

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ЦЕНТР ЗАОЧНОЇ, ДИСТАНЦІЙНОЇ ТА ВЕЧІРНЬОЇ ФОРМИ НАВЧАННЯ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

**Кваліфікаційна робота бакалавра**

на тему: «ПРОЕКТУВАННЯ ПОНИЖУЮЧОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ  
ПІДСТАНЦІ НАПРУГОЮ 35/6 КВ»

зі спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав

студент групи ЕТз-61с

Копитін С.О.

Керівник

Лебедка С.М.

Суми 2020

# Сумський державний університет

Центр заочної, дистанційної та вечірньої форми навчання  
Кафедра електроенергетики  
Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Зав. кафедри електроенергетики  
І.Л. Лебединський  
“ \_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## ЗАВДАННЯ на кваліфікаційну роботу бакалавра

Копитін Сергій Олександрович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування понижуючої трансформаторної підстанції напругою 35/6 кВ»  
затверджена наказом по університету № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_
2. Термін здачі студентом закінченої роботи 01.06.2020 р.
3. Вихідні дані до роботи:  
Навантаження споживачів: підприємство кольорової металургії, підприємство чорної металургії, підприємство текстильної промисловості, підприємство хімічної промисловості.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити):
  1. Вступ
  2. Вихідні дані та побудова графіків навантаження підстанції.
  3. Вибір трансформаторів. Обґрунтування схем з'єднань розподільчих пристроїв.
  4. Вибір струмоведучих частин і електричного обладнання підстанції 35/6 кВ.
  5. Планування експлуатації і ремонту понижувальної підстанції 35/6 кВ.
  6. Заходи з техніки безпеки і охорони навколишнього середовища.
  7. Висновки
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень: План-розріз понижувальної підстанції 35/6 кВ; Схема електричних з'єднань понижувальної підстанції 35/6 кВ.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вихідні дані та побудова графіків навантаження підстанції	01.03.2020	
2	Вибір трансформаторів. Обґрунтування схем з'єднань розподільчих пристроїв	15.03.2020	
3	Вибір струмоведучих частин і електричного обладнання підстанції 35/6 кВ	28.03.2020	
4	Планування експлуатації і ремонту понижувальної підстанції 35/6 кВ	14.04.2020	
5	Заходи з техніки безпеки і охорони навколишнього середовища	28.04.2020	
6.	Оформлення роботи	10.05.2020	

Студент \_\_\_\_\_  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_  
(підпис)

## РЕФЕРАТ

**Назва:** Проектування понижуючої трансформаторної підстанції 35/6 кВ.

**Автор:** Копитін С.О.

**Ключові слова:** Трансформаторна підстанція, трансформатор, електроенергія, навантаження, захист.

Трансформаторная подстанция, трансформатор, электроэнергия, нагрузка, защита.

Transformer substation, transformer, electricity, load, protection.

### **Бібліографічний опис:**

Копитін С.О. . Проектування понижуючої трансформаторної підстанції напругою 35/6 кВ; Робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра: спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Копитін С.О.; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2020р. 70 с.

### **Короткий огляд (реферат):**

У результаті проведеної роботи була спроектована і розрахована тупикова понижувальна двотрансформаторна підстанція 35/6 кВ.

Виходячи із завдання на випускну кваліфікаційну роботу, обрані схеми електричних з'єднань на високій і на низькій напрузі. Після цього проведено вибір електричної апаратури, а саме: вимикачів; роз'єднувачів; комплектного розподільного пристрою; трансформаторів струму; трансформаторів напруги; шин.



## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ВИХІДНІ ДАНІ ТА ПОБУДОВА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ.....	7
1.1 Вихідні дані щодо ліній живлення та споживачів електроенергії, що живляться від проектованої підстанції.....	7
1.2 Добові графіки навантажень споживачів.....	9
1.3 Сумарний (суміщений) графік навантажень споживачів.....	14
1.4 Річний графік по тривалості навантажень.....	16
1.5 Техніко-економічні показники, які визначаються з графіків навантаження.....	18
1.6 Графік повної потужності підстанції.....	19
2 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ. ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМ З'ЄДНАНЬ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ.....	22
2.1 Вибір числа і потужності трансформаторів і розрахунок на перевантажувальну здатність.....	22
2.2 Вибір трансформатора власних потреб.....	26
2.3 Вибір і обґрунтування електричної схеми підстанції.....	27
2.4 Вибір марки і перетину проводів ліній високої та низької напруги.....	29
2.5 Перевірка перерізу провідника за умовою корони.....	31
3 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН І ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ.....	33
3.1 Розрахунок струмів аварійних режимів.....	33
3.1.1 Розрахунок опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів.....	33
3.1.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання.....	35
3.1.3 Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання.....	35
3.2 Вибір струмоведаччих частин і електричного обладнання підстанції.....	37
3.2.1 Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою високої напруги	37

