

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

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ Лебединський І. Л.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021р.

## **КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

на тему «Аналіз режиму роботи та модернізація  
електричної частини підстанції»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТдн-74гл

Савченко С.А.

Керівник

к.т.н., доцент

Волохін В.В.

Суми – 2021

Сумський державний університет  
Центр заочної, вечірньої та дистанційної форми навчання  
Кафедра електроенергетики

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою електроенергетики

\_\_\_\_\_ І.Л. Лебединський

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 2021 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу бакалавра**

Савченка Сергія Анатолійовича

1. Тема роботи: «Аналіз режиму роботи та модернізація електричної частини підстанції»

затверджено наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

2. Термін здачі студентом завершеної роботи \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до роботи: графік добового навантаження, перелік обладнання та схема електричних з'єднань підстанції, схема грозозахисту і заземлення.

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

- аналіз існуючого стану обладнання підстанції;
- розрахунок та вибір електричного обладнання;
- розрахунок грозозахисту та заземлення;
- охорона праці.

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

- схема підстанції до модернізації;
- схема підстанції після модернізації.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз режимів роботи об'єкта	27.04. – 01.05.2021р.	
2	Вибір та побудова схеми підстанції	02.05. – 07.05.2021р.	
3	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір устаткування підстанції	08.05. – 15.05.2021р.	
4	Розрахунок грозозахисту та заземлення	16.05. – 26.05.2021р.	
5	Охорона праці	27.05. – 01.06.2021р.	
6	Оформлення роботи	02.06. – 05.06.2021р.	

Студент - дипломник \_\_\_\_\_

Керівник роботи \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

с. 61, рис. 10, табл. 26, кресл. 2

Бібліографічний опис: Савченко С.А. Аналіз режиму роботи та модернізація електричної частини підстанції [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / С.А. Савченко; наук. керівник В.В. Волохін. – Суми: СумДУ, 2021. – 61 с.

Ключові слова: підстанція, режим роботи, графік навантаження, електричне обладнання, трансформатор, грозозахист, заземлення;

подстанция, режим работы, график нагрузки, электрическое оборудование, трансформатор, грозозащита, заземления;

substation, operating mode, load schedule, electrical equipment, transformer, lightning protection, grounding.

Короткий огляд – На основі вихідних даних досліджено режим роботи підстанції та стан обладнання. Проведено перевірку силових трансформаторів на предмет перевантаження, розрахунок струмів короткого замикання, грозозахисту, заземлення. Розраховано та замінено силове обладнання підстанції. Розглянуто вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок.

## Список скорочень

АПВ – автоматичне повторне включення;

ВВ – вакуумний вимикач;

ВРП – відкритий розподільчий пристрій;

ВЧ – високочастотний;

ГЩУ – головний щит управління;

ЗРП – закритий розподільний пристрій;

КЗ – коротке замикання;

КРП – комплектно розподільні пристрої;

МВ – масляний вимикач;

НН – низька напруга;

ОПН – обмежувачі перенапруги;

ПЛ – повітряна лінія;

ПС – підстанція;

РП – розподільний пристрій;

СКЗ – струм короткого замикання;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТС – трансформатор струму.

## Зміст

Вступ.....	6
1. Загальна інформація та аналіз стану обладнання підстанції .....	7
1.1 Аналіз схеми електричних з'єднань .....	7
1.2 Відкритий розподільний пристрій.....	10
1.3 Закритий розподільний пристрій.....	10
1.4 Аналіз графіка навантаження .....	11
2. Перевірка та вибір обладнання підстанції .....	13
2.1. Перевірка силових трансформаторів на перенавантаження .....	13
2.2 Розрахунок струмів короткого замикання .....	17
2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів .....	20
2.4 Ошиновка розподільних пристроїв .....	24
2.4.1 Розрахунок ошиновки у розподільному пункті 110 кВ.....	24
2.4.2 Розрахунок ошиновки у розподільному пункті 6 кВ.....	25
2.5 Вибір електровимірювальних приладів та обмежувачів перенапруг .....	28
2.6 Розрахунок потужності приймачів власних потреб .....	34
3. Розрахунок заземлення та грозозахисту .....	36
3.1 Розрахунок грозозахисту .....	36
3.2 Розрахунок заземлення .....	42
4. Вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок .....	47
4.1 Виконання робіт .....	47
4.2 Загальні заходи безпеки .....	48
4.3 Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт .....	51
4.4 Особи, відповідальні за безпеку робіт, їх права та обов'язки .....	55
Висновки.....	59
Список використаної літератури.....	60

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Аналіз режиму роботи та модернізація електричної частини підстанції	Літ.	Лист	Листів
Розробив		Савченко						
Перевірів		Волохін					5	61
Керівник						СумДУ, ЕТдн-74гп		
Н.								
Зав.		Лебединський						

## Вступ

З розвитком електричних мереж з поступовим удосконаленням експлуатації та використанням новітніх технологій надійність систем електропостачання має першорядну важливість. Особливо серйозно проблема надійності проявляється, коли обладнання з показниками надійності, які розрізняються між собою, встановлюється на одних і тих же об'єктах, наприклад в ході модернізації, і експлуатується не у відповідності зі своїми технічними вимогами, без врахування взаємної залежності. Особливістю проблеми надійності є її зв'язок з усіма етапами розвитку роботи системи від зародження ідеї створення до її практичної реалізації за умов збільшення автоматизації: при розрахунку і проектуванні виробу його надійність закладається в проект, при виготовленні надійність забезпечується, при експлуатації – реалізується [1].

Також, не можна не відмітити і той факт, що в останні роки за відсутності фінансування, запасних частин, матеріалів знизився рівень профілактичних і планових ремонтів, а тому реальна кількість джерел можливих аварійних ситуацій значно більша, ніж це визначається тільки старінням мереж. Крім того попит зростає з кожним днем. Встановленої потужності підстанцій не вистачає для правильного їх функціонування.

Тому для реалізації шляхів підвищення надійності необхідно, перш за все, введення нових генеруючих потужностей і реалізацію системного підходу, який дозволяє підвищити надійність підстанції за рахунок розвитку і впровадження новітніх інформаційних технологій та заміни апаратів комутації та управління.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		6

## 1. Загальна інформація та аналіз стану обладнання підстанції

В даному розділі наводиться загальна інформація про об'єкт модернізації та розглядається ряд питань, вирішення яких дозволить виявити необхідний обсяг робіт з поліпшення технічного стану діючої підстанції.

Об'єктом дослідження в даній роботі є трансформаторна підстанція 110/6 кВ, територія якої займає 2850 м<sup>2</sup>. Будівля бетонна, одноповерхова із залізобетонним перекриттям та шиферною крівлею. У будівлі підстанції розташовані ЗРП-6 кВ, ГЩУ і підсобні приміщення. Будівля введена в експлуатацію в 1986 році. ГЩУ розташований в будівлі підстанції. Складається з панелей пристроїв релейного захисту та автоматики, панелей щита власних потреб, панелей управління і центральної сигналізації, панелей телемеханіки, панелей щита постійного струму, панелей зарядних пристроїв.

Також на території ПС присутня залізнична колія, призначена для установки силових трансформаторів на фундамент. Колія складається з залізничних рейок, покладених на дерев'яні шпали і має довжину 10 м.

Аварійний маслостік, призначений для аварійного зливу трансформаторного масла в маслоприймальний пристрій при пошкодженні силових трансформаторів, виконаний з керамічних труб. Маслоприймальний пристрій виготовлено із залізобетону, має об'єм 35 м<sup>3</sup>, розташований в землі.

### 1.1 Аналіз схеми електричних з'єднань

РВП виконано за схемою містка з ремонтною перемичкою, з приєднанням трансформаторів до неї через роз'єднувачі і відділювачем, з установкою короткозамикачів.

При пошкодженні трансформатора, його захист діє на короткозамикач, тим самим здійснюється штучне коротке замикання (КЗ) і спрацьовує захист повітряної лінії (ПЛ) 110 кВ. Потім в безструмову паузу відключається відділювачем, після чого пристроєм автоматичного повторного включення (АПВ) ПЛ включається в роботу. Повний час відключення лінії і

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



трансформатора становить 0,5-0,8 с. Воно складається з часу спрацьовування захисту трансформатора, короткозамикача, лінійної захисту і лінійних вимикачів.

На даний момент короткозамикачі в парі з відділювачами вважаються застарілою технологією. Пропонується замість відділювачів і короткозамикачів встановити елегазові вимикачі. Схема набуде вигляду, як показано на рис.1.1.

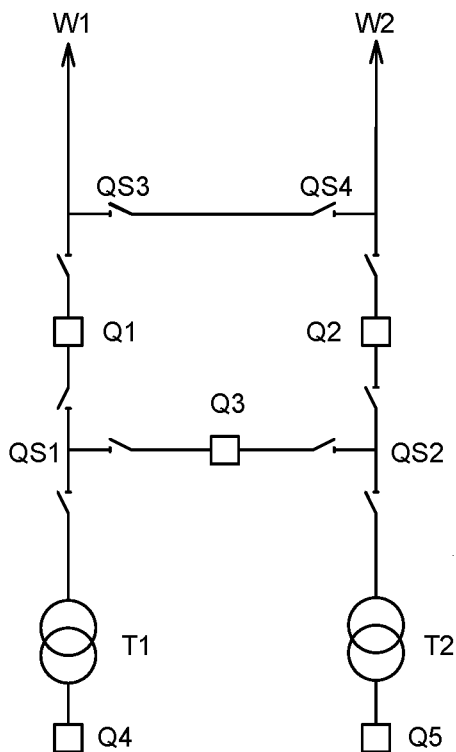


Рис. 1.1 – Схема містка з ремонтною перемичкою.

У схемі для чотирьох приєднань встановлюються три вимикача Q1, Q2, Q3. Нормально вимикач Q3 на перемичці між двома трансформаторами (в містку) включений. При пошкодженні на лінії W1 відключається вимикач Q1, трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W2. При пошкодженні в трансформаторі T1 відключаються вимикач Q4 з боку 6 кВ і вимикачі Q1 і Q3. У цьому випадку лінія W1 виявилася відключеною, хоча ніяких пошкоджень на ній немає, що є недоліком схеми містка. Якщо врахувати, що аварійне відключення трансформаторів буває рідко, то з таким недоліком схеми можна миритися,

тим більше що після відключення Q1 і Q3 і при необхідності виведення в ремонт пошкодженого трансформатора відключають роз'єднувач QS1 і включають Q1, Q3, відновлюючи роботу лінії W1. Для збереження в роботі обох ліній при ревізії будь-якого вимикача (Q1, Q2, Q3) передбачається додаткова перемичка з двох роз'єднувачів QS3, QS4. Нормально один роз'єднувач QS3 перемички відключений. Якщо цього не зробити, то при КЗ в будь-якій лінії (W1 або W2) відключаються обидві лінії. Для ревізії вимикача Q1 попередньо включають QS3, потім відключають Q1 і роз'єднувачі по обидва боки вимикача. У результаті обидва трансформатора і обидві лінії залишилися в роботі. Якщо в цьому режимі відбудеться КЗ на одній лінії, то відключиться Q2, тобто обидві лінії залишаться без напруги. Для ревізії вимикача Q3 також попередньо включають перемичку, а потім відключають Q3. Цей режим має той же недолік: при КЗ на одній лінії відключаються обидві лінії.

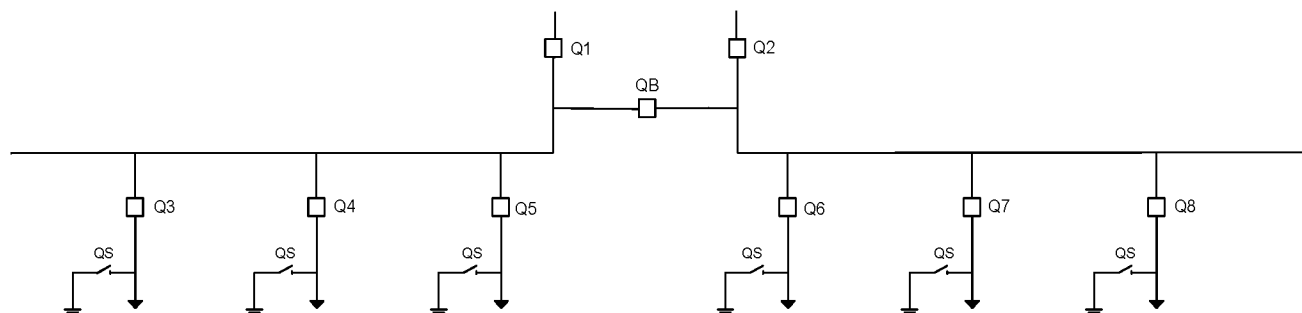


Рис. 1.2 – Схема з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем.

Схема розподільного пристрою низької напруги (РП НН) представляє собою схему з однією системою збірних шин, секціонованою вимикачем. Секціонування виконується так, щоб кожна секція мала джерело енергії (генератор або трансформатор). Число секцій залежить від числа й потужності джерел енергії, напруги, схеми мережі. У РП з великим числом секцій збірні шини замикають у кільце. Секціонування дозволяє підвищити надійність РП й електроустановки в цілому. Однак, при замиканні на секційному вимикачі відключаються обидві секції.

## 1.2 Відкритий розподільний пристрій

Відкритий розподільчий пристрій (ВРП), розташований на території ПС і призначений для прийому електричної енергії напругою 110 кВ з боку повітряних ліній 110 кВ і підведення її до силових трансформаторів 1Т і 2Т.

