

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський

" ____ " _____ 2021 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції
35/10 кВ»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ.м-01

_____ К.О. Нора

Керівник, к.т.н, доцент

_____ В.В. Волохін

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент

_____ О. М. Маценко

Нормоконтроль

_____ М. А. Никифоров

Суми – 2021

Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І. Л. Лебединський
” ” _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
на магістерську роботу студента
Нори Ксенії Олегівни

1. Тема дипломної роботи: «Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ»

затверджена наказом по університету № _____ від _____

2. Термін здачі студентом завершеної роботи 30.11.2021 р.

3. Вихідні дані до роботи:

Графік навантажень у режимні дні, схема з'єднань підстанції із зазначенням встановлених комутаційних та електротехнічних апаратів

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити, основні розділи зі змісту)

5. Перелік графічного матеріалу:

- схема однолінійна підстанції до реконструкції
- схема однолінійна підстанції після реконструкції
- схема плану підстанції після реконструкції
- схема розрізу першої секції шин

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання ви- дав	Завдання прийн- яв
Економічна частина	Маценко О. М.		

7. Дата видачі завдання 13.09.2021 р.

Керівник роботи _____ В. В. Волохін

Завдання прийняв до виконання _____ К. О. Нора

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи
1.	Затвердження теми магістерської роботи	13.09
2.	Підготовка вихідних даних, огляд літератури	01.10
3.	Виконання основного розділу	20.10
4.	Виконання економічного розділу	01.11
5.	Виконання розділу з охорони праці	15.11
6.	Оформлення креслень та пояснювальної записки	22.11
7.	Нормоконтроль	10.12

Студент-дипломник _____ К. О. Нора

Керівник роботи _____ В. В. Волохін

РЕФЕРАТ

с. 83, рис. 15, табл. 14, джерел 21.

Бібліографічний опис: Нора К.О. Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / К.О. Нора; наук. керівник В. В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. – 83 с.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, комплектний розподільчий пристрій, вакуумний вимикач, роз'єднувач, струм, напруга, коротке замикання (КЗ), обмеження перенапруг, розрахунок, ізолятор;

Трансформаторная подстанция, комплектное распределительное устройство, вакуумный выключатель, разъединитель, ток, напряжение, короткое замыкание (КЗ), ограничения перенапряжений, расчет, изолятор;

Transformer substation, complete switchgear, vacuum switch, disconnecter, current, voltage, short circuit, overvoltage limitation, calculation, insulator.

Короткий огляд: розраховано параметри вибору основного високовольтного обладнання електричної підстанції за нормальними та аварійними режимами роботи; розраховано струми короткого замикання. Розрахунки проводились з допомогою програм: MatLab, Mathcad 14 , Microsoft Office Excel. Креслення за допомогою Brics CAD V15.

Розрахована економічна частина, а саме: оцінка економічної ефективності заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні. Розглянуті питання з охорони праці, а саме блискавкозахисту та показники освітлення підстанції.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВВ – високовольтний вимикач
ВН – сторона високої напруги
КЗ – коротке замикання
ККД – коефіцієнт корисної дії
КТП – комплектна трансформаторна підстанція
КУ – конденсаторна установка
НН – сторона низької напруги
ПЗ – пристрій заземлення
ПС – підстанція
СРШ – силова розподільна шафа
ТП – трансформаторна підстанція
ТС – трансформатор струму
ВРП – відкритий розподільчий пристрій
ЗРП – закритий розподільчий пристрій
АВР – автоматичний ввід резерву
ГОСТ – державний стандарт
ШОС – шафа оперативного струму
ГЩУ – головний щит управління
ПУЕ – Правила улаштування електроустановок
СНиП – будівельні норми і правила
РЗА – релейний захист автоматики
РП – розподільчий пристрій
РПН – регулювання напруги під навантаженням
ЛЕП – лінія електропередач

ЗМІСТ

ВСТУП	7
1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ.....	9
1.1 Характеристика підстанції.	9
1.2 Аналіз навантажень ПС 35/10 кВ "Славгород"	9
1.3 Технічні рішення реконструкції ПС 35/10 «Славгород»	14
1.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	14
1.5 Вибір силового трансформатору на підстанції	18
1.6 Вибір високовольтної апаратури.....	20
1.6.1 Вибір вимикачів високої напруги.....	20
1.6.2 Вибір роз'єднувачів	24
1.6.3 Вибір вимірювальних трансформаторів	25
1.6.4 Вибір ОПН на стороні 35 кВ.....	28
1.6.5 Вибір енергоємності ОПН.....	31
1.6.6 Перевірка запасу захисного рівня	33
1.7 Релейний захист та автоматика	36
1.7.1 Захист трансформаторів	36
1.7.2 Газовий захист.....	37
1.7.3 Диференціальний струмовий захист на реле ДЗТ – 11	38
1.7.4 Пристрій автоматичного включення резерву.....	52
1.7.5 Автоматичне повторне ввімкнення.....	53
1.7.6 Автоматичне частотне розвантаження	54
1.8 Висновок по розділу	55

					MP 3.8.141.357 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ	Лит.	Аркуш	Листів
Розроб.	Нора						5	83
Перевір.	Волохін					СумДУ ЕТ.м-01		
Реценз.								
Н. Контр.	Никифоров							
Затверд.	Лебединський							

2	РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ	56
2.1	Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС "Славгород"	56
2.2	Розрахунок показників освітлення підстанції.....	60
	2.2.1 Розрахунок та вибір апаратів захисту для зовнішнього освітлення 64	
2.3	Висновок по розділу	65
3	НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	66
3.1	Техніко-економічний розрахунок щодо вибору потужності силових трансформаторів проектованої підстанції.....	66
3.2	Показники фінансової ефективності	68
	3.2.1 Вихідні дані.....	69
3.3	Висновок по розділу	71
4	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	72
4.1	Оцінка економічної ефективності заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні.....	72
	4.1.1 Вихідні дані до розрахунку	72
	4.1.2 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів приводу та баків (ВТ-35)	73
	4.1.3 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів (ВТ-35).....	73
	4.1.4 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів вакуумного вимикача 35 кВ	74
	4.1.5 Загальна економія від заміни масляного вимикача на вакуумний і термін окупності останнього	76
4.2	Висновок по розділу	77
	ВИСНОВОК.....	78
	СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	80

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ВСТУП

На даний момент, основним завданням електроенергетики є надійне й безперебійне забезпечення електроенергією усіх споживачів. Виконанням цього завдання на території Сумської області займається АТ «Сумиобленерго». За час проходження практики освоєно основні критерії відбору об'єктів електроенергетики, які підлягають реконструкції. Проведено аналіз наданої інформації, обрано об'єкт вивчення, ПС 35/10 кВ «Славгород».

Розглянуто кількість аварійних відключень, що сталися за останні 5 років, паспорт підстанції (на якому вказано рік виготовлення та введення в експлуатацію основного обладнання), дефектні акти, що складені при огляді обладнання та ін. Зважаючи на отримані дані, моральну та фізичну застарілість обладнання, враховуючи ефект від останнього капітального ремонту - прийнято рішення провести реконструкцію підстанції.

Повна реконструкція підстанції, зважаючи на обсяги необхідних робіт, буде проводитися в декілька етапів. Це надасть можливість заживити всіх споживачів на час ремонту – за резервними схемами. Також, одним з факторів багато чергової реконструкції є постанова кабінету міністрів України від 27 лютого 2019 р. № 152 Про затвердження Технічного регламенту щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів, що набула чинності з початку 2021 року. Тепер, кожен силовий трансформатор не тільки індивідуально виконується для кожного окремого об'єкта, але й розробляється (відповідно до вимог екодизайну) індивідуально, що значно збільшує строк виготовлення трансформатору. Магістерською роботою розглянуто першу чергу реконструкції ПС 35/10 кВ «Славгород».

В процесі проектування реконструкції підстанції взято до уваги прогрес в галузі енергетики, використано новітні розробки електроенергетичних об'єктів які є необхідністю в сьогоденних реаліях: вакуумні і елегазові вимикачі замість масляних, полімерні обмежувачі перенапруг замість фарфорових, і т.д. Ці пристрої мають більшу вартість, забезпечують однак і більшу надійність, гнучкість і в цілому частіше виявляються кращими у роботі та

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						7
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використанні їх на підстанціях. Також, використання новітнього обладнання (зачату європейського виробництва, де вимоги до якості обладнання значно вищі за Українські), дає можливість уникнути браку виробництва та непередбачених аварійних ситуацій.

Також, в процесі реконструкції та заміни обладнання на нове (більш сучасне) буде реалізовано системи автоматичного контролю та регулювання основних якісних характеристик електроенергії, нове обладнання зможе працювати більш стабільно, зменшиться кількість аварійних відключень, зменшиться термін ремонтних відключень, тим самим зменшиться недовідпуск електроенергії споживачам, що в свою чергу зменшить термін окупності проекту.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						8
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА. АНАЛІЗ НАВАНТАЖЕНЬ

1.1 Характеристика підстанції.

Реконструкція трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ "Славгород", що знаходиться за адресою Сумська область, Краснопільський район, с. Славгород, проводиться без зміни існуючої схеми. Живлення підстанції здійснюється за допомогою двох ліній ПЛ-35 кВ. Схема підстанції є типовою прохідною. На підстанції встановлено два силових трансформатори, що працюють в паралельному режимі. Від підстанції заживлено споживачів II та III категорії. Живлення здійснюється за допомогою ПЛ-10 кВ. Основними споживачами – є побутові споживачі (с.Мезеновка, с.Бранцовка, с.Славгород) та виробничий комплекс. Схема нормального режиму роботи підстанції наведена в графічній частині дипломного проекту.

1.2 Аналіз навантажень ПС 35/10 кВ "Славгород"

Виходячи з добових навантажень споживачів за вимірами по стороні 10 кВ складаємо графік навантажень який зображено на рис. 1.1.

					MP 3.8.141.357 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата	<i>Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ</i>	Лит.	Аркуш	Листів
<i>Розроб.</i>	<i>Нора</i>						9	83
<i>Перевір.</i>	<i>Волохін</i>							
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>					СумДУ ЕТ.м-01		

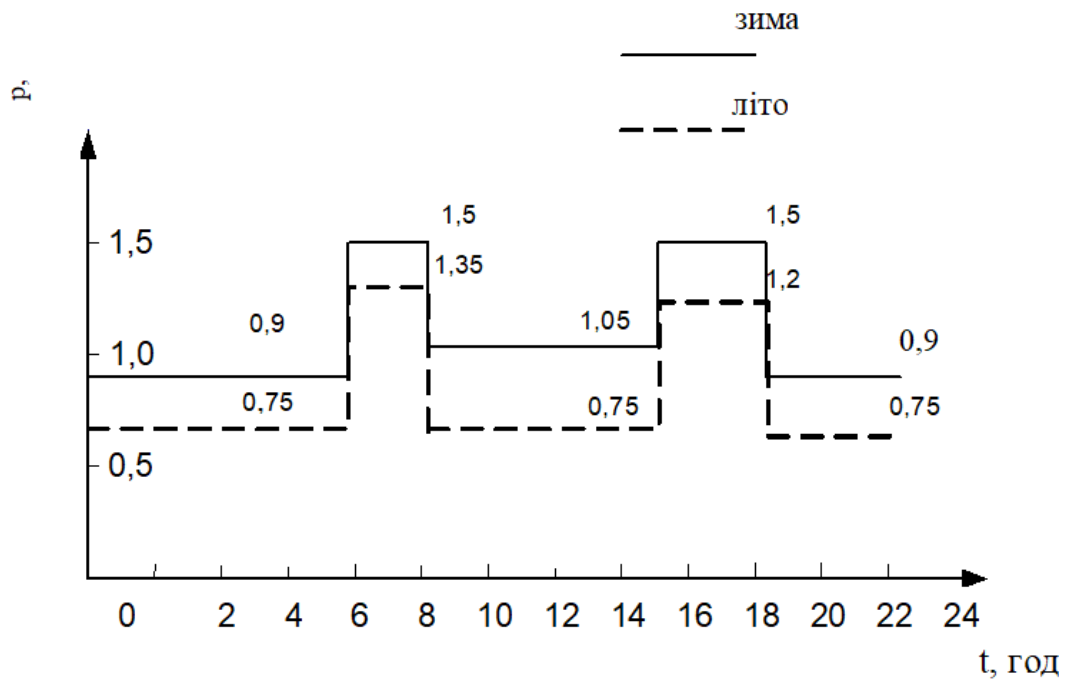


Рисунок 1.1 – Добовий графік навантаження

За даним графіком навантажень будемо річний графік навантажень за тривалістю, який зображено на рис. 1.2. При побудові приймемо, що на зимовий період приходить 183 діб, а на літній – 182 [1, 2].

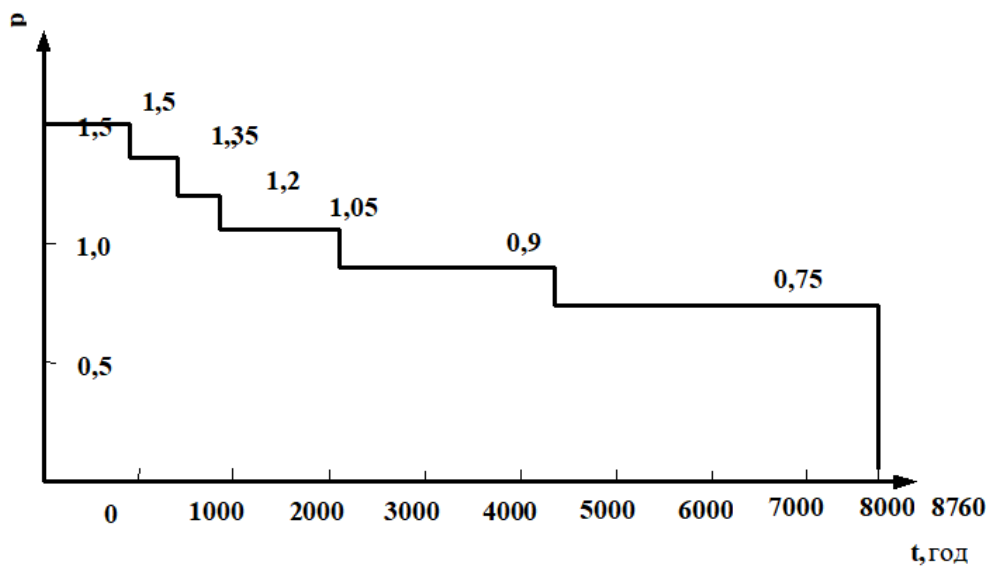


Рисунок 1.2 - Річний графік навантажень по тривалості

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

MP 3.8.141.357 ПЗ

Арк.

10

За річним графіком навантаження за тривалістю, розрахуємо техніко-економічні показники проекрованої підстанції.