3.2.2	Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою низької напруги	37
3.3	Вибір і перевірка електричних апаратів.....	40
3.3.1	Вибір роз'єднувачів.....	40
3.3.2	Вибір вимикачів.....	42
3.3.3	Вибір обмежувачів перенапруги.....	45
3.4	Вибір контрольно-вимірювальної апаратури.....	45
3.4.1	Вибір трансформаторів струму на стороні ВН.....	46
3.4.2	Вибір трансформаторів струму на стороні НН.....	49
3.4.3	Вибір трансформаторів напруги.....	55
4	ПЛАНУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ І РЕМОНТУ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ.....	57
4.1	Розрахунок необхідної кількості персоналу.....	57
4.2	Визначення складу матеріалів та комплектуючих для ремонту та обслуговування.....	58
5	ЗАХОДИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ І ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	61
5.1	Робота персоналу в електроустановках.....	61
5.2	Заходи щодо забезпечення безпеки ремонтно-налагоджувальних робіт в електроустановках.....	62
	ВИСНОВКИ.....	68
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	69

## ВСТУП

Прискорення науково-технічного прогресу і збільшення виробничих потужностей диктує необхідність вдосконалення промислової електроенергетики: створення економічних, надійних систем електропостачання промислових підприємств, освітлення, автоматизованих систем управління електроприводами і технологічними процесами; впровадження мікропроцесорної техніки, елегазового і вакуумного електрообладнання, нових комплектних перетворювальних пристроїв.

Перед енергетиками стають все нові проблеми і питання, які повинні враховуватися при проектуванні і спорудженні сучасних мережевих об'єктів.

У цій випускній кваліфікаційній роботі розроблена трансформаторна підстанція класу напруги 35/6 кВ. За призначенням дана підстанція (ПС) є споживчою, тобто служить для живлення споживачів. За способом підключення до енергосистеми вона є тупиковою, тому що вся потужність, що приходить на підстанцію, живить споживачів підстанції.

В процесі проектування було зроблено наступне: вибрано число і потужність силових трансформаторів, а також схема електричних з'єднань з боку ВН і НН. На основі цього були вибрані необхідні апаратура, струмопровідні частини та ізолятори, відповідно до поставлених до них вимог. На основі результатів виконана схема електричних з'єднань і ескіз підстанції.

Проектована трансформаторна підстанція розташована в 15 кілометрах від міста Суми. Вона живить населений пункт (селище Тучне) і наступні підприємства і виробництва:

- підприємство кольорової металургії,
- підприємство чорної металургії,
- підприємство текстильної промисловості,
- підприємство хімічної промисловості.

При виборі головної схеми невід'ємною частиною її побудови є обґрунтування і вибір параметрів обладнання і апаратури та раціональна їх

									Лист
									6
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					



розстановка в схемі, а також принципове рішення питань захисту, ступеня автоматизації і експлуатаційного обслуговування підстанції.

З метою забезпечення безперебійності живлення електроенергією відповідальних споживачів і підвищення стійкості апаратури по відношенню до струмів короткого замикання повинна бути передбачена автоматизація в системах електропостачання АВР, АПВ, що дозволяє обходитися без чергового персоналу на підстанціях.

Економічна доцільність головної схеми електричних з'єднань підприємства визначається сумарними мінімальними розрахунковими витратами.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		7

# 1 ВИХІДНІ ДАНІ ТА ПОБУДОВА ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ ПІДСТАНЦІЇ

## 1.1 Вихідні дані щодо ліній живлення та споживачів електроенергії, що живляться від проектованої підстанції

Вихідні дані прийняті на підставі аналізу технічної літератури і представлені в таблицях I та II. Потужності електричних навантажень (населеного пункту і підприємств) і їхні коефіцієнти потужності прийняті усередненими, відповідно до довідкових даних [3].

