

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

До захисту допущено

кафедрою електротехніки та електроенергетики протокол № _____ від _____

завідувач кафедри _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

здобувача першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

ПРОЄКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ТЕЦ 4X50 МВТ (тема роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

Здобувачка _____ Вікторія РУДА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2026

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут Українська інженерно-педагогічна академія
Кафедра Електротехніки та електроенергетики

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

Завідувач кафедри

Артем ЧЕРНІЮК

(ім'я, прізвище)

(підпис)

«__» _____ 2026 року

ЗАВДАННЯ
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ
здобувачки першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

РУДА ВІКТОРІЯ ВІКТОРІВНА

(прізвище, ім'я, по батькові здобувача)

Спеціальність (спеціалізація) 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності)
електромеханіка»

Освітня програма Електричні станції, мережі та системи
(назва освітньої програми)

1. Тема роботи: Проектування електричної частини ТЕЦ 4х50 МВт

керівник роботи Чернюк Артем Михайлович, к.т.н., доцент

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

затверджені наказом по Університету від «15» грудня 2025 року,

№ 4801-5/4400

2. Строк подання здобувачем роботи: «20» червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи: дані про кількість та потужність агрегатів, тип електростанції, дані про потужність споживачів, дані про кількість та напругу ліній зовнішніх зв'язків з мережею, кліматичні дані регіону

4. Перелік питань, які потрібно розробити: Аналіз вихідних даних, проектування структурної схеми електростанції, проектування головної принципової схеми розподільчого пристрою високої напруги, проектування та розрахунок системи релейного захисту та автоматики, індивідуальне завдання проєкту, охорона праці та навколишнього середовища

5. План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз вихідних даних	18.05.2026	
2	Проектування структурної схеми електростанції	25.05.2026	
3	Проектування головної принципової схеми розподільчого пристрою високої напруги	09.06.2026	
4	Проектування та розрахунок системи релейного захисту та автоматики	12.06.2026	
5	Виконання індивідуального завдання проєкту	16.06.2026	
6	Охорона праці та навколишнього середовища	18.06.2026	

6. Дата видачі завдання: «11» травня 2026 року

Здобувачка вищої освіти _____ Вікторія РУДА
(підпис) (ім'я, прізвище)

Керівник роботи _____ Артем ЧЕРНЮК
(підпис) (ім'я, прізвище)

РЕФЕРАТ

Сторінок тексту – 59 ; рисунків – 13 ; таблиць -17 ;
літературних джерел – 68.

В роботі на основі вихідних даних спроектовано електричну частину теплової електростанції конденсаційного типу теплоелектроцентральної з чотирма турбоагрегатами потужністю 50 МВт кожен.

Спроектовано структурну схему підстанції на основі попереднього техніко-економічного порівняння варіантів.

Спроектовано головну принципову схему розподільчого пристрою високої напруги 110 кВ

Вибрано обладнання спроектованого розподільчого пристрою

Виконано порівняльний аналіз електромагнітних реле та мікропроцесорних модулів релейного захисту. Визначено галузь застосування та перспективи впровадження мікропроцесорних модулів релейного захисту.

Розроблені організаційні заходи з охорони праці та роботи в бригадах.

Ключові слова: теплоелектроцентральної, проектування, релейний захист, розподільчих пристрій високої напруги, вибір обладнання, головна принципова схема, мікропроцесорні модулі релейного захисту, охорона праці

ABSTRACT

Text pages – 59; drawings – 13; таблиць -17 ; literary sources – 68.

In the work, based on the initial data, the electrical part of a thermal power plant of a condensation type thermal power plant with four turbine units with a capacity of 50 MW each was designed.

The structural scheme of the substation was designed on the basis of a preliminary technical and economic comparison of options.

The main schematic diagram of the 110 kV high-voltage switchgear was designed

The equipment of the designed distribution device is selected

A comparative analysis of electromagnetic relays and microprocessor relay protection modules was performed. The field of application and prospects for the introduction of microprocessor relay protection modules are determined.

Organizational measures for labor protection and work in teams have been developed.

Keywords: thermal power plant, design, relay protection, high-voltage switchgear, equipment selection, main schematic diagram, microprocessor relay protection modules, labor protection

ЗМІСТ

	УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ	7
	ВСТУП	8
1.	ПРОЄКТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ	9
1.1	Аналіз вихідних даних	9
1.2	Опис технологічної схеми станції	9
1.3	Проектування структурної схеми	10
1.3.1	Складання варіантів структурної схеми електростанції	10
1.3.2	Визначення типу та параметрів основного електрообладнання	12
1.3.3	Техніко-економічне порівняння варіантів	
2.	ПРОЄКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬЧОГО ПРИСТРОЮ ВИСОКОЇ НАПРУГИ	17
2.1.	Складання схеми розподільчого пристрою високої напруги	17
2.2.	Вибір обладнання розподільчого пристрою	18
3.	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	26
4.	ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ. МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ШЛЯХОМ ПЕРЕХОДУ ДО МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ ЕЛЕМЕНТНОЇ БАЗИ	31
4.1	Вступ. Постановка задачі	31
4.2	Огляд літератури по темі індивідуального завдання	32
4.3	Порівняльний аналіз та визначення галузі застосування мікропроцесорних модулів релейного захисту	40
5.	ОХОРОНА ПРАЦІ	49
	ВИСНОВКИ	53
	ЛІТЕРАТУРА	54

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування електричної частини ТЕЦ 4х50 МВт. Пояснювальна записка	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Руда						59	6
Перевір.	Чернюк					ННІ УІПА ДЕА Е 22		
Н. Контр.								
Затверд.	Чернюк							

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

ТЕЦ – теплоелектроцентрально

СЕП – система електропостачання

ВП – власні потреби

РПВН – розподільчий пристрій високої напруги

РПНН – розподільчий пристрій низької напруги

КЗ – коротке замикання

РПГН – розподільчий пристрій генераторної напруги

ТВП – трансформатор власних потреб

СГ – синхронний генератор

ВТС – вимірювальний трансформатор струму

ВТН – вимірювальний трансформатор напруги

КРП – комплектний розподільчий пристрій

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		7

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики України характеризується низкою викликів, зумовлених як технічними, так і економічними факторами. В умовах реформування енергетичного ринку, інтеграції до європейської енергосистеми ENTSO-E та необхідності забезпечення надійного енергопостачання споживачів, особливої актуальності набуває питання модернізації та нового будівництва генеруючих потужностей. Одним із ключових напрямів вирішення цієї проблеми є спорудження теплоелектроцентралей (ТЕЦ), які дозволяють ефективно поєднувати виробництво електричної та теплової енергії, забезпечуючи високий коефіцієнт використання палива та зменшуючи навантаження на навколишнє середовище порівняно з роздільним виробництвом.

Тема даного дипломного проєкту – «Проектування електричної частини ТЕЦ 4x50 МВт» – є надзвичайно актуальною, оскільки станції такої потужності є основою для забезпечення енергетичної безпеки промислових регіонів та великих міст. Встановлення чотирьох турбоагрегатів одиничною потужністю 50 МВт дозволяє створити гнучку та маневрену генеруючу систему, здатну адаптуватися до добових та сезонних коливань графіків електричних навантажень. Крім того, будівництво таких об'єктів сприяє частковому зменшенню залежності від великих атомних та теплових електростанцій у разі аварійних відключень.

Метою даного дипломного проєкту є розробка технічних рішень щодо проектування електричної частини ТЕЦ потужністю 4x50 МВт, які забезпечують надійне, економічне та безпечне електропостачання споживачів, а також ефективну видачу потужності в енергосистему.

Об'єктом дослідження є електрична частина теплової електроцентралі.

Предметом дослідження виступають процеси генерування, трансформації та розподілу електричної енергії на станції, а також методи та засоби забезпечення її надійної та безпечної роботи.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						8
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

1. ПРОЕКТУВАННЯ СТРУКТУРНОЇ СХЕМИ СТАНЦІЇ

1.1 Аналіз вихідних даних

Вихідні дані на проектування відповідають завданню та наведені в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 Вихідні дані на проектування електростанції

Вихідні дані на проектування	
Тип електростанції	ТЕЦ
Потужність генераторів, МВт	50
Кількість генераторів, шт	4
Напруга видачі потужності до мережі, кВ	110
Напруга живлення місцевих споживачів, кВ	6
Активна потужність місцевих споживачів, МВт	5,3
Реактивна потужність місцевих споживачів, Мвар	0,92
Повна потужність місцевих споживачів, МВА	5,38
Кількість ліній видачі потужності в мережу, шт	4
Кількість ліній видачі потужності місцевим споживачам, шт	8

Кліматичні умови району проектування відповідають Харківській області.

1.2. Опис технологічної схеми станції

Теплові електростанції типу ТЕЦ призначені для виробництва електричної і теплової енергії. Вони споруджуються поблизу великої кількості споживачів теплової енергії (як правило в межах міста або в безпосередній близькості).

За рахунок корисного використання теплової енергії ТЕЦ мають значно більших коефіцієнт корисної дії ніж звичайні теплові конденсаційні електростанції.

Технологічна схема ТЕЦ наведена на рис. 1.1

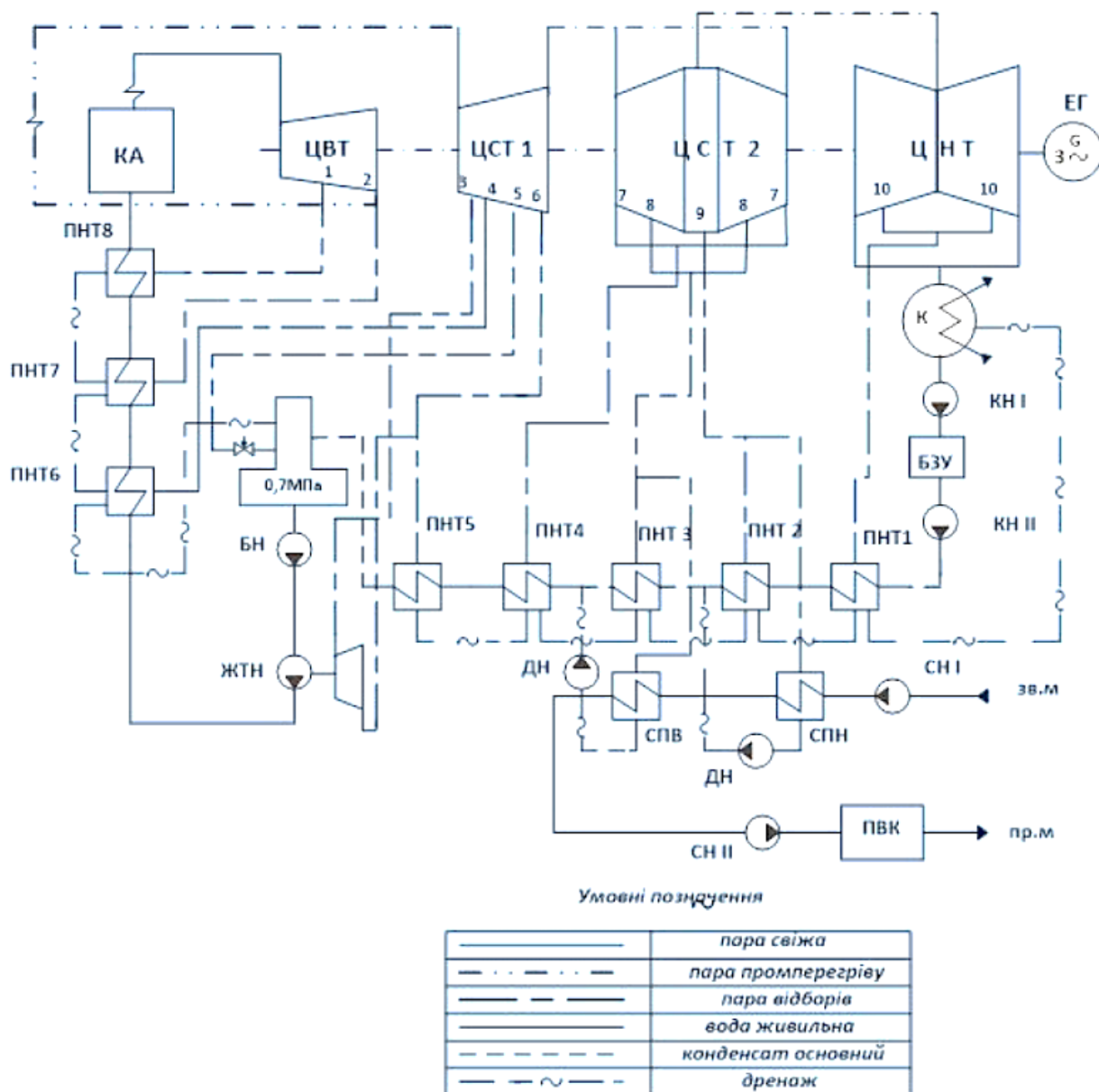


Рис. 1.1. Технологічна схема ТЕЦ

1.3 Проєктування структурної схеми

1.3.1 Складання варіантів структурної схеми електростанції

Проєктування структурної схеми електричної частини електростанції здійснюється за щонайменше двома можливими варіантами з подальшим їх техніко-економічним порівнянням.

