

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

Журавель Владислав Юрійович

2023 р.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ
УДК УДК 621.113

ПОГОДЖЕНО
Директор Інституту енергетики,
автоматики і енергозбереження
Каплун В.В.
(підпис)
« » 2023 р.

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувача кафедри
Електропостачання
ім. проф. В.М. Синькова
Гай О.В.
(підпис)
« » 2023 р.

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: «ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ
МЕРЕЖ ЖИТЛОВОГО БАГАТОКВАРТИРНОГО БУДИНКУ»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код і назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(назва)
Орієнтація освітньої програми : освітньо-професійна

Гарант освітньої програми
К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

Усенко С.М.
(підпис)

Керівник магістерської кваліфікаційної роботи
К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

Макаревич С.С.
(підпис)

Виконав

Журавель В.Ю.
(підпис)

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри
електропостачання

ім. проф. В.М. Синькова

к.т.н. доцент
(ступінь, звання)

Гай О.В.
(підпис)

(ІПВ)

20 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТУ

Журавлю Владиславу Юрійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

(код і назва)

Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(назва)

Орієнтація освітньої програми: освітньо-професійна

Тема магістерської роботи «Підвищення енергоефективності електричних мереж житлового багатоквартирного будинку»

затверджена наказом ректора Національного університету біоресурсів і природокористування України від 06.03.2023 р. № 324 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру 31 жовтня 2023 р.

Вихідні дані до магістерської роботи: завдання на проектування ПрАТ "ДЕТК"; технічні умови ПрАТ "ДЕТК" № 986-15; черговий кадастровий план; топоплан М 1:500; генплан будівництва; схеми організації рельєфу

Перелік питань, що підлягають дослідженню.

1. Аналіз поточного стану обладнання
2. Релейний захист та автоматика
3. Реконструкція КТП
4. Оцінка досягнутих результатів та порівняння з початковим станом

5. Захисне обладнання КТП

Перелік графічного матеріалу: презентація, виконана в програмному забезпеченні MS Power Point

Дата видачі завдання «28» червня 2023 р.

Керівник магістерської роботи

Макаревич С.С.

(підпис)

Завдання прийняв до виконання

Журавлю В.Ю.

(підпис)

РЕФЕРАТ

В даній магістерській роботі було розглянуто питання енергоефективності багатоповерхового будинку, шляхом повної реконструкції КТП. Головним завданням є мінімізація втрат, що досягається шляхом заміни застарілого обладнання.

Об'єктом дослідження є одинадцятиповерховий будинок, який налічує 44 квартири та знаходиться в м. Київ, Святошинський район.

Предметом дослідження служить енергоефективність багатоповерхового будинку, зокрема, реконструкція КТП (комплектуючих та обладнання) для мінімізації енергетичних втрат.

Живлення даного будинку відбувається від закритої трансформаторної підстанції, яка знаходиться Житомирському шосе, (19-й км) у Святошинському районі м.Києва та є понижувальною 10/0,4 кВ.

Робота складається із семи розділів, що включають ілюстративні та табличні матеріали. Першим етапом було проведено аналіз існуючого навантаження. Наступні кроки включали в себе розрахунки і вибір нового обладнання з метою підвищення продуктивності та зниження втрат.

Також було розроблено проектні рішення для зовнішнього електропостачання будинку. Це включало в себе розрахунок комутаційних та облікових апаратів, а також вибір кабельної лінії з метою забезпечення стабільності постачання електроенергії.

Ключові слова: КОМПЛЕКТНА ТРАНСФОРМАТОРНА ПІДСТАНЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, КОМУТАЦІЙНИ АПАРАТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ,
СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

НУБІП України

ВН - висока напруга

КТП - комплектна трансформаторна підстанція

НУБІП України

ККД - коефіцієнт корисної дії;

КЛ - кабельна лінія;

КТП - комплектна трансформаторна підстанція;

НУБІП України

МСЗ - максимальний струмовий захист

НН - низька напруга

РП - розподільчий пункт

НУБІП України

РЩ - розподільчий щит

ТП - трансформаторна підстанція;

ТС - трансформатор струму

у.о. - умовна одиниця;

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВСТУП

Зміст

8

1. Актуальність теми..... 8

2. Мета та завдання дослідження..... 8

3. Огляд понять та підходів до енергоефективності в електричних мережах..... 8

4. Опис структури та ролі КТП в системах живлення будинків..... 9

РОЗДІЛ 1 . АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ..... 10

1.1. Загальна характеристика об'єкту підключення (багатоповерхового будинку)..... 10

1.2. Результати обстеження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ 11

РОЗДІЛ 2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА..... 12

2.1 Розрахунок навантаження ланцюгів/схеми живлення розподільчої мережі 10 кВ..... 12

2.2 Розрахунок струмів К.З. на стороні 10кВ..... 14

2.3 Процес розрахунку та перевірки параметрів релейного захисту..... 15

2.4 Висновки з релейного захисту та автоматики..... 18

РОЗДІЛ 3. РЕКОНСТРУКЦІЯ КТП..... 21

3.1 Розрахунок навантаження ТП сторони 0,4 кВ..... 21

3.2 Вибір силового трансформатора..... 25

3.3 Заміна ізоляторів зі сторони 10 кВ (прохідні, опорні)..... 26

3.4 Вибір обладнання сторони 0,4кВ..... 28

3.5 Розрахунок необхідності улаштування оливоприймача..... 29

3.6 Розрахунок струмів комутаційних апаратів..... 31

3.7 Вибір лічильника електричної енергії..... 34

4	ОЦІНКА ДОСЯГНУТИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ПОРІВНЯННЯ З ПОЧАТКОВИМ СТАНОМ.....	41
4.1	Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах 250 кВА.....	41
4.2	ККД трансформатора та його залежність від навантаження.....	42
4.3	Розрахунок втрат електричної енергії.....	44
4.4	Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах 160 кВА.....	46
4.5	ККД трансформатора та його залежність від навантаження.....	46
4.6	Розрахунок втрат електричної енергії.....	48
4.7	Розрахунок річного балансу споживання активної і реактивної електричної енергії.....	49
	РОЗДІЛ 5. ФІНАНСОВА ОЦІНКА РЕКОНСТРУКЦІ КТП.....	50
	РОЗДІЛ 6. ЗАХИСНЕ ОБЛАДНЕННЯ КТП.....	56
6.1	Розрахунок заземлюючих пристроїв.....	56
6.2	Звукова сигналізація.....	59
	РОЗДІЛ 7 . ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	60
1.	Загальні положення.....	60
2.	Вимоги безпеки перед початком роботи.....	66
7.3	Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.....	67
	ВИСНОВКИ.....	69
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	71

НУБІП України

1. Актуальність теми.

Сучасний світ неупинно розвивається, і разом із тим зростає попит на електроенергію. Забезпечення ефективної та безперебійної подачі електроенергії є важливим завданням для забезпечення роботи різних галузей економіки та задоволення потреб населення. Однак, використання електроенергії супроводжується втратами під час транспортування та розподілу, що призводить до енергетичних втрат та екологічних проблем.

2. Мета та завдання дослідження.

Метою даної роботи є дослідження та підвищення енергоефективності в системах живлення будинків через реконструкцію комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) та використання сучасних технологій автоматизації та моніторингу.

3. Огляд понять та підходів до енергоефективності в електричних мережах.

Енергоефективність електричних мереж - це спроможність системи передачі та розподілу електроенергії працювати з мінімальними втратами енергії. Це означає, що мережа оптимізована для забезпечення ефективної передачі та використання електроенергії, мінімізуючи втрати та споживання електроенергії. Збільшення енергоефективності електричних мереж допомагає зменшити споживання ресурсів і викиди в атмосферу, забезпечуючи більш стабільне та екологічно чисте постачання електроенергії.

Збільшення енергоефективності електричних мереж має декілька важливих переваг:

- зменшення втрат енергії (підвищення ефективності мереж допомагає зменшити енергетичні втрати під час передачі електроенергії, що веде до більшої доступності енергії для споживачів і зменшення витрат для постачальників).

• зниження екологічного впливу (ефективніші мережі споживають менше пального (наприклад, вугілля або природного газу) для виробництва електроенергії, що допомагає зменшити викиди парникових газів та негативний вплив на навколишнє середовище).

• Забезпечення стійкості (покращення енергоефективності дозволяє краще управляти навантаженням на мережі і підвищує їхню стійкість до перешкод, таких як негоди чи технічні збої).

• Зменшення витрат для споживачів (підвищення енергоефективності може призвести до зниження вартості електроенергії для споживачів завдяки зменшенню витрат на паливо та обслуговування мереж).

4. Опис структури та ролі КТП в системах живлення будинків.

Комплектна трансформаторна підстанція (КТП) є важливим елементом систем живлення будинків та споживачів електроенергії. Вона виконує функцію перетворення напруги зі ступеня високої напруги (ВН) на ступінь низької напруги (НН), що необхідна для подачі електроенергії в будинок або споживача. КТП також забезпечує функцію розподілу та захисту мережі.

Втрати електроенергії в електричних мережах можуть бути спричинені різними факторами, такими як опір проводів, низький коефіцієнт потужності, неефективні трансформатори, та інші. Ці втрати впливають на ефективність системи живлення, збільшуючи споживання електроенергії та зменшуючи якість постачання.

Основною метою даної роботи є підвищення енергоефективності електричних мереж багатоповерхового будинку шляхом реконструкції трансформаторної підстанції (ТП). Ефективне використання електроенергії та зменшення втрат є важливим завданням в умовах зростаючих вимог до сталого розвитку та скорочення споживання ресурсів. У цьому контексті, реконструкція ТП є ключовим етапом у поліпшенні енергоефективності.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ

1.1. Загальна характеристика об'єкту підключення (багатоповерхового будинку)

Багатоповерховий будинок є одним з ключових об'єктів, які споживають значну кількість електроенергії в сучасному світі. Ці будівлі розташовані у великих міських агломераціях і призначені для проживання багатьох людей. Їх роль в сучасному житті полягає в забезпеченні комфортних умов для проживання та роботи населення, а також у використанні електроенергії для підтримки різноманітних систем і обладнання, що є важливими для їх функціонування.

Будинки потребують опалення взимку і кондиціонування повітря влітку. Системи опалення та кондиціонування, які працюють на електроенергії, повинні бути розроблені так, щоб бути ефективними з точки зору споживання енергії.

У багатоповерхових будинках часто використовуються ліфти для зручного пересування між поверхами. Ці системи також споживають значну кількість електроенергії, і їх ефективність грає важливу роль в економії енергії.

Разом із зростанням технологій в багатоповерхових будинках використовуються різноманітні електроприлади та електроніка, включаючи побутову техніку, комп'ютери, телевізори та інші пристрої, які потребують електропостачання.

Заданий будинок знаходиться в місті Київ. Будинок складається з одинадцяти поверхів та вміщує у собі 44 квартири для життя. Крім того, в ньому функціонують 2 ліфтові установки, які спрощують переміщення мешканців між поверхами, а також два приймачі комунальної електроенергії, які надають жителям будинку необхідну електроенергію для освітлення, опалення та інших потреб.

В такому випадку багатопверховий будинок відноситься до 2го виду з другою категорією надійності електропостачання.

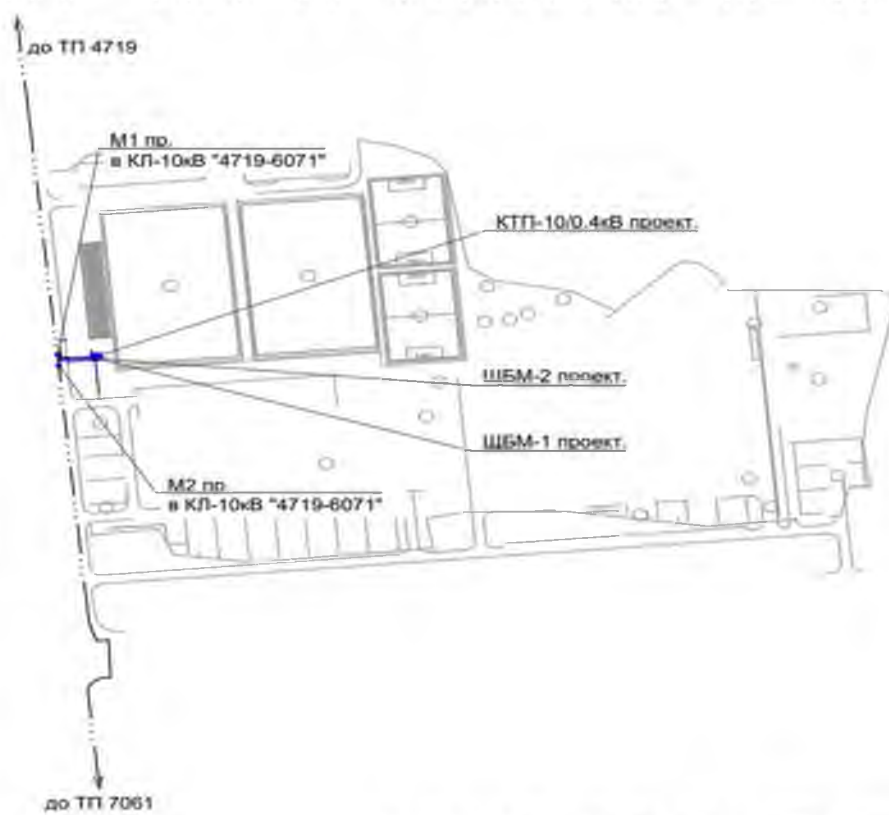
Електропостачання приймачів II категорії надійності рекомендується здійснювати від двох незалежних взаєморезервованих джерел. Допускається перерва в електропостачанні на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїзною оперативною бригадою.

Живлення силовиків електроприймачів освітлення рекомендується здійснювати від спільних трансформаторів. При цьому допустимі відхилення і коливання напруги в освітлювальних приладах не повинні перевищувати вказаних у ГОСТ 13109.

1.2. Результати обстеження трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ

Данна ТП складається з силового трансформатора ТМ 400кВА-10/0,4 (трифазний), збірних камер 10 кВ і 0.4 кВ, шинного моста.

Рисунк 1.1 План схеми існуючої ТП



НУБІП України

РОЗДІЛ 2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА

2.1 Розрахунок навантаження ланцюгів схеми живлення розподільчої мережі 10 кВ

Рисунок 2.1 Схема живлення розподільчої мережі 10 кВ

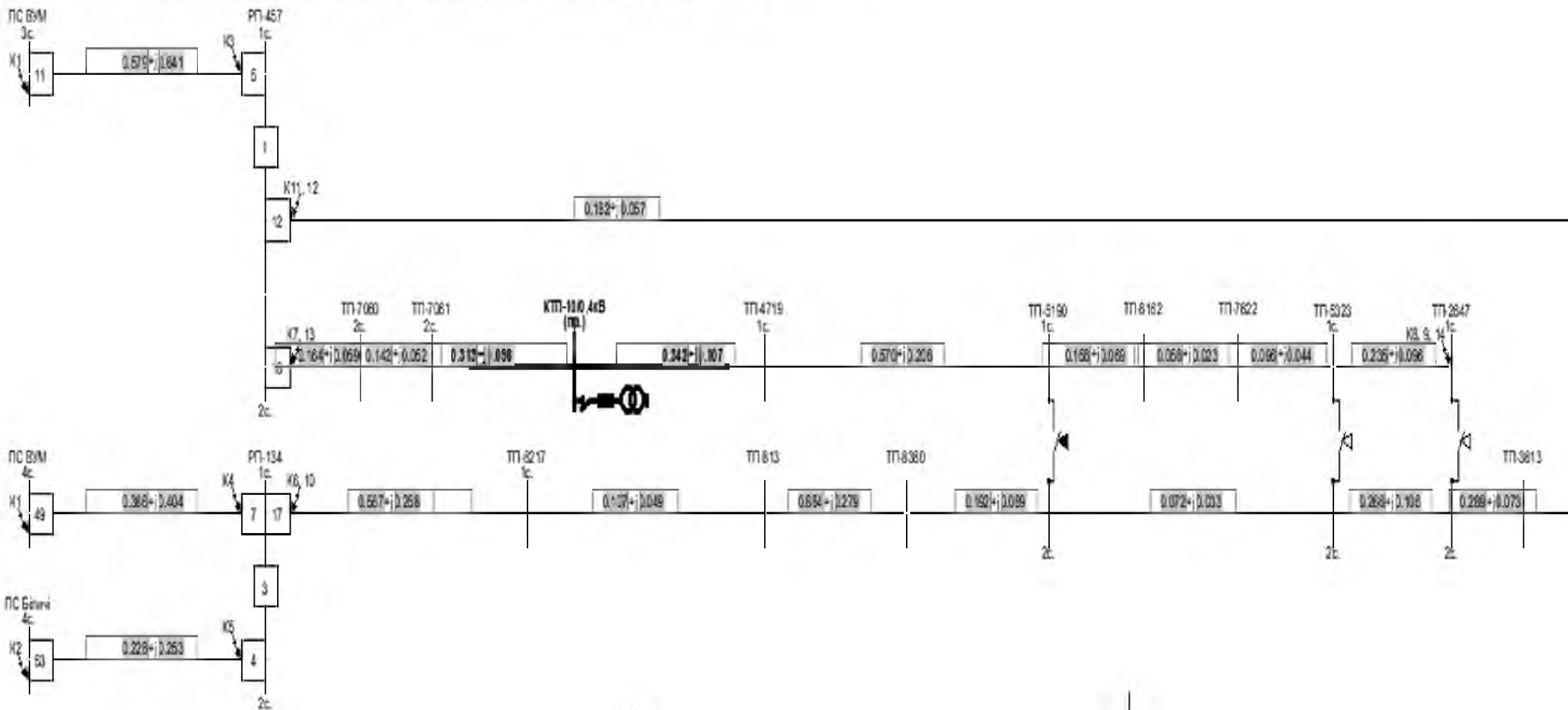
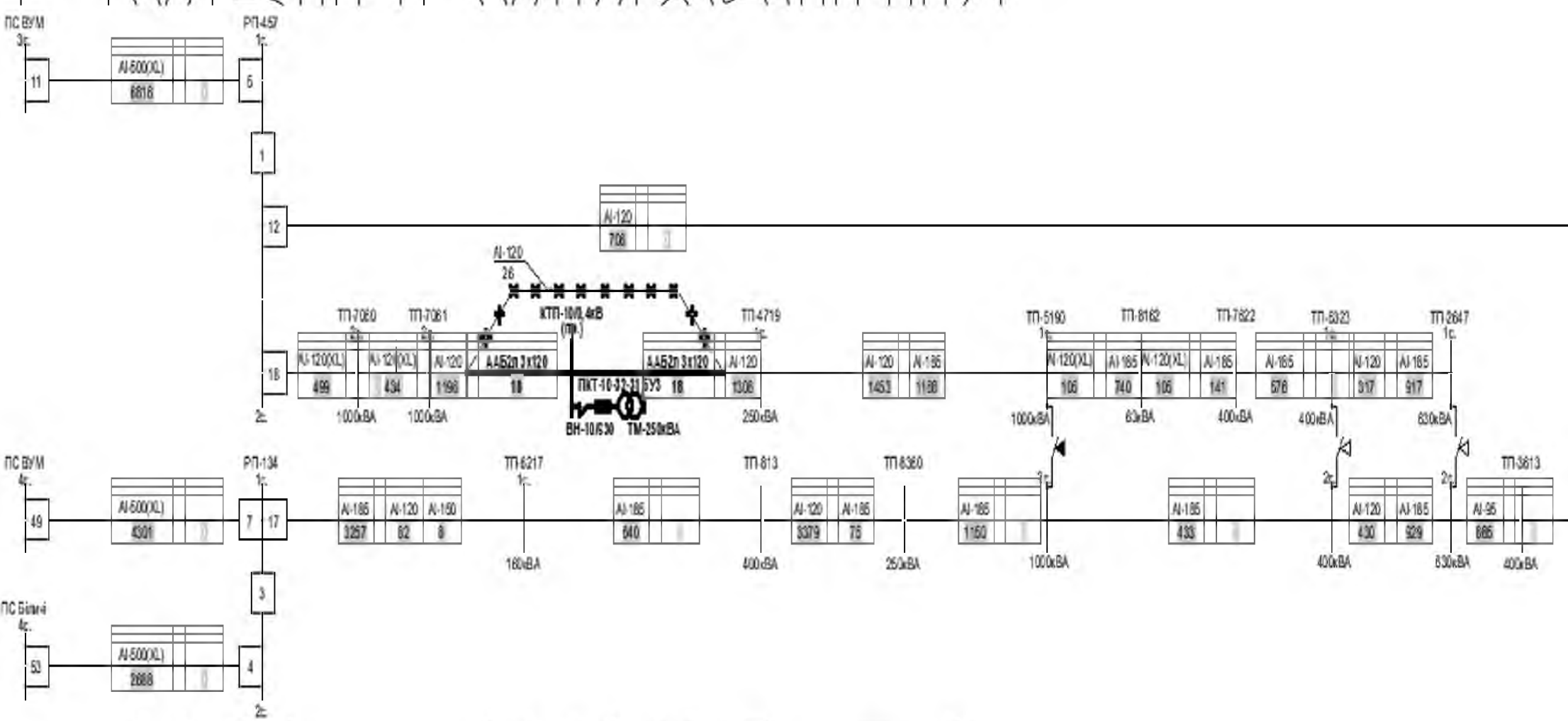