Завод чорної металургії відноситься до I категорії надійності електропостачання, для якої обов'язкове живлення від двох або більше незалежних джерел. Приймаємо кількість живильних ліній рівною 5.

Підприємство кольорової металургії також відноситься до I категорії надійності електропостачання та живиться від 3-х ліній.

Підприємства текстильної промисловості та хімічної промисловості відносяться до споживачів II категорії надійності. Приймаємо для них кількість живильних ліній рівною 2.

Населений пункт – селище Тучне на Слобожанщині, підпорядковане Білопільському району Сумської області. Даний район є динамічно розвиваючимся, має великі аграрні підприємства. У зв'язку з активною забудовою мікрорайону актуальним є питання про додаткову потужність для живлення електроприймачів. Це I, II та III категорії надійності електропостачання, і живлення селища буде забезпечуватися по 3-х лініях.

Розташування проводів на повітряних лініях прийнято горизонтальне.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>			
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Проектування понижуючої трансформаторної підстанції напругою 35/6 кВ	<i>Лім.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Розроб.</i>	<i>Копитін</i>						8	
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>					<b>СумДУ, ЕТЗ-61с</b>		
<i>Реценз.</i>	<i>Лебедка</i>							
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Таблиця I – Вихідні дані щодо ліній живлення

Тип підстанції	Тип ПЛ високої напруги	Напруга ПЛ ВН, кВ	Довжина ПЛ ВН, км	Розташування проводів, м
Тупикова 35/6	Дволанцюгов а	35	25	Горизонтальне, 3,5 м

Таблиця II – Вихідні дані щодо споживачів

Найменування споживача	Максимальна потужність, МВт	Напруга ліній живлення, кВ	Кількість живлячих ліній	$\cos\varphi$
Населений пункт	3	6	3	0,87
Підприємство кольорової металургії	10	6	5	0,83
Підприємство чорної металургії	8	6	3	0,8
Підприємство текстильної промисловості	1	6	2	0,78
Підприємство хімічної промисловості	6	6	2	0,79

Потужність короткого замикання (необхідна для розрахунку струмів короткого замикання, вибору комутаційної і захисної апаратури ПС) приймаємо:  $S_{кз} = 700$  МВА.

### 1.2 Добові графіки навантажень споживачів

Електричне навантаження окремих споживачів, а, отже, і сумарне їх навантаження, що визначає режим роботи підстанцій (електростанцій в енергосистемі), безперервно змінюється. Цей факт прийнято відображати графіком навантаження, тобто діаграмою зміни потужності (струму) на шинах

									Лист
									9
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

підстанції в часі.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки активної  $P$  (МВт), реактивної  $Q$  (МВАр), повної  $S$  (МВА) потужностей і струму  $I$  (А) на шинах підстанції.

Як правило, графіки відображають зміну навантаження за певний період часу. За цією ознакою їх поділяють на добові (24 год.), сезонні (зима, літо) і річні за тривалістю.

За місцем призначення або елемента енергосистеми, до якого вони належать, графіки можна розділити на наступні групи:

- графіки навантаження споживачів, які визначаються на шинах підстанції;
- мережеві графіки навантаження - на шинах районних і вузлових підстанцій;
- графіки навантаження енергосистеми, що характеризують результуюче навантаження енергосистеми;
- графіки навантаження електростанцій.

При відомій  $P_{\text{розрах.}}$  можна перевести типовий графік в графік навантаження заданого споживача, згідно завдання, використовуючи співвідношення для кожної сходинки графіка [4]:

$$P_i = n_i \% \cdot P_{\text{розрах.}} / 100 \text{ (МВА)}, \quad (1.1)$$

де  $n_i \%$  – ордината відповідної сходинки типового графіка, в %,

$P_{\text{розрах.}}$  – розрахункова потужність підприємства згідно завдання, МВт.

Для подальшого аналізу прийняті типові добові графіки навантаження підприємств відповідних типів за минулими сезонами (зима, літо). Графіки обрані за довідковими даними [3] і показані на рис. 1-5. На графіках суцільною лінією позначені навантаження в зимовий період, а пунктирною лінією – в літній період.