Проєктування варіантів структурних схем здійснюємо відповідно [1-4], документів з переліку [5] та з дотриманням вимог нормативних документів

[6-20]. Варіанти структурної схеми станції наведені на рис. 1.1

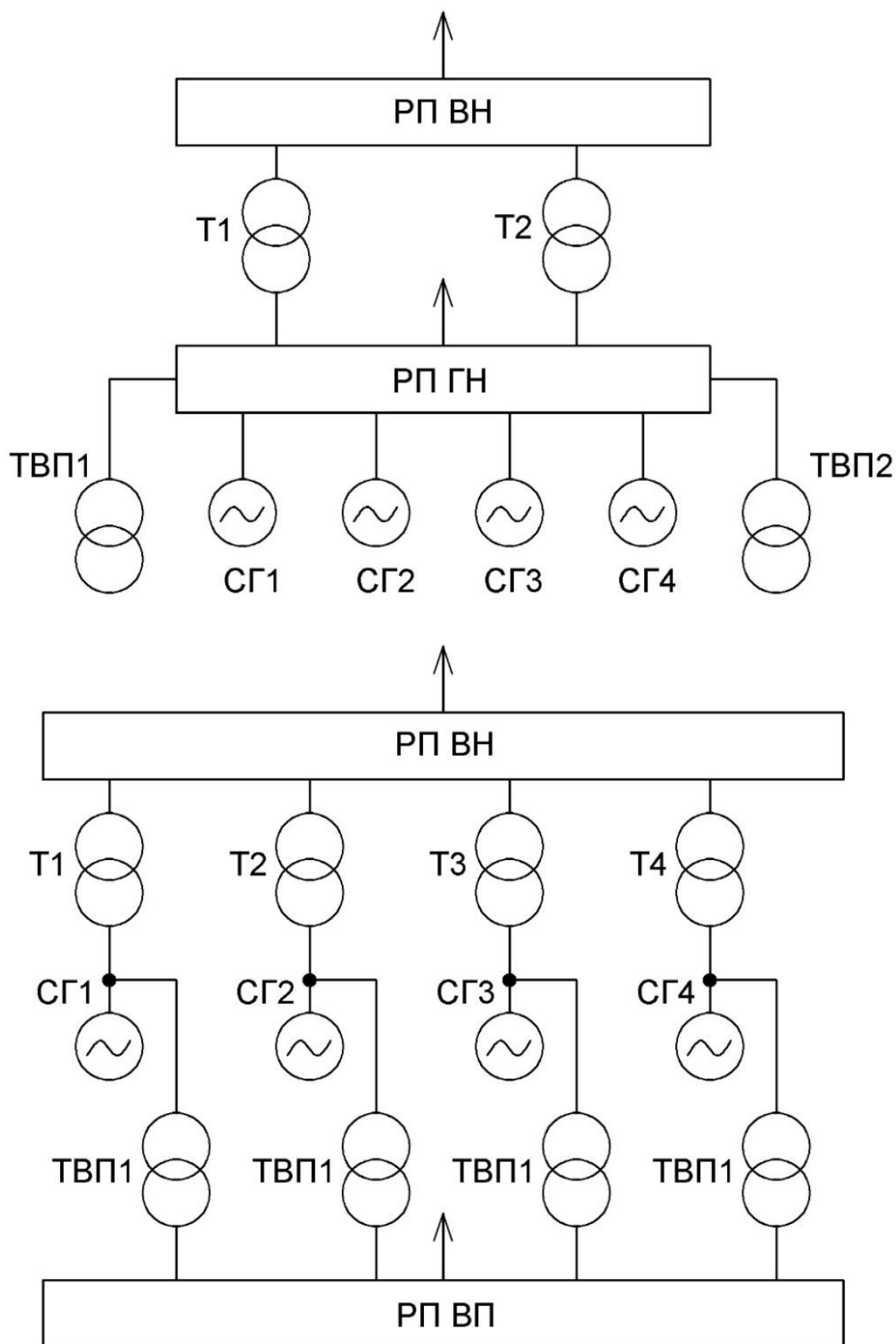


Рис. 1.1 Варіанти структурної схеми станції

1.3.2 Визначення типу та параметрів основного електрообладнання

Синхронні генератори

Відповідно завдання активна потужність синхронних генераторів станції дорівнює 50 МВт. Цим параметрам задовільняє генератор типу ТФ – 50 – 2. Технічні характеристики генератору наведені в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 Технічні дані генераторів електростанції

Тип	Потужність, кВт	Напруга, В	Струм статора А	Частота обертання об/хв	cos φ.	ККД, %	Маса, кг
Турбогенератор ТФ-50-2	50000	6300	5730	3000	0.8	98.2	133600

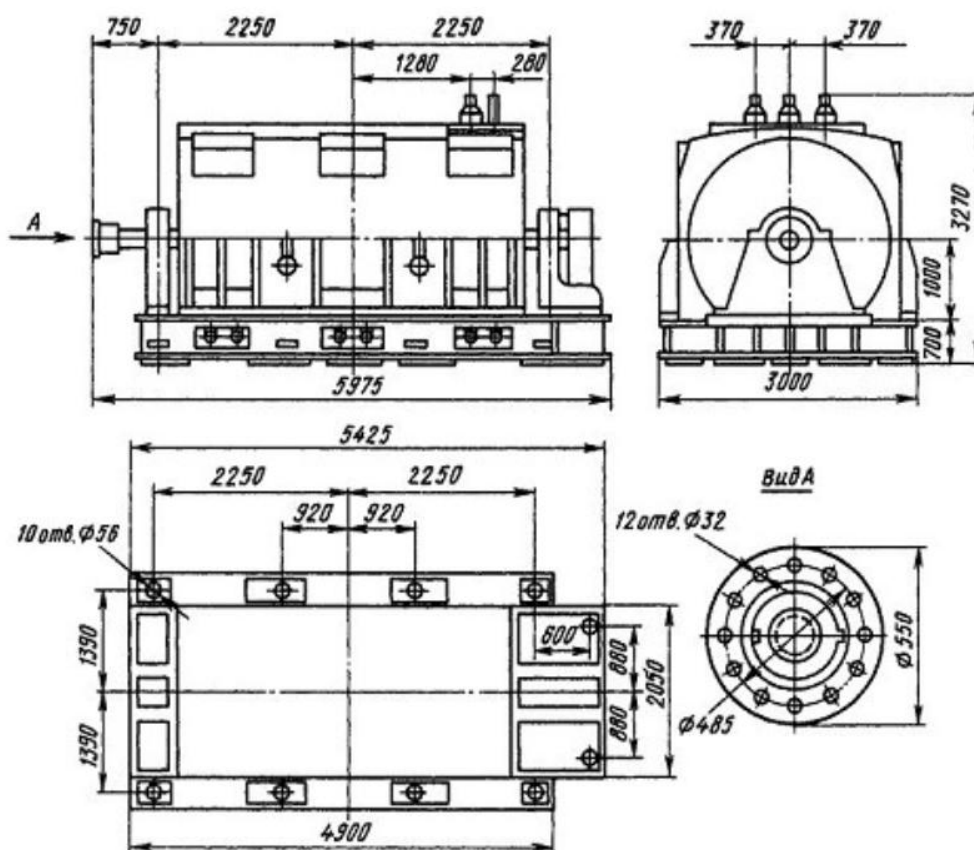


Рис. 1.2 Габаритні розміри турбогенераторів електростанції

Силові трансформатори

Визначимо потужність силових трансформаторів електростанції. Для варіанту 1 потужність силових трансформаторів (МВА) дорівнює:

$$S_{\text{сум.тр}} = \left(\sum \frac{P_{\text{ген}}}{\cos \varphi} \cdot k_{\text{в.п.}} \right) - S_{\text{місц}}$$

де $P_{\text{ген}}$ – активна потужність генератору, МВт;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт активної потужності генератору, в.о;

$k_{\text{в.п.}}$ – коефіцієнт, що враховує потужність споживачів власних потреб електростанції, приймаємо 0,9;

$S_{\text{місц}}$ – потужність місцевого споживання з шин генераторної напруги, МВА;

$$S_{\text{сум.тр}} = \frac{4 \cdot 50}{0,8} \cdot 0,9 - 5,38 = 219,6$$

Номінальна потужність трансформатора (МВА) визначається як:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{сум.тр}}}{K_{\text{пер.}}}$$

де $K_{\text{пер.}}$ – коефіцієнт припустимого перевантаження силового трансформатору (приймаємо 1,4).

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{219,62}{1,4} = 156,9$$

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		13

Обираємо трансформатор типу ТЦ 160000/110 У1, технічні дані трансформатора наведені в таблиці 1.3. Зовнішній вигляд обраного трансформатору наведений на рис. 1.3

Таблиця 1.3 Технічні дані силового трансформатора

Тип	S _{ном} , МВА	Напруга обмоток, кВ		Габарити, м			Маса, т	
		ВН	НН	Довжина	Ширина	Висота	Масла	Повна
ТЦ- 160000/110 У1	160	110	6,3	7,7	4,5	7.65	35	175



Рис. 1.3 Зовнішній вигляд трансформатору ТЦ-160000/110 У1

1.3.3 Техніко-економічне порівняння варіантів

Відповідно наведених варіантів проводимо спрощене техніко-економічне порівняння. Його результати наведені у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 Спрощене техніко-економічне порівняння варіантів структурної схеми електростанції

	Варіант 1			
	Кількість, шт	Потужність, МВА	Вартість одиниці, грн	Вартість всього, грн
Генератори	4	50	57000000	228000000
Трансформатори	2	160	110000000	220000000
Трансформатори власних потреб	2	16	1500000	3000000
Комірки приєднання основного обладнання	10		150000	1500000
Комірки зовнішніх приєднань до системи	4		1650000	6600000
Комірки зовнішніх приєднань місцевих споживачів	8		150000	600000
Всього за варіантом				459700000
	Варіант 2			
	Кількість, шт	Потужність, МВА	Вартість одиниці, грн	Вартість всього, грн
Генератори	4	50	57000000	228000000
Трансформатори	4	63	85000000	340000000
Трансформатори власних потреб	4	6,3	980000	3920000
Комірки приєднання основного обладнання	8		150000	1200000
Комірки зовнішніх приєднань до системи	4		1650000	6600000
Комірки зовнішніх приєднань місцевих споживачів	8		150000	600000
Всього за варіантом				580320000

Відповідно до результатів спрощеного техніко-економічного порівняння обираємо до подальшого розгляду варіант 1. Це варіант з розподільчим пристроєм генераторної напруги та двома силовими трансформаторами на чотири генератори.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						16
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

2. ПРОЄКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ СХЕМИ РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЮ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

2.1 Складання схеми розподільного пристрою високої напруги

Відповідно структурної схеми електростанції розподільчий пристрій високої напруги має шість приєднань (2 трансформатори та 4 лінії). Окрім цього слід передбачити комірки приєднання вимірювальних трансформаторів напруги.

При такій кількості приєднань приймаємо до подальшого проєктування схему з однією секціонованою системою шин з обходною. Спроектована схема наведена на рис. 2.1

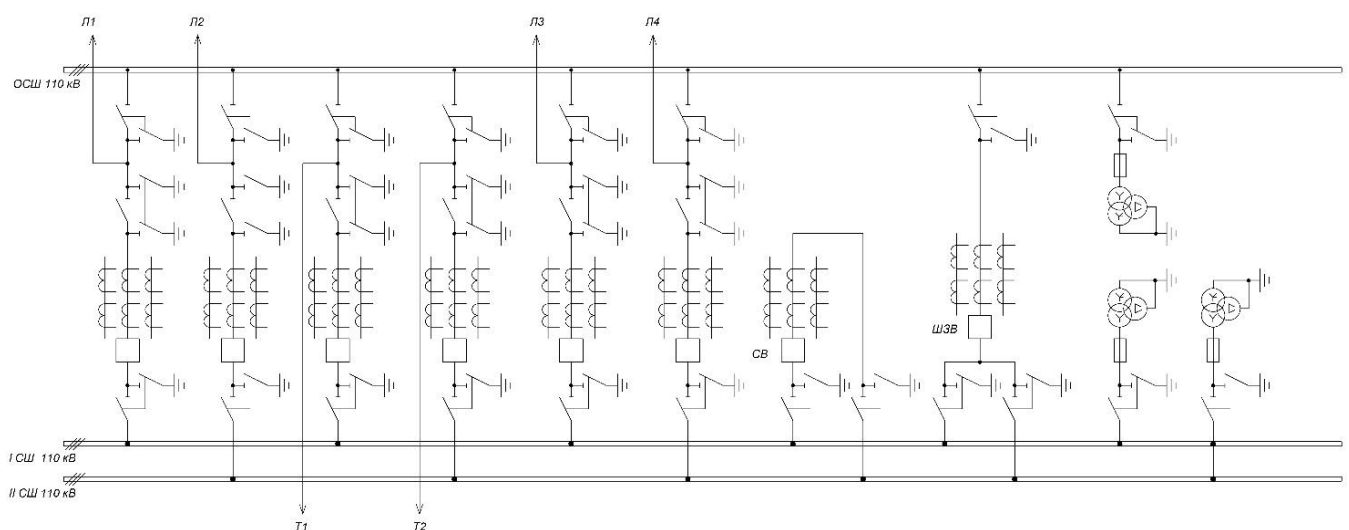


Рис. 2.1 Схема розподільного пристрою високої напруги

Схем має чотири фідери приєднань ліній напругою 110 кВ (Л1 – Л4), два фідери приєднання силових трансформаторів (Т1, Т2), фідери секційного (СВ) та шинноз'єднувального (ШЗВ) вимикачів, три фідери приєднання вимірювальних трансформаторів напруги.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		17

2.2 Вибір обладнання розподільчого пристрою

На підставі необхідних розрахунків обираємо обладнання для схеми розподільчого пристрою високої напруги.