Рисунок 2.2 Схеми заміщення розподільчої мережі 10 кВ



Розрахунок навантаження ланцюга:

Ланцюг РП-457 2с. - л. ТП-3613 (РП-457 2с. - л. ТП-7060 2с.; РП-134 1с. - л. ТП-6217 1с.):

Розрахунковий струм ланцюга:

$$I_{н-ав} = \frac{S_{п-ав}}{U_{н} \cdot \sqrt{3}} = \frac{K_{с.м.} \cdot \sum(K_{з} \cdot S_{тнд})}{U_{н} \cdot \sqrt{3}} = \frac{0.75 \cdot (0.7 \cdot (1000 + 1000 + 250 + 1000 + 400 + 630 + 160 + 1000 + 400 + 630) + 1.0 \cdot (250 + 63 + 400 + 400 + 400 + 250))}{10.5 \cdot \sqrt{3}} = 259.5 \text{ А} \quad (2.1)$$

1. Величини струмів та опорів приведені до напруги 10,5 кВ

2. При розрахунках потужностей для різних ділянок мережі з напругою 10 кВ, використовуються спеціальні коефіцієнти:

$K_{з}$ - це коефіцієнт завантаження трансформаторів, і його значення залежить від типу трансформатора: для двотрансформаторних ТП $K_{з} = 0.7$, для однострансформаторних ТП $K_{з} = 1.0$.

$K_{с.м.}$ - це коефіцієнт суміщення максимумів навантаження трансформаторів, залежить від їх кількості, як це визначено в ГНД 341.004.003.001-2002

2.2 Розрахунок струмів К.З. на стороні 10кВ

Таблиця 2.1 Розрахункові струми короткого замикання

Джерело живлення	Точка К.З.	R_k max, Ом	X_k max, Ом	Z_k max, Ом	$I_k^{(3)}$ max, кА	R_k min, Ом	X_k min, Ом	Z_k min, Ом	$I_k^{(3)}$ min, кА	$I_k^{(2)}$ min, кА
Шини 10 кВ ПС ВУМ	1	0.040	0.584	0.585	10.359	0.217	0.962	0.986	6.147	5.323
Шини 10 кВ ПС Біличі	2	0.058	0.608	0.611	10.395	0.211	0.943	0.966	6.273	5.433
ПС ВУМ 3с. - л. РП-457 1с.	РП-457 3	0.619	1.225	1.372	4.417	0.796	1.603	1.790	3.387	2.934
ПС ВУМ 4с. - л. РП-134 1с.	РП-134 4	0.406	0.988	1.068	5.675	0.583	1.366	1.485	4.081	3.535
ПС Біличі 4с. - л. РП-134 2с.	5	0.286	0.861	0.907	6.683	0.439	1.196	1.274	4.759	4.121
РП-457 2с. - л. ТП-3613	6	3.178	2.170	3.849	1.575	3.355	2.348	4.213	1.439	1.246
	7	2.959	2.019	3.582	1.692	3.136	2.397	3.947	1.536	1.330
	8	1.976	1.729	2.625	2.309	2.153	2.107	3.012	2.013	1.743
РП-457 2с. - л. ТП-7060 2с.	9	2.697	1.982	3.347	1.811	2.874	2.360	3.719	1.630	1.412
	10	3.900	2.424	4.592	1.320	4.077	2.802	4.947	1.225	1.061
	11	2.959	2.019	3.582	1.692	3.136	2.397	3.947	1.536	1.330
РП-134 1с. - л. ТП-6217 1с.	12	2.845	1.806	3.370	1.799	3.142	2.312	3.901	1.554	1.346
	13	3.567	2.060	4.119	1.472	3.863	2.566	4.638	1.307	1.132
	14	2.584	1.770	3.131	1.936	2.880	2.275	3.670	1.652	1.431

2.3 Процес розрахунку та перевірки параметрів релейного захисту

Таблиця 2.2 Розрахунок та перевірка уставок релейного захисту

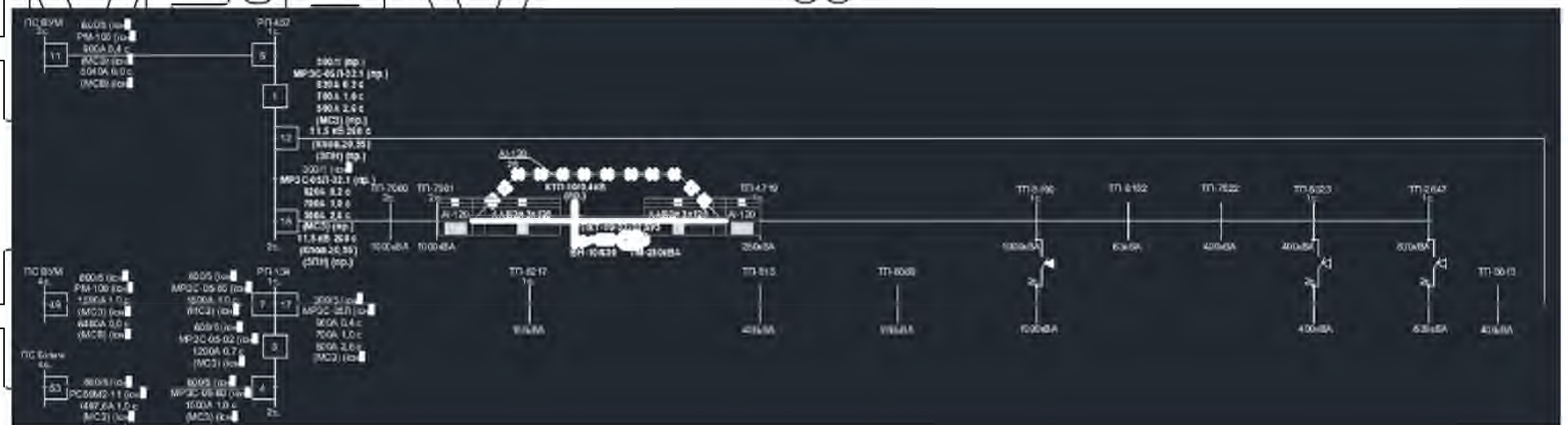
№	Найменування	Розрахункова формула	РП-457 2с. (ком. 12) – л. ТП-3613	РП-457 2с. (ком. 18) – л. ТП-7060	РП-134 1с. (ком. 17) – л. ТП-6217 1с.
1	2	3	4	5	6
1	Марка і переріз кабелю	-	Al-3x120	Al-3x120(XL)	Al-3x120
2	Допустимий струм кабелю, А	Ідоп.	235 А	252.0 А	235 А
3	Розрахунок навантаження ланцюга, А	Ірл.	259.5 А	259.5 А	259.5 А
4	Розрахунковий струм	Ірозр.	259.5 А	259.5 А	259.5 А
5	Схема з'єднань трансформаторів струму	-	▲	▲	▲
6	Коефіцієнт схеми	Ксх.	1	1	1
7	Розрахунковий струм термічної стійкості, кА	Ітерм.р. $I_{k(3)max} \cdot \gamma_{tf}$	$4.417 \sqrt{0.225} = 2.095$ кА	$4.417 \sqrt{0.225} = 2.095$ кА	$6.683 \sqrt{0.425} = 4.357$ кА
8	Розрахунковий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	за розрахунковим струмом $K_{т1} = I_{розр.} / I_{2тс}$	$259.5 / 1 = 259.5^*$	$259.5 / 1 = 259.5^*$	$259.5 / 5 = 51.9^*$
9	Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	по забезпеченню спрацювання пристрою захисту $K_{т2} = \frac{I_{терм.р.} / I_{прист.зах.}}{I_{прист.зах.1=250A} \text{ при } 1с \text{ для МРЗС-05.П}}$	$2095 / 250 = 8.4$	$2095 / 250 = 8.4$	$4357 / 250 = 17.4$
10	Прийнятий коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	$K_{т} \geq K_{т1}, K_{т} \geq K_{т2}$	ТС-300/1 (пр.) $K_{т} = 300$	ТС-300/1 (існ.) $K_{т} = 300$	ТС-300/5 (існ.) $K_{т} = 60$
11	Струм термічної стійкості трансформаторів струму, кА	Ітерм.доп.	28.8 кА при 1.0 с	28.8 кА при 1.0 с	28.8 кА при 1.0 с

12	Розрахунок струмового захисту від міжфазних коротких замикань	Коефіцієнт відстроювання від max навантаження	Квідстр. = $K_n \cdot K_{сзп} / K_{пов.}$	1.74	1.74	1.74
13		Первинний розрахунковий струм спрацювання захисту	Імсз.п.розр. = $I_{розр.} \cdot K_n \cdot K_{сзп} / K_{пов.}$	$(259.5 \cdot 1.10 \cdot 1.5) / 0.95 = 450.7$ А	$(259.5 \cdot 1.10 \cdot 1.5) / 0.95 = 450.7$ А	$(259.5 \cdot 1.10 \cdot 1.5) / 0.95 = 450.7$ А
14		Вторинний розрахунковий струм спрацювання захисту	Імсз.в.розр. = $(I_{мсз.п.розр.} \cdot K_{сх}) / K_t$	$(450.7 \cdot 1.0) / 300 = 1.5$ А	$(450.7 \cdot 1.0) / 300 = 1.5$ А	$(450.7 \cdot 1.0) / 60 = 7.51$ А
15		Схема з'єднань реле максимального струму	-	▲	▲	▲
16		Тип пристрою захисту	-	МРЗС-05Л-32.1 (пр.)	МРЗС-05Л-32.1 (пр.)	МРЗС-05Л (існ.)
17		Характеристика максимального запобіжника у розподільчій мережі 10 кВ або попередній захист	-	ПКТ-10-100-20У3: 3,0с при 380 А 0,5с при 600 А 0,15с при 980 А 0,1с при 1100 А	ПКТ-10-100-20У3: 3,0с при 380 А 0,5с при 600 А 0,15с при 980 А 0,1с при 1100 А	ПКТ-10-100-20У3: 3,0с при 380 А 0,5с при 600 А 0,15с при 980 А 0,1с при 1100 А
18		Прийнята уставка МСЗ, А	Імсз.в. ≥ Імсз.в.розр.	І ст. 2.73 А (пр.), ІІ ст. 2.33 А (пр.), ІІІ ст. 1.67 А (пр.)	І ст. 2.73 А (пр.), ІІ ст. 2.33 А (пр.), ІІІ ст. 1.67 А (пр.)	І ст. 16.00 А (існ.), ІІ ст. 11.67 А (існ.), ІІІ ст. 8.33 А (існ.)
19	Прийнятий первинний струм спрацювання захисту, А	Імсз.п. ≥ $(I_{мсз.в.} \cdot K_t) / K_{сх}$, Імсз.п. ≥ Імсз.п.розр.	$2.73 \cdot 300 / 1.0 = 820.0$ А $2.33 \cdot 300 / 1.0 = 700.0$ А $1.67 \cdot 300 / 1.0 = 500.0$ А	$2.73 \cdot 300 / 1.0 = 820.0$ А $2.33 \cdot 300 / 1.0 = 700.0$ А $1.67 \cdot 300 / 1.0 = 500.0$ А	$16.00 \cdot 60 / 1.0 = 960.0$ А $11.67 \cdot 60 / 1.0 = 700.0$ А $8.33 \cdot 60 / 1.0 = 500.0$ А	
20	Розрахунковий режим по чутливості	-	2-х ф. min к.з. в т.6 (осн.)	2-х ф. min к.з. в т.10 (осн.)	2-х ф. min к.з. в т.13 (осн.)	
21	Чутливість захисту	$K_{ч.осн.} = \frac{I_{кз}^{(2)min} / I_{мсз.п.}}{K_{ч.осн.}} \geq 1.5$	$1246 / 820.0 = 1.52 \geq 1.5$ $1246 / 700.0 = 1.78 \geq 1.5$ $1246 / 500.0 = 2.49 \geq 1.5$	$1061 / 820.0 = 1.29 \geq 1.5$ $1061 / 700.0 = 1.52 \geq 1.5$ $1061 / 500.0 = 2.12 \geq 1.5$	$1132 / 960.0 = 1.18 \leq 1.5$ $1132 / 700.0 = 1.62 \geq 1.5$ $1132 / 500.0 = 2.26 \geq 1.5$	

22	Вибір уставки захисту в мережі 10кВ від підвищеної напруги	Тип пристрою часу	-	MP3C-05Л-32.1 (пр.)	MP3C-05Л-32.1 (пр.)	MP3C-05Л (існ.)
23		Час спрацювання МСЗ, с	$t_{МСЗ}$	I ст. 0.2 с (пр.), II ст. 1.0 с (пр.), III ст. 2.6 с (пр.)	I ст. 0.2 с (пр.), II ст. 1.0 с (пр.), III ст. 2.6 с (пр.)	-
24		Коефіцієнт трансформації трансформатора напруги	$K_T = U_{п1}/U_{п2}$	ТН-10000/100 (існ.) $K_T=100$	ТН-10000/100 (існ.) $K_T=100$	-
25		Найбільша допустима робоча напруга в електричній мережі 10кВ, кВ	U_{max}	11.5* кВ	11.5* кВ	-
26		Вторинна розрахункова лінійна напруга спрацювання захисту, В	$U_{зпн.розр.} = U_{max}/K_n$	11500/100 = 115 В	11500/100 = 115 В	-
27		Тип реле захисту	-	MP3C-05Л-12.1 (пр.)	MP3C-05Л-12.1 (пр.)	-
28		Коефіцієнт повернення реле захисту	$K_{пов.}$	$K_{пов.} \geq 0.95$ (пр.)	$K_{пов.} \geq 0.95$ (пр.)	-
29		Прийнята уставка ЗПН, В	$U_{зпн} \leq U_{зпн.розр.}$	115 В (пр.)	115 В (пр.)	-
30	Тип реле часу	-	MP3C-05Л-12.1 (пр.)	MP3C-05Л-12.1 (пр.)	-	
31	Час спрацювання ЗПН, с	$t_{зпн}$	260.0с (пр.)	260.0с (пр.)	-	

[15]

Рисунок 2.3 Схема розміщення пристроїв релейного захисту



2.4 Висновки з релейного захисту та автоматики:

Згідно п. 12.4.1 ТУ № НП-986-15 ПРАТ "ДЕТК" виконується:

- встановлення КТП-10/0,4кВ (пр.) з силовим масляним трансформатором потужністю 250кВА. Захист трансформатора виконується з застосуванням

запобіжників ПКТ-10-32-31,5У2, що встановлюються разом з вимикачем навантаження ВН-10/630 в РУ-10кВ в бік трансформаторів. Живлення РУ-10кВ КТП-10/0,4кВ (пр.) виконується в розріз КЛ-10кВ "4719-7061" (в землі):

- місце врізки КЛ-10кВ, параметри КЛ-10кВ, розміщення приладів захисту та комутаційних апаратів вказані на схемі розміщення пристроїв релейного захисту.

1. Уставки релейного захисту:

1.1. РП-457 2с. (ком. 12) - л. ТП-3613

Встановити трансформатори струму - 300/1 (пр.), пристрій захисту - МРЗС-05Л-32.1 (пр.)

Виставити уставку МСЗ та ЗПН.

Параметри релейного захисту:

МСЗ на МРЗС-05Л-32.1(уставка, що проектується):

$I_{>>>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 500,0А/1,67А;

- час спрацювання - 2,6 с;

$I_{>>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 700,0А/2,33А;

- час спрацювання - 1,0 с;

$I_{>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 820,0А/2,73А;

- час спрацювання - 0,2 с.

ЗПН на МРЗС-05Л-12.1 (уставка, що проектується):

- коефіцієнт повернення реле захисту $\geq 0,95$;

- первинна/вторинна лінійна напруга спрацювання - 11.5 кВ/115.0 В;

- час спрацювання - 260.0 с.

1.2. РП-457 1с. (ком. 18) - л. ТП-7060/2с.

Трансформатори струму - 300/1 (існ.). Встановити пристрій захисту - МРЗС-05Л-32.1 (пр.).

Виставити уставку МСЗ та ЗПН.

Параметри релейного захисту:

МСЗ на МРЗС-05Л-32.1(уставка, що проектується):

$I_{>>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 500,0А/1,67А;

- час спрацювання - 2,6 с;

$I_{>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 700,0А/2,33А;

- час спрацювання - 1,0 с;

$I_{<}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 820,0А/2,73А;

- час спрацювання - 0,2 с.

ЗПН на МРЗС-05Л-12.1 (уставка, що проектується).