ВРП складається з секційного вимикача СВ-110 кВ, лінійних роз'єднувачів 1Р і 2Р, роз'єднувачів ремонтної перемички 3Р і 4Р, роз'єднувачів СВ-110кВ 5Р і 6Р, шинних роз'єднувачів 7Р і 8Р типу РНДз 110/1000 в кількості 8 шт., МВ-110кВ - 1 шт., розрядники РВС-110-6 шт., трансформаторів струму 110 кВ, трансформаторів напруги 110 кВ. В процесі експлуатації обладнання було частково замінено.

На ПС встановлені два силові трансформатори 1Т і 2Т 110/6 кВ, типу ТДН-16000/110У1. Силові трансформатори призначені для передачі електричної потужності і для підвищення або пониження напруги живлення силового навантаження. Трансформатори заповнені маслом, трифазні, двообмоткові з природною циркуляцією масла і примусовим дуттям повітря з пристроєм регулювання під навантаженням.

Обробка високочастотна складається з високочастотного загороджувача типу ВЗ-630, підвішеного на першій опорі, конденсатора високочастотного (ВЧ) зв'язку і фільтра приєднання, змонтованих на залізобетонних стійках.

## 1.3 Закритий розподільний пристрій

Устаткування ЗРП розташоване в будівлі підстанції і розділене на дві секції, які живляться від трансформаторів 1Т і 2Т. В ньому встановлене таке устаткування: роз'єднувачі, вимикачі, трансформатори струму й напруги, реактори, вимикачі навантаження. Секції шин з'єднуються між собою через секційний вимикач.

Трансформатори власних потреб (ТВП) призначений для електричного живлення допоміжного устаткування: обслуговування основного

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

устаткування, систем і пристроїв, кіл керування комутаційних апаратів, релейного захисту, автоматики й сигналізації, обдуб трансформатора, освітлення, опалення й інше.

На підстанції встановлено два ТВП №1 і №2 типу ТТ-А-160/6000. Трансформатори маломасляні з природним охолодженням, напругою 6/0,23 кВ, потужністю 160 кВА кожен. До нейтралі трансформаторів власних потреб підключена дугогасильна котушка (ДГК). Вона призначена для компенсації ємнісного струму замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю.

ТВП обладнані приладами обліку електроенергії по напрузі 0,4 кВ, що дозволяє врахувати надходження електричної енергії на шини 6 кВ, так і за напругою 0,4 кВ, тобто є можливість складання небалансу електричної енергії по підстанції. Розрахунковий небаланс електричної енергії по підстанції становить  $\pm 5\%$ . Фактичний небаланс на момент паспортизації: 3,54%. Рік вводу в експлуатацію 1986.

#### 1.4 Аналіз графіка навантаження

Електричні навантаження є вихідними даними для вирішення складного комплексу технічних і економічних завдань. Визначення електричних навантажень становить перший етап проектування будь-якої системи електропостачання і проводиться з метою вибору і перевірки струмоведучих елементів.

Як видно з графіка навантажень (рис. 1.3), в 20 годин навантаження перевищує допустиме згідно [1], при кожному такому перевантаженні елементи трансформатора піддаються руйнуванню.

На сьогодні, більшість устаткування підстанції застаріло, навантаження невпинно зростає. З'являються проблеми недостатньої потужності і зменшення надійності електропостачання. Отже, щоб збільшити її потужність, та підвищити надійність системи електропостачання в цілому, потрібно розглянути питання про модернізацію електричної частини підстанції.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

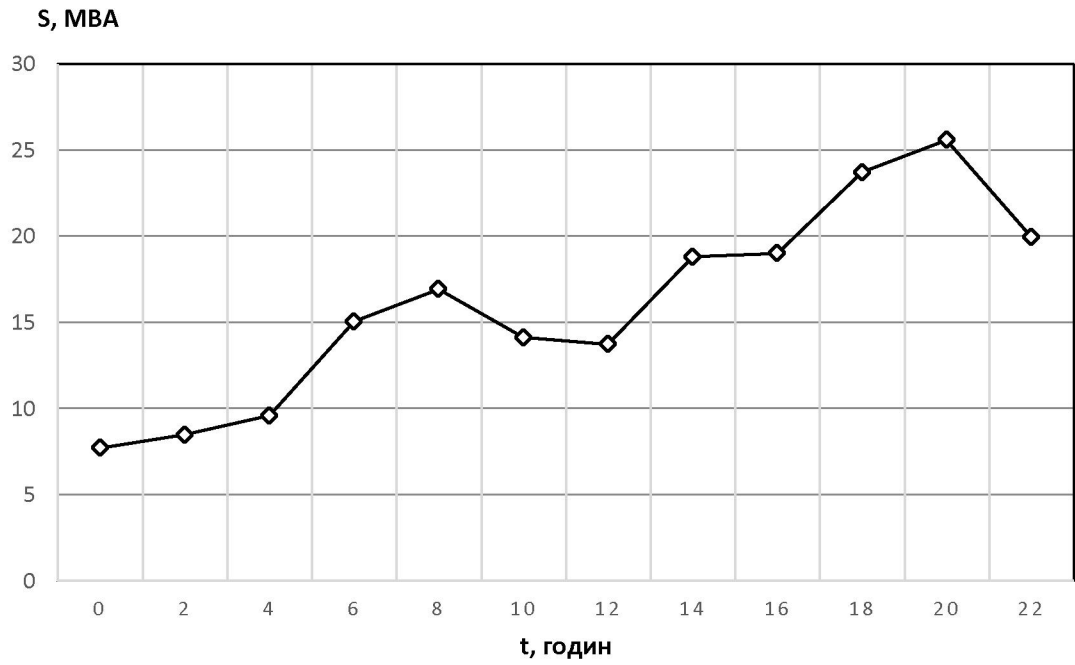


Рис. 1.3 – Добовий графік навантажень.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.307 ПЗ

## 2. Перевірка та вибір обладнання підстанції

Із аналізу існуючого стану обладнання ПС, проведеного у першому розділі, можна зробити висновок, що більшість устаткування підстанції застаріло. Навантаження невпинно зростає і з'являються проблеми зменшення надійності електропостачання. Отже, щоб збільшити її потужність, та підвищити надійність системи електропостачання в цілому, потрібно розглянути питання про модернізацію електричної частини підстанції.

### 2.1. Перевірка силових трансформаторів на перенавантаження

Потужність силових трансформаторів вибирають з урахуванням економічно доцільного режиму роботи і відповідного забезпечення резервування живлення споживачів при відключенні одного трансформатора і того, що навантаження трансформаторів в нормальних умовах не повинна (по нагріванню) викликати скорочення природного терміну його служби.

Основними вимогами при виборі числа і потужності трансформаторів є: надійність електропостачання споживачів, потужність силових трансформаторів в нормальних умовах повинна забезпечувати харчування всіх приймачів електроенергії промислового підприємства, а також мінімум приведених витрат на трансформатори з урахуванням динаміки зростання електричних навантажень.

Перевіримо трансформатори які встановлені на підстанції.

Таблиця 2.1 – Добові навантаження

Годин	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, МВА	7,72	8,47	9,60	15,06	16,94	14,12	13,74	18,82	19,01	23,72	25,6	19,95

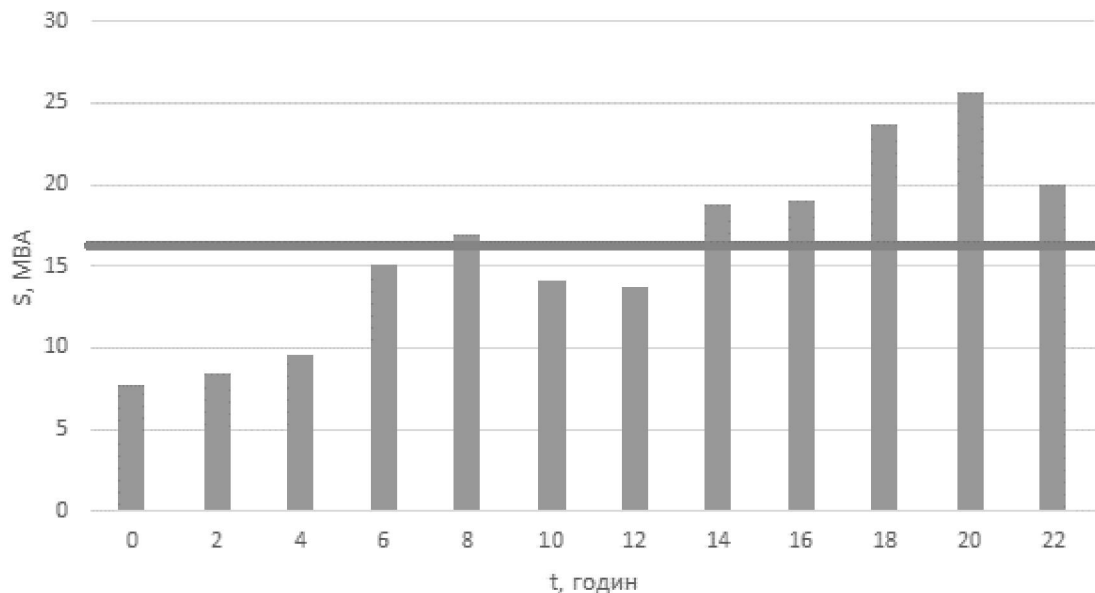


Рис. 2.1 – Добовий графік навантаження для трансформатора 16 МВА

Таблиця 2.2 – Параметри трансформатора ТДН-16000/110

Тип	$S_{НОМ}$ , МВА	$U_{ВН}$ , кВ	$U_{НН}$ , кВ	$\Delta P_X$ , кВт	$\Delta P_{КЗ}$ , кВт	$U_{КЗ}$ , %	$I_{ХХ}$ , %
ТДН-16000/110	16	115	6,6	19	85	10,5	0,7

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

$U_{ВН}$  – номінальна лінійна напруга обмотки високої напруги В;

$U_{НН}$  – номінальна лінійна напруга обмотки низької напруги В;

$\Delta P_X$  – активна складова втрат холостого ходу трансформатора, кВт;

$\Delta P_K$  – втрати короткого замикання, кВт;

$U_K$  % – напруга короткого замикання, % від номінального;

$I_{ХХ}$  – струм холостого ходу, % від номінального.

Для перевірки трансформатора реальний графік навантаження перетворимо в двоступінчастий. Початкове навантаження еквівалентного графіка визначається за формулою:

$$K_1 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.1)$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – власне навантаження першого, другого, n-го ступеня графіка навантаження, розміщеного нижче лінії номінальної потужності трансформатора;  $t_1, t_2, \dots, t_n$ , тривалість ступеня. В формулу (2.1) підставляємо значення.

$$K_1 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{7,72^2 \cdot 2 + 8,47^2 \cdot 2 + 9,6^2 \cdot 2 + 15,06^2 \cdot 2 + 14,12^2 \cdot 2 + 13,74^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 0,739.$$

Аналогічно визначаємо другий ступінь еквівалентного графіка, але при цьому беруться ступені, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформатора:

$$K_2 = \frac{1}{S_{НОМ}} \cdot \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + \dots + S_n^2 \cdot t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2.2)$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження, розміщене вище лінії номінальної напруги.

В формулу (2.2) підставляємо значення.

$$K_2 = \frac{1}{16} \cdot \sqrt{\frac{16,94^2 \cdot 2 + 18,82^2 \cdot 2 + 19,01^2 \cdot 2 + 23,72^2 \cdot 2 + 25,6^2 \cdot 2 + 19,95^2 \cdot 2}{2 \cdot 6}} = 1,306.$$

Максимальне перевантаження трансформатора визначається за формулою:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}}, \quad (2.3)$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора за графіком навантаження. Підставивши значення в формулу (2.3) отримуємо.

$$K_{MAX} = \frac{25,6}{16} = 1,6.$$

Попереднє значення  $K_2$  необхідно порівняти із значенням  $K'_2$ :

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{max}. \quad (2.4)$$

Підставивши значення в формулу (2.4), отримаємо:

$$K'_2 = 0,9 \cdot K_{max} = 0,9 \cdot 1,6 = 1,44.$$

Порівнюємо значення  $K_2$  і  $K'_2$ :

$$K_2 = 1,306 < K'_2 = 1,44.$$

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



Остаточно приймаємо значення  $K_{2\text{РЕАЛ}} = 1,44$ .

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури  $+20^{\circ}\text{C}$  і часу перевантаження  $t = 12$  годин, для аварійного режиму знаходимо значення допустимого перевантаження  $K_{2\text{ГОСТ}}$ .

За довідником отримуємо значення  $K_{2\text{ГОСТ}}$ , яке дорівнює 1,3.

Порівнявши значення  $K_{2\text{РЕАЛ}}$  та  $K_{2\text{ГОСТ}}$ , можемо зробити висновок що для даного трансформатора такий режим роботи не є допустимим, його потрібно замінити на трансформатор з більшою потужністю.

Обираємо трансформатор ТДН-25000/110.