Розрахунок робочих максимальних струмів проведемо в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Розрахунок робочих максимальних струмів усіх приєднань розподільчого пристрою високої напруги

	Позначення приєднання	Формула	Розрахунок	Значення, А
Лінія зв'язку з системою	Л1 - Л4	$I_{\text{роб.маск Л}} = \frac{S_{\text{рпвн}}/n_{\text{л}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{роб.маск Л}} = \frac{219,6/4}{\sqrt{3} \cdot 110}$	288,5
Ввод силового трансформатора	Т1, Т2	$I_{\text{роб.маск Т}} = \frac{S_{\text{ном.тр}} \cdot K_{\text{п}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{роб.маск Т}} = \frac{160 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1177,3
Секційний вимикач	СВ	$I_{\text{роб.маск СВ}} = \frac{S_{\text{рпвн}} \cdot K_{\text{з.тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{роб.маск СВ}} = \frac{219,6 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110}$	807,7
Шонноз'єднувальний вимикач	ШЗВ	$I_{\text{роб.маск СВ}} = \frac{S_{\text{рпвн}}/2}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	$I_{\text{роб.маск СВ}} = \frac{219,6/2}{\sqrt{3} \cdot 110}$	1154

Відносно результатів розрахунку робочих максимальних струмів, даних про номінальну напругу, струми короткого замикання та кліматичні умови та спосіб монтажу обладнання здійснюємо вибір комутаційного обладнання та вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

Відповідно характеристикам зовнішньої мережі струм трифазного короткого замикання $I_{\text{к.3}} = 4,18$ кА, ударний струм $i_{\text{уд}} = 9,7$ кА

Вибір високовольтних вимикачів здійснюємо за наступними умовами:

1. За номінальною напругою

$$U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.м}}$$

де $U_{\text{ном.в}}$ – номінальна напруга вимикача, кВ;

$U_{\text{ном.м}}$ – номінальний струм мережі, кВ.

2. За номінальним струмом

$$I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{роб.мах}},$$

де $I_{\text{ном.в}}$ – номінальний струм вимикача, А;

$I_{\text{роб.мах}}$ – робочий максимальний струм приєднання де встановлено вимикач, А.

3. За вимикаючою здатністю

$$I_{\text{відкл.ном}} \geq I_{\text{п.0}},$$

де $I_{\text{відкл.ном}}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА;

$I_{\text{п.0}}$ – періодична складова струму короткого замикання, кА.

4. За способом установки та кліматичними умовами

Перевірка вимикача здійснюється за умовами:

1. На електродинамічну стійкість до дії струмів короткого замикання:

$$i_{\text{дин}} \geq i_y,$$

де $i_{\text{дин}}$ – струм динамічної стійкості вимикача, кА;

i_y – ударний струм короткого замикання, кА.

2. На термічну стійкість до дії струмів короткого замикання:

$$I_T^2 \cdot t_T \geq B_k,$$

де I_T – струм термічної стійкості вимикача, кА;

t_T – час термічної стійкості, с.

B_k – тепловий імпульс струму короткого замикання, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір роз'єднувачів здійснюємо аналогічно але без вибору на вимикаючу здатність.

Вибір вимірювальних трансформаторів струму здійснюємо за умовами:

1. За номінальною напругою
- 2.

$$U_{\text{ном.Т С}} \geq U_{\text{ном.М}}$$

де $U_{\text{ном.В}}$ – номінальна напруга трансформатора струму, кВ;

$U_{\text{ном.М}}$ – номінальний струм мережі, кВ.

3. За номінальним струмом

$$I_{\text{ном.Т С}} \geq I_{\text{роб.мах}}$$

де $I_{\text{ном.В}}$ – номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму, А;

$I_{\text{роб.мах}}$ – робочий максимальний струм приєднання де встановлено трансформатор струму, А.

Перевірка трансформаторів струму здійснюється на термічну та електродинамічну стійкість до дії струмів короткого замикання та за навантаженням вторинної обмотки у вибраному класі точності.

Вибір вимірювальних трансформаторів напруги здійснюється по номінальній напрузі, способу установки, а перевірка здійснюється за навантаженням вторинної обмотки у вибраному класі точності.

Результати вибору обладнання наведені в таблицях 2.1 – 2.4

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		20

Таблиця 2.1. Вибір високовольтних вимикачів

Фідер	$\frac{U_{\text{ном.вим}}}{U_{\text{ном.м}}}$	$\frac{I_{\text{ном.вим}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{I_{\text{відкл.ном}}}{I_{\text{п.0}}}$	$\frac{i_{\text{дин}}}{i_y}$	$\frac{I_T \cdot t_T}{B_K}$	Тип апарата
	кВ	А	кА	кА	кА ² · с	
Лінія Л1 - Л4	<u>110</u>	<u>3150</u>	<u>40</u>	<u>100</u>	<u>40²x3</u>	GL312
	110	288,5	4,18	9,7	52,4	
Введення трансформатора Т1, Т2	<u>110</u>	<u>3150</u>	<u>40</u>	<u>100</u>	<u>40²x3</u>	GL312
	110	1177,3	4,18	9,7	52,4	
Шиноз'єднувальний вивмикач	<u>110</u>	<u>3150</u>	<u>40</u>	<u>100</u>	<u>40²x3</u>	GL312
	110	807,7	4,18	9,7	52,4	
Секційний вимикач	<u>110</u>	<u>3150</u>	<u>40</u>	<u>100</u>	<u>40²x3</u>	GL312
	110	1154	4,18	9,7	52,4	

Таблиця 2.2 Вибір роз'єднувачів

Фідер	$\frac{U_{\text{ном.}}}{U_{\text{ном.м}}}$	$\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{i_{\text{дин}}}{i_y}$	$\frac{I_T \cdot t_T}{B_K}$	Тип апарата
	кВ	А	кА	кА ² · с	
Лінія Л1 - Л4	<u>110</u>	<u>1250</u>	<u>40</u>	<u>63²x3</u>	S2DA
	110	288,5	4,18	52,4	123
Введення трансформатора Т1, Т2	<u>110</u>	<u>1250</u>	<u>40</u>	<u>63²x3</u>	S2DA
	110	1177,3	4,18	52,4	123
Фідер шиноз'єднувального вимикача	<u>110</u>	<u>1250</u>	<u>40</u>	<u>63²x3</u>	S2DA
	110	807,7	4,18	52,4	123
Фідер секційного вимикача	<u>110</u>	<u>1250</u>	<u>40</u>	<u>63²x3</u>	S2DA
	110	1154	4,18	52,4	123

Таблиця 2.3. Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Фідер	$\frac{U_{\text{НОМ.ВИМ}}}{U_{\text{НОМ.М}}}$	$\frac{I_{\text{НОМ.ВИМ}}}{I_{\text{роб.мах}}}$	$\frac{i_{\text{дин}}}{i_y}$	$\frac{I_T \cdot t_T}{B_K}$	Тип апарата
	кВ	А	кА	кА ² · с	
Лінія Л1 - Л4	<u>110</u> 110	<u>300</u> 288,5	<u>40</u> 4,18	<u>63²х3</u> 52,4	OSKF 123
Введення трансформатора Т1, Т2	<u>110</u> 110	<u>1200</u> 1177,3	<u>40</u> 4,18	<u>63²х3</u> 52,4	OSKF 123
Фідер шиноз'єднувального вимикача	<u>110</u> 110	<u>900</u> 807,7	<u>40</u> 4,18	<u>63²х3</u> 52,4	OSKF 123
Фідер секційного вимикача	<u>110</u> 110	<u>1200</u> 1154	<u>40</u> 4,18	<u>63²х3</u> 52,4	OSKF 123

Таблиця 2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Приєднання	$\frac{U_{\text{НОМ.ВИМ}}}{U_{\text{НОМ.М}}}$	Клас точності	$\frac{S_{2\Sigma}}{S_{\text{НОМ}}}$	Тип апарата
	кВ	%	кВА	
Шини 110 кВ	<u>110</u> 110	0,5/Р	<u>110</u> 110	ОТЕФ 123

Технічні характеристики та габаритні розміри обладнання наведені на рис. 2.2. – 2.5

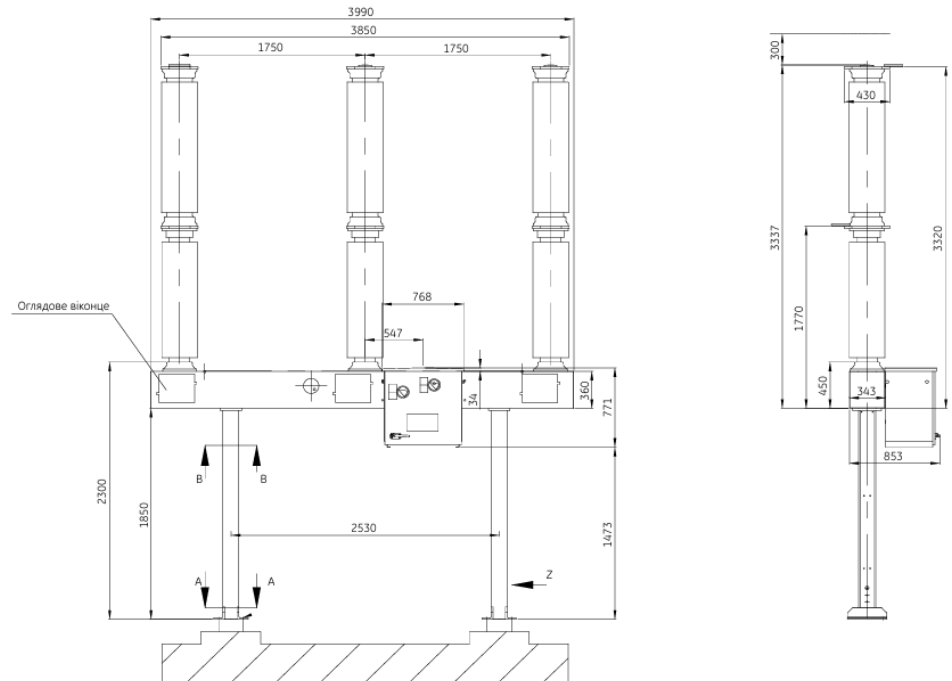


Рис. 2.2 Габаритні креслення вимикача GL 312

Найбільша робоча напруга, кВ	Номинальний робочий струм, А / Струм термічної стійкості, кА	Випробувальна напруга ПГІ, кВ	A мм	B мм	C мм	ExF мм
72.5	3,150 / 63	325	1,000	960	770	150
123	4,000 / 63	550	1,400	1,440	1,220	210
145	4,000 / 63	650	1,600	1,720	1,500	210
170	4,000 / 63	750	1,900	1,920	1,700	210
245R	4,000 / 63	950	2,500	2,375	2,100	300x150
245	4,000 / 63	1,050	2,500	2,575	2,300	300x150
300	4,000 / 63	1,050	3,000	2,925	2,650	300x150
362	4,000 / 63	1,175	3,500	3,300	2900	270x270
420	4,000 / 63	1,425	4,200	3,750	3,350	270x270
550	4,000 / 63	1,550	4,700	4,400	4,000	270x270

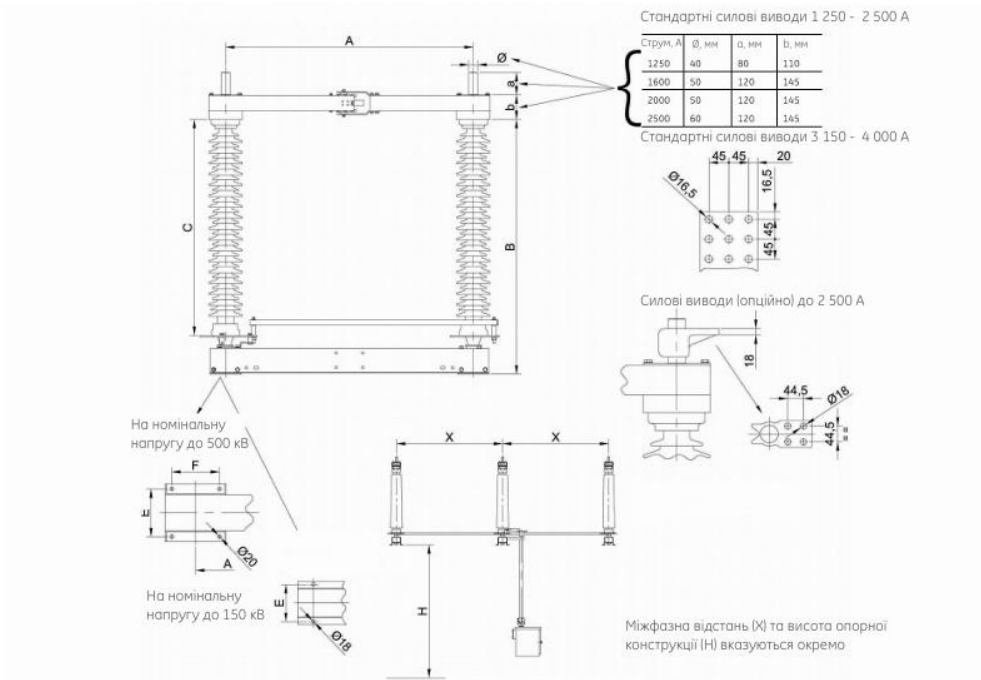
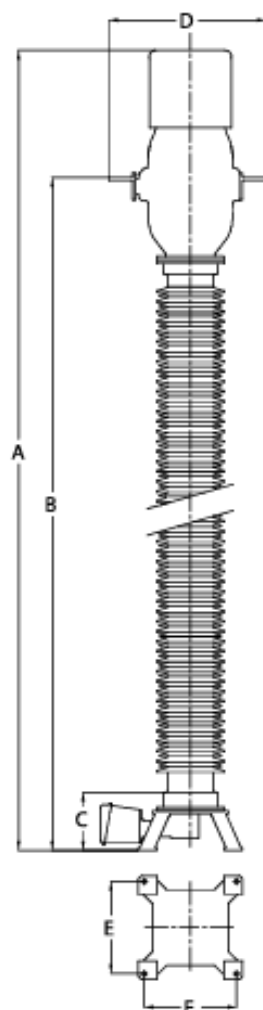


Рис. 2.3. Габаритні креслення роз'єднувача S2DA 123

Тип трансформатор струму		OSKF 123	OSKF 145	OSKF 170	OSKF 245	OSKF 362	OSKF 420	OSKF 550	OSKF 800
Найбільша робоча напруга	kV	123	145	170	245	362	420	550	800
Випробувальна напруга ПП	kV	550	650	750	1050	1300	1425	1550	2100
Стандартна довжина шляху витоків *	mm	3150	3750	4583	6300	10418	11560	14443	20000
Розміри у мм	A	2333	2745	2880	3606	4402	4642	5397	8250
	B	1842	2007	1720	2859	3632	3872	4578	6980
	C	305	305	305	305	388	388	388	420
	D	798	849	849	935	1021	1021	1021	1075
	E	450	450	600	600	600	600	600	900

Габаритні розміри у таблиці вище є орієнтовними. Фактичні розміри трансформатора струму будуть підтверджені заводом після розрахунку конкретних технічних параметрів.
 (*) Більші значення довжини шляху витоків під запит.

