

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання
Кафедра електроенергетики

Роботу допущено до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики
_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 20 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

**тема «Розрахунок системи електропостачання цеху
з обробки металу»**

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Виконав студент гр. ЕТдн-51гл _____ В.Ф. Серпенінов

Керівник _____ к.т.н., доцент В.В. Волохін

Суми 2020

Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форм навчання

Кафедра електроенергетики

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

І.Л. Лебединський

“ ” 2020 р.

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Серпенінова Віталія Федоровича

1. Тема кваліфікаційної роботи «Розрахунок системи електропостачання цеху з обробки металу»

затверджено наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи _____ .20 р.

3. Вихідні дані до роботи: генеральний план приміщень з указанням місць розташування основних електроприймачів; перелік електроприймачів з указанням їхньої потужності та кількості.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)

- Вступ;
- Аналіз режиму роботи об'єкта;
- Розрахунок електричних навантажень, струмів короткого замикання;
- Вибір електричного обладнання;
- Розрахунок, засобів грозозахисту та заземлення;
- Індивідуальне завдання;
- Висновки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним позначенням обов'язкових креслень)

- План розміщення електрообладнання цеху;
- Схема електричних з'єднань підстанції.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи
1	Аналіз об'єкту проектування	25.04.2020
2	Розрахункова частина	03.05.2020
3	Вибір обладнання	10.05.2020
4	Індивідуальне завдання	23.05.2020
5	Оформлення пояснювальної записки	01.06.2020

Студент-дипломник

_____ (підпис)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Реферат

56 стор., 12 рис., 30 табл., 14 джерел.

Бібліографічний опис: Серпенінов В.Ф. Розрахунок системи електропостачання цеху з обробки металу [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец.: 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В.Ф. Серпенінов; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2020 – 56 с.

Ключові слова: система електропостачання, силовий трансформатор, комутаційне обладнання, компенсуючий пристрій, кабельна лінія.

система электроснабжения, силовой трансформатор, коммутационное оборудование, компенсирующее устройство, кабельная линия.

power supply system, power transformer, communication equipment, compensating device, cable line.

Короткий огляд - Розраховано основні характеристики електрообладнання, включаючи струми короткого замикання та переріз кабельних ліній. Обрано комутаційну та захисну апаратуру, компенсуючі пристрої, силові та вимірювальні трансформатори. Також проведено розрахунок засобів блискавкозахисту та заземлення, розглянуто моделі грозозахисту ліній електропередавання класу напруги 6 – 35 кВ.

Список умовних скорочень

ПУЕ – правила улаштування електроустановки;

ВН – висока напруга;

НН – низька напруга;

ЛЕП – лінія електропередачі;

РПНН – розподільчий пункт низької напруги;

АВР – автоматичний ввід резерву;

СП – силовий пункт;

КП – компенсуючий пристрій;

ТП – трансформаторна підстанція;

КЗ – коротке замикання;

ГПП – головна понижувальна підстанція;

ТС – трансформатор струму;

ТН – трансформатор напруги;

ЗП – заземлюючий пристрій;

ТВ – тривалість ввімкнення.

Зміст

Вступ	7
1. Загальна інформація про об'єкт проектування	9
1.1 Розрахунок електричних навантажень	10
2. Розрахункова частина	15
2.1 Розрахунок потужності та вибір силових трансформаторів	15
2.2 Розрахунок і вибір пристроїв компенсації реактивної потужності	16
2.3 Вибір кабелів живлення	17
2.4 Розрахунок та вибір захисного та комутаційного обладнання	21
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання	26
2.6 Перевірка електрообладнання на термічну і динамічну стійкість	29
2.7 Вибір трансформаторів струму та напруги	31
2.8 Розрахунок заземлення та грозозахисту	33
3. Індивідуальне завдання. Моделі та засоби грозозахисту ліній класу напруги 6 – 35 кВ	39
3.1 Американська система грозозахисту	40
3.2 Фінська система грозозахисту	41
3.3 Японська система грозозахисту	42
3.4 Грозозахист ліній довго-іскровими розрядниками	44
3.5 Грозозахист мультикамерними розрядниками	47
3.6 Застосування обмежувачів перенапруг	50
3.7 Використання АПВ, як методу грозозахисту ліній електропередавання	51
Висновки	53
Список літератури	55

					БР 5.6.141.871 ПЗ		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		Серпенінов			<i>Літ.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Волохін			6		56
<i>Реценз.</i>					СумДУ гр ЕТдн-51гп		
<i>Н. Контр.</i>							
<i>Затверд.</i>		Лебединський					
<i>Розрахунок системи електропостачання цеху з обробки металу</i>							

Вступ

Основними споживачами електричної енергії є промислові підприємства. Вони витрачають більше половини всієї енергії, що виробляється в нашій країні. Електроенергетика – базова галузь економіки України. Вона одна з найстарших у країні. Виробництво електроенергії ґрунтується на спалюванні вугілля, мазуту, природного газу, торфу, використанні атомної енергії, енергії вітру, води та Сонця.

Головним завданням проектування підприємств є розробка раціонального електропостачання з урахуванням новітніх досягнень науки і техніки на основі техніко-економічного обґрунтування рішень, при яких забезпечується оптимальна надійність постачання споживачів електроенергією в необхідних розмірах, необхідної якості з найменшими витратами. Реалізація даного завдання пов'язана з розглядом низки питань, що виникають на різних етапах проектування. Надійність системи електропостачання в першу чергу визначається схемними і конструктивними побудовами системи, розумним обсягом закладених у неї резервів. Раціональні схеми рішення повинні забезпечувати обмеження струмів короткого замикання. У необхідних випадках при проектуванні систем електропостачання повинна бути передбачена компенсація реактивної потужності.

Також важливим завданням є забезпечення необхідної якості електроенергії. Заходи щодо забезпечення якості електроенергії повинні вирішуватися комплексно і базуватися на раціональній технології та режимі виробництва, а також на економічних критеріях. Низька якість електроенергії приводить крім інших небажаних явищ до підвищення втрат електроенергії, як в електроприймачах, так і у мережі. Від надійного і безперебійного електропостачання залежить: робота промислових підприємств будь-яких галузей, отриманий прибуток, що залежить від обсягів випуску продукції.

При проектуванні цехів промислових підприємств значення має як розміщення обладнання в цехах, так і розташування трансформаторних підстанцій. По можливості кожен ділянку повинно бути забезпечено окремим розподільним пристроєм, який встановлюється поруч з центром навантаження. В ході виконання

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
						7
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

даної кваліфікаційної роботи необхідно розробити електропостачання цеху з обробки металу. Для цього, згідно з вихідними даними, треба виконати наступне:

- скласти схему електропостачання цеху;
- обрати живильні кабелі;
- обрати силові трансформатори;
- розрахувати та обрати захисну і комутаційну апаратуру;
- розрахувати засоби грозозахисту та заземлення будівлі;
- розробити креслення проекту.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
						8
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

1. Загальна інформація про об'єкт проектування

Цех використовується для обробки металевих елементів, обладнання працює у тривалому режимі. Для дотримання постійної температури, близько 21°C, впродовж всього року (з метою коректної роботи токарних та фрезерних станків), використовуються котли та агрегати опалення з вентиляторами. У приміщенні цеху використовується потужна вентиляційна апаратура, що забезпечує видалення пилу і стружки під час роботи станків, а також сильний приплив чистого повітря. Категорія будівлі з надійності електропостачання – II. Характеристики наявного електрообладнання цеху наведені в табл. 1.

Таблиця 1.1 – Параметри електрообладнання цеху

Назва	Тип	Кількість, шт	P_H , кВт	Коефіцієнт використання, Кв	$\cos\varphi$
Токарний верстат	SR10GS	5	20	0.9	0.82
Токарний верстат	2100LMS	17	34.09	0.9	0.83
Фрезерний верстат	DNM400A	4	30	0.9	0.86
Компресор	TIDY15	2	11	0,7	0.84
Токарний верстат	SR20GS	9	25	0.9	0.73
Котел опалювальний	KEO-90	2	90	0.7	0.95
Циркуляційний електронасос	Aaquatica	2	0.7	0.7	0.76
Вентагрегат ВР287-46.1-5.1	АИР112М4	2	5.5	0.6	0.83
	АИР160S4	1	15		0.85
	АИР132S4	1	7.5		0.84
Агрегат повітряний опалювальний АО-ЕВР5.7-100	ПНЕ-100	3	90	0.6	0.95
	АИР100L6	3	2.2		0.76
Кондиціонер		3	20	0.6	0.85

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

9

Таблиця 1.2 – Вихідні дані для розрахунку грозозахисту, заземлення та КЗ

$S_{кз}$, МВА	ρ , Ом/м	A, м	B, м	h, м	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	I_3 , А	Кліматична зона
166.7	110	77.9	20.4	5	6	0.4	22	2

1.1 Розрахунок електричних навантажень

Всі електроспоживачі розбиваємо на однорідні за режимом роботи групи з однаковим значенням коефіцієнта використання.

Оскільки всі споживачі працюють в тривалому режимі роботи, розраховуємо встановлену потужність електроспоживачів P_B , кВт, за формулою:

$$P_B = P_H * n$$

де P_H – номінальна потужність споживача, кВт;

n – кількість споживачів даного типу.

Для кожної групи однорідних електроприймачів визначаємо середнє активне навантаження за найбільш завантажену зміну P_{CM} , кВт за формулою:

$$P_{CM} = K_B * P_B$$

де K_B – коефіцієнт використання;

P_B – встановлена потужність, кВт.

та реактивне навантаження Q_{CM} , кВар за формулою:

$$Q_{CM} = P_{CM} * tg\varphi$$

Для вузла приєднання підсумовуємо активні складові потужностей по групам різнорідних електроспоживачів $P_{CM.Вуз}$, кВт за формулою:

$$P_{CM.Вуз} = \sum P_{CM} = 1286.517 \text{ кВт}$$

та реактивні складові потужностей по групам різнорідних електроспоживачів $Q_{CM.Вуз}$, кВар за формулою:

$$Q_{CM.Вуз} = \sum Q_{CM} = 726.682 \text{ кВар}$$

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		10

Підраховуємо сумарну встановлену потужність всіх електроприймачів вузла $P_{B.Вуз}$, кВт за формулою:

$$P_{B.Вуз} = \sum P_B = 1598.03 \text{ кВт}$$

Таблиця 1.3 – Результати розрахунку потужностей

Назва	Тип	P_B , кВт	P_{CM} , кВт	Q_{CM} , кВАр	$tg\phi$
Токарний верстат	SR10GS	100	90	62.82	0.698
Токарний верстат	SR20GS	225	202.5	136.081	0.672
Токарний верстат	2100LMS	579.53	521.577	309.486	0.5934
Фрезерний верстат	DNM400A	120	108	69.761	0.6459
Компресор	TIDY15	22	15.4	14.418	0.9362
Котел опалювальний	KEO-90	180	126	41.414	0.3287
Циркуляційний електронасос	Aaquatica	1.4	0.98	0.838	0.8552
Вентагрегат BP287-46.1-5.1	AIP112M4	11	6.5	4.435	0.6720
	AIP160S4	15	9	5.578	0.6197
	AIP132S4	7.5	4.5	2.907	0.6459
Агрегат повітряний опалювальний АО-EBP5.7-100	ПНЕ-100	270	162	53.247	0.3287
	AIP100L6	6.6	3.96	3.386	0.8552
Кондиціонер		60	36	22.311	0.6197

Визначаємо середньозважене значення коефіцієнта використання вузла, $K_{B.Вуз}$ за формулою:

$$K_{B.Вуз} = \frac{P_{CM.Вуз}}{P_{B.Вуз}} = \frac{1286.517}{1598.03} = 0.805$$

Визначаємо середньозважене значення коефіцієнта потужності вузла, $tg\varphi_{Вуз}$ за формулою:

$$tg\varphi_{Вуз} = Q_{СМ.Вуз} / P_{СМ.Вуз} = 726.682 / 1286.517 = 0.5648$$

виходячи зі значення $tg\varphi_{Вуз}$, $cos\varphi_{Вуз} = 0.8707$

Розраховуємо ефективне число споживачів цеху. Розраховуємо коефіцієнт m , за формулою:

$$m = P_{Нmax} / P_{Нmin} = 90 / 0.7 = 128.5714$$

де $P_{Нmax}$ – номінальна потужність найпотужнішого споживача, кВт;

$P_{Нmin}$ – номінальна потужність найменш потужного споживача, кВт.

При виконанні умов: $K_B \geq 0.2$ та $m > 3$, ефективне число споживачів цеху $n_{еф}$, шт. за формулою:

$$n_{еф} = 2 * \sum P_{Hi} / P_{Нmax} = 2 * 1598.03 / 90 = 35.512 \approx 36 \text{ шт}$$

де $\sum P_{Hi}$ – сума номінальних потужностей всіх споживачів, кВт.

