук. праць. Вип. 16. Харків, 2010. С. 21–28.
8. ДБН В.2.2-15:2005. Державні будівельні норми. Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2005. 6 с.

9. ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.

10. ДСН 3.3.6.042:99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.

11. ДНАОП 1.1.10-1.01:97. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 500 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 105 с.

12. ДНАОП 0.00-1.21:98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 55 с.

13. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2001. 6 с.

14. ДСТУ 7239:2011. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2011. 6 с.

15. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.

16. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2010. 55с.

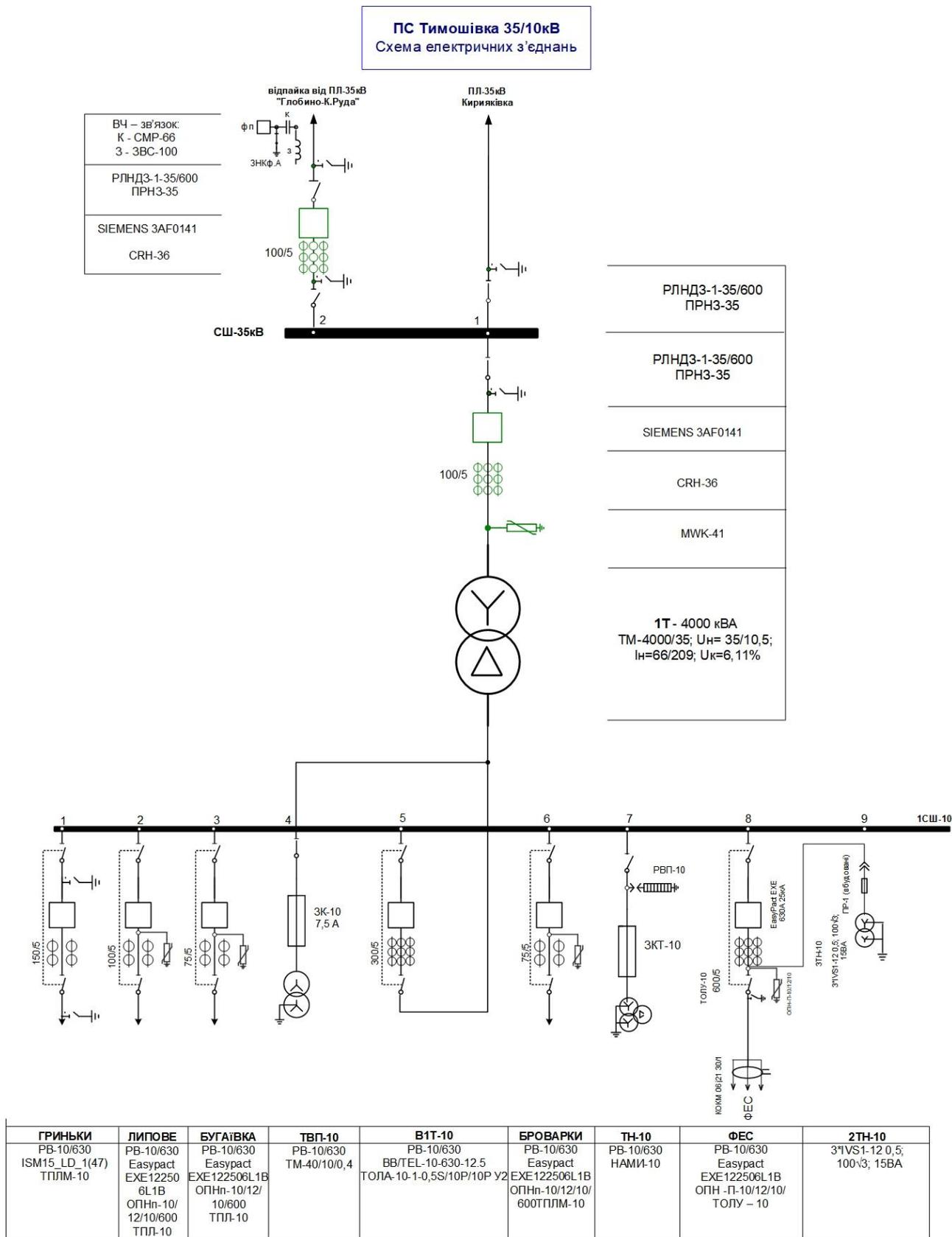
17. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека: посібник. Київ, 2007. 636 с.

18. Жидецький В.Ц., В.М. Джигирей, В.С. Сторожук. Практикум з охорони праці: навч. посіб. Львів: Афіша, 2000. 348 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