OSKF 362 до OSKF 800 OSKF 800



OSKF 123 до OSKF 245

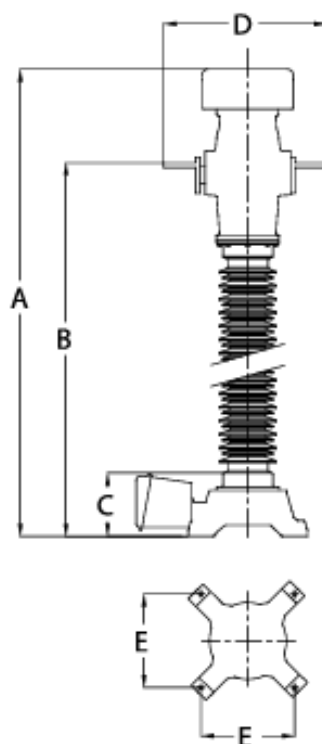


Рис. 2.4. Габаритні креслення вимірювального трансформатора струму OSKF 123

Тип		OTEF 72	OTEF 123	OTEF 145	OTEF 170	OTEF 245	OTEF 362	OTEF 420
Найбільша робоча напруга	кВ	72.5	123	145	170	245	362	420
Випробувальна напруга ПГІ	кВ	350	550	650	750	1050	1300	1425
Мінімальна довжина шляху витоку	мм	1813	3150	3750	4583	6300	10418	10720
		мм	мм	мм	мм	мм	мм	мм
Габаритні розміри	A	1503	1873	2108	2550	3287	4787	5287
	B	1293	1675	1911	2345	2855	4342	4782
	C	569	569	641	763	763	1200	1260
	D	484	484	484	550	550	560	912
	E	450	450	450	600	600	900	900
Загальна вага (прибл.)	кг	235	265	335	552	590	1180	1729
Вага масла (прибл.)	кг	33	38	49	126	139	353	429

Габаритні розміри у таблиці вище є орієнтовними. Фактичні розміри трансформатора напруги будуть підтверджені заводом після розрахунку конкретних технічних параметрів.

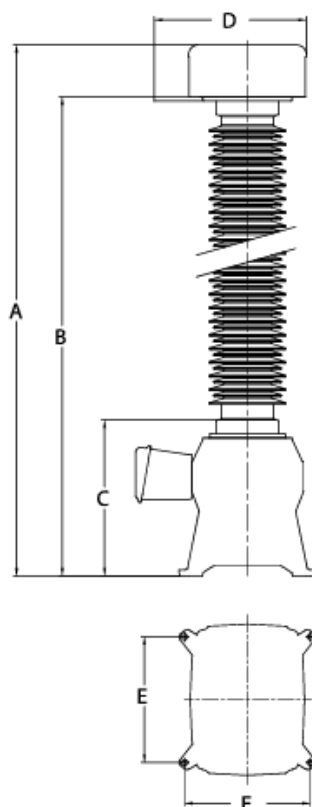


Рис. 2.5 Габаритні креслення вимірювального трансформатора напруги серії OTEF

3. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

Розрахунок диференційного захисту силового трансформатора

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1. Вихідні дані для розрахунку релейного захисту трансформатору

Номінальна потужність трансформатора, МВА	$S_{T.ном}$	160
Номінальна напруга трансформатора, кВ	$U_{T.ном}$	115/6,3
Схема з'єднань обмоток трансформатора	—	У/Д
Максимальний струм навантаження на стороні НН, А	$I_{нав.мах\ НН}$	4× 637
Половина діапазону регулювання напруги пристрою РПН, в.о.	$\Delta U_{РПН\ *}$	0,16
Мінімальна напруга КЗ, %	$U_{к. min}$	9,84
Номінальна (середня) напруга КЗ, %	$U_{к. ном}$	10,5
Максимальна напруга КЗ, %	$U_{к. max}$	11,9
Опір енергосистеми у максимальному режимі роботи, Ом	$x_{с. max}$	0,8
Опір енергосистеми у мінімальному режимі роботи, Ом	$x_{с. min}$	2,0

Силові трансформатори електричних станцій захищаються диференційним релейним захистом.

Перевагами такого типу захисту є

По-перше, він забезпечує високу чутливість і швидкодію, що дозволяє миттєво відключати трансформатор при внутрішніх пошкодженнях обмоток.

По-друге, такий захист відрізняється вибірковістю, адже реагує лише на аварії всередині трансформатора, не спрацьовуючи при зовнішніх коротких замиканнях.

По-третє, його застосування значно підвищує надійність роботи електростанцій, зменшуючи ризик масштабних аварій та тривалих перерв у електропостачанні.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		26

Розрахунок проводимо відповідно неведеної схеми захисту

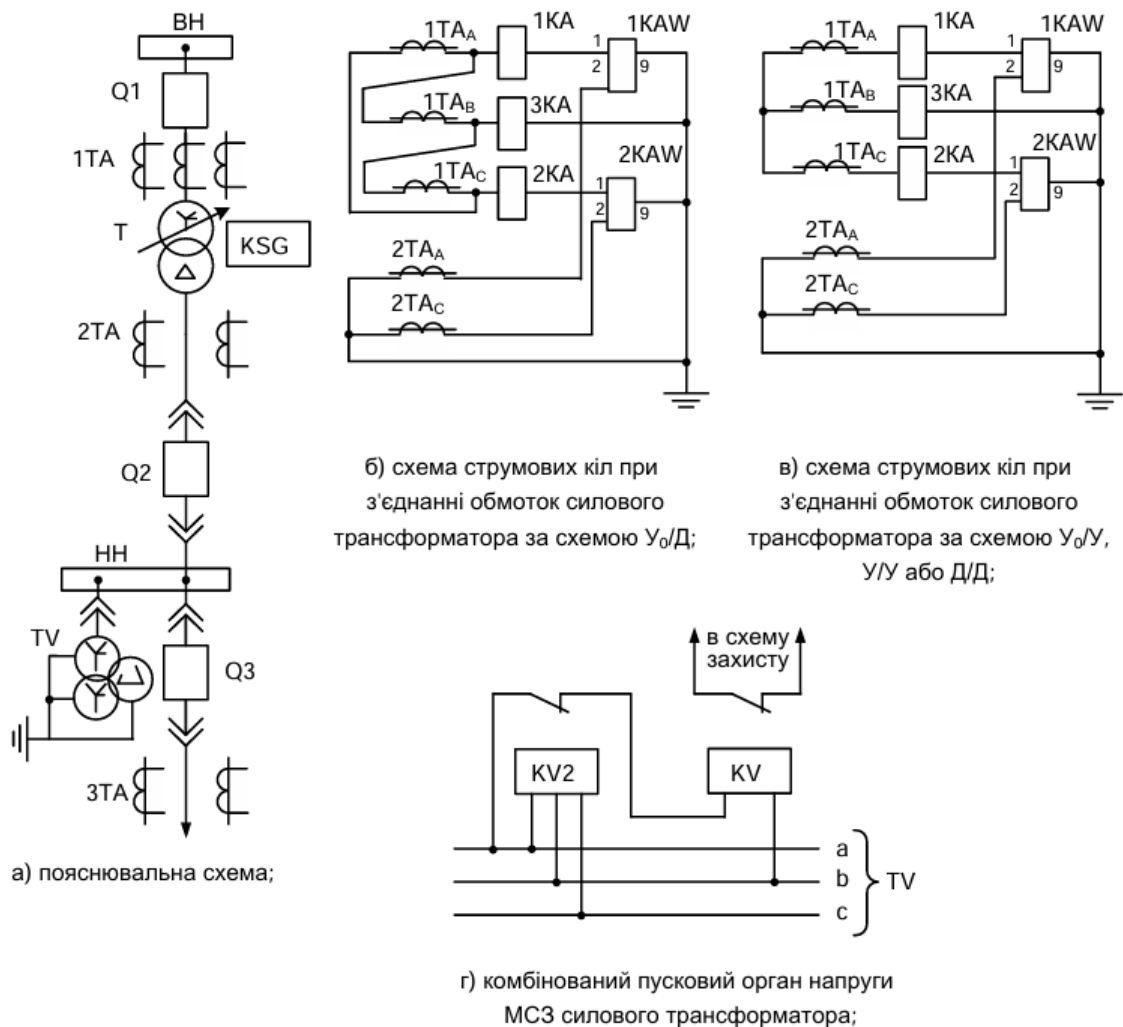


Рис. 3.1 Схема диференційного захисту силового трансформатора електростанції

Розрахунок струмів короткого замикання проведемо в таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Розрахунок струмів КЗ

Параметр	Розрахункова формула	Числове значення
1	2	3
Мінімальна напруга трансформатора, кВ	$U_{T.min} = U_{T.номВН} (1 - \Delta U_{РПН*})$	$115 \cdot (1 - 0,16) = 96,6$
Максимальна напруга трансформатора, кВ	$U_{T.max} = U_{T.номВН} (1 + \Delta U_{РПН*})$	$115 \cdot (1 + 0,16) = 133,4 > 126$

Продовження таблиці 3.2

1	2	3
Мінімальний опір трансформатора, Ом	$x_{T.min} = \frac{U_{K.min}}{100} \cdot \frac{U_{T.min}^2}{S_{T.ном}}$	$\frac{9,84}{100} \cdot \frac{96,6^2}{160} = 14,6$
Максимальний опір трансформатора, Ом	$x_{T.max} = \frac{U_{K.max}}{100} \cdot \frac{U_{T.max}^2}{S_{T.ном}}$	$\frac{11,9}{100} \cdot \frac{126^2}{160} = 30$
Мінімальний коефіцієнт трансформації	$K_{T.min} = \frac{U_{T.min BH}}{U_{T.HH}}$	$\frac{96,6}{6,3} = 9,2$
Максимальний коефіцієнт трансформації	$K_{T.max} = \frac{U_{T.max BH}}{U_{T.HH}}$	$\frac{126}{6,3} = 12$
Максимальний струм КЗ на стороні ВН, А	$I_{K.max BH}^{(3)} = \frac{U_{ном.мережі}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.max} + x_{T.min})}$	$\frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (0,8 + 14,6)} = 4129,1$
Максимальний струм КЗ на стороні НН, А	$I_{K.max HH}^{(3)} = I_{K.max BH}^{(3)} \cdot K_{T.min}$	$4129,1 \cdot 9,2 = 37988$
Мінімальний струм КЗ на стороні ВН, А	$I_{K.min BH}^{(3)} = \frac{U_{T.max BH}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.min} + x_{T.max})}$	$\frac{126000}{\sqrt{3} \cdot (2 + 30)} = 2427,7$
Мінімальний струм КЗ на стороні НН, А	$I_{K.min HH}^{(3)} = I_{K.min BH}^{(3)} \cdot K_{T.max}$	$2427,7 \cdot 12 = 29132,9$
Опір узагальненого навантаження, Ом	$x'_{нав} = \frac{x_{нав} \cdot U_{T.min}^2}{S_{T.ном}}$	$\frac{0,35 \cdot 96,6^2}{160} = 51,8$
Максимальний струм самозапуску на стороні ВН, А	$I_{сзп.max BH} = \frac{U_{ном.мережі}}{\sqrt{3} \cdot (x_{c.max} + x_{T.min} + x'_{нав})}$	$\frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (0,8 + 14,6 + 51,8)} = 945,8$
Максимальний струм самозапуску на стороні НН, А	$I_{сзп.max HH} = I_{сзп.max BH} \cdot K_{T.min}$	$945,8 \cdot 9,2 = 8701,6$
Максимальний робочий струм на стороні ВН, А	$I_{роб.max BH} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{T.min}}$	$\frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 96,6} = 957,4$
Коефіцієнт самозапуску	$K_{сзп} = \frac{I_{сзп.max BH}}{I_{роб.max BH}}$	$\frac{945,8}{377} = 2,51$

Таблиця 3.3 Номінальні, максимальні та середні напруги розподільних мереж

Номінальна напруга, кВ	Максимальна допустима напруга, кВ	Середня номінальна напруга, кВ
10	11,5	10,5
35	40,5	37
11	126	115
150	172	154
220	252	230

Формули для визначення розрахункових струмів в реле максимальних струмових захистів при двофазних КЗ наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Формули для визначення розрахункових струмів в реле максимальних струмових захистів при двофазних КЗ

Схема виконання МСЗ	Коефіцієнт схеми $K_{сх}^{(3)}$	Струм в реле при двофазному КЗ	
		В місці установки захисту або за трансформатором У/У-0	За трансформатором У/Д-11
Повна зірка	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot n_c}$	$I_p = \frac{I_K^{(3)}}{n_c}$
Неповна зірка з двома реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot n_c}$	$I_p = \frac{0,5 \cdot I_K^{(3)}}{n_c}$
Неповна зірка з трьома реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot n_c}$	$I_p = \frac{I_K^{(3)}}{n_c}$
Трикутник з трьома реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{n_c}$	$I_p = \frac{1,5 \cdot I_K^{(3)}}{n_c}$
Трикутник з двома реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot n_c}$	$I_p = \frac{1,5 \cdot I_K^{(3)}}{n_c}$
Схема включення одного реле на різницю струмів двох фаз А і С	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3} \cdot I_K^{(3)}}{2 \cdot n_c}$	Не використовується (відмовляє при КЗ фаз А і В)

Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ) лінії, яка відходить від шин НН силового трансформатора (таблиця 3.5).