Енергія, що споживається за рік визначається за формулою (1.1) [1]:

$$W_n = \sum P_i T_i, \quad (1.1)$$

де P_i – активна потужність і-тої ступені графіка навантажень, МВт;

T_i – тривалість і-тої ступені графіка навантажень, год.

$$W_n = 1,5 \cdot 915 + 1,35 \cdot 364 + 12 \cdot 546 + 1,05 \cdot 1281 + 9 \cdot 2196 + 0,75 \cdot 3458 = 8434 \text{ МВтгод.}$$

Середньорічне навантаження визначається за формулою (1.2) [1]:

$$P_{сpp} = \frac{W_n}{T_2}, \quad (1.2)$$

де T_2 – число годин в році, год ($T_2 = 8760$ год).

$$P_{сpp} = 8434 / 8760 = 0,962 \text{ МВт}$$

Коефіцієнт заповнення річного графіка навантаження визначається за формулою (1.3) [1, 3]:

$$K_{зпр} = \frac{P_{сpp}}{P_{макс}}, \quad (1.3)$$

де $P_{макс}$ – максимальне навантаження, підключене на даній напрузі, МВт.

$$K_{зпр} = 0,962 / 1,5 = 0,64$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						11
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Енергія, що споживається за добу ($W_{\text{д}}$) визначається за формулою (1.1) окремо для літнього та зимового добових графіків навантаження.

Для літнього періоду:

$$W_{\text{д}} = 0,75 \cdot 19 + 1,2 \cdot 3 + 1,35 \cdot 2 = 20,55 \text{ МВт}$$

Для зимового періоду:

$$W_{\text{д}} = 0,9 \cdot 12 + 1,05 \cdot 7 + 1,5 \cdot 5 = 25,65 \text{ МВт}$$

Середньодобове навантаження визначається за формулою (1.4):

$$P_{\text{срд}} = \frac{W_{\text{д}}}{T_{\text{д}}}, \quad (1.4)$$

де $T_{\text{д}}$ – число годин в добі, год ($T_{\text{д}} = 24$ год).

Для літнього періоду:

$$P_{\text{срд}} = 20,55 / 24 = 0,856 \text{ МВт}$$

Для зимового періоду:

$$P_{\text{срд}} = 25,65 / 24 = 1,069 \text{ МВт}$$

Коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження визначається за формулою (1.5) [1]:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$K_{зпс} = \frac{P_{срс}}{P_{макс}} \quad (1.5)$$

Для літнього періоду:

$$K_{зпс} = 0,856/1,35 = 0,63$$

Для зимового періоду:

$$K_{зпс} = 1,069/1,5 = 0,71$$

Час використання максимуму навантаження визначаємо за формулою (1.6):

$$T_{вм} = \frac{W_n}{P_{макс}} \quad (1.6)$$

$$T_{вм} = 8434/1,5 = 5622 \text{ год.}$$

Час найбільших втрат визначаємо за формулою (1.7):

$$\tau_{\epsilon} = (0,124 + T_{вм} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \quad (1.7)$$

$$\tau_{\epsilon} = (0,124 + 5622 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4124 \text{ год.}$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

1.3 Технічні рішення реконструкції ПС 35/10 «Славгород»

У зв'язку зі зносом обладнання та закінченням терміну експлуатації планується вжити наступні заходи:

1. Заміна існуючих силових і контрольних кабелів вторинної комутації.
2. Заміна застарілих масляних вимикачів по високій напрузі на вакуумні, менші за розміром і з великим комутаційним ресурсом, встановлення трансформаторів струму з литою ізоляцією 35 кВ з пристроями РЗА і шафами управління та автоматики вакуумним вимикачем.
3. Заміна існуючих шинного роз'єднувача 35 кВ ШР-35-1Т.
4. Заміна існуючих пристроїв РЗА силового трансформатора.
5. Заміна розрядників 35 та 10 кВ на ОПН.
6. Реконструкція першої черги доцільна з економічної точки зору. Зменшиться міжремонтний термін капітальних ремонтів, зменшиться термін їх проведення, зменшиться число аварійних відключень обладнання і, як наслідок, скоротиться недовипуск електроенергії споживачам.

1.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Розраховуємо струми короткого замикання на шинах 35 кВ та 10 кВ ПС "Славгород" для подальшого вибору апаратури на цій підстанції. Розраховуємо струм КЗ у точках К1 та К2 на шинах високої та низької напруги трансформаторної підстанції ПС 35/10 кВ "Славгород".

Схема заміщення ПС "Славгород" наведена рис.1.3 (на ПС працюють два трансформатора на паралельній роботі, тому замінимо їх опір еквівалентним).

Схема заміщення для розрахунків струмів КЗ представлена на рис. 1.3.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		14

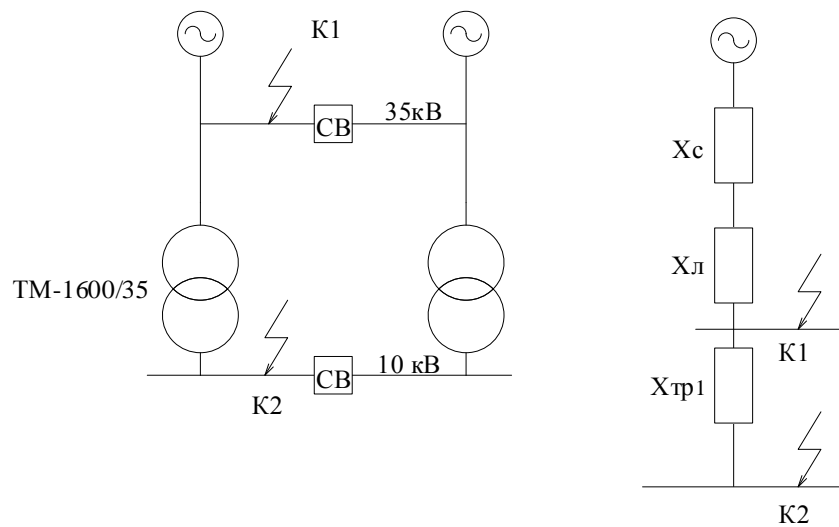


Рисунок 1.3 - Схема заміщення системи електропостачання для розрахунку струмів КЗ

Знайдемо значення струму КЗ на шинах високої сторони. Струм короткого замикання розраховується за формулою (1.8) [1]:

$$I_{к\ k1} = \frac{U_б}{\sqrt{3} \cdot z_{рез\ k1}} \quad (1.8)$$

де $I_{к\ k1}$ – струм короткого замикання в точці К1, кА;

$U_б$ – базисна напруга.

$$I_{к\ k1} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 95,74} = 0,211 \text{ кА}$$

Ударний струм розраховується за такою формулою (1.9):

$$i_{y_{K1}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K_{K1}} \quad (1.9)$$

де $i_{y_{K1}}$ - ударний струм короткого замикання в точці К1, кА;
 K_y - ударний коефіцієнт, який знаходиться за формулою (1.10) [1]:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_A}} \quad (1.10)$$

де T_A - часова складова, яка розраховується за формулою (1.11):

$$T_{A_{K1}} = \frac{X_{рез_{K1}}}{2 \cdot \pi \cdot \omega \cdot r_{рез_{K1}}} = \frac{X_{рез_{K1}}}{314 \cdot r_{рез_{K1}}} \quad (1.11)$$

де $x_{рез_{K1}}$ - індуктивна складова еквівалентного опору до точки КЗ в іменованих одиницях;

$r_{рез_{K1}}$ - активна складова еквівалентного опору до точки КЗ в названих одиницях.

$$T_{A_{K1}} = \frac{95,29}{314 \cdot 9,23} = 0,033 \text{ с;}$$

$$K_{y_{K1}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,033}} = 1,739$$

$$i_{y_{K1}} = \sqrt{2} \cdot 0,211 \cdot 1,739 = 0,528 \text{ кА}$$

Знайдемо значення струму КЗ на шинах низької сторони за формулою (1.12) [1, 4, 5]:

$$I_{K_{K1}} = \frac{U_{\phi}}{\sqrt{3} \cdot z_{рез_{K2}}} \quad (1.12)$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

$$I_{K_{K2}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 109,89} = 0,582 \text{ кА}$$

Ударний струм розраховується за формулою (1.13):

$$i_{y_{K2}} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K_{K2}} \quad (1.13)$$

де i_y - ударний струм короткого замикання в точці К2, кА;

K_y - ударний коефіцієнт.

Часова складова T_A розраховується за формулою (1.14) [1]:

$$T_{A_{K2}} = \frac{X_{\text{рез}_{K2}}}{2 \cdot \pi \cdot \omega \cdot r_{\text{рез}_{K2}}} = \frac{X_{\text{рез}_{K2}}}{314 \cdot r_{\text{рез}_{K2}}} \quad (1.14)$$

$$T_{A_{K2}} = \frac{109,89}{314 \cdot 10,63} = 0,033 \text{ с;}$$

$$K_{y_{K2}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,033}} = 1,739$$

$$i_{y_{K2}} = \sqrt{2} \cdot 0,582 \cdot 1,739 = 1,431 \text{ кА}$$

Відповідно до розрахованих значень струмів короткого замикання на шинах 35 і 10 кВ проведимо вибір комутаційної апаратури на підстанції [6].

Запишемо отримані результати до табл. 1.1:

Таблица 1.1 - Значення струмів КЗ в точках К1 та К2

Точка КЗ	I_k , кА	T_A , с	i_y , кА
К1	0,211	0,033	0,528
К2	0,582	0,033	1,431

1.5 Вибір силового трансформатора на підстанції

Оскільки від проектованої підстанції отримують живлення споживачі II і III категорії надійності, то відповідно до ПУЕ [7] у ньому має бути встановлено 2 силових трансформатора.

Технічно прийнятна потужність трансформаторів за формулою (1.15):

$$S_m = \frac{P_{в.макс} K_{II,III}}{\cos \phi_n K_{ав}} \quad (1.15)$$

де $\cos \phi_n$ – коефіцієнт потужності навантаження;

$K_{II,III}$ – коефіцієнт участі споживачів II та III категорії надійності у максимумі навантаження;

$K_{ав}$ – коефіцієнт аварійного перевантаження.

Визначимо коефіцієнт аварійного перевантаження для трансформаторів проектованої підстанції.

Згідно з ПУЕ [7] в аварійних режимах трансформатор можна перевантажувати на 40% ($K_{ав} = 1,4$) на час максимумів загальною тривалістю 6 годин на добу протягом не більше 5 діб. У цьому коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження трансформатора за умов його навантаження може бути трохи більше 0,75. Якщо хоч одна з цих умов не виконується, то ПТЕ [3] дозволяють навантаження на 30% ($K_{ав} = 1,3$) протягом 120 хвилин.

Приймемо коефіцієнт аварійного навантаження ($K_{ав} = 1,4$), оскільки загальна тривалість максимуму навантаження становить 5 годин, а коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження $K_{зпс} = 0,71$

$$S_m = \frac{1,5}{0,85} \cdot \frac{0,7}{1,4} = 0,88 \text{ МВА}$$

За шкалою стандартних значень потужностей трансформаторів, вибираємо такі варіанти для техніко-економічного порівняння:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

1. Трансформатори з номінальною потужністю 1 МВА.
2. Трансформатори з номінальною потужністю 1,6 МВА.

Виходячи з напруги, необхідної для живлення споживачів, підключених до підстанції, техніко-економічне порівняння проводиться для наступних типів трансформаторів:

1. ТМН – 1000/35.
2. ТМН – 1600/35.

Параметри цих трансформаторів обрано за [8, 9] і приведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 - Параметри силових масляних трансформаторів, що беруть участь у техніко-економічному порівнянні

Тип	U, кВ	Втрати, кВт		U _к , %	I _{хх} ,%	Маса, Т		Ціна, тис.грн.
		P _{хх}	P _к			повна	масла	
ТМН– 1000/35	35/10	3,6	18	6,5	1,4	4,3	1,32	1400
ТМН– 1600/35	35/10	5,1	26	6,5	1,1	5,46	1,64	1680

У табл. 1.2 використані такі позначення:

U – номінальна напруга обмоток трансформатора, кВ;

P_k – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

P_{xx} – втрати холостого ходу трансформатора, кВт;

U_k – напруга короткого замикання, %;

I_{xx} – струм холостого ходу трансформатора, %

1.6 Вибір високовольтної апаратури

1.6.1 Вибір вимикачів високої напруги

Вимикачі потужності вибираються за такими умовами:

1) за номінальною напругою за формулою (1.16) [8]:

$$U_{уст} \leq U_n \quad (1.16)$$

2) за робочим струмом за формулою (1.17):

$$I_{p\max} \leq I_n \quad (1.17)$$

3) за комутаційною здатністю на симетричний струм КЗ за формулою (1.18) [1]:

$$I_{II}(\tau) \leq I_{н.откл} \quad (1.18)$$

де $I_{II}(\tau)$ - чинне значення періодичної складової струму КЗ в момент часу τ після початку розбіжності дугогасних контактів вимикача;

$I_{н.откл}$ - номінальний струм при КЗ, який здатний відключити вимикач;

4) за комутаційною здатністю на асиметричний струм КЗ визначається за формулою (1.19):

$$\sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) + i_a(\tau) \leq \sqrt{2} \cdot I_{ПО.откл} \cdot (1 + \beta) \quad (1.19)$$

де $i_a(\tau)$ - аперіодична складова струму КЗ у момент розбіжності контактів і визначається за формулою (1.20):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						20
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

β - номінальне значення відносного вмісту аперіодичної складової в який вимикається струм короткого замикання;

$I_{ПО.откл}$ - постійна часу згасання аперіодичної складової струму кз. (0,05

с)

τ - найменший час від початку короткого замикання до моменту розбіжності дугогасних контактів, яке розраховується за формулою (1.21) [1]:

$$i_a(\tau) = \sqrt{2} \cdot I_{II}(\tau) \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (1.20)$$

$$\tau = t_{рз.мін} + t_{с.в.} \quad (1.21)$$

де $t_{рз.мін}$ - мінімальний час дії релейного захисту, приймається рівним 0,01.

$t_{с.в.}$ - власний час відключення вимикача;

$$\tau = 0,01 + t_{с.в.}$$

5) за електродинамічною стійкістю, визначається за формулою (1.22):

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (1.22)$$

де $i_{пр.скв}$ - амплітудне значення граничного наскрізного струму кз (за каталожними даними);

б) за термічною стійкістю, за виразом :

$$B_K \leq I_m^1 \cdot t_m \quad (1.23)$$

де B_K - тепловий імпульс з розрахунку;

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

I_m - граничний струм термічної стійкості за каталогом;

t_m - тривалість протікання струму термічної стійкості, с.

Обираємо вакуумний вимикач типу ВР35НСМ-35-20/1600-У1, зовнішній вигляд та габаритні розміри якого наведено на рис. 1.4 а, б [8–11].