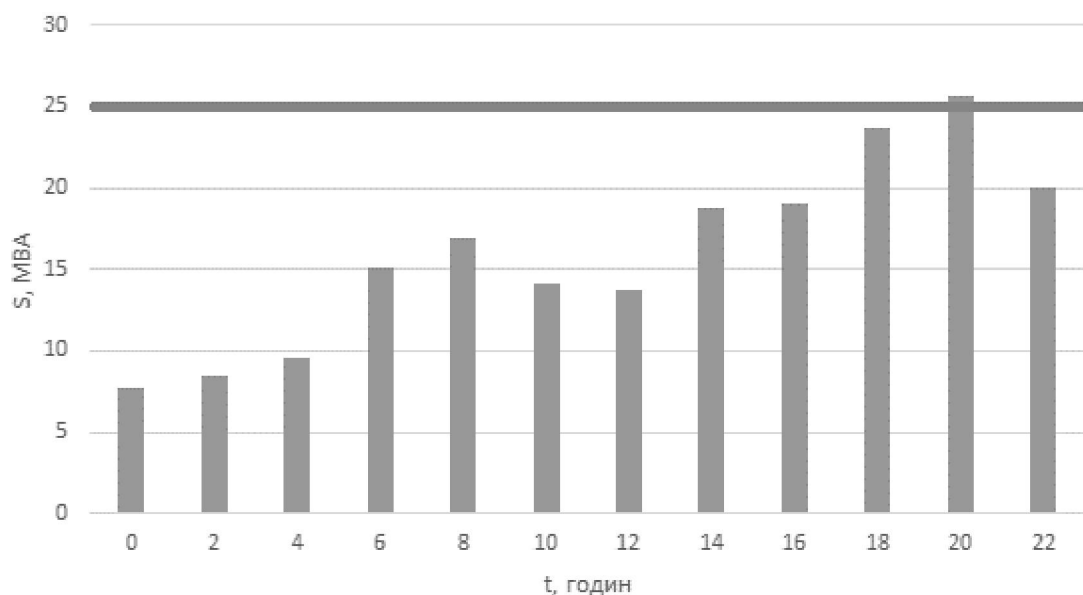


Рис. 2.2 – Добовий графік навантаження для трансформатора 25 МВА

Таблиця 2.3 – Параметри трансформатора ТДН-25000/110.

Тип	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{Х}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$U_{\text{КЗ}}$ , %	$I_{\text{ХХ}}$ , %
ТДН-25000/110	25	115	6,6	27	120	10,5	0,7

Знаходимо  $K_1$  за формулою (2.1):

$$K_1 = \frac{1}{25} \sqrt{\frac{7,72^2 \cdot 2 + 8,47^2 \cdot 2 + 9,6^2 \cdot 2 + 15,06^2 \cdot 2 + 16,94^2 \cdot 2 + 14,12^2 \cdot 2 + 13,74^2 \cdot 2 + 18,22^2 \cdot 2 + 19,01^2 \cdot 2 + 23,72^2 \cdot 2}{2 \cdot 11}} = 0,638$$

Знаходимо  $K_2$  за формулою (2.2):

$$K_2 = \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{25,6^2 \cdot 2}{2}} = 1,024.$$

Визначаємо максимальне перевантаження трансформатора по формулі (2.3):

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{25,6}{25} = 1,024.$$

Попереднє значення  $K_2$  необхідно порівняти із значенням  $K'_2$ :

За формулою (2.4) знаходимо  $K'_2$ :

$$K'_2 = 0,9 \cdot 1,024 = 0,922.$$

Порівнюємо значення  $K_2$  і  $K'_2$ :

$$K_2 = 1,024 > K'_2 = 0,922.$$

Остаточно приймаємо значення  $K_{2РЕАЛ} = 1,024$ .

За ГОСТом 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури  $+20^\circ \text{C}$  і часу перевантаження  $t = 2$  годин, для аварійного режиму знаходимо значення допустимого перевантаження  $K_{2ГОСТ}$ . За довідником отримуємо значення  $K_{2ГОСТ}$ , яке дорівнює 1,762.

Порівнявши значення  $K_{2РЕАЛ}$  та  $K_{2ГОСТ}$ , можемо зробити висновок що для даного трансформатора такий режим роботи є допустимим.

## 2.2 Розрахунок струмів короткого замикання

Коротким замиканням (КЗ) називається порушення нормальної роботи електричної установки, викликане замиканням фаз між собою, а також замиканням фаз на землю в мережах з глухозаземленою нейтраллю.

Причинами КЗ зазвичай є порушення ізоляції, викликані її механічними пошкодженнями, старінням, накинута сторонніх тіл на дроти ліній електропередачі. Перебіг великих струмів КЗ викликає підвищене нагрівання провідників, а це веде до збільшення втрат електроенергії, прискорює старіння і руйнування ізоляції, може привести до втрати механічної міцності струмопровідних частин і електричних апаратів. При КЗ струми в пошкоджених фазах збільшуються в кілька разів у порівнянні з їх

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

нормальним значенням, а напруги знижуються, особливо поблизу місця пошкодження.

Для забезпечення надійної роботи енергосистем в даному розділі потрібно розрахувати струми КЗ, для подальшого вибору апаратів захисту.

Вважається достатнім розглянути струм трифазного КЗ в характерних точках системи електропостачання і визначити періодичну складову цього струму для найбільш важкого режиму роботи мережі.

Таблиця 2.4 – Вихідні дані

Трансформатор	$X_c$ , Ом	$X_{Л1}$ , Ом	$X_{Л2}$ , Ом	$X_P$ , Ом	$t$ , °С
ТДН-25000/110	3,103	1,848	1,806	0,25	20

де  $X_{Л1}$ ,  $X_{Л2}$  – опори ліній які підходять до ПС;

$X_P$  – опір реактора (взято з технічної документації);

$X_c$  – опір системи (взято з технічної документації).

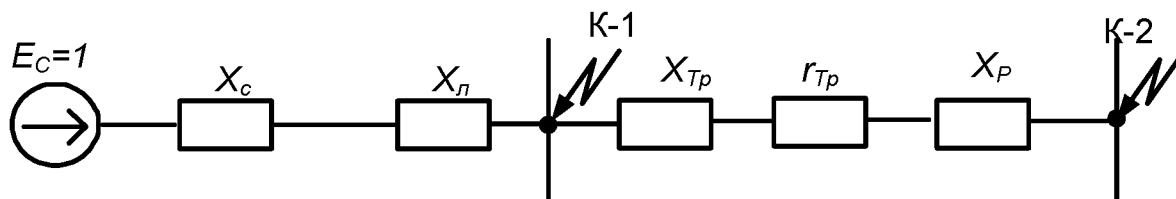


Рис. 2.3 – Схема заміщення мережі

Визначаємо загальний опір ліній:

$$X_L = \frac{X_{Л1} * X_{Л2}}{X_{Л1} + X_{Л2}} \quad (2.5)$$

Підставивши значення в формулу (2.5), отримуємо:

$$X_L = \frac{1,848 * 1,806}{1,848 + 1,806} = 0,913 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір трансформаторів:

$$X_{Т1} = X_{Т2} = \frac{U_K * U_B^2}{100 * S_H} \quad (2.6)$$

Підставивши значення в формулу (2.6), отримуємо:

$$X_{T1} = X_{T2} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 55,545 \text{ Ом.}$$

Визначаємо опір системи трансформаторів за формулою:

$$X_T = X_{T1} / 2. \quad (2.7)$$

Підставивши значення в формулу (2.7), отримуємо:

$$X_T = \frac{55,545}{2} = 27,773 \text{ Ом.}$$

Рахуємо періодичну складову СКЗ у точці K1:

$$I_{K1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L)}. \quad (2.8)$$

Підставляємо значення в формулу (2.8):

$$I_{K1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,103 + 0,913)} = 15,833 \text{ кА.}$$

Рахуємо періодичну складову СКЗ у точці K2 приведена до напруги вищої сторони:

$$I_{K2}^B = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_L + X_P + X_T)}. \quad (2.9)$$

Підставляємо значення в формулу (2.9):

$$I_{K2}^B = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (3,103 + 0,913 + 0,25 + 27,773)} = 1,986 \text{ кА.}$$

Знаходимо реальний струм у точці K2:

$$I_{K2} = I_{K2}^B \cdot \frac{U_B}{U_H} = 1,986 \cdot \frac{115}{6,6} = 34,587 \text{ кА.}$$

Знаходимо ударний струм:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot I_K. \quad (2.10)$$

Підставляємо значення у формулу (2.10) для значень СКЗ у точках K1 і K2:

$$\text{- у точці K1: } i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 15,833 = 35,942 \text{ кА;}$$

$$\text{- у точці K2: } i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 34,587 = 78,516 \text{ кА.}$$

Допустимо, що амплітуда ЕРС і періодична складова СКЗ незмінні за часом, тому через час, який дорівнює часу відключення.

$$I_{нт} = I_{K1} = 15,833 \text{ кА для точки K}_1;$$

$$I_{нт} = I_{K2} = 34,587 \text{ кА для точки K}_2.$$

Аперіодична складова СКЗ до моменту розбіжності контактів вимикача:

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

$$i_a = \sqrt{2} * I_K * e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (2.11)$$

Підставляємо значення у формулу (2.11) для значень СКЗ у точках К1 і К2:

$$\text{для К1: } i_{a1} = \sqrt{2} * 15,833 * 2,718^{-\frac{0,06}{0,025}} = 2,0257 \text{ кА};$$

$$\text{для К2: } i_{a2} = \sqrt{2} * 34,587 * 2,718^{-\frac{0,1}{0,05}} = 6,601 \text{ кА}.$$

Інтеграл Джоуля:

$$B_K = I_K^2 * (t + T_a). \quad (2.12)$$

Підставляємо значення у формулу (2.12) для значень СКЗ у точках К1 і К2:

$$\text{для К1: } B_K = 15,833^2 * (0,06 + 0,025) = 21,308 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$\text{для К2: } B_K = 34,587^2 * (0,1 + 0,05) = 179,439 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Розраховані значення зводимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунків

Струми КЗ	І <sub>кз</sub> у початковий момент часу	Ударний струм, кА	І <sub>кз</sub> у момент витрати контактів вимикача, кА	Аперіодич на складова СКЗ, <i>i<sub>a</sub></i> , кА	Інтеграл Джоуля <i>B<sub>к</sub></i> , к А <sup>2</sup> с
Шини 110кВ (К <sub>1</sub> )	15,833	35,942	15,833	2,0257	21,308
Шини 6,6 кВ (К <sub>2</sub> )	34,587	78,516	34,587	6,601	179,439

### 2.3 Вибір високовольтних електричних апаратів

Високовольтні електричні апарати вибираються за умовою тривалого режиму роботи і перевіряються за умовами коротких замикань. При цьому для апаратів виконується:

- вибір за напругою;
- вибір за нагріванням при тривалих струмах;
- перевірка на електродинамічну стійкість;
- перевірка на термічну стійкість;
- вибір з виконання (для зовнішньої або внутрішньої установки).

Вибору підлягають:

- вимикачі на боці вищої напруги;
- вступні вимикачі на боці 6,6 кВ;
- секційні вимикачі на боці 6,6 кВ;
- вимикачі ліній, що відходять, 6,6 кВ;
- роз'єднувачі вищої напруги.

Для вибору апаратів і струмоведучих частин необхідно визначити струми нормального і після аварійного режимів. Визначення струмів виконується для випадку установки на підстанції силового трансформатора. Розрахованого відповідно до графіка навантаження підстанції.

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}. \quad (2.13)$$

Підставивши значення у формулу (2.13), отримуємо:

$$I_{\max}^{BH} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,924 \text{ А.}$$

Струм у колі вступних вимикачів на боці 6 кВ:

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}. \quad (2.14)$$

Підставивши значення у формулу (2.14), отримуємо:

$$I_{\max}^{HH} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 3065,335 \text{ А.}$$

Струм у колі секційного вимикача:

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}. \quad (2.15)$$

Підставивши значення у формулу (2.15), отримуємо:

$$I_{\max}^{CB} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1532,668 \text{ А.}$$

Струм у колі лінії, що відходить (кількість ліній, що відходять 37):

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH} \cdot n}. \quad (2.16)$$

Підставивши значення у формулу (2.16), отримуємо:

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						21
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{10}^{omx} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6,6 \cdot 37} = 82,847 \text{ A.}$$

Обираємо електричні апарати опираючись на попередні розрахунки:

На боці 110 кВ обрано елегазовий вимикач типу АВВ 121 РМ 40-20V.

Таблиця 2.6 - Вибір вимикача на боці 110 кВ

Умова Вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	175,924 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	15,833 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	35,942 кА	104 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	15,833 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	2,0257 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	21,308 кА <sup>2</sup> ·с	1200 кА <sup>2</sup> ·с

2) У колі трансформатора на боці 6,6 кВ обрано вимикач HVF 1160.

Таблиця 2.7 - Вибір вимикача у колі трансформатора на боці 6,6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	6,6 кВ	6,6 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3065,335 А	3150 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	34,587 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	78,516 кА	104 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	34,587 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	6,601 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	179,439 кА <sup>2</sup> ·с	2977 кА <sup>2</sup> ·с

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

3) Секційний вимикач на боці 6,6 кВ - HVF 1160.

Таблиця 2.8 - Вибір секційного вимикача на боці 6,6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	6,6 кВ	6,6 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	1532,668 А	2000 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	34,587 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	78,516 кА	104 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	34,587 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	6,601 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	179,439 кА <sup>2</sup> ·с	2977 кА <sup>2</sup> ·с

4) Вимикач на лінію, що відходить, 6,6 кВ обрано HVF 1160.

Таблиця 2.9 - Вибір вимикачів на лінію, що відходить, 6,6 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	6,6 кВ	6,6 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	82,847 А	630 А
$I_{ПО} \leq I_{прСКВ}$	34,587 кА	40 кА
$I_{уд} \leq I_{СКВ}$	78,516 кА	104 кА
$I_{нт} \leq I_{ОткНом}$	34,587 кА	40 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	6,601 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	179,439 кА <sup>2</sup> ·с	2977 кА <sup>2</sup> ·с

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.307 ПЗ

Лист

23



5) Роз'єднувач на боці 110 кВ – Alstom CML-52PAT-145/2000.