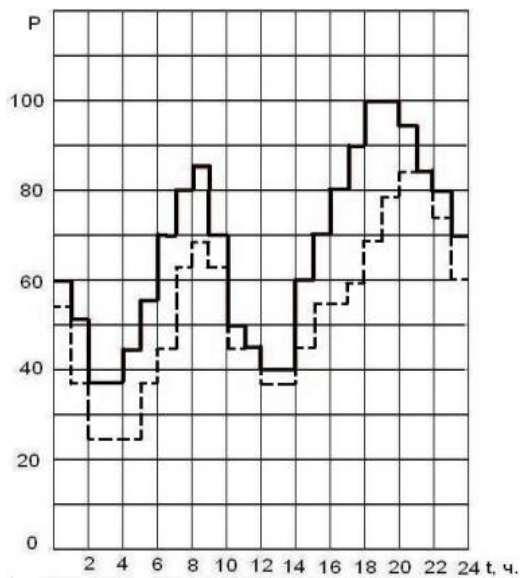


Рисунок 1.1 – Добовий графік навантаження для населеного пункту

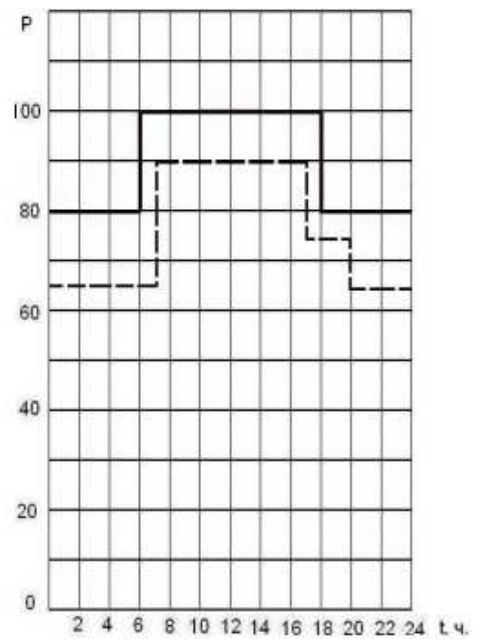


Рисунок 1.2 – Добовий графік навантаження для підприємства кольорової металургії

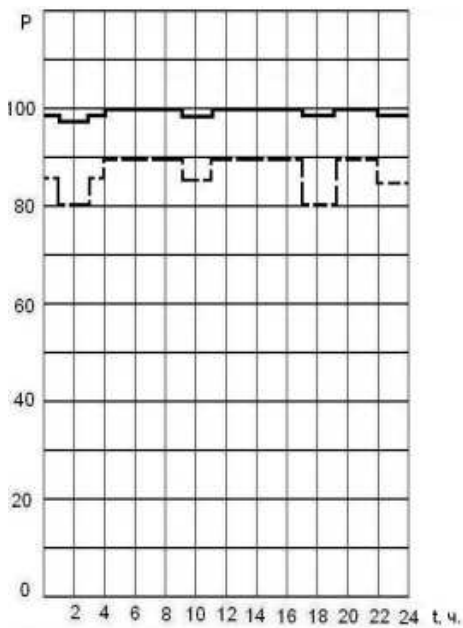


Рисунок 1.3 – Добовий графік навантаження для підприємства чорної металургії

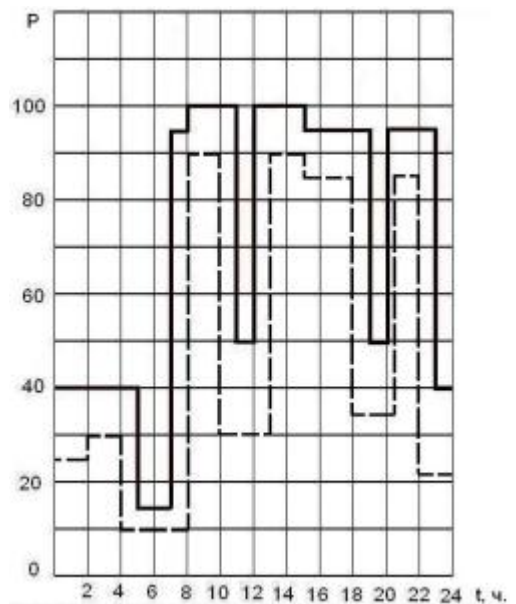


Рисунок 1.4 – Добовий графік навантаження для підприємства текстильної промисловості