- коефіцієнт повернення реле захисту $\geq 0,95$;

- первинна/вторинна лінійна напруга спрацювання - 11.5 кВ/115.0 В;

- час спрацювання - 260.0 с.

1.3. РП-134 1с. (ком. 17) - л. ТП-6217 1с.

Трансформатори струму - 300/5 (існ.). Пристрій захисту - МРЗС-05Л (існ.).

Параметри релейного захисту:

МСЗ на МРЗС-05Л (залишити існуючу уставку):

$I_{>>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 500,0А/8,33А;

- час спрацювання - 2,6 с;

$I_{>}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 700,0А/11,67А;

- час спрацювання - 1,0 с;

$I_{<}$: - первинний/вторинний струм спрацювання - 960,0А/16,0А;

- час спрацювання - 0,4 с.

2. Розраховані та перевірені існуючі уставки РЗА (згідно зі схемою розміщення

пристроїв релейного захисту) відповідають умовам чутливості та селективності.

Рисунок 2.4 Карта селективності уставок пристроїв релеїного захисту приведена до напруги 10,5 кВ

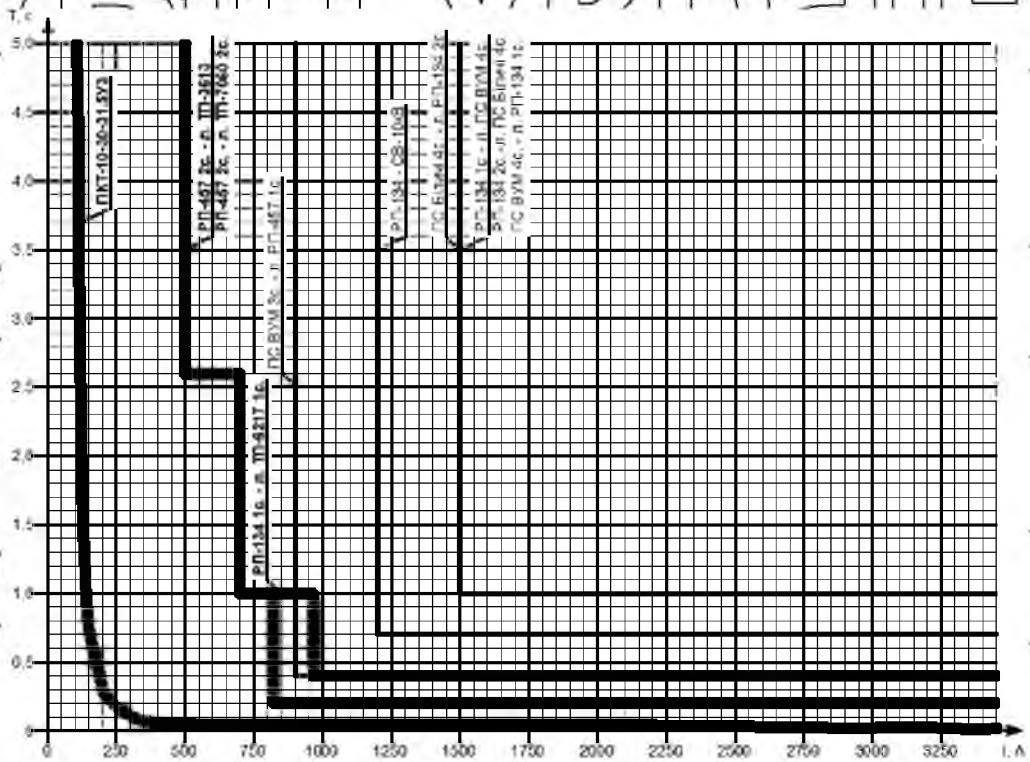
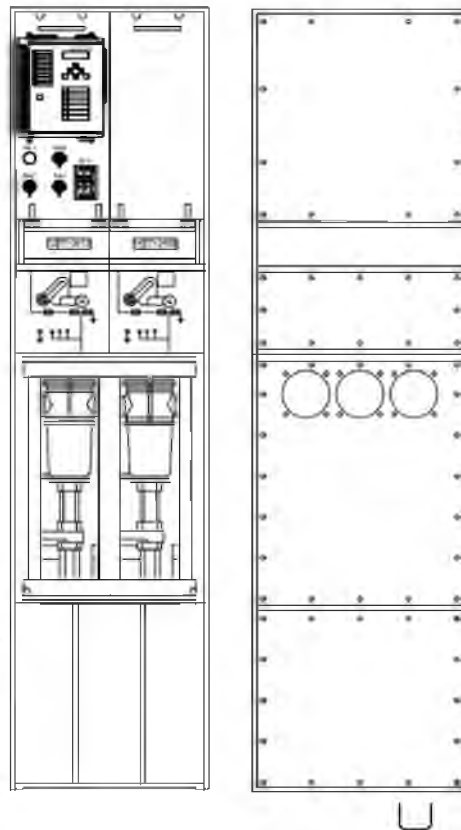


Рисунок 2.5 Встановлення пристрою захисту МРЗС-05Л-32.1 на фасад комірки типу КРУ-TEL-10-16/400-0001-У3



РОЗДІЛ 3. РЕКОНСТРУКЦІЯ КТП

3.1 Розрахунок навантаження ТП сторони 0,4 кВ

Розрахункове навантаження групи жител з однаковим питомим електричним навантаженням, приведене до лінії живлення, вводу в житловий будинок, шин

напругою 0,4 кВ ТП, $P_{жн}$ визначається за формулою:

$$P_{жн} = P_{жп} \cdot N, \quad (3.1)$$

де $P_{жп}$ – питоме розрахункове електричне навантаження одного житла

(квартири), яке вибирається за таблицею 1 залежно від прийнятого рівня

електрифікації та кількості квартир, приєднаних до даної ланки електромережі, кВт/житло,

N – кількість жител (квартир), приєднаних до вводу, лінії, ТП. [3]

Таблиця 3.1 – Питомі розрахункові електричні навантаження жител 1-го та 2-го видів

Споживачі електроенергії	Значення показника, кВт/житло, за кількості жител														
	1	3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400	600	1000
Житла 1-го виду															
1.1 I рівня електрифікації – в будинках з плитами на природному газі	5,00	3,85	3,23	2,72	2,3	2,10	1,91	1,65	1,31	1,14	1,00	0,87	0,74	0,66	0,60
1.2 II рівня електрифікації – в будинках з плитами на скрапленому газі та на твердому паливі	6,50	5,01	4,20	3,53	3,0	2,73	2,48	2,15	1,70	1,48	1,30	1,12	0,96	0,86	0,78
1.3 III рівня електрифікації – в будинках з електроплитами потужністю до 8,5 кВт вкл.	10,0	8,19	5,56	4,44	3,7	3,33	3,05	2,72	2,35	2,10	1,73	1,38	1,31	1,19	1,10
1.4 IV рівня електрифікації – в будинках з електроплитами потужністю до 10,5 кВт вкл.	12,0	9,83	6,67	5,33	4,5	3,99	3,66	3,26	2,82	2,52	2,08	1,65	1,58	1,43	1,32
1.5 V рівня електрифікації – в будинках на ділянках садівничих товариств	3,50	2,84	1,91	1,47	1,2	1,07	0,96	0,85	0,66	0,58	0,52	0,48	0,47	0,46	0,41
Житла 2-го виду															
2.1 I рівня електрифікації – в будинках з плитами на природному газі	9,00	6,33	5,29	4,36	3,7	3,26	2,94	2,51	2,00	1,78	1,62	1,47	1,24	1,08	0,99
2.2 II рівня електрифікації – в будинках з електроплитами потужністю до 10,5 кВт вкл.	16,0	13,0	8,34	6,41	5,3	4,77	4,36	3,83	3,18	2,83	2,51	2,16	1,88	1,77	1,76

Оскільки будинок відноситься до другого виду з II рівня електрифікації – в будинках з електричними плитами потужністю до 10,5 кВт вкл. з кількістю квартир 50 то питоме розрахункове електричне навантаження одного житла дорівнює 2,83 кВт.

$$P_{жII} = 44 \cdot 2,83 = 124,52$$

Розрахунок реактивного навантаження вводу для житлового будинку зазвичай базується на споживанні активної потужності і косинусі кута зсуву (косинус Фі) між активною та реактивною потужностями.

Формула для розрахунку реактивного навантаження (кількості реактивної потужності) вводу

$$Q_p = P_{жII} \cdot tg\varphi = 124,52 \cdot 0,40 = 49,808 \text{ (кВАр)}, \quad (3.2)$$

де:
 Q_p - реактивна потужність в кількості кіло-вольт-ампер реактивного (кВАр),
 $tg\varphi$ - коефіцієнт потужності, який характеризує співвідношення реактивної та активної потужності(за таблицею 3.2)

Таблиця 3.2 Вибір коефіцієнта потужності і реактивного навантаження

Лінія живлення	Розрахунковий коефіцієнт	
	Потужності cosφ	реактивного навантаження tgφ
Квартири з електричними плитами та без побутових кондиціонерів повітря	0,98	0,20
Квартири з електричними плитами і побутовими кондиціонерами повітря	0,93	0,40
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, на твердому паливі	0,96	0,29
Квартири з плитами на природному, зрідженому газі, твердому паливі та з побутовими кондиціонерами повітря	0,92	0,43
Загальнобудинкове освітлення:		
- з лампами розжарювання;	1,00	0,00
- з люмінесцентними лампами	0,92	0,43
Господарські насоси, вентиляційні установки та інші санітарно-технічні пристрої	0,80	0,75
Ліфти	0,65	1,17

Розрахункове повне навантаження вводу знаходимо за формулою

$$S_p = \sqrt{P_{жп}^2 + Q_p^2} = \sqrt{124.52^2 + 49.808^2} = 134.112 \text{ кВА}, \quad (3.3)$$

Розрахунковий струм вводу I_p можна знайти за допомогою формули:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{134.112}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 203.762 \text{ А}, \quad (3.4)$$

Для розрахунку навантаження силових електроприймачів житлового будинку, яких буде підключено до ліній або шин напругою 0,4 кВ використовують формулу для обчислення активної потужності:

$$P_{сул} = K_{поп} \cdot P_{л} \cdot N_{л} + P_{сан} \cdot N_{сан} \cdot K_{полсан} = 0,8 \cdot 8 \cdot 2 + 1 \cdot 2 \cdot 0,6 = 24,8, \quad (3.5)$$

Де: $P_{л}$ – встановлена потужність електродвигуна кожного з ліфтів за паспортом, кВт;

$K_{поп}$ – коефіцієнт попиту для будинків з ліфтами, що визначається за

таблицею 3.3 залежно від кількості ліфтових установок та кількості поверхів будинку;

$P_{сан}$ – встановлена потужність кожного електродвигуна сантехнічних

установок за їх паспортами, кВт;

$K_{полсан}$ – коефіцієнт попиту для електродвигунів сантехнічних установок, що визначається за таблицею 3.4.

Таблиця 3.3. Коефіцієнт попиту для будинків з ліфтами

Кількість ліфтових установок	$K_{поп}$ – для будинків заввишки	
	до 12 поверхів	12 і більше поверхів
2-3	0,80	0,90
4-5	0,70	0,80
6	0,65	0,75
10	0,50	0,60
20	0,40	0,50
25 і більше	0,35	0,40

Таблиця 3.4. Коефіцієнт пошугу для електродвигунів сантехнічних установок

Питома вага встановленої потужності працюючого сантехнічного (холодильного) устаткування, включаючи системи кондиціонування повітря, в загальній установленій потужності працюючих силових електроприймачів, %	Клас при кількості електроприймачів											
	2	3	5	8	10	15	20	30	50	100	200	
100-85	1,00 (0,8)	0,90 (0,75)	0,80 (0,70)	0,75	0,70	0,65	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	
84-75	-	-	0,75	0,70	0,65	0,60	0,60	0,60	0,55	0,55	0,50	
74-50	0	-	0,70	0,65	0,65	0,60	0,60	0,55	0,50	0,50	0,45	
49-25	-	-	0,65	0,60	0,60	0,55	0,50	0,50	0,50	0,45	0,45	
24 і менше	-	-	0,60	0,60	0,55	0,50	0,50	0,50	0,45	0,45	0,40	

У таблиці 3.2 вказано, що для ліфтів коефіцієнт реактивного навантаження становить $tg\varphi_{lift} = 1,17$, тоді як для комунального обладнання цей коефіцієнт дорівнює $tg\varphi_{ko} = 0,75$. Розрахунок реактивного навантаження для силових електроприладів в житловому будинку можна виконати, використовуючи формулу:

$$Q_{sylep} = P_{lift} \cdot tg\varphi_{lift} + P_{ko} \cdot tg\varphi_{ko} = 12,8 \cdot 1,17 + 12 \cdot 0,75 = 23,976 \text{ кВАр}, \quad (3.6)$$

Розрахунок загальної потужності, необхідної для живлення силових електричних пристроїв, що підключені до електричної системи будинку:

$$S_{p.s.ep} = \sqrt{P_{syl}^2 + Q_{sylep}^2} = \sqrt{24,8^2 + 23,976^2} = 34,495 \text{ кВА}, \quad (3.7)$$

Для визначення розрахункового струму вводу будинку, до якого приєднані силові електроприлади, використовується наступна формула:

$$I_{r.s.ep} = \frac{S_{p.s.ep}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} = \frac{34,495}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 32,308 \text{ А}, \quad (3.8)$$

Для визначення загальних розрахункових навантажень житлового будинку, використовуємо формулу для розрахунку розрахункового активного навантаження будинку від мешканців на систему електропостачання.

$$P_{bld} = P_p + 0,9 \cdot P_{syl} = 124,52 + 0,9 \cdot 26,4 = 148,28 \text{ кВт}, \quad (3.9)$$

Розрахункове реактивне навантаження будинку визначається по формулі

$$Q_{bud} = Q_p + 0.9 * Q_{syтEP} = 32.308 + 0.8 \cdot 23.976 = 53.886 \text{ кВАр}, \quad (3.10)$$

Розраховуємо повне навантаження будинку за формулою

$$S_{bud} = \sqrt{P_{bud}^2 + Q_{bud}^2} = \sqrt{148.28^2 + 53.886^2} = 157.768 \text{ кВА}, \quad (3.11)$$

Щоб визначити розрахунковий струм житлового будинку, застосуємо формулу:

$$I_{bud} = \frac{S_{bud}}{\sqrt{3} \cdot U_{nom}} = \frac{157.768}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 239.704 \text{ А}, \quad (3.12)$$

При виборі потужності силових трансформаторів необхідно враховувати здатність трансформаторів до перевантаження; масляних – відповідно до рекомендацій ДСТУ 3463, сухих, згідно з технічними даними на конкретний трансформатор. [12]

3.2. Вибір силового трансформатора

Провівши розрахунок, з урахуванням можливим заселенням до квартир нових жителів, дійшли висновку, що трансформатора ТМГ-160 з потужністю 160 кВА, не вистачає для забезпечення споживачів. Тому обираємо трансформатор ТМГ-250.

Тип	Потужність, кВА	Номинальна вища напруга, кВ	Номинальна нижча напруга, кВ	Схема і група з'єднання	Втрати х.х., Вт	Втрати к. з., кВт*	к, %	хх, %
ТМГ 250	250	6, 10	0,4	У/Ун-0	530/1000	3700/3850	4,5	1,2

Таблиця 3.5. Технічні характеристики трансформатора ТМГ 250

Силовий трансформатор ТМГ 250 складається з прямокутного силового гофрованого бака, який має ребра жорсткості для підвищення міцності. Важливо зазначити, що при наповненні трансформаторного бака маслом використовується глибокий вакуум, що ефективно підвищує діелектричні властивості масла. Це досягається завдяки високому рівню герметичності бака, що запобігає контакту масла з навколишнім середовищем. Такий підхід усуває утворення шламу, зволоження та окислення масла.

Крім того, трансформатори ТМГ 250 комплектують пробивними запобіжниками, що допомагає уникнути перевантаження. Важливо відзначити, що при виготовленні цих трансформаторів дотримуються високих стандартів енергоефективності. Струм холостого ходу

трансформатора ТМГ 250 становить лише 1,2% від номінального значення при потужності 530/1000 Вт.

Переваги трансформаторів ТМГ 250 включають:

- Необхідність регулярного технічного обслуговування, відбору проб масла та ревізії відсутня.

- Високі експлуатаційні характеристики.

- Мінімальний рівень шуму, що розширює можливість використання в різних сферах.

- Зручність у переміщенні, яка досягається завдяки спеціальним транспортним роликам.

- Велика стійкість корпусу до атмосферних опадів завдяки спеціальному лакофарбовому покриттю.

- Легкість у підйомі завдяки використанню спеціальних гаків на кришці бака.

- Високий стандарт безпеки завдяки спеціальному запобіжному клапану, що запобігає перевищенню внутрішнього тиску в баку.

Розрахунок був проведений відповідно до ДБН В.2.5-23:2010. [3]

3.3 Заміна ізоляторів зі сторони 10 кВ (прохідні, опорні)

Ізолятори, які призначені для роботи на напрузі 10 кіловольт (10 кВ), використовуються для ізоляції і захисту електричних систем від замикань і коротких замикань. Ці ізолятори зазвичай мають певну конструкцію та матеріали, які забезпечують високу стійкість до електричного навантаження.

Ізолятори для 10 кВ можуть бути виготовлені з різних матеріалів, таких як кераміка, скло або полімери. Вони можуть мати різні форми і розміри в залежності від конкретного застосування і вимог інсталяції. Такі ізолятори використовуються на лініях передачі електроенергії, трансформаторах, вимикачах, інших електроенергетичних пристроях та обладнанні.

Важливо відзначити, що ізолятори для 10 кВ мають відмінні властивості порівняно з ізоляторами для інших напруг, тому вони повинні відповідати

відповідним стандартам і нормативам безпеки та якості для забезпечення надійності електричних систем.

Полімерні ізолятори мають кілька переваг порівняно з традиційними ізоляторами з кераміки або скла, і це призводить до їх широкого використання в сучасних електроенергетичних системах.

Даним проєктом було передбачено заміну ізоляторів IO-10-3,75 УЗ на IOPI-10 УХЛЗ.

Переваги полімерних ізоляторів:

- Низька маса: Полімерні ізолятори мають низьку масу порівняно з традиційними ізоляторами з кераміки або скла. Це полегшує їх транспортування, монтаж та обслуговування.
- Висока механічна міцність: Полімерні матеріали мають високу міцність і стійкість до розривів, що дозволяє їм стійко працювати в агресивних погодних умовах, таких як сильний вітер і сніг, без ламкості.
- Відсутність корозії: Полімерні ізолятори не піддаються корозії, оскільки вони не мають металевих складових. Це робить їх ідеальними для роботи в умовах високої вологості або агресивного середовища.
- Висока діелектрична міцність: Полімерні матеріали мають високу діелектричну міцність, що дозволяє їм ефективно ізолювати провідники від електричних потенціалів.
- Простота в обслуговуванні: Полімерні ізолятори не вимагають такого ж рівня обслуговування, як традиційні ізолятори, оскільки вони не піддаються корозії і мають довгий термін служби. [15]

Таблиця 3.6 Технічні характеристики IOPI-10 УХЛЗ

Характеристика	Значення
Тип	Ізолятор
Маса	0,35 кг
Напруга	10 кВ
Рід установки	Внутрішня
Пробивна напруга	42 кВ
Тип ізолятора	Опорний
Матеріал корпусу	Полімер
Габаритні розміри	
Висота	120 мм
Діаметр	80 мм

3.4 Вибір обладнання сторони 0,4кВ

В існуючій трансформаторній підстанції були встановлені панелі розподільчого щита типу ЩО-70. З часом це обладнання зносилося і стало необхідним замінити його на більш потужні панелі розподільчого щита. Отже, було прийнято рішення встановити нові панелі розподільчого щита із спеціальним індивідуальним виконанням під кодовою назвою ЩО-90.