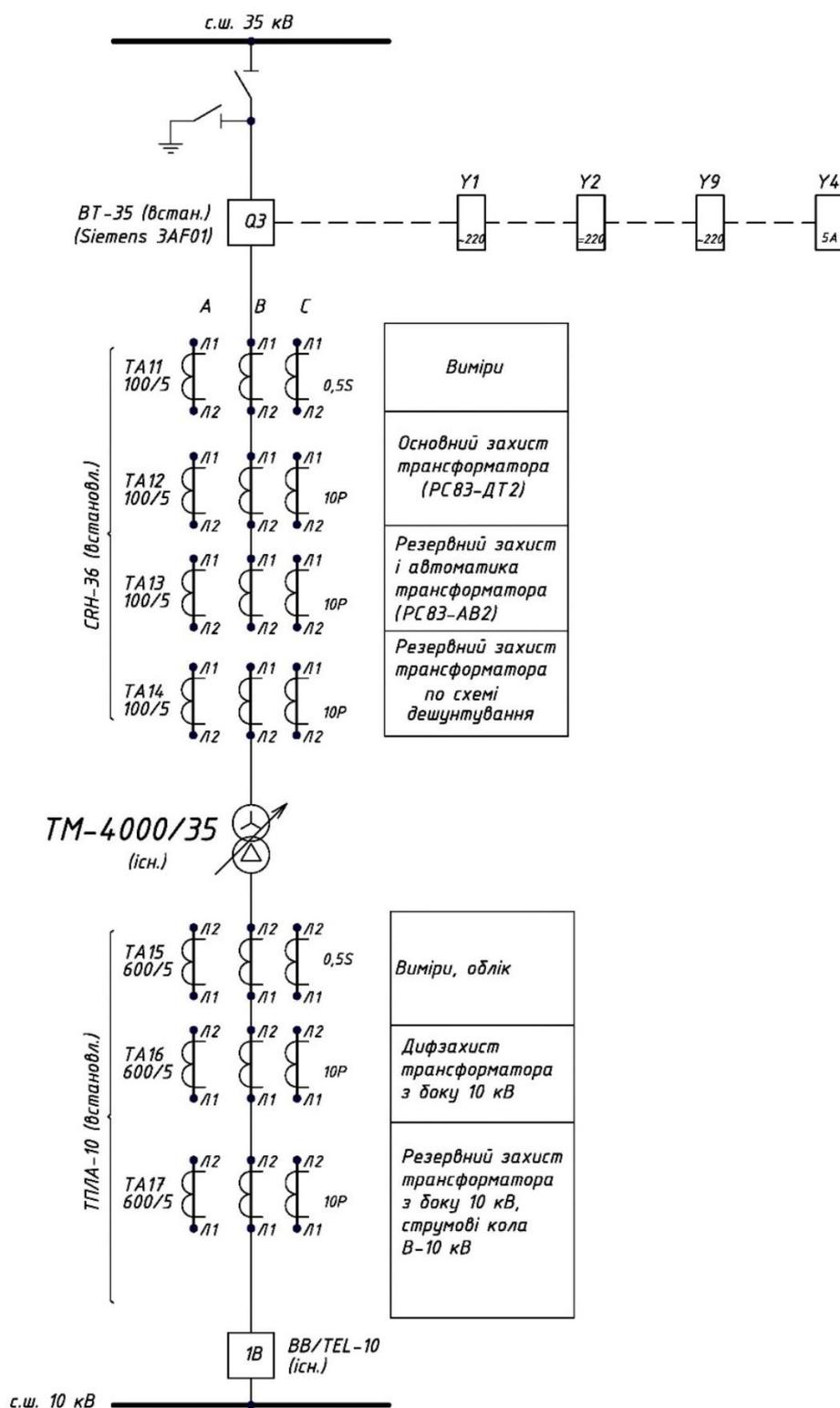
Схема електричний з'єднань ПС Тимошівка



Додаток Б

Схема підключення струмових кіл та їх призначення

Пояснювальна схема



Додаток В

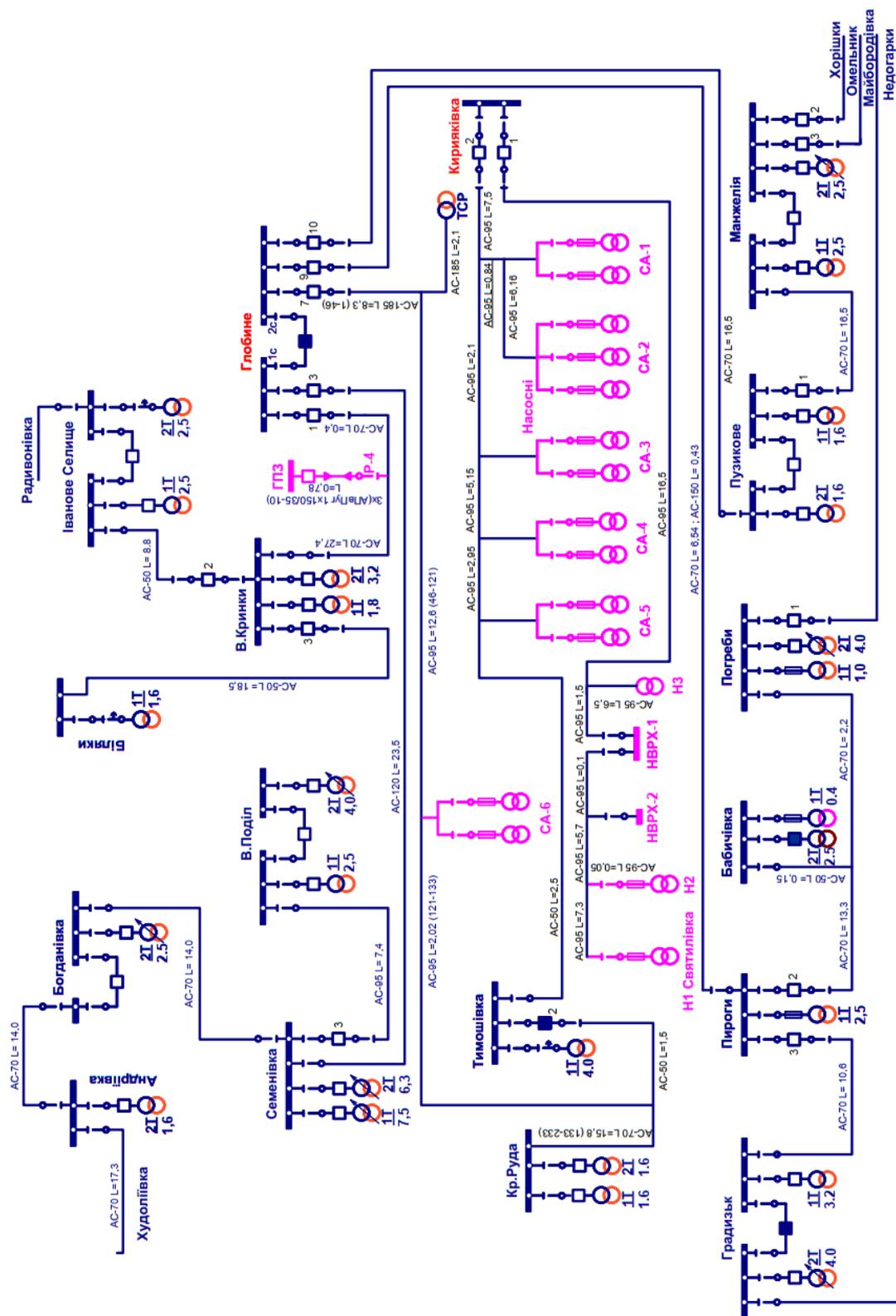
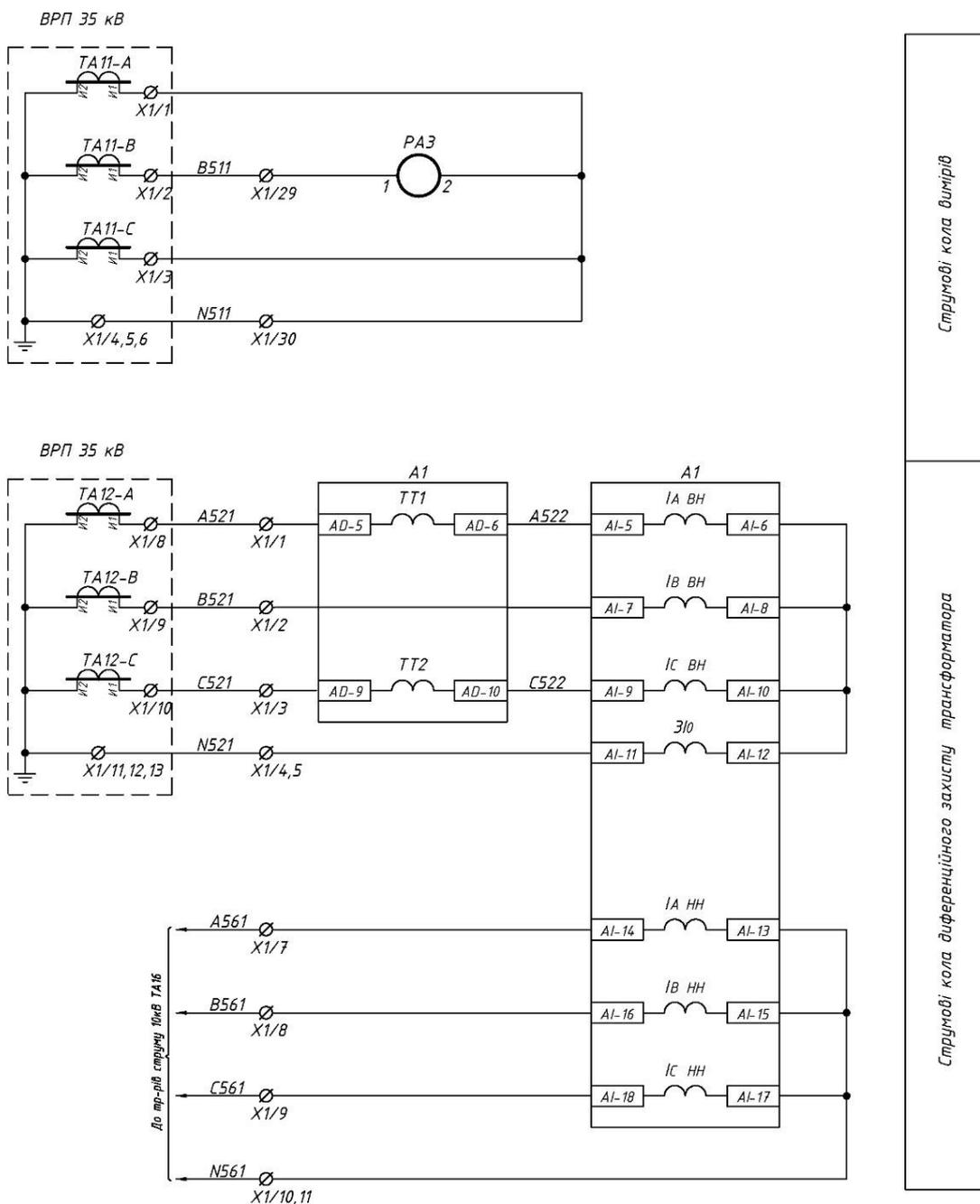
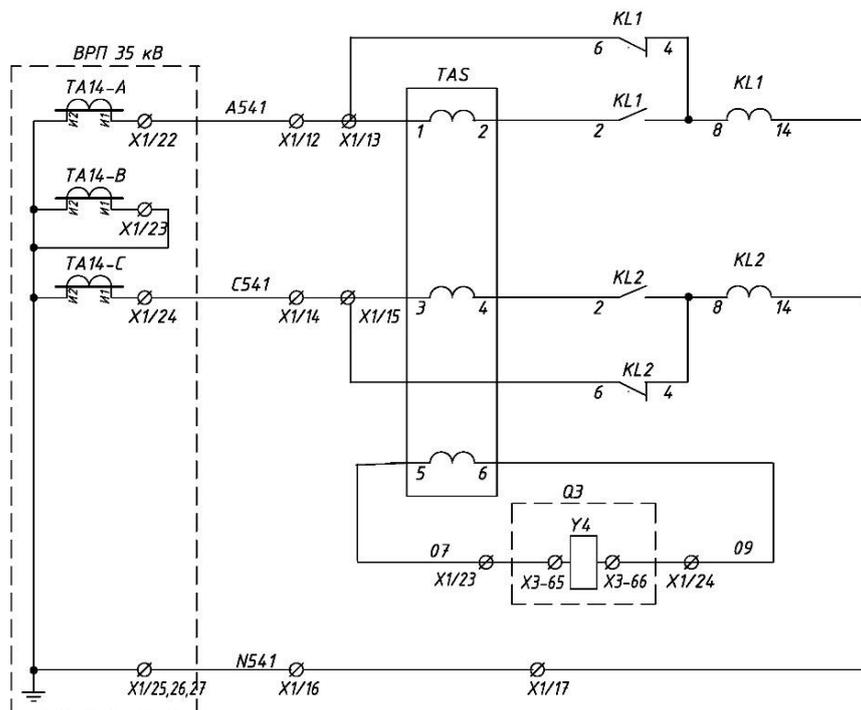