Виходячи зі значень $K_{В.Вуз}$ та $n_{еф}$, визначаємо коефіцієнт максимуму – $K_M = 1.0232$.

Визначаємо максимальне розрахункове навантаження вузла P_M , кВт, за формулою:

$$P_M = K_M * P_{СМ.Вуз} = 1.0232 * 1286.517 = 1348.888 \text{ кВт}$$

та розрахункове реактивне навантаження Q_M , кВАр, за формулою:

$$Q_M = K_M * Q_{СМ.Вуз} = 1.0232 * 726.682 = 761.912 \text{ кВАр}$$

Визначаємо повну потужність споживачів S_M , кВА, за формулою:

$$S_M = \sqrt{(P_M + P_{ОСВ})^2 + Q_M^2} = \sqrt{(1348.888 + 53.956)^2 + 761.912^2} = 1596.396 \text{ кВА}$$

де P_M та Q_M – розрахункові потужності споживачів з $K_B \geq 0.2$;

$P_{ОСВ}$ – потужність освітлення цеху, кВт.

Потужність освітлення $P_{ОСВ}$ кВт, знаходимо за формулою:

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		12

$$P_{осв} = P_M * 4\% / 100\% = 1348.888 * 4\% / 100\% = 53.956 \text{ кВт}$$

Розподіляємо споживачів за групами приєднання до силових пунктів і розраховуємо потужності. Розрахункова потужність силового пункту P_P , кВт, розраховується за формулою:

$$P_P = P_B * K_B$$

де P_B – встановлена потужність СП, кВт.

Таблиця 1.4 – Дані споживачів по силовим пунктам

Найменування споживача	Тип	Кількість, шт	K_B	P_B , кВт	P_P , кВт
Силовий пункт СП1					
Токарний верстат	SR10GS	2	0.9	142.27	128.043
Токарний верстат	2100LMS	3			
Силовий пункт СП2					
Токарний верстат	2100LMS	5	0.9	170.45	153.405
Силовий пункт СП3					
Токарний верстат	2100LMS	5	0.9	170.45	153.405
Силовий пункт СП4					
Токарний верстат	2100LMS	4	0.9	136.36	122.724
Силовий пункт СП5					
Токарний верстат	SR10GS	3	0.9	135	121.5
Токарний верстат	SR10GS	3	0.9	135	121.5
Силовий пункт СП6					
Токарний верстат	SR10GS	6	0.9	150	135
Силовий пункт СП7					
Фрезерний верстат	DNM400A	4	0.9	120	108
Силовий пункт СП8					
Компресор	TIDY15	2	0.7	203.4	142.38
Котел опалювальний	KEO-90	2	0.7	203.4	142.38
Циркуляційний електронасос	Aaquatica	2	0.7	203.4	142.38

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

13

продовження таблиці 1.4

Найменування споживача	Тип	Кількість, шт	K_B	P_B , кВт	P_P , кВт
Силовий пункт СП9					
Вентагрегат BP287-46.1-5.1	АИР112М4	2	0.6	125.7	75.42
	АИР160S4	2			
	АИР132S4	2			
Агрегат повітряний опалювальний АО-ЕВР5.7-100	ПНЕ-100	1			
	АИР100L6	1			
Силовий пункт СП10					
Кондиціонер		3	0.6	244.4	146.64
Агрегат повітряний опалювальний АО-ЕВР5.7-100	ПНЕ-100	2	0.6	244.4	146.64
	АИР100L6	2	0.6	244.4	146.64

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		14

2. Розрахункова частина

2.1 Розрахунок потужності та вибір силових трансформаторів

Напруга на вищій стороні дорівнює 6 кВ, тому обираємо закриту підстанцію, оскільки відкриту підстанцію будують для підстанцій 35 кВ і вище. Трансформаторні підстанцію розташована в будівлі цеху в окремому приміщенні, вбудованому в будівлю цеху. В даному випадку вибрана звичайна ТП так як вона пом'якшить вимогу до набору персоналу її обслуговування. Оскільки категорія з надійності електропостачання цеху II застосовуємо 2 трансформатори з РПНН та АВР, приєднання кабелю до трансформатора глухе. Трансформатори з'єднуються з РУНН за допомогою кабельної вставки, адже її легше змонтувати. Використовуємо 5 шаф РПНН: 2 лінійних, 1 секційний та 2 ввідних. Тип шаф РПНН – ЩО-90 з розмірами 800*600*2000 мм.

Після включення обраної батареї конденсаторів необхідну потужність, котру повинні забезпечувати трансформатори S_p , кВА визначаємо за формулою:

$$S_p = \sqrt{(P_M + P_{OCB})^2 + (Q_M - n_{КУ} * Q_{КУ})^2} = \\ = \sqrt{(1348.888 + 53.956)^2 + (761.912 - 2 * 160)^2} = 1470.801 \text{ кВА}$$

де Q_M – максимальна реактивна потужність споживачів, кВАр;

P_M – максимальна активна потужність споживачів, кВт;

$n_{КУ}$ – кількість конденсаторних установок, шт.;

$Q_{КУ}$ – потужність однієї конденсаторної установки, кВАр;

P_{OCB} – потужність освітлення цеху, кВт.

Потужність трансформатора, встановленого на живлячій підстанції $S_{Н.ТР}$, кВА розраховуємо за формулою:

$$S_{Н.ТР} = S_p / K_3 * n = 1470.801 / 0.75 * 2 = 980.534 \text{ кВА}$$

де K_3 – коефіцієнт завантаження трансформаторів, $K_3 = 0.75$ для будівель з II категорією по надійності електропостачання;

n – сумарна кількість трансформаторів, шт.

Так як середньорічна температура охолоджуючого повітря відрізняється від

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		15

35°C, розраховуємо номінальну фактичну потужність трансформаторів $S_{Н.Ф}$, кВА за формулою:

$$S_{Н.Ф} = S_{Н.КАТ} * \left(1 + \frac{(35 - \theta)}{100}\right) = 1600 * \left(1 + \frac{(35 - 20)}{100}\right) = 1840 \text{ кВА}$$

де θ – фактична середньорічна температура охолоджуючого повітря, °С;

$S_{Н.КАТ}$ – потужність трансформатора за каталогом, кВА. Обирається з умови: $S_{Н.КАТ} \geq S_{Н.ТР}$.

На ділянці знаходяться 2 трансформатори, тому потрібно перевірити кожний із трансформаторів за після аварійним режимом у разі виходу із ладу одного із трансформаторів, згідно наступної формули:

$$\begin{aligned} S_{AB} &= \sqrt{(P_{M1} + P_{OCB} + 0.5P_{M2})^2 + (Q_{M1} + 0.5Q_{M2} - n_{КУ} * Q_{КУ})^2} = \\ &= \sqrt{(1348.888 + 53.956 + 0.5 * 0)^2 + (761.912 + 0.5 * 0 - 2 * 160)^2} = \\ &= 1526.522 \text{ кВА} \end{aligned}$$

де P_{M1}, Q_{M1} – розрахункові потужності споживачів з $K_B \geq 0.2$;

P_{M2}, Q_{M2} – розрахункові потужності споживачів з $K_B < 0.2$;

Перевіряємо за умовою: $S_{Н.Ф} = 1840 \geq S_{AB} = 1526.522 \text{ кВА}$. Умова виконується, тому остаточно обираємо трансформатори ТМ-1600/6-У1

Таблиця 2.1 – Параметри обраних трансформаторів

Тип	$S_{НОМ}$, кВА	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	Габаритні розміри, мм	U_K , %	$I_{ХХ}$, %	ПБЗ
ТМ-1600/6-У1	1600	6	0.4	2220x1130x2830	6.0	0.60	$\pm 2 \times 2.5\%$

2.2 Розрахунок і вибір пристроїв компенсації реактивної потужності

Для вирішення питання про доцільність або недоцільність застосування КП визначаємо середньозважений коефіцієнт потужності:

$$\cos\varphi_{СР.В} = P_M / S_M = 1348.888 / 1596.396 = 0.84$$

де P_M – максимальне розрахункове навантаження вузла, кВт;

S_M – повна потужність споживачів, кВА.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		16

Оскільки середньозважений коефіцієнт потужності менше 0.9 то треба розрахувати компенсуючий пристрій.

З метою підвищення $\cos\varphi_{\text{CP.B}}$ до значення 0.9-0.93 встановлюємо батареї статичних конденсаторів, реактивну потужність яких $Q_{\text{КП}}$, кВАр розраховуємо за формулою:

$$Q_{\text{КП}} = P_M * (tg\varphi_1 - tg\varphi_2) = 1348.888 * (0.6330 - 0.3952) = 320.689 \text{ кВАр}$$

де $tg\varphi_1$ – тангенс кута, що відповідає $\cos\varphi_{\text{CP.B}} = 0.85$;

$tg\varphi_2$ – тангенс кута бажаного коефіцієнта потужності ($\cos\varphi_B = 0.93$).

Таблиця 2.2 – Параметри обраного компенсуючого пристрою

Тип	Кількість, шт	$Q_{\text{КУ}}$, кВАр	U_H , кВ
КРМ 0.4-160-20 УЗ-У1	2	160	0.4

З метою безпеки, щоб усунути електричний заряд на відключених від мережі конденсаторах, паралельно їм повинні автоматично включатись розрядні резистори опором $R_{\text{РОЗР}}$, Ом, величина яких підраховується за формулою:

$$R_{\text{РОЗР}} = (15 * U_{\text{Ф}}^2 * 10^6) / Q_{\text{КУ}} = (15 * 0.4^2 * 10^6) / 160 = 15000 \text{ Ом}$$

де $U_{\text{Ф}}$ – напруга на одній фазі батареї конденсаторів, кВ;

$Q_{\text{КУ}}$ – потужність батареї конденсаторів, кВАр.

2.3 Вибір кабелів живлення

Номінальний струм споживача I_H , А розраховуємо за формулою:

$$I_H = P_H / (\sqrt{3} * U_H * \cos\varphi)$$

де P_H – номінальна потужність споживача, кВт;

U_H – номінальна лінійна напруга, кВ.

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності споживача.

За знайденим номінальним струмом приймачів обираємо перетин кабелю і його тип згідно з умови: $I_{\text{Доп}} \geq I_H$.

Таблиця 2.3 – Параметри обраних кабелів

Найменування споживача	Тип	I_H , А	Марка обраного кабелю	$I_{\text{доп}}$, А
Токарний верстат	SR10GS	37.057	ВВГ 5x10	66
Токарний верстат	SR20GS	45.763	ВВГ 5x10	66
Токарний верстат	2100LMS	60.226	ВВГ 5x16	87
Фрезерний верстат	DNM400A	54.262	ВВГ 5x16	87
Компресор	TIDY15	22.894	ВВГ 5x4	37
Котел опалювальний	KEO-90	143.938	ВВГ 4x70	210
Циркуляційний електронасос	Aaquatica	1.399	ВВГ 3x1.5	21
Вентагрегат ВР287-46.1-5.1	AIP112M4	10.068	АВБбШв 4x2.5	19
	AIP160S4	26.812	АВБбШв 4x10	46
	AIP132S4	13.566	АВБбШв 4x4	26
Агрегат повітряний опалювальний АО-ЕВР5.7-100	ПНЕ-100	143.938	ВВГ 4x70	210
	AIP100L6	4.398	ВВГ 4x1.5	19
Кондиціонер		35.749	АВБбШв 4x10	46

Встановлений струм I_B , А силового пункту розраховуємо за формулою:

$$I_B = \frac{P_B}{(\sqrt{3} * U_H)}$$

де P_B – встановлена потужність силового пункту, кВт;

U_H – номінальна лінійна напруга, кВ.

Розрахунковий струм I_P , А силового пункту розраховуємо за формулою:

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		18

$$I_P = \frac{P_P}{(\sqrt{3} * U_H)}$$

де P_P – розрахункова потужність силового пункту, кВт.

За знайденим встановленим струмом приймачів обираємо перетин кабелю і його тип згідно з умови: $I_B \geq I_H$.

Таблиця 2.4 – Встановлені та розрахункові струми силових пунктів.

Параметри обраних кабелів

Позначення силового пункту	I_B, A	I_P, A	Марка обраного кабелю	$I_{Доп}, A$	$L, м$
СП1	216.157	194.541	ВВГ 5x120	274	50
СП2	258.792	233.075	ВВГ 5x150	321	60
СП3	258.792	233.075	ВВГ 5x150	321	70
СП4	207.178	186.46	ВВГ 5x120	274	90
СП5	205.111	184.6	ВВГ 5x120	274	30
СП6	227.901	205.111	ВВГ 5x120	274	60
СП7	182.321	164.089	ВВГ 5x95	228	70
СП8	309.034	216.324	ВВГ 5x150	321	120
СП9	190.981	114.589	ВВГ 5x95	228	35
СП10	371.327	222.796	ВВГ 5x185	390	37

Струм трансформатора I_P , А на стороні ВН та НН розраховуємо за формулою:

$$I_P = \frac{(1.4 * S_{ТР})}{(\sqrt{3} * U_H)}$$

де $S_{ТР}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

U_H – номінальна лінійна напруга на стороні ВН/НН трансформатора, кВ.