Панелі розподільчих щитів серії ЩО-90, як правило, використовуються в електроенергетичних системах для забезпечення безпеки, контролю та розподілу електроенергії. Вони виконують декілька важливих функцій:

Захист від перевантаження та короткого замикання: Панель розподільчого щита обладнана вимикачами або вимикачами, які автоматично відключають електричний коло у разі перевищення допустимого струму або в разі виникнення короткого замикання. Це захищає електричні прилади та обладнання від пошкоджень і може запобігти пожежам.

Розподіл електроенергії: Панель розподільчого щита дозволяє розподілити електроенергію по різних лініях або колах у будівлі або споживачам. Це дає можливість керувати живленням окремих груп споживачів і забезпечити необхідний струм для різних частин системи.

Вимірювання та моніторинг: Інші панелі розподільчих щитів можуть мати вбудовані вимірювальні пристрої, які дозволяють відслідковувати споживану електроенергію, напругу та інші параметри системи. Це корисно для моніторингу та звітності щодо ефективності споживачів.

Управління та автоматизація: Деякі панелі розподільчих щитів можуть бути інтегровані в системи управління будівлею або інші системи автоматизації, що дозволяє вдало керувати роботою всієї електроенергетичної системи.

Рисунок 3.1 Збірка кабельна ЩО-90

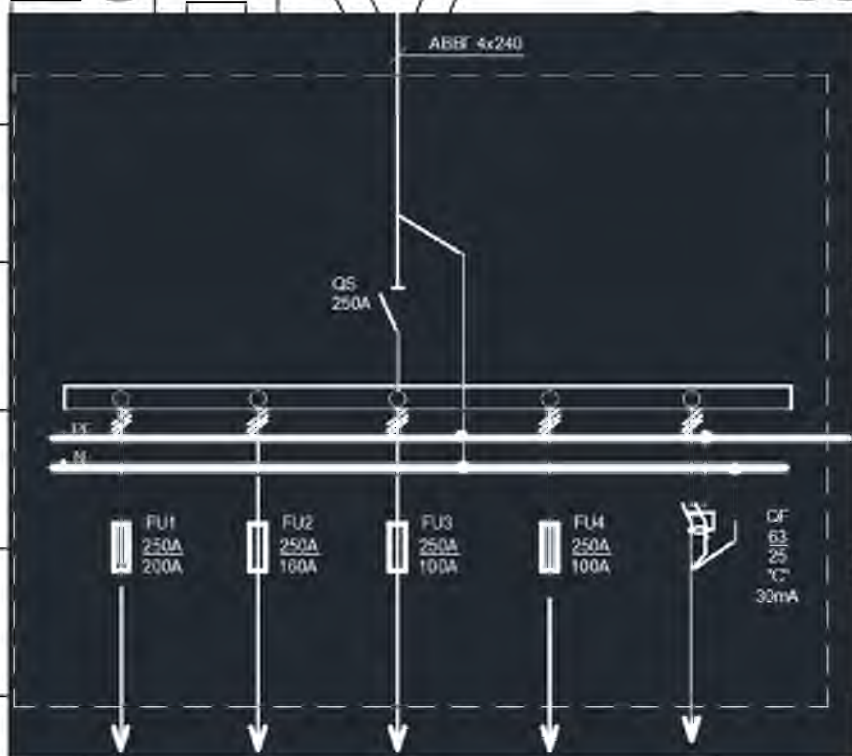
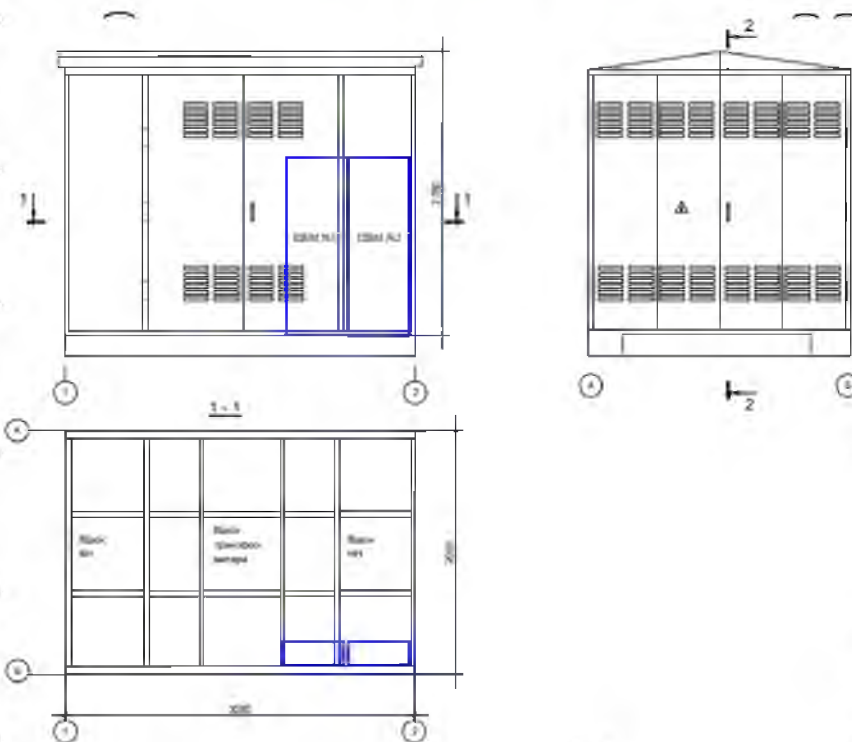


Рисунок 3.2 Розміщення ЩО-90



3.5 Розрахунок необхідності улаштування оливоприймача

Маслоприймачі використовуються для зберігання і подачі мастила або інших рідких робочих рідин у гідравлічних системах, механізмах та обладнанні.

У випадку будівництва приміщень з камерами над підвалом, на другому поверсі і вище, а також при облаштуванні виходу з камери у вибуховий коридор під трансформаторами або апаратами з екологічно безпечним рідинним діелектриком, масляними вимикачами та іншими маслоснаповненими пристроями, необхідно виконати спеціальні заходи для безпеки та контролю рідини. Вибір конкретного методу залежить від маси масла у баку:

а) Для баків з маслом масою до 60 кг, слід створити поріг або пандус для збереження всього об'єму масла.

б) Для баків з маслом масою від 60 кг до 600 кг, під трансформатором або апаратом слід встановити маслоприймач, розрахований на повний об'єм масла, або поріг або пандус біля виходу з камери для збереження масла.

Кількість масла в трансформаторі ТМ-250 - Мм.тр = 290кг

Густина масла - $\rho = 0,9 \text{ г/см}^3$

Площа камери трансформатора - 2500 мм x 2160мм

Висота порога в камері трансформатора - $h = 100 \text{ мм}$

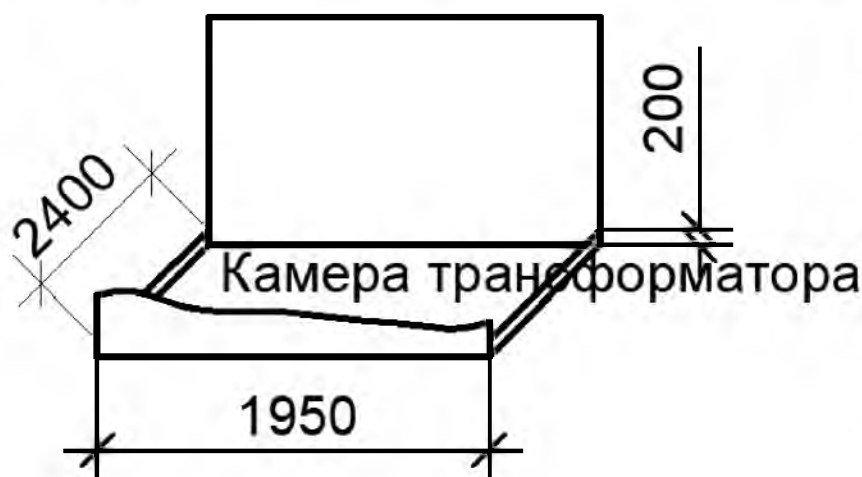
$$V = 2400 \cdot 1950 \cdot 200 = 936000000 \text{ мм}^3 = 936000 \text{ см}^3, \quad (3.13)$$

Кількість масла:

$$M = V \cdot \rho = 936000 \cdot 0.9 = 842400 \text{ г} = 842 \text{ кг} > 290 \text{ кг}, \quad (3.14)$$

Маслоприймач, який наразі в експлуатації, відповідає всім вимогам і не потребує заміни. [19]

Рисунок 3.3 Габарити маслоприймача



3.6 Розрахунок струмів комутаційних апаратів

Номінальний струм:

$$I_n = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \varphi} = \frac{150000}{380 \cdot 1.73 \cdot 0.85} = 239.704 \text{ А} \quad (3.15)$$

де: U - напруга ліній;

$\cos \varphi$ - згідно табл. 3.15 ДБН В2.5-23:2010 та розрахунку електричних навантажень, для будівель багатofункціонального призначення - $\cos \varphi = 0,85$.

Для захисту лінії на шинах пістанції з сторони 0,4кВ буде встановлений автоматичний вимикач Schneider Electric EASYFACT EZC400N 3P3D 36кА 400А [I3]

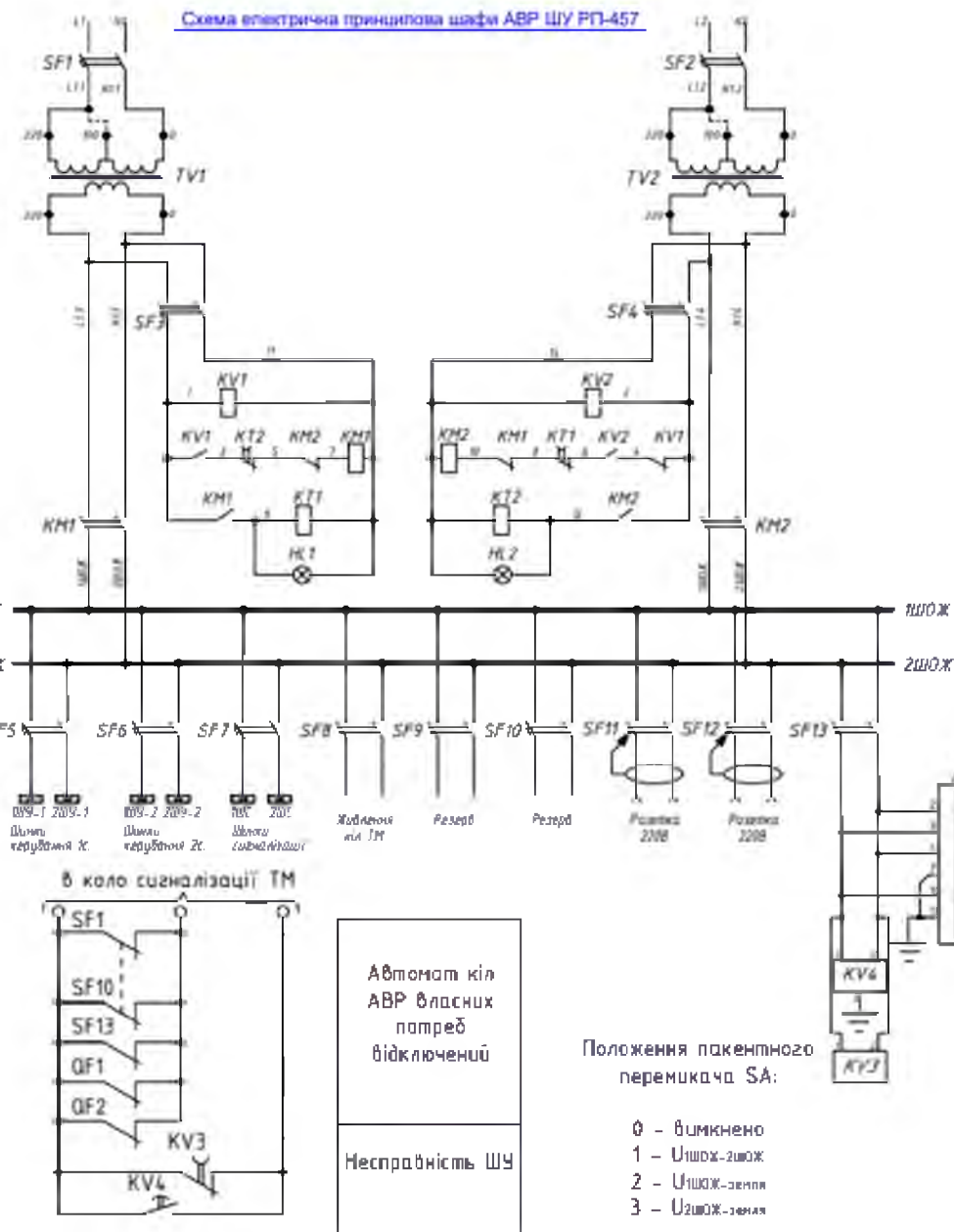
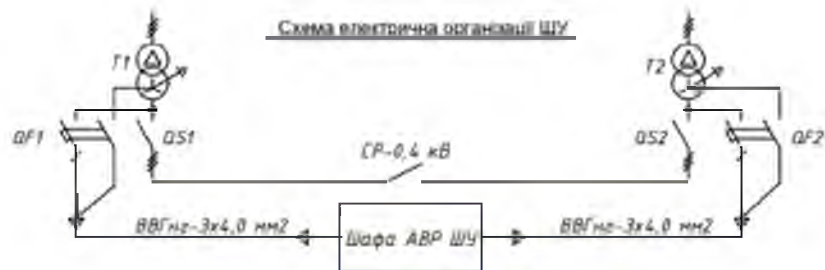
Рисунок 3.4 Автоматичний вимикач Schneider Electric EASYFACT EZC400N



EasyPact / EZC400N - це 3-полюсний / фіксований автоматичний вимикач, призначений для захисту електроустановок низької напруги. Він використовується для стандартних застосувань у промисловості та будівлях.

Таблиця 3.7 Технічні характеристики EasyPact EZC400N

Тип виробу або компоненту	Автоматичний вимикач
Найменування автоматичного вимикача	EasyPact EZC400N
Область застосування продукту	Розподіл
Опис полюсів	3P
Опис захищених полюсів	3t
Тип мережі	Змінний струм
Частота мережі	Постійний струм
[In] номінальний струм	50/60 Гц 400 А на 40 °С
[Ui] номінальна напруга ізоляції	690 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2
[Uimp] номінальна імпульсна витримувана напруга	6 кВ відповідно до МЕК 60947-2
[Ue] номінальна робоча напруга	250 В постійний струм відповідно до МЕК 60947-2 440 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2
Код відключаючої здатності	N
Відключаюча здатність	36 кА Icu на 440 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 40 кА Icu на 220/230 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 36 кА Icu на 380 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 36 кА Icu на 400/415 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2
[Ics] номінальна робоча здатність відключення	18 кА на 440 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 20 кА на 220/230 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 18 кА на 380 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2 18 кА на 400/415 В змінний струм 50/60 Гц відповідно до МЕК 60947-2
Відповідність вимогам по ізоляції	Так відповідно до МЕК 60947-2
Категорія застосування	Категорія А
Найменування розчеплювача	TM-D
Технологія розчеплювача	Тепломагнітний
Номінал розчеплювача	400 А на 50 °С
Тип захисту	Захист від перевантаження Захист від короткого замикання
Ступінь забруднення	3 відповідно до IEC 60947
Ступінь захисту	IP20 відповідно до IEC 60529
Ступінь ударзахисту	IK07 відповідно до EN 50102



позначення	Найменування	Кільк	Примітка
SF1, SF2	Автоматичний вимикач іС60N 2П Ін=25,0А з 1 N/C контактом хар-ка С, код А9F79225	2	Schneider electric
SF3, SF4, SF13	Автоматичний вимикач іС60N 2П Ін=2,0А з 1 N/C контактом хар-ка С, код А9F74202	3	Schneider electric
SF5-SF10	Автоматичний вимикач іС60N 2П Ін=10,0А з 1 N/C контактом хар-ка С, код А9F79206	6	Schneider electric
SF11-SF12	Автоматичний вимикач іС60N 2П Ін=16,0А з диференційним блоком, хар-ка С, код А9F79206	2	Schneider electric
KM1, KM2	Контактор TeSysIC1-D18M7 18А, -220В	2	Schneider electric
KT1, KT2	Реле часу ВЛ101А, -220В	2	ВАТ «Релсіс»
KV1, KV2, KV3	Реле напруги НЛ-7, -220 В	3	ВАТ «Релсіс»
KV4	Реле контролю ізоляції Ін -220V CM-IWS.1S	1	ABB
HL1, HL2	Арматура сигнальна 22 мм S 224К, -220 В	2	червоний
TV1, 2	Трансформатор ОСМ 1,0 220/220-100	2	ТОВ"ТВК"Електроком"
V	Вольтметр 300В Модель А-80	1	ТОВ "АСКО-УКРЕМ"
XT1, XT2	Розетка с заземленням Р316-3-Сб-В	2	Schneider electric
SA	Перемикач пакетний АРАTOR 4G10-124-R114	1	ТОВ"Веста-Електро"
	Диференційний блок до автоматичного вимикачів SF11-SF12, Vigi іС60	2	Schneider electric
	N/C блок-контакт до автоматичних вимикачів SF1-SF10, SF13	11	Schneider electric

- 1 Автоматичний вимикач QF1 та QF2 на вводах 0,4 кВ силового трансформатора в комірках вводу підключенно до ввідних автоматів 0,4кВ
- 2 Всі апарати власних потреб встановлюються в окремій навісній шафі типу МКН 800x650x250

3.7 Вибір лічильника електричної енергії

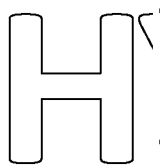
Втрати електроенергії в електричних мережах є критичним показником енергоефективності та ефективності функціонування системи електропостачання. Вони вказують на ефективність систем обліку, якість обслуговування, та стан розподільчих мереж. Ідеальним рівнем втрат електроенергії під час її трансмісії та розподілу є значення, що не перевищує 4-5% від загального обсягу електроенергії, що вводиться в ці мережі. Якщо втрати становлять близько 10%, то це вже вважається надмірно високими та неефективними з точки зору фізичних процесів передачі електроенергії.