Схема нормального режиму 35кВ

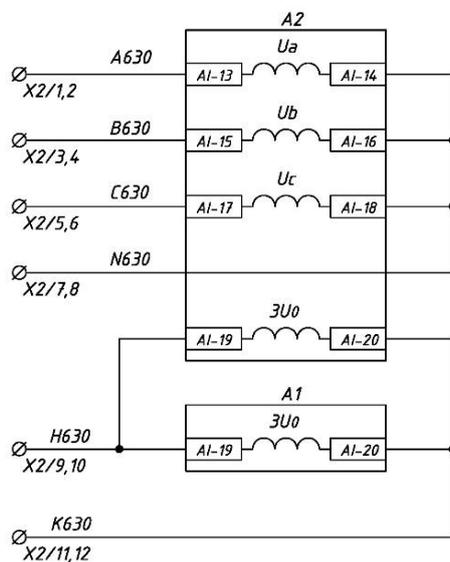
Додаток Г

Принципова схема захистів трансформатора

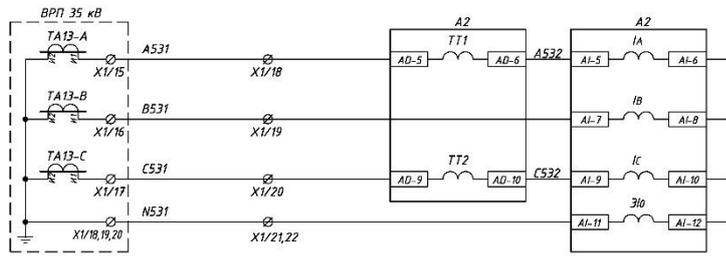




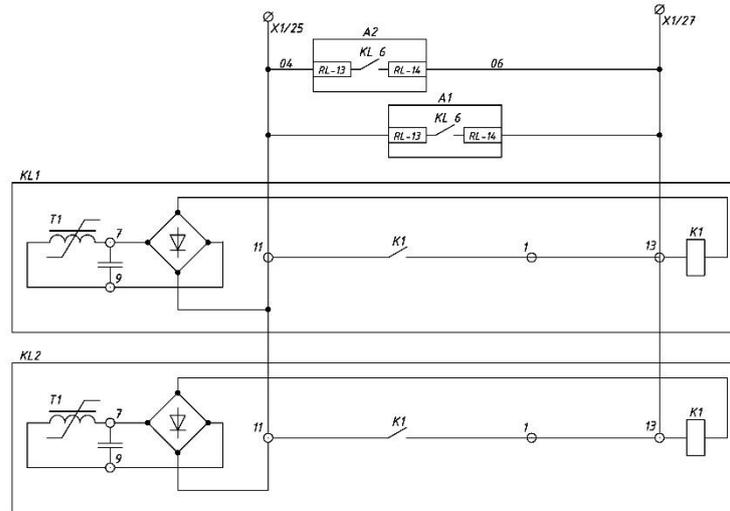
Струмові кола захистів 35 кВ по схемі дешунтування



Кола напруги захистів (Резерв)



Струмкові кола резервних захистів 35 кВ



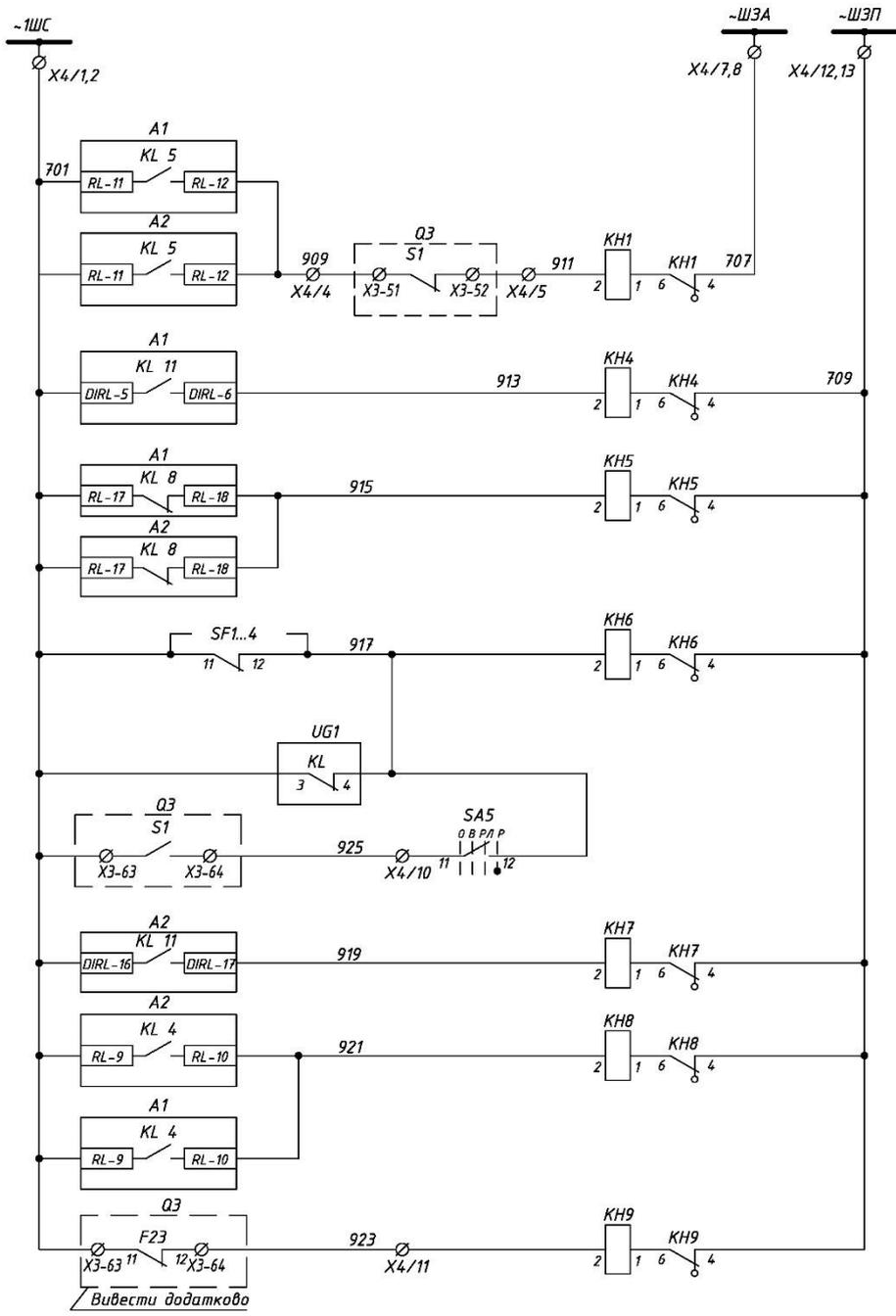
Оперативні кола протижних реле вимкнення по схемі вешування

Для захистів пристрою А2 на вимкнення В-35 кВ

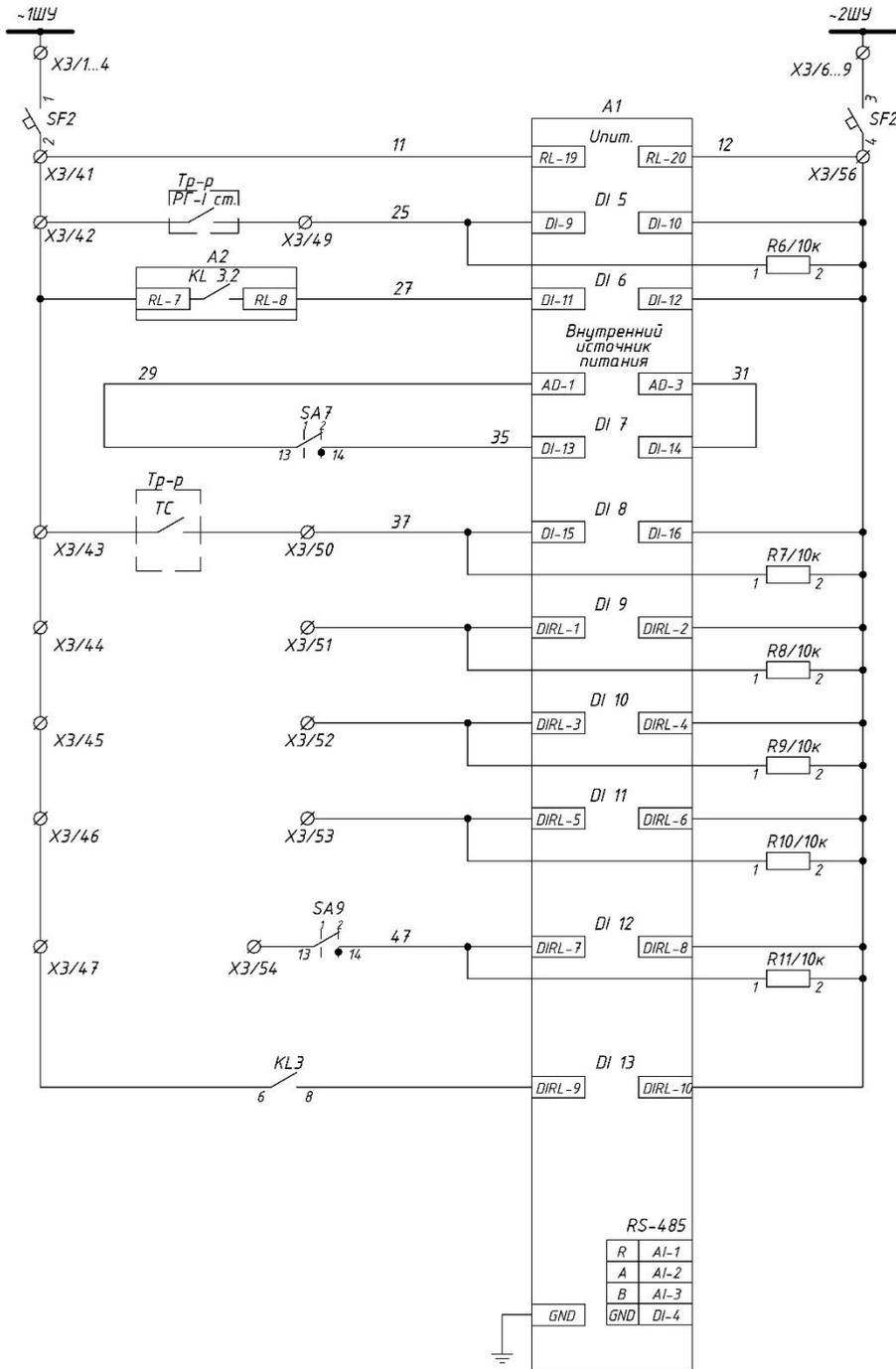
Для захистів пристрою А1 на вимкнення В-35 кВ