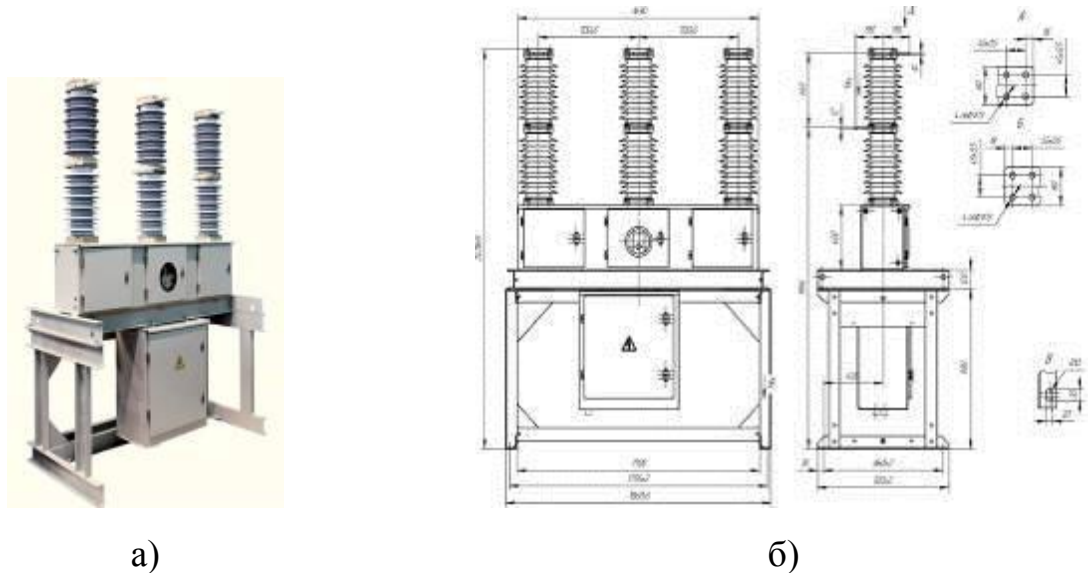


Рисунок 1.4 - Зовнішній вигляд та габаритні розміри вимикача ВР35НС

Номінальні параметри вимикача ВР35НС такі:

$$U_N = 35 \text{ кВ};$$

$$I_N = 1600 \text{ А};$$

$$I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА};$$

$$i_{\text{пр.скв}} = 52 \text{ кА};$$

$$i_T = 20 \text{ кА};$$

$$t = 3 \text{ с};$$

$$c.v. = 0,035 \text{ с};$$

Проводимо його перевірку:

За напругою:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						22
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{\text{ном}} = 35\text{кВ} = U_{\text{ном.м}} = 35\text{кВ}$$

За номінальним струмом:

$$I_{\text{ном}} = 1600\text{А} > I_{\text{розр}} = 24,2\text{А}.$$

За струмом відключення:

$$I_{\text{відкл}} = 20\text{кА} > I_{\text{к}} = 7,64\text{кА}.$$

За величиною ударного струму к.з в мережі:

$$i_{\text{пр.скв}} = 52\text{кА} > i_{\text{уд}} = 14,8\text{кА}$$

$$I_{\text{пр.скв}} = 20\text{кА} > I_{\text{к}} = 7,64\text{кА}$$

За значенням термічної стійкості:

$$I_t^2 \cdot t = 20^2 \cdot 3\text{кА}^2 \cdot \text{с} > I_k^2 (t_{\text{відкл}} + T_a) = 7,64^2 \cdot (5,2 + 0,023)\text{кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На спосібність вимикача вимкнути асиметричний струм короткого замикання:

$$\sqrt{2} \cdot I_k (1 + \beta_{\text{ном}}/100) = \sqrt{2} \cdot 20(1 + 0,25) > \sqrt{2} \cdot 7,64(1 + e^{\frac{-(0,05+0,1)}{0,007}}).$$

Таким чином, вимикач задовольняє умовам вибору.

					МР 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

1.6.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі обираються за такими умовами:

1) за напругою (1.24):

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}} \quad (1.24)$$

2) за конструкцією, роду установки;

3) за струму за виразом (1.25):

$$I_{\text{рmax}} \leq I_{\text{н}} \quad (1.25)$$

4) за значенням електродинамічній стійкості (1.26):

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{прскв}} \quad (1.26)$$

5) за значенням термічній стійкості (1.27):

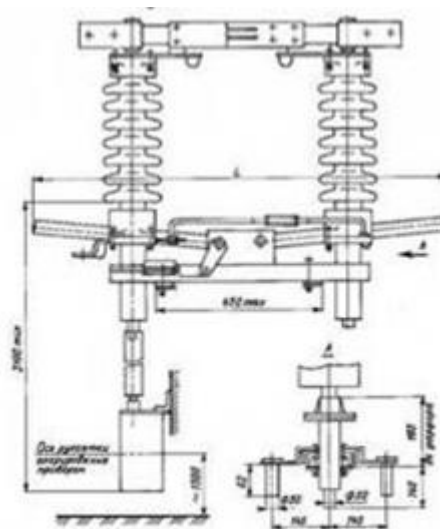
$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \quad (1.27)$$

За основним параметрами – обрано роз'єднувач РДЗ-16- 35/1000 УХЛ1 який зображено на рис.1.5 а та його креслення на рис 1.5 б [8–11].

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		24



а)



б)

Рисунок 1.5 - Зовнішній вигляд роз'єднувача РДЗ-16- 35/1000 УХЛ1

Номінальні параметри роз'єднувача наступні:

$$U_H = 35 \text{ кВ};$$

$$I_H = 1000 \text{ А};$$

$$I_m = 25 \text{ кА};$$

$$I_{пр.скв} = 63 \text{ кА};$$

$$B_m = 3 \text{ с};$$

1.6.3 Вибір вимірювальних трансформаторів

Трансформатори струму вибираються за такими умовами:

1) за номінальною напругою за формулою (1.28):

$$U_{уст} \leq U_{1ном} \tag{1.28}$$

2) за значенням робочого струму (1.29):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		25

$$I_{p\max} \leq I_n \quad (1.29)$$

3) за конструкцією та класу точності;

4) за значеннями електродинамічній стійкості за формулою (1.30):

$$i_y \leq i_{пр.скв} \quad (1.30)$$

де $i_{пр.скв}$ – амплітудне значення граничного наскрізного струму к.з. (за каталогом);

б) за значеннями термічної стійкості (1.31):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (1.31)$$

7) за значеннями опору навантаження за формулою (1.32):

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (1.32)$$

де $Z_{2ном}$ – опір вторинної обмотки відповідно до каталожних даних, розраховується за формулою (1.33):

$$Z_{2ном} = \frac{S}{I_{2ном}^2} \quad (1.33)$$

де Z_2 – розрахунковий опір вторинної обмотки трансформатора струму;

$Z_2 \approx r_2$, так як індуктивний опір вимірювальних ланцюгів невеликий, у свою чергу r_2 розраховується за формулою (1.34):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		26

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} \quad (1.34)$$

де $r_{\text{конт}}$ – опір контактів, приймається рівним 0,05 Ом;

$r_{\text{пр}}$ – опір приладів, який розраховується за формулою (1.35):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (1.35)$$

де $S_{\text{пр}}$ – потужність споживана приладами (вибирається з таблиць);

$r_{\text{пр}}$ – допустимий опір проводів, розраховується за формулою (1.36):

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{конт}} - r_{\text{пр}} \quad (1.36)$$

Після розрахунку опору дроту знаходиться його переріз за формулою (1.37):

$$F = \frac{\rho \cdot 2 \cdot L}{r_{\text{пр}}} \quad (1.37)$$

де ρ – питомий опір матеріалу дроту Ом·м, для алюмінію $\rho=0,0283$ Ом·м, для міді $\rho=0,0175$ Ом·м;

L - довжина дротів від трансформаторів струму до приладів, м.

За розрахованим перетином дроту, який не повинен бути меншим 2,5 мм² для міді і 4 мм² для алюмінію (за механічною міцністю), перераховуємо опір $r_{\text{пр}}$ та його значення підставляємо у формулу (1.37).

Вибираємо трансформатори струму GIF 36, зовнішній вигляд якого зображено на рис.1.6 [8–11].

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27



Рисунок 1.6 - Зовнішній вигляд та габаритні розміри трансформатора струму
GIF 36

Номінальні параметри трансформатора струму наступні:

$$U_N = 38,5 \text{ кВ};$$

$$I_N = 200 \text{ А};$$

$$i_{2n} = 5 \text{ А};$$

$$i_m = 7 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 42 \text{ кА};$$

$$B_{23m} = 30 \text{ ВА};$$

$$B_{23} = 30 \text{ ВА};$$

$$T = 3 \text{ с.}$$

1.6.4 Вибір ОПН на стороні 35 кВ

Процедура вибору складається із двох основних етапів, який зображений на рис.1.7:

- 1) вибір електричних характеристик ОПН відповідно до параметрів мережі;
- 2) вибір механічних характеристик ОПН та його кліматичного виконання [8–11].

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						28
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Список скорочень:

m – клас напруги мережі;

U_c - найбільша робоча напруга;

U_r - номінальна напруга ОПН;

TOV - тимчасові перенапруги

T - коефіцієнт тимчасових перенапруг;

k – коефіцієнт замикання на землю;

U_{ps} - захисний рівень при комутаційних перенапруженнях;

U_{pl} – захисний рівень при грозових перенапругах;

U_{ws} – рівень ізоляції при комутаційних перенапругах;

U_{wl} – рівень ізоляції при грозових перенапругах.

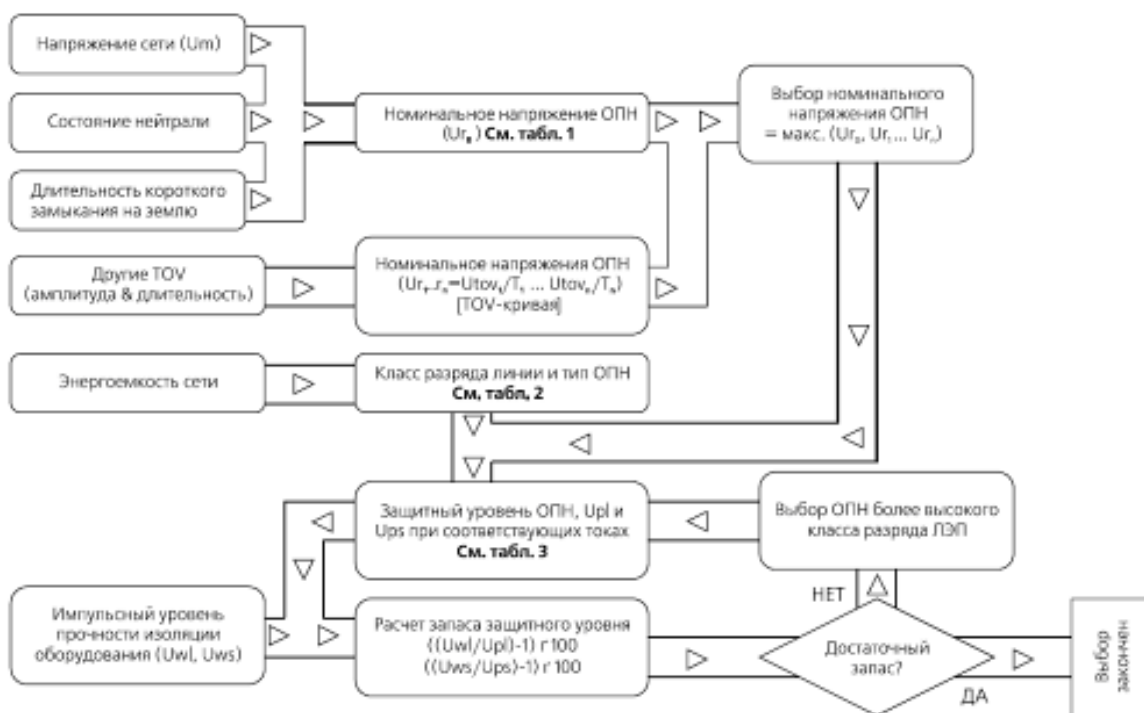


Рисунок 1.7 - Діаграма вибору ОПН

Вибір номінальної напруги ОПН (U_r).

Для кожного класу напруги мережі в таблицях «Захисні характеристики ОПН» дані значення номінальних напруг U_r і максимальних тривало допустимих робочих напруг ОПН U_c , при яких з достатнім запасом ОПН ви-

тримує фактичну максимальну тривалу робочу напругу системи U_{ca} . Таким чином, вибір U_r залежить лише від тимчасово допустимих підвищень напруги на ОПН TOV , їх амплітуди та тривалості.

Тимчасово допустимі підвищення напруги на ОПН - це досить тривалі напруги, як правило, промислової частоти, з гармоніками або без них. Обмежувачі повинні витримувати дані підвищення напруги без втрати теплової стійкості.

Найчастіше одно- або двофазні замикання призводять до виникнення тимчасових перенапруг у здоровій фазі(ах), а також у нейтралі силових трансформаторів. Їхня амплітуда визначається станом нейтралі в системі, а тривалість - часом усунення пошкодження.

Вважається, що системи з глухозаземленою нейтраллю мають коефіцієнт замикання на землю за формулою (1.38) [8,12–14]:

$$k = \frac{U_{tov}}{U_{ca}} \leq 1,4 \quad (1.38)$$

В інших випадках (ізольована нейтраль чи заземлення нейтралі через резистор) коефіцієнт замикання приймається рівним $k=1,73$.

Для систем з глухозаземленою нейтраллю час, необхідний усунення пошкоджень, зазвичай становить менше 1 з, але може помітно відрізнятися у різних системах. Значення TOV тривалістю 1 і 10 с, що витримуються ОПН, наводяться в [8,12–14]. Для того щоб визначити значення TOV з іншою тривалістю або для інших конкретних умов, слід слідувати нижче зазначеній процедурі:

3) окремо розглядається кожне TOV ;

4) по TOV -кривим (можуть бути представлені заводом виробником) визначається коефіцієнт T для часу, що відповідає часу, який потрібний для усунення пошкоджень.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

5) дасть мінімальне значення U_r , при якому ОПН витримує це підвищення напруги без пошкодження.

б) найбільша величина U_r з отриманих кожного TOV обчислень буде шуканим значенням U_r .

У таблиці 1.3 наводяться мінімальні значення номінальної напруги (U_r) ОПН. Рекомендується завжди вибирати найближчу максимальну величину U_r з даного каталогу [8,12–14].

Таблиця 1.3 - Мінімальні значення номінальної напруги (U_r) ОПН

Стан нейтралі	Тривалість ушкодження	Напруга системи U_m , кВ	Мін. ном. напр. ОПН U_r , кВ
Глухо-заземлена	≤ 1 с	≤ 100	$\geq 0,8 \cdot U_m$
Глухо-заземлена	≤ 1 с	≥ 100	$\geq 0,72 \cdot U_m$
Не глухо-заземлена	≤ 10 с	≤ 170	$\geq 0,91 \cdot U_m \geq 0,93 \cdot U_m$ (EXLIM T)
Не глухо-заземлена	≤ 2 год	≤ 170	$\geq 1,11 \cdot U_m$
Не глухо-заземлена	> 2 год	≤ 170	$\geq 1,25 \cdot U_m$

1.6.5 Вибір енергоємності ОПН

Енергоємність обмежувача є характеристикою, що відображає сукупність впливів на нього в різних режимах при напругах вище U_c .

Клас енергоємності ОПН характеризується величиною питомої енергії, що поглинається в кДж на 1 кВ номінальної напруги. За відсутності спеціальних розрахунків на вибір класу енергоємності необхідно вибирати такі класи, які показані в табл.1.4 [8,12–14]:

Таблиця 1.4 - Класи ОПН для різної напруги

Для мережі 110 кВ	Клас R
Для мережі 150 кВ	Клас R
Для мережі 220 кВ	Клас Q
Для мережі 330 кВ	Клас P
Для мережі 500 кВ	Клас P
Для мережі 750 кВ	Клас T

При можливості виникнення перехідного резонансу (за відсутності викиачів на стороні ВН, комутаціях блоку лінія - трансформатор), при встановленні в мережах з частково роз'єднаними нейтраліями трансформаторів, обмежувачі повинні вибиратися на клас вище по відношенню до зазначеного.