Таблиця 2.5 – Струми на сторонах ВН та НН трансформатора.

Параметри обраних кабелів

Сторона трансформатора	I_p, A	Марка обраного кабелю	$I_{доп}, A$	$L, м$	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$
ВН	215.544	ААШВ 3х150	275	6841	0.206	0.088
НН	3403.328	9 ВВГ 4х185	9х391	10	0.1	0.0596

Економічний переріз кабелю на стороні ВН $S_{ЕК}$, мм² розраховуємо за формулою:

$$S_{ЕК} = I_p / j_{ЕК} * n = 215.544 / 1.4 * 2 = 79.98 \text{ мм}^2$$

де $j_{ЕК}$ – економічна густина струму, А/мм².

n – кількість живлячих кабелів, що підходять до ТП згідно з вимогами до надійності II категорії електропостачання споживачів.

Фактичне значення втрати напруги на стороні ВН ΔU , % розраховуємо за формулою:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{\sqrt{3} * 100}{U_H} * I_p * L * (\cos\varphi * r_0 + \sin\varphi * x_0) = \\ &= \frac{\sqrt{3} * 100}{6000} * 215.544 * 6.841 * (0.93 * 0.206 + \sqrt{1 - 0.93^2} * 0.088) = \\ &= 9.5\% \end{aligned}$$

де U_H – номінальна лінійна напруга на стороні ВН трансформатора, В;

L – довжина лінії, км;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності отриманий після встановлення засобів компенсації реактивної потужності.

$\Delta U = 9.5 \leq \Delta U_{доп} = 10 \%$, умова задовольняється.

Струм основного освітлення $I_{осв}$, А розраховуємо за формулою:

$$I_{осв} = \frac{P_{осв}}{(\sqrt{3} * U_H)} = \frac{53.956}{(\sqrt{3} * 0.38)} = 81.978 \text{ А}$$

де $P_{осв}$ – потужність освітлення, кВт.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		20

Струм аварійного освітлення $I_{AB.OCB}$, А розраховуємо за формулою:

$$I_{AB.OCB} = I_{OCB} * 0.1 = 81.978 * 0.1 = 8.198 \text{ А}$$

Фактичне значення втрати напруги в освітленні ΔU , % розраховується за формулою:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * 100}{U_H} * I_P * L * r_0 = \frac{\sqrt{3} * 100}{380} * 81.798 * 0.006 * 1.16 = 0.26 \%$$

$$\Delta U = 0.26 \leq \Delta U_{\text{доп}} = 7.5 \%, \text{ умова задовольняється.}$$

Таблиця 2.6 – Дані обраних кабелів основного та аварійного освітлення

Тип освітлення	I , А	Марка обраного кабелю	$I_{\text{доп}}$, А	L , м
Основне	81.978	ВВГ 5x16	87	6
Аварійне	8.198	ВВГ 5x2.5	28	6

2.4 Розрахунок та вибір захисного та комутаційного обладнання

Для захисту комутації споживачів на стороні 0,4 кВ та захисту від КЗ та перевантаження обираємо автоматичні вимикачі з електромагнітними та тепловими розчіплювачами.

Комутаційна і захисна апаратура перш за все повинна задовольняти умови:

$$U_{H.A} \geq U_{H.EM}; \quad I_{H.A} \geq I_{TP}$$

де $U_{H.A}$ – номінальна напруга апарата, В;

$U_{H.EM}$ – номінальна напруга електромережі, де встановлюється апарат, В;

$I_{H.A}$ – номінальний струм апарата, А;

I_{TP} – розрахунковий довгочасний струм в колі з апаратом, А.

Пікові (пускові) струми споживачів I_{Π} , А розраховуємо за формулою

$$I_{\Pi} = K_{\Pi} * I_H$$

де I_H – номінальний струм споживача, А;

K_{Π} – коефіцієнт тяжкості пуску. Приймаємо $K_{\Pi} = 7$ –л

Струм уставки електромагнітного розчіплювача автоматичного вимикача $I_{УС.ЕМ}$, А розраховуємо за формулою:

$$I_{УС.ЕМ} \geq K_3 * I_{П}$$

де K_3 – коефіцієнт запасу. Приймаємо $K_3 = 1.25$.

Струм уставки теплового розчіплювача автоматичного вимикача $I_{УС.Т}$, А розраховуємо за формулою:

$$I_{УС.Т} \geq K_3 * K_{ПЕР} * I_{Н}$$

де $K_{ПЕР}$ – коефіцієнт перевантаження. Приймаємо $K_{ПЕР} = 1.05$.

Таблиця 2.7 – Струми споживачів для вибору обладнання

Назва споживача	Тип	$I_{П}, А$	$I_{УС.ЕМ}, А$	$I_{УС.Т}, А$
Токарний верстат	SR10GS	259.4	324.25	48.637
Токарний верстат	SR20GS	320.343	400.429	60.064
Токарний верстат	2100LMS	421.852	526.978	79.047
Фрезерний верстат	DNM400A	379.836	474.795	71.219
Компресор	TIDY15	160.259	200.324	30.049
Котел опалювальний	KEO-90	1007.564	1259.455	188.918
Циркуляційний електронасос	Aaquatica	9.796	12.245	1.837
Вентагрегат BP287-46.1-5.1	AIP112M4	70.476	88.094	13.214
	AIP160S4	187.684	234.604	35.191
	AIP132S4	94.959	118.699	17.805
Агрегат повітряний опалювальний АО-EBP5.7-100	ПНЕ-100	1007.564	1259.455	188.918
	AIP100L6	30.787	38.483	5.773
Кондиціонер		35.749	312.806	46.921

За результатами розрахунків обираємо магнітні пускачі з тепловими реле та кнопкою для віддаленого пуску вентиляційних агрегатів (табл. 2.8) та автоматичні вимикачі (табл. 2.9).

Таблиця 2.8 – Дані обраних магнітних пускачів з тепловим реле

Назва споживача	Тип	Марка маг. пуск. з тепл. реле	$U_{НОМ}$, В	$I_{НОМ}$, А	$I_{НОМ.ТР}$, А	$I_{УС.ТР}$, А
Вентагрегат ВР287-46.1-5.1	АИР112М4	ПКМ-18621, РТ1321	380	18	18	18
	АИР160S4	ПКМ-32665, РТ2355	380	36	36	36
	АИР132S4	ПКМ-18621, РТ1323	380	18	18	18

Таблиця 2.9 – Дані обраних автоматичних вимикачів

Назва споживача	Тип	Марка авт. вим.	$U_{НОМ}$, В	$I_{НОМ}$, А	$I_{УС.ЕМ}$, А	$I_{УС.Т}$, А
Токарний верстат	SR10GS	ВА88-32 3Р	380	50	500	50
Токарний верстат	SR20GS	ВА88-32 3Р	380	63	630	63
Токарний верстат	2100LMS	ВА88-32 3Р	380	80	800	80
Фрезерний верстат	DNM400A	ВА88-32 3Р	380	80	800	80
Компресор	TIDY15	ВА88-32 3Р	380	32	500	32
Котел опалювальний	КЕО-90	ВА88-35 3Р	380	200	200	200
Цирк. електронасос	Aaquatica					
Вентагрегат ВР287-46.1-5.1	АИР112М4	ВА88-32 3Р	380	16	500	16
	АИР160S4	ВА88-32 3Р	380	40	500	40
	АИР132S4	ВА88-32 3Р	380	25	500	25
Агрегат повітряний опалювальний АО-ЕВР5.7-100	ПНЕ-100	ВА88-35 3Р	380	200	2000	200
	АИР100L6					
Кондиціонер		ВА88-32 3Р	380	40	500	40

Для захисту силових пунктів від КЗ та перевантаження обираємо автоматичні вимикачі з електромагнітними та тепловими розчіплювачами за умовами:

$$U_{Н.А} \geq U_{Н.ЕМ}; \quad I_{Н.А} \geq I_{ТР}$$

Сумарний тривалий струм силового пункту I_{Σ} , А розраховуємо за формулою:

$$I_{\Sigma} = K_{НВ} * I_{В}$$

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		23

де I_B – встановлений струм силового пункту, А;

K_{HB} – коефіцієнт неодноразовості включення. Приймаємо $K_{HB} = 1$.

Струм уставки електромагнітного розчіплювача $I_{УС.ЕМ}$, А розраховуємо за формулою:

$$I_{УС.ЕМ} \geq I_{П} + K_{ПОП} * \sum_i^{n-i} I_H$$

де $I_{П}$ – піковий (пусковий) струм найпотужнішого споживача приєднаного до СП, А;

$\sum_i^{n-i} I_H$ – сума струмів номінальних струмів всіх споживачів що живляться від збірки, без номінального струму споживача з найбільшим пусковим струмом, А;

$K_{ПОП}$ – коефіцієнт попиту для навантаження всієї збірки. Приймаємо $K_{ПОП} = 1$.

Таблиця 2.10 – Розраховані струми силових пунктів. Дані обраних автоматичних вимикачів

Позначення силового пункту	I_{Σ} , А	$I_{УС.ЕМ}$, А	Марка авт. вим.	$U_{НОМ}$ В	$I_{НОМ}$, А	$I_{УС.ЕМ}$ А	$I_{УС.ТР}$ А
СП1	216.157	661.149	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП2	258.972	662.486	ВА88-37 ЗР	380	400	4000	400
СП3	258.972	662.486	ВА88-37 ЗР	380	400	4000	400
СП4	207.178	602.26	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП5	205.111	523.041	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП6	227.901	549.16	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП7	182.321	542.622	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП8	309.034	1200.089	ВА88-37 ЗР	380	400	4000	400
СП9	190.981	1072.476	ВА88-35 ЗР	380	250	2500	250
СП10	371.327	1267.546	ВА88-37 ЗР	380	400	4000	400

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

24

Для комутації на стороні ВН та НН в колі трансформатора, а також комутації в РПНН проводимо розрахунок вимикачів. Обираємо вимикачі за умовами:

$$U_{H.A} \geq U_{H.EM}; \quad I_{H.A} \geq I_{max}$$

Максимальний струм на стороні ВН I_{max}^{BH} , А розраховуємо за формулою:

$$I_{max}^{BH} = \frac{1.4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{ВН}} = \frac{1.4 * 1600}{\sqrt{3} * 6} = 215.544 \text{ А}$$

де $S_{НОМ}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА;

$U_{ВН}$ – номінальна напруга на стороні ВН трансформатора, кВ.

Струм у колі ввідних вимикачів на боці НН I_{max}^{HH} , А розраховуємо за формулою :

$$I_{max}^{HH} = \frac{1.4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НН}} = \frac{1.4 * 1600}{\sqrt{3} * 0.4} = 3403.328 \text{ А}$$

де $U_{НН}$ – номінальна напруга на стороні НН трансформатора, кВ.

Струм у колі секційного вимикача I_{max}^{CB} , А розраховуємо за формулою :

$$I_{max}^{CB} = \frac{0.7 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НН}} = \frac{0.7 * 1600}{\sqrt{3} * 0.4} = 1701.664 \text{ А}$$

Таблиця 2.11 – Дані обраних вимикачів навантаження у колі трансформатора та РПНН

Місце встановлення	$U_{НОМ}$, кВ	I_{max} , А	Марка вимикача	$U_{НОМ.В}$, кВ	$I_{НОМ.В}$, А	$I_{В.max}$, кА
Сторона ВН	6	215.544	ВН-11УЗ	6	400	31.5
Сторона НН	0.4	3403.328	ОТ-4000	0.4	4000	60
РПНН	0.4	1701.644	ОТ-2000	0.4	2000	55

2.5 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок проводимо для найпотужнішого і найбільш віддаленого споживача. Складаємо розрахункову схему для розрахунку струмів КЗ.