Самопідхват реле KL1

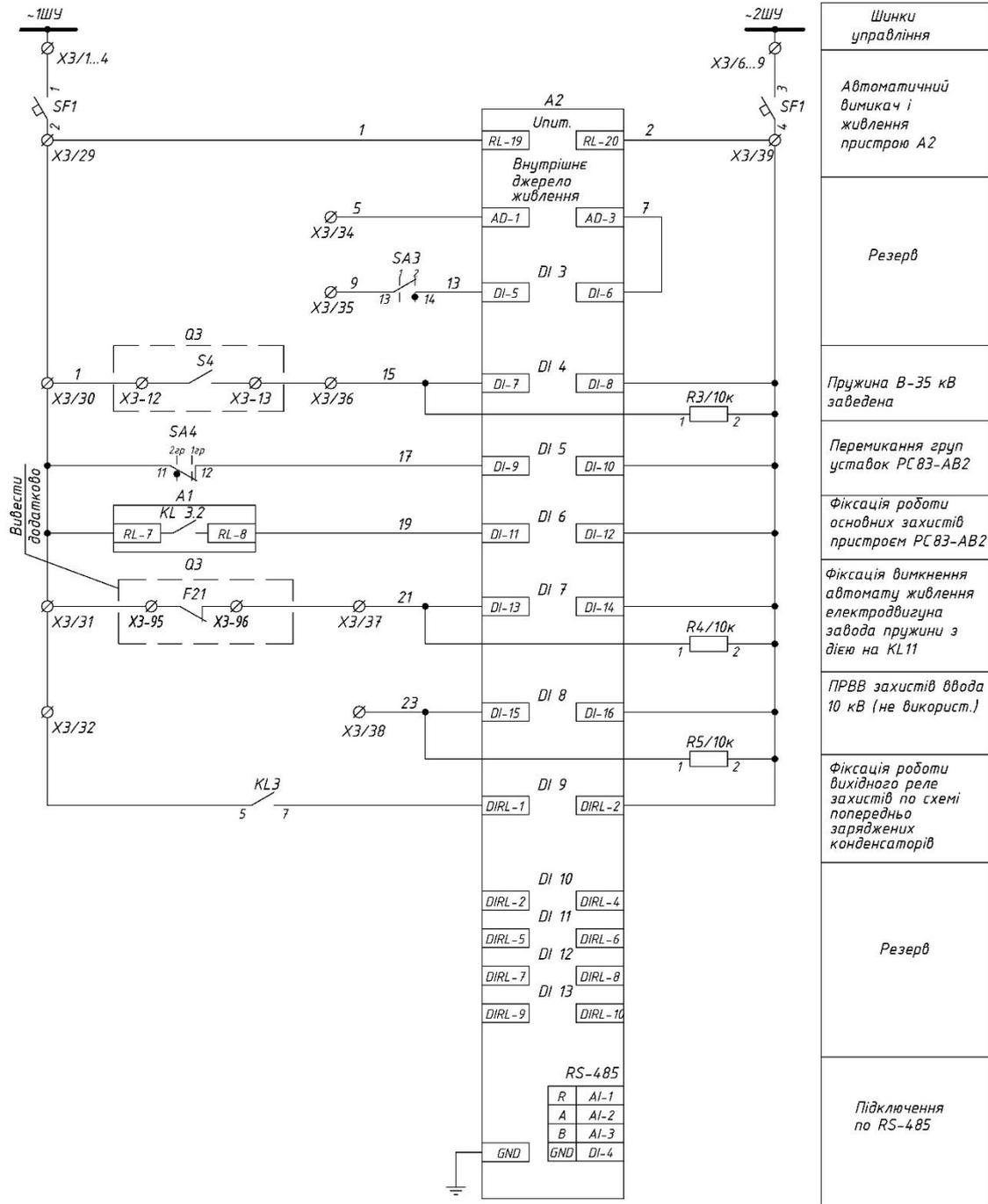
Самопідхват реле KL2

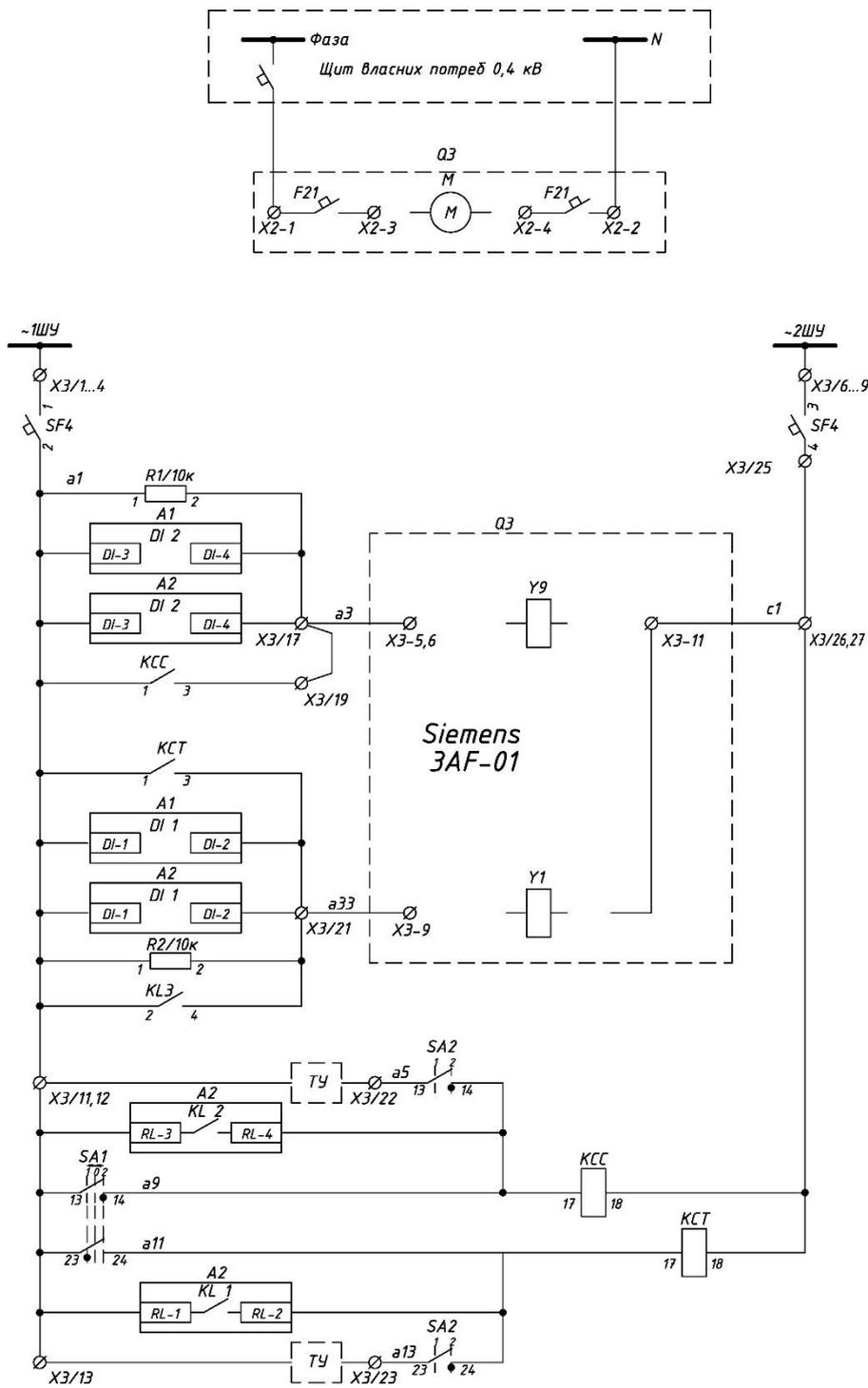


Коло сигналізації Попереджувальна сигналізація	Шинки сигналізації
	Аварійне вимкнення В-35 кВ
	Технологічні захисти трансформатора
	Несправність пристроїв РС83-АВ2, РС83-ДТ2
	Автомати у шафі РШ-13 вимкнені
	Несправність блоку живлення і заряду
	Ключ режиму в положенні розряду
Пружина В-35кВ не заведена; несправність В-35 кВ	
Несправність кіл вимкнення і увімкнення В-35 кВ	
Автомат у приводі вимикача 35 кВ вимкнений	