Таблиця 3.5 – Розрахунок уставок максимального струмового захисту (МСЗ) лінії

Струм спрацювання захисту, А	$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сзп}}{K_{пов}} \cdot I_{нав.мах\ НН}$	$\frac{1,2 \cdot 2,51}{0,8} \cdot 637 = 2398,3$
Коефіцієнт трансформації трансформатора струму	n_c	$5000/5 = 1000$
Струм спрацювання реле, А	$I_{сп} = \frac{I_{сз} \cdot K_{ex}^{(3)}}{n_c}$	$\frac{2398,3 \cdot 1}{1000} = 2,4$
Мінімальний струм КЗ, який протікає по обмотці реле, А	$I_{p.min} = \frac{0,87 \cdot I_{к.min\ НН}^{(3)}}{n_c}$	$\frac{0,87 \cdot 29132,9}{1000} = 25,35$
Коефіцієнт чутливості захисту	$K_{ч} = \frac{I_{p.min}}{I_{сп}} \geq 1,5$	$\frac{25,35}{2,4} = 10,6 > 1,5$
Витримка часу захисту, с	$t_{сз}$	$0,5$
Тип реле струму	РСТ-11	—

4. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ. МОДЕРНІЗАЦІЯ СИСТЕМ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ШЛЯХОМ ПЕРЕХОДУ ДО МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ ЕЛЕМЕНТНОЇ БАЗИ

4.1. Вступ. Постановка задачі

Сьогодні перебої в електропостачанні, наприклад відключення електроенергії, можуть мають ефект доміно – низку збоїв, які може вплинути на банківську діяльність, зв'язок, трафік і безпеки. Це особливо ризиковано взимку, коли власники будинків можуть залишитися без опалення. Розумний мережа покращить стійкість електроенергії систему та зробити її більш підготовленою до надзвичайних ситуацій такі як сильні шторми, землетруси, сонячні спалахи та терористичні атаки. В результаті операції о системи електроенергетики (ЕС), аварійні ситуації неминуче виникають, які порушують нормальну роботу обладнання та системи в цілому. Найбільше небезпечними серед них є короткі замикання (КЗ). До локалізувати пошкоджені елементи та запобігти появі розвиток аварій в ЕЕС, релейний захист (РР) використовуються пристрої, які відіграють вирішальну роль у забезпечення стабільної та безпечної роботи та є складовою частини електроавтоматики.

Релейний захист - це система автоматики пристроїв, створених з метою оперативного виявлення та відокремлення пошкоджених компонентів EPS.

У разі виникнення надзвичайних ситуацій. У разі виникнення пошкодження, реле визначає зону пошкодження і відключає цю зону від ЕЕС з наступними відновлення нормальної роботи решти безвідмовність елементів системи [21, 22].

Сьогодні існує три елементні бази, на яких діючі пристрої релейного захисту побудовані: електромеханічні, електронні та мікропроцесорні (цифровий). Електромеханічні засоби є «найстарішими», і, за приблизними підрахунками, на даний момент їх частка в СЕП України становить понад 70% в загальна кількість встановлених систем РР.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		31

Електронні прилади не мають широкого застосування через велику кількість недоліки. Найсучаснішими є мікропроцесорні (МЗ) релейний захист і автоматика (РЗА) пристроїв.

Одне із стратегічних завдань енергетичної галузі – комплексне технічне переоснащення та реконструкція систем ДЗЗ з акцентом на максимальна автоматизація операцій диспетчерського контролю. Вирішити цю проблему неможливо без використання пристроїв МП. Частка цих пристроїв зростає значно щороку, і з часом вони будуть повністю замінити інші елементні бази. Для цього причини, дуже важливо знати принципи конструювати пристрої МП РПА та вміти працювати з ними: підключити, налаштувати та працювати.

Крім основного завдання – автоматично відключення енергосистем у разі надзвичайної ситуації, термінали МП виконують додаткові функції, які є не зустрічається в інших типах пристроїв РР, таких як електромеханічні реле. Ці функції включають реєстрація надзвичайних ситуацій [23, 24, 25]. Внаслідок триваючих активних бойових дій на с території нашої країни, а також суціль ракетні удари по енергетичній інфраструктурі об'єктів, процес впровадження МП РПА. Термінали стають одним із найпріоритетніших. Це забезпечить безперебійну роботу EPS, що в свою чергу сприяє підвищенню його ефективності і стійкість експлуатації.

4.2 . Огляд літератури по темі індивідуального завдання

4.2.1 Основні характеристики мікропроцесора пристроїв.

Забезпечення надійної та безвідмовної роботи електроустановок тісно пов'язане з підвищенням технічний рівень РПА, впровадження комплексна автоматизація для управління нормальними, аварійними та післяаварійних режимів роботи, що обумовлено до безперервності процесів виробництва, розподіл і споживання електроенергії.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		32

В даний час основна частина ланцюгів РРА складається з електромеханічних пристроїв, більшість з яких працюють більше 30 років.

Вони перебувають у моральному та фізичному стані, потребують щорічного планового обслуговування.

Сучасні автоматизовані системи ПЗР працюють на основі апаратів МП, що поєднує в собі багато типів захисту та протиаварійної автоматики. Один єдиний термінал РРА здатний виконувати багато функції, кількість яких може досягати сотні. Також важливою особливістю сучасних пристроїв РРА є здатність інтегрувати їх в інформацію мережі, що дозволяє здійснити концепції «Цифрова підстанція» та «Розумна мережа» [26, 27].

Іншою характерною рисою сучасного РРА є використання відкритої логіки. Ця технологія є візуалом символічна мова програмування, заснована на логічній схем, що дозволяє згодом змінювати програмні алгоритми пристрою. Іншими словами, користувач має можливість налаштувати пристрій програмні параметри для конкретних завдань [28, 29, 30].

При переході на нову елементну базу – ні принципи дії релейної автоматики які змінюються, але розширюється лише його функціональність, що робить роботу більш зручною. Це для ці причини, що застарілі електромеханічні і мікроелектронні реле замінюються МП пристроїв.

Сучасними є мікропроцесорні релейний захист і термінали автоматизації є одними з найскладніших електронні пристрої, що використовуються для потреб енергії. Для своїх ефективно використання та надійна робота, глибокі знання потрібна не тільки в теорії, але і в схемотехніка систем РРА.

4.2.2 Етапи розвитку релейного захисту і системи автоматизації з електромеханіки до цифрової підстанції

Схемотехніка, логічна частина (алгоритми) і розрахунок параметрів

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		33

складається з трьох основних сегментів які присутні незалежно від елементної бази в системи РЗА. Однак їх частки різні.

В електромеханіці логіка операції алгоритмів РЗА зрозуміло безпосередньо зі схеми діаграма; невеликий відсоток його приховано в самі реле. Однак схеми в самі реле в основному прості, і алгоритми їх роботи очевидні. Таким чином, РП в електромеханіці чітко і зрозуміло при вивченні. У звичайних цифрових терміналах схема діаграма буває і скороченою, і спрощеною, і складною логічні зв'язки передаються всередину цифрового пристрій. Кількість реалізованих алгоритмів в одного пристрою різко зростає. Виробничий персонал, який працює з МП термінали повинні бути знайомі з усіма аспектами електромеханіки, а також правила роботи з логічними схемами. Крім того, він повинен розуміти специфіка використання цифрових пристроїв, таких як призначення дискретних входів, правила роботи з ними програмне забезпечення, оперативне живлення термінала, електромагнітна сумісність (ЕМС) тощо. У цьому випадку накладаються вищі стандарти кваліфікації персоналу, ніж при використанні електромеханічних систем.

Цифрова підстанція є ключовим елементом розуму енергії, де організація всієї інформаційні потоки при вирішенні завдань моніторингу, аналіз і контроль здійснюється в цифровому вигляді, і параметри такої передачі визначається єдиним електронним файлом проекту [31, 32]. Локальна мережа (LAN) на основі Ethernet технологія використовується як основна передача даних середовище в цифровій підстанції та протоколи зв'язку, описані ІЕС використовується стандарт 61850 [33]. Головні характеристики такої підстанції є інтелектуалізація основного обладнання, а розвинена мережа зв'язку та автоматизація експлуатації та контролю [34].

У концепції цифрової підстанції на основі стандарти ІЕС 61850, схема майже скорочена повністю, а логічна частина розгорнута.

Розуміння системи погіршується через а відсутність візуалізації, при цьому ступінь абстрактності у поданні інформації стає надмірна. Функції РП є

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		34

автономними і не прив'язані до конкретного обладнання; вони є реалізовано у віртуальній моделі підстанції.

Експлуатація такого обладнання вимагає спеціалістів а вищий рівень, ніж ті, хто має справу зі звичайними термінали MP RPA. Вони повинні знати а сучасна підстанція з MP RPA та IEC 61850 транспортні протоколи.

Сучасна система автоматизації підстанцій на основі IEC 61850 є усталеною технологією для надання інфраструктури інтелектуальної мережі в системи передачі, але постійний розвиток є необхідні для усвідомлення цього. Оскільки комунальні служби звертаються до IEC61850 модернізувати або розширити існуючі підстанції, а також впровадження нових цифрових підстанцій, призначений для плавної інтеграції всієї системи.

З таким розвитком випередила енергетика управління та управління активами в рамках smart-мережі передачі може бути досягнуто. Етапи розвиток засобів релейного захисту і автоматики системи від електромеханіки до цифрової підстанції показані на рис. 4.1.

Основи РЗА такі ж, як і стандартні релейного захисту і для цифрових підстанцій, т.к IEC 61850 не вводить жодних істотних інновації в цьому аспекті. Сфера застосування IEC

Стандарт 61850 - це системи зв'язку всередині підстанції. Незважаючи на переваги оцифровки IEC 61850, ряд уразливостей кібербезпеки були включені в систему, наприклад відсутність автентифікація та шифрування GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event) повідомлення, які може дозволити перехоплювати та змінювати повідомлення стан вимикача в підстанції і призвести до відключення електроенергії або навіть її втрати життя [32].

Знання різних технік кібератак, а також застосовні, можливі та сучасні захисні механізми можуть дозволити дослідникам ефективно вивчати їх і вдосконалювати різні методи для боротьби з новими формами кібератак на владу системи [36].

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						35
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

В ході еволюції RPA основні зміни відбулося в схемотехніці, куди воно перейшло з використання громіздкі релейні системи на основі візуально зрозумілих елементів до компактних пристроїв, здатних підключення до інформаційної мережі цифрової підстанції, як звичайний комп.

	Practically does not change over time		Constantly changing and becoming more complex		
	BASICS OF RELAY PROTECTION AND AUTOMATION		Secondary schemes	Hardware base	"Transport" algorithms for relay protection and automation
	Basic intellectual part of relay protection and automation	Rules for operational switching. Principles of operation of networks and primary equipment			
Electromechanics		Contact logic			
	Calculation of settings		Circuit design	Relay	
Standard microprocessor relay protection and automation terminals				Microprocessor relay protection and automation terminals	
	Calculation of settings	Algorithms	Circuit design		
Digital substation				Microprocessor relay protection and automation terminals+new sensors+LAN	
	Calculation of settings	Algorithms	Circuit design		IEC 61850

Рис. 4.1 Етапи розвитку систем РЗА і автоматики від електромеханіка до цифрової підстанції.

4.2.3 Сучасні напрямки управління режимами систем електроенергії

В останні роки попит на енергоносії зріс різко зросла внаслідок швидкого розширення в різні галузі промисловості та значний розвиток о суспільства. Цей процес супроводжувався а переосмислення підходів до енергоспоживання та виробництва [37, 38].