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

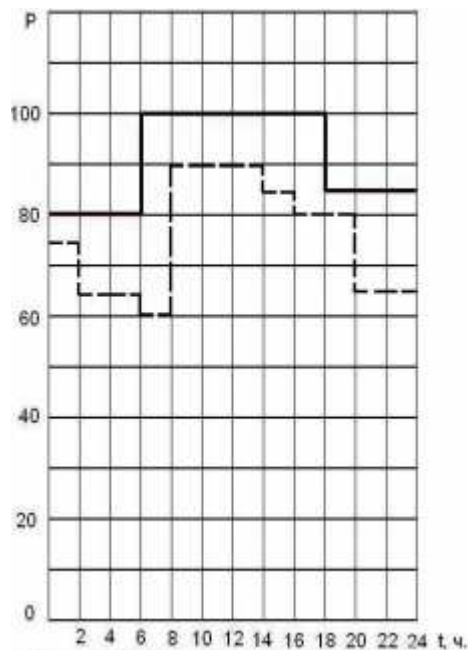


Рисунок 1.5 – Добовий графік навантаження для підприємства хімічної промисловості

Відповідно до даних, зазначених на рис. 1-5, заповнюємо табл. 1.1-1.10 для сезонних добових навантажень для підприємств.

Таблиця 1.1 – Розрахунок зимового графіка навантаження населеного пункту

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	60	52	38	38	45	56	70	80	85	70	50	45
$P_i$	1,8	1,56	1,14	1,14	1,35	1,68	2,1	2,4	2,55	2,1	1,5	1,35
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	40	40	60	70	80	90	100	100	95	85	80	70
$P_i$	1,2	1,2	1,8	2,1	2,4	2,7	3	3	2,85	2,55	2,4	2,1

Таблиця 1.2 – Розрахунок літнього графіка навантаження населеного пункту

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	55	38	25	25	25	38	45	63	68	63	45	45
$P_i$	1,65	1,14	0,75	0,75	0,75	1,14	1,35	1,89	2,04	1,89	1,35	1,35
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	37	37	45	55	55	59	68	78	85	85	75	60
$P_i$	1,11	1,11	1,35	1,65	1,65	1,77	2,04	2,34	2,55	2,55	2,25	1,8

Таблиця 1.3 – Розрахунок зимового графіка навантаження підприємства кольорової металургії

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100
$P_i$	8	8	8	8	8	8	10	10	10	10	10	10
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	100	100	100	100	100	100	80	80	80	80	80	80
$P_i$	10	10	10	10	10	10	8	8	8	8	8	8

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 1.4 – Розрахунок літнього графіка навантаження підприємства кольорової металургії

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	65	65	65	65	65	65	65	90	90	90	90	90
$P_i$	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	9	9	9	9	9
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	90	90	90	90	90	75	75	75	65	65	65	65
$P_i$	9	9	9	9	9	7,5	7,5	7,5	6,5	6,5	6,5	6,5

Таблиця 1.5 – Розрахунок зимового графіка навантаження підприємства чорної металургії

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	85	80	80	85	90	90	90	90	90	85	85	90
$P_i$	6,8	6,4	6,4	6,8	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	6,8	6,8	7,2
Гд	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	90	90	90	90	90	80	80	90	90	90	85	85
$P_i$	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	6,4	6,4	7,2	7,2	7,2	6,8	6,8

Таблиця 1.6 – Розрахунок літнього графіка навантаження підприємства чорної металургії

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	98	97	97	98	100	100	100	100	100	98	98	100
$P_i$	7,84	7,76	7,76	7,84	8	8	8	8	8	7,84	7,84	8
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	100	100	100	100	100	98	98	100	100	100	98	98
$P_i$	8	8	8	8	8	7,84	7,84	8	8	8	7,84	7,84

Таблиця 1.7 – Розрахунок зимового графіка навантаження підприємства текстильної промисловості