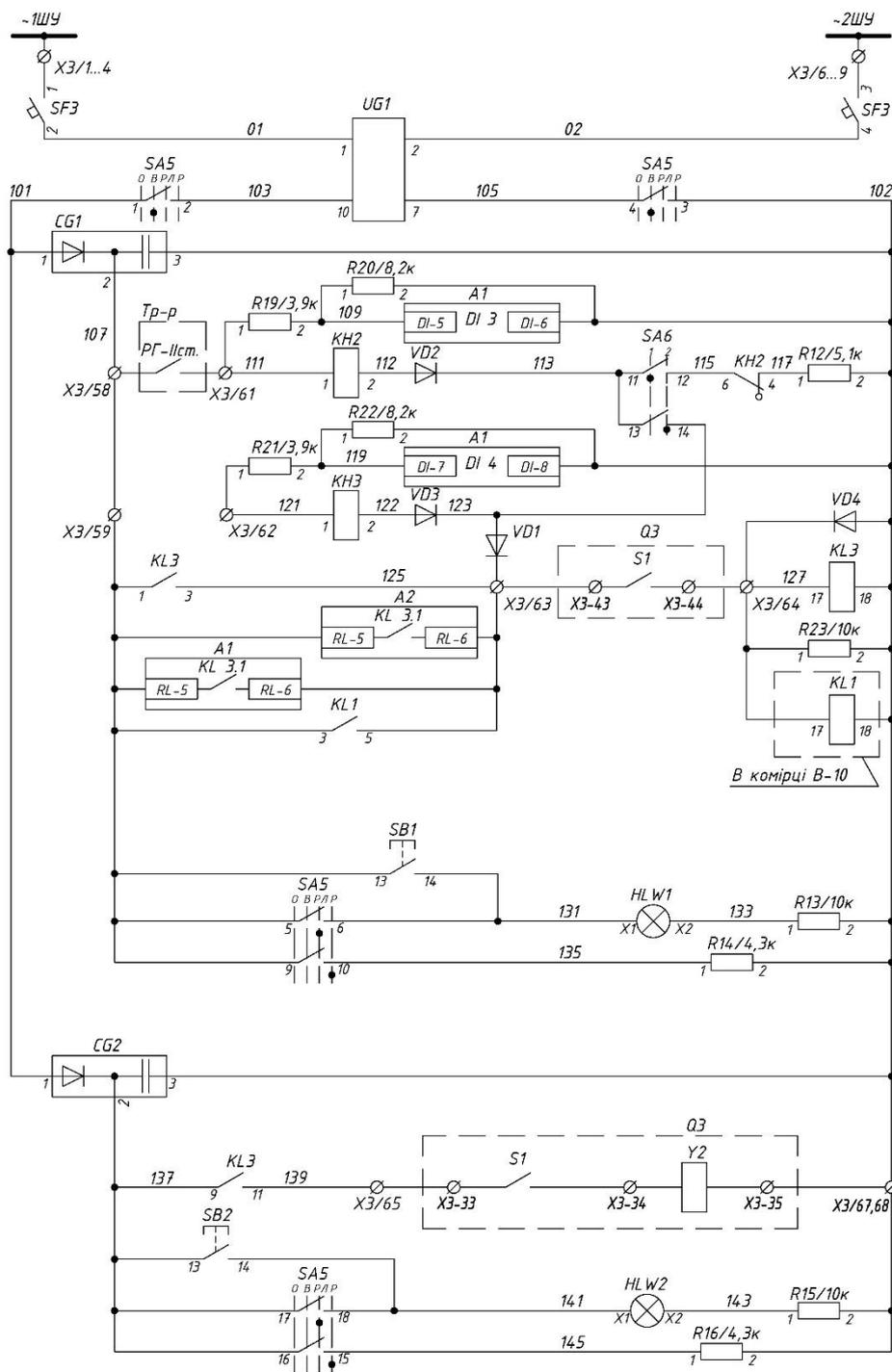


Шинки управління
Автоматичний вимикач і живлення пристрою А1
1 ступінь газового захисту
Фіксація роботи резервних захистів пристроєм РС83-ДТ2
Виведення з роботи диференційного захисту
Перегрів масла трансформатора
Зниження рівня масла у баку РПН (Резерв)
Зниження рівня масла у баку трансформатора (Резерв)
Резерв
Вимкнення В-35 кВ при дії дугового захисту з боку В-10 кВ трансформатора (резерв)
Фіксація роботи вихідного реле захистів по схемі попередньо заряджених конденсаторів
Підключення по RS-485





Кола заведення пружини В-35 кВ	
Шинки управління і автомат	
Оперативні кола В-35 кВ	"Вимикач вимкнений"; контроль кола увімкнення
	Ключем управління та телеуправління
	Кола вимкнення вимикача
Команда "Увімкнути"	Ключем управління та телеуправління
	"Вимикач увімкнений"; контроль кола вимкнення
	Дія захистів
	За командами телеуправління
	Через РС 83-АВ2
Команда "Вимкнути"	Ключем управління
	Ключем управління
	Через РС 83-АВ2
За командами телеуправління	



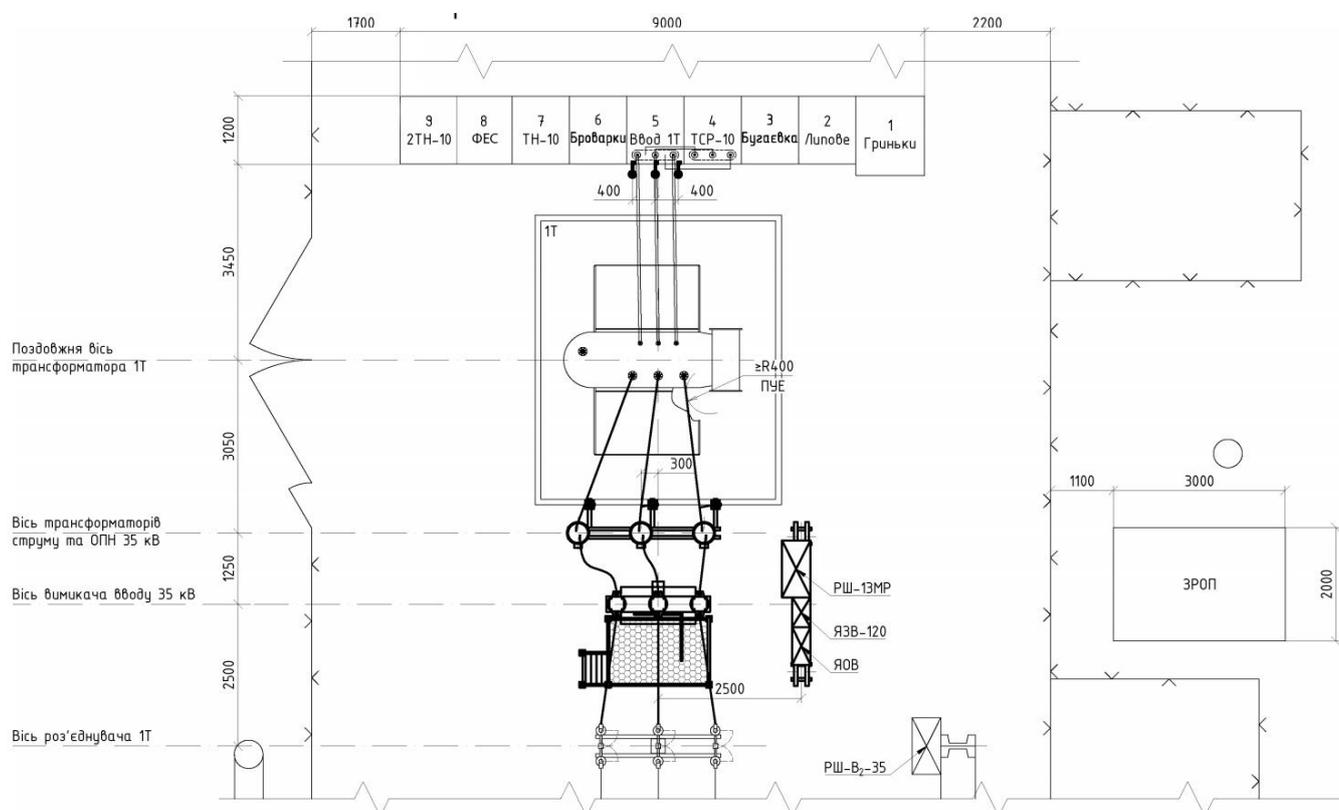
Шинки управління
Автоматичний вимикач і живлення пристрою UG1
Блок живлення і заряду
Блок конденсаторів
Фіксація роботи 2 ст. газового захисту пристроєм РС83-ДТ2
2 ст. газового захисту на сигнал
2 ст. газового захисту на вимкнення
Струмове реле РПН (Резерв)
Вихідне реле захистів
Перевірка наявності заряду конденсаторів
Кола розряду блока конденсаторів
Блок конденсаторів
Вимкнення В-35 кВ від захистів з дією на незалежний розчеплювач
Перевірка наявності заряду конденсаторів
Кола розряду блока конденсаторів

Оперативні кола захистів від попередньо заряджених конденсаторів Газовий захист

Додаток Д

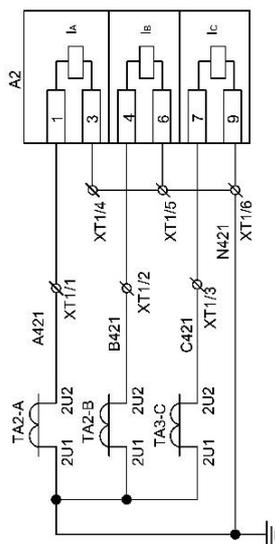
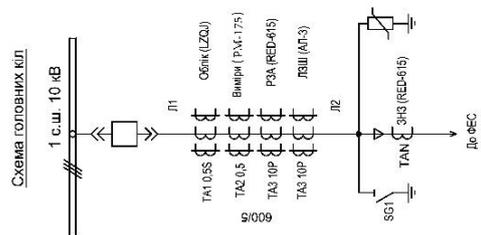
Додаток Е

Фрагмент плану підстанції в частині установки нобого обладнання.