Таблиця 2.10 - Вибір роз'єднувачів 110 кВ

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	110 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	175,924 А	2000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	35,942 кА	120 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	21,308 кА <sup>2</sup> ·с	50 кА <sup>2</sup> ·с

## 2.4 Ошиновка розподільних пристроїв

Ошиновку РП 110 кВ виконують, як правило, сталевалюмінієвими проводами марки АС, при цьому перетин шин повинен бути не менше 70мм<sup>2</sup> (за умовами коронування). Вибір перетину здійснюється за довгостроково припустимим струмом.

Ошиновка закритих РП 6,6 кВ виконується твердими шинами. Вибір перетину також виконується за допустимим струмом. Тверді шини повинні бути перевірені на динамічні дії струмів КЗ і на можливість виникнення резонансних явищ. Зазначені явища не виникають при КЗ, якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц.

Таблиця 2.11 – Вхідні дані

$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{\text{макс}}, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2\text{с}$
15,833	175,924	21,308

### 2.4.1 Розрахунок ошиновки у розподільному пункті 110 кВ

Довгостроково припустимий струм:

$$I_{\text{макс}} = 175,924 \text{ А.}$$

Обираємо мінімальний переріз АС-70/11 мм<sup>2</sup>, I<sub>доп</sub> = 265 А.

Проводимо перевірку на термічну стійкість:

$$q_{min} < q_{розр} \quad (2.17)$$

де,  $q_{min}$  – мінімальний переріз;

$q_{розр}$  – розрахунковий переріз.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (2.18)$$

Підставивши дані в формулу (2.18), отримуємо:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{21,308}}{91} = 50,726 \text{ мм}^2,$$

$$\text{де, } c = 91 * 10^{-3} \frac{\text{кАс}}{\text{мм}^2}.$$

Виконуємо перевірку на термічну стійкість порівнявши розраховане значення з допустимим за формулою (2.17):

$$50,726 < 70 \text{ – Умова виконується.}$$

Перевірку вибраних шин на електродинамічну стійкість при КЗ для гнучких шин не проводимо, так як виконується умова: I<sub>кз</sub> < 20 кА

Виконуємо перевірку за умовами коронування:

Переріз проводів для напруги 110 кВ за умовами корони повинен бути не менше 70 мм<sup>2</sup>, тому обираємо АС 70/11.

#### 2.4.2 Розрахунок ошиновки у розподільному пункті 6 кВ

Таблиця 2.12 – Вхідні дані

Трансформатор	S <sub>НОМ</sub> , МВА	S <sub>НОМ НАВ</sub> , МВА	S <sub>МАКС</sub> , МВА	U <sub>НН</sub> , кВ	I <sub>ПО</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	B <sub>к</sub> , кА <sup>2</sup> с	t, °С
ТДН-25000/110	25	18,82	25,6	6,6	34,587	78,516	179,439	+20

Розрахунок значення допустимого струму для номінального і максимального навантаження:

$$I_{НОРМ} = \frac{S_{НОМ НАВ}}{2 * \sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{18,82}{2 * \sqrt{3} * 6,6} = 0,824 \text{ кА.}$$

$$I_{МАКС} = \frac{S_{МАКС}}{2 * \sqrt{3} * U_{НОМ}} = \frac{38,9}{2 * \sqrt{3} * 6,6} = 1,121 \text{ кА.}$$

Обираємо за максимальним струмом переріз шини:

Обираємо алюмінієву шину  $100 \times 6$  мм,  $I_{\text{доп}} = 1425$  А.

$$I_{\text{макс}} < I_{\text{доп}}.$$

Розрахунок струму із врахуванням поправки на температуру:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} * \sqrt{\frac{70-t}{70-t_0}}, \quad (2.19)$$

де  $t_0$  – температура для якої розраховані довідникові дані;

$t$  – температура навколишнього середовища;

$I_{\text{доп}}$  – допустимий струм для вибраної шини (взятий з каталожних даних).

Підставляємо значення в формулу (2.19):

$$I_{\text{доп}} = 1425 * \sqrt{\frac{70-20}{45}} = 1503 \text{ А.}$$

Перевірка на термічну стійкість за формулою (2.18):

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{179,439}}{91} = 147,2 \text{ мм}^2.$$

де  $q_{\text{min}}$  - мінімальний переріз за термічною стійкістю.

Для того щоб не перевіряти вибрані шини на електродинамічну стійкість ми знаходимо власну частоту коливань шини. Якщо власна частота коливань шини менше 30 і більше 200 Гц, то динамічна дія струмів КЗ і виникнення резонансних явищ відсутні.

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{\gamma}{q}}, \quad (2.20)$$

де  $l$  - довжина прольоту між ізоляторами  $l=1,5$  м;

$\gamma$  - момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі, перпендикулярної до напрямку згинаючої сили,  $\text{см}^4$ ;

$q$  - поперечний переріз шини, приймаємо значення  $5,97 \text{ см}^2$  (довідникове значення).

Формула розрахунку моменту інерції поперечного перерізу шини щодо осі:

$$\gamma = \frac{bh^3}{12}. \quad (2.21)$$

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Підставимо значення в формулу (2.21):

$$\gamma = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4.$$

де  $b$  - товщина шини, см;

$h$  – ширина шини, см.

Підставляємо отримані значення у формулу (2.20) і порівнюємо з початковими умовами.

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{50}{5,97}} = 222,773 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц}.$$

Знаходимо найбільше питоме зусилля при 3-ф КЗ за формулою:

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{i_{yA}^2}{a}. \quad (2.22)$$

Підставляємо отримані раніше значення у формулу (2.22):

$$f = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{(78,516)^2}{0,5} = 2133,007 \text{ Н/м},$$

де, відстань між фазами  $a=0,5 \text{ м}$ .

Розраховуємо найбільший вигинаючий момент:

$$M = \frac{f * l^2}{10}. \quad (2.23)$$

Підставимо дані у формулу розрахунку найбільшого вигинаючого моменту (2.23):

$$M = \frac{2133,007 * 1,5^2}{10} = 479,927 \text{ Нм}.$$

Визначимо момент опору шини відносно осі за формулою:

$$W = \frac{b * h^2}{6}. \quad (2.24)$$

Підставимо значення у формулу (2.24):

$$W = \frac{0,6 * 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3.$$

Визначаємо напругу в матеріалі шини:

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{M}{W} = \frac{f * l^2}{10 * W} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i_{yA}^2 * l^2}{W * a}. \quad (2.25)$$

Підставляємо значення у формулу (2.25):

$$\sigma_{\text{розр}} = \frac{479,927}{10} = 47,9927 \text{ МПа},$$

									Лист
									27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.141.307 ПЗ				

де  $\sigma_{розр}$  – розрахункова механічна напруга в матеріалі шин;

Останнім етапом є перевірка механічної міцності,  $\sigma_{розр}$  повинно відповідати умовам:

$$\sigma_{розр} < \sigma_{доп}, \quad (2.26)$$

де  $\sigma_{доп} = 75$  МПа, допустима механічна напруга в матеріалі шин для алюмінієвого сплаву ДДЗТТ.

$47,9927 < 75$  - Умова виконується.

Отже, ошиновка виконана вірно.

## 2.5 Вибір електровимірювальних приладів та обмежувачів перенапруг

Для ввімкнення електровимірювальних приладів і пристроїв релейного захисту необхідна установка трансформаторів струму і напруги. У даному проекті релейний захист детально не розробляється, тому перевірку трансформаторів за вторинним навантаженням виконуємо з урахуванням ввімкнення тільки вимірювальних приладів.

У колі силового трансформатора з боку нижчої напруги встановлюється амперметр, вольтметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, на шинах 110 кВ – вольтметр із перемикачем для виміру трьох міжфазних напруг, на секційному вимикачі 6 кВ - амперметр, на лініях, що відходять, 6 кВ - амперметр, лічильники активної і реактивної енергій. Розрахунок вторинного навантаження трансформатора струму наведений у таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 - Вторинне навантаження трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження по фазах		
		А	В	С
Амперметр	Э8021	0,5	0,5	0,5
Ватметр	ЦП8500	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	ЩВ-120	2,5	-	2,5

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Продовження таблиці 2.13

Лічильник реактивної енергії	ЩВ-120	2,5	-	2,5
РЗіА		5	5	5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра з боку НН		11,5	0,5	11,5
Сумарне навантаження струму в колі секц. вимикач на НН		0,5	0,5	0,5
Сумарне навантаження струму в колі силового тр-ра на боці ВН		5,5	5,5	5,5
Сумарне навантаження струму в колі відхідної лінії		10,5	0,5	10,5

1) Вибір трансформатора струму в колі силового трансформатора на боці вищої напруги.

Обираємо трансформатор струму ІМВ 123.

Проводимо перевірку ТС за вказаними нижче критеріями.

Таблиця 2.14 - Вибір ТС в колі силового трансформатора на боці ВН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	110 кВ	123 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	175,924 А	300 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	35,942 кА	80 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	21,308 кА <sup>2</sup> с	300 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	1,02 Ом	4 Ом

Перевірка за вторинним навантаженням:

визначаємо опір приладів за формулою:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2}. \quad (2.27)$$

Підставляємо значення в формулу (2.27):

$$Z_{\text{прил}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Опір сполучних проводів:

$$Z_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - Z_{\text{К}}, \quad (2.28)$$

де:  $Z_{\text{ном}}$  - номінальний опір навантаження, Ом;

$Z_{\text{прил}}$  - опір приладів, Ом;

$Z_{\text{К}}$  - опір контактів, Ом.

Підставляємо дані в формулу (2.28):

$$Z_{\text{пр}} = 4 - 0,22 - 0,1 = 3,68 \text{ Ом.}$$

Приймаємо перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

Довжина кабелю  $L=100$  м.

Перетин жил при даній довжині кабелю:

$$Z_{\text{пр}} = \rho \frac{l}{F}, \quad (2.29)$$

де:  $\rho$  - питомий опір міді,  $0,0175, \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}}{\text{м}}$ ,

$F$  - перетин жил, мм<sup>2</sup>.

Підставляємо дані у формулу (2.29):

$$Z_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Знаходимо загальний опір струмового кола за формулою:

$$Z_{\text{ном}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}}; \quad (2.30)$$

$$Z_{\text{ном}} = Z_{\text{прил}} + Z_{\text{К}} + Z_{\text{пр}} = 0,22 + 0,1 + 0,7 = 1,02 \text{ Ом.}$$

Отримане значення опору менше 4 Ом.

2) Вибір трансформатора струму у колі силового трансформатора на боці нижчої напруги.

Обираємо трансформатор струму ТШЛ-10 УЗ.

Проводимо перевірку ТС за вказаними нижче критеріями.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 2.15 - Вибір ТС у колі силового трансформатора на боці НН.

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	3065,335 А	4000 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	78,516 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	179,439 кА <sup>2</sup> с	3675 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,91 Ом	1,2 Ом

Перевірка за вторинним навантаженням:

Визначаємо опір приладів за формулою (2.27):

$$Z_{прил} = \frac{11,5}{5^2} = 0,46 \text{ Ом}.$$

Знаходимо опір сполучних проводів за формулою (2.28):

$$Z_{пр} = 1,2 - 0,46 - 0,1 = 0,64 \text{ Ом}.$$

Приймаємо перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних жил.

Довжина кабелю  $L=50$  м.

Перетин жил при даній довжині кабелю за формулою (2.29):

$$Z_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Загальний опір струмового кола знаходимо за формулою (2.30):

$$Z_H = 0,46 + 0,1 + 0,35 = 0,91 \text{ Ом}.$$

Отримане значення опору менше 1,2 Ом.

3) Вибір трансформатора струму на лінії, що відходить.

Обираємо трансформатор струму АВВ СТ3/100/5А.

Проводимо перевірку ТС за вказаними нижче критеріями.



Таблиця 2.16 - Вибір трансформатора струму на лінії, що відходять

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	6 кВ	6 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	82,847 А	100 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	78,516 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	179,439 кА <sup>2</sup> с	768 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,73 Ом	0,8 Ом

Перевірка за вторинним навантаженням:

Визначаємо опір приладів за формулою (2.27):

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I^2} = \frac{10,5}{5^2} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Опір сполучних проводів визначаємо за формулою (2.28):

$$Z_{пр} = 0,6 - 0,42 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом.}$$

Приймаємо перетин сполучних проводів за умовами механічної міцності 2,5 мм<sup>2</sup> для мідних жил. Довжина кабелю  $L=30$  м.

Перетин жил при даній довжині кабелю знаходимо за формулою (2.29):

$$Z_{пр} = \frac{0,0175 \cdot 30}{2,5} = 0,21 \text{ Ом.}$$

Загальний опір струмового кола за формулою (2.30):

$$Z_H = 0,42 + 0,1 + 0,21 = 0,73 \text{ Ом.}$$

Отримане значення опору менше 0,8 Ом.

4) Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатор напруги (ТН) призначений для зниження високого напруги до стандартного значення 100 В або  $100/\sqrt{3}$  В і для відділення кіл вимірювання та релейного захисту від первинних кіл високої напруги.

Сумарне споживання обмоток вимірювальних приладів і реле, підключених до вторинної обмотки трансформатора напруги, не повинно

перевищувати номінальну потужність трансформатора напруги, так як в іншому випадку це призведе до збільшення похибок.

Таблиця 2.17 – Вторинне навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S	cos	sin	n	$\Sigma$
Вольтметр	ЦП8501	0,1	1	0	4	0,4
Ватметр	ЦП8500	1,5	1	0	2	3
Варметр	ЦП8506	2,5	0,38	0,925	2	5
Лічильник активної енергії	ЩВ-120	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Лічильник реактивної енергії	ЩВ-120	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РЗіА		5				5

$S_{2\Sigma}$  - навантаження всіх вимірювальних приладів і реле, які приєднані до трансформатора напруги, В·А.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{np} \cdot \cos \varphi_{np\text{риб}})^2 + (\sum S_{np} \cdot \sin \varphi_{np\text{риб}})^2} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}$$

де,  $S_{np}$  – потужність приладів приєднаних до ТН.