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	40	40	40	40	40	15	15	95	100	100	100	50
$P_i$	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,15	0,15	0,95	1	1	1	0,5
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	100	100	100	95	95	95	95	50	95	95	95	40
$P_i$	1	1	1	0,95	0,95	0,95	0,95	0,5	0,95	0,95	0,95	0,4

Таблиця 1.8 – Розрахунок літнього графіка навантаження підприємства текстильної промисловості

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	25	25	30	30	10	10	10	10	90	90	30	30
$P_i$	0,25	0,25	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,9	0,9	0,3	0,3
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	30	90	90	85	85	85	35	35	35	85	22	22
$P_i$	0,3	0,9	0,9	0,85	0,85	0,85	0,35	0,35	0,35	0,85	0,22	0,22

Таблиця 1.9 – Розрахунок зимового графіка навантаження підприємства хімічної промисловості

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	80	80	80	80	80	80	100	100	100	100	100	100
$P_i$	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	6	6	6	6	6	6
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	100	100	100	100	100	100	85	85	85	85	85	85
$P_i$	6	6	6	6	6	6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1

Таблиця 1.10 – Розрахунок літнього графіка навантаження підприємства хімічної промисловості

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$n_i, \%$	75	75	65	65	65	65	60	60	90	90	90	90
$P_i$	4,5	4,5	3,9	3,9	3,9	3,9	3,6	3,6	5,4	5,4	5,4	5,4
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$n_i, \%$	90	90	85	85	80	80	80	80	65	65	65	65
$P_i$	5,4	5,4	5,1	5,1	4,8	4,8	4,8	4,8	3,9	3,9	3,9	3,9

### 1.3 Сумарний (суміщений) графік навантажень споживачів

Цей графік визначається з урахуванням втрат потужності на підстанції.

Втрати потужності залежать від:

– протікання струму по обмотках трансформаторів, які є змінними величинами, залежними від навантаження ( $\Delta P_{\text{змін.}}$ ).

– постійну частину втрат потужності визначають в основному втрати холостого ходу трансформаторів ( $\Delta P_{\text{пост.}}$ ).

– втрати на власні потреби залежать від параметрів трансформатора і типу підстанції ( $\Delta P_{\text{в.п.}}$ ).

Підсумовуючи значення потужностей сходинок графіків навантаження всіх споживачів і втрати потужності на підстанції для кожної сходинки, отримують сумарний (суміщений) графік навантаження підстанції для сезонів (зима, літо) згідно виразу:

$$P_{\text{пс}}^{\Sigma}(i) = P(i) + \Delta P_{\text{пост.}} + \Delta P_{\text{змін.}} + \Delta P_{\text{в.п.}} \text{ МВт}, \quad (1.2)$$

де  $P(i)$  – сумарна потужність всіх підприємствами  $i$ -ї сходинки;

$\Delta P_{\text{пост.}}$  – постійні втрати, які складають 1% від  $P_{\text{max}}$ :

$$\Delta P_{\text{пост.}} = 0,01 \cdot P_{\text{max}}, \text{ МВт}, \quad (1.3)$$

де  $P_{\text{max}}$  – максимальне значення активної потужності  $i$ -сходинки суміщеного графіка [4, 9];

$\Delta P_{\text{в.п.}}$  – втрати на власні потреби, складають 0,5 % від  $P_{\text{max}}$ :



$$\Delta P_{в.п.} = 0,005 \cdot P_{max}, \text{ МВт}, \quad (1.4)$$

$\Delta P_{змін.}$  – змінні втрати, що залежать від значення потужності кожної сходинок і обчислюються за формулою [4,9]:

$$\Delta P_{змін.} = \frac{P^2(i)}{10 \cdot P_{max}}, \text{ МВт} \quad (1)$$

Розрахунок сумарних графіків навантаження споживачів (зима, літо) на шинах підстанції приведений в табл. 1.11-1.12.