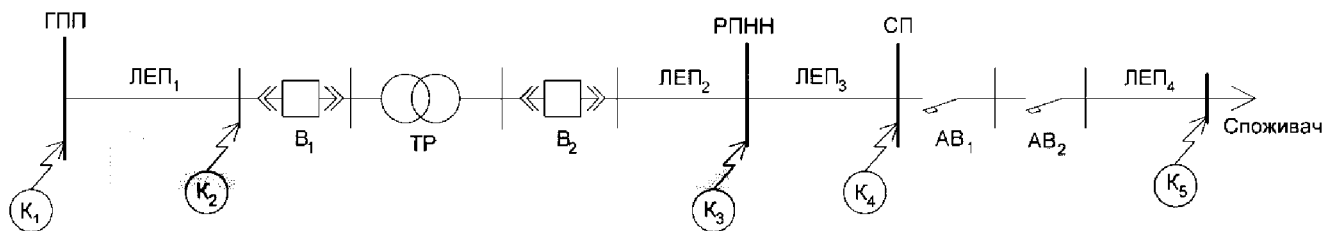


Рисунок 1 – Схема для розрахунку струмів КЗ у характерних точках

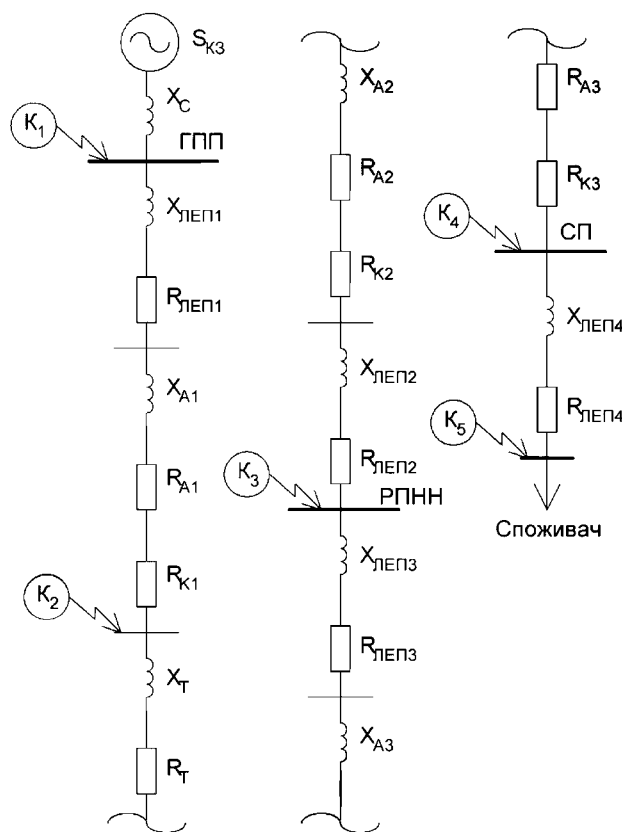


Рисунок 2 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Розрахуємо параметри елементів схеми.

Таблиця 2.12 – Параметри трансформатора для розрахунку струмів КЗ

Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$U_{ВН}$, кВ	U_K , %	$I_{ХХ}$, %	ΔP_K , кВт	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	X_T , Ом	R_T , Ом
ТМ-1600/6-У1	6	0.4	6	6.0	0.60	18	2.2	1.35	0.253

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата
-----	-----	-------------	--------	------

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

26

Таблиця 2.13 – Внутрішні опори комутаційних апаратів для розрахунку струмів КЗ

Місце встановлення	Марка	X_A , мОм	R_K , мОм	R_A , мОм
Коло ВН трансф.	ВН-11УЗ	4.5	1.3	5.5
Коло НН трансф.	ОТ-4000	0.05	0.05	0.04
СП (ввідний автомат)	ВА88-37 ЗР	0.17	0.4	0.15
СП (фідерний автомат)	ВА88-35 ЗР	0.5	0.6	0.4

Таблиця 2.14 – Параметри кабельних ліній для розрахунку струмів КЗ

	Марка кабелю	l , м	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км
ЛЕП ₁	ААШв 3х150	6841	0.088	0.206
ЛЕП ₂	9 ВВГ 4х185	10	0.1	0.0596
ЛЕП ₃	ВВГ 5х150	95	0.124	0.0596
ЛЕП ₄	ВВГ 4х70	25	0.265	0.0612

Реактивний опір системи X_C , Ом розраховуємо за формулою:

$$X_C = \frac{U_C^2}{S_{КЗ}} = \frac{6.3^2}{166.7} = 0.238 \text{ Ом}$$

де U_C – середня номінальна напруга системи, кВ;

$S_{КЗ}$ – потужність короткого замикання системи.

Активний опір $R_{ЛЕП}$, Ом кабельної лінії розраховуємо за формулою:

$$R_{ЛЕП} = r_0 * l$$

де r_0 – питомий опір жил кабельної лінії, Ом/км;

l – довжина кабельної лінії, км.

Реактивний опір $X_{ЛЕП}$, Ом кабельної лінії розраховуємо за формулою:

$$X_{ЛЕП} = x_0 * l$$

де x_0 – питомий опір жил кабельної лінії, Ом/км;

У подальших розрахунках опір використовуємо у міліомах.

Таблиця 2.15 – Розраховані параметри кабельних ліній

	Марка кабелю	$R_{\text{ЛЕП}}$, мОм	$X_{\text{ЛЕП}}$, мОм
ЛЕП ₁	ААШв 3х150	602.008	1409.246
ЛЕП ₂	9 ВВГ 4х185	0.000662	0.0662
ЛЕП ₃	ВВГ 5х150	11.78	5.662
ЛЕП ₄	ВВГ 4х70	6.625	1.53

Струм короткого замикання I_{K1} , кА для першої характерної точки розраховуємо за формулою:

$$I_{K1} = \frac{S_{K3}}{(\sqrt{3} * U_C)}$$

Струм короткого замикання I_{Kn} , кА для решти характерних тоок розраховуємо за формулою:

$$I_{Kn} = \frac{U_{НОМ}}{(\sqrt{3} * \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2})}$$

де $U_{НОМ}$ – номінальна напруга для характерної точки КЗ, В;

R_{Σ} – сумарний активний опір до характерної точки КЗ, мОм;

X_{Σ} – сумарний реактивний опір до характерної точки КЗ, мОм.

Для визначення опорів обмотки трансформатора на стороні НН, необхідно врахувати коефіцієнт трансформації трансформатора – К за формулою:

$$K = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 6/0.4 = 15$$

де $U_{ВН}$ – напруга на стороні ВН трансформатора, кВ;

$U_{НН}$ – напруга на стороні НН трансформатора, кВ.

Ударний струм КЗ, кА розраховуємо за формулою:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * K_y * I_{Kn}$$

де K_y – ударний коефіцієнт, приймаємо $K_y = 1.61$.

Таблиця 2.16 – Результати розрахунків струму КЗ

Характерна точка	R_{Σ} , мОм	X_{Σ} , мОм	I_K , кА	$i_{уд}$, кА
K ₁	0	238.092	15.277	34.784
K ₂	608.808	1651.838	1.968	4.48
K ₃	3.921	13.458	16.475	37.512
K ₄	16.251	19.29	9.156	20.847
K ₅	23.876	21.32	7.215	16.427

2.6 Перевірка електрообладнання на термічну і динамічну стійкість

Автоматичні вимикачі та вимикачі навантаження повинні задовольняти наступні умови:

$$I_{B.НОМ} \geq I_K \quad I_{B.max} \geq i_{уд}$$

де $I_{B.НОМ}$ – номінальна робоча відключаюча здатність апарату, кА;

$I_{B.max}$ – максимальна відключаюча здатність апарату, кА.

Оскільки потужність приєднання в порівнянні з потужністю системи невелика, то струм, напруга і періодичні складові струму короткого замикання в процесі перехідного режиму при короткому замиканні не змінюються. Дійсна тривалість дії струму при короткому замиканні менше однієї секунди, то наведений час дії струму КЗ $t_{ПР}$, с знаходимо за формулою:

$$t_{ПР} = t_{ПРА} + t_{ПРП} = 0.1 + 0.05 = 0.15 \text{ с}$$

де $t_{ПРА}$ – наведений час дії аперіодичної складової струму КЗ, с;

$t_{ПРП}$ – приведений час дії періодичної складової струму КЗ, с.

Таблиця 2.17 – Результати перевірки комутуючої апаратури на електродинамічну стійкість

Характерна точка	I_K , кА	$i_{уд}$, кА	Марка	$I_{B.НОМ}$, кА	$I_{B.max}$, кА
K ₂	1.968	4.48	ВН-11У3	31.5	80
K ₃	16.475	37.512	ОТ-4000	60	176
K ₄	9.156	20.847	ВА88-37 3Р	35	35
K ₅	7.215	16.427	ВА88-35 3Р	25	35

Оскільки, в якості прикладу використані розрахунки для найпотужнішого та найбільш віддаленого споживача, комутаційні апарати задовольняють усі вимоги, то і для інших менш потужних споживачів вимоги щодо електродинамічної стійкості автоматичних вимикачів також виконуються.

Силові трансформатори повинні задовольняти умову:

$$t_{\text{ПР}} \leq 900 / K^2$$

де $t_{\text{ПР}}$ – тривалість протікання струму КЗ по обмотках трансформатора, с;
 K – кратність струму КЗ.

$$K = I_K / I_{\text{НОМ}} = 16475 / 3403.328 = 4.841$$

де $I_{\text{НОМ}}$ – номінальний струм тієї обмотки трансформатора, що живить точку КЗ (в даному випадку К₃), А;

I_K – струм короткого замикання точки КЗ (К₃), А.

Умова: $t_{\text{ПР}} = 0.15 \leq 900 / K^2 = 4.841$ виконується, отже трансформатор витримає значення струму КЗ до його відключення захистом.

Кабелі перевіряємо на здатність витримати термічний імпульс КЗ за умовою:

$$S_{\text{min}} \leq S_{\text{КАБ}}$$

де S_{min} – мінімальний термічно стійкий переріз кабелю, мм²;

$S_{\text{КАБ}}$ – реальний переріз кабельної лінії, мм².

Термічний імпульс струму КЗ B_K , А²*с розраховуємо за формулою:

$$B_K = I_K^2 * t_{\text{ПР}}$$

де I_K – струм короткого замикання кабельної лінії, А;

$t_{\text{ПР}}$ – час протікання струму КЗ через кабельну лінію, с.

Мінімальний термічно стійкий переріз S_{min} , мм² розраховуємо за формулою:

$$S_{\text{min}} = \sqrt{B_K} / C$$

де C – коефіцієнт, що враховує матеріал жили кабелю.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		30

Таблиця 2.18 – Результати перевірки кабельних ліній на термічну стійкість

	Марка кабелю	C	$B_K, A^2 \cdot c$	S_{min}, mm^2	$S_{КАБ}, mm^2$
ЛЕП ₁	ААШВ 3x150	90	580971.82	8.468	150
ЛЕП ₂	9 ВВГ 4x185	160	40714879	39.88	9x185
ЛЕП ₃	ВВГ 5x150	160	12574583	22.163	150
ЛЕП ₄	ВВГ 4x70	160	7807797	17.464	70

Усі обрані кабелі задовольняють вимогам термічної стійкості струму КЗ.

2.7 Вибір трансформаторів струму та напруги

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, на стороні 6 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазових напруг, лічильники активної і реактивної енергії, на секційному вимикачі 0,4 кВ – амперметр. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.19.

Таблиця 2.19 – Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Клас точності	Навантаження по фазах		
		A	B	C
Амперметр	1	0.5	0.5	0.5
Ватметр	1.5	0.5	-	0.5
Варметр	1.5	0.5	-	0.5
Лічильник активної енергії	1	2.5	-	2.5
Лічильник реактивної енергії	1.5	2.5	-	2.5
Сумарне навантаження струму в колі силового т-ра з боку НН		1.5	0.5	1.5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикача на НН		0.5	0.5	0.5
Сумарне навантаження струму в колі силового т-ра на боці ВН		5.5	0.5	5.5

Для перевірки за вторинним навантаженням визначаємо опір приладів $Z_{прил}$, Ом за формулою:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{ТС.втор}^2}$$

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		31

де $S_{\text{прил}}$ – потужність приладів по фазі, ВА;

$I_{\text{ТС.втор}}$ – вторинний струм ТС, А.

Опір сполучних контактів $Z'_{\text{пр}}$, Ом може бути рівним:

$$Z'_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{К}}$$

де $Z_{\text{ном}}$ – номінальний опір навантаження, ($Z_{\text{ном}} = 4$) Ом;

$Z_{\text{К}}$ – опір контактів, ($Z_{\text{К}} = 0.1$) Ом.

Перетин жил F , мм² при довжині сполучного кабелю l , м розраховуємо за формулою:

$$F = \rho * \frac{l}{Z'_{\text{пр}}}$$

де ρ – питомий опір матеріалу жил сполучного кабелю, Ом*мм/м.

Перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності повинний бути не менше ніж 2.5 мм² для мідних жил і не менше ніж 4 мм² для алюмінієвих жил.