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(0,4+3+5*0,38+7,5*0,38*2+5)^2 + (5+15)^2 * 0,925^2} = 25,612 \text{ ВА}$$

Як ТН вибираємо на боці 110 кВ EMFC 72, на боці 6,6кВ TDC 4.

Таблиця 2.18 - Технічні дані ТН сторони 110 кВ

Тип	Номінальна напруга обмоток			Номінальна потужність, В·А, в класіточності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
MFC 72	121	100/ $\sqrt{3}$	100	180	300	400	-	1000

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

БР 5.6.141.307 ПЗ

Лист

33

Таблиця 2.19 - Технічні дані ТН сторони 6,6 кВ

Тип	Номинальна напруга обмоток			Номинальна потужність, В·А, в класіточності				Максимальна потужність, В·А
	Первинної, кВ	Основної вторинної, В	Додаткової, В	0,2	0,5	1	3	
TDC 4	6600	$100/\sqrt{3}$	100	25	75	150	-	400

### 5) Вибір обмежувачів перенапруги

До 70-х років традиційним апаратом для захисту ізоляції електроустаткування від перенапруги є вентильний розрядник, який містив нелінійний елемент.

В даний час вентильні розрядники застаріли, для підвищення надійності електропостачання бажано застосовували обмежувачі перенапруги (ОПН).

ОПН являє собою апарат опорного типу і містить високо нелінійний резистор, що складається з послідовно з'єднаних в колонку дисків оксидно-цинкових варисторів, поміщених в ізоляційну оболонку.

Принцип роботи ОПН полягає в наступному: в нормальному режимі через апарат протікає незначний струм при появі сплесків перенапруги струм, який протікає через нього зростає до значень десятків кілоампер, знижуючи рівень перенапруги до заданих значень.

Вибираємо обмежувачі перенапруги:

- для напруги 6 кВ вибираємо ОПН-6/6,6- 10/400(I);
- для напруги 110 кВ вибираємо ОПН-П1-110/73/10/2УХЛ1.

Для вибору ОПН орієнтуємось на параметри старих розрядників і вибираємо більш сучасні ОПНи.

### 2.6 Розрахунок потужності приймачів власних потреб

На самій станції є безліч споживачів (технологічних систем), які потребують електроенергії. Для енергопостачання цих споживачів доцільно

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

використовувати енергію, що трансформується на станції. Для цього до шин нижчої напруги підключені так звані трансформатори власних потреб (ТВП), до величини 0,23/0,4 кВ, яке і використовується для живлення технологічних систем станції.

Таблиця 2.20 – Вторинне навантаження підключене до ТВП

Види споживачів	Встановлена потужність		cos φ	Навантаження
	одиниці, кВт*к-сть	Всього, кВт		S, кВА
Охолодження ТДН-25000/110	2*2,5	5	0,85	5,89
Підігрів вимикачів на напрузі 110 кВ	3*1,8	5,4	1	5,4
Підігрів шкафів	44*0,6	26,4	1	26,4
Опалення, освітлення, вентиляція ЗРП	1*6	6	1	6
Опалення, освітлення, вентиляція ВРП	1*70	70	1	70
Підігрів релейного шкафа	1*1	1	1	1
Всього				114,69

На підстанції передбачається установка 2 трансформаторів власних потреб.

Номінальна потужність вибирається з умови :

$$S_{ТВП} > S_{ВП},$$

де  $S_{ТВП}$  - потужність трансформатора власних потреб, кВА,

$S_{ВП}$  - потужність споживачів власних потреб, кВА.

$$S_{ТВП} = \frac{S_{РОЗ}}{1,4} = \frac{114,69}{1,4} = 81,92 \text{ кВА.}$$

Приймаємо потужність трансформатора 100 кВА. Остаточо для живлення споживачів власних потреб беремо два трансформатори ТМ-100.

### 3. Розрахунок заземлення та грозозахисту

#### 3.1 Розрахунок грозозахисту

Блискавки характеризуються великим руйнівним впливом, це пояснюється великою амплітудою, крутизною наростання і інтегралом струму. При проектуванні будинків і споруд системи електропостачання необхідно враховувати і запобігати можливості їх поразки ударами блискавки. Особливо це відноситься до відкритих електроустановок.

Захист ОРУ здійснюється установкою стрижневих блискавковідводів на порталах підстанцій або пристроєм окремо розташованих стрижневих блискавковідводів зі своїми відокремленими заземлювачами. Схему наявного грозозахисту зображено на рис. 3.1 – 3.2.

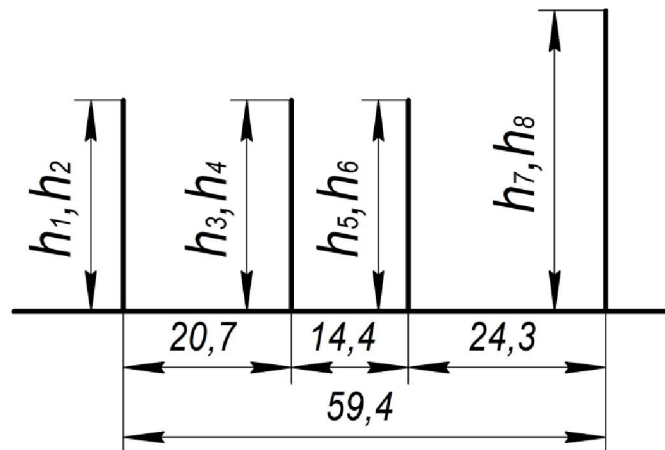


Рис. 3.1 – Схема розміщення блискавковідводів (вид збоку)

Зони захисту розраховані за старими ДСТУ [2], тому потрібно перерахувати зони захисту. В разі недостатності зони захисту, вибрати висоту блискавковідводів і тросів. Початкові дані взяті з технічної документації ПС.

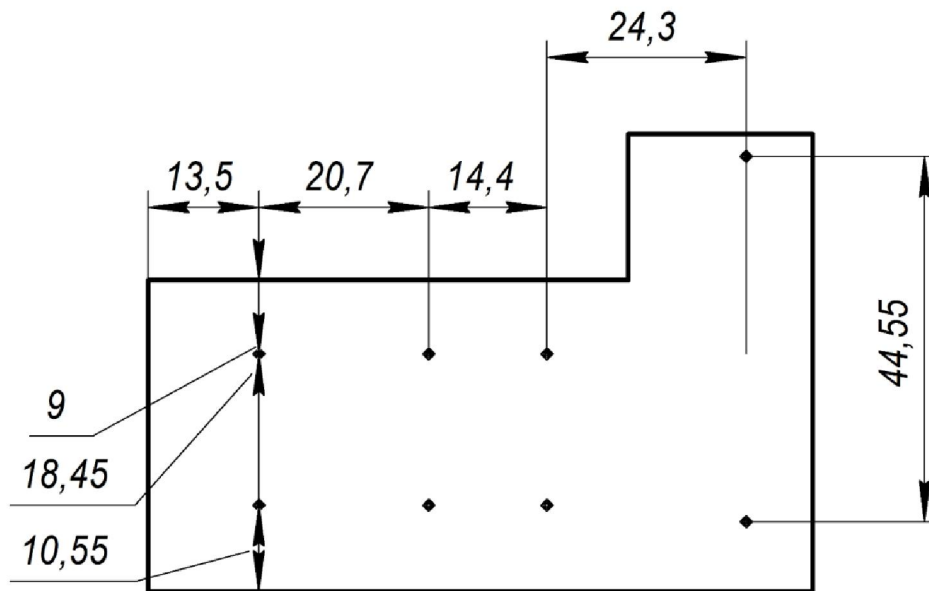


Рис. 3.2 – Схема розміщення блискавковідводів (вид зверху)

Таблиця 3.1 – Дані технічної документації підстанції

Висота блискавковідводу, м								
$h_1$	$h_2$	$h_3$	$h_4$	$h_5$	$h_6$	$h_7$	$h_8$	$h_x$
19,46	19,46	19,46	19,46	19,46	19,46	27,5	27,5	11,5
Зона захисту, м								
8	8	8	8	8	8	18	18	

Перевіримо розрахунки, розрахувавши зони захисту по існуючим габаритам блискавковідводів і тросів.

$$h_0 = 0,85 * h ; \quad (3.1)$$

$$r_x = (1,35 - 0,0025 * h) * \left( h - \frac{h_x}{0,85} \right), \quad (3.2)$$

Розраховуємо зону захисту блискавковідводу підставивши дані з таблиці 3.1 у формули (3.1), (3.2):

де  $h$  – висота блискавковідводу;

$r_x$  – зона захисту на рівні  $h_x$ ;

$h_0$  – вершина конусу (тросу);

$h_x$  – висота для якої розраховується грозозахист на ПС.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$$h_0 = 0,85 * 19,46 = 16,541;$$

$$r_x = (1,35 - 0,0025 * 19,46) * \left(19,46 - \frac{11,5}{0,85}\right) = 7,718 \text{ м.}$$

Як видно з розрахунків зона захисту, яка розрахована по формулі (3.2), не відповідає вказаним значення у технічній документації. Зона захисту є близькою до істинних значень, отже, розрахунки грозозахисту на ПС велись по старому виданні ДСТУ. Продовжувати розрахунок по ДСТУ попереднього випуску немає сенсу, так як в новому виданні значення зони захисту дещо менше ніж у минулому, при однаковій висоті тросу (стрижню).

Проведемо перевірку на покриття зони захисту при заданій висоті стрижнів по новому ДСТУ [3]. Розрахунки проводяться за формулами:

$$h_0 = 0,75 * h, \tag{3.3}$$

$$r_0 = 0,7 * h, \tag{3.4}$$

де  $r_0$  – межа зони захисту на рівні землі.

$$r_x = \frac{r_0 * (h_0 - h_x)}{h_0}, \tag{3.5}$$

Підставляємо висоту тросу в формули (3.3), (3.4):

$$h_{01} = 0,75 * 19,46 = 14,595 \text{ м,}$$

$$r_{01} = 0,7 * 19,46 = 13,622 \text{ м.}$$

Підставляємо отримані значення в формулу (3.5):

$$r_x = \frac{13,622 * (14,595 - 11,5)}{14,595} = 2,889 \text{ м.}$$

Порівняємо розраховане значення за новим ДСТУ і ДСТУ попереднього видання.

Таблиця 3.2 – Порівняння розрахункових значень

ДСТУ нового зразку	ДСТУ попереднього видання
2,889 м	7,718 м

Із значень які вказані у таблиці 3.2 видно, що висоти тросу не достатньо для захисту ПС. Виходячи з цього розрахуємо потрібну висоту тросу і стрижнів, для забезпечення захисту ПС. Габарити зони яку потрібно

захистити прийємо по старим значенням, тобто блискавковідвід 1, повинен захищати зону радіусом 8 м.

З формул (2.33)-(2.35), виразимо формулу для знаходження потрібної висоти тросу:

$$x = \frac{(0,7 \cdot h) \cdot (0,75 \cdot h - h_x)}{0,75 \cdot h}, \quad (3.6)$$

де  $x$  – бажаний радіус зони захисту блискавковідводу.

Підставляємо замість  $x$  бажаний радіус зони захисту 8м, отримуємо:

$$h_1 = 26,762 \text{ м.}$$

Для даного значення розраховуємо висоту конуса (3.3), радіус зони захисту на рівні землі (3.4):

$$h_{01} = 0,75 \cdot 29,9 = 20,072 \text{ м;}$$

$$r_{01} = 0,7 \cdot 29,9 = 18,733 \text{ м.}$$

Робимо перевірку на подвійність блискавковідводів. Блискавковідвід вважається подвійним, коли відстань між (тросовими) стрижньовими блискавковідводами  $L$  не перевищує граничної величини  $L_{max}$ . При відстані між блискавковідводами  $L \leq L_c$  межа зони не має провисання  $h_c = h_0$ . Для відстаней  $L_c \leq L \leq L_{max}$  висота  $h_c$  визначається за формулою:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \cdot h_0. \quad (3.7)$$

Розраховуємо  $L_{max}$ ,  $L_c$  для двох блискавковідводів 1, 2.

$$L_{max} = 4,25 \cdot h; \quad (3.8)$$

$$L_c = 2,25 \cdot h. \quad (3.9)$$

Підставляємо висоту блискавковідводу в формули (3.8), (3.9):

$$L_{max} = 4,25 \cdot 26,762 = 113,739 \text{ м;}$$

$$L_c = 2,25 \cdot 26,762 = 60,215 \text{ м.}$$

Порівнявши відстань між блискавковідводами з розрахованими значеннями, робимо висновок що для блискавковідводів 1-6 зона захисту буде однакою, і провисання зони захисту не буде, так як відстань між ними не перевищує значення  $L_c$ . Отже, значення  $r_{cx}$  – радіус зони захисту між двома блискавковідводами, для блискавковідводів 1-6 буде ідентичне.



$$r_{cx} = \frac{r_0 * (h_c - h_x)}{h_c} \quad (3.10)$$

Підставивши значення в формулу (3.10) отримуємо:

$$r_{cx} = \frac{13,622 * (14,595 - 11,5)}{14,595} = 8 \text{ м.}$$

Розраховуємо зону захисту для блискавковідводу 7. Формули розрахунку змінюються тому що висота буде більша за 30 м.

$$h_0 = (0,7 - 7,14 * 10^{-4} * (h - 30)) * h; \quad (3.11)$$

$$r_0 = (0,6 - 1,43 * 10^{-3} * (h - 30)) * h. \quad (3.12)$$

Виражаємо з формул (3.5), (3.11), (3.12), вираз для розрахунку потрібної висоти блискавковідводу.

$$x = \frac{(0,6 - 1,43 * 10^{-3} * (h - 30)) * h * ((0,7 - 7,14 * 10^{-4} * (h - 30)) * h - h_x)}{(0,7 - 7,14 * 10^{-4} * (h - 30)) * h} \quad (3.13)$$

Підставивши значення в формулу (3.13), отримуємо значення висоти блискавковідводу для захисту бажаної зони.

$$h_7 = 48,089 \text{ м.}$$

Розраховуємо  $h_0$ ,  $r_0$  для блискавковідводу 7 по формулам (3.11), (3.12).

$$h_0 = 33,041 \text{ м;}$$

$$r_0 = 27,609 \text{ м.}$$

Знаходимо радіус зони яку покриває блискавковідвід 7 за формулою (3.5):

$$r_x = \frac{27,609 * (33,041 - 11,5)}{33,041} = 18 \text{ м.}$$

Робимо перевірку на подвійність блискавковідводів 7, 8.