За даними US Energy Information Міжнародний енергетичний прогноз адміністрації (EIA). 2021 (IEO2021), якщо поточна політика та технології тенденції продовження глобального споживання енергії та пов'язані з енергією викиди вуглекислого газу зростуть до 2050 р. в результаті демографічної та економічної зростання. Незважаючи на довгострокові покращення енергетики ефективності, до 2050 р. глобальне споживання енергії в базовий сценарій

збільшиться майже на 50% порівняно з 2020 роком [39]. З точки зору енергії споживання, зміна клімату на глобальному рівні має збільшилася потреба у використанні електричних пристроїв для зменшити споживання бензину та парникових газів викиди в усіх галузях економіки [40, 41, 42, 43].

Це створило значний тиск на енергетику споживання і потребує реалізації автоматизовані системи, що забезпечують тісну інтеграцію компонентів системи, що в свою чергу полегшило використання інноваційних технологій, у тому числі реагування на зміни попиту [44, 45, 46]. Відбулися значні зміни в енергетиці виробництва. Основний рушій цієї трансформації було збільшення частки відновлюваної енергії джерела. Традиційно покладалася енергетика на викопному паливі, такому як вугілля, нафта та газ. Завдяки зростаюча екологічна стурбованість і гостра падіння вартості відновлюваної енергії, є непереборна тенденція поступово витіснити традиційні викопна енергія з відновлюваною та чистою енергією [47]. Ця змінна динаміка відображає бажання стійкість і знижений вплив на навколишнє середовище. З розвитком сонця, вітру, гідроенергетика та інші відновлювані технології, широкомасштабне впровадження цих методів у стало можливим виробництво енергії [48, 49], що сприяло диверсифікації в енергетичний портфель багатьох країн і скорочення залежність від нестабільних ринків і цін на викопне енергоносії палива.

Отже, еволюція у виробництві енергії не лише економічний, а й важливий крок до більш сталого та екологічного дружнє майбутнє.

Крім того, тенденція до використання децентралізовано і розподілена генерація відіграє важливу роль новий підхід до генерації енергії [50, 51, 52, 53]. Всі ці виклики спонукали електрики енергетика трансформувати свої електромережі legacy to smart.

В останні десятиліття уявлення про інтелегент енергетична система, відома як Smart Grid активно обговорюється і розвивається за кордоном. Це так представлена як інноваційна ідея для розвитку електроенергетики в майбутньому [54, 55, 56]. Інтелектуальні електромережі, які називаються Smart Grid, є

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		37

модернізованою версією звичайних мереж завдяки використанню сучасної автоматизації та системи зв'язку, що забезпечують двосторонню обмін як енергією, так і інформацією, з допомогою яких можна автоматично збільшити ефективність, надійність, економічна вигода, а також забезпечувати сталість електроживлення процесів генерація та розповсюдження в реальному часі [57, 58]. Іншими словами, Smart Grid – це цифрове обладнання технологія, що забезпечує двосторонній зв'язок між комунальним підприємством та його клієнтами, а також моніторинг ліній електропередач, що робить сітка «розумна».

Основні виклики інтелектуальних мереж при використанні звичайні системи автоматизації підключали а величезна кількість пристроїв, швидко керуючи ними і постійно стежити за ними. Крім того, необхідна інтеграція віддалених і ізольованих об'єктів досить значні фінансові витрати [59].

На додаток до забезпечення реального часу зв'язок між усіма системами, від покоління і передача розповсюдженню та кінцевим споживачам, розумна сітки впроваджують нові можливості, технології та різноманітне обладнання для моніторингу, яке постійно стежить, перевіряє та повністю контролює все система. Потреба в такій інфраструктурі привела до концепції Інтернету речей (IoT) [60] в існуючій мережі.

Інтернет речей стає все більш важливою і широко поширеною концепцією в сучасному світі. Він охоплює широкий спектр пристроїв, починаючи від смарт термостатів і фітнес-трекерів до промислових датчиків та медичні прилади. Основна ідея IoT полягає в тому, щоб дозволяють пристроям збирати та обмінюватися даними через Інтернет, тим самим створюючи розумніші та ефективніші системи [61].

Зі збільшенням доступності високошвидкісного Інтернет і розвиток бездротового зв'язку комунікаційних технологій, IoT отримав новий поштовх до розвитку. Пристрої тепер можуть спілкуватися в реальному часі, відкриваючи двері покращення багатьох сфер життя. Наприклад, розумний міста використовують IoT для управління транспортною інфраструктурою [62],

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		38

оптимізувати енергоспоживання [63] та підвищення безпеки [64].

Втім, як і кількість підключених пристроїв збільшується, виникають додаткові проблеми. Безпека даних стає критичним, оскільки зловмисники можуть спробувати зламати у пристрої та отримати доступ до конфіденційних інформації. Проблеми конфіденційності також виникають як великі обсяг даних користувача збирається та аналізується покращити функціональність пристроїв [65].

Однак перспективи IoT залишаються захоплюючими. З розробкою та прийняттям таких технологій, як 5G, і розвиток стандартів безпеки, IoT має потенціал змінити як ми взаємодіємо з усіма аспектами нашого життя, роблячи вони більш ефективні, зручні та розумні. Інтернет речей також додав можливість використання хмарних обчислень, що усуває залежність від місцевої інфраструктури для зберігання, обробки та аналізу даних, тим самим збільшуючи час безвідмовної роботи системи, окрім збільшення даних безпеки та загальної доступності системи, а доступ до даних у хмарі одночасно з багато робочих станцій підвищує гнучкість [66].

Очікувані переваги від впровадження Smart мережа [67] включає:

- покращена безпека;
- швидше відновлення електропостачання після збоїв в електроенергії;
- більш ефективна передача електроенергії;
- посилення масштабної інтеграції системи відновлюваної енергії;
- покращена інтеграція клієнта та власника системи виробництва електроенергії, в тому числі відновлюваної енергетичні системи;
- зниження операційних та управлінських витрат комунальні послуги та, зрештою, зниження витрат на електроенергію споживачі;
- зниження пікового попиту, що також допоможе знизити тарифи на електроенергію.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		39

Розвиток Smart Grid передбачає глибоку реструктуризацію ринку електроенергії та енергетичних послуг.

До появи Smart Grid концепція, електричні мережі, а також енергетика системи в цілому проектувалися з централіз і ієрархічна структура. Це означало, що в такому мережі існувало лише два великих класи пристроїв – джерела та споживачі електричної енергії. В такій мережі передачі електричної енергії здійснювався лише від джерел до споживачів. Впровадження Smart Grid вимагає відмова від традиційних ієрархічних архітектур систем автоматизації та переходу до архітектури, в якій інтелектуальні пристрої керування взаємодіють як горизонтально, так і вертикально, і мають певної самостійності при прийнятті рішень з елементи штучного інтелекту [68].

4.3 Загальні положення

4.3.1 Опис номенклатури виробників

Метою даної роботи є проведення порівняльного аналізу релейного захисту і пристроїв автоматизації на основі електромеханічних реле, електронні компоненти та пристрої МР, переглянути та порівняти їх функціональні можливості.

Як впливає з аналізу літературних джерел, лідери у виробництві терміналів МР РРА це європейські концерни Siemens, ABB, Schneider Electric. Продукти цифрового захисту вироблені цими організаціями відрізняються високі технічні характеристики та універсальність. ABB пропонує наступну серію цифрових пристроїв контролю і захисту в середній напрузі мережі (6-35 кВ): фідер – REF601, REJ601; генератор – REG615; ошиновка – REB611; двигун REM601, REM611; трансформатор – RET615. Сучасне покоління цифрового захисту пристроїв від Siemens – це продукт SIPROTEC 5 лінія. Залежно від типу захисту пропонуються наступні види приладів: струм захист – 7SJ81; захист лінії електропередач – 7SA82; захист трансформатора – 7UT82; захист двигуна 7SK82; захист генератора – 7UM85; збірна шина захист – 7SS85. Для розподільних

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						40
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

мереж середньої напруги пропозиція терміналів MP RPA від Schneider Electric це лінія Easergy P5, яка використовується для захисту: кабелю та повітряні лінії електропередачі; підведення та відведення розподільних пристроїв; трансформатори. Огляд пристроїв серії Easergy P5 показано на рис. 4.2.

Одна з головних переваг МП терміналів порівняно з захистами старого зразка компактність. Наприклад, щоб реалізувати захист, автоматизації та контролю обладнання на 35 кВ лінії, попередньо необхідно було встановити комплекс схема, яка включала багато електромеханічних реле які ледь поміщаються на одній панелі реле. Завдяки компактні розміри клем захисту MP (рис. 4.3), на одному реле можна поставити дві такі клемі панель захисту.

При використанні терміналів MP RPA немає необхідність встановлення додаткових вимірювальних приладів, оскільки захисний пристрій відображається самостійно інформація, наприклад, про навантаження на лінію фаз або інших електричних параметрів. Ще одна важлива перевага MP RPA терміналів — це зручність моніторингу режим роботи обладнання, включаючи підказку ліквідація аварійних ситуацій. На передній частині на панелі терміналу є світлодіодні індикатори з етикетки, що вказують на їх функції. Для позначення режимів роботи, старого зразка захистів використовуються сигнальні (індикаційні) реле «мигалки». При виникненні надзвичайних ситуацій це необхідно було перевірити кожне з індикаторних реле, яка дуже часто мала незручного родича положення, повертаючи реле у вихідне положення позиції (процедура «підтвердження») виконуватися індивідуально.

Світлодіоди на терміналі розміщені в вертикальний або горизонтальний ряд, що робить його зручно контролювати можливі відхилення – просто дивіться на відповідному терміналі. Крім того, зручність полягає в тому, щоб «підтвердити» світлодіоди на терміналі потрібно натиснути лише одну кнопку.

Ця перевага особливо цінна в разі велика несправність підстанції, коли багато захисних пристрої активуються одночасно. У такому ситуації, достатньо підійти до кожного терміналу, записати стан світлодіодів і натисніть кнопку на

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		41

відміну від електромеханічного захисту, де він є необхідно витратити набагато більше часу на фіксацію стану кожного покажного реле та повернення його до свого вихідну позицію, тобто «визнати».

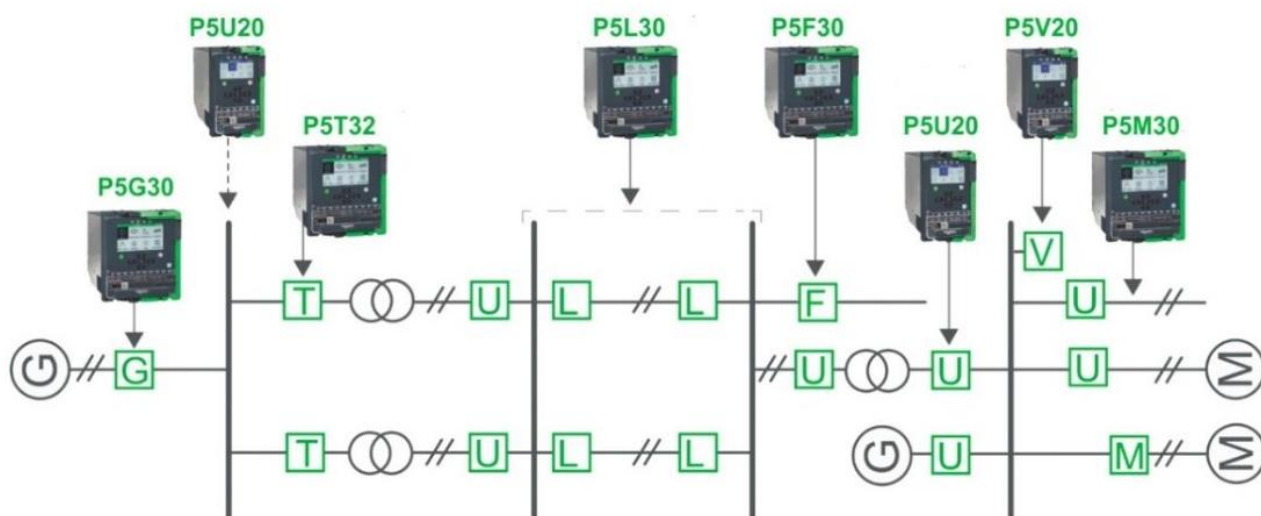


Рис. 4.2 Огляд пристроїв Schneider Electric серії Easergy P5

G – генератор; Т – трансформатор; U – універсальний; L – лінії; F – годівниця;
V – частота і напруга; M – двигун



а



б



с

Рис. 4.3 Зовнішній вигляд мікропроцесорних терміналів релейного захисту та автоматики від провідних країн виробників ЄС:

а – серія Relion (ABB) , б – Siprotec 5 Series (Siemens) , с – Серія Easergy (Schneider Electric)

Взагалі всі термінали МР RPA мають схоже узагальнену структуру, а також принципи побудова робочих інтерфейсів. Таким чином, маючи досвід і компетентність у роботі з деякими з них, стає процес оволодіння новими набагато простіше.