Тоді опір сполучних контактів $Z_{\text{пр}}$, Ом розраховуємо за формулою:

$$Z_{\text{пр}} = \rho * \frac{l}{F}$$

Загальний опір струмового кола $Z_{\text{Н}}$, Ом розраховуємо за формулою:

$$Z_{\text{Н}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}}$$

Таблиця 2.20 – Результати розрахунків для вибору ТС

Місце встановлення ТС	$I_{\text{ТС.втор}}$, А	$Z_{\text{прил}}$, Ом	$Z'_{\text{пр}}$, Ом	ρ , Ом*мм/м	l , м	F , мм ²	$Z_{\text{пр}}$, Ом	$Z_{\text{Н}}$, Ом
В колі силового т-ра з боку НН	5	0.06	3.84	0.0283	6	4	0.0425	0.202
В колі секц. вимикача на НН	5	0.02	3.88	0.0283	6	4	0.0425	0.162
В колі силового т-ра на боці ВН	5	0.22	3.64	0.0283	6	4	0.0425	0.362

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

32

Таблиця 2.21 – Параметри обраних трансформаторі струму

Місце встановлення ТС	Марка ТС	Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
В колі силового т-ра з боку НН	ТШЛШ-0.66	$U_C \leq U_H$	0.4 кВ	0.66 кВ
		$I_{max} \leq I_{НОМ}$	3403.328 А	4000 А
		$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	37.512 кА	-
		$B_K \leq I_T^2 t_r$	40.714 кА ² с	16875 кА ² с
		$Z_H \leq Z_{H.НОМ}$	0.202 Ом	0.4 Ом
В колі секц. вимикача на НН	ТШЛШ-0.66	$U_C \leq U_H$	0.4 кВ	0.66 кВ
		$I_{max} \leq I_{НОМ}$	1701.644 А	2000 А
		$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	37.512 кА	-
		$B_K \leq I_T^2 t_r$	40.714 кА ² с	7500 кА ² с
		$Z_H \leq Z_{H.НОМ}$	0.162 Ом	0.4 Ом
В колі силового т-ра на боці ВН	ТОЛ-10	$U_C \leq U_H$	6 кВ	6 кВ
		$I_{max} \leq I_{НОМ}$	215.544 А	300 А
		$i_{уд} \leq I_{СКВ}$	4.48 кА	81 кА
		$B_K \leq I_T^2 t_r$	0.581 кА ² с	992.25 кА ² с
		$Z_H \leq Z_{H.НОМ}$	0.362 Ом	0.6 Ом

Як вимірювальні трансформатори напруги на стороні 6 кВ використовуємо ЗНОЛ.06-6, а на стороні 0.4 кВ – НОЛ.12 ОМЗ.

2.8 Розрахунок заземлення та грозозахисту

Зона захисту подвійного стрижневого блискавковідводу складається з зовнішніх областей зони захисту (напівконусів з габаритами h_0 , r_0 , висотою і радіусом на рівні землі відповідно), що виконуються за формулами для одиничних стрижневих блискавковідводів.

Розміри внутрішніх областей визначаються параметрами h_0 і h_c , перший з яких задає максимальну висоту зони безпосередньо біля блискавковідводів, а другий – мінімальну висоту зони посередині між блискавковідводами. Далі наведений розрахунок зони захисту пари стрижневих блискавковідводів висотою $h = 30$ м при надійності захисту з $P = 0.999$.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		33

Висота зони захисту одиничного блискавковідводу h_{0n} , м розраховується за формулою:

$$h_{0n} = 0.7 * h_n = 0.7 * 30 = 21 \text{ м}$$

де h_n – висота одиничного блискавковідводу, м.

Радіус конуса захисту на рівні землі r_{0n} , м розраховуємо за формулою:

$$r_{0n} = 0.6 * h_n = 0.6 * 30 = 18 \text{ м}$$

Зона захисту одиничного блискавковідводу r_{xn} , м на заданій висоті розраховується за формулою:

$$r_{xn} = r_{0n} * (h_{0n} - h_x) / h_{0n} = 18 * (21 - 6) / 21 = 12.857 \text{ м}$$

де h_x – задана висота, на рівні якої повинен бути забезпечений надійний блискавкозахист, м.

Оскільки для захисту від ураження будівлі блискавкою у проекті використана пара блискавковідводів однакої висоти, то параметри захисти одиничного блискавковідводу для них однакові.

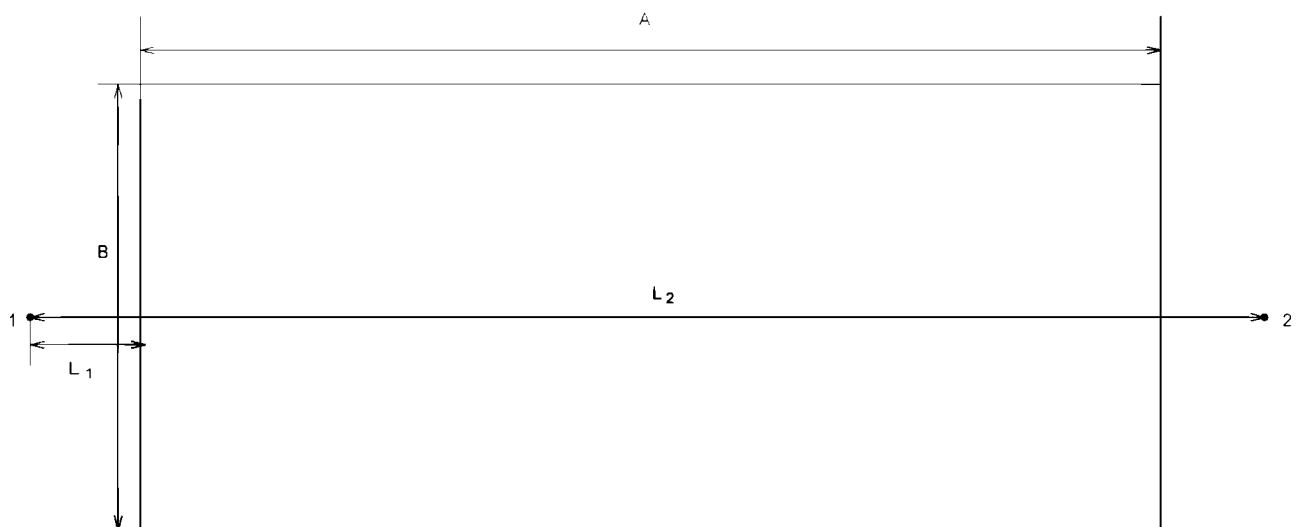


Рисунок 3 – Схема розміщення блискавковідводів

Відстань між блискавковідводами L_2 , м розраховуємо за формулою:

$$L_2 = A + L_1 * 2 = 77.9 + 3 * 2 = 83.9 \text{ м}$$

де L_1 – відстань від блискавковідвода до будівлі, ($L_1 = 3$) м;

A – довжина будівлі, м.

Граничну відстань між двома блискавковідводами L_{max} , м розраховуємо за

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		34

формулою:

$$L_{max} = 4.25 * h_n = 4.25 * 30 = 127.5 \text{ м}$$

Середню відстань між двома блискавковідводами L_C , м розраховуємо за формулою:

$$L_C = 2.25 * h_n = 2.25 * 30 = 67.5 \text{ м}$$

Мінімальну висоту зони блискавкозахисту між двома стрижневими блискавковідводами h_c , м розраховуємо за формулою:

$$h_c = \left(\frac{L_{max} - L_2}{L_C - L_2} \right) * h_{0n} = \left(\frac{127.5 - 83.9}{67.5 - 83.9} \right) = 15.26 \text{ м}$$

Ширину горизонтального перерізу зони захисту між двома блискавковідводами r_{cx} , м розраховуємо за формулою:

$$r_{cx} = \frac{r_{0n} * (h_c - h_x)}{h_c} = \frac{18 * (15.26 - 6)}{12.26} = 10.923 \text{ м}$$

оскільки $L_C < L_2 \leq L_{max}$.

Масштаб 1:1000 мм

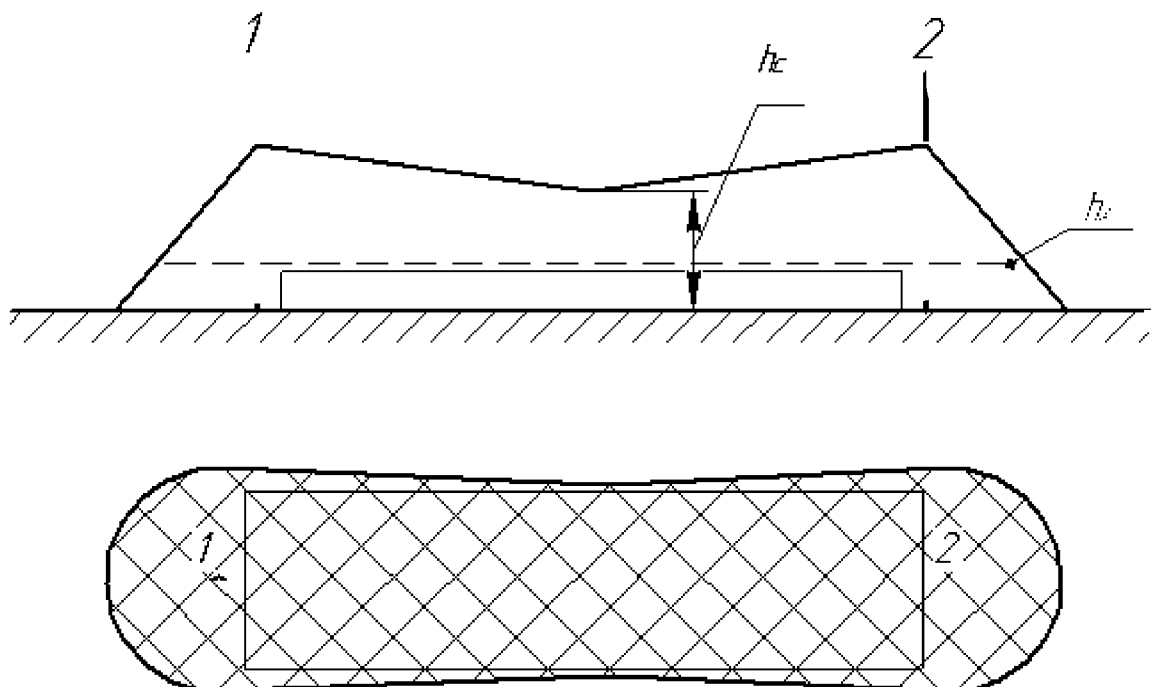


Рисунок 4 – Зона захисту блискавковідводів

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

35

Заземлення виконуємо у вигляді замкненого контуру з вертикальних електродів з'єднаних сталлюю смугою.

Згідно з ПУЕ опір ЗП, що використовується для електроустановок до і вище 1000 В сумісно, $R_{ЗП}$, Ом розраховуємо за формулою:

$$R_{ЗП} = 125/I_3 = 125/22 = 5.682 \text{ Ом}$$

де I_3 – струм замикання на землю, А.

але не більше 4,4 Ом, оскільки при $\rho > 100$ Ом/м опір заземлення можна збільшити в 0.01ρ разів. Тому остаточно приймаємо: $R_{ЗП} = 4.4$ Ом.

Розрахунковий опір одного вертикального електрода, Ом розраховуємо за формулою:

$$r_B = \rho_{розр} / (2\pi * l) * \left(\ln(2l/d) + 1/2 \ln \left(\frac{2p + \frac{l}{2}}{2p - \frac{l}{2}} \right) \right) = 42.488 \text{ Ом}$$

де l – довжина вертикального електрода, ($l = 5$) м;

$\rho_{розр} = \rho * K_{СЕЗ.В} = 170$ Ом/м – розрахунковий питомий опір ґрунту;

$K_{СЕЗ.В} = 1.7$, $K_{СЕЗ.Г} = 4.8$ – сезонні коефіцієнти вертикального і горизонтального електродів згідно кліматичної зони;

$$p = t + l/2 = 3.2 \text{ м};$$

t – глибина закладення вертикальних заземлювачів від поверхні землі, ($t = 0.7$) м.

Необхідну кількість вертикальних електродів без урахування екранування $N'_{В.Р}$, шт розраховуємо за формулою:

$$N'_{В.Р} = r_B / R_{ЗП} = 42.488 / 4.4 = 9.656 \approx 10 \text{ шт}$$

Так як контурний ЗП закладається на відстані не менше 1 м до будівлі, то довжина по периметру закладання $L_{П}$, м дорівнює:

$$L_{П} = (A + 2) * 2 + (B + 2) * 2 = 204.6 \text{ м}$$

де A – довжина будівлі, м;

B – ширина будівлі, м.

Відстань між вертикальними електродами, м розраховуємо за формулою:

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		36

$$a = L_{\Pi} / N'_{B.P} = 204.6 / 10 = 20.46 \text{ м}$$

Необхідну кількість вертикальних електродів з урахуванням екранування $N_{B.P}$, шт розраховуємо за формулою:

$$N_{B.P} = N'_{B.P} / \eta_B = 10 / 0.76 = 14 \text{ шт}$$

де η_B, η_{Γ} – коефіцієнти використання вертикального і горизонтального електродів.