Значна частина загальних втрат електроенергії у мережах є комерційними втратами. Вони виникають через системні недоліки у обліку, незаконне або нефіксоване споживання електроенергії, та помилки в системі збору та аналізу даних про фактичний спожив. Ці комерційні втрати становлять близько 80% загальних втрат у мережах.

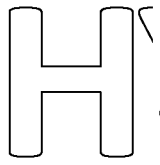
Необхідно приділяти особливу увагу розробці та впровадженню заходів для зменшення втрат електроенергії, поліпшення системи обліку, та виявлення та припинення недекларованого споживання. Це сприятиме підвищенню загальної ефективності та якості електропостачання, а також зменшенню економічних втрат для енергетичних компаній та споживачів.

Заходи щодо зниження похибки вимірювання електричної енергії

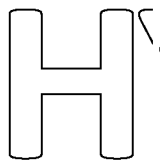
- **Заміна застарілих лічильників:** Використання нових приладів обліку з поліпшеними характеристиками може значно знизити похибку вимірювання. Зокрема, заміна старих індукційних лічильників класу точності 2,5 на більш точні прилади може призвести до підвищення облікованого корисного відпуску електроенергії на 10-12%.
- **Повірка та метрологічна атестація:** Регулярна повірка та метрологічна атестація технічних засобів обліку в робочих умовах дозволяють забезпечити точність вимірювань.
- **Впровадження програм розрахунку технічних втрат:** Використання атестованих програм розрахунку технічних втрат допомагає ефективно оцінювати втрати електроенергії.
- **Впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ):** Використання АСКОЕ на електричних станціях, підстанціях та великих споживачах дозволяє покращити облік та моніторинг електроенергії.
- **Підвищення класу точності приладів технічного обліку:** Перехід від приладів технічного обліку до приладів комерційного обліку підвищує точність вимірювань.
- **Впровадження інтелектуальних лічильників і систем Smart Metering:** Сучасні інтелектуальні лічильники та системи Smart Metering забезпечують збільшену точність вимірювань та можливість дистанційного моніторингу.



- Встановлення приладів для технічного обліку на радіальних лініях: Встановлення приладів для технічного обліку електроенергії на головних лініях дозволяє контролювати втрати на рівні вищого рівня.
- Перевірка умов роботи лічильників: Періодична перевірка умов роботи лічильників у споживачів допомагає виявляти факти розкрадання електроенергії.



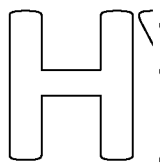
- Перенесення місця встановлення розрахункового обліку: Перенесення розрахункового обліку на межу балансової належності сприяє зменшенню можливості втрат.
- Захист приладів обліку: Удосконалення конструкцій лічильників та інші заходи для захисту приладів обліку від розкрадання.



- Встановлення лічильників з передаванням даних: Встановлення лічильників електроенергії з передаванням даних по каналах зв'язку сприяє збору даних в реальному часі.

- Економічний ефект від удосконалення приладів обліку за рахунок зменшення похибки вимірювального комплексу розраховують з урахуванням межі припустимих втрат, значення відносної похибки для вимірювального обладнання (ТТ і ТН) та похибки лічильників з урахуванням робочих умов їх застосування

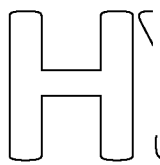
1) Вимоги до обліку



- з монтажною панеллю;
- віконця для огляду лічильників закриваються прозорим матеріалом (скло, оргскло і т. п.);
- внутрішні дверцята щита або захисний екран суцільного виконання, яке унеможливорює доступ до лічильників, ввідних комутаційних апаратів та має можливість опломбування;



- зовнішні дверцята з оглядовими віконцями та замком, що надають доступ до комутаційної апаратури;
- відстань від дверцят шафи до лічильників не менше 5см;
- кліматичне виконання - в помірному кліматі для експлуатації в закритому приміщенні (УЗ);
- ступінь захисту - IP31.



- 2) Згідно п. 1.5.29. ПУЕ-86 висота від підлоги до коробки затискачів лічильників має бути в межах від 0,8 до 1,7 м. Допускається висота, менше ніж 0,8 м, але не менше ніж 0,4 м. прилади мають можливість пломбування. [5],[19]

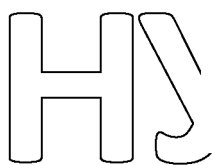


Рисунок 3.5 Структурна схема ЛУЗОД

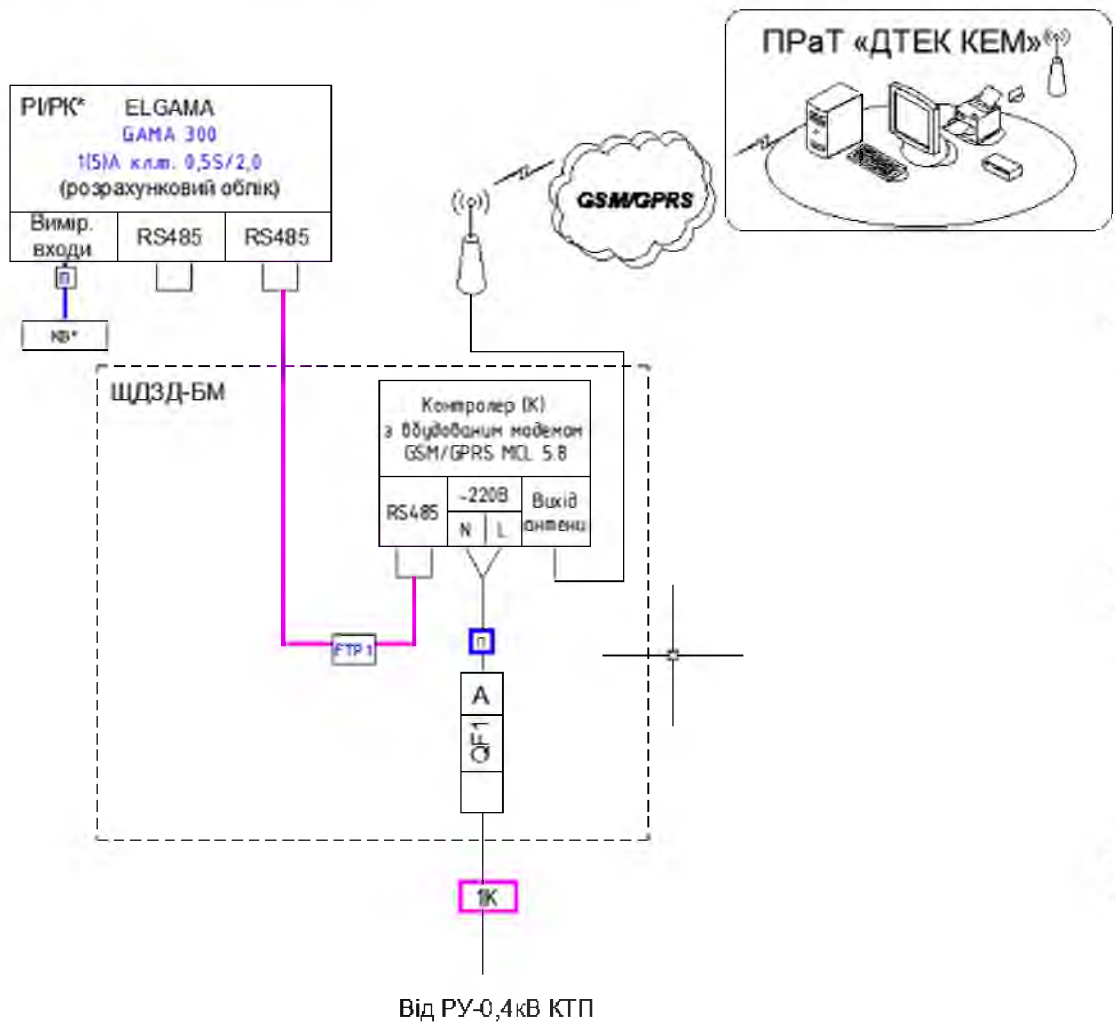
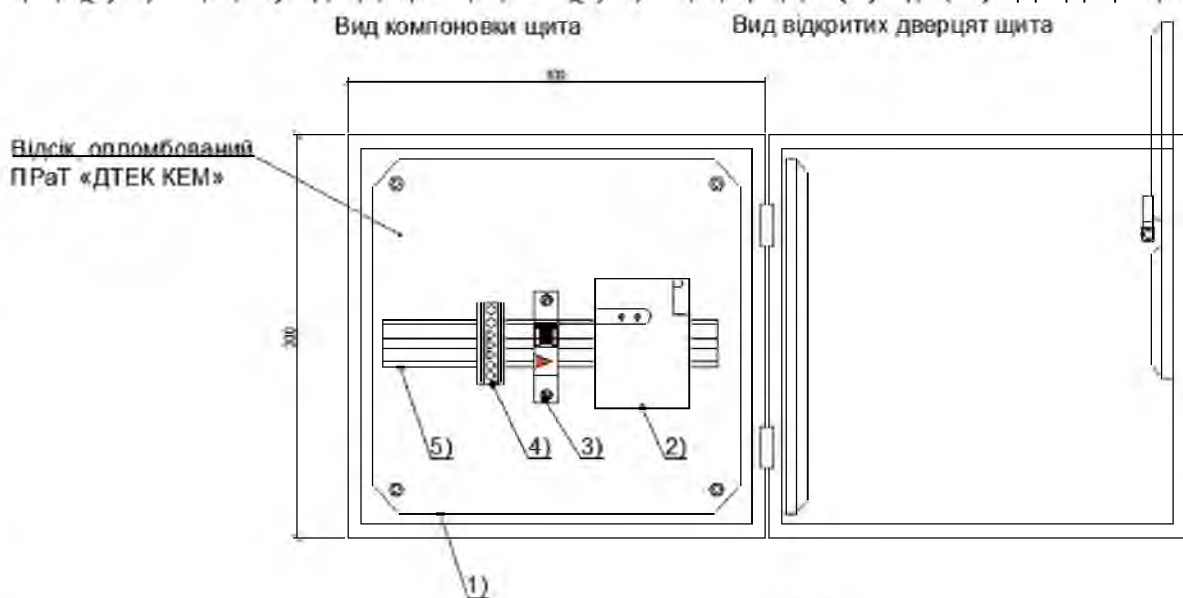


Рисунок 3.6 Щит локального устаткування збору та обробки даних (ЛУЗОД)



Таблиця 3.8 Умовні позначення ЛУЗОД

№ п.п.	Позначення на схемі	Назва та тип	Примітка
	ЩДЗДБМ	Щит обліку, що складається з:	Канал FTP
1)		Щит з монтажною панеллю, замком та віконцем огляду; IP30 УЗ.1 (300Нх300х250)	
2)	К	Контролер MCL 5.8 з вбудованим модемом GSM/GPRS (з виносною антеною довжиною 25...5 м)	
3)	QF1	Вимикач автоматичний І _н =63А; І _п =6А; І _р ; І _{сн} =6кА, х-ка С	
4)		Колодка клемна з'єднувальна на DIN-рейку (1р, 7 отворів)	
5)		DIN-рейка 35х7,5 L=200мм	

У системі передачі потужності (ТП) знаходиться лічильник електричної енергії моделі ELGAMA GAMA 300 G3B 147.240.F67.B2.P4.C310.A3.L1.M15 (10)A кл.т. 1,0

Лічильник електроенергії призначений для вимірювання, зберігання та обробки даних про спожиту активну і реактивну (або тільки активну) електричну енергію в трифазних чотири- і трипровідних мережах змінного струму. Його можна також використовувати в однофазних ланцюгах змінного струму за необхідності.

Лічильники можуть мати різні модифікації, такі як прямого або трансформаторного ввімкнення, і підключатися через трансформатори струму та/або напруги.

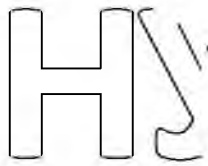
Крім вимірювання спожитої електроенергії, лічильник може реєструвати максимуми добової і місячної потужності, вимірювати миттєві значення, формувати профілі потужності і вести журнал подій. Це дозволяє власникам системи моніторити та аналізувати споживання енергії.

Лічильник може працювати в одготарифному і баготарифному режимах. Перемикання між тарифами може бути здійснене зовнішнім способом або внутрішнім годинником, в залежності від налаштувань та потреб користувача.

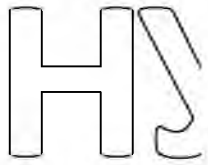
Для передачі даних лічильник обладнаний пристроями оптичного і електричного зв'язку, а також імпульсними S0 виводами. Це дозволяє зчитувати та передавати дані про спожиту електроенергію системам збору даних та розрахунку оплати.

Основні характеристики та функціональні можливості цього лічильника електроенергії включають:

- Вимір активної та реактивної енергії: Лічильник може вимірювати активну енергію в обох напрямках (постачання та відбору) та реактивну енергію в обох напрямках, що дозволяє точно визначити споживану потужність.



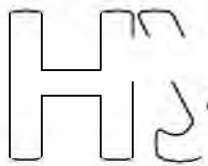
- Багатотарифний режим: Лічильник підтримує можливість реєстрації різних тарифів, що може бути корисним для різних типів споживачів електроенергії, таких як побутові користувачі, промислові підприємства та великі споживачі електроенергії.



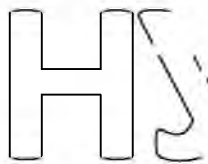
- Зв'язок через RS 485: Лічильник може взаємодіяти з системою автоматизованого збору та обробки електроенергії (АСКОЕ) через два незалежні електричні інтерфейси RS 485, що дозволяє передавати дані про споживану електроенергію до центральної системи.



- Можливість заміни батареї: Лічильник має конструкцію, яка дозволяє замінювати літєву батарею на місці встановлення лічильника. Це забезпечує безперервну роботу приладу і попереджує втрату даних при відключенні електроенергії.



- Дистанційне відключення користувача: Лічильник має внутрішнє реле, яке дозволяє при необхідності дистанційно відключати користувача від мережі. Це може бути корисним для управління споживаною електроенергією та попередження несплати рахунків.

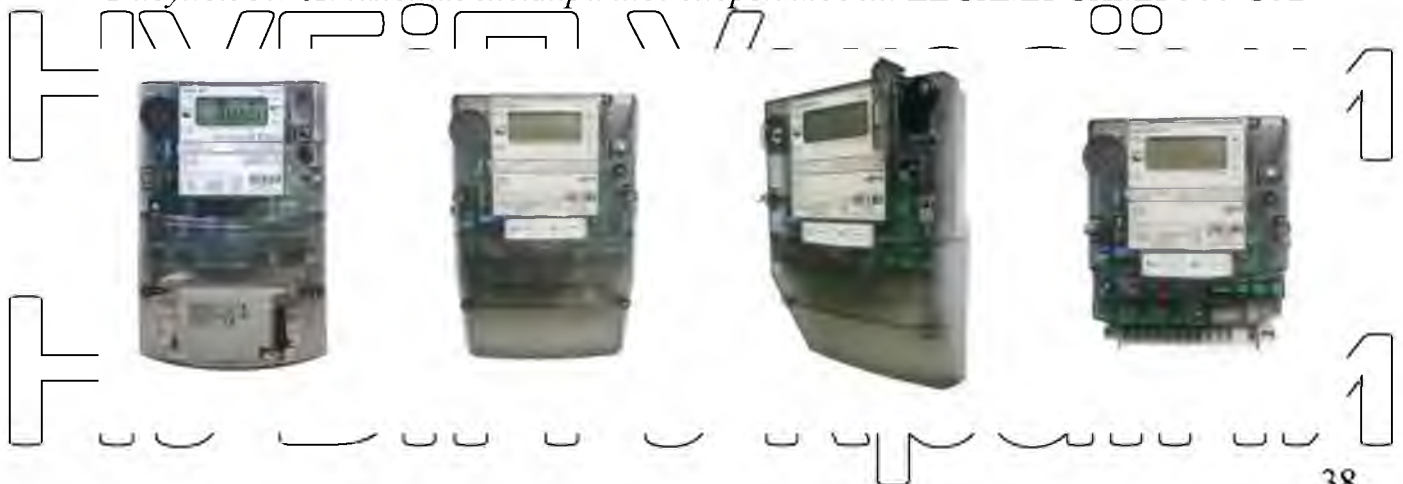


- Додаткові функції: Лічильник також реєструє максимальне значення потужності за добу та місяць, надає миттєві значення струму, напруги і частоти, формує профілі навантаження та фіксує та зберігає інформацію про події в журналі, такі як відключення та підключення споживачів.



- Протоколи зв'язку: Лічильник підтримує оптичний зв'язок з використанням протоколу DLMS (IEC 62056-21:2002) і електричний зв'язок через RS485 з використанням того ж протоколу DLMS.

Рисунок 3.7 Лічильник електричної енергії моделі ELGAMA GAMA 300 G3B



Таблиця 3.9 Технічні характеристики ELGAMA GAMA 300 G3B

Клас точності:		1,0 (ДСТУ EN 62053-21)
активна енергія		
Номінальна напруга U_n, В:		
4-х провідне підключення		3x230/400
універсальне підключення		3x57,7/100 ... 240/400
Допустимі коливання напруги, % від U_n:		±20 ... +15
Номінальний (максимальний) струм, А:		
пряме включення		5(100)
трансформаторне включення		5(10)
Поріг чутливості:		
пряме включення		0,4% I_n (клас 1,0)
трансформаторне включення		0,2% I_n (клас 1,0) 0,1% I_n (клас 0,5S)
Номінальна частота, Гц:		50
Потужність, ВА:		
у колах напруги		не більше 1 (не більше 0,5 Вт)
у колах струму		не більше 2,3 (не більше 0,8 Вт) з додатковим пристроєм зв'язку не більше 0,5 (трансформаторне підключення) не більше 0,05 (пряме підключення)
Постійна лічильника, імп/кВт·год:		500
Внутрішній годинник (ДСТУ EN 62054-21):		
похибка ходу годин, з/добу		0,5
джерело резервного живлення годинника		літієва батарея, іоністр
час безперервної роботи при живленні від батареї, років		не менше 10
Функції тарифного модуля:		
кількість тарифів енергії		1 ... 4
число тарифів для максимумів потужності		1 ... 4
тривалість зберігання даних при відключенні напруги, років		20 (t<25°C), 2 (t=60°C)
S0 виходи (ДСТУ IEC 62053-31):		
кількість		1
константа, імп/кВт·год		програмується (50 ... 150 000)

тривалість імпульсу, мс	30
Інтерфейси: оптичний зв'язок електричний зв'язок RS485	IEC 62056-21, DLMS DLMS
Ступінь захисту від впливу зовнішнього середовища:	IP54
Внутрішнє реле: максимальна напруга, що комутується, В максимальний струм, що комутується, МА	250 120
Пристрій зв'язку:	
оптичний зв'язок	IEC 62056-21, DLMS
² ×RS485	IEC 62056-21, DLMS
Випробування імпульсами напруги (ГЕС 60060-1), кВ:	6
Випробування змінною напругою, кВ:	4
Діапазон температур:	
робочий для лічильників з батареєю та без джерела резервного живлення, °С	-40 ... +70
зберігання та транспортування, °С	-40 ... +70
Термін служби, років:	не менше 24
Міжповірочний інтервал, років:	10
Маса, кг:	не більше 1,3
Габаритні розміри, мм:	260 × 175 × 80

Для лічильника буде застосовано трансформатор струму Т-0,66 та відповідними технічними характеристиками.