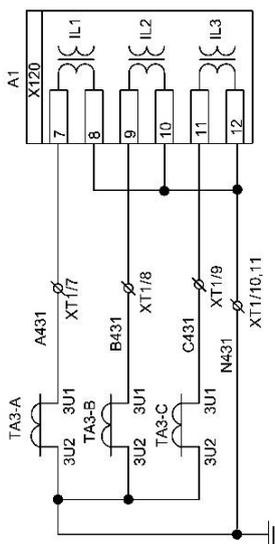


Додаток Є

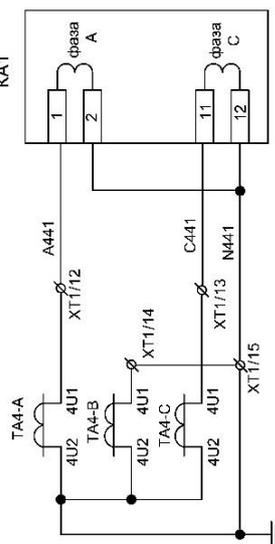
Принципова схема захистів лінії з ФЕС



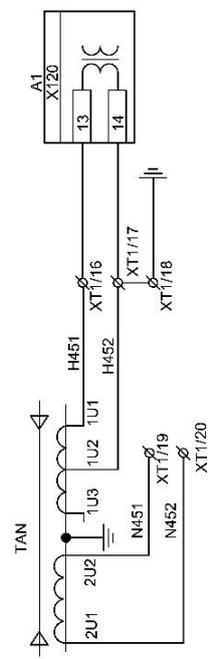
Струмове коло
вимірювань



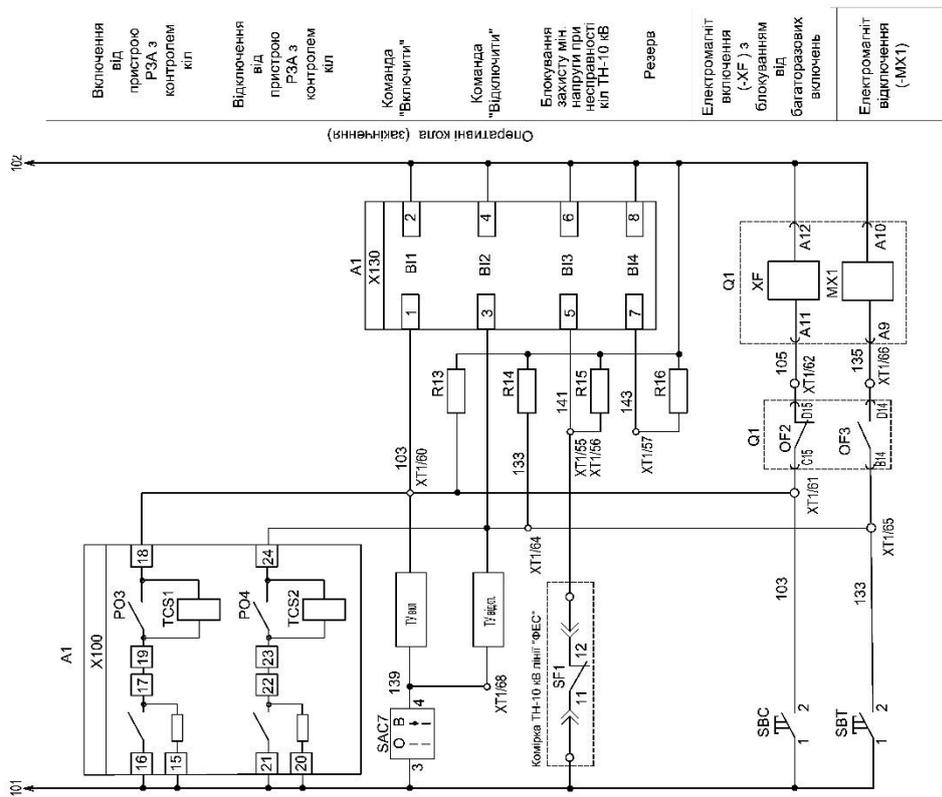
Струмове коло
захисту лінії



Струмове коло
ЛЗШ



Струмове коло
захисту від
замикань на
землю



Шинки управління і аварій

Живлення А1

Введ./вивед. ДЗП

Введ./вивед. струм. зах.

Введ./вивед. захиста по напрузі

Введ./вивед. захистів по частоті

Введ./вивед. контролю синхронізму

Введ./вивед. АПВ

Скидання індикації А1

Вакв В-10 кВ вклочений

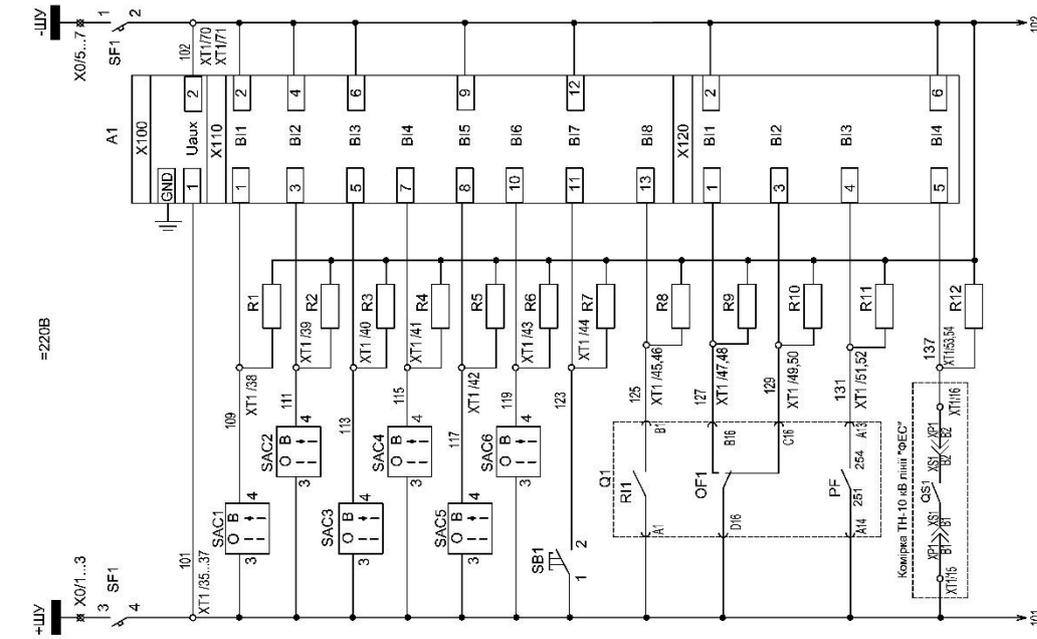
Положення вимикача "Включено"

Положення вимикача "Відключено"

Пружина не зведена

Вакв ТН-10 кВ лінії вклочений

Оперативні кола (закінчення)



Шинки управління і аварій

Живлення А1

Введ./вивед. ДЗП

Введ./вивед. струм. зах.

Введ./вивед. захиста по напрузі

Введ./вивед. захистів по частоті

Введ./вивед. контролю синхронізму

Введ./вивед. АПВ

Скидання індикації А1

Вакв В-10 кВ вклочений

Положення вимикача "Включено"

Положення вимикача "Відключено"

Пружина не зведена

Вакв ТН-10 кВ лінії вклочений

Оперативні кола (початок)

Включення від пристрою РЗА з контролею кп

Відключення від пристрою РЗА з контролею кп

Команда "Включити"

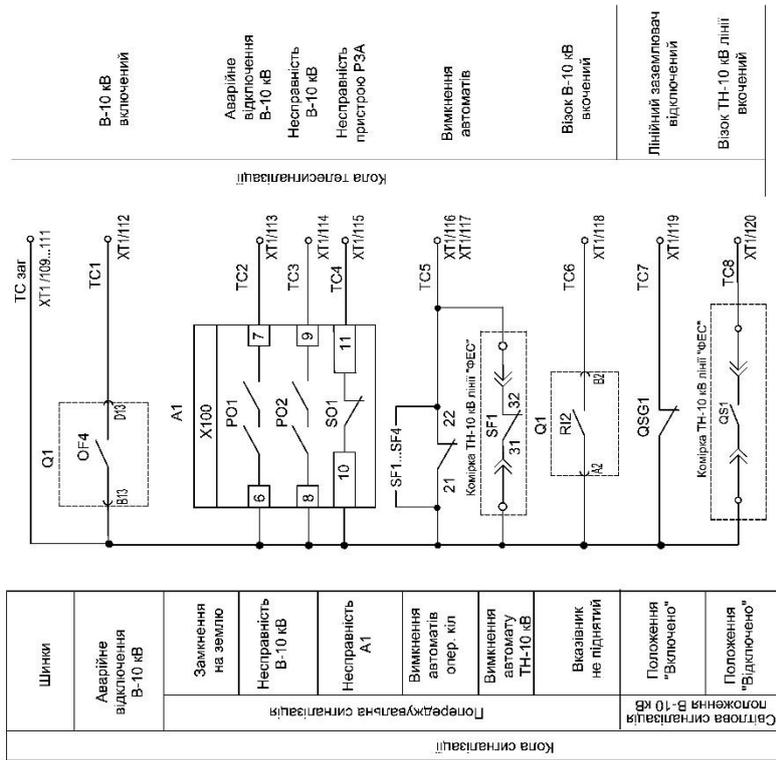
Команда "Відключити"