Вибір рівня захисту (U_{pl} та U_{ps})

Для координації рівнів ізоляції враховується рівень захисту при грозовому імпульсі (U_{pl}) для $U_m \leq 362$ кВ та амплітуді струму 10 кА, для більш високих рівнів напруг - 20 кА. Аналогічно рівень захисту при комутаційному імпульсі (U_{ps}) визначається в діапазоні струмів від 0,5 кА (для $U_m \leq 170$ кВ) до 2 кА (при $U_m \geq 362$ кВ). Ці значення можна взяти з таблиць, наведених у цьому виданні, або легко обчислити за табл. 1.5. У разі обчислені значення слід округлювати у велику сторону [8,12–14].

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Таблиця 1.5 – Параметри вибору рівня захисту

1	2	3	4	5
Тип ОПН	Ном. розрядний струм I_n , кА	U_{pl}/U_r , при 10 кА	U_{pl}/U_r , при 20 кА	U_{ps}/U_r
EXLIM R	10	2,590	-	2,060 / 0,5 кА
PEXLIM R	10	2,500	-	2,045 / 0,5 кА
EXLIM Q	10	2,350	-	1,981 / 1,0 кА
PEXLIM Q	10	2,350	-	1,981 / 1,0 кА
EXLIM P	20	2,275	2,5	2,020 / 2,0 кА
PEXLIM P	20	2,275	2,5	2,020 / 2,0 кА
EXLIM T	20	2,200	2,4	1,976 / 2,0 кА

Примітка: U_{pl} и U_{ps} вірні для ОПН АББ.

1.6.6 Перевірка запасу захисного рівня

Запас захисного рівня (%), обчислений при відповідному імпульсі струму з відповідною амплітудою за таблицею 3.3, визначається таким чином: [8,12–14]

1) Запас захисного рівня при грозових перенапруженнях (1.39):

$$\left[\left(\frac{U_{wl}}{U_{pl}} \right) - 1 \right] \cdot 100 \quad (1.39)$$

де U_{wl} - імпульсна міцність ізоляції обладнання під час грозового імпульсу;

2) Запас захисного рівня при комутаційних перенапруженнях за формулою (1.40):

$$\left[\left(\frac{U_{ws}}{U_{ps}} \right) - 1 \right] \cdot 100 \quad (1.40)$$

де U_{ws} - імпульсна міцність ізоляції обладнання при комутаційному імпульсі.

Через низький коефіцієнт $\frac{U_{pl}}{U_{ps}}$, а також через те, що більшість сучасного обладнання має високий коефіцієнт $\frac{U_{wl}}{U_{ws}}$, наявного запасу рівня захисту зазвичай більш ніж достатньо. Однак залежно від електричних відстаней між ОПН і обладнанням, що захищається, запас U_{pl} може зменшитися, і ОПН не зможуть захищати обладнання, яке не підключене в безпосередній близькості від них (тобто в зоні, що захищається). Наявність ОПН типу PEXLIM альтернативних варіантів установки може допомогти у зниженні впливу ефекту відстані. Використання додаткових ОПН на лінійних вводах підстанцій також полегшує це завдання [8,12–14].

Рекомендується мати запас захисного рівня (з урахуванням «ефекту відстані») близько 20% або більше для того, щоб взяти до уваги зниження перенапруг, що максимально витримуються, через старіння обладнання. Якщо обраний тип обмежувача не забезпечує бажаного запасу захисного рівня, вибір повинен бути зроблений на користь обмежувача з вищим класом енергоємності, що автоматично дає меншу величину U_{pl} .

Вибираємо ОПН для високої сторони 35 кВ.

Для вибору ОПН з табл. 1.3 беремо формулу для вибору мінімальної номінальної напруги ОПН U_g . Для лінії з глухозаземленою нейтраллю, напругою 35 кВ за умови, що тривалість пошкодження менше 1с, за наступною формулою (1.41) [8,12–14]:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$U_r \geq 0,72 \cdot U_m \quad (1.41)$$

$$U_r = 0,72 \cdot 35 = 25,2 \text{ кВ}$$

Вибираємо клас ОПН, для мережі напругою 35 кВ за табл. 1.4 вибираємо ОПН класу R. Також при виборі ОПН потрібно вибрати його номінальний розрядний струм, для мереж 35 кВ і вище, його слід брати 10 кА.

Виходячи з цих даних, вибираємо ОПН марки *Pexlim R* з полімерним корпусом фірми АВВ [6], зовнішній вигляд якого показано на рис. 1.8 [8,12–14].

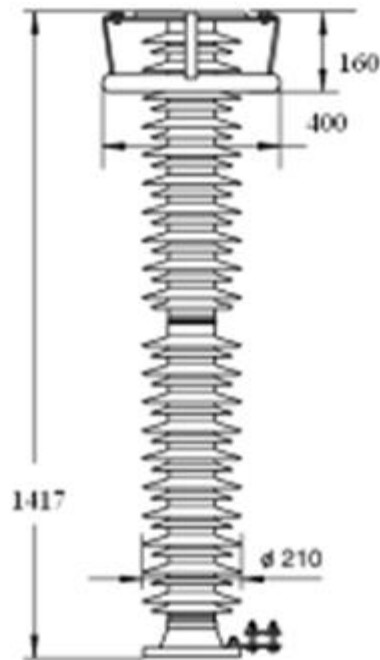


Рисунок 1.8 - Зовнішній вигляд ОПН

Номінальні параметри ОПН *Pexlim R*:

Номінальна напруга ОПН (U_r) – 90 кВ \geq 79,2 кВ;

Довго допустима робоча напруга ($U_{нр}$) -72 кВ;

Здатність протистояти тимчасовим перенапруг за 1с -103 кВ;

Напруга, що залишається, при хвилях струму 10 кА - 225 кВ;

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		35

Розрахуємо, яку напругу грозового імпульсу витримає наш ізолятор. З таблиці 3.3 для ОПН марки *Pexlim R* відношення $\frac{U_{pl}}{U_r} = 2,50$ для $Um \leq 374$ кВ і амплітуди струму 10 кА. Знаходимо U_{pl} :

$$U_{pl} = U_r \cdot 2,50 = 90 \cdot 2,50 = 225 \text{ кВ}$$

Рівень захисту комутаційного імпульсу вибирається за співвідношенням $\frac{U_{ps}}{U_r} = 2,045$ при $Um \leq 170$ кВ і струмі 0,5 кА;

$$U_{ps} = U_r \cdot 2,045 = 90 \cdot 2,045 = 184,05 \text{ кВ}$$

1.7 Релейний захист та автоматика

1.7.1 Захист трансформаторів

Відповідно до ПУЕ [7] для силових трансформаторів мають бути передбачені пристрої релейного захисту від таких видів пошкоджень та ненормальних режимів роботи:

- багатозазних замикань в обмотках та на виводах;
- виткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми КЗ;
- струмів в обмотках, обумовлених навантаженням;
- зниження рівня олії.

Для захисту від пошкоджень усередині кожуха, що супроводжуються виділенням газу, і зниження рівня масла передбачається газовий захист.

Газовий захист повинен діяти на сигнал при слабкому газоутворенні та зниженні рівня масла та на відключення при інтенсивному газоутворенні та подальшому зниженні рівня масла [15–19].

Для захисту від пошкоджень на висновках, а також від внутрішніх пошкоджень передбачається поздовжній диференціальний струмовий захист

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		36

без витримки часу. Вона має діяти на відключення трансформатора з усіх боків.

Так як на проектованій підстанції трансформатори приєднуються до ліній живлення без вимикачів, то для відключення пошкоджень в трансформаторі передбачається установка короткозамикачів для штучного замикання на землю однієї фази, і відділників, що автоматично відключаються в безструмову паузу АПВ лінії живлення.

Для захисту від струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми багатофазними КЗ, передбачається максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги [15–19].

1.7.2 Газовий захист

Газовий захист заснований на використанні явища газоутворення у баку пошкодженого трансформатора. Інтенсивність газоутворення залежить від характеру та розмірів пошкодження. Це дає змогу виконати газовий захист, здатний розрізняти ступінь пошкодження та, залежно від цього, діяти на сигнал або відключення [11,20].

Основним елементом газового захисту є газове реле, яке встановлюється в маслопроводі між баком та розширювачем. На трансформаторах типу *ТВН-1600/35*, що встановлюються на проектованій підстанції, використовується газове реле типу *BF-80/Q* з двома пластмасовими кулястими поплавцями.

Переваги газового захисту: висока чутливість та реагування практично на всі види пошкоджень усередині бака; порівняно невеликий час спрацьовування (0,05 - 0,5 с); простота виконання, а також здатність захищати трансформатор при неприпустимому рівні масла з будь-яких причин. Поряд із цим захист має ряд істотних недоліків, основний з яких – не реагування на пошкодження, розташовані поза баком, в зоні між трансформатором і вимикачами [11,20].

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

1.7.3 Диференціальний струмовий захист на реле ДЗТ – 11

Визначимо первинні струми для всіх сторін трансформатора, що відповідають, відповідні його номінальної потужності (1.42):

$$I_{ном} = \frac{S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{нт}} \quad (1.42)$$

$U_{нт}$ - номінальна напруга обмотки трансформатора, кВ.

За цими струмами визначимо відповідні вторинні струми в плечах захисту, виходячи з коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму K_i та коефіцієнтів схеми K_{cx} , які визначаються за таблицею 1.5 (1.43) [11,20]:

$$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{cx}}{K_i} \quad (1.43)$$

Розрахунки приведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Розрахунок первинних та вторинних струмів у плечах захисту

Найменування величини	Числове значення сторони	
	35 кВ	10 кВ
Первинний струм на сторонах трансформатора, що захищається, А	74	809
Схема з'єднання трансформаторів струму	Δ	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	100/5	1000/5
Вторинний струм у плечах захисту, А	3,62	4,37

Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму для трансформаторів струму, з'єднаних у Δ , прийняті, виходячи з первинного струму $\sqrt{3}I_{ном}$, щоб отримати вторинний струм у плечах захисту менше 5 А [11,20].

Основною стороною для проекрованої підстанції є сторона 10 кВ, так як для цієї сторони вторинний струм у плечах захисту більше, ніж вторинні струми для інших сторін.

Виберемо сторону, до трансформаторів струму якої доцільно приєднати гальмівну обмотку реле.

Відповідно до рекомендацій пункту 3.1.5. [9] гальмівну обмотку реле доцільно включити на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні нижчої напруги, так як при підключенні гальмівної обмотки тільки до трансформаторів струму, встановлених на одній зі сторін трансформатора, що захищає, визначальною умовою для вибору струму спрацьовування захисту залишається відбудова від КЗ.

Мінімальний струм спрацьовування захисту визначається за умовою відбудови від кидка струму, що намагнічує, при включенні ненавантаженого трансформатора під напругу за формулою (1.44) [11,20]:

$$I_{сз.мин} = K_{отс} K_{выг} I_{ном.110}, \quad (1.44)$$

де $K_{отс}$ – коефіцієнт відбудови (в орієнтовних розрахунках допускається приймати $K_{отс} = 1,5$);

$K_{выг}$ – коефіцієнт вигідності (для трансформаторів приймається $K_{выг} = 1$);

$$I_{сз.мин} = 1,5 \cdot 1 \cdot 125,5 = 188,3 \text{ А.}$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		39

Визначимо числа витків робочої обмотки трансформатора струму (НТТ), що насичується, реле для основної і не основної сторін, виходячи зі значення мінімального струму спрацьовування захисту.

Струм спрацьовування реле на основній стороні (1.45):

$$I_{cp.осн} = \frac{I_{сз.мин} K_{сх} K_m}{K_{i10}}, \quad (1.45)$$

де K_m – коефіцієнт трансформації силових трансформаторів

Число витків робочої обмотки НТТ реле для основної сторони визначаємо за формулою (1.46):

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}}, \quad (1.46)$$

де $F_{ср}$ – МДС спрацьовування реле (для ДЗТ – 11 $F_{ср} = 100A$ [9]).

Число витків робочої обмотки НТТ реле для не основної сторони визначаємо за формулою (1.47):

$$\omega_{расч} = \omega_{осн} \frac{I_{осн.в}}{I_{ном.в}}. \quad (1.47)$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

Таблиця 1.7 – Розрахунок необхідної кількості витків робочої обмотки НТТ реле

Найменування величини	Позначення	Числове значення
Струм спрацьовування реле на основній стороні, А	$I_{\text{ср.осн}}$	6,56
Число витків робочої обмотки НТТ реле для основної сторони: розрахункове прийняте	$\omega_{\text{осн.расч}}$ $\omega_{\text{осн}} = \omega_{I_{\text{ур}}}$	15,24 15
Число витків робочої обмотки НТТ реле для боку 110 кВ: розрахункове прийняте	$\omega_{II.\text{расч}}$ $\omega_{II} = \omega_{\text{раб}}$	18,1 18

Приймаємо до використання такі числа витків: $\omega_{\text{раб}} = 18$ витків, $\omega_{II.\text{ур}} = 16$ витків и $\omega_{I.\text{ур}} = 15$ витків, що відповідає мінімальному струму спрацьовування захисту $I_{\text{сз.мин}} = 191,3\text{А}$.

Виберемо необхідну кількість витків гальмівної обмотки НТТ реле. Для цього розглянь зовнішні КЗ між трьома фазами у максимальному режимі роботи системи. При включенні гальмівної обмотки на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні нижчої напруги, розрахунковим є КЗ на стороні 10 кВ (вибирається за більшим значенням числа витків гальмівної обмотки). Виходячи з отриманих значень струмів (таблиця 6), визначимо первинний струм небалансу та необхідну кількість витків гальмівної обмотки [11,20].

Результуючий струм у гальмівній обмотці визначаємо за формулою (1.48):

$$I_{\text{торм}} = K_{\text{сх}} I_{\text{по}}^{(3)} \quad (1.48)$$

Первинний розрахунковий струм небалансу визначаємо за формулою (1.49):

$$I_{\text{нб.расч}} = \left(K_a K_{\text{одн}} \xi + \Delta U_{\text{рпн}} K_{\text{ток}} + \left| \frac{\omega_{\text{I.расч}} - \omega_{\text{II.ур}}}{\omega_{\text{I.расч}}} \right| K_{\text{ток}} \pm \left| \frac{\omega_{\text{II.расч}} - \omega_{\text{раб}}}{\omega_{\text{II.расч}}} \right| K_{\text{ток}} \right) I_{\text{по}}^{(3)}, \quad (1.49)$$

де K_a – коефіцієнт, що враховує аперіодичну складову струму КЗ (приймається рівним 1);

$K_{\text{одн}}$ – коефіцієнт однотипності трансформаторів струму (при однотипних трансформаторах струму приймається рівним 1);

ξ – відносна похибка трансформаторів струму ($\xi = 0,1$);

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – діапазон регулювання пристрою РПН, о.е.;

$K_{\text{ток}}$ – коефіцієнт струморозподілу.

Число витків гальмівної обмотки НТТ реле визначаємо за формулою (1.50):

$$\omega_{\text{торм}} = K_{\text{отс}} \frac{I_{\text{нб.расч}} \omega_{\text{расч}}}{I_{\text{торм}} \text{tg} \alpha}. \quad (1.50)$$

Розрахунок приведений в табл. 1.8 та 1.9.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		42

Таблиця 1.8 - Розрахунок числа витків гальмівної обмотки НТТ реле при КЗ на стороні 35 кВ

Найменування величини	Числове значення
Результуючий струм у гальмівній обмотці, А	6516
Первинний розрахунковий струм небалансу, А	994,4
Кількість витків гальмівної обмотки НТТ реле: розрахунковий	4,93
прийняте	5

Таблиця 1.9 - Розрахунок числа витків гальмівної обмотки НТТ реле при КЗ на стороні 10 кВ

Найменування величини	Числове значення
Результуючий струм у гальмівній обмотці, А	9390
Первинний розрахунковий струм небалансу, А	24980,3
Кількість витків гальмівної обмотки НТТ реле: розрахунковий	8,11
прийняте	9

Отримали 2 значення $\omega_{\text{торм}} = 9$ и $\omega_{\text{торм}} = 5$. Приймаємо до встановлення на реле більше значення, тобто $\omega_{\text{торм}} = 9$ витків.