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 * 10^{-4} * (h - 30)] * h; \quad (3.14)$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007 * (h - 30)] * h. \quad (3.15)$$

Підставляємо значення в формули (3.14), (3.15).

$$L_{max} = [4,25 - 3,57 * 10^{-4} * (48,089 - 30)] * 48,089 = 204,068 \text{ м;}$$

$$L_c = [2,25 - 0,01007 * (48,089 - 30)] * 48,089 = 99,441 \text{ м.}$$

Порівнявши відстань між блискавковідводами з розрахованими значеннями, робимо висновок що блискавковідводи 7, 8 створюють систему блискавковідводів, зона захисту не матиме провисання між 2 стрижнями, так

як відстань між ними не перевищує значення  $L_c$ . Отже, значення  $r_{cx}$  – буде дорівнювати  $r_x$ . Перевіримо це відставивши в формулу (3.10) значення.

$$r_{cx} = \frac{27,609 * (33,041 - 11,5)}{33,041} = 18 \text{ м.}$$

Розрахунок зони захисту блискавковідводів 6, 7.

Спочатку розраховуємо зону захисту для блискавковідводів 6, 7 прийнявши їх висоту  $h_{67} = h_6$ , всі дані були розраховані раніше, для висоти  $h_{67} = h_7$  розрахунки також були проведені. Відстань між блискавковідводами 6 і 7  $L_{67} = 49$  м. Подальший розрахунок буде здійснений за допомогою системи рівнянь:

$$\begin{cases} h_{c \min} = \frac{h_{c6} + h_{c7}}{2} \text{ м;} \\ r_{c0} = \frac{r_{o6} + r_{o7}}{2} \text{ м;} \\ r_{cx} = \frac{r_{c0}(h_{c \min} - h_x)}{h_{c \min}} \text{ м.} \end{cases} \quad (3.16)$$

Так як, рівність  $L \leq L_c$  в обох випадках є правильною.  $h_c = h_0$ .

Підставляємо значення в систему рівнянь (3.16):

$$\begin{cases} h_{c \min} = \frac{20,072 + 33,041}{2} = 26,557 \text{ м;} \\ r_{c0} = \frac{27,609 + 18,733}{2} = 23,171 \text{ м;} \\ r_{cx} = \frac{23,171 * (26,557 - 11,5)}{26,557} = 13 \text{ м.} \end{cases}$$

Для блискавковідводів 5-7, 5-8, 6-8 результати аналогічні.

Зводимо результати в таблицю.

Таблиця 3.3 – Розраховані дані

Висота стрижня, м							
$h_1$	$h_2$	$h_3$	$h_4$	$h_5$	$h_6$	$h_7$	$h_8$
26,762	26,762	26,762	26,762	26,762	26,762	48,089	48,089
Зона захисту, м							
8	8	8	8	8	8	18	18

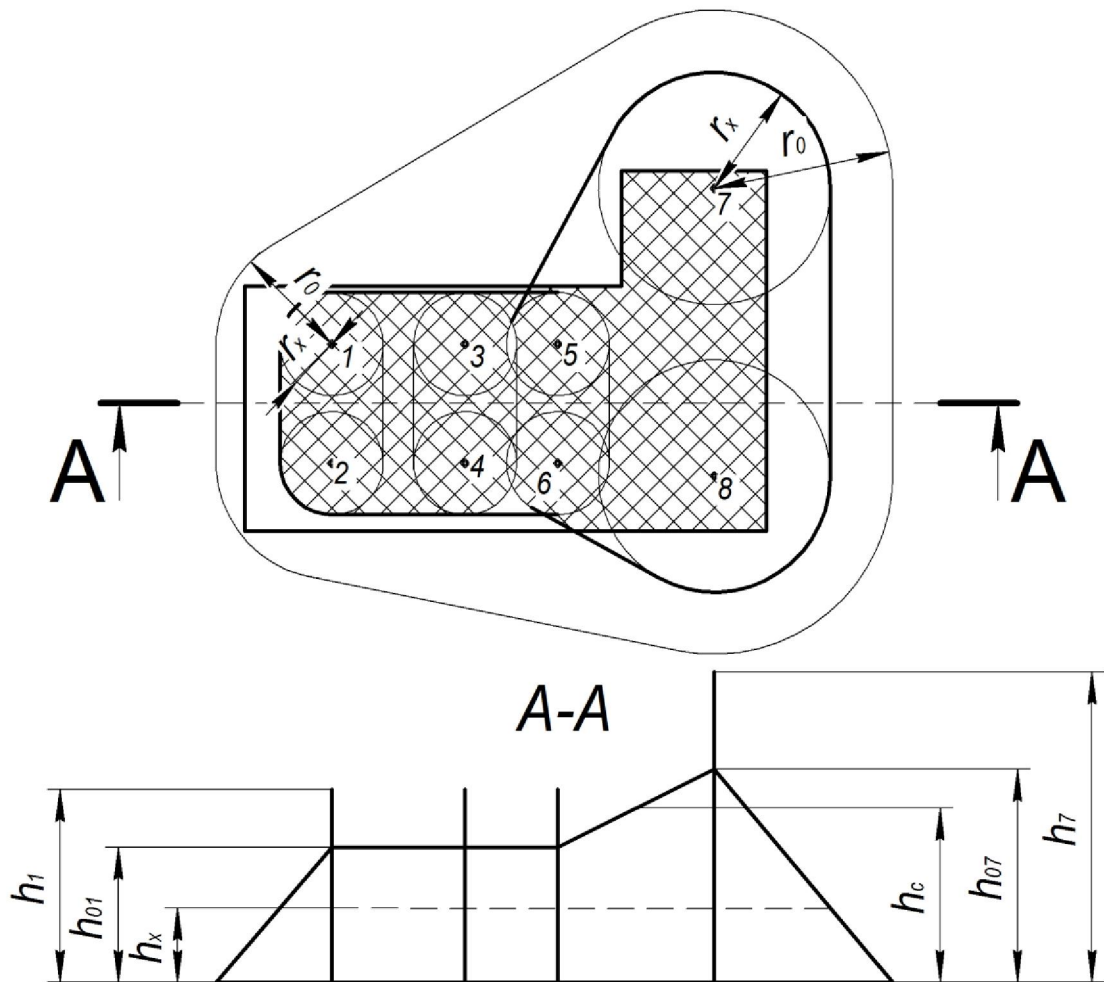


Рис. 3.3 – Зона захисту блискавковідводів і тросів

### 3.2 Розрахунок заземлення

Розрізняють три види заземлень: робоче заземлення, захисне заземлення і заземлення грозозахисту, причому в ряді випадків той самий заземлювач може виконувати два або три призначення одночасно.

До робочого заземлення відносять заземлення нейтралей силових трансформаторів, генераторів, дугогасних апаратів, вимірювальних трансформаторів напруги, реакторів, заземлення фази при використанні землі як робочого проводу та ін.

Захисне заземлення виконується для забезпечення безпеки людей, що обслуговують електричну установку, шляхом заземлення металевих частин установки (наприклад, баків трансформаторів), що нормально мають

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

нульовий потенціал, але можуть виявитися під напругою при перекритті або пробой ізоляції.

Заземлення грозозахисту служить для відведення струму блискавки в землю від захисних розрядників, стрижневих і тросових блискавковідводів або інших конструкцій, у які відбувся удар блискавки.

Заземлювач характеризується опором, що чинить земля струму, що стікає із заземлювача. Опір заземлювача при стіканні з нього відносно невеликого в порівнянні зі струмами блискавки і повільно змінюваного за часом струму промислової частоти називається стаціонарним. При великих струмах, характерних для блискавки, напруженість електричного поля в землі поблизу поверхні заземлювача перевищує пробивну напруженість ґрунту.

У землі виникають іскрові процеси, що неначе збільшують розміри заземлювача і зменшують його опір. З іншого боку, при великих швидкостях зміни струму за часом, також характерних для блискавки, починає позначатися індуктивність заземлювача. Якщо заземлювач досить довгий, то з віддалених ділянок заземлювача унаслідок впливу індуктивності стікає менший струм, ніж у стаціонарному режимі, через що ефективна довжина заземлювача неначе зменшується, й опір його зростає. Опір заземлювача при стіканні з нього струмів блискавки називається імпульсним, а відношення імпульсного опору до стаціонарного – імпульсним коефіцієнтом заземлювача  $a$ . Заземлювач, що має відносно невелику довжину, у якого його індуктивність практично ніякої ролі не відіграє, називається зосередженим заземлювачем, і його імпульсний коефіцієнт через іскрові процеси в землі завжди менший одиниці.

Заземлювач, у якого помітно виявляється вплив індуктивності, називається протяжним заземлювачем, і його імпульсний коефіцієнт може бути як більшим, так і меншим одиниці залежно від переважного впливу індуктивності або іскрових процесів.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

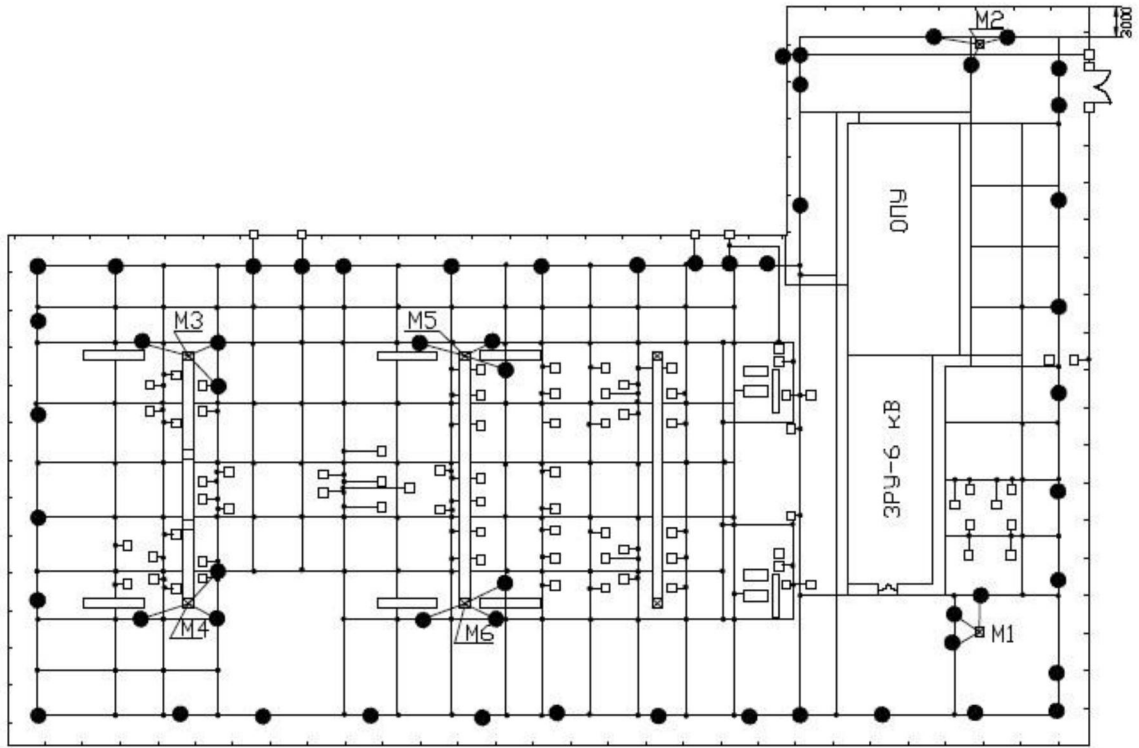


Рис. 3.4 – Схема заземлювального контуру

Ґрунт мінерального або органічного походження, у якому відбувається розтікання струму із заземлювача, має в сухому стані незначну електропровідність твердої основи. Однак різні солі і кислоти, що утримуються в землі, за наявності вологи створюють електроліти, що і визначають в основному електропровідність землі. Чим менші розміри частинок ґрунту, тим більша його вологоємність. Пісок має пористу структуру, збіднений електролітами, має дуже малу вологоємність, глина і перегній мають колоїдну будову частинок, значну вологоємність, багаті на електроліти і кращі для розміщення заземлювачів.