Далі відстань між електродами уточнюється з урахуванням форми об'єкта. По кутах установлюють по одному вертикальному електроду, а ті що залишилися – між ними. Розміщуємо елементи ЗП на плані та уточнюємо відстані.

Для рівномірного розподілу електродів остаточно приймається:

$$N_{B.P} = 14 \text{ шт.}$$

Відстань між електродами по довжині будівлі a_A , м розраховуємо за формулою:

$$a_A = A + 2 / n_A - 1 = 77.9 + 2 / 7 - 1 = 13.317 \text{ м}$$

де n_A – кількість вертикальних електродів по довжині будівлі, шт.

Відстань між електродами по ширині будівлі a_B , м розраховуємо за формулою:

$$a_B = B + 2 / n_B - 1 = 20.4 + 2 / 2 - 1 = 20.4 \text{ м}$$

де n_B – кількість вертикальних електродів по ширині будівлі, шт.

Уточнене значення опору горизонтального заземлювача R_{Γ} , Ом розраховуємо за формулою:

$$R_{\Gamma} = \frac{0.4}{L_{\Pi} * \eta_{\Gamma}} * \rho * K_{\text{СЕЗ.Г}} * \lg \frac{2 * L_{\Pi}^2}{b * t} = 12.925 \text{ Ом}$$

де b – ширина горизонтальної заземлюючої смуги, ($b = 0.04$) м.

Уточнене значення опору вертикальних електродів R_B , Ом розраховуємо за формулою:

$$R_B = r_B / N_{B.P} * \eta_B = 42.488 / 14 * 0.74 = 4.101 \text{ Ом}$$

Фактичний опір ЗП, Ом розраховуємо за формулою:

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
						37
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		

$$R_{зп.ф} = R_B * R_{\Gamma} / R_B + R_{\Gamma} = 4.101 * 12.925 / 4.101 + 12.925 = 3.115 \text{ Ом}$$

$R_{зп.ф} = 3.115 \leq 4.4$ Ом заземлення задовольняє усім вимогам.

Масштаб 1:500 мм

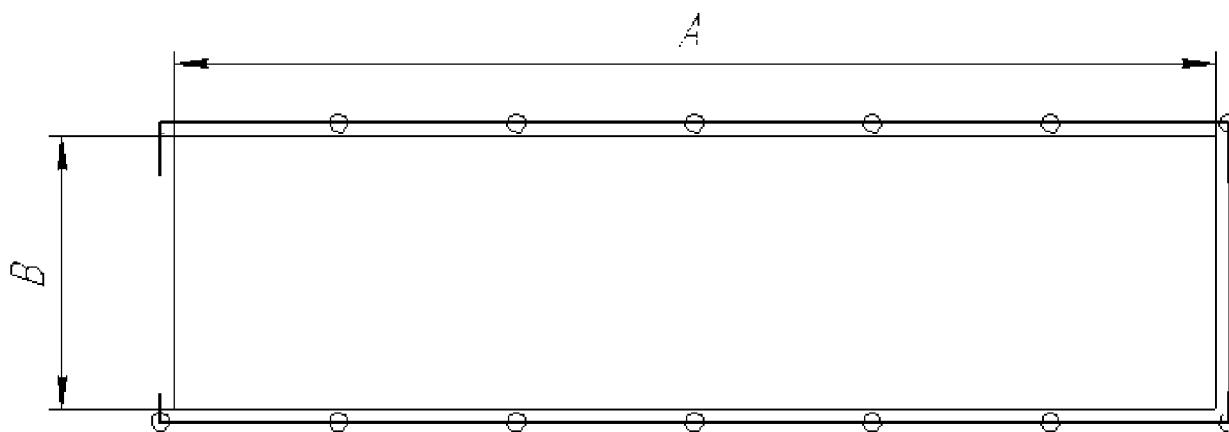


Рисунок 5 – Схема розміщення заземлення

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		38

3. Індивідуальне завдання.

Моделі та засоби грозозахисту ліній класу напруги 6 – 35 кВ

Аварійні вимкнення ЛЕП 6 - 35 кВ через грозові перенапруги складають до 40 % від загального числа їх вимкнень. Грозові впливи викликають пошкодження ізоляторів, опор, проводів, призводять до замикань на землю, дугових перенапруг та автоматичних відключень. Внаслідок низького рівня імпульсної міцності лінійної ізоляції, ЛЕП 6-35 кВ піддаються грозовим вимкненням, оскільки практично всі випадки грозових перенапруг призводять до перекриття ізоляторів з великою ймовірністю переходу в силову дугу напруги промислової частоти.

Крім того, впровадження в нашій країні розподільних ЛЕП з проводами із захисним покриттям (ПЛЗ), які мають порівняно з ЛЕП з неізольованими проводами ряд експлуатаційно – технічних переваг, таких як: менша пошкоджуваність, надійність електропостачання споживачів, безпека, габарити, тощо зумовлює необхідність застосування певної системи грозозахисту для попередження пробоев ізоляції та перепалювання проводів силовим струмом короткого замикання.

Особливістю проблеми грозозахисту ПЛЗ є те, що у випадку відсутності спеціальних заходів, за грозового перекриття ізоляторів лінії, який супроводжується пробоем твердої ізоляції проводу, виникає з великою ймовірністю дуга промислової частоти, яка не має можливості переміщатись проводом і горить в місці пробоем ізоляції до моменту вимкнення лінії. Це може призвести до обпалювання ізоляції проводу, ізоляторів лінії, а у випадку великих струмів короткого замикання – до перепалювання проводів (рисунок 6).

Розглядаючи питання грозозахисту ПЛЗ необхідно виділити існуючі моделі захисту, а саме: американську, фінську, японську системи грозозахисту, а також засоби грозозахисту, передбачені згідно чинних нормативних актів.

На опорах ПЛЗ 6-35 кВ зі штирьовою та опорно-стрижневою ізоляцією для захисту проводів від перегорання в разі грозового перекриття ізоляції в якості захисних апаратів (ЗА) в Україні застосовують:

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		39

- довго-іскрові розрядники (РДІ);
- розрядники мультикамерного типу (РМК);
- обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН) з іскровим проміжком (ІП).

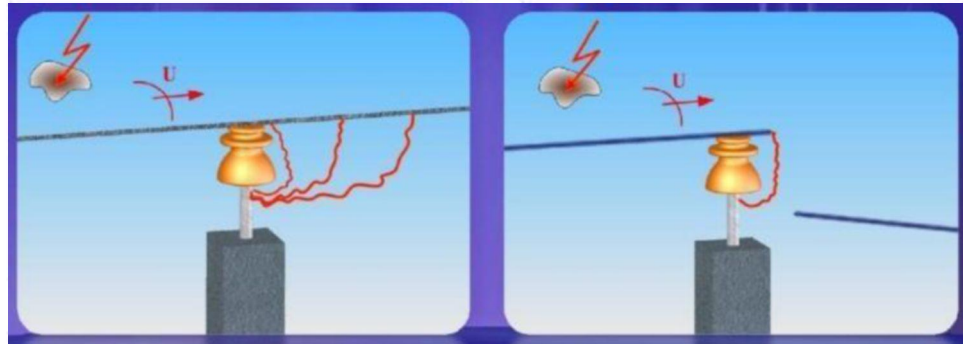


Рисунок 6 - Особливості переміщення дуги проводом ЛЕП та проводі ПЛЗ

3.1 Американська система грозозахисту

Американська система грозозахисту передбачає зняття ізоляції на ділянці проводу коло ізолятора та встановлення дугостійких зажимів. За перекриття ізолятора загоряється дуга, яка рухається ділянкою, обмеженою зажимами, на яких в подальшому дуга горить до вимкнення лінії (рисунок 7).

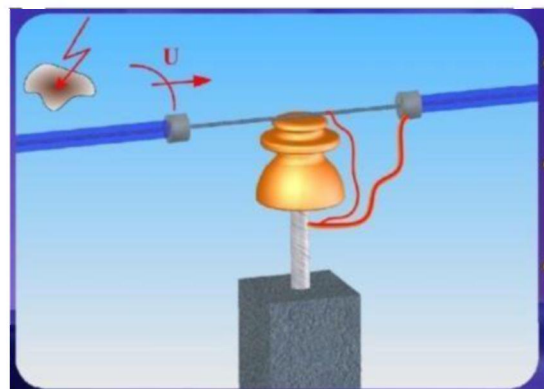
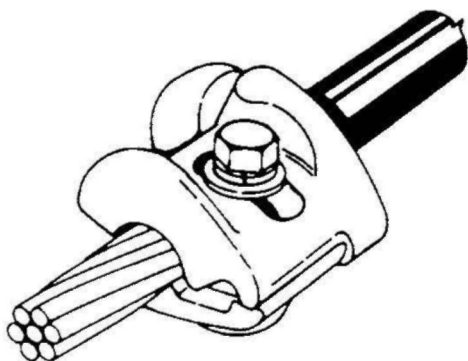


Рисунок 7 - Схема роботи дугостійких зажимів

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

40

Пристрій захищає ізолюваний провід, захищаючи його від концентрації дугової енергії, що виробляється під час удару блискавки. Для того, щоб запобігти пошкодженню, ПЛЗ повинен бути захищений шляхом встановлення пристроїв дугового захисту у відповідних місцях. Вони створюють безпечний маршрут для проходження дуги без ушкодження провідника.

Пристрої захисту пропонуються в двох моделях - APD-80 і APD-57, різниця між якими полягає в кількості енергії, яку вони можуть витримати. Модель APD-80 призначена, щоб витримати кілька операцій за струму короткого замикання 21 кА протягом десяти циклів без пошкодження провідника. Модель APD-57 доступна для застосувань, де запобіжники обмежують руйнівну енергію, вимикаючи несправність швидше автоматичних вимикачів. APD57 виготовляють з оцинкованої сталі, а APD80 з нержавіючої сталі.

Недоліком американської системи захисту є необхідність вимкнення ліній, електродинамічний удар по обладнанню, обгорання проводів за великих струмів, а також обмежений захисний ресурс дугостійких зажимів.

3.2 Фінська система грозозахисту

Фінська система грозозахисту передбачає встановлення на всі три проводи поблизу ізоляторів дугозахисних «рогів» разом зі спіральною арматурою, які повинні забезпечувати відвід від кожного з проводів палаючої дуги після грозового перекриття та сприяти переходу можливих однофазних дугових замикань, щонайменше, у двофазні к.з. Тим самим, проводи повинні захищатися від перепалу за рахунок обгорання «рогів» і за рахунок того, що гарантується гасіння дуги після вимкнення лінії (рисунок 8).

Перешкоджаючи перегоранню проводів, система не захищає ізоляцію від перенапруг і не виключає можливості виникнення коротких замикань і вимкнення лінії після грозових впливів. Більше того, вона розрахована на те, щоб за рахунок спеціального розташування дугозахисних «рогів» однофазні замикання переводити

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		41

у багатофазні к.з. тільки для того, щоб добитися вимкнення лінії. Такий принцип її дії ніяк не узгоджується з основною ідеєю функціонування електричних мереж з ізольованою нейтраллю, для яких однофазне замикання не є аварійним режимом, що вимагає обов'язкового вимкнення. В даному випадку одна проблема, пов'язана з захистом від перепалу проводів, вирішується за рахунок створення інших проблем.

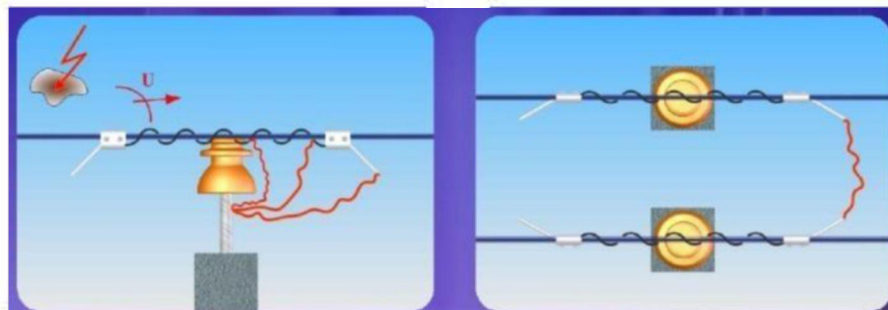


Рисунок 8 - Схема роботи дугозахисних «рогів»

В процесі захисту відбувається інтенсивне вигорання «рогів», що вимагає їх періодичної заміни. Але, крім завідомо очевидних проблем, є одна технічна обставина, яка ставить під сумнів працездатність даної системи навіть у початковому варіанті. Дугові замикання можуть супроводжуватися струмами різної величини, а можливість виходу дуги на «роги», в силу електродинамічних закономірностей і конструктивних параметрів системи, з'являються лише за струмів, що перевищують 1-2 кА. Відповідно, за менших струмів дуга не виходить на «роги», і це спричиняє небезпеку перепалу дроту.