Визначимо чутливість захисту при металевому КЗ в зоні, що захищається, коли гальмування відсутня (при включенні гальмівної обмотки реле на суму струмів трансформаторів струму, встановлених на стороні 10 кВ, гальмування відсутня завжди). Розглядається КЗ між двома фазами за 10 кВ. Струм КЗ у таблиці 5.

Коефіцієнт чутливості захисту за формулою (1.51):

$$K_q = \frac{I_{\text{нокЗ}}^{(2)} / K_m K_{\text{сх}}^{(2)}}{I_{\text{сз.мин}} K_{\text{сх}}^{(3)}} \quad (1.51)$$

$$K_q = \frac{4616 / \frac{11}{115} \cdot \sqrt{3}}{191,3 \cdot \sqrt{3}} = 2,31$$

Так як $K_q > 1,5$, то захист відповідає вимогам ПУЕ [7], тобто проходить по чутливості.

Максимальний струмовий захист із комбінованим пуском напруги від струмів в обмотках трансформаторів, спричинених зовнішніми КЗ.

Захист виконується за допомогою реле струму РТ – 40, фільтра-реле напруги зворотної послідовності РНФ – 1М та мінімального реле напруги РН – 54.

Первинний струм спрацьовування захисту визначаємо за формулою (1.52):

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{ном}} \quad (1.52)$$

Де $K_{\text{отс}}$ – коефіцієнт відстройки (для реле РТ – 40 $K_{\text{отс}} = 1,2$ [11,20]);

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт повернення реле (для реле РТ – 40 $K_{\text{в}} = 0,8$ [11,20]);

$I_{\text{ном}}$ – приймається за табл. 1.7.

Первинне напруження спрацьовування захисту визначається за такими умовами.

Для мінімального реле напруги, включеного на міжфазну напругу виходячи з забезпечення повернення реле після відключення зовнішнього КЗ, значення якого визначається за формулою (1.53):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						44
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$U_{cз} \leq \frac{U_{min}}{K_{омс} K_{\delta}} \quad (1.53)$$

Відбудова від напруги самозапуску при включенні від АПВ або АВР загальмованих двигунів навантаження визначається за формулою (1.54):

$$U_{cз} \leq \frac{U_{зан}}{K_{омс}}, \quad (1.54)$$

де U_{min} міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску після відключення зовнішнього КЗ (U_{Hmin} [9]);

$U_{зан}$ – міжфазна напруга в місці встановлення захисту в умовах самозапуску загальмованих двигунів навантаження при включенні їх від АПВ або АВР ($U_{зан} = 0,7U_H$ [11,20]);

$$K_{омс} = 1,2; K_{\delta} = 1,2 [11,20].$$

Для фільтра-реле напруг зворотної послідовності, виходячи з мінімальної уставки пристрою (6 В міжфазних) визначаємо за формулою (1.55):

$$U_{2cз} = 0,06U_H. \quad (1.55)$$

Вторинний струм спрацьовування реле визначаємо за формулою (1.56):

$$I_{cn} = I_{cз} \frac{K_{cx}}{K_i}. \quad (1.56)$$

Витримка часу захисту вибирається за умовою узгодження з останніми, найбільш чутливими ступенями захисту від багатофазних КЗ попередніх елементів (відходять лінії – для боку 10 кВ, максимальні струмові захисту (МТЗ) сторони 10 кВ – для сторони 35 кВ) визначаємо за формулою (1.57):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						45
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$t_{cз} = t_{cз.макс.пред} + \Delta t \quad (1.57)$$

де $t_{cз.макс.пред}$ – найбільший час спрацьовування попереднього ступеня захисту, с;

Δt –ступінь селективності, с ($\Delta t = 0,5с$).

Чутливість захисту визначається за такими виразами:

для реле струму за формулою (1.58):

$$K_{чi} = I_{но}^{(2)} / I_{cз}; \quad (1.58)$$

для мінімального реле напруги за формулою (1.59):

$$K_{чU} = U_{cз} K_{\theta} / U_{з.макс}; \quad (1.59)$$

для фільтра-реле напруг зворотної послідовності за формулою (1.60):

$$K_{ч2U} = U_{2з.мин} / U_{2cз}; \quad (1.60)$$

де $U_{з.макс}$ – первинне значення міжфазної напруги в місці установки захисту при КЗ в зоні, що захищається, кВ;

$U_{2з.мин}$ – первинне значення міжфазної напруги зворотної послідовності в місці установки захисту при КЗ в зоні, що захищається, кВ.

Розрахунок приведений в табл. 1.10.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

Таблиця 1.10 – Розрахунок МТЗ трансформатора з комбінованим пуском напруги.

Місце встановлення захисту	$I_{ном}$ А	$I_{сз}$ А	K_i	$I_{ср}$ А	$U_{сз}$ В	$U_{2сз}$ В	$t_{сз}$ с	Чутливість					
								Основна зона			Резервна зона		
								$K_{чi}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$	$K_{чi}$	$K_{чU}$	$K_{ч2U}$
РУ-10 кВ	80 9	125 2,4	100 0/5	6,5 6	583 3	60 0	1	2, 35	1,5 12	5,0 6	1,2 02	1,2 12	2,5 9
РУ-35 кВ	74	104, 7	100/ 5	10, 87	641 67	66 00	1, 5	2, 34	1,5 1	1,5 7	1,2 01	1,2 01	1,2 05

Оскільки всі коефіцієнти чутливості (табл. 1.10) в основній зоні більше 1,5, а резервній зоні більше 1,2, то захист задовольняє вимогам ПУЕ [7], тобто проходить по чутливості.

Захист виконується за допомогою реле струму РТ – 40. Первинний струм спрацьовування захисту визначається за формулою (1.52). $K_{омс} = 1,05$ по [11,20]. Струм спрацьовування реле визначається (1.56). Результати розрахунку приведено в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Розрахунок первинних та вторинних струмів у витках захисту.

Найменування величини	Числове значення сторони	
	35 кВ	10 кВ
Первинний струм на стороні трансформатора, А	74	809
Первинний струм спрацьовування захисту, А	104,7	1252,4
Схема з'єднання трансформаторів струму	Δ	Y
Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму	100/5	1000/5
Струм спрацьовування реле, А	9,51	5,74

1.7.4 Автоматика підстанції

На лінійних вимикачах відхідних ліній проектованої підстанції передбачаються пристрої автоматичного повторного увімкнення (АПВ). Їхнє призначення – автоматичне повторне включення ліній під напругу після відключення їх релейним захистом при КЗ. Якщо КЗ було нестійким, лінія залишається в роботі, інакше відключається знову релейним захистом. Тому пристрої АПВ повинні бути одноразової дії, щоб уникнути повторного включення на сталі КЗ.

Принципова схема АПВ для лінії на випрямленому оперативному струмі представлена рис 1.9. У комплектний пристрій РПВ-58 входять: реле часу КТ типу ЕВ-133 з додатковим резистором R1; проміжне реле КЛ1 із двома обмотками; конденсатор С (20 мкФ); зарядний резистор R2 та розрядний резистор R3.

Пуск схеми АПВ відбувається при відключенні вимикача релейним захистом. Невідповідність положень ключа і вимикача характеризується тим, що через контакти ключа 1-3 на схему АПВ, як і раніше, подається плюс оперативного струму, а раніше розімкнений допоміжний контакт вимикача SQ.1 переключився і замкнув ланцюг обмотки реле КQT, яке, спрацювавши, подає контактом .1 мінус обмотування реле часу КТ.

При спрацьовуванні реле часу розмикається його миттєвий контакт КТ.1 і вводиться в ланцюг обмотки реле додатковий опір.

Після закінчення встановленої витримки часу реле КТ підключає замикаючим контактом КТ.2 паралельну обмотку реле КЛ1 до конденсатора С. Реле КЛ1 при цьому спрацьовує від струму розряду конденсатора і подає команду на включення вимикача. Вимикач включається, розмикається його допоміжний контакт SQ.1 та повертаються у вихідне положення реле КQT, КЛ.1 та КТ.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		48

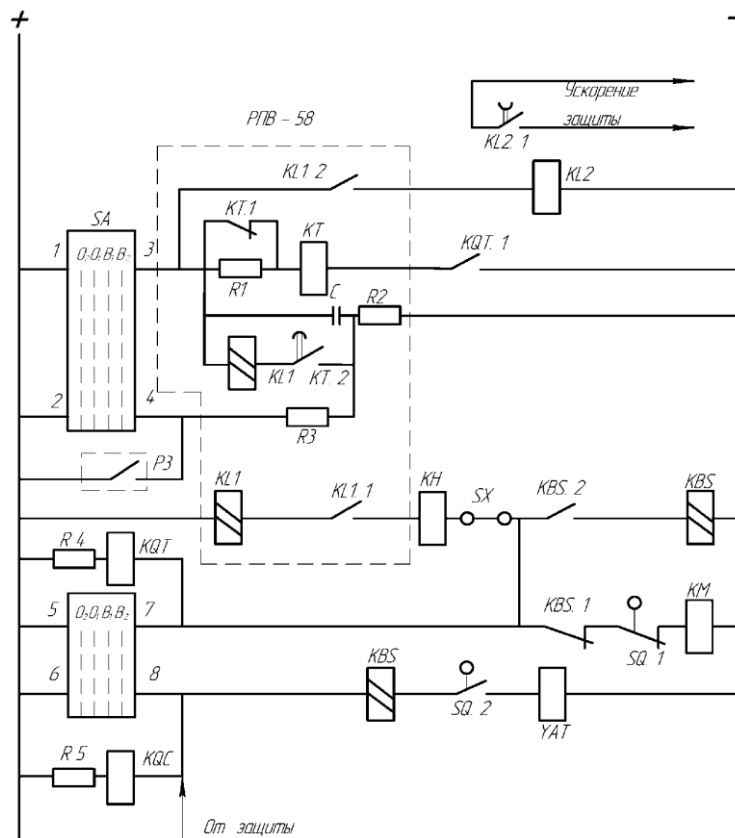


Рисунок 1.9 - Схема пристрою АПВ одноразової дії для лінії на випрямленому оперативному струмі

Якщо пошкодження на лінії було нестійким, вона залишиться у роботі. Після розмикання контакту реле часу КТ.2 конденсатор С почне заряджатися через зарядний резистор R2, опір якого вибирається таким, щоб час заряду конденсатора становив 20-25 с. Таким чином, через вказаний час схема АПВ буде підготовлена до нової дії [8,17].

Якщо пошкодження було стійким, то вимикач, що включився під дією схеми АПВ, знову відключиться релейним захистом і знову спрацьовують реле КQТ і КТ. Реле КL.1 вдруге не спрацьовує, оскільки конденсатор С розряджений. Таким чином, розглянута схема забезпечує одноразову дію при КЗ лінії.

У разі відключення лінії захистом P3, коли дія АПВ не потрібна, через резистор R3 провадиться розряд конденсатора. Для запобігання багаторазо-

вому включенню вимикача на стійке КЗ, у разі виходу із ладу контактів реле КЛ1 у замкнутому стані, у схемі управління встановлюється спеціальне проміжне реле КБС типу РП-232. Це реле спрацьовує при проходженні струму по котушці відключення вимикача і утримується в положенні до зняття команди на вимикання. Ланцюг обмотки КМ при цьому розмикається контактом КБС.1, завдяки чому запобігає включенню вимикача.

На секційних вимикачах збірних шин проекрованої підстанції, а також на вимикачі, встановленому в містку на стороні 110 кВ є пристрої автоматичного включення резерву (АВР). Їхнє призначення – автоматичне включення цих вимикачів при аварійній втраті напруги на одній із секцій шин (для секційних вимикачів), щоб забезпечити харчування споживачів цієї секції від другої секції збірних шин; автоматичне підключення двох трансформаторів до однієї лінії живлення (для вимикача в містку) при аварії на другій, або двох ліній до одного трансформатора при аварійному відключенні другого трансформатора.

На рис. 1.10 наведено схему АВР на випрямленому оперативному струмі для секційного вимикача. Секційний вимикач Q3 нормально вимкнено. Оперативний струм для схеми автоматики подається від трансформаторів потреб Т3 і Т4. Особливістю схеми є те, що при зникненні напруги на одній лінії (W1 або W2) пристрій АВР включає секційний вимикач Q3, а при відновленні напруги лінії автоматично відновлює нормальну схему підстанції.

Пусковим органом схеми автоматики є реле часу КТ1 і КТ2 типу ЕВ-235, контакти яких КТ1.2 і КТ2.2 послідовно включені в ланцюги УАТ1. Послідовно з контактами цих реле включений миттєвий контакт реле часу КТ3.1 трансформатора Т2, яке контролює напругу цього трансформатора. Обмотки реле КТ1 та КТ2 включені на різні трансформатори (Т3 та ТV1), що унеможлиблює помилкову дію пускового органу. Реле КТ1, підключеного до трансформатора власних потреб Т3, встановленого до вимикача трансформа-

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		50

тора Т1, використовується також контролю за появою напруги на Т1 при включенні лінії W1.

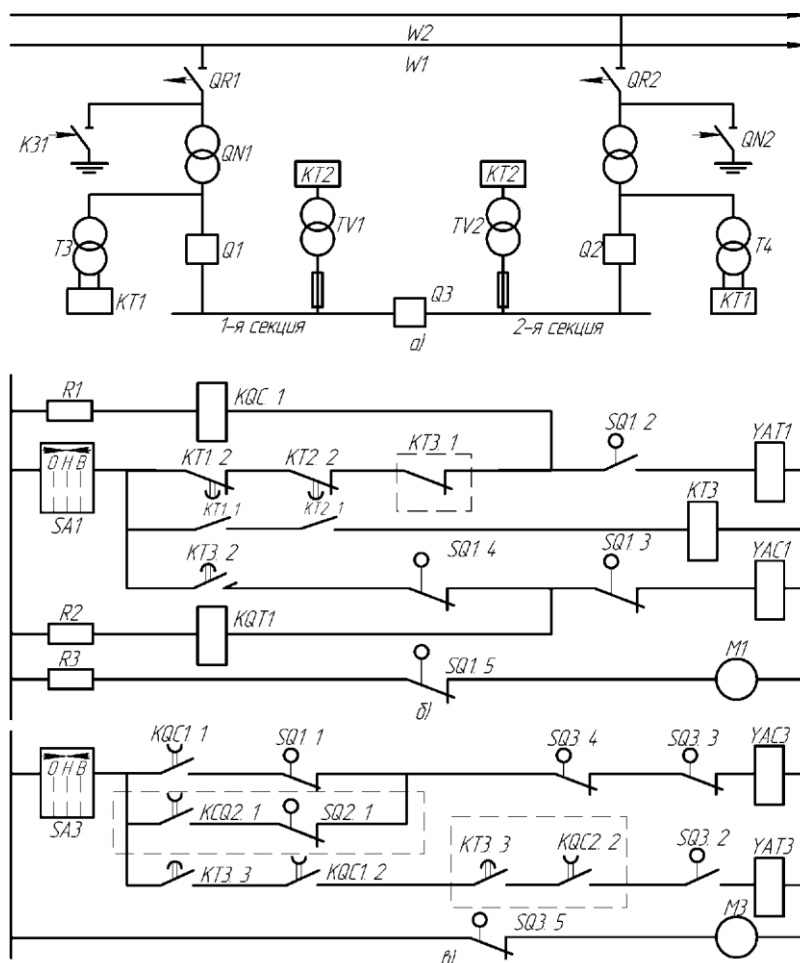


Рисунок 1.10 – Схема АВР секційного вимикача на випрямленому оперативному струмі для двотрансформаторної підстанції: (а-схема підстанції; б-ланцюги управління і АВР вимикача Q1; в-ланцюги управління і АВР вимикача Q3).