Блокування захисту мін. напруги при несправності кп ТН-10 кВ

Резерв

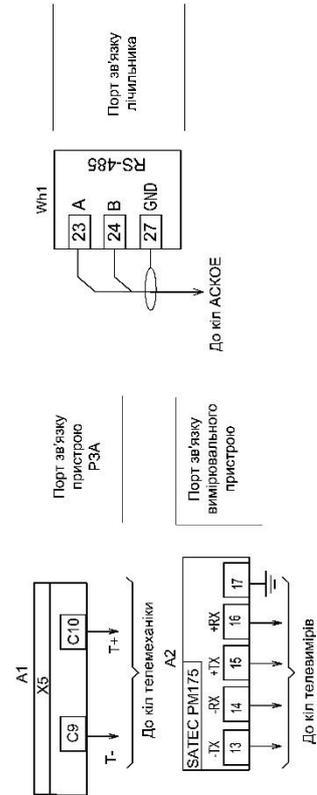
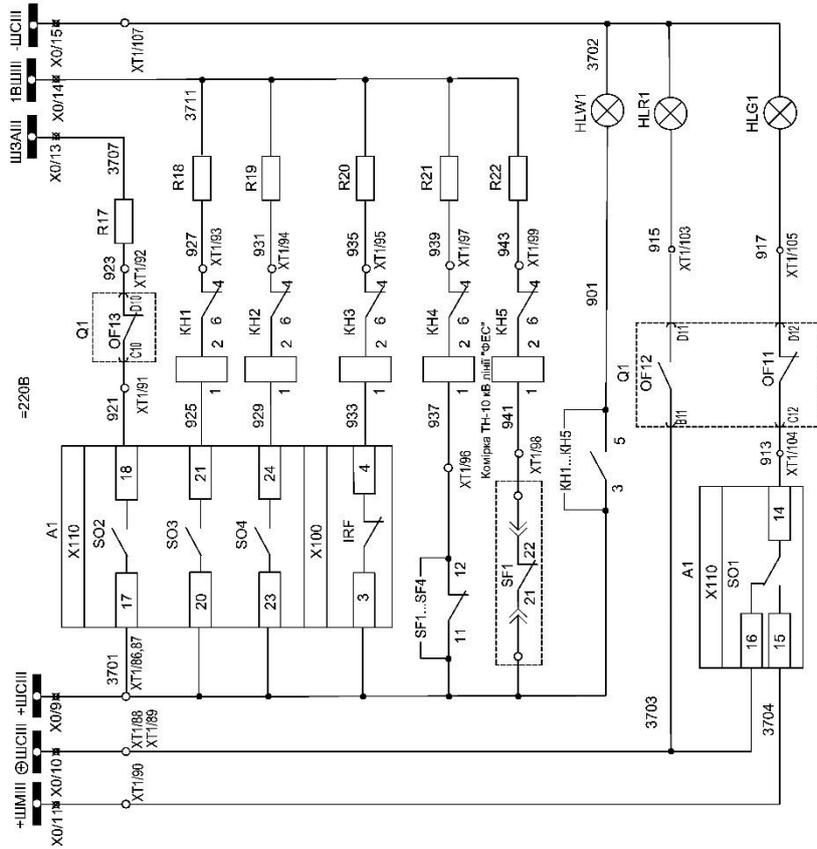
Електромагніт вилучення (-XF) з блокуванням багаторазових вклочень

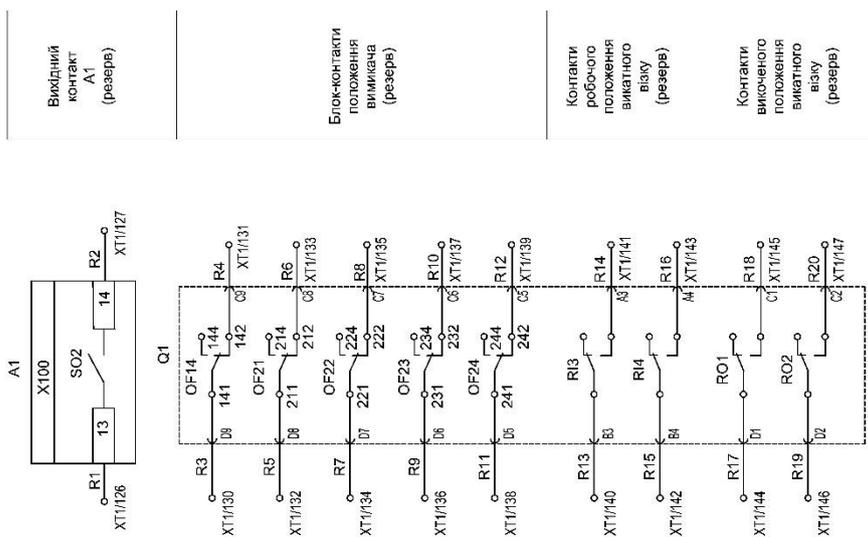
Електромагніт вилучення (-MX1)



Діаграма перемикачів SAC1...SAC7 (4G16-5)6-U R114)

Положення рукоятки	0°	±45°
1-2	×	○
3-4	○	×





Функції вихідних реле A1

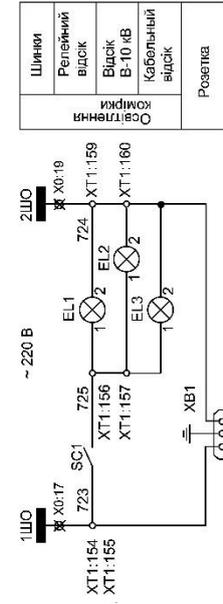
- Слот X100**
 IRF - сигнал: " Несправність пристрою РЗА"
 RP1 - телесигнал "Аварійне відключення В-10 кВ"
 RP2 - телесигнал "Несправність В-10 кВ"
 RP3 - включення з контролем кін включення В-10 кВ
 RP4 - відключення з контролем кін відключення В-10 кВ
 SO1 - телесигнал: " Несправність пристрою РЗА"
 SO2 - резерв
- Слот X110**
 SO1 - перемикача павли положення "Відключено", на шину мігання при аварійному відключенні В-10 кВ
 SO2 - сигнал "Аварійне відключення В-10 кВ"
 SO3 - сигнал "Замкнення на землі"
 SO4 - сигнал "Несправність В-10 кВ"

- Слот X110**
 В11 - введення/виведення ДЗП
 В12 - введення/виведення струмових захистів
 В13 - введення/виведення захистів по частоті
 В14 - введення/виведення контролю синхронізму
 В15 - введення/виведення АПВ
 В17 - скидання індикації
 В18 - візок В-10 кВ включений

- Слот X120**
 В11 - положення вимикача "Включено"
 В12 - положення вимикача "Відключено"
 В13 - пружина не зведена
 В14 - візок ТН-10 кВ лінії включений
- Слот X130**
 В11 - команда "Включити"
 В12 - команда "Відключити"
 В13 - блокування захисту мін. струму при несправності кін ТН-10 кВ
 В14 - резерв

Функції світлоіндикаторів A1

- №1 - дифзахист лінії
 №2 - максимальний струмовий захист
 №3 - захист мінімальної напруги
 №4 - захист максимальної напруги
 №5 - захист мінімальної частоти
 №6 - захист максимальної частоти
 №7 - АПВ
 №8 - замкнення на землю
 №9 - пружина не зведена
 №10 - несправність кін управління В-10 кВ
 №11 - резерв



Шини	Релейний відсік
Відсік В-10 кВ	Кабельний відсік
Розетка	

Додаток Ж

1. ANALYSIS OF THE OPERATING SUBSTATION

Assessment of the technical condition indicates the need for reconstruction of the 35/10 kV substation "Tymoshivka". This section considers a list of issues, the analysis of which will identify the necessary amount of work to improve the technical condition of the operating substation. Particular attention should be paid to:

- 1) the schemes of electrical connections - their reliability, simplicity and ease of use;
- 2) the electrical equipment of the substation - physical deterioration;
- 3) the possibility of introducing new technologies - telemechanics systems, automated systems for metering electricity consumption, relay protection and automation based on microprocessor technology

1.1 Substation power circuit

Substation Tymoshivka 35/10 kV is a single-transformer substation powered by unsoldering of the overhead line 35 kV Globyno-K. Ruda or from the overhead line 35 kV Kyryyanivka. The overhead line Globyno - K. Ruda is connected to the section of 35 kV busbars through switch C2 - 35. On the busbars section - 35 the power supply of transformer T1 is located through the separator.

The 10 kV busbars section is powered is powered by the B1T-10 input switch. It has four cells:

- I1 "Grynky"
- I2 "Lypove"
- I3 "Bugaivka"
- I6 "Brovarky"

Also on the 10 kV busbars section in cell №7 a voltage transformer VT-10 and a transformer of own needs in cell №4 are installed.

Cells 8 and 9 are reserve.

The transformer is connected to the 35 kV busbars section through the scheme "separator - short circuit".

1.2. Primary scheme of electrical connections of the substation

Electrical substation 35 \ 10 kV "Tymoshivka" is an electrical installation for reception, conversion and distribution of electricity. Distribution devices (35 kV open switchgear, 10 kV closed switchgear), transformer (TMN - 4000/35/10), automation control devices and other auxiliary devices are located on the territory of the substation.

1.3. Description of basic equipment

The following main equipment is located at the substation (Figure 1.1). Transformer 1T type TOL - 4000/35/10, current transformers 150/5, short circuit SC-35, separator-35-630, current transformers type (TPLM-10 150/5), transformer of own needs TM-40/10 / 0,4, voltage transformer TV - 10 type NAMY-10, on linear cells 1,2, current transformers 150/5, and in cells 3,7 - 75/5 type BT -10 are located. The outgoing cells are powered by Easypact EXE122506L1B switches. Existing 10 kV cells are located in the complete 10 kV switchgear of the outdoor installation.