Трансформатор струму Т-0,66 призначений для вимірювання та контролю великих струмів з використанням стандартних вимірювальних приладів і пристроїв автоматичного керування і контролю, а також для передачі інформації вимірювальним приладам і приладам обліку електроенергії. Одночасно трансформатори струму Т-0,66 служать для контролю стану ізоляції апаратури.

Таблиця 3.10 Технічні характеристики Т-0,66

Характеристика	Значення
Номинальний первинний струм, А	300
Клас точності	0.5s
Наявність шини	00
Міжковірочний інтервал, років	5
Номинальний вторинний струм, А	5
Номинальна напруга, кВ	0.66
Номинальне вторинне навантаження (cosφ=0.8), ВА	5
Матеріал шини в комплекті	Алюміній
Температура навколишнього повітря під час експлуатації, °С	-45 ... +40
Відносна вологість повітря під час експлуатації при температурі +25 °С	До 98%
Маса, кг	Не більше 1.3

4. ОЦІНКА ДОСЯГНУТИХ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ПОРІВНЯННЯ З ПОЧАТКОВИМ СТАНОМ

4.1 Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах 250 кВА

На трансформаторній підстанції встановлено трансформатор ТМГ-250 з наступними технічними характеристиками:

$S_{ном} = 250$ кВА - номінальна потужність;

$U_{ВН} = 10$ кВ - напруга ВН;

$U_{НН} = 0,4$ кВ - напруга НН;

$\Delta P_k = 3,7$ кВт - втрати короткого замикання;

$\Delta P_{hx} = 0,6$ кВт - втрати холостого ходу;

$u_k = 4,5\%$ - напруга короткого замикання;

$I_{hx} = 1,2\%$ - струм холостого ходу.

Сумарні втрати в трансформаторі розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ел} + \Delta P_{м} \quad (4.1)$$

де, $\Delta P_{ел}$ - електричні втрати в провідниках обмоток;

ΔP_m - магнітні втрати в сталевому осерді, прирівнюється до потужності втрат холостого ходу трансформатора при номінальній первинній напрузі $\Delta P_{хх} = 1,55$ кВт

$$\Delta P_{ел} = \beta^2 \cdot \Delta P_{к}, \quad (4.2)$$

β - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$$\beta = \frac{S_p}{S_{ном}}, \quad (4.3)$$

$$\beta = \frac{157.768}{250} = 0.631$$

де S_p - розрахункове навантаження. $S_p = 157.768$ кВА;

$$\Delta P_{ел} = 0.631^2 \cdot 3700 = 1473.196 \text{ Вт},$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 1473.196 + 600 = 2073.196 \text{ Вт},$$

4.2 ККД трансформатора та його залежність від навантаження

Визначення номінальної фазної напруги первинної обмотки:

$$U_{1ф.ном} = \frac{U_{1ном}}{\sqrt{3}} = \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,78 \text{ кВ}, \quad (4.4)$$

Визначення номінальної фазної напруги вторинної обмотки:

$$U_{2ф.ном} = U_{2л.ном} = 0,4 \text{ кВ}, \quad (4.5)$$

Лінійний коефіцієнт трансформації:

$$k = \frac{U_{1ном}}{U_{2ном}} = \frac{10}{0.4} = 25, \quad (4.6)$$

Фазний коефіцієнт трансформації:

$$k_{\phi} = \frac{U_{1ф.ном}}{U_{2ф.ном}} = \frac{5,78}{0.4} = 14,43, \quad (4.7)$$

Номінальні лінійні струми:

$$I_{1ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{1ном}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14.434 \text{ А}, \quad (4.8)$$

$$I_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{2\text{НОМ}}} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 360,844 \text{ А}, \quad (4.9)$$

Активна і реактивна складові напруги короткого замикання:

$$U_{\text{к.а.НОМ}\%} = \frac{100\Delta p_{\text{КЗ}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{100 \cdot 3,7}{250} = 1,48 \%, \quad (4.10)$$

$$U_{\text{к.р.НОМ}\%} = \sqrt{U_{\text{к.НОМ}\%}^2 - U_{\text{к.а.НОМ}\%}^2} = \sqrt{4,5^2 - 1,48^2} = 4,25 \%, \quad (4.11)$$

Для $\beta = 0,631$ і $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,92$ спад вторинної напруги:

$$\Delta U_{2\%} = \beta(U_{\text{к.а.НОМ}\%} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}} + U_{\text{к.р.НОМ}\%} \cdot \sin\varphi_{\text{НОМ}}) =$$

$$= 0,631 \cdot (1,48 \cdot \cos 0,92 + 4,25 \cdot \sin 0,92) = 2,699, \quad (4.12)$$

Або в вольтах

$$\Delta U_2 = \frac{\Delta U_{2\%} U_{2\text{НОМ}}}{100} = \frac{2,699 \cdot 400}{100} = 10,796 \text{ В}, \quad (4.13)$$

Вторинна напруга при $\beta = 0,631$ і $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,92$:

$$U_2 = U_{2\text{НОМ}} - \Delta U_2 = 400 - 10,796 = 389,204 \text{ В}, \quad (4.14)$$

ККД трансформатора – відношення активних потужностей – корисної P_2 , що віддається навантаженню, до споживаної P_1 :

$$\eta = \frac{P_1 - \Delta p_{\Sigma}}{P_1}, \quad (4.15)$$

Активна потужність на виході трансформатора:

$$P_2 = \beta S_{\text{НОМ}} \cos\varphi_2, \quad (4.16)$$

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} U_{2\text{Л.НОМ}} I_{2\text{Л.НОМ}}, \quad (4.17)$$

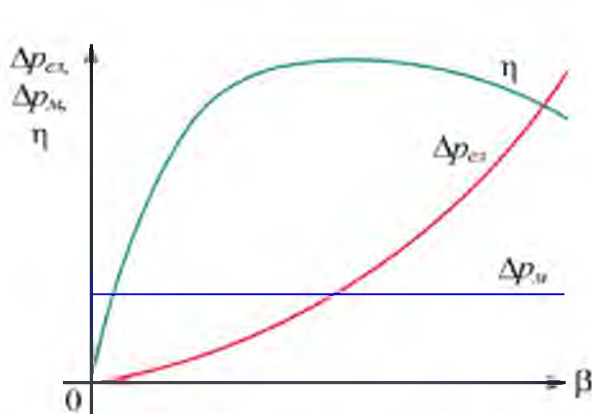
Отримуємо формулу для знаходження ККД:

$$\eta = \frac{\beta S_{\text{НОМ}} \cos\varphi_2}{\beta S_{\text{НОМ}} \cos\varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_{\text{К}}} = \frac{0,631 \cdot 250 \cdot 0,92}{0,631 \cdot 250 \cdot 0,92 + 0,6 + 0,631 \cdot 3,7} = 0,98, \quad (4.18)$$

На рисунку нам подано залежність коефіцієнта корисної дії (ККД) від рівня навантаження. Згідно з цим зображенням, коли коефіцієнт β дорівнює нулю, корисна потужність і ККД також дорівнюють нулю. Зі збільшенням навантаження ККД зростає, оскільки в енергетичному балансі спостерігається зменшення втрат енергії, які викликані магнітними втратами в сталі, і ці втрати є сталими в трансформаторі (тобто не залежать від рівня навантаження).

Проте, існує певне значення коефіцієнта β (означається як β_{opt}), при якому крива ККД досягає свого максимуму. Після цього максимуму збільшення навантаження призводить до зменшення ККД. Це відбувається через значне збільшення електричних втрат в обмотках трансформатора, які зростають пропорційно квадрату струму, тобто пропорційно β^2 у той час як корисна потужність P_2 зростає тільки пропорційно самому β .

Рисунок 4.1 Залежність ККД трансформатора від навантаження



4.3 Розрахунок втрат електричної енергії

Отримати дані по диференціації навантаження ТП протягом доби та року не видається можливими, тому вважаємо навантаження умовно-постійним.

Визначимо постійні втрати потужності в трансформаторі і втрати потужності, які залежать від навантаження системи:

$$\Delta P_{наб} = \Delta P_{к} \cdot \left(\frac{S_P}{S_{ном}} \right)^2 = 3,7 \cdot \left(\frac{157,768}{250} \right)^2 = 1,474 \text{ кВт}, \quad (4.19)$$

$$\Delta Q_{\text{нав}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{р}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{4,5 \cdot 157,768^2}{100 \cdot 250} = 4,48 \text{ кВар}, \quad (4.20)$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{нх}} \cdot S_{\text{ном}}}{100} = \frac{1,2 \cdot 250}{100} = 3 \text{ кВар}, \quad (4.21)$$

Розраховую річні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\text{пост(акт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta P_{\text{пост}} = 24 \cdot 365 \cdot 0,6 = 5256 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.22)$$

$$\Delta A_{\text{пост(реакт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta Q_{\text{пост}} = 24 \cdot 365 \cdot 3 = 26280 \text{ кВар} \cdot \text{год}, \quad (4.23)$$

$$\Delta A_{\text{нав(акт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta P_{\text{нав}} = 24 \cdot 365 \cdot 1,474 = 12912,24 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.24)$$

$$\Delta A_{\text{нав(реакт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta Q_{\text{нав}} = 24 \cdot 365 \cdot 4,48 = 39244,8 \text{ кВар} \cdot \text{год}, \quad (4.25)$$

$$\Delta A_{\text{повні(акт)}} = \Delta A_{\text{пост(акт)}} + \Delta A_{\text{нав(акт)}} = 5256 + 12912,24 = 18168,24 \text{ кВт} \cdot \text{год}, \quad (4.26)$$

$$\Delta A_{\text{повні(реакт)}} = \Delta A_{\text{пост(реакт)}} + \Delta A_{\text{нав(реакт)}} = 26280 + 39244,8 = 65524,8 \text{ кВар} \cdot \text{год}, \quad (4.27)$$

Визначається потужність (активна, реактивна і повна) яка живить шини трансформатора 10/0,4 кВ при врахуванні втрат потужності в цих трансформаторах.

$$P_{\text{тп}} = 148,28 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{тп}} = 53,886$$

$$P_{\text{тп}} = P_{\text{тп}} + \Delta P_{\text{пост}} + \Delta P_{\text{нав}} = 148,28 + 0,6 + 1,474 = 150,354 \text{ кВт}, \quad (4.28)$$

$$Q_{\text{тп}} = Q_{\text{тп}} + \Delta Q_{\text{пост}} + \Delta Q_{\text{нав}} = 53,886 + 3 + 4,48 = 61,366 \text{ кВар}, \quad (4.29)$$

$$S_{\text{тп}} = \sqrt{P_{\text{тп}}^2 + Q_{\text{тп}}^2} = \sqrt{150,354^2 + 61,366^2} = 162,395 \text{ кВА}, \quad (4.30)$$

4.4 Розрахунок втрат електроенергії в трансформаторах 160 кВА

На трансформаторній підстанції встановлено трансформатор з наступними технічними характеристиками:

$S_{ном} = 160$ кВА - номінальна потужність ;

$U_{ВН} = 10$ кВ - напруга ВН;

$U_{НН} = 0,4$ кВ - напруга НН;

$\Delta P_{к} = 3,1$ кВт - втрати короткого замикання;

$\Delta P_{хх} = 0,45$ кВт - втрати холостого ходу;

$u_{к} = 4,5\%$ - напруга короткого замикання;

$I_{хх} = 2\%$ - струм холостого ходу.

Сумарні втрати в трансформаторі розраховуються за формулою:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{ел} + \Delta P_{м}$$

де, $\Delta P_{ел}$ - електричні втрати в провідниках обмоток;

$\Delta P_{м}$ - магнітні втрати в сталевому осерді, прирівнюється до потужності втрат холостого ходу трансформатора при номінальній первинній напрузі

$\Delta P_{хх} = 0,92$ кВт

$$\Delta P_{ел} = \beta^2 \cdot \Delta P_{к}$$

β - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$$\beta = \frac{S_p}{S_{ном}}$$
$$\beta = \frac{157,768}{160} = 0,986$$

де S_p – розрахункове навантаження. $S_p = 157,768$ кВА;

$$\Delta P_{ел} = 0,986^2 \cdot 3100 = 3013,808 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 3013,808 + 450 = 3463,808 \text{ Вт}$$

4.5 ККД трансформатора та його залежність від навантаження

Визначення номінальної фазної напруги первинної обмотки:

$$U_{1ф.ном} = \frac{U_{1ном}}{\sqrt{3}} = \frac{10}{\sqrt{3}} = 5,78 \text{ кВ}$$

Визначення номінальної фазної напруги вторинної обмотки:

$$U_{2\phi.\text{НОМ}} = U_{2\text{Л.НОМ}} = 0,4 \text{ кВ}$$

Лінійний коефіцієнт трансформації:

$$k = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}} = \frac{10}{0,4} = 25$$

Фазний коефіцієнт трансформації:

$$k_{\phi} = \frac{U_{1\phi.\text{НОМ}}}{U_{2\phi.\text{НОМ}}} = \frac{5,78}{0,4} = 14,43$$

Номинальні лінійні струми:

$$I_{1\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{1\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,238 \text{ А}$$

$$I_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{2\text{НОМ}}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 230,94 \text{ А}$$

Активна і реактивна складові напруги короткого замикання:

$$U_{\text{к.а.НОМ}\%} = \frac{100\Delta p_{\text{КЗ}}}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{100 \cdot 3,1}{160} = 1,938 \%$$

$$U_{\text{к.р.НОМ}\%} = \sqrt{U_{\text{к.НОМ}\%}^2 - U_{\text{к.р.НОМ}\%}^2} = \sqrt{4,52^2 - 1,938^2} = 4,061 \%$$

Для $\beta = 0,986$ і $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,92$ спад вторинної напруги:

$$\Delta U_{2\%} = \beta(U_{\text{к.а.НОМ}\%} \cdot \cos\varphi_{\text{НОМ}} + U_{\text{к.р.НОМ}\%} \cdot \sin\varphi_{\text{НОМ}}) =$$

$$= 0,986 \cdot (1,938 \cdot \cos 0,92 + 4,061 \cdot \sin 0,92) = 4,343$$

Або в вольтах

$$\Delta U_2 = \frac{\Delta U_{2\%} U_{2\text{НОМ}}}{100} = \frac{4,343 \cdot 400}{100} = 17,372 \text{ В}$$

Вторинна напруга при $\beta = 0,986$ і $\cos\varphi_{\text{НОМ}} = 0,92$:

$$U_2 = U_{2\text{НОМ}} - \Delta U_2 = 400 - 17,372 = 382,628 \text{ В}$$

ККД трансформатора – відношення активних потужностей – корисної P_2 , що віддається навантаженню, до споживаної P_1 :

$$\eta = \frac{P_1 - \Delta p_{\Sigma}}{P_1}$$

Активна потужність на виході трансформатора:

$$P_2 = \beta S_{\text{НОМ}} \cos\varphi_2$$

$$\text{де: } S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} U_{2\text{Л.НОМ}} I_{2\text{Л.НОМ}}$$

Отримуємо формулу для знаходження ККД:

$$\eta = \frac{\beta S_{\text{НОМ}} \cos \varphi_2}{\beta S_{\text{НОМ}} \cos \varphi_2 + P_0 + \beta^2 P_{\text{К}}} = \frac{0.986 \cdot 160 \cdot 0.92}{0.986 \cdot 160 \cdot 0.92 + 0.45 + 0.986 \cdot 3.1} = 0.976$$

Оптимальний коефіцієнт навантаження $\beta_{\text{опт}}$, при якому ККД має максимальне значення, можна визначити, прирівнявши електричні та магнітні втрати $P_{\text{ел}} = P_{\text{м}}$:

$$P_0 = \beta_{\text{опт}}^2 P_{\text{К}}$$

Звідки

$$\beta_{\text{опт}} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{\text{К}}}} = \sqrt{\frac{0.45}{3.1}} = 0.381$$

4.6 Розрахунок втрат електричної енергії

Отримати дані по диференціації навантаження ТТ протягом доби та року не вдасться можливими, тому вважаємо навантаження умовно-постійним.

Визначимо постійні втрати потужності в трансформаторі і втрати потужності, які залежать від навантаження системи:

$$\Delta P_{\text{нав}} = \Delta P_{\text{К}} \left(\frac{S_{\text{р}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 = 3.1 \cdot \left(\frac{157.768}{160} \right)^2 = 3.014 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{\text{нав}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot S_{\text{р}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{4.5 \cdot 157.768^2}{100 \cdot 160} = 7.001 \text{ кВар,}$$

$$\Delta Q_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{НХ}} \cdot S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{2 \cdot 160}{100} = 3.2 \text{ кВар,}$$

Розраховую річні втрати електроенергії:

$$\Delta A_{\text{пост(акт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta P_{\text{пост}} = 24 \cdot 365 \cdot 0.45 = 3942 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{пост(реакт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta Q_{\text{пост}} = 24 \cdot 365 \cdot 3.2 = 28032 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\text{нав(акт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta P_{\text{нав}} = 24 \cdot 365 \cdot 3.014 = 26402.64 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$\Delta A_{\text{нав(реакт)}} = 24 \cdot 365 \cdot \Delta Q_{\text{нав}} = 24 \cdot 365 \cdot 7.001 = 61328.76 \text{ кВар} \cdot \text{год};$$

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{повнн(акт)}} &= \Delta A_{\text{пост(акт)}} + \Delta A_{\text{нав(акт)}} = 3942 + 26402.64 \\ &= 30344.64 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta A_{\text{повнн(реакт)}} = \Delta A_{\text{пост(реакт)}} + \Delta A_{\text{нав(реакт)}} = 28032 + 39244.8$$

$$= 67276.8 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

Визначається потужність (активна, реактивна і повна) яка живить шини трансформатора 10/0,4 кВ при врахуванні втрат потужності в цих трансформаторах.

$$P_{\text{ТП}} = 148.28 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТП}} = 53.886$$

$$P_{\text{ТР}} = P_{\text{ТП}} + \Delta P_{\text{пост}} + \Delta P_{\text{нав}} = 148.28 + 0.45 + 3.014 = 151.744 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ТР}} = Q_{\text{ТП}} + \Delta Q_{\text{пост}} + \Delta Q_{\text{нав}} = 53.886 + 3.2 + 7.001 = 64.087 \text{ кВар};$$

$$S_{\text{ТР}} = \sqrt{P_{\text{ТР}}^2 + Q_{\text{ТР}}^2} = \sqrt{151.744^2 + 64.087^2} = 164.722 \text{ кВА}$$

4.7 Розрахунок річного балансу споживання активної і реактивної електричної енергії

Знайдемо кількість електричної енергії, яку необхідно відпускати з шин ТП 250 кВА за рік:

$$A_{\text{спож(акт)}} = P_{\text{ТП}} \cdot 24 \cdot 365 = 148.28 \cdot 24 \cdot 365 = 1281139.2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

$$A_{\text{спож(реакт)}} = Q_{\text{ТП}} \cdot 24 \cdot 365 = 53.886 \cdot 24 \cdot 365 = 465575.04 \text{ кВар} \cdot \text{год}$$

Рисунок 4.2 Втрати активної і реактивної енергії



РОЗДІЛ 5. ФІНАНСОВА ОЦІНКА РЕКОНСТРУКЦІЇ КТП

Капітальні інвестиції охоплюють усі кошти, які були витрачені на створення або модернізацію основних активів. Ці інвестиції включають в себе витрати на обладнання та будівельно-монтажні роботи, необхідні для реалізації будь-якого проекту.