При зникненні напруги внаслідок відключення лінії W1 запускається реле часу KT1 та KT2 та розімкнуть свої миттєві контакти KT1.1 та KT2.1, знімаючи напругу з обмотки реле часу KT3 типу ЕВ-248.

Якщо дією схеми АПВ лінії напруга на підстанції не буде відновлено, то з встановленою витримкою часу замкнуться контакти реле часу KT1.2 і KT2.2 і створює ланцюг на котушку відключення YAT1 вимикача Q1 транс-

форматора T1. При відключенні вимикача Q1 замкнеться його допоміжний контакт SQ1.1 (рисунок 8, в) у ланцюзі котушки включення YAC3 секційного вимикача Q3 через ще замкнутий контакт KQC1.1 реле одноразового включення. Секційний вимикач вмикається і подає напругу на 1-у секцію підстанції, при цьому підтягнеться реле часу КТ2, замкне контакт КТ2.2 і розімкне КТ2.2. Реле КТ1 залишиться без напруги, тому його контакт КТ1.1 залишиться розімкненим, а реле часу КТ3 буде, як і раніше, знаходитися у вихідному положенні, тримаючи розімкненим усі свої контакти.

При відновленні напруги лінії W1 напруга з'явиться і трансформаторі T1, оскільки його вимикач залишається включеним. Отримавши напругу, реле КТ1 підтягнеться, замкне контакт КТ1.1 і розімкне контакт КТ1.2. При замиканні контакту КТ1.1 почне працювати реле часу КТ3, який своїм контактом КТ3.2 створить ланцюг на включення вимикача Q1, а кінцевим контактом КТ3.3 – ланцюг на відключення секційного вимикача Q3, при цьому автоматично буде відновлено вихідну схему підстанції.

1.7.5 Пристрій автоматичного включення резерву

Автоматичне включення резерву (АВР) - автоматичний пристрій, що здійснює автоматичне введення резервних джерел живлення або включення вимикача, на якому здійснюється розподіл мережі. [10].

АВР знайшли широке застосування на підстанціях напругою 6-10 кВ. Суть пристрою АВР - він повинен підключати резервне джерело живлення при зникненні напруги по будь-якій причині живлення від робочого джерела. Зникнення напруги на шинах може бути викликано короткими замиканнями в лінії мережі живлення високої напруги, в робочому трансформаторі, на його шинах нижчої напруги і приєднаної до шин розподільчої мережі, а так само довільним відключенням для ремонту чи обслуговування одного вимикача робочого трансформатора.

В разі нестійкого короткого замикання на збірних шинах, тому потрібно, щоб виконувалася умова за формулою (1.61):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		52

$$t_{ABP} > t_{Д.С} \quad (1.61)$$

Така умова в мережах до 10 кВ виконується автоматично, так як власний час включення обраних вимикачів перевищує час деіонізації середовища. Пристрій АВР повинно контролювати наявність напруги на резервному джерелі, відключене стан робочого джерела і бути відбудованим за часом від максимальних струмових захистів приєднань.

При включенні резервного джерела на стійке КЗ релейний захист повинен забезпечити його відключення від пошкодженої ділянки, щоб збереглося живлення інших приєднаних ліній.

1.7.6 Автоматичне повторне ввімкнення

Ефективним заходом, що дозволяє підвищити надійність живлення споживачів, є автоматичне повторне включення (АПВ) елементів електропостачання, які були до цього відключені релейного захистом. Практика в експлуатації енергосистем показала, що значна кількість КЗ в повітряних і кабельних електричних мережах має нестійкий характер. При знятті напруги з пошкодженого кола електрична міцність ізоляції в місці пошкодження швидко відновлюється, і коло живлення може бути знову включене в роботу [11].

Пристрій АПВ працює в єдиному комплекті з релейним захистом та автоматикою. При виникненні КЗ на лінії спрацьовує релейний захист цієї лінії і відключає відповідний вимикач. Через деякий проміжок часу t_{ABP} пристрій знову включає живлення лінії в роботу. Якщо коротке замикання самоліквідувалося, то включення лінії буде успішним, і вона залишиться в роботі. Якщо ж коротке замикання виявилось стійким, то після включення вимикача лінія знову відключається релейним захистом і залишається в відключеному положенні, до поки ремонтний персонал не виправить аварію.

Дія пристроїв АПВ і АВР необхідно узгодити між собою в такий спосіб. При короткому замиканні на одній з ліній пошкоджена лінія відключа-

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		53

ється пристроєм релейного захисту. Пристрої автоматики повинні спробувати відновити електропостачання під'єднаних споживачів від свого джерела живлення шляхом АПВ. У разі успішного АПВ електропостачання споживачів відновлюється і АВР не потрібно. Якщо ж АПВ спрацьовує не успішно, то має спрацювати пристрій АВР і підключити споживачі до резервного джерела живлення підстанції. Отже, витримка часу у АПВ повинна бути менше, ніж у АВР.

1.7.7 Автоматичне частотне розвантаження

Згідно ГОСТ 13109 – 97 відхилення частоти в нормальному режимі не повинно перевищувати $\pm 0,1$ Гц. Допускається короткочасне відхилення частоти не більше ніж на $\pm 0,2$ Гц [13].

При дефіциті активної потужності в енергосистемі може наступити значне зниження частоти струму, що загрожує порушенню статичної стійкості системи. Дефіцит потужності може привести до лавиноподібного зниження не тільки частоти, але і напруги.

У таких випадках для відновлення нормального режиму роботи автоматично відключають частину найменш відповідальних споживачів за допомогою пристроїв автоматичного частотного розвантаження (АЧР). АЧР повинна бути виконана таким чином, щоб не допустити короткочасного зниження частоти нижче 45 Гц. Робота енергосистеми з частотою менше 47 Гц допускається протягом 20 с, а з частотою 48,5 Гц - 60 с, але це режим роботи, який погано впливає на роботу енергосистеми.

АЧР передбачає відключення споживачів невеликими частками в міру зниження частоти (АЧРІ) або в міру збільшення тривалості часу роботи зниженої частоти (АЧРІІ). Найбільш ефективною є АЧРІ. В даний час випускається аналого-цифрове вимірювальне реле частоти типу РСГ – 11, яке спрацьовує при зниженні частоти і застосовується в схемах АЧР, а тому його варто використовувати.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		54

При підвищенні частоти до нормального значення з метою скорочення перерви в електропостачанні споживачів, відключених АЧР, застосовують для них автоматичне повторне включення (частотне АПВ). Дія АЧР має бути погоджено з роботою пристроїв АПВ і АВР [13].

1.8 Висновок по розділу

В даному розділі було обрано комутаційну апаратуру на високій стороні підстанції 35/10 кВ "Славгород": вимикачі потужності, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруги, а також трансформатор власних потреб, вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги). Для їх вибору було попередньо розраховано струми короткого замикання у двох точках, що відповідають найвищій та нижчій сторонам силового трансформатора на обраній для розрахунку підстанції. Ці розрахунки були необхідні, оскільки серед умов вибору майже всієї комутаційної апаратури є її обов'язкова перевірка на комутаційну здатність, а також електродинамічна і термічну стійкість, де використовуються певні параметри струмів короткого замикання.

Обрано сучасне обладнання (окрім випадків, що обумовлені завданням на проектування замовника), що збільшує надійність та скорочує збитки від експлуатації даної підстанції. У свою чергу це збільшить витрати на будівництво підстанції. В даному випадку головне – надійність енергопостачання, його висока якість, адже для того, щоб конкурувати на енергетичному ринку, потрібно постійно знаходитись у пошуку застосування нових технологій, що дозволяють досягти в енергопостачанні оптимального співвідношення ціни електроенергії та її якості.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						55
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

2.1 Розрахунок блискавкозахисту на підстанції ПС "Славгород"

Удар блискавки – це явище природи. І цілком зрозуміло, що носить воно випадковий характер: може, потрапить, а може і не потрапить. Однак, якщо таки потрапить, наслідки його можуть бути дуже сумними.

Захист від прямих попадань блискавки здійснюється за допомогою блискавковідводу. Через блискавковідвід струм блискавки, минаючи об'єкт захисту, стікає в землю. Блискавковідвід складається з блискавкоприймача, безпосередньо сприймає він удар блискавки, струмовідводу і заземлення. Ці пристрої можуть мати різний зовнішній вигляд, але вони повинні виконувати дуже важливе завдання – не пропустити блискавку до поверхні ЗРУ та її елементів.

Захисний вплив блискавковідводу характеризується його зоною захисту, тобто. простір поблизу блискавковідводу, ймовірність попадання блискавки в який не перевищує певного досить малого значення.

Блискавковідводи поділяються на стрижневі та тросові. Стрижневі – виконуються у вигляді вертикально встановлених стрижнів, з'єднаних із заземлювачем, а тросові - у вигляді горизонтально підвішених проводів. По опорах, до яких приєднується трос, прокладаються струмовідводи, що з'єднують трос із заземлювачем.

Закриті розподільні пристрої підстанцій захищаються стрижневими відводами блискавки, а лінії електропередачі - тросовими. Для захисту шинних мостів та гнучких зв'язків великою протяжністю також можуть використовуватися тросові блискавковідводи [9,10,21].

					MP 3.8.141.357 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок режиму роботи та рекомендація трансформаторної підстанції 35/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Нора</i>					56	83
<i>Перевір.</i>		<i>Волохін</i>				СумДУ ЕТ.м-01		
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>						

Зона захисту багаторазового стрижневого блискавквідводу визначається як зона захисту попарно взятих стрижневих блискавквідводів. Блискавкозахист ПС "Славгород" виконуємо за допомогою двох пар стрижневих блискавквідводів. Розрахуємо зону захисту кожної з пар блискавквідводів. Вихідні дані ПС2 для перевірки блискавквідводів: довжина = 56 м, ширина = 47 м, висота $h = 6$ м. Висота блискавквідводів 20 м, відстань між блискавквідводами $L = 32$ м.

Розрахунок передбачає виконання наступних обов'язкових умов:

1. Висота блискавквідводів має перевищувати 60 м;
2. Повинне виконуватись співвідношення за формулою (2.1):

$$\frac{L}{h} \leq 5 \quad (2.1)$$

де L - відстань між блискавквідводами відповідно до плану;

h - висота блискавквідводу.

За формулою (2.1) отримуємо:

$$\frac{32}{20} \leq 5$$

Прийнявши висоту блискавквідводів можемо розрахувати перпендикуляр, встановлений з середини відстані між блискавквідводами за формулою (2.2):

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} \quad (2.2)$$

$$h_0 = 4 \cdot 20 - \sqrt{9 \cdot 20^2 + 0,25 \cdot 32^2}, \text{ м.}$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		57

Оптимальну висоту блискавковідводів визначаємо за наступною формулою (2.3) :

$$h_{opt.} = 0.571 \cdot h_0 + \sqrt{0.183 \cdot h_0^2 + 0.0357 \cdot L^2} \quad (2.3)$$

Величина $h_{opt.}$ набуває значення:

$$h_{opt.} = 0.571 \cdot 19,9 + \sqrt{0.183 \cdot 19,9^2 + 0.0357 \cdot 32^2} = 21,8 \text{ м.}$$

Ширина зони захисту кожної з пар блискавковідводів визначається за ввишки захисного об'єкта за формулою (2.4) [13]:

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \quad (2.4)$$

при умові, що $0 \leq h_x \leq \frac{2}{3} h$;

$$b_x = 3 \cdot (19,9 - 1,25 \cdot 6) = 37,2 \text{ (м).}$$

Радіус зони захисту на висоті об'єкта, що захищається, знаходимо за формулою (2.5):

$$r_x = 1,5 \cdot \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (2.5)$$

$$r_x = 1,5 \cdot \left(20 - \frac{6}{0,92} \right) = 20,25 \text{ м.}$$

Результати розрахунків приведені в табл. 2.1.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

Таблиця 2.1 - Результати розрахунків зон захисту встановлених на підстанції

Найменування розрахункової величини	Найменування пар блискавковідводів	
	Перша пара	Друга пара
Висота об'єкта, що захищається, м	4,5	4,5
Відстань між блискавковідводами, м	32	32
Висота перпендикуляра, встановленого з середини відстані між блискавковідводами, м	19,9	19,9
Оптимальна висота блискавковідводів, м	20	20
Радіус зони захисту на висоті об'єкта, що захищається, м	25,1	25,1

Отже, як видно з розрахунків, встановлена система стрижневих блискавковідводів на ПС "Славгород" охоплює її територію і не вимагає заміни після реконструкції. Блискавкозахист ПС з'єднаний з контуром заземлення. Ескізи заземлення захисту зображені на рис. 2.1 – 2.2.