4.3.2 Функціональні особливості мікропроцесорного реле пристрої захисту

Якщо для захисту лінії використовуються пристрої МР, то коли автоматичний вимикач відключений від системи захисту або при автоматичності є під час роботи, внутрішня пам'ять пристрою зберігає інформація про момент спрацьовування, в назва увімкненого захисту або автоматики елемент на лінії, а також записує електричні параметри у періоди до аварії сталося, під час аварії та після неї завершення. Завдяки цьому функціоналу це так можна точно реконструювати хід події, що стає критично важливим, коли відбуваються серйозні аварії. Оформлення НС ситуації виконується протягом кількох мілісекунд, і це при аналізі роботи захисних пристроїв, дозволяє правильно визначити послідовність їх функціонування, а також накреслити а висновок про відповідність експлуатації в захисні механізми із зазначеними налаштування та умови. Записи подій зберігаються пристрій в його енергонезалежній пам'яті. Термінал захисту має самодіагностику функцію, а також контролює роботу вхідних і вихідних кіл, що дозволяє швидко виявляти несправності. У разі використання електромеханічний захист, перешкоди в робота цих пристроїв часто залишається непоміченою, і їх несправності часто виявляються лише тоді, коли система захисту не працює належним чином або повністю виходить з ладу.

У МП захисний пристрій, змінюючи в налаштування реагування захисту виконується в меню за допомогою вибір необхідних значень. У цьому випадку можна організувати кілька наборів параметрів і легко перемикається між ними, що виявляється дуже зручним коли потрібно тимчасово змінити задане значення значення. Однією з додаткових переваг МП терміналів — це можливість

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		43

інтегрувати їх із диспетчерське керування та збір даних (SCADA) система, що дозволяє обслуговувати підстанцію персонал для контролю за станом комутаційних апаратів, навантаження та напруги шини, а також дистанційне керування обладнання безпосередньо з центрального командного пункту. Сучасні пристрої РПА поєднують в собі функції РР, вимірювання, регулювання та контроль електромонтаж в одній системі. У складі АСУ ТП енергетики споруди, вони виступають кінцевими пристроями для збирання інформації.

4.3.3 Аналіз функціональності реле пристрої захисту на основі електромеханічних релейні та мікропроцесорні пристрої

Цей аналіз потребує оцінки та порівняння характеристик, переваг і недоліки електромеханічних реле і МП пристроїв.

Електромеханічні реле

Це традиційні пристрої релейного захисту діючи на основі фізичних принципів електромагнетизм і механіка. Вони включають контакти, пружини та електромагніти, які реагують на зміни електричних параметрів мережі.

Вони використовуються в різноманітних електричних схемах забезпечують надійний захист і контроль.

Переваги:

- простота і надійність: електромеханічні реле привабливі своєю простотою конструкції, що забезпечує їх розуміння інженерами та технічні працівники;
- стійкість до перешкод: ці пристрої демонструють певний рівень стійкості до електромагнітних випромінювань перешкод і коливань напруги, що робить їх цінний у ситуаціях, коли немає електричної мережі дуже стабільний.

Недолік:

- обмежена швидкість і точність: електромеханічний реле мають обмежену швидкість спрацьовування та реакцію часу, якого може бути недостатньо для

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						44
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

надання захист від швидких подій, таких як коротке замикання;

- потрібне технічне обслуговування: реле потребують періодичного обслуговування технічне обслуговування та калібрування для забезпечення надійності функціональності. Через механічну природу їх компонентів, вони піддаються зносу і можуть вимагають заміни з часом;

- обмежені можливості: складна сучасна потужність системи постачання можуть вимагати більш складних складні або неможливі алгоритми захисту реалізувати за допомогою електромеханічних реле.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту

З появою нових технологій в електроніка та інформаційні технології, пристрої МП Стали доступними РР, які забезпечують більше гнучкість і розширений набір функцій.

Переваги:

- висока точність і швидкість: пристрої МР мають здатність виконувати обробку даних з підвищеною швидкість і точність, що полегшує в реалізація складних алгоритмів захисту і швидко реагувати на події;

- гнучкість і налаштування: це можливо налаштувати параметри захисту відповідно до унікальної системи вимог, що стає важливим для адаптації до різноманітних умов експлуатації;

- інтеграція та контроль: МР пристрої легко інтегрувати з іншими засобами автоматизації, моніторингу та системи управління, що дозволяє досягти а більш глибокий рівень контролю за функціонуванням система живлення.

Недолік:

- висока вартість: використання апаратів МП передбачає інвестування в електронні компоненти та програмне забезпечення, що може призвести до збільшення витрат порівняно з використання електромеханічних реле;

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						45
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

- неремонтопридатність: якщо функціональний вузол виходить з ладу, він можна замінити тільки в цілому;
- залежність від електронних компонентів: МП пристрої можуть стати вразливими, коли проблеми або виникають дефекти електронних компонентів;
- для програмування, налаштування та обслуговування апаратів МП, потрібні фахівці з відповідною кваліфікацією;
- можливість цілеспрямованих дистанційних впливів на релейний захист МП з метою порушення його нормального стану функціональності;
- крім того, термінали МП РПА від різних виробників не можуть бути взаємозамінними через до відсутності єдиного стандарту на обладнання.

Електромеханічні реле ідеально підходять для малої системи захисту з невеликою кількістю компонентів і потрібна висока надійність. МП прилади дозволяють використовувати більш складний і гнучкий захист алгоритмів, легко інтегрувати їх в автоматизованих системах, а також точніше налаштувати параметри захисту.

Вибір між цими типами пристроїв залежить від конкретних вимог система захисту:

- якщо необхідно забезпечити високу точність, складні алгоритми захисту та інтеграція з іншими системами, то МП пристрої є кращими;

- якщо при використанні необхідний надійний захист простих схем, то використання електромеханічних можна розглядати реле.

У сучасних системах РПА поєднання електромеханічних реле і пристроїв МП загального, що допомагає поєднати переваги обох підходів: точність, гнучкість і вміння для інтеграції МР пристроїв, і висока надійність електромеханічних реле.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		46

Висновки за розділом 4.

1. Електромеханічні реле безсумнівно зіграли важливу роль в електроенергетиці, але вони мали певні обмеження: були відносно однофункціональний і вимагає ручного налаштування для різних сценаріїв. Крім того, вони підлягають до зношування, що зумовлює необхідність їх постійного (регулярне або періодичне) технічне обслуговування.

2. При вирішенні питання про перехід від електромеханічних реле до мікропроцесорних релейних пристроїв, слід враховувати вимоги до системи, її складність, швидкість відгуку та рівень інтеграції. У деяких випадках комбінованого використання цих двох видів приладів дає можливість досягти оптимального балансу між надійністю та функціональністю система захисту.

3. Сьогодні пристрої МР замінюють традиційне реле захист, що поєднує в собі функції захисту, автоматика, контроль і сигналізація. Їх використання збільшується чутливість захисту і знижує відгук час, що зменшує збитки від відключень електроенергії. Це також можливе створення автоматизованої підстанції системи керування та їх інтеграцію з верхнім рівнем автоматизованих систем управління технологічними процесами. Це відкриває перспективи використання МП терміналів як основних пристроїв релейного захисту в електричних мережах для подальшого прогресу до ідеальної моделі Smart Grid.

4. Ефективний вибір обладнання МП РПА для підстанції потрібна оптимізація витрат і ефективність. Необхідно враховувати, що початкові та загальні витрати на обслуговування терміналів МП РПА на 10 років. Також важливо враховувати витрати оновлень програмного забезпечення та спеціалізованих послуг від виробник.

5. Широке використання цифрових (мікропроцесор) РР та його переваги над традиційні РР вимагають додаткових досліджень визначити, які функціональні можливості терміналів МР слід використовувати. Існуючий

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		47

релейний захист і автоматизації навчальних стендів, хоча вони дозволяють вам навчитися користуватися обладнанням, не надають достатня гнучкості при оновленні та розблокуванні повний потенціал терміналів МР. Таким чином, розробка сучасних експериментальних стендів для тестування терміналів МР стає актуальним завданням. Ці стенди повинні бути доступні для покращення якості набутих знань і практичних навичок в роботі з терміналами захисту МП для випускників вузів з електротехнічних спеціальностей.

6. Також важливою частиною Smart Grid є навчання та обізнаність споживачів. Головною перевагою Smart Grid є інтеграція IoT і хмарні обчислення. Ця технологія об'єднує енергію використання для навколишнього середовища, що збільшує обізнаність споживача та підтримує сталий розвиток та захист навколишнього середовища.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		48

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

Організаційні заходи, що забезпечують безпеку працівників під час роботи в електроустановках

Організаційні заходи є фундаментальною складовою системи охорони праці в електроенергетиці. Вони визначають порядок проведення робіт, розподіл відповідальності між працівниками та створюють умови для безпечного виконання завдань. У сучасних електроустановках, де рівень небезпеки особливо високий, дотримання цих заходів є обов'язковим і регламентується нормативними документами.

Загальні принципи організації робіт

Роботи в електроустановках поділяються на ті, що виконуються за нарядом-допуском, за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації. Наряд-допуск є основним документом, який визначає умови безпечного виконання робіт, склад бригади, відповідальних осіб та перелік заходів безпеки. Роботи за розпорядженням виконуються у випадках, коли завдання не потребує складної підготовки, але все ж вимагає контролю. Роботи в порядку поточної експлуатації охоплюють регулярні дії, що виконуються персоналом у межах його повноважень.

До основних організаційних заходів належать затвердження переліку робіт, призначення відповідальних осіб, оформлення нарядів і розпоряджень, підготовка робочих місць, допуск до роботи, нагляд під час її виконання, переведення на інше робоче місце, а також оформлення перерв та закінчення робіт. Кожен із цих етапів має чітко визначені правила та процедури, що забезпечують безпеку персоналу.

Відповідальні працівники та їхні обов'язки

Важливу роль у системі організаційних заходів відіграють працівники, відповідальні за проведення робіт. Це особа, яка видає наряд чи розпорядження, працівник, що дає дозвіл на підготовку робочого місця, допускач, керівник робіт,

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		49

наглядач та члени бригади. Кожен із них має власну сферу відповідальності, яка взаємодоповнює інші.

Працівник, який видає наряд, відповідає за можливість безпечного виконання роботи, визначає склад бригади та заходи безпеки. Він також зобов'язаний враховувати кваліфікацію працівників та їхні групи з електробезпеки. Працівник, що дає дозвіл на підготовку робочого місця, контролює достатність заходів щодо вимкнення та заземлення обладнання. Допускач здійснює інструктаж, перевіряє готовність робочого місця та відповідає за правильність допуску до роботи. Керівник робіт організовує процес, контролює дотримання правил та забезпечує постійний нагляд за бригадою. Наглядач призначається для контролю за неелектротехнічними працівниками або у випадках особливо небезпечних умов.

Таблиця 3.2 – Суміщення обов'язків відповідальних працівників

Відповідальний працівник	Обов'язки, що суміщаються
Працівник, який видає наряд	Керівник робіт; допускач в електроустановках без місцевих чергових працівників
Допускач	Працівник, який готує робоче місце; керівник робіт; член бригади
Керівник робіт	Працівник, який готує робоче місце; допускач в електроустановках без місцевих чергових

Наряд-допуск та його оформлення

Наряд на роботу виписується у двох примірниках, із дотриманням чіткості та ясності записів. Він може передаватися особисто або телефоном, але в будь-якому випадку оформлюється належним чином. Наряд видається на одного

керівника робіт з однією бригадою, термін його дії не перевищує 15 календарних днів, із можливістю одноразового продовження.

Особливу увагу приділяють веденню журналу обліку робіт за нарядами та розпорядженнями. У ньому фіксуються всі допуски, зміни складу бригади та завершення робіт. Журнал має бути пронумерований, прошнурований і скріплений печаткою, а термін його зберігання після останнього запису становить не менше шести місяців.

Склад бригади

Склад бригади визначається виходячи зі складності роботи та умов її виконання. Бригада повинна складатися щонайменше з двох осіб, включно з керівником робіт. Допускається включення працівників з нижчими групами електробезпеки, проте їхня кількість обмежується.

Таблиця 3.3 – Приклад складу бригади

Група з електробезпеки	Кількість працівників	Примітка
IV	1	Керівник робіт
III	1–2	Допускач або досвідчені члени бригади
I–II	1–2	Допускається лише під наглядом

Підготовка робочого місця

Підготовка робочого місця здійснюється з дозволу відповідальних осіб. Вона включає вимкнення та заземлення обладнання, встановлення огорожень, плакатів, замків. Допуск до роботи проводиться безпосередньо на робочому місці після перевірки всіх заходів безпеки. Допускач проводить інструктаж, ознайомлює бригаду з межами робочої зони та демонструє відсутність напруги.

Нагляд під час роботи

Нагляд за роботою здійснюється керівником робіт або наглядачем. Вони повинні постійно перебувати на місці виконання завдань, особливо у зонах підвищеної небезпеки. Забороняється залишати бригаду без нагляду, а також поєднувати нагляд із виконанням інших робіт.

Порівняння з міжнародними стандартами

У міжнародній практиці (наприклад, OSHA у США чи ІЕС у Європі) організаційні заходи мають схожі принципи. Вони також передбачають призначення відповідальних осіб, ведення документації та обов'язковий інструктаж. Проте українські правила більш детально регламентують групи з електробезпеки та порядок оформлення нарядів, що робить систему більш формалізованою.

Таблиця 3.4 – Порівняння українських та міжнародних вимог

Елемент системи	Українські правила (ПУЕ, НПАОП)	Міжнародні стандарти (ІЕС, OSHA)
Наряд-допуск	Обов'язковий документ	Work Permit / Safety Checklist
Групи з електробезпеки	Чітко визначені (I–V)	Загальні рівні компетентності
Журнал обліку робіт	Обов'язковий	Рекомендований
Суміщення обов'язків	Допускається з обмеженнями	Зазвичай не практикується

Практичні приклади

У практиці експлуатації електроустановок часто трапляються ситуації, коли недотримання організаційних заходів призводить до аварій. Наприклад, відсутність належного інструктажу може спричинити наближення працівників до струмовідних частин, що перебувають під напругою. Неправильне оформлення наряду може призвести до того, що бригада не буде знати точних меж робочої зони. У міжнародній практиці такі випадки класифікуються як «human factor incidents» і становлять до 70 % усіх аварійних ситуацій.