Таблиця 3.4 – Технічні дані

$S, \text{ м}^2$	$\rho_{\text{вим}}, \text{ Ом} \cdot \text{ м}$	$n_{\text{тр}}, \text{ шт}$	$l_{\text{тр}}, \text{ м}$	$n_{\text{в}}$	$l_{\text{в}}$	$L$
3479	140	3	60	57	10	1474

де  $S$  – площа ПС,

$\rho_{\text{вим}}$  – вимірне значення опору ґрунту (суглинок),

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

$n_{\text{тр}}$  – кількість тросів,

$l_{\text{тр}}$  – довжина тросів,

$n_{\text{в}}$  – кількість вертикальних заземлювачів,

$l_{\text{в}}$  – довжина вертикального заземлювача,

$L$  – сумарна довжина всіх горизонтальних електродів.

Розрахункове значення питомого опору ґрунту при сезонних змінах:

$$\rho_{\text{розр}} = K \cdot \rho_{\text{вим}}, \quad (3.17)$$

Підставляємо у формулу (3.17) значення з таблиці 3.4.

$$\rho_{\text{розр}} = 1,4 \cdot 140 = 196(\text{Ом} \cdot \text{м}),$$

де  $K = 1,4$  – сезонний коефіцієнт.

Визначаємо допустимий опір заземлення опори  $R_{\text{оп}}$  високовольтної лінії для грозового сезону з таблиці 3.4:

Таблиця 3.5 – Допустимий опір заземлення в залежності від  $\rho$

$\rho, \text{Ом} \cdot \text{м}$	$\rho \leq 100$	$100 \leq \rho \leq 500$	$500 \leq \rho \leq 1000$	$\rho > 1000$
Опір заземлювача $R, \text{Ом}$	$\leq 10$	$\leq 15$	$\leq 20$	$\leq 30$

Приймаємо значення  $R_{\text{оп}}=15 \text{ Ом}$ .

Опір троса визначаємо за формулою:

$$R_{\text{тр}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot l_{\text{тр}}}{n_{\text{тр}}}, \quad (3.18)$$

Підставляємо значення с таблиці 3.4 в формулу (3.18).

$$R_{\text{тр}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot l_{\text{тр}}}{n_{\text{тр}}} = \frac{2,4 \cdot 10^{-3} \cdot 60}{3} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Опір системи трос-опора обчислюємо за формулою.

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{R_{\text{тр}} \cdot R_{\text{оп}}}. \quad (3.19)$$

Підставляємо раніше розраховані дані в формулу (3.19).

$$R_{\text{тр-оп}} = \sqrt{0,48 \cdot 15} = 0,84 \text{ Ом}.$$

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Отриманий опір  $R_{\text{тр-оп}}$  вважаємо опором заземлення природних заземлювачів ВРП.

$$R_{\text{тр-оп}} = R_{\text{пр.}}$$

Допустимий опір  $R_3$  штучного заземлювача за наявності природних заземлювачів:

$$R_3 = \frac{R_{\text{доп}} \cdot R_{\text{пр.}}}{R_{\text{пр.}} - R_{\text{доп}}} \quad (3.20)$$

Підставляємо раніше розраховані дані в формулу (3.20).

$$R_3 = \frac{0,5 \cdot 0,84}{0,84 - 0,5} = 1,235 \text{ Ом,}$$

де  $R_{\text{доп}}$  – допустимий опір заземлення в мережах із заземленою нейтраллю  $R_{\text{доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$ .

Опір заземлювачів, що складається із сітки вертикальних електродів, об'єднаних горизонтальними смугами:

$$R_{\text{з.р.}} = \rho_{\text{розр}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L+n \cdot l} \right), \quad (3.21)$$

де  $A$  – коефіцієнт, що залежить від  $\frac{l}{\sqrt{S}}$ ;

$$\frac{l}{\sqrt{S}} = \frac{10}{58,98} = 0,1695.$$

Визначаємо значення параметру  $A$  із таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – залежність параметру  $A$

$l/\sqrt{S}$	0	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5
$A$	0,44	0,43	0,4	0,37	0,33	0,26

З даного ряду значень приймаємо для нашого випадку  $A=0,3433$ . Підставляємо отримані значення в формулу (3.21).

$$R_{\text{з.р.}} = 196 \cdot \left( \frac{0,3433}{58,98} + \frac{1}{1474 + 57 \cdot 10} \right) = 1,23 \text{ Ом.}$$

Розрахункове  $R_{\text{з.р.}}$  менше, ніж допустима величина стаціонарного опору заземлення  $1,23 = R_{\text{з.р.}} < R_3 = 1,235$ , отже обрані параметри заземлювача відповідають допустимим нормам.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

## 4. Вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок

### 4.1 Виконання робіт

Роботи в електроустановках стосовно заходів безпеки поділяються на такі категорії:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струм обізнаних частинах і поблизу них;
- без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

При одночасній роботі в електроустановках напругою до і вище 1000 В категорії робіт визначаються як для установок напругою вище 1000 В. До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, які проводяться в електроустановці (або частини її), в якій з усіх струмоведучих частин знято напругу. До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. В електроустановках напругою вище 1000 В, а також на повітряних лініях електропередачі (ПЛ) напругою до 1000 В до цих же робіт відносяться роботи, виконувані на відстанях від струмопровідних частин менше ніж: до 1000 В на ВЛ – 0,6 м від людей і застосовуваних ними інструментів, від тимчасових огорож і 1 м від механізмів і вантажопідіймальних машин в робочому і транспортному положеннях, від строп вантажозахоплювальних пристроїв і вантажів; 3 – 35 кВ – 0,6 м від людей і 1 м від механізмів; 60 110 кВ – 1 м від людей і 1,5 м від механізмів. Роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них повинні виконувати не менше двох працівників, з яких виконавець робіт повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV, решта – не нижче III.

Роботою без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, вважається робота, при якій виключено випадкове наближення працюючих людей і використовуваних ними ремонтної оснастки і інструменту до струмоведучих частин на відстань менше зазначеного в

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



попередньому пункті і не потрібне прийняття технічних або організаційних заходів (наприклад, безперервного нагляду) для запобігання такого наближення. В електроустановках напругою вище 1000 В роботи без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них повинні проводитися із застосуванням засобів захисту для ізоляції людини від струмоведучих частин або від землі. При ізоляції людини від землі роботи слід виконувати відповідно до спеціальних інструкцій або технологічними картами, в яких передбачено необхідні заходи безпеки.

#### 4.2 Загальні заходи безпеки .

При роботі в електроустановках напругою до 1000 В без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них необхідно: обгородити розташовані поблизу робочого місця інші струмопровідні частини, що знаходяться під напругою, до яких можливий випадковий дотик; працювати в діелектричних калошах або стоячи на ізолюючій підставці або на діелектричному килимку; застосовувати інструмент з ізолюючими рукоятками (у викруток, крім того, повинен бути ізольований стрижень), при відсутності такого інструменту користуватися діелектричними рукавичками.

При виконанні робіт без зняття напруги на струмопровідних частинах за допомогою ізолюючих засобів захисту необхідно: тримати ізолюючі частини засобів захисту за ручки–захвати до обмежувального кільця; розташовувати ізолюючі частини засобів захисту так, щоб не виникла небезпека перекриття по поверхні ізоляції між струмоведучими частинами двох фаз чи замикання на землю; користуватися тільки сухими і чистими ізолюючими частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям. При виявленні порушення лакового покриття чи інших несправностей ізолювальних частин засобів захисту користування ними має бути негайно припинене.

При роботі із застосуванням електрозахисних засобів (ізолюючі штанги і кліщі, електровимірювальні кліщі, покажчики напруги) допускається наближення людини до струмопровідних частин на відстань, яка

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

визначається довжиною ізолюваної частини цих засобів. Без застосування електрозахисних засобів забороняється торкатися ізоляторів електроустановки, що перебуває під напругою. В електроустановках забороняється працювати в зігнутому положенні, якщо при випрямленні відстань до струмоведучих частин буде меншою від зазначеної в п. 4.1.

При виконанні робіт близько негороджених струмоведучих частин забороняється розташовуватися так, щоб ці частини знаходилися позаду чи з обох бічних сторін. Застосовувані для ремонтних робіт підмостки і сходи повинні бути виготовлені по ГОСТ або ТУ на них. Всі деталі дерев'яних драбин повинні мати гладку обшугану поверхню, фарбувати сходи фарбами забороняється. Загальна довжина приставної дерев'яної драбини не повинна перевищувати 5 м. Приставні сходи повинна бути забезпечена пристроєм, що запобігає можливість зсуву. На нижніх кінцях приставних сходів повинні бути оковки з гострими металевими наконечниками для установки на ґрунті, а при використанні сходів на гладких поверхнях (паркеті, металі, бетоні і т.д.) На них повинні бути надіті гумові наконечники. Приставні сходи повинна верхніми кінцями надійно спиратися на міцну опору. Верхні кінці драбин, приставляють до труб або проводів, повинні бути забезпечені спеціальними гаками-захватами, що запобігають падінню драбини від дії вітру і випадкових поштовхів. У підвісних сходів, що застосовуються для роботи на конструкціях та проводах, повинні бути пристрої, що забезпечують їх міцне закріплення. Зрощування дерев'яних приставних драбин допускається тільки шляхом міцного з'єднання їх металевими хомутами, накладками з болтами і т.п. Зрощування більше двох дерев'яних приставних драбин забороняється. При обслуговуванні, а також ремонтах електроустановок застосування металевих драбин забороняється. Роботу із застосуванням драбин виконують два працівники, один з яких знаходиться внизу і страхує друге. Робота з ящиків і інших сторонніх предметів забороняється.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Роботи на ПЛ, пов'язані з дотиком до проводу, опущеного з опори аж до землі, повинні проводитися із застосуванням електрозахисних засобів (рукавички, штанги) чи з металевого майданчика, з'єднаної для вирівнювання потенціалу провідником з цим проводом. Допускається виконання робіт з землі без застосування електрозахисних засобів за умови накладення заземлення на провід в безпосередній близькості до кожного місця дотику, але не далі 3 м від працюючих людей. При наближенні грози повинні бути припинені всі роботи на ПЛ, на вводах і комутаційній апаратурі, безпосередньо приєднаної до повітряних ліній. Під час дощу та туману забороняються роботи, що вимагають застосування захисних ізолюючих засобів.

Персоналу слід пам'ятати, що після зникнення напруги з електроустановки вона може бути подана знову без попередження. Установка і зняття запобіжників, як правило, проводяться при знятій нарузі. Під напругою, але без навантаження допускається знімати і встановлювати запобіжники на приєднаннях, в схемі яких відсутні комутаційні апарати. Під напругою і під навантаженням допускається знімати і встановлювати запобіжники трансформаторів напруги та запобіжники закритого типу в електроустановках напругою до 1000 В. При знятті і встановленні запобіжників під напругою необхідно користуватися: в електроустановках напругою вище 1000 В ізолюючими кліщами, діелектричними рукавичками та захисними окулярами (маскою); в електроустановках напругою до 1000 В ізолюючими кліщами або діелектричними рукавичками, а при наявності відкритих плавких вставок і захисними окулярами (маскою).

В електроустановках до 1000 В змінного струму з ізолюваною нейтраллю в якості захисного заходу повинно бути виконано заземлення або захисне відключення. До частин, що підлягають заземленню, відносяться:

а) корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, світильників і т. п;

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

б) каркаси розподільних щитів, пультів управління, освітлювальних і силових шаф;

в) металеві конструкції розподільних пристроїв;

г) металеві корпуси пересувних і переносних електроприймачів.

#### 4.3 Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку роботи в електроустановках, є:

а) оформлення роботи нарядом – допуском (нарядом), розпорядженням або переліком робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації;

б) допуск до роботи;

в) нагляд під час роботи;

г) оформлення перерви в роботі, перекладів на інше робоче місце, закінчення роботи.

Наряд – це завдання на виробництво роботи, оформлене на спеціальному бланку встановленої форми і визначає зміст, місце роботи, час її початку і закінчення, умови безпечного проведення, склад бригади і осіб, відповідальних за безпеку виконання роботи та ін.

Розпорядження – це завдання на виробництво роботи, що визначає її зміст, місце, час, заходи безпеки (якщо вони вимагаються) і осіб, яким доручено її виконання. Розпорядження може бути передано безпосередньо або за допомогою засобів зв'язку з подальшим записом в оперативному журналі. В оперативному журналі має бути зазначено: ким віддано розпорядження, зміст і місце роботи, категорія виробництва робіт щодо заходів безпеки, перелік технічних та організаційних заходів, час виконання роботи, прізвища та ініціали виконавця робіт і членів бригади та їх групи з електробезпеки.

Поточна експлуатація – це проведення оперативно–ремонтним персоналом самостійно на закріпленій за ним ділянці протягом однієї зміни

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						51
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

робіт, на які не потрібно оформлення нарядів і розпоряджень. За нарядом виконуються роботи з обслуговування електроустановок, що виконуються:

- а) зі зняттям напруги;
- б) без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них;
- в) без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою.

Наряд видається оперативно–ремонтному персоналу безпосередньо перед початком підготовки робочого місця (до початку роботи бригади). Видавати наряд напередодні проведення робіт не дозволяється. Наряд на роботу виписується у двох примірниках. Він заповнюється під копірку за умови дотримання чіткості і ясності записів в обох примірниках. Виправлення і закреслення написаного тексту не допускаються.