Недоліками даної системи є: перепалювання проводів за горіння дуги на спіралі, електродинамічний удар по обладнанню, вимкнення ліній та обгорання рогів, що зумовлює подальшу їх заміну.

3.3 Японська система грозозахисту

Японська система грозозахисту передбачає встановлення ОПН, розрахованих на струм блискавки 2,5 кА, паралельно кожному ізолятору ПЛЗ з підключенням їх до проводу через іскровий проміжок, що не тільки ефективно

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		42

запобігає дуговим замиканням, а й відключає лінію під час індукованих перенапруг (рисунок 9).

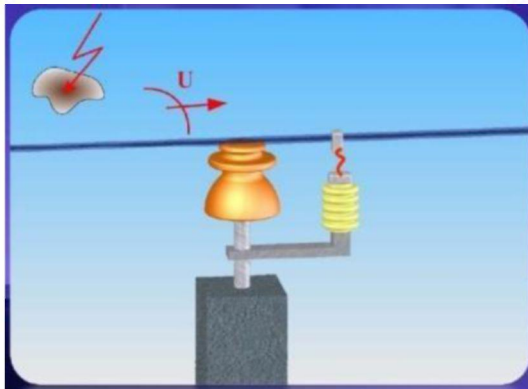


Рисунок 9 - Схема встановлення ОПН на ПЛЗ

Для зменшення грозових вимкнень ще в 1970 р. в Японії стали встановлювати ОПН на ЛЕП 6,6 кВ, які є основними розподільними мережами в цій країні. Спочатку ОПН встановлювалися без іскрового проміжку між проводом і заземленою опорою. Досвід експлуатації показав, що внаслідок великого числа апаратів, встановлених паралельно до ізоляторів, знизилась надійність роботи ліній через вихід ОПН з ладу на робочій напрузі і внутрішніх перенапругах.

Наступний етап розвитку цієї технології полягав в тому, що відносно малопотужні ОПН з номінальним розрядним струмом грозового імпульсу 2,5 кА встановлювалися на ЛЕП 6,6 кВ з повітряним проміжком. Завдяки наявності іскрового повітряного проміжку ОПН перестали піддаватися впливу внутрішніх перенапруг, і надійність роботи ЛЕП в нормальному експлуатаційному режимі підвищилася.

ОПН успішно захищали ЛЕП від індукованих грозових перенапруг і число грозових вимкнень істотно знизилося. Однак, за прямого удару блискавки (ПУБ) в провід ЛЕП відбувалося руйнування ОПН на ураженій і сусідніх опорах. Для виключення руйнувань ОПН від ПУБ була зроблена спроба збільшення енергоємності ОПН. На ряд ліній були встановлені ОПН з номінальним струмом 5 кА, і протягом декількох років здійснювалося спостереження за цими лініями.

Моніторинг показав, що за збільшення номінального струму ОПН з 2,5 кА до 5 кА число відключень і руйнувань ОПН внаслідок ПУБ в ЛЕП практично не змінилося. Цей результат пояснюється тим, що реальні струми блискавки істотно більші, ніж 5 кА. Вони лежать у діапазоні від 2 до 200 кА. Середнє значення струму блискавки становить близько 30 кА.

В результаті було прийнято рішення обладнати ЛЕП 6,6 кВ грозозахисними тросами та ОПН з номінальним струмом 2,5 кА з повітряними проміжками. В даний час практично всі лінії цього класу захищені тросами і ОПН. Завдяки цим двом дуже дорогим заходам грозові вимкнення були суттєво скорочені. Проте, відзначаються поодинокі випадки виходу з ладу ОПН навіть на ЛЕП, захищених тросами, під час ПУБ вельми потужних зимових позитивних блискавок, які можуть мати струми більше 100 кА з тривалістю імпульсу близько тисячі мікросекунд.

Таким чином, міжнародний досвід експлуатації ОПН на ЛЕП показує, що вони можуть успішно працювати лише в поєднанні з грозозахисним тросом, але це занадто дороге рішення.

Основними недоліками даної системи є те, що за прямого розряду блискавки в провід вона пошкоджується і підлягає заміні, а також висока вартість устаткування.

3.4 Грозозахист ліній довго-іскровими розрядниками

Довго-іскрові розрядники (РДІ) - особливий клас грозозахисних пристроїв, які за своїми конструктивними параметрами, технічними характеристиками та функціональними можливостями становлять особливий клас пристроїв грозозахисту.

Принцип дії всіх видів РДІ полягає в обмеженні грозових перенапруг на ПЛЗ за рахунок іскрового перекриття поверхнею ізоляційного тіла розрядника з довжиною каналу розряду, в кілька разів більшою ніж будівельна висота ізоляції,

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		44

що захищається. Супроводжуючі струми промислової частоти гасяться під час цього процесу за рахунок забезпеченого таким чином зниження величини середнього градієнта робочої напруги вздовж каналу грозового перекриття.

Головною відмінністю класу РДІ є неможливість їх руйнувань і пошкоджень грозовими та дуговими струмами, оскільки вони протікають поза апаратами вздовж поверхні РДІ. Це унікальна для грозозахисних апаратів особливість поєднується з конструктивною простотою.

Розрядний проміжок РДІ в декілька разів довший, ніж будівельна висота ізоляції і має нижчу імпульсну електричну міцність, ніж міцність ізоляції. Це пояснюється особливостями “ковзного” розряду, який розвивається по поверхні ізоляційного проміжку. Напруга ковзного розряду слабо залежить від відстані між електродами, тому великі проміжки можуть бути перекриті відносно малими напругами. Цей ефект ковзного розряду покладено в основу конструкцій довгоіскрових розрядників.

Розрядник типу РДІ-П (петлевий) виконано (рисунок 10, а) з металевго стрижня, покритого шаром поліетиленової ізоляції і зігнутого в петлю, який за допомогою затискача кріпиться до заземленого електроду опори. В середній частині петлі надіта металева трубка, а між нею і проводом лінії встановлено іскровий проміжок. Внаслідок великої ємності між металевою трубкою і стрижнем, вся напруга виявляється прикладеною між проводом та трубкою. Під час пробного іскрового проміжку перенапруга прикладається між трубкою та металевим стрижнем, внаслідок чого з трубки вздовж поверхні ізоляції розвивається ковзний розряд до замикання його через вузол кріплення на заземлення.

Різновидом такого розрядника є РДІ-М (модульний), який складається з двох відрізків кабелю з корделем, в якості якого використано напівпровідниковий матеріал. Відрізки кабелю з'єднані таким чином, що утворюють три розрядні модулі (рисунок 10, б). Відрізки напівпровідникового корделя приєднані до металевих електродів через внутрішні іскрові проміжки. За появи грозового імпульсу вони перекриваються і напівпровідниковій кордель верхнього відрізка кабелю, який має опір R , виносить високий потенціал U на поверхню нижнього

					<i>БР 5.6.141.871 ПЗ</i>	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		45

відрізку кабелю в його середній частині. Аналогічно напівпровідниковий кордель нижнього відрізку кабелю виносить низький потенціал «0» на поверхню верхнього відрізку кабелю в його середній частині. Тому до кожного розрядного модуля одночасного прикладена повна напруга U , і для усіх 3-х розрядних модулів створюються умови для одночасного розвитку ковзних розрядів, які утворюють єдиний довгий канал перекриття.



а

б

в

Рисунок 10 - Фото випробувань: РДІ – П(а), РДІ – М (б), РДІ – Ш (в)

Основним елементом розрядника РДІ-Ш є відрізок спеціального кабелю з алюмінієвою монолітною жилою і тришаровою ізоляцією зі зшитого поліетилену (ПЕ). На одному з трьох плечей відрізка кабелю встановлені проміжні кільцеві електроди, що забезпечують розбиття каналу перекриття на окремі відрізки (рисунок 10, в). За виникнення на проводі ЛЕП грозової перенапруги металева трубка на кабелі розрядника набуває того ж високого потенціалу, що й провід. Тому спочатку практично вся грозова перенапруга стає прикладеною до іскрового повітряного проміжку між трубкою і заземленим стрижневим електродом. За напруги близько 50-70 кВ проміжок пробивається, і металева трубка на поверхні кабелю набуває нульового потенціалу землі. Таким чином, перенапруга стає прикладеною між жилою кабеля і металевою трубкою на його поверхні. Під впливом цієї перенапруги вздовж поверхні ізоляції розрядника розвивається ковзний розряд. Провід ЛЕП пов'язується з заземленою опорою через дуговий канал розряду, який розбитий на окремі відрізки кільцевими електродом. За

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		46

першого переходу імпульсного струму через нуль розряд гасне, не переходячи в силову дугу, що запобігає виникненню короткого замикання та вимкнення ЛЕП.

РДІ-М застосовують для захисту ПЛЗ 6-10 кВ з розташуванням проводів, відстань між якими не перевищує 0,5 м. РДІ-Ш застосовують для захисту ПЛЗ 6-10 кВ у місцях подвійного кріплення проводів замість РДІ-П.

Однак період експлуатації показує, що такого типу захист не завжди повністю виконує свої функції. На деяких ЛЕП число однофазних КЗ може навіть збільшитися. Крім того, випробування підтверджують що не завжди РДІ - П може захистити ізоляцію на сусідніх опорах, тобто на наступних двох опорах, де він не встановлений на цій фазі.

3.5 Грозазахист мультикамерними розрядниками

В результаті вдосконалення систем захисту від блискавок розроблено розрядники для ЛЕП 6-35 кВ і вище з так званою мультикамерною системою (МКС). Запропоновано також принципово новий апарат: ізолятор-розрядник з мультикамерною системою (ІРМК), який поєднує в собі властивості ізолятора та розрядника одночасно.

Основу ІРМК складають звичайні ізолятори (скляні, порцелянові чи полімерні), на яких відповідним чином встановлена МКС. Причому установка МКС не призводить до погіршення ізоляційних властивостей ізолятора, але завдяки МКС, він набуває властивостей розрядника. Тому в разі застосування ІРМК на ПЛ не потрібно застосування грозозахисного троса. При цьому знижується висота, маса і вартість опор, а також вартість всієї ПЛ в цілому і забезпечується надійний грозозахист ліній, тобто різко скорочується число відключень ліній і зменшуються експлуатаційні витрати та збитки від недовідпуску електроенергії.

Основним елементом мультикамерного розрядника (РМК) та гірлянд ізоляторів з РМК (ГІРМК) в тому числі і ІРМК є мультикамерна система (рисунок 11), яка складається з великої кількості електродів, вмонтованих в профіль із

					<i>БР 5.6.141.871 ПЗ</i>	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		47

силіконової гуми. Між електродами виконані отвори, що виходять назовні профілю. Ці отвори утворюють мініатюрні газорозрядні камери. За впливу на розрядник грозового імпульсу пробиваються проміжки між електродами.

Завдяки тому, що розряди між проміжними електродами відбуваються всередині камер, обсяги яких дуже малі, за розширення каналу створюється високий тиск, під дією якого канали іскрових розрядів між електродами переміщуються до поверхні ізоляційного тіла і далі - видувуються назовні в навколишній розрядник - повітря.

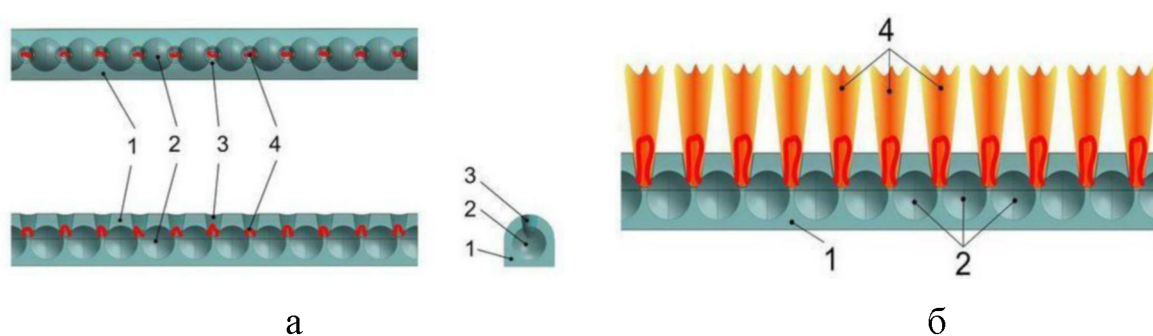


Рисунок 1.14 - Мультикамерна система (МКС):

схема, яка пояснює початковий момент розвитку розрядів (а);

схема, яка пояснює завершальний момент розвитку розрядів(б);

1 - профіль із силіконової гуми; 2 - проміжні електроди;

3 – дугогасні камери; 4 - канал розряду

Внаслідок цього виникає дугтя та подовження каналів між електродами, канали розрядів охолоджуються, сумарний опір всіх каналів збільшується, тобто загальний опір розрядника зростає, і відбувається обмеження імпульсного струму грозової перенапруги.