1.4. Power transformers and transformers of own needs

One power two-winding transformer was installed at the 35\10 kV Tymoshivka electric substation: T1 type TOL - 4000/35/10. Table 1.1 presents the characteristics of the power transformer T1.

The power of consumers of the substation's own needs is low, so it is connected to the 380 V network through a step-down transformer type TM-40/10/0,4. The transformer is placed in a tank with oil to cool and prevent the destruction of the transformer windings from the environment. The transformer of own needs is connected by unsoldering to input of the power transformer T1 and is protected by safety locks like PC - 10. In table 1.2 characteristics of the transformer of own needs are presented.

Схема електричних з'єднань ПС 35/10кВ „Тимошівка”

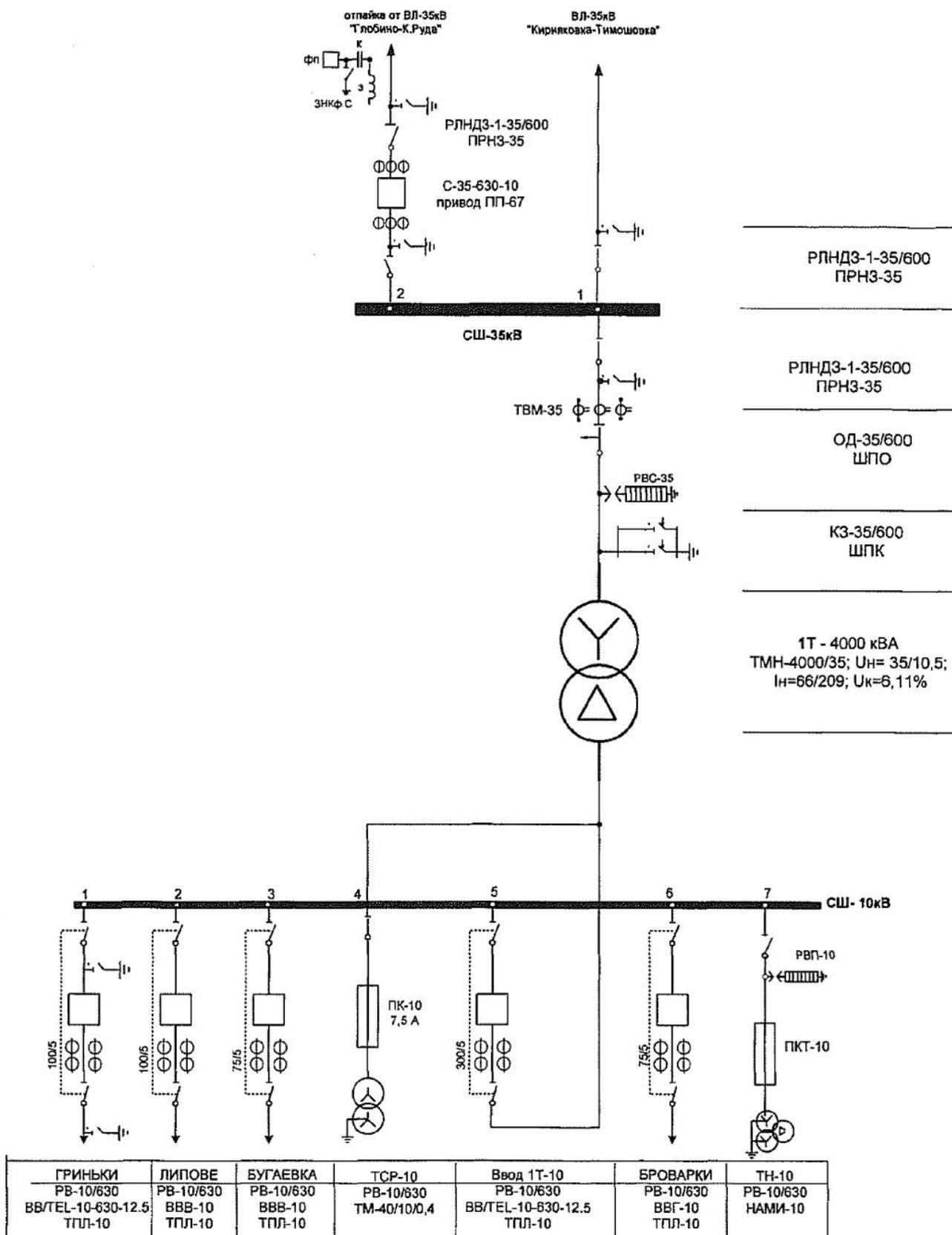


Figure 1.1 - Scheme of electrical connections of substation 35/10 "Tymoshivka"

Table 1.1 - The main technical characteristics of power transformers type TOL - 4000/35/10

Parameter	Measurement value
	T1
Type	TOL
Nominal voltage power S_{nom} , kV·A	4000
Nominal voltage HV, kV	35
Nominal voltage LV, kV	10,5
Short-circuit voltage U_{sh-c} , %	7,5
Short-circuit losses ΔP_{sh-c} , kW	33,5
Idle current I_i , %	0,9
Idle losses ΔP_i , kW	5,6
Wiring diagram	Y / Δ - 11
Year of manufacture / year of installation	1976/1979
Norm for complete recovery, %	4,4
Shelf life, years	23

Table 1.2 - Technical characteristics of the transformer of own needs of the TO type - 40/10 / 0,4

Parameter		Measurement value
Type		TO
Nominal voltage power S_{nom} , kV·A		40
Nominal voltage power S_{nom} , kV	HV	10
	LV	0,4
Short-circuit voltage U_{sh-c} , %	4,5	

Parameter		Measurement value
Short-circuit losses ΔP_{sh-c} , kW	0,98	
Idle current I_i , %	5,0	
Idle losses ΔP_i , kW	0,26	
Wiring diagram	Y/Y _H - 0	
Voltage regulation limits	$\pm 2 \times 2,5\%$	
Year of manufacture / year of installation	1976/1979	
Shelf life, years	23	

1.5. Basic switching equipment

The main switching equipment of 35 kV open switchgears are switch C - 35, short circuit - 35, separator - 35 and disconnectors.

Disconnectors of the RLNDZ-1-35 / 600 type are used as a switching device designed to create a visible gap in the air, disconnect and switch on electrical circuits without current or with low current and at the operating 35/10 kV electrical substation "Tymoshivka". The characteristics of 35 kV open switchgears disconnectors are presented in Table 1.3.

Table 1.3 - Technical characteristics of disconnectors type RLNDZ-1-35 / 600

Parameter		Measurement value
Nominal voltage, kV		10
Maximum operating voltage, kV		12
Nominal current, A		630
Main contactors	maximum through current, kA	25
	thermal stability current, kA	10

Parameter		Measurement value
	allowable time of its action, s	4
Grounding contactors	maximum through current, kA	25
	thermal stability current, kA	31,5
	allowable time of its action, s	1
Drive type		PRNZ-35
Insulator type		IOC - 35
Year of manufacture / year of installation		1978/1979
Shelf life, years		23

1.6. Means of protection of substation equipment from switching and atmospheric overvoltages

From lightning overvoltages, and also from the maximum possible internal overvoltages all electric installations of substation are protected by valve arresters: RVS-35 - in circles of the power transformer; RVO-10 - at the input of 10 kV. From direct lightning strikes at the substation there are rod and cable lightning rods.

1.7. Conclusions

One of the main factors in ensuring the reliability of electrical networks is the reliability of high-voltage equipment. This is especially true of switching equipment, which is used for operational switching in the repair modes of the network and localization of the emergency area in post-emergency modes. High-voltage switching equipment at the Tymoshivka Substation is represented by 35 kV circuit breakers of the obsolete PP-67 type, 35 kV “short-circuit breaker” units and 35 kV fuses in 35/10 kV power transformer circuits. No less influential on the overall reliability of the substation are current measuring transformers, the main purpose of which is the conversion of signals for relay protection devices, control automation, measuring instruments and commercial accounting.

The main criteria that determine the reliability of high-voltage equipment is their technical condition, which is primarily determined by their degree of aging and service life, as well as compliance with existing network parameters (maximum loads, short-circuit currents, etc.).

The resource of the equipment characterizes its potential ability (ability) to perform its functions in the future, taking into account physical and moral wear and tear. Resource is defined in absolute units (years) or in relative or relative (relative to the regulated period of use).

The manufacturer's warranty period of 25 years is accepted as a regulated service life of high-voltage equipment.

Equipment that does not meet modern requirements and operating conditions and is subject to replacement by a switch includes: 35 kV VD-KZ units, which are currently out of production, as well as 35 kV valve arresters, current transformers on sides 10 and 35 kV, replacement of 10 kV VVV-10-4/400 switches.

Also, in order to be able to connect renewable energy sources, it is necessary to modernize the existing substation for reliable operation in the energy system.

Додаток 3

Графічні матеріали до кваліфікаційної роботи магістра

Показник	Одиниця виміру	Значення
Затрати на придбання обладнання та комплектуючих	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	1057953,77
Витрати на будівельні машини і механізми склали	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	49856,23
Витрати на будівельні матеріали, вироби і конструкції склали	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	7184,933
Витрати на заробітну плату працівникам	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	26192,44
Річний економічний ефект від проведення модернізації	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	7199380
Загальна сума витрат на модернізацію	<i>грн.</i> <i>без</i> ПДВ	1507710,46
Термін окупності	<i>рік</i>	0,2