У вартість капітальних вкладень у кабельні лінії також потрібно враховувати витрати на виробництво траншей, тунелів, естакад і подібних інфраструктурних об'єктів. Для оцінки цих витрат можна використовувати стандартні ціни з прейскурантів і інформацію про вартість електромонтажних робіт.

Капітальні інвестиції, пов'язані з будівництвом повітряних ліній та електрообладнанням, повинні враховувати загальну вартість спорудження, включаючи витрати на будівництво та монтажні роботи.

Отже, вартість капітальних вкладень залежить від різних факторів і може бути розрахована, враховуючи витрати на обладнання, будівництво, інфраструктурні об'єкти та електромонтажні роботи, використовуючи відомі ціни та прейскуранти.

Таблиця 5.1 Зведена кошторисна вартість ТП 10/0,4

	Найменування та технічна характеристика	Тип, марка, позначення документа, опитувального листа	Одиниця виміру	Кількість	Ціна за одиницю, тис.грн	Загальна ціна, тис.грн
1. Кабельно-провідникова продукція						
1	Кабель силовий з алюмін. жилами з паперовою просоченою ізоляцією в алюмінієвій оболонці, броньований 10кВ, 3х120мм?	ААБ2л-10-3х120	м	51	0,590	30,090
2	Кабель силовий з алюмін. жилами з ізоляцією та оболонкою із полівинілхлоридного пластику, до 1кВ, 4х240мм?	АВВГ 4х240	м	10	0,764	7,640
3	Кабель контрольний	КВВСнг 4х2,5	м	4	0,073	0,292
4	Кабель типу "вита пара" з мідними жилами, екранований	S-FTP 4х2х0,5 5Е	м	8	0,027	0,216
2. Електромонтажні вироби						
1	Муфта кінцева для внутрішньої установки для 3-х жильного кабелю з паперовою ізол. перерізом 70-120мм ² , на напругу 10 кВ з болтами зі зривними головками	КВтп-10/70-120-нп-Н	шт.	2	1,380	2,760
2	Муфта зєднувальна для 3-х жильного кабелю з паперовою ізол. перерізом 70-120мм ² , на напругу 10 кВ з паяним заземленням із зривними болтами	Стп-10/70-120-п	шт.	4	0,400	1,600
3	Накінечник кабельний луджений для кабелю перерізом 240мм		шт.	12	0,008	0,096
3. Обладнання						
1	Комплектна трансформаторна підстанція для міських мереж з трансформатором потужністю 250 кВА, напругою 10/0,4 кВ	КТТММ-250/10/0,4У1	шт.	1	220,000	220,000

2	Щит силовий будівельних механізмів, навісного виконання, ступінь захисту IP54		шт.	2		
3	Трифазний електронний лічильник акт. та реакт. енергії 3x220/380В, 5(16)А, кл.т.1,0, трансформаторного включення	GAMA 300 G3B 147.240.F67/B2.P4.C310.A3.L1.M 1(5)A кл.т. 0,5S/2,0	шт.	1	9	9
4	Трансформатори струму 400/5 А , клас точності 0,5S	T-0,66 400/5A кл.т.0,5S	шт.	3	1,080	3,240
5	Трансформатори струму 400/5 А , клас точності 0,5	T-0,66 400/5A кл.т.0,5	шт.	3	1,080	3,240
6	Клемна колодка 3x220В/380В, 25А	КВ	шт.	1	0,185	0,185
7	Автоматичний вимикач 400/355, з регулюванням, 660В, 36кА	АВТ.ВИМ.ЕАСУРАСТ.ЕЗС400N 3P3D 36кА 400А	шт.	1	18,518	18,518
8	Шина алюмінієва АДЗІТ 100x10мм		м	15	0,863	12,945
9	Ізолятор ІОРП-10 УХЛЗ		шт.	6	0,150	0,900
10	Камери/комірки збірні одностороннього обслуговування	КСО-393	шт	3	29,000	87,000
11	Панелі розподільчих щитів	ЩО-90	шт	1	29,000	29
	Буд. матеріали					
1	Цегла червона		шт	247	0,0055	1,359
		Всього				429

НУБІП України

Таблиця 5.2 Розрахунок вартості прокладання траншеї для кабелю

№ п/п	Найменування робіт	Ціна за метр, грн.
1	Розриття траншеї	185
2	Укладання подушки з землі	86
3	Укладка кабелю	83
4	Часткова засипка	67
5	Встановлення сигнальної стрічки	48
6	Кінцева з покриття кабелю ґрунтом і трамбуванням	143
7	Укладка нерухомого ґрунту	520
8	Всього за 1 м	1,132
9	Всього за 51 м	57,732

Річні затрати які складають суму всіх відрахувань та затрат, що пов'язані з експлуатацією установак, визначаються за формулою:

$$Z_p = B_a + Z_o + B_e, \quad (5.1)$$

Де, B_a - це амортизаційні відрахування (капітальний ремонт, відновлення), грн.;

Z_o - витрати на експлуатацію (ТО, ПР), грн.;

B_e - ціна втраченої електричної енергії, грн.

Розрахунок амортизаційних відрахувань:

$$B_a = \frac{P_a}{100} \cdot K, \quad (5.2)$$

де, - нормативне значення амортизаційних витрат рівне - 6,4%;

K - Кількість капіталовкладень, грн.

$$B_a = \frac{6,4}{100} \cdot 1003606 = 64230,7 \text{ грн}$$

Розрахунок затрат на обслуговування в умовних одиницях:

$$P_{y.o} = P_{тр} + P_{пріед.10} + P_{пріед.0,4}, \quad (5.3)$$

Де, $P_{тр}$ - кількість умовних одиниць силового трансформатора;

$P_{\text{пріед.10}}$ - кількість умовних одиниць приєднання 10кВ;
 $P_{\text{пріед.0,4}}$ - кількість умовних одиниць приєднання 0,4кВ,
 $P_{y.o.} = 19,5 + 2 \cdot 16,5 + 4 \cdot 8,5 = 55,6 \text{ у. о.}$

Тоді Z_0 становитимуть:

$$Z_0 = \gamma_0 \cdot P_{y.o.} \quad (5.4)$$

Де, γ_0 - втрати за рік на обслуговування умовної одиниці (115грн);

$$Z_0 = 115 \cdot 55,6 = 6\,394 \text{ грн}$$

Розрахунок вартості втраченої електричної енергії:

$$Ц = 1,65 + \frac{4500}{h}, \quad (5.5)$$

Де, h - показники режиму втрат електричної енергії.
 Для підстанцій 10/0,4 кВ міських районів, середня тривалість витрат електричної енергії $t = 4000$ год / рік.
 Приймається коефіцієнт участі максимальних втрат в максимумі енергосистеми $K_{м.в.} = 0,8$, визначаю показники режиму втрат:

$$h = \frac{t}{K_{м.в.}}, \quad (5.6)$$

$$h = 4000/0,8 = 5000$$

З цього вартість втраченої електричної енергії становить:

$$Ц = 1,63 + \frac{4500}{5000} = 2,53 \text{ коп/кВт} \cdot \text{год}$$

Річні затрати на покриття витрат електричної енергії на ТП визначається за формулою:

$$Z_{\text{в}} = \left[\frac{1}{n} \cdot \Delta P_m \cdot \left(\frac{S_{\text{max}}}{S_{H.T.P.}} \right)^2 \cdot \tau + 2\Delta P_c \cdot t \right] \cdot Ц \quad (5.7)$$

де $\Delta P_m, \Delta P_c$ – втрати потужності в міді та сталі трансформатора за номінального навантаження, кВт;

S_{max} – розрахункова потужність споживачів, кВА;

$S_{n.m.p.}$ – номінальне значення потужності трансформатора, кВА;

τ – тривалість максимальних втрат, год;

t – кількість робочих годин трансформатора за рік $t = 8760$ год;

n – число паралельно працюючих трансформаторів.

$$Z_B = \left[\frac{1}{2} \cdot 10,8 \cdot \left(\frac{157.768}{250} \right)^2 \cdot 4000 + 2 \cdot 1,55 \cdot 8760 \right] \cdot 0,0253 = 904.683 \text{ грн}$$

Річні затрати:

$$Z = Z_A + Z_B + Z_V \quad (5.8)$$

$$Z = 64230,7 + 6394 + 904,683 = 71\,529,383 \text{ грн}$$

Приведені річні втрати:

$$Z_p = p \cdot K + Z, \quad (5.9)$$

де p – коефіцієнт ефективності капіталовкладень ($p=0,12$).

$$Z_p = 0,12 \cdot 1003606 + 71\,529,383 = 191\,962,103 \text{ грн}$$

Вартість транспортування електроенергії:

$$C = \frac{Z}{P_{max} \cdot T_{max}} \quad (5.10)$$

де P_{max} – максимальне навантаження споживачів, кВт;

T_{max} – час використання максимального навантаження, год.

$$C = \frac{71\,529,383}{148,28 \cdot 4000} = 0,12 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год}$$

Таблиця 5.3 Спільна кошторисна вартість виконання проекту

№ п/п	Показники	Значення
1	Кошторисна вартість ТН 10/0,4 кВ, з врахуванням підключення багатоповерхового будинку	1003606
2	Приведені річні затрати, грн.	191 962,103
3	Собівартість передачі 1 кВт·год, грн	0,12

РОЗДІЛ 6. ЗАХИСНЕ ОБЛАДНЕННЯ КТП

6.1 Розрахунок заземлюючих пристроїв

Розрахунок заземлювальних пристроїв важливий для забезпечення правильного функціонування електричних систем та безпеки. Він включає в себе визначення необхідної опори заземлювача, кількості та розміщення заземлювальних стержнів або плит, які забезпечують ефективне відведення струму в землю. Розрахунки повинні враховувати різні фактори, такі як геологічні умови, рівень струмів короткого замикання, типи електроприладів і багато інших. Точні розрахунки заземлювання важливі для забезпечення безпеки та надійності електричних систем. [7]

Заземлення забезпечує:

- **Захист від струмів короткого замикання:** Заземлення допомагає у виведенні струму короткого замикання до землі, запобігаючи ураженню електричним струмом, пожежам та іншим аваріям.
- **Захист від перенапруги:** Заземлення може слугувати для розряду перенапруг, таких як блискавка, у землю, замість того, щоб пошкодити обладнання або спричинити пожежу.
- **Захист людей та обладнання:** Заземлення допомагає уникнути статичної електрики, надлишкового навантаження, електричного ураження та інших небезпек, пов'язаних з електричною енергією.
- **Забезпечення надійності мережі:** Заземлення сприяє нормальному функціонуванню електричних систем, зменшуючи електромагнітні перешкоди і сприяючи відведенню статичної електрики.
- **Зменшення перешкод електромагнітного випромінювання:** Заземлення допомагає зменшити вплив електромагнітних випромінювань на навколишнє середовище та інші електронні пристрої.

Вибір заземлюючого пристрою

1. Заземлювальні пристрої повинні відповідати вимогам глави 1.7 ПУЕ.

2. При невідповідності фактичного опору заземлюючого пристрою нормованому (1 Ом) доведення його до нормованої величини здійснюється шляхом прокладання додаткових променів або забивання додаткових електродів.

3. З'єднання вертикальних і горизонтальних заземлювачів виконується електрозварюванням по периметру дотику деталей.

Розрахунок

1. Опір вертикального електрода що знаходиться в двошаровій землі:

$$r_{ve} = \frac{0.366 \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{\Delta t + l}{\Delta t - l} \right)}{\frac{\Delta l_1}{\rho_1} + \frac{\Delta l_2}{\rho_2}}, \quad (6.1)$$

де $\rho_1 = 100$ (питомий опір верхнього шару землі, Ом·м)

$\rho_2 = 40$ (питомий опір нижнього шару землі, Ом·м)

$\Delta l_1 = 1.5$ (частина довжини електроду, що знаходиться в верхньому шарі землі)

$\Delta l_2 = 3.5$ (частина довжини електроду, що знаходиться в нижньому шарі землі)

$l = 5$ (довжина електроду, м)

$d = 0.2$ (зовнішній діаметр електроду, м)

$t = 5.5$ (глибина закладення електроду, м)

$$r_{ve} = 6.42527 \text{ Ом}$$

2. Опір всіх вертикальних електродів:

$$R_B = \frac{r_{ve}}{n \cdot \eta}, \quad (6.2)$$

де $\eta = 0.6$ (коефіцієнт використання)

$n = 8$ кількість електродів

$$R_B = 1.3386 \text{ Ом}$$

3. Опір одного горизонтального полосового електроду:

$$r_n = \frac{0.366 \cdot \rho}{l} \cdot k_n \cdot \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (6.3)$$

$b = 0.04$ (ширина полоси, м)

$l = 46$ (довжина полюси, м)

$t = 0,7$ (глибина заглиблення, м)

$\rho = 100$ (питомий опір землі, Ом·м)

$k_n = 2$ (коефіцієнт сезонності)

$r_n = 8,2419$ Ом

4 Опір всієї полюси

$$R_n = \frac{r_n}{\eta} \quad (6.4)$$

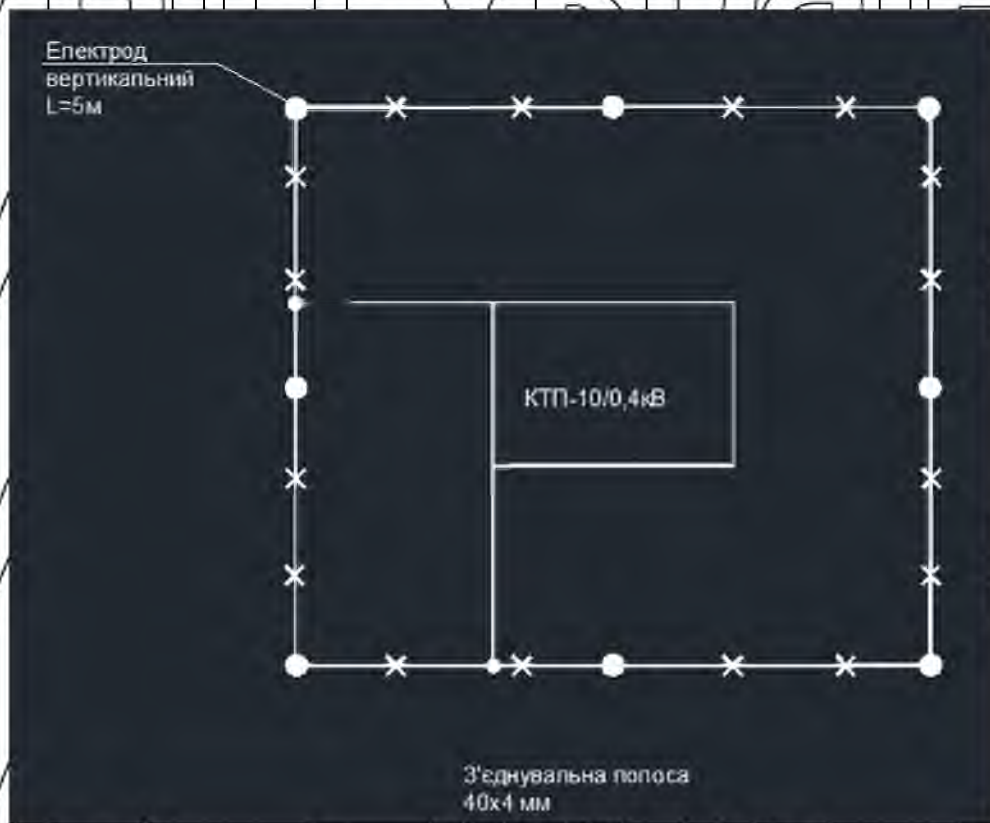
$R_n = 13,7366$ Ом

5 Загальний опір заземлювача

$$R_z = \frac{R_B \cdot R_n}{R_B + R_n} \quad (6.5)$$

$R_z = 0,8570$ Ом

Рисунок 6.1 Коштор заземлення



6.2 Звукова сигналізація

Сигналізація для КТП використовується для моніторингу і контролю електромережі, що живиться від такої підстанції. Вона використовується для виявлення і сигналізації про різні події, стан апаратури, інформацію про споживання електроенергії, а також для забезпечення безпеки і надійності роботи КТП.

Основні функції сигналізації для КТП включають в себе:

Виявлення аварій. Сигналізація має можливість виявляти різні типи аварій, такі як короткі замикання, перевищення струму, перенапруга, перенавантаження тощо.

Моніторинг параметрів. Вона вимірює та відслідковує параметри електромережі, такі як напруга, струм, потужність, косинус фазного кута тощо.

Споживачі енергії. За допомогою сигналізації можна визначити, які споживачі підключені до КТП і як вони використовують енергію.

Сигналізація і віддалений контроль. Сигналізація може генерувати сигнали та сповіщення в разі виникнення аварій або аномальних станів, і, в деяких випадках, виконувати віддалене керування обладнанням КТП.

Сигналізація для КТП може бути побудована на основі різних технологій і пристроїв, таких як датчики, реле, монітори, контролери тощо. Вона допомагає забезпечити безпеку та ефективність роботи електричної мережі і вчасно реагувати на будь-які проблеми.

Для сигналізації в системах контролю і моніторингу використовуються різні типи датчиків, залежно від конкретних завдань і параметрів, які потрібно вимірювати.

В даному випадку використовуються

Датчики тиску в трансформаторах. Вони встановлюються в трансформаторах для вимірювання тиску нафти або іншого діелектрика

внутрішнього трансформатора. Зміни в тиску можуть бути індикаторами потенційних проблем.

Датчики температури. Використовуються для вимірювання температури внутрішніх та зовнішніх частин трансформатора і інших елементів КТП. Вони допомагають виявляти перегрів або переохолодження.

Датчики рівня трансформаторного масла. Вони слідкують за рівнем і якістю діелектрика в трансформаторі. Підвищення рівня може свідчити про витік, а зміни в якості масла можуть свідчити про проблеми з ізоляцією.