Таблиця 1.11 – Сумарний зимовий графік навантаження підстанції

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$P_i$	21,8	21,16	20,74	21,14	21,75	21,83	25,45	26,55	26,75	25,9	25,3	25,05
$\Delta P_{пост.}$	0,27											
$\Delta P_{в.п.}$	0,13											
$\Delta P_{змін.}$	1,78	1,67	1,61	1,67	1,77	1,78	2,42	2,64	2,68	2,51	2,39	2,35
$P_{\Sigma пі}$	23,98	23,23	22,75	23,21	23,92	24,01	28,27	29,59	29,83	28,81	28,09	27,80
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$P_i$	25,4	25,4	26	26,25	26,55	26,05	23,45	23,8	24,1	23,8	23,25	22,4
$\Delta P_{пост.}$	0,27											
$\Delta P_{в.п.}$	0,13											
$\Delta P_{змін.}$	2,41	2,41	2,53	2,58	2,64	2,54	2,06	2,12	2,17	2,12	2,02	1,88
$P_{\Sigma пі}$	28,21	28,21	28,93	29,23	29,59	28,99	25,91	26,32	26,67	26,32	25,67	24,68

Таблиця 1.12 – Сумарний літній графік навантаження підстанції

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$P_i$	20,74	20,15	19,21	19,29	19,25	19,64	19,55	22,59	25,34	25,03	23,89	24,05
$\Delta P_{пост.}$	0,25											
$\Delta P_{в.п.}$	0,13											
$\Delta P_{змін.}$	1,78	1,67	1,61	1,67	1,77	1,78	2,42	2,64	2,68	2,51	2,39	2,35
$P_{\Sigma пі}$	22,82	22,13	21,05	21,14	21,09	21,54	21,44	24,98	28,25	27,88	26,52	26,71
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$P_i$	23,81	24,41	24,35	24,6	24,3	22,76	22,53	22,99	21,3	21,8	20,71	20,26
$\Delta P_{пост.}$	0,25											
$\Delta P_{в.п.}$	0,13											
$\Delta P_{змін.}$	2,41	2,41	2,53	2,58	2,64	2,54	2,06	2,12	2,17	2,12	2,02	1,88
$P_{\Sigma пі}$	26,43	27,14	27,07	27,37	27,01	25,18	24,91	25,46	23,47	24,06	22,78	22,26

За результатами кінцевої суми  $P_{\Sigma пі}^{\Sigma}(i)$  таблиць 1.12-1.13 для сезонів року

(зима, літо) будуються графіки сумарного (суміщеного) навантаження підстанції з урахуванням втрат (рис. 1.6).

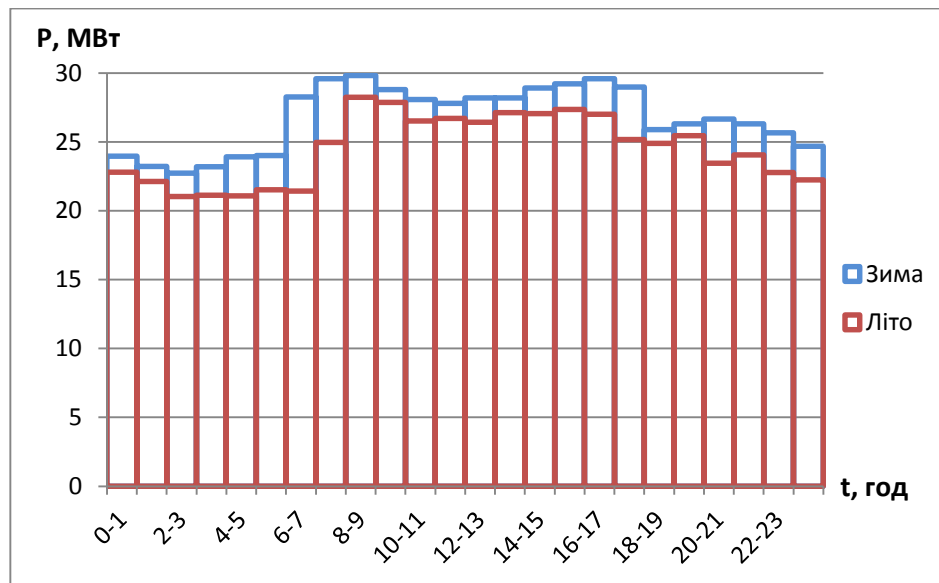


Рисунок 1.6 – Графік сумарного (суміщеного) навантаження підстанції з урахуванням втрат

#### 1.4 Річний графік за тривалістю навантажень

Цей графік показує тривалість роботи установки протягом року з різними навантаженнями. По осі