Перед допуском до роботи за нарядом відповідальний керівник і виконавець робіт спільно з допускає перевіряють виконання технічних заходів з підготовки робочого місця. Після перевірки підготовки робочого місця і інструктажу бригади відповідальний керівник робіт повинен розписатися в призначеній для цього рядку на зворотному боці наряду. У разі, коли відповідальний керівник не призначається, підготовку робочого місця перевіряє виконавець робіт, який розписується у наряді. Змінювати передбачені нарядом заходи з підготовки робочих місць забороняється. Один примірник наряду, щодо якого зроблено допуск, повинен перебувати у виконавця робіт, другий – у оперативно–ремонтного персоналу в папці діючих нарядів. Дата, час допуску бригади та закінчення роботи із зазначенням номера наряду і змісту роботи заносяться в оперативний журнал. При роботі за нарядом бригада повинна складатися не менше ніж з 2 чол.: виконавця робіт і члена бригади. У бригаду, керовану виробником робіт, на кожного її члена з групою з електробезпеки III може бути включений 1 чол. з електротехнічного персоналу з групою I, але загальна кількість членів бригади з групою I має бути не більше двох. З моменту допуску бригади до робіт постійний нагляд за нею з метою запобігання

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		52

порушенням вимог техніки безпеки покладається на виконавця робіт або на спостерігача. Керівник робіт і наглядач повинні весь час перебувати на місці проведення робіт по можливості на тій ділянці, де виконується найвідповідальніша робота. Спостерігачеві забороняється поєднувати нагляд з виконанням роботи.

При перерві в роботі на протязі робочого дня (на обід, за умовами проведення робіт) бригада виводиться з робочого місця. Наряд залишається на руках у виконавця робіт (наглядача). Плакати, огороження та заземлення залишаються на місці. Жоден з членів бригади не має права повернутися після перерви на робоче місце за відсутності керівника робіт або наглядача. Виконавець робіт (наглядач) сам вказує бригаді місце роботи.

Після повного закінчення роботи робоче місце приводиться в порядок, приймається відповідальним керівником, який після виведення бригади виробником робіт розписується в наряді про закінчення роботи і здає наряд оперативно-ремонтному персоналу або при відсутності останнього залишає в папці діючих нарядів. Якщо відповідальний керівник не призначався, то наряд оперативно-ремонтному персоналу здає виконавець робіт.

Наряд може бути закритим лише після огляду устаткування і місця роботи, перевірки відсутності людей, сторонніх предметів, інструменту та при належній чистоті. Наряд закривається після того, як будуть послідовно виконані: а) видалення тимчасових огорож і зняття плакатів "Працювати тут", "Влізати тут"; б) зняття заземлень з перевіркою відповідно до прийнятого порядку обліку; в) установка на місце стаціонарних огорожень і зняття інших плакатів, вивішених перед початком роботи. Устаткування може бути включено після закриття наряду. Термін дії наряду встановлюється 5 діб. При перервах в роботі наряд залишається дійсним, якщо схеми не відновлювалися і умови виробництва роботи залишалися незмінними. Наряди, роботи за якими повністю закінчені, повинні зберігатися протягом 30 діб, після чого вони можуть бути знищені. Якщо при

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	<i>Лист</i>
						53
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		

виконанні робіт за нарядами мали місце аварії і електротравми, то ці наряди слід зберігати в архіві підприємства.

Всі роботи, вироблені в електроустановках без наряду, виконуються: за розпорядженням осіб, уповноважених на це, з оформленням в оперативному журналі; в порядку поточної експлуатації з подальшим записом в оперативний журнал. Розпорядження про проведення робіт має разовий характер, видається на одну роботу і діє протягом однієї зміни. При необхідності повторення або продовження роботи, при зміні умов роботи або складу бригади розпорядження має віддаватися заново з оформленням в оперативному журналі. За розпорядженням можуть виконуватися: а) роботи без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, тривалістю не більше однієї зміни; б) позапланові роботи, викликані виробничою необхідністю, тривалістю до 1 год; в) роботи зі зняттям напруги в електроустановках напругою до 1000 В, тривалістю не більше однієї зміни.

Організаційні заходи, що забезпечують безпеку робіт за розпорядженням в електроустановках, ті ж, що і при роботах по наряді. Особа, що віддає розпорядження, призначає виконавця робіт (наглядача), визначає можливість безпечного проведення робіт і вказує необхідні для цього технічні та організаційні заходи. Зміна в процесі роботи складу бригади, що працює за розпорядженням, забороняється. До початку роботи виконавець робіт приймає робоче місце від допускає і розписується в оперативному журналі про прийняття розпорядження до виконання із зазначенням часу початку робіт. Виконавець робіт (наглядач) з моменту отримання дозволу на проведення робіт за розпорядженням здійснює нагляд за особами, що входять до складу бригади, щодо дотримання ними правил техніки безпеки.

Після закінчення робіт виконавець робіт повинен: а) при виконанні робіт зі зняттям напруги або без зняття напруги на струмопровідних частинах і поблизу них вивести бригаду з місця роботи, спільно з особою з оперативно-ремонтного персоналу перевірити робоче місце, після чого оформити

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

закінчення роботи підписом в оперативному журналі; б) при виконанні робіт без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, оглянути місце роботи, вивести бригаду і доповісти особі з оперативно–ремонтного персоналу про обсяг виконаних робіт і часу їх закінчення. Дане повідомлення виконавця робіт записується особою з оперативно–ремонтного персоналу в оперативний журнал. Особа з оперативно–ремонтного персоналу безпосередньо або за допомогою засобів зв'язку повідомляє працівникові, який віддав розпорядження, про закінчення робіт, виконаних за розпорядженням.

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт в порядку поточної експлуатації в електроустановках, є: а) складання особою, відповідальною за електрогосподарство на ділянці, переліку робіт з огляду на обслуговуваного обладнання і місцевих умов і затвердження його головним інженером (керівником) дистанції; б) визначення виконавцем робіт необхідності виконання конкретної роботи і можливості її безпечного проведення.

Види робіт, внесені до переліку, є постійно дозволеними; на них не потрібно оформлення нарядів і додаткових розпоряджень. В порядку поточної експлуатації виробляються:

1) Роботи без зняття напруги в електроустановках напругою до 1000 В, до яких відносяться: а) технічне обслуговування пристроїв СЦБ, зв'язку, радіо, ПОНАБ; б) ремонт апаратури телефонного зв'язку; в) прибирання службових приміщень (релейних, майстерень і т. п.), приміщень АТС, ЛАЗу, РТУ.

2) Роботи зі зняттям напруги в електроустановках напругою до 1000В, до яких відносяться: а) ремонт пристроїв СЦБ, зв'язку, радіо; б) ремонт освітлювальної апаратури і проводки.

#### 4.4 Особи, відповідальні за безпеку робіт, їх права та обов'язки

Відповідальними за безпеку робіт є: а) особа, яка видає наряд, віддає розпорядження; б) допускаючий – відповідальна особа з оперативно–

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		



ремонтного персоналу; в) відповідальний керівник робіт (далі відповідальний керівник); г) виконавець робіт; д) спостерігач; е) члени бригади.

Особа, яка видає наряд, віддає розпорядження, встановлює необхідність і обсяг роботи, відповідає за можливість безпечного її виконання, достатність кваліфікації відповідального керівника, керівника робіт або наглядача, а також членів бригади. Право видачі нарядів та розпоряджень надається особам з електротехнічного персоналу дистанції, уповноваженим на це розпорядженням особи, відповідальної за електрогосподарство дистанції сигналізації та зв'язку. Зазначені особи повинні мати групу з електробезпеки не нижче V при напрузі електроустановки вище 1000 В і не нижче IV при напрузі до 1000 В.

Допускаючий – відповідальна особа з оперативно-ремонтного персоналу несе відповідальність за: а) правильність виконання необхідних для допуску і виконання робіт заходів безпеки, їх достатність і відповідність характеру і місцю роботи; б) правильність допуску до роботи, приймання робочого місця після закінчення роботи з оформленням в журналі. Допускає повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV при роботі в електроустановках напругою до і вище 1000 В.

Відповідальний керівник, приймаючи робоче місце від допускаючого, відповідає нарівні з допускає за правильну підготовку робочого місця і достатність виконаних заходів, що забезпечують безпеку. Відповідальним керівником робіт, виконуваних за нарядом, призначається особа, яка має групу з електробезпеки V при виконанні робіт в електроустановках напругою вище 1000 В.

Необхідність призначення відповідального керівника визначається особою, що видає наряд. Призначення відповідального керівника не потрібно при роботах по наряду в електроустановках напругою до 1000 В і роботах, що виконуються за розпорядженням.

Виконавець робіт, приймаючи від допускаючого робоче місце, відповідає за правильність його підготовки і за дотримання необхідних для

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

виробництва робіт заходів безпеки. Виконавець робіт зобов'язаний проінструктувати бригаду про заходи безпеки при роботі і забезпечити їх дотримання членами бригади. Виконавець робіт дотримується чинних Правил сам і відповідає за їх дотримання членами його бригади, слідкує за справністю інструменту, такелажу і інший ремонтного оснащення. Виконавець робіт зобов'язаний також стежити за тим, щоб встановлені на місці роботи огорожі, плакати, заземлення не знімалися і не переставлялися. Виконавець робіт, виконуваних за нарядами в електроустановках напругою до і вище 1000 В, повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV. Виконавець робіт, що виконуються за розпорядженням в електроустановках напругою до 1000 В, повинен мати групу з електробезпеки не нижче IV.

Наглядач призначається для нагляду за бригадами будівельних робітників, різноробочих, такелажників та інших осіб з неелектротехнічного персоналу при виконанні ними робіт в електроустановках за нарядами та розпорядженнями. Спостерігач за електротехнічним персоналом призначається в разі проведення робіт в електроустановках при особливо небезпечних умовах, що визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство підприємства, де ці роботи проводяться. Спостерігач контролює наявність встановлених на місці роботи заземлень, огорожень, плакатів, запірних пристроїв та відповідає за безпеку членів бригади відносно ураження електричним струмом електроустановки. Відповідальним за безпеку, пов'язану з технологією роботи, є особа, яка очолює бригаду. Відповідальний за безпеку повинен входити до складу бригади і постійно перебувати на робочому місці. Спостерігачеві забороняється поєднувати нагляд з виконанням будь-якої роботи і залишати бригаду без нагляду під час роботи. Спостерігають призначаються особи з групою електробезпеки не нижче IV.

Список осіб, які можуть призначатися відповідальними керівниками, виконавцями робіт за нарядами і розпорядженнями і спостерігають,

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

встановлюється розпорядженням особи, відповідальної за електрогосподарство дистанції сигналізації та зв'язку.

Одна особа може суміщати обов'язки двох осіб з числа наступних:

- а) особи, яка видала наряд;
- б) відповідального керівника;
- в) виконавця робіт.

Ця особа повинна мати групу з електробезпеки не нижче тієї, яка вимагається для працівників, обов'язки котрих вона суміщає. В електроустановках напругою до 1000 В дозволяється суміщення обов'язків виконавця робіт і допускаючого або допускаючого і члена бригади.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		58

## Висновки

В даній дипломній роботі було проведено реконструкцію підстанції 110/6 кВ в зв'язку в підвищенні навантаження та зносом електричного обладнання. Ця ПС забезпечується електроенергією від енергосистеми по повітряних лініях електропередавання напругою 110 кВ. З кожним роком навантаження зростає, тому особлива увага приділялася перспективі розвитку.

Одним з найважливіших параметрів при виборі обладнання для установки на даній підстанції була його надійність. У ході реконструкції на підстанції було застосоване сучасне обладнання. Обране електротехнічне обладнання для всіх ступенів напруги перевірено на вплив струмів короткого замикання.

При перевірці наявного грозозахисту було виявлено невідповідність зони захисту з розрахованими значеннями. Така розбіжність виникла в результаті того, що були оновлені стандарти з розрахунку грозозахисту. В ході розрахунку обрані нові висоти грозозахисних тросів і стрижнів. Також було перевірено і заземлення грозозахисту, яке за результатами розрахунків, задовольняє вимогам нормативних документів.

В кваліфікаційній роботі також розглянуто вимоги безпеки під час обслуговування електроустановок.

Всі прийняті рішення і розрахунки в даній роботі здійснювалися тільки згідно з діючими нормативами і стандартами.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Список використаної літератури

1. Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку / Попадченко С. А. // ХНТУСГ імені Петра Василенка // [Електронний ресурс] – URL: <http://dspace.khntusg.com.ua/bitstream/123456789/3986/1/12.pdf>.
2. Правила улаштування електроустановок, вид. сьоме, 736с. – 2017.
3. РД 34.21.122–87. – Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
4. ДСТУ Б В.2.5–38:2008. – Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть станций и подстанций – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
7. Правила безпечної експлуатації електроустановок: третє видання. 2013. – 152 с.
8. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Програма курсу, контрольні завдання і методичні вказівки до виконання курсового проекту «Електрична частина станцій та підстанцій» для студентів спеціальності 6.05070103 «Електротехнічні системи електроспоживання» усіх форм навчання / Укладачі: Д.В. Муриков, І.Л. Лебединський, П.О. Василега, С.М. Лебеда. – Суми: Вид-во СумДУ, 2015. – 34 с.
10. Никифоров, М. А. 2068 Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт [Текст] / М. А. Никифоров, І. Л. Лебединський. – Суми : СумДУ, 2008. – 72 с. – 6–14.
11. АББ Измерительные трансформаторы — Справочник покупателя. Издание 2, 2004–01.

										Лист
										60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	БР 5.6.141.307 ПЗ					

- 12.Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А.Васильев и др – 2–е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 13.Hyundai heavy industries CO., LTD. – каталог для покупателей, 2016(7).
- 14.ГОСТ Р МЭК 60050–195–2005. Заземление и защита от поражения электрическим током. Термины и определения.
- 15.[Электронный ресурс] – URL:<https://gorodshapok.ru/uk/zajjmy/osnovnye-pravila-ekspluatacii-i-bezopasnogo-obslyzhivaniya-elektroustanovok>.

					<b>БР 5.6.141.307 ПЗ</b>	Лист
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		61