Датчики струму та напруги. Використовуються для моніторингу струму і напруги в КТП. Вони дозволяють виявляти перевищення струму, перенапругу або інші аномалії.

Датчики газу в трансформаторному маслі. Вони можуть виявити викиди газів, які виникають в результаті дефектів трансформатора, що може бути ознакою потенційної аварії.

Датчики вологості. Вимірюють вологість в середовищі навколо трансформатора, що може бути важливим для визначення умов роботи.

Датчики вібрації. Вони використовуються для моніторингу вібрацій та стану механічних компонентів трансформатора або інших частин КТП.

РОЗДІЛ 7. ОХОРОНА ПРАЦІ І БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

1. Загальні положення

Під час виконання робіт, пов'язаних з технічним переснащенням трансформаторної підстанції, необхідно забезпечувати безпеку праці, дотримуючись вимог, які чинні на території України. Це включає в себе виконання вимог законодавства, будівельних нормативів і правил, нормативно-правових актів, а також нормативних документів, а саме :

Таблиця 7.1 Відомість документів, на які посилаються

Позначення	Найменування	Примітка
НПА ОП 40.1-1.32-01	Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок	
СНиП 3.05.06-85	Електротехнічні пристрої	
ПУЕ Розділ 2. Глава 2.3, 2009р.	Кабельні лінії напругою до 330кВ	
ПКЕЕ, 2009р.	Правила користування електричною енергією	
СОУ-Н МЕНВ 0.1-37471933-49:2011	Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ	
12/18-ПР-ЕП.С0	Специфікація обладнання, виробів та матеріалів	Зм.1(Зам)
12/18-ПР-ЕП.С1	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА. Специфікація обладнання, виробів та матеріалів	
12/18-ПР-ЕП.ВР	РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА.	
Додаток А	Відомість робіт	
Додаток Б	Технічні умови НІ-986-15	
Інструкція	Кваліфікаційний сертифікат	

стосується працівників, які виконують електричні вимірювання та випробування функціонуючих електричних систем, які перебувають в експлуатації. Вона також стосується вимірювань та випробувань обладнання під час його монтажу або ремонту.

Для здійснення електричних вимірювань (випробувань) вимагається, щоб працівники були не молодшими 18 років, пройшли медичний огляд та отримали вступний та початковий навчальний інструктаж з питань охорони праці і пожежної безпеки. Вони також повинні мати спеціальну підготовку, яка дає їм право на виконання таких видів робіт, а також відповідне посвідчення, яке підтверджує їхню здатність працювати з активними електричними системами.

Під час виконання своїх службових обов'язків, працівники повинні мати це посвідчення при собі. Якщо вони не мають цього посвідчення або у них є прострочене посвідчення з перевірки знань, їм заборонено виконувати таку роботу. Якщо буде виявлено порушення нормативних актів з охорони праці, то посвідчення може бути анульоване.

Працівники мають пройти повторні інструктажі з питань охорони праці один раз кожні 3 місяці. У випадках виконання разових робіт, які не пов'язані

непосередньо з їхніми посадовими обов'язками або спеціальністю, вимагається проведення цільового інструктажу відповідно до характеру виконуваних робіт.

Раз на рік працівники повинні пройти перевірку знань в наступних областях: Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС), Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС), правила пожежної безпеки, виробничі інструкції та інструкції з охорони праці.

Перед тим як допустити працівників до виконання робіт, які включають підняття на висоту 1,3 м і вище, необхідно провести медичний огляд та забезпечити їх спеціальним навчанням з питань безпечного виконання робіт на висоті.

Кожен працівник, під час виконання своїх трудових обов'язків, має дотримуватися наступних правил:

- Виконувати лише ту роботу, яка передбачена посадовими чи робочими інструкціями або доручена йому керівником.
- Дотримуватися правил внутрішнього трудового розпорядку.
- Знати будову і призначення електровимірювального обладнання.
- Дбати про особисту безпеку і здоров'я, а також про безпеку і здоров'я оточуючих людей під час виконання будь-яких робіт або під час перебування на території університету.
- Знати і дотримуватися вимог правил пожежної безпеки, а також знати місця знаходження первинних засобів пожежогасіння та вміти ними користуватися.
- Знати і дотримуватися вимог нормативно-правових актів з охорони праці, а також вимог санітарно-гігієнічних норм і правил, і вміти надавати домедичну допомогу.
- Користуватися передбаченими засобами колективного та індивідуального захисту.

Заборонено курити та споживати їжу, якщо це не здійснюється на спеціально відведених для цього місцях.

Основні шкідливі та небезпечні виробничі фактори, які можуть призвести до травматизму або професійних захворювань, включають:

- Підвищена напруга електричної мережі.
- Підвищена або знижена температура повітря.
- Підвищений рівень шуму.
- Підвищений рівень ультразвуку.
- Підвищена напруженість електромагнітного поля.

Працівник має право на безоплатне забезпечення спецодягом, спецвзуттям та іншими засобами індивідуального захисту (ЗІЗ) відповідно до чинних Типових галузевих норм або норм, передбачених Колективним договором.

Вимірювання та випробування електрообладнання або електроустановок, які вводяться в експлуатацію, повинні виконуватися відповідно до норм, передбачених чинними Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), вимогами виробників, а також стандартами.

Вимірювання та випробування електрообладнання, яке вже знаходиться в експлуатації, повинні проводитися відповідно до норм і правил, які регулюють їх експлуатацію.

Вимірювання та випробування мають виконуватися відповідно до встановлених програм і методик, технічних умов виробників або стандартів на продукцію.

Вимірювання та випробування, які здійснюються на випробувальному стенді, можуть проводитися без оформлення будь-якого розпорядження. У інших випадках це повинно виконуватися на підставі розпорядження керівника електровимірювальної лабораторії (або іншої уповноваженої посадової особи). Розпорядження повинно реєструватися в спеціальному журналі.

Випробування та вимірювання в діючих електроустановках з напругою вище 1000 В повинні виконуватися за нарядом-допуском.

Засоби вимірювання та випробування, а також інструменти та пристосування, які використовуються під час цих робіт, повинні відповідати наступним вимогам та проходити перевірку згідно з чинними нормами та встановленими термінами.

- Металеві неструмопровідні частини засобів вимірювання (випробування), які можуть бути доступні для дотику під час робіт, повинні бути заземлені, а в разі неможливості заземлення – огорожені.

- Засоби вимірювання (випробування) не повинні виявляти деформації від тривалим навантаженням або перевантаженням, які можуть порушити безпеку робіт.

- Засоби вимірювання (випробування) та об'єкти, які можуть пошкодитися або стати джерелом небезпеки для працівників під час випробування (вимірювання), повинні бути розміщені в захищених кожухах.

- Елементи конструкції засобів вимірювання (випробування) не повинні мати гострих кутів, гострих кромek, виступів і нерівних поверхонь, які можуть призвести до травмування працівників, якщо наявність цих елементів не обумовлена їх функціональним призначенням.

- Засоби вимірювання (випробування) повинні бути спроектовані так, щоб вплив на працівників шкідливими випромінюваннями було виключено або обмежено безпечними рівнями, а також щоб уникнути накопичення надлишкових статичних електричних зарядів.

Для випробування та вимірювань продуктів, які здатні зберігати електричний заряд або мають заряджані елементи, необхідно використовувати випробувальні стенди, які оснащені розрядними пристроями.

Випробувальні (вимірювальні) стенди, призначені для тестування (вимірювання) електричної міцності ізоляції, повинні мати автоматичні

пристрої для видалення заряду з об'єкта випробування при порушенні ізоляції та для обмеження (за необхідності) струму короткого замикання в випробувальному ланцюзі.

Дроти, призначені для створення випробувальних (вимірювальних) колів, повинні бути оснащені наконечниками та позначеннями відповідно до

схеми. В разі відсутності наконечників та позначень можна використовувати з'єднувальні дроти, які підключені від виводів джерела випробуваного (вимірювального) навантаження або точки підключення до виводів об'єкта

випробування (вимірювання). При спільній прокладці дротів під різну

напругу, ізоляція кожного з них повинна вибиратися з урахуванням найвищої напруги. У випадку, якщо це неможливо, дроти повинні бути прокладені окремо для кожної напруги.

Регулярний огляд, планове обслуговування та стеження за станом приладів для вимірювання та обліку електричної енергії повинні відповідати

національним стандартам.

Під час проведення робіт з електричними вимірюваннями і випробуваннями, працівники повинні використовувати захисні засоби,

включаючи діелектричні рукавички, килимки, калоши або боти, а також

інструменти з ізольованими ручками. Всі ці засоби повинні пройти

випробування та мати відмітку з датою наступного перевірки та напругою, при якій їх можна використовувати. Використання захисних засобів, які не

пройшли випробування або у яких закінчився термін перевірки, заборонено.

Під час проведення робіт з електричними вимірюваннями та

випробуваннями в умовах впливу електромагнітних полів, тривалість роботи

працівників на робочих місцях повинна відповідати рівню напруженості цих

полів відповідно до чинних санітарних норм.

Працівники мають право відмовитися від виконання роботи, якщо умови

її виконання створюють загрозу їхньому здоров'ю або життю або суперечать

вимогам законодавства з охорони праці.

Порушення вимог цієї інструкції може призвести до адміністративної, дисциплінарної та кримінальної відповідальності перед чинним законодавством України.

2. Вимоги безпеки перед початком роботи

Працівник перед початком роботи повинен:

– одягнути та привести до ладу передбачені для виконання роботи спецодяг та спецвзуття;

– отримати завдання на виконання робіт;

– перевірити стан (оглянути) захисних діелектричних засобів (діелектричних рукавичок, килимків, калош тощо);

– оглянути інструмент, інвентар, пристосування, які будуть використовуватися у роботі, перевірити їх справність; робочий інструмент повинен бути випробуваним;

– переконатися в достатній освітленості робочого місця; при недостатньому освітленні задіяти переносні освітлювальні пристрої.

Підготовку об'єкта і засобів вимірювання до випробувань або вимірювань слід проводити за відсутності на них напруги і залишкового заряду. Робоча напруга і залишковий заряд повинні бути також зняті з інших об'єктів (інших частин об'єктів випробувань і вимірювань), якщо не виключено можливість дотику або наближення до них, або ці об'єкти повинні бути на час підготовки та проведення випробувань огорожені. [20]

Складання та розбирання випробувальних та (або) вимірювальних ланцюгів слід виконувати за відсутності на об'єкті випробування і (або) вимірювання або його частини і на засобах вимірювання та (або) випробування напруги і залишкового заряду.

Збірку кола випробування (вимірювання) обладнання здійснює персонал бригади, яка проводить випробування (вимірювання). При цьому слід встановити захисне і робоче заземлення випробувальної або вимірювальної

установки і, при необхідності, – захисне заземлення корпусу обладнання. При приєднанні випробувальної або вимірювальної установки до мережі напругою 380/220 В на виводі високої напруги установки слід встановити заземлення.

Знімання та відновлення заземлення в електроустановці повинно здійснюватися за вказівкою керівника випробувань або вимірювань, коли це необхідно для безпечного проведення тестів та вимірювань. Для забезпечення безпеки місце проведення випробувань або вимірювань повинно бути огорожено. Персонал бригади, що проводить випробування або вимірювання, встановлює огороження, яке може включати щити, бар'єри та канати з плакатами "Випробування. Небезпечно для життя!". Окрім того, біля огороження має бути розташована охорона, яка складається з інструктованих працівників, з групою з електробезпеки не нижче II, розташованих поза огороженням. Ці працівники можуть покинути свої пости тільки за дозволом керівника робіт з випробувань або вимірювань. [4]

Якщо необхідно стежити за станом ланцюгів випробувань або об'єкта випробувань в різних приміщеннях або місцях, одному працівнику зі складу бригади, який має групу з електробезпеки не нижче III, дозволяється залишатися в приміщенні за умови попереднього інструктажу від керівника робіт з випробувань або вимірювань.

На огороженні та біля об'єктів випробувань або вимірювань слід розмішувати знаки безпеки з пояснювальними написами. Зняття знаків безпеки та огороження дозволяється лише після відключення випробувального або вимірювального навантаження та розрядження системи.

У разі виявлення загрози безпеці під час проведення робіт, необхідно повідомити керівнику та утриматися від роботи до усунення виявлених недоліків. Дозвіл на продовження робіт може бути наданий тільки після усунення цих недоліків.

7.3 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

Під час виконання робіт можуть виникнути такі аварійні ситуації:

- НУБІП України
- Загоряння обладнання або матеріалів, що може призвести до пожежі.
 - Пошкодження ізоляції електрообладнання, що може призвести до напруги дотику та крокової напруги.
 - Вплив природних факторів або явищ, таких як підвищена або знижена температура, снігопад, гроза і т. д.

- НУБІП України
- У разі виникнення аварійної ситуації слід вжити такі заходи:
- Обгородити небезпечну зону і не допускати до неї сторонніх осіб. Якщо ця ситуація не загрожує життю та здоров'ю працівників і не призведе до більш серйозних наслідків, то її потрібно зберегти в незмінному стані для проведення подальшого розслідування.

- НУБІП України
- У випадку пожежі слід розпочати ліквідацію. Якщо пожежу неможливо загасити самостійно, слід викликати пожежну команду.
 - негайно повідомити керівника робіт про те, що сталося.

- НУБІП України
- При нещасному випадку:
- негайно звільнити потерпілого від впливу небезпечного фактору.
 - Перенести потерпілого до безпечного місця.
 - Оцінити стан потерпілого і, за необхідності, надати домедичну допомогу. У важких випадках слід викликати екстрену медичну допомогу.

НУБІП України

Під час ліквідації аварійної ситуації слід дотримуватися інструкцій та вказівок керівника робіт.

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

ВИСНОВКИ

Проведено аналіз об'єкту роботи та отримано початкові вихідні дані:

- Багатоповерховий будинок потужність 148 кВт та напругою 380 В;

Трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ з трансформатором ТМ 160/10/0,4 кВ.

Проектом реконструкції передбачалося:

1. Встановлення КТП-10/0,4 проект., потужністю 250кВА
2. Живлення КТП виконано двома КЛ-10кВ кабелем марки ААБ2л-10 (3х120) в землі.

3. Влаштування комерційного обліку в РУ-0,4 кВ КТП трифазним електронним лічильником активної та реактивної енергії типу GAMA 300 G3B 147.240.F67.B2.P4.C310.A3.L1.M1 5(10)А кл.т. 1,0 через трансформатори струму Т-0,66 400/5А 0,5S .

4. Встановлення 2-х кабельних збірок ЩБМ-1 та ЩБМ-2 (проект.)

5. Живлення 2-х кабельних збірок ЩБМ-1 та ЩБМ-2 від РУ-0,4 кВ КТП кабелем марки АВВГ 4х240 прокладеним по існуючим конструкціям.

Проведено дослідження втрат в силових трансформаторах потужністю 160 кВА та 250 кВА. Після заміни цього обладнання вдалося значно зменшити втрати активної та реактивної потужності. Крім того, ККД трансформаторів після заміни збільшився з 0,976 до 0,98 в порівнянні зі старим обладнанням.

Обгрунтовано актуальність теми дослідження, що стосується реконструкції та модернізації трансформаторних підстанцій (КТП) у системах живлення багатоповерхових будинків. Метою дослідження стало підвищення ефективності та надійності живлення споживачів та зменшення втрат електроенергії в електричних мережах.

Були проведені розрахунки навантаження, струмів короткого замикання та параметрів релейного захисту. Це дозволило визначити необхідні параметри та налаштувати релейний захист для забезпечення безпеки та стабільності роботи КТП.

Розглянуто процес реконструкції КТП, включаючи вибір силового трансформатора, заміну ізоляторів, вибір обладнання та улаштування оливоприймача. Ця робота спрямована на покращення технічного стану КТП та підвищення його надійності.

Проведено розрахунки втрат електроенергії та коефіцієнта корисної дії трансформаторів. Ці розрахунки допомагають визначити рівень ефективності електропостачання та втрати електроенергії у системі.

Проведена фінансова оцінка реконструкції КТП, що дозволяє визначити витрати та очікувані користі від цього проекту.

Розглянуто заземлюючі пристрої та звукову сигналізацію для забезпечення безпеки та захисту КТП.

Обговорено питання охорони праці та техніки безпеки при виконанні робіт з реконструкції КТП.

Отже, в результаті дослідження були розроблені рекомендації щодо покращення надійності та ефективності трансформаторних підстанцій у системах живлення багатоповерхових будинків. Реконструкція КТП та налаштування релейного захисту сприяють підвищенню якості електропостачання та зменшенню втрат електроенергії, що має важливе значення для стабільності енергетичних систем та забезпечення комфортних умов для споживачів.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Іноземцев Г.Б. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі / Іноземцев Г. Б., Козирський В.В., Лут М. Т., Радько І.П. – К.: «аграр Медіа Груп», 2012 – 274 с.
2. Єрмолаєв С.О. Яковлев В.Ф., Проектування систем електропостачання в АПК / Єрмолаєв С.О., Яковлев В.Ф., Мунтян В.о., Козирський В.В., Радько і.П. 2009р.
3. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення (ДБН В.2.5-23:2010).
4. ДБН а.3.2-2-2009. охорона праці і промислова безпека у виробництві – Київ: Міністерство розвитку та будівництва України, 2012 – 52 с.
5. Правила улаштування електроустановок – друге видання, перероблене і доповнене - Мінпаливенерго України, 2006 – 2009р = 569 с.
6. Технічна документація на муфти для силових кабелів з паперовою і пластмасовою ізоляцією до 35 кВ.
7. Заземлювальні пристрої: глава 1.7 ПУЕ.
8. Організація будівництва ДБН а.3.1-5-96 і ВСН 33-82* (2019р.)
9. Методи моделювання трансформаторів та реакторів, Іванков В.Ф., Басова А.В., Хімюк І.В., Київ (2017)
10. Електропостачання (Навчальний посібник), Шкрабень Ф.П., Дніпропетровський НГУ, 2015р.
11. ЗАКОН УКРАЇНИ «Про енергетичну ефективність будівель» (відомості Верховної Ради (ВВР), 2017, №33, ст.359)
12. ГОСТ 14209-97. Керівництво по навантаженню силових масляних трансформаторів.
13. Schneider Electric/ Електричне обладнання. Автоматизація та контроль.
14. Релейний захист і автоматика розподільних електричних мереж: Навч. посібник /М.В.Гребченко - К.: ЦПІ «КОМПРИНТ», 2017. – 185 с
15. Ізолятори slavgorenergo.com.ua

16. Трансформатори e-lektra.com.ua

17. Кабельні лінії напругою до 330кВ. ПУЕ/Розділ 2.Глава 2.3, 2009р.

18. Проектування кабельних ліній напругою до 330кВ. СОУ-Н МЕН 0.1-37471933-49:2011

19. Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. НПАОП 40.1-1.32-01

20. Про затвердження Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ДНАОП 0.00-1.21-98)

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України

НУБІП України