ВИСНОВКИ

Відповідно вихідних даних на проєктування в кваліфікаційному проєкті бакалавра було спроектовано електричну частину електростанції типу ТЕЦ з чотирма агрегатами потужністю 50 МВт кожний.

В першій частині виконано аналіз вихідних даних, аналіз технологічної схеми електростанції та спроектовано структурну схему електростанції на підставі спрощеного техніко-економічного обґрунтування.

В другій частині проєкту здійснене проєктування розподільчого пристрою високої напруги електростанції. Спроектовано головну принципову схему електростанції та на підставі відповідних розрахунків обрано комутаційне обладнання розподільчого пристрою та вимірювальні трансформатори. Складено конструкторські габаритні креслення вибраного обладнання.

В третій частині спроектовано та розраховано систему релейного захисту силового трансформатора станції

В четвертій частині проєкту виконано індивідуальне завдання з порівняльного аналізу електромагнітної та мікропроцесорної елементної бази релейного захисту енергосистем.

В п'ятій частині проєкту розглянуті питання охорони праці та навколишнього середовища.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		53

ЛІТЕРАТУРА

1. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
2. Проектування електричних станцій: вимоги до курсового проєкту [Електронний ресурс]: навчальний посібник для здобувачів ступеня магістр спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», за освітньою програмою «Електричні станції» / уклад.: О.В. Остапчук, О.Л. Бондаренко, М.П. Болотний / КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 1.93 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. – 153 с.
3. Методичні рекомендації до виконання курсового проєкту з навчальної дисципліни «Електричні станції і підстанції» для здобувачів вищої освіти спеціальності G3 Електрична інженерія, рівня вищої освіти першого (бакалаврського). Семенов А., Бичков Я. Полтава: ПДАУ, 2025. 38 с.
4. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник / А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.
5. ГІД 34.01.103-2004 Діючі нормативні документи колишнього СРСР у галузі будівництва та використання на об'єктах електроенергетичної галузі (ВЕН). Перелік (станом на 01.04.2026)
6. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля, Київ 2017р.
7. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище, Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 04.08.2014 року № 543
8. Закон України «Про електроенергетику»
9. ДСТУ 2226-93 Автоматизовані системи. Терміни і визначення
10. ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення
11. ДСТУ 3440-96 Системи енергетичні. Терміни та визначення
12. ДСТУ 3465-96 Системи електропостачальні загального призначення. Терміни та визначення

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		54

13. СОУ-Н ЕЕ.20.178-2008 Схеми принципів електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій. Настанова. Затверджено наказом Мінпаливенерго України №262 від 14.05.2008р.
14. СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистем. Керівні вказівки
15. ДБН А.2.2-3-2012 Склад та зміст проектної документації на будівництво
16. ДБН В.1.2-4-2006 Інженерно – технічні заходи цивільного захисту (цивільної оборони)
17. ДБН В.2.5-23-2010 Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення
18. ГКД 340.000.001-95 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Загальні методичні положення
19. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі
20. ГКД 34.20.567-2012 Правила застосування системної протиаварійної автоматики запобігання та ліквідації небезпечного зниження або підвищення частоти в енергосистемах
21. Zhang, H., Liu, Z., Fan, Z., Song, H., Niu, Z., Xiong, Z., Deng, M., Shuai, J., Li, W. & Li, X. “Failure causes and solutions of relay protection switching power supply”. Journal of Physics: Conference Series. 2022; 2196 (1): 012039.
22. Sizykh, V., Vostrikov, M., Daneev, A. & Menaker, K. “Automation of the process of measurement of electrical parameters in microprocessor devices of relay protection”. Transportation Research Procedia. 2022; 61: 467–474.
23. “ABB Group global Website”. – Available from: <https://global.abb/group/en>. – [Accessed: Nov. 2022].
24. “Siemens global Website”. – Available from: <https://support.industry.siemens.com>. – [Accessed: Nov. 2022].
25. “Schneider Electric global Website”. – Available from: <https://www.se.com/ww/en/>. – [Accessed: Nov. 2022].
26. Bucher, R. “Smart grid functionality for the high-voltage transmission grid: On the market readiness of Digital Substation 2.0 technology”. Saudi Arabia Smart Grid (SASG). IEEE. 2017. p. 1–4.
27. Miswan, N. S., Ridwan, M. I., Hayatudin, A. & Aminuddin Musa, I. “Interoperability testing for Digital Substation in Smart Grid domain: A power utility perspective”.

					ЕТ ЕЕ 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		55

International Symposium on Technology Management and Emerging Technologies (ISTMET). IEEE. 2015. p. 154–158.

28. Memon, A. A. & Kauhaniemi, K. “An adaptive protection for Radial AC Microgrid using IEC 61850 communication standard: Algorithm proposal using offline simulations”. *Energies*. 2020; 13 (20): 5316.

29. Akhmedova, O., Soshinov, A., Gazizov, F. & Ilyashenko, S. “Development of an intelligent system for distance relay protection with adaptive algorithms for determining the operation setpoints”. *Energies*. 2021; 14 (4): 973..

30. Lin, H., Sun, K., Tan, Z.-H., Liu, C., Guerrero, J. M. & Vasquez, J. C. “Adaptive protection combined with machine learning for microgrids”. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2019; 13 (6): 770–779.

31. Ostroukh, A., Karelina, M., Filippova, N., Marusin, A. & Evtyukov, S. “Intelligent system for digital substation control”. *Transportation Research Procedia*. 2021; 57: 385–391.

32. Silveira, P., Silva, E. F., Galletta, A. & Lopes, Y. “Security analysis of digitized substations: A systematic review of GOOSE messages”. *Internet of Things*. 2023. p. 100760.

33. “IEC 61850 Tissue database. Technical Issues Overview”. – Available from: <https://iec61850.tissuedb.com/parts.msp>. – [Accessed: Nov. 2022].

34. Vadiati, M., Basirifar, M. & Shahbazi, B. “Future trends in smart grid by applying digital modern substations”. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Australia)*. 2011..

35. Vasylevskiy, D. “Digital substation: where is RPA?” – Available from: <http://digitalsubstation.com>. – [Accessed: Dec. 2022].

36. Ghiasi, M., Niknam, T., Wang, Z., Mehrandezh, M., Dehghani, M. & Ghadimi, N. “A comprehensive review of cyber-attacks and defense mechanisms for improving security in smart grid energy systems: Past, present and future”. *Electric Power Systems Research*. 2023; 215: 108975.

37. Ahmad, T. & Zhang, D. “A critical review of comparative global historical energy consumption and future demand: The story told so far”. *Energy Reports*. 2020; 6: 1973–1991.

38. Mughal, N., Arif, A., Jain, V., Chupradit, S., Shabbir, M. S., Ramos-Meza, C. S. & Zhanbayev, R. “The role of technological innovation in environmental pollution, energy consumption and sustainable economic growth: Evidence from South Asian economies”. *Energy Strategy Reviews*. 2022; 39: 100745.

39. “International energy outlook – U.S. energy information administration (EIA)”. – Available from: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/index.php>. – [Accessed: Dec. 2022].

					ET EE 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		56

40. Höök, M. & Tang, X. "Depletion of fossil fuels and anthropogenic climate change – A review". *Energy Policy*. 2013; 52: 797–809.
41. Wang, Z., Li, S., Jin, Z., Li, Z., Liu, Q. & Zhang, K. "Oil and gas pathway to net-zero: Review and outlook". *Energy Strategy Reviews*. 2023; 45: 101048.
42. Hoang, A. T., Foley, A. M., Nižetić, S., Huang, Z., Ong, H. C., Ölçer, A. I., Pham, V. V. & Nguyen, X. P. "Energy-related approach for reduction of CO₂ emissions: A strategic review on the port-to-ship pathway". *Journal of Cleaner Production*. 2022. p. 131772.
43. Muradov, N. "Low to near-zero CO₂ production of hydrogen from fossil fuels: Status and perspectives". *International Journal of Hydrogen Energy*. 2017; 42 (20): 14058–14088.
44. Palensky, P. & Dietrich, D. "Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads". *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2011; 7 (3): 381–388.
45. Samad, T., Koch, E. & Stluka, P. "Automated demand response for smart buildings and microgrids: The state of the practice and research challenges". *Proceedings of the IEEE*. 2016; 104 (4): 726–744.
46. Tiwari, A. & Pindoriya, N. M. "Automated demand response in smart distribution grid: A review on metering infrastructure, communication technology and optimization models". *Electric Power Systems Research*. 2022; 206: 107835. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107835>.
47. Halkos, G. E. & Gkampoura, E.-C. "Reviewing usage, potentials, and limitations of renewable energy sources". *Energies*, 2020; 13 (11): 2906.
48. Angheluta, S. P., Burlacu, S., Diaconu, A. & Curea, C. S. "The energy from renewable sources in the European Union: Achieving the goals". *European Journal of Sustainable Development*. 2019; 8 (5): 57.
49. Chen, S., Li, Z. & Li, W. "Integrating high share of renewable energy into power system using customer-sited energy storage". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021; 143: 110893.
50. Zuo, K. & Wu, L. "A review of decentralized and distributed control approaches for islanded microgrids: Novel designs, current trends, and emerging challenges". *The Electricity Journal*, 2022; 35 (5): 107138.
51. Rangu, S. K., Lolla, P. R., Dhenuvakonda, K. R. & Singh, A. R. "Recent trends in power management strategies for optimal operation of distributed energy resources in microgrids: A comprehensive review". *International Journal of Energy Research*. 2020; 44 (13): 9889–9911.

					ET EE 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		57

- 52.Li, S., Pan, Y., Xu, P. & Zhang, N. “A decentralized peer-to-peer control scheme for heating and cooling trading in distributed energy systems”. Journal of Cleaner Production. 2020. p. 124817.
- 53.Razavi, S.-E., Rahimi, E., Javadi, M. S., Nezhad, A. E., Lotfi, M., Shafie-khah, M. & Catalão, J. P. S. “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2019; 105: 157–167.
- 54.Fang, X., Misra, S., Xue, G. & Yang, D. “Smart grid – the new and improved power grid: A survey”. IEEE Communications Surveys & Tutorials. 2012; 14 (4): 944–980.
- 55.El-hawary, M. E. “The smart grid–state-of-the-art and future trends”. Electric Power Components and Systems. 2014; 42 (3-4): 239–250.
- 56.Strielkowski, W. “Social and economic implications for the smart grids of the future”. Economics & Sociology, 2017; 10 (1): 310–318. DOI: <https://doi.org/10.14254/2071-789x.2017/10-1/22>.
- 57.Bayindir, R., Hossain, E., & Vadi, S. “The path of the smart grid -the new and improved power grid”. International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP). IEEE. 2016.
- 58.Moreno Escobar, J. J., Morales Matamoros, O., Tejeida Padilla, R., Lina Reyes, I. & Quintana Espinosa, H. “A comprehensive review on smart grids: challenges and opportunities”. Sensors. 2021; 21 (21): 6978.
- 59.Sheba, M. A., Mansour, D. A., & Abbasy, N. H. “A new low-cost and low power industrial internet of things infrastructure for effective integration of distributed and isolated systems with smart grids”. IET Generation, Transmission & Distribution. 2023. p. 1–20.
- 60.Sethi, P., & Sarangi, S. R. “Internet of Things: architectures, protocols, and applications”. Journal of Electrical and Computer Engineering. 2017; 2017: 1–25.
- 61.Alavikia, Z. & Shabro, M. “A comprehensive layered approach for implementing internet of things enabled smart grid: A survey”. Digital Communications and Networks. 2022; 8 (3): 388–410.
- 62.Renugadevi, N., Saravanan, S. & Naga Sudha, C. M. “IoT based smart energy grid for sustainable cities”. Materials Today: Proceedings. 2021; 81 (2): 98–104.
- 63.Ghanbari, S., Yadegari, S. & Kalantar, M. “Architecture and applications of Internet of Things in smart grids”. IoT enabled multi-energy systems. 2023. p. 55–68.

					ET EE 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
						58
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		

64.Halle, P. D. & Shiyamala, S. “Secure advance metering infrastructure protocol for smart grid power system enabled by the Internet of Things”. Microprocessors and Microsystems. 2022; 95: 104708.

65.Sun, Y., Song, H., Jara, A. J. & Bie, R. “Internet of things and big data analytics for smart and connected communities”. IEEE Access. 2016; 4: 766–773.

66.Tightiz, L. & Yang, H. “A comprehensive review on IoT protocols’ features in smart grid communication”. Energies. 2020; 13 (11): 2762.

67.“Smart grid: the smart grid”. – Available from: https://www.smartgrid.gov/the_smart_grid/smart_grid.html. – [Accessed: Dec. 2022].

68.“Intelligent electric power systems: elements and modes” under general. ed. acad. NAS of Ukraine A.V. Kirilenko. Institute of Electrodynamics NAS of Ukraine. Kyiv: Ukraine. 2014.

					ET EE 4815.141.016.000 ПЗ	Аркуш
Зм	Аркуш	№ докум.	Підпис	Дата		59