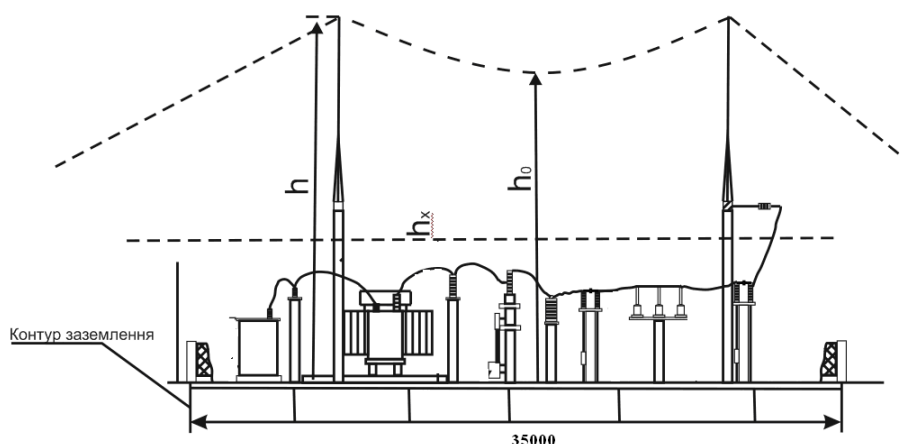


Рисунок 2.1 – Ескіз заземлення захисту (розріз)

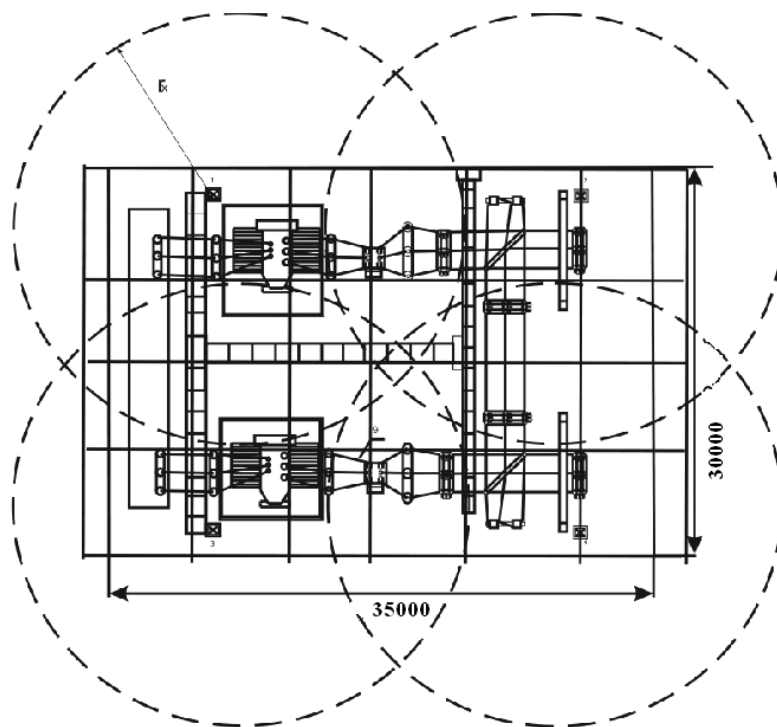


Рисунок 2.2 – Ескіз заземлення захисту (вид зверху)

2.2 Розрахунок показників освітлення підстанції

Для освітлення ВРП вибираємо та розраховуємо прожекторне освітлення. Кількість прожекторів визначається з розрахунку забезпечення необхідної мінімальної освітленості для роз'єднувачів і силових трансформаторів - 10 лк, вимикачів, трансформаторів струму і напруги - 5 лк. Мінімальна освітленість в горизонтальній площині для головного проїзду - 1 лк, для інших проїздів - 0,5лк [2,6,9,12,14,17,22–24].

Встановлена потужність прожекторного освітлення визначається за формулою (2.6):

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_n \cdot K_z \cdot A \quad (2.6)$$

де m – коефіцієнт, рівний 0,5 Вт/лм;

E_n – норма освітленості, рівний 5лк ;

K_z – коефіцієнт запасу, рівний 1,3;

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		60

A – освітлювана площа, рівна 600 м^2 ;

Визначимо встановлену потужність прожекторного освітлення за формулою (2.7):

$$P_{\text{уст}} = m \cdot E_n \cdot K_3 \cdot A \quad (2.7)$$

$$P_{\text{уст}} = 0,5 \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 600 = 1950 \text{ Вт}.$$

Для освітлення підстанції «Славгород» вибираємо чотири прожектори типу ZUM галогенні чорного кольору 500 Вт з галогенними лампами розжарювання по одному прожекторі на опорі. Ступінь захисту даних прожекторів IP54. На рис. 2.3 зображений загальний вид прожектора.



Рисунок 2.3 – Загальний вигляд прожектора типу ІО 500

Прожектор ZUM галогенний 500 Вт IP54, призначений для зовнішнього освітлення простору в цілому (площ, автостоянок, будівельних майданчиків, підстанцій і т.п.) або підсвічування об'єктів (вітрин, експозицій, рекламних стендів і щитів, фасадів будівель і т.д.).

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61

Конструкція і матеріали, що використовуються у виробництві даного типу світильників, забезпечують високу механічну міцність і захист від попадання пилу і вологи всередину, зі ступенем захисту IP54, надійно захищають це обладнання.

Перевагами прожекторного освітлення є:

- можливість освітлення великих відкритих площ без установки на них опор і прокладки електричних мереж;
- полегшення експлуатації за рахунок різкого скорочення числа місць, які потрібні для обслуговування;

Недоліками прожекторного освітлення є:

- необхідність кваліфікованого догляду за прожекторами та їх складом;
- велика освітлювальна дія в порівнянні зі світильниками.

Осьова сила світла з лампою визначається за формулою (2.8):

$$I_o = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2} \quad (2.8)$$

де Φ_1 - світловий потік лампи в світильнику ZUM, рівний 8500 лм [18];
 Φ_2 - світловий потік лампи в світильнику ZUM, рівний 18500 лм [18].

Тоді за формулою (2.8) отримаємо:

$$I_o = \frac{100 \cdot 8500}{18500} = 45,9 \text{ ккд.}$$

Мінімальна висота установки прожектора визначається за формулою (2.9):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

$$H_{\min} = \sqrt{I_o / 300} \quad (2.9)$$

тоді:

$$H_{\min} = \sqrt{45900 / 300} = 12,37 \text{ м.}$$

Приймаємо висоту 13 м.

Кут нахилу у вертикальній площині:

$$\Theta = 1 + \arcsin \sqrt{\frac{\Pi \cdot \sin(4 \cdot B_{\text{вм}}) \cdot \text{tg}(2 \cdot B_{\text{гм}}) \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot n}} = 18^\circ,$$

де $\Phi_{\text{л}}$ - світловий потік ZUM;

n - ККД прожектора, рівний 0,44 ;

$B_{\text{вм}}$ - половинний максимальний кут розсіювання в вертикальній площині, що дорівнює 13 °;

$B_{\text{гм}}$ - половинний максимальний кут розсіювання в горизонтальній площині, що дорівнює 15 [17].

Кут нахилу приймаємо 18°.

Переріз проводів для освітлювальної мережі вибираю по допустимому струму визначаємо за формулою (2.10):

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}} \quad (2.10)$$

де U_{ϕ} - фазна напруга, рівна 220 В.

За формулою (2.10) отримаємо:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						63
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}} = \frac{2000}{220} = 36,36 / 2 = 9,09 \text{ A}.$$

Вибираємо кабель марки АВВГ - 4х2,5, Iдоп = 19 А.

Кабель АВВГ 4х2,5, силовий, з алюмінієвими струмопровідними жилами. Ізоляція жил - ПВХ пластик, ізоляція кабелю – ПВХ оболонка.

2.2.1 Розрахунок та вибір апаратів захисту для зовнішнього освітлення

Номінальні струми автоматичного вимикача і його роз'єднувача вибираємо по умовам, приведені у виразі (2.11) [19]:

$$I_{\text{на}} \geq I_{\text{р}} \quad (2.11)$$

$$I_{\text{нр}} \geq I_{\text{р}}$$

Струм спрацювання відсічки $I_{\text{сп}}$, перевіряємо за виразом (2.12):

$$I_{\text{сп}} \geq \alpha \cdot I_{\text{ро}}, \quad (2.12)$$

де α - відношення струму спрацювання апарату захисту до розрахункового струму освітлювальної лінії.

Вибір автоматичних вимикачів за (2.11):

$$I_{\text{на}} \geq 9,09 \text{ A};$$

$$I_{\text{нр}} \geq 9,09 \text{ A}.$$

Приймаємо автоматичні вимикачі фірми Schneider Electric IC60N, 3P, 10A,

$$I_{\text{нр}} = 10 \text{ A},$$

$$I_{\text{сп.з}} = 3 \cdot 10 = 30 \text{ A}.$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Тоді за умовою (2.12):

$$I_{cp} = 30 \geq 1,4 \cdot 9,09 = 12,73 \text{ A.}$$

Остаточно вибираємо автоматичний вимикач фірми Schneider Electric IC60N, 3P, 10A, , що зображений на рис. 2.4 [24]. Тоді на кожен світильник окремий вимикач, а отже 4шт.



Рисунок 2.4 – Зовнішній вигляд автоматичного вимикача Schneider Electric IC60N, 3P, 10A,

2.3 Висновок по розділу

В даному розділі було розроблене наступне:

- 1) Розраховано зону блискавковідводу понижувальної підстанції ПС 35/10 «Славгород».
- 2) Розраховано освітлювальну систему підстанції
- 3) Обрано апарати захисту та комутуючі прилади для освітлювальної мережі.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						65
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

3 НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

3.1 Техніко-економічний розрахунок щодо вибору потужності силових трансформаторів проектованої підстанції

Інтегральні показники економічної ефективності та їх використання.

Оцінюючи економічної ефективності необхідно обов'язково розгляд двох і більше варіантів технічних рішень, які забезпечують досягнення однієї мети.

Порівняння різних варіантів схем електропостачання проектованого об'єкта та їх напруг, числа та потужності трансформаторів на ГПП та цехових ТП, перерізів провідників ЛЕП та вибір кращого з них рекомендується проводити з використанням інтегральних показників відносної економічної ефективності.

При порівнянні різних проектів (варіантів проекту) вони мають бути приведені до порівняльного виду.

До інтегральних показників економічної ефективності ставляться.

- Інтегральний ефект чи чистий дисконтований дохід (ЧДД);
- Індекс доходності (ІД);
- Внутрішня норма доходності.

Інтегральний ефект E_{int} визначається як сума поточних (річних) даних за весь розрахунковий період, наведена до початкового кроку, або як перевищення інтегральних доходів над інтегральними витратами.

Величина E_{int} (чистого дисконтованого доходу) обчислюється за формулою (3.1):

					MP 3.8.141.357 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум	Підпис	Дата				
Розроб.		Нора			Розрахунок режиму роботи та рекомендація трансформаторної підстанції 35/10 кВ	Лит.	Аркуш	Листів
Перевір.		Волохін					66	83
Реценз.								
Н. Контр.		Никифоров						
Затверд.		Лебединський						
						СумДУ ЕТ.м-01		

$$E_{инт} = ЧДД = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \alpha_t - K \quad (3.1)$$

де R_t – результат (прибутки), досягаються на t -му етапі розрахунку;

Z_t – витрати (без капітальних), що здійснюються на t -му етапі розрахунку;

T – тривалість розрахункового періоду або обрїй розрахунку (приймається за погодженням з керівником проекту);

α_t – коефіцієнт дисконтування визначається за формулою (3.2);

E – норма дисконту, що дорівнює прийнятній для інвестора нормі доходу на капітал (приймається за рекомендацією консультанта);

t – номер кроку розрахунку, як правило, за роками, починаючи з моменту початку здійснення проекту;

$$\alpha_t = \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (3.2)$$

Розмір дисконтованих капіталовкладень визначається за формулою :

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \alpha_t \quad (3.3)$$

K – сума дисконтованих капіталовкладень;

K_t – капіталовкладення на t -му етапі.

Індекс прибутковості $ИД$ є відношенням суми наведених ефектів до величини дисконтованих капіталовкладень і визначається за формулою (3.4):

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						67
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$ID = \frac{ЧДД}{K_0} \quad (3.4)$$

Внутрішня норма доходності *ВНД* є ту норму дисконту $E_{вн}$, коли він величина наведених ефектів дорівнює наведеним капіталовкладенням. Іншими словами *ЄВН ВНД* є рішенням рівняння за виразом (3.5):

$$\sum_{t=0}^T \frac{(R_t - Z_t)}{(1 + E_{вн})^t} = \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1 + E_{вн})^t} \quad (3.5)$$

Якщо розрахунок інтегрального ефекту *ЧДД* проекту дає відповідь на питання, є він ефективним чи ні при заданій нормі дисконту E , то *ВНД* проекту визначається в процесі розрахунку і потім порівнюється з необхідною інвестором нормою доходу на капітал, що вкладається. Що стосується коли *ВНД* дорівнює чи більше необхідної інвестором норми доходу капітал, капіталовкладення у цей проект виправдано.

Термін окупності – мінімальний часовий інтервал (від початку здійснення проекту), за межами якого інтегральний ефект *ЧДД* стає невід'ємним. Іншими словами, це – період (вимірюваний у роках або місяцях), після якого початкові вкладення та інші витрати покриваються сумарними результатами (доходами) його здійснення. Термін окупності знаходиться графічно після визначення інтегральних ефектів.

3.2 Показники фінансової ефективності

Після визначення інтегральних показників економічної ефективності проекту необхідно оцінити фінансове становище запропонованого проекту (варіантів проекту). Як критерії фінансової оцінки використовуються: рентабельність виробництва, рентабельність продукції, коефіцієнт ліквідності.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

Рентабельність виробництва визначається за формулою (3.6):

$$p\% = \frac{\Pi_B}{\sum_{t=0}^T K_t} \cdot 100\% \quad (3.6)$$

де Π_B – валовий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період T , (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T K_t$ – середньорічна ціна виробничих фондів (тис. грн).

Рентабельність продукції визначається за формулою (3.7):

$$p\% = \frac{\Pi_q}{\sum_{t=0}^T R_t} \cdot 100\% \quad (3.7)$$

де Π_q – чистий прибуток від виробничо-господарської діяльності за розрахунковий період T (тис. грн/рік);

$\sum_{t=0}^T R_t$ – сумарна виручка від реалізації (тис. грн/рік).

3.2.1 Вихідні дані

При визначенні капіталовкладень використали довідкові матеріали для курсового і дипломного проектування [7] з урахуванням коефіцієнта подорожчання $K_{уд}=35$.

- | | |
|------------------------|-------------------------------------|
| 1) 2·ТДН– 1000/35 | $\Delta W_1 = 139$ тис.кВт год/рік; |
| 2·ТДН– 1600/35 | $\Delta W_2 = 188$ тис.кВт год/рік |
| 2) $K_1=2800$ тис. грн | |
| $K_2=3360$ тис. грн | |

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		69

Норма прибутковості грн. приймається відповідно до середнього відсотка за банківськими кредитами ($E=10\%$).

При визначенні витрат за обслуговування енергооб'єкта приймається норма обслуговування $p_0=6\%$ від капіталовкладень

Прийемо тривалість будівельної стадії - 3 роки, причому з початку третього року підстанція буде введена в роботу, розподілимо капіталовкладення по першому, другому та третьому році будівництва-20%, 40% і 40% відповідно.

Прийемо тривалість розрахункового періоду (горизонт розрахунку) рівним 13 рокам (2022-2035pp), тариф на електроенергію, коефіцієнт дисконтування задається керівником економічною частиною проекту, час використання максимуму навантаження становить 5622год, кількість електроенергії переданої за рік 8.

Очікувані техніко-економічні показники СЕС представлені в Додатку А та Б. За даними таблиць додатку А та Б графічно визначимо терміни окупності проектів. Для цього необхідно побудувати графіки в координатах: вісь Х-року, вісь Y-ЧДД як показано на рис.3.1.

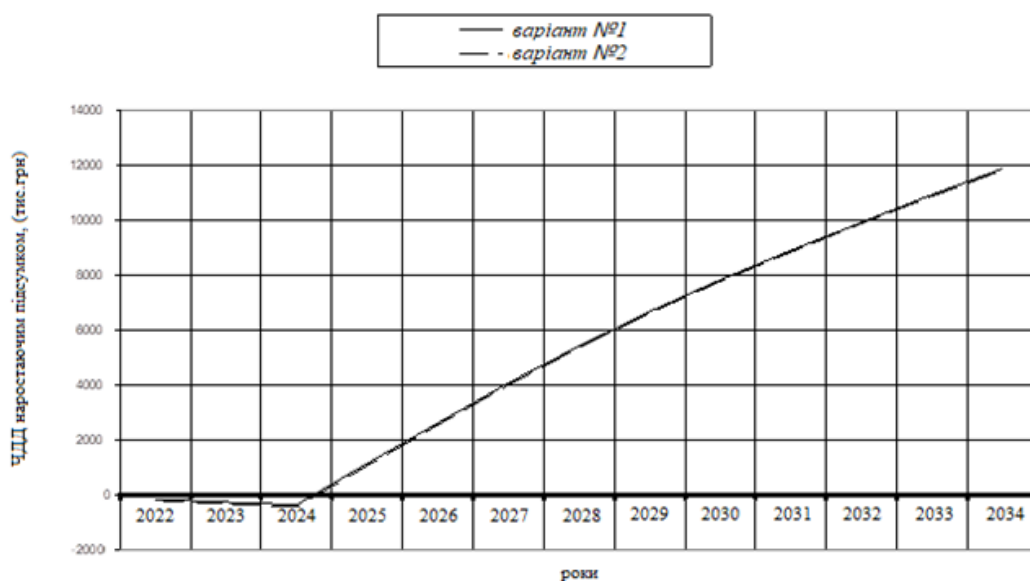


Рисунок 3.1 - Визначення терміну окупності.