Після закінчення грозової перенапруги, до розрядників залишається прикладеною напруга промислової частоти. Як показали проведені дослідження, в розрядниках з МКС можливі два типи гасіння іскрового розряду:

- за переходу супроводжуючого струму 50 Гц через нуль;
- за зниження миттєвого значення імпульсу грозової перенапруги до певного

Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата

БР 5.6.141.871 ПЗ

Арк

48

значення, більшого чи рівного миттєвому значенню напруги промислової частоти, тобто здійснюється гасіння струму перенапруги без супроводжуючого струму мережі.

Відповідно до вибір типу захисного апарату (ЗА) виконують на стадії проектування ПЛЗ 6-35 кВ за узгодженням з замовником лінії, з урахуванням їх технічних характеристик. ЗА треба встановлювати:

- по одному на опорі (для кожного кола) з чергуванням фаз;
- на двоколових ПЛЗ напругою від 6 кВ до 10 кВ ЗА треба встановлювати на обидва кола таким чином, щоб на кожній з опор було захищено тільки одну пару однойменних фаз, з тим самим принципом чергування, що й для одноколових ПЛЗ.

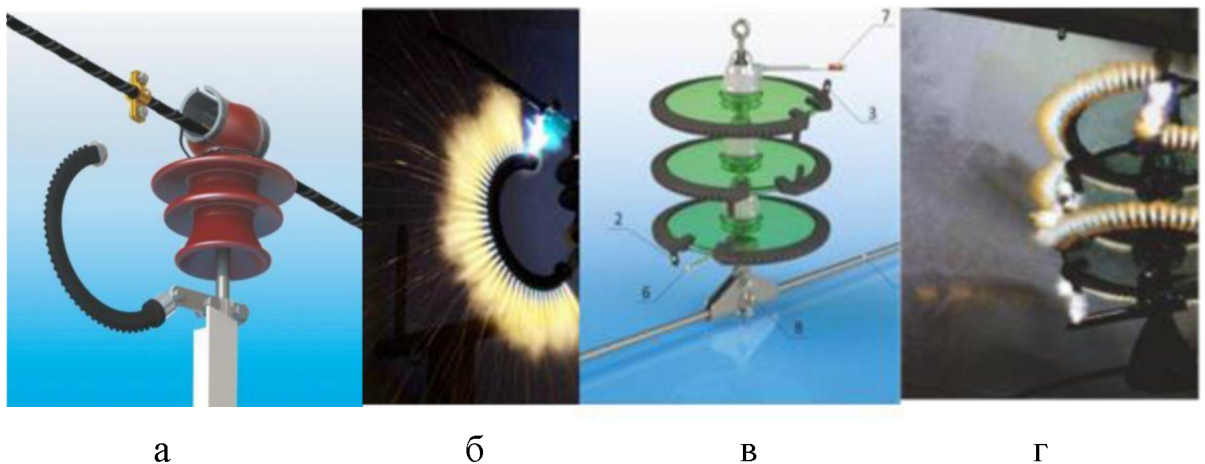


Рисунок 12 - Установка на лінії РМК-20-IV-УХЛ1(а); РМК-20-IV-УХЛ1(б); ГРМК – 35-3(в); ГРМК – 35-3(г)

Аналізуючи наведені вище рисунки (рисунок 10 - 12), необхідно зазначити відносну складність конструкції (порівняно з ОПН, ПІ тощо) РДІ та мультикамерних розрядників (велика кількість отворів, електродів, розрядних проміжків тощо, на які впливає навколишнє середовище). Особливістю таких розрядників є застосування в якості ізоляції силіконової гуми. Все це, очевидно, призводитиме до зниження надійності роботи таких конструкцій за тривалого впливу атмосферних забруднень, вологи, опадів дощу та снігу, різких змін температури навколишнього середовища, впливу сонячного проміння (нагрів,

ультрафіолетове випромінювання). Необхідно також зазначити, що мультикамерна система допускає об'єднання окремих розрядів, що відбуваються між суміжними електродами, в єдиний канал, а це негативно позначається на електрообладнанні лінії електропередачі, в якій використовується ізолятор, а також знижується термін експлуатації самого ізолятора. Ці особливості іскрових та мультикамерних розрядників слід враховувати для розрахунків надійності систем захисту з такими розрядниками.

3.6 Застосування обмежувачів перенапруг

Для захисту електрообладнання установок напругами 6-750 кВ змінного струму промислової частоти 50 Гц від грозових та комутаційних перенапруг повинні застосовуватись обмежувачі перенапруг, які порівняно з вентильними розрядниками через відсутність іскрових проміжків і високу нелінійність вольтамперної характеристики їх елементів мають ряд переваг, а саме:

- глибокий рівень обмеження всіх видів перенапруг;
- здатність до розсіювання великих енергій;
- стабільність характеристик і стійкість до старіння;
- відсутність супроводжуючого струму після загасання хвилі перенапруги;
- простота конструкції та висока надійність в експлуатації;
- стійкість до зовнішніх забруднень ізоляційного корпусу;
- здатність обмежувати внутрішні перенапруги;
- за використання полімерного корпусу висока вибухобезпечність;
- малі габарити та вага.

Використання ОПН на ПЛ найбільш ефективно в наступних випадках:

- на одному з кіл двокової ПЛ, що практично повністю запобігає грозовим вимкненням одночасно двох кіл;
- за високого опору заземлення опор;
- на високих опорах, наприклад, на переходах через водні перешкоди.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		50

Вибір ОПН повинен здійснюватись за величиною номінального розрядного струму та пропускної здатності за прикладання до нього прямокутного імпульсу струму тривалістю 2000 мкс із визначеною питомою енергією, віднесеною до найбільш тривало допустимої робочої напруги.

У випадках коли потрібний клас пропускної здатності не може бути забезпечено застосуванням одного ОПН дозволено використовувати паралельне встановлення двох та більше ОПН. Під час будівництва та реконструкції електроустановок напругами 35-750 кВ для їх захисту від перенапруг повинні застосовуватись тільки ОПН. Заміна ВР на ОПН повинна здійснюватись згідно з проектами.

Під час встановлення на ЛЕП ОПН кріпляться хомутами до спеціальної траверси або встановлюються на виносних кронштейнах-траверсах, які прикріплюються до опор, або на спеціальних площадках, змонтованих усередині опор, або на обгороджених стояках, розташовуваних безпосередньо біля опор. Для захисту лінійної ізоляції ПЛ від перенапруг застосовуються два типи ОПН: ОПН-ЛІ без іскрового проміжку; ОПН-ЛІ із зовнішнім ІП.

3.7 Використання АПВ, як методу грозозахисту ліній електропередавання

Пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) застосовуються для швидкого відновлення живлення споживачів або міжсистемних і внутрішньосистемних зв'язків шляхом автоматичного включення вимикачів, відключених пристроями релейного захисту або з інших причин, не пов'язаних з оперативним впливом.

Автоматичне повторне включення лінії (АПВ, ОАПВ) працюватиме ефективно у блискавкозахисті, оскільки під час грозового вимкнення в 80-90% випадків електрична міцність ізоляції лінії повністю відновлюється після зняття з неї робочої напруги. Відповідно, резервним засобом підвищення надійності та безперервності роботи ЛЕП є АПВ, особливо швидкодіюче (ШАПВ) і однофазне

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		51

(ОАПВ). Автоматичне повторне включення може утримати лінію в роботі, оскільки випадки пошкодження ізоляції на опорах дугою досить рідкісні. У цьому випадку грозове пошкодження не буде супроводжуватися перервою в електропостачанні. За неуспішного АПВ відбудеться повне вимкнення лінії електропередавання. Необхідно зазначити, що часте застосування АПВ ускладнює експлуатацію вимикачів, які вимагають в цьому випадку позачергової ревізії.

Коефіцієнт успішності АПВ за грозових відключень, за даними досвіду експлуатації, для ПЛ 110 – 500 кВ становить в середньому 0,6 - 0,8 , а для ПЛ 750 і 1150 кВ – 0,8 - 0,9. АПВ дозволяє частково компенсувати низьку грозостійкість ЛЕП якщо є складності встановлення відповідних заземлень.

					<i>БР 5.6.141.871 ПЗ</i>	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		52

Висновки

У даній роботі розраховано систему електропостачання цеху обробки металу. На основі переліку електрообладнання та їхніх технічних характеристик, вимог до технологічного процесу та категорії з надійності електропостачання цеху було розраховано навантаження споживачів з урахуванням режимів роботи та коефіцієнтом використання. На основі цих розрахунків усе навантаження цеху було розділене на групи для приєднання до 10-ох силових пунктів марки ПР11. Використовуючи дані попередніх розрахунків, було обрано компенсуючий пристрій для збільшення коефіцієнта потужності до бажаного значення в 0,93.

Із аналізу режимів роботи споживачів цеху для їхнього електропостачання було обрано два силових трансформатори ТМ-1600/6 та обладнання електричної частини підстанції цеху: силові шафи, АВР, комутуючі апарати. Також трансформатори було перевірено на термічну дію струмів КЗ та роботу в після аварійному режимі. У випадку виходу з ладу або необхідності ремонту одного з трансформаторів ТМ-1600/6 інший забезпечує надійне електропостачання всіх споживачів цеху у штатному режимі.

З метою вибору кабелів живлення та захисної апаратури споживачів і силового пункту (СП) розраховані: номінальні струми, пікові струми, що виникають під час вмикання електроустановок, довготривалі струми СП з урахуванням коефіцієнтів використання споживачів, мінімально необхідні струми уставок теплового і електромагнітного розчіплювачів автоматичних вимикачів. План розміщення силових кабелів і електрообладнання цеху наведений на відповідному кресленні.

Використовуючи дані обраних кабельних ліній, комутуючої та захисної апаратури, а також дані про потужність короткого замикання системи, було проведено розрахунок режиму короткого замикання та перевірку на здатність захисної апаратури та струмопровідних ліній витримати електродинамічну та термічну дію струмів КЗ.

Для живлення релейного захисту і контрольної апаратури підстанції

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		53

розраховані і обрані трансформатори струму, а також трансформатори напруги, що задовольняють вимогам за номінальною напругою та вторинним навантаженням.

Засоби блискавкозахисту та заземлення були розраховані згідно з вимогами ПУЕ та габаритними розмірами будівлі, що захищається.

Також в роботі були розглянуті моделі та засоби грозозахисту ліній електропередавання класу напруги 6 – 35 кВ.

					<i>БР 5.6.141.871 ПЗ</i>	Арк
<i>Зм.</i>	<i>Арк</i>	<i>№ Документу</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		54

Список літератури

1. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене (станом на 21.07.2017). – Міненерговугілля України, 2017.
2. Електричні системи та мережі : конспект лекцій / укладачі: І. Л. Лебединський, В. І. Романовський, Т. М. Загородня. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 214 с.
3. П.О. Василега Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
5. Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. «Электрическая часть станций и подстанций» Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов. – 4-е издание, переработанное и дополненное – М.: Энергоатомиздат, 1989 – 608 с.
6. Електрична частина станцій та підстанцій : навч. посіб. / В. С. Костишин, М. Й. Федорів, Я. В. Бацала. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 243 с.
7. «Тольяттинский трансформатор. Номенклатурный каталог» - Тольятти, 2016.
8. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.
9. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IE C 62305:2006, NEQ). – Київ : Мінрегіонбуд України , 2008.
10. А.В. Кабышев. «Молниезащита электроустановок систем электроснабжения» Учебное пособие – Издательство ТПУ, Томск. 2006 – 124 с.
11. <http://khomovelectro.ru/catalog> - Хомов Элетрокомпесация реактивной мощности, каталог продукции.
12. ИЕК, каталог продукции (<https://001.com.ua/iek>).

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		55

13. Надійність систем грозозахисту повітряних ліній електропередавання з врахуванням впливу випадкових факторів / Бінкевич Т. В. – Кваліфікаційна наукова праця на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук. – Львів, 2018. – 218 с.

14. Методичні вказівки з вибору обмежувачів перенапруг нелінійних виробництва підприємства «Таврида Електрик» для електричних мереж 6 - 35 кВ / В.О. Бржезицький, В.К. Беляєв, О.С. Ільєнко, С.А. Соколовський. – Київ: 2001. – 36 с.

					БР 5.6.141.871 ПЗ	Арк
Зм.	Арк	№ Документу	Підпис	Дата		56