За даними додатку А та Б, рис. 3.1 складаємо табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків

Техніко-економічне обґрунтування варіантів електропостачання			
Показники	Од. вим.	Варіант 1	Варіант 2
Напруга	кВ	35/10	35/10
Потужність	МВА	1,0	1,6
Число годин використання максимуму навантаження	год/рік	5622	5622
Рентабельність продукції	%	29,37	28,89
Інтегральний ефект	тис. грн	18199,62	17269,63
Термін окупності	роки	2,7	2,8

3.3 Висновок по розділу

З аналізу економічної ефективності можна дати невтішний висновок. Термін окупності кожного варіанту практично рівнозначні. Зважаючи на потреби споживачів, заживлених від ПС "Славгород", та постійно зростаючий попит на електроенергію, прийнято рішення на встановлення трансформатора ТДН-1600/35. Різниця вартості трансформаторів близько 26%, яка в будь-якому випадку нівелюється протягом 3х років. При цьому, запас потужності трансформатора дасть змогу не лише поліпшити надійність електропостачання, а також дозволить реалізувати більшу кількість приєднань нових споживачів до мереж АТ "Сумиобленерго", що в подальшому – дозволить отримувати більший прибуток, не здійснюючи значних капіталовкладень.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		71

4 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Оцінка економічної ефективності заміни масляних вимикачів 35 кВ на вакуумні

4.1.1 Вихідні дані до розрахунку

На підстанції «Славгород» експлуатуються 2 шт вимикачів 35 кВ. дані вимикачі 35 кВ відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс. На ПС встановлено ОРУ з АВР (автоматичний ввід резерву) з масляним вимикачем типу ВТ-35/630 який має занижені конструктивні ізоляційні характеристики, що не дає можливості випробовувати його нормованою напругою і підтримувати необхідну електричну міцність, яка в свою чергу, є причиною перекриття ізоляції, тобто аварії.

Ремонт і експлуатація наведеного вище обладнання, яке відпрацювало свій ресурс, економічно не вигідно з наступних причин:

1. Нові запасні частини до такого обладнання в основному відсутні в зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
2. Технічні характеристики такого обладнання технічно недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів і витрат часу на їх ремонт, вимагає скорочення міжремонтних термінів;
3. Таке оснащення практично або частково не піддається телемеханізації.

Тому, в даному випадку, доцільно здійснювати заміну такого обладнання на нове, сучасне.

Наводимо розрахунок економії витрат електроенергії на обігрів і технологічні потреби вимикачів і їх приводів при заміні масляних вимикачів на вакуумні.

					MP 3.8.141.357 ПЗ			
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	<i>Розрахунок режиму роботи та реконструкція трансформаторної підстанції 35/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Аркуш</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>		<i>Нора</i>					72	83
<i>Перевір.</i>		<i>Маценко</i>						
<i>Реценз.</i>								
<i>Н. Контр.</i>		<i>Никифоров</i>						
<i>Затверд.</i>		<i>Лебединський</i>				СумДУ ЕТ.м-01		

4.1.2 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів приводу та баків (ВТ-35)

За даними Гідрометцентру [25] середньодобова температура повітря нижче +50 С в Сумській області спостерігається с 10 жовтня по 02 квітня і складає 175 днів на рік. При температурі +50 С і нижче повинні бути включені обігрів приводу С-35, (ВТ-35) [26].

Час роботи обігріву приводів (ВТ-35) протягом року складає

$$T=175 \times 24 = 4200 \text{ годин.}$$

Споживання електроенергії на обігрів приводу (ВТ-35) складає 0,4 кВт. При кількості роботи обігрівача $T=4200$ годин витрата ел. енергії на обігрів приводу С-35, (ВТ-35) складає :

$$W_1 = 0,4 \times 4200 = 1680 \text{ кВт/год.}$$

Вартість електроенергії для обігріву С-35, (ВТ-35) при тарифі 1 грн 58 коп. за кВт/год за 1 рік складає:

$$B_{\text{ел.ен прив.}} = 1680 \times 1,58 = 2,654 \text{ тис. грн/рік.}$$

4.1.3 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів (ВТ-35)

За даними Гідрометцентру середньодобова температура повітря нижче -150 С в Сумській області спостерігається с 10 грудня по 10 лютого і складає у середньому 62 дні на рік. При температурі -150 С і нижче повинні бути включені обігрів баків С-35, (ВТ-35) [26].

Час роботи обігріву баків С-35, (ВТ-35) протягом року складає:

$$T=62 \times 24 = 1488 \text{ годин.}$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						73
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Споживання електроенергії на обігрів баків (ВТ-35) складає 3,6 кВт.

При кількості роботи обігрівача $T=1488$ годин витрата електричної енергії на обігрів баків С-35, (ВТ-35) складає:

$$W1 = 3,6 \times 1488 = 5356,8 \text{ кВт/год.}$$

Вартість електроенергії для обігріву (ВТ-35) при тарифі 1 грн 58 коп. за кВт/год за 1 рік складає:

$$\text{Вел.ен баків} = 5356,8 \times 1,58 = 8,464 \text{ тис. грн/рік.}$$

Загальна витрата електричної енергії на обігрів масляного вимикача типу С-35 кВ протягом року складає:

$$\text{Вобігрів МВ-35} = \text{Вел.ен прив.} + \text{Вел.ен баків} = 2,654 + 8,464 = 11,118 \text{ тис. грн/рік.}$$

4.1.4 Розрахунок вартості електроенергії на обігрів вакуумного вимикача 35 кВ

Для вакуумних вимикачів типу ВР35НСМ потужність обігрівачів приводу складає 0,5 кВт. У відповідності до рекомендацій заводу-виробника, обігрів шафи приводу повинен бути увімкнений при температурі повітря нижче +50 С.

За даними Гідрометцентру середньодобова температура повітря нижче +50 С в Сумській області спостерігається з 10 жовтня по 02 квітня і складає 175 днів на рік.

Час роботи обігріву приводу вакуумного вимикача 35 кВ протягом року складає:

$$T = 175 \times 24 = 4200 \text{ годин.}$$

$$W2 = 0,5 \times 4200 = 2100 \text{ кВт/год.}$$

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						74
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вартість електроенергії для обігріву приводу вакуумного вимикача 35 кВ при тарифі 1 грн 58 коп. за кВт/год за 1 рік складає:

$$\text{Вел. ен ВВ} = 2100 \times 1,58 = 3,318 \text{ тис. грн./рік.}$$

Розрахунок витрати коштів на проведення капітальних та поточних ремонтів масляних вимикачів та вакуумних вимикачів 35 кВ зображено в таблиці 4.1.

Капітальний ремонт кожного масляного вимикача виконується 1 раз на 6 роки, а поточний ремонт – кожного року згідно періодичності, затвердженої АТ «Сумиобленерго».

Таблиця 4.1 – Витрати на ремонт

Найменування витрат	Масляний вимикач ВТ-35	Вакуумний вимикач ВР35НСМ
1. Витрати на капітальний ремонт у т.ч, тис. грн. на 1 рік:	18,090/6=3,015	-
- трудовитрати	1,203	-
- вартість матеріалів	16,385	-
- загальнопромислові витрати	0,503	-
2. Витрати на поточний ремонт у т.ч, тис. грн.:	0,77	0,93
- трудовитрати	0,361	0,55
- вартість матеріалів	0,265	0,28
- загальнопромислові витрати	0,151	0,10
3. Загальні експлуатаційні витрати на 1 рік, тис грн.:	3,792	0,93

4.1.5 Загальна економія від заміни масляного вимикача на вакуумний і термін окупності останнього

Загальна економія при заміні одного ВТ-35 на вакуумний вимикач 35 кВ з урахуванням витрат на обігрів приводів та витрат на експлуатацію складає:

$$\Delta E_{заг} = (V_{обігрівС-35} + V_{заг.експлС-35}) - (V_{ел.енВВ} + V_{заг.експлВВ}) = (11,118 + 3,792) - (3,318 + 0,93) = 10,612 \text{ тис.грн.}$$

Загальна економія при заміні 2 шт. (ВТ-35) на вакуумні вимикачі 35 кВ складає:

$$\Delta E_2 = n * \Delta E = 2 * 10,612 = 21,224 \text{ (тис.грн / рік)}$$

Річний економічний ефект від заміни одного масляного вимикача на вакуумний вимикач складає:

$$\mathcal{E}_{год} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{срок}} = 10,612 - \frac{240}{30} = 1,012 \text{ (тис.грн / рік)}$$

де ΔK - капітальні витрати на заміну 1 вимикача.

Річний економічний ефект від заміни 29 масляних вимикачів на вакуумні вимикачі складає:

$$\mathcal{E}_{29} = n * \mathcal{E}_{год} = 2 * 1,012 = 2,024 \text{ (тис.грн / рік)}$$

При витратах на придбання вакуумного вимикача в розмірі $C = 240$ тис. грн термін окупності становить:

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						76
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{240}{10,612} = 22,6 (\text{років})$$

4.2 Висновок по розділу

З урахуванням терміну служби даного вакуумного вимикача *Ттермін = 30 років* можна зробити висновок, що термін його окупності прийнятний. З огляду на також технічні переваги вакуумних вимикачів і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок про доцільність встановлення вакуумних вимикачів.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						77
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВИСНОВОК

В даній магістерській роботі було проведено реконструкцію понижувальної підстанції 35/10 кВ "Славгород". В ході виконання роботи було проведено та виконано наступне:

1) Для вибору високовольтного обладнання було попередньо розраховано струми короткого замикання у двох точках, що відповідають найвищій та нижчій сторонам силового трансформатора на обраній для розрахунку підстанції. Оскільки серед умов вибору майже всієї комутаційної апаратури є її обов'язкова перевірка на комутаційну здатність, а також електродинамічна і термічну стійкість, де використовуються певні параметри струмів короткого замикання.

2) Обрано комутаційну апаратуру на високій стороні підстанції, а саме вимикачі потужності, роз'єднувачі, обмежувачі перенапруги, а також трансформатор власних потреб, вимірювальні трансформатори (трансформатори струму та напруги).

3) Обрано сучасне обладнання, що збільшує надійність та скорочує збитки від експлуатації даної підстанції, але таке обладнання, збільшує витрати на будівництво підстанції. В даному випадку головне – надійність енергопостачання, його висока якість, адже для того, щоб конкурувати на енергетичному ринку, потрібно постійно знаходитись у пошуку застосування нових технологій, що дозволяють досягти в енергопостачанні оптимального співвідношення ціни електроенергії та її якості.

4) Проведено розрахунок аналізу економічної ефективності. Як результат, термін окупності кожного варіанту рівнозначні. Зважаючи на потреби споживачів, заживлених від ПС "Славгород", та постійно зростаючий попит на електроенергію, прийнято рішення на встановлення трансформатору ТДН-1600/35. Запас потужності трансформатора дасть змогу не лише поліпшити надійність електропостачання, а також дозволить реалізувати більшу кількість приєднань нових споживачів до мереж АТ "Сумиобленерго", що в подальшому – дозволить отримувати більший прибуток, не здійснюючи зна-

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
						78
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

чних капіталовкладень.

5) Проведено розрахунок заміни існуючих вимикачів на нові, термін служби якого становить що найменше 30 років. З огляду на технічні переваги вакуумних вимикачів і економію експлуатаційних витрат при обслуговуванні, можна зробити висновок про доцільність встановлення вакуумних вимикачів.

6) В розділі охорони праці було проведено розрахунок зони блискавководу понижувальної підстанції ПС 35/10 «Славгород» та розраховано освітлювальну систему підстанції. Обрано апарати захисту та комутуючі прилади для освітлювальної мережі.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		79

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків: навчальний посібник. – Вінниця, 2005. – 148 с.
2. Рожкова Л.Д., Карнеєва Л.К., Чиркова Т.В. Електрообладнання електростанцій та підстанцій / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеєва, Т.В. Чиркова. - 4-те вид., Стер. – М.: Видавничий центр "Академія", 2007. – 448 с. - ISBN 978-5-7695-4150-6
3. ДБН В.2.5-23:2010 «Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення».
4. В.В. Кулик, В.В. Тептя. Моделювання в задачах розвитку електричних систем. Вінниця ВНТУ 2008.
5. Радкевич В.М. Проектування систем електропостачання: Навч. Посіб. - Мн.: НВОТОВ «ПІОН», 2001. – 292 с.
6. СОУ-Н ЕЕ 40.12-00100227-47:2011 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 110-750 кВ. Настанова щодо вибору та застосування». Нормативний документ міненервугілля України. Київ 2011р.
7. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – Київ: Міненергосистема України, 2017. – 617 с.
8. Бахор З.М., Журахівський А.В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів, 2019. – 308 с.
9. СОУ-Н МЕНВ 40.1-21677681:2012 «Обмежувачі перенапруг нелінійні напругою 6-35 кВ. Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках». Нормативний документ міненервугілля України. Київ 2012.
10. Костюченко Л.П. Імітаційне моделювання систем електропостачання у програмі MATLAB: навч. посібник/Л.П. Костюченко; Крас-нояр. держ. аграр. ун-т. – Красноярськ, 2012. – 215 с.
11. Методичні вказівки «Дослідження захисного заземлення та методики його розрахунку» / укладач М.О. Журавель, С.М. Журавель – Запоріжжя: ЗНТУ, 2017. – 30 с.
12. Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічної роботи з курсу «Грозозахист і перенапруга у електричних мережах» / укладач М.В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2019. – 37 с.
13. «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» / М.В. Петровський, С.С. Жемаєв – Суми: СумДУ, 2018. – 82 с.
14. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. – Львів, 2013. – 135 с.
15. НАПБ Б.02.005-2003: «Типове положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України».
16. Методичні вказівки «Проектування промислового освітлення» / укладач Л.М. Костик – Тернопіль, 2015. – 29 с.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		80

- 17.ГКД 34.03.806-2002. Інструкція з охорони праці для працівників, які виконують ремонтно-експлуатаційні роботи на обладнанні, що знаходиться під дією наведеної напруги.
- 18.НПАОП 40.1-1.21-98 (ДНАОП 0.00-1.21-98). Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
- 19.Офіційний сайт Інтернет-магазину «Легор» [Електронний ресурс]. – електронний. Журн. Режим доступу: <https://www.avtomats.com.ua/3012-іо-500.html>.
- 20.Офіційний сайт Українського гідрометеорологічного центру [Електронний ресурс]. – електронний. – Режим доступу: <https://meteo.gov.ua/>.
- 21.Маценко О.М., Сотник І.М., Соляник О.М. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломних проектів – Суми.

					MP 3.8.141.357 ПЗ	Арк.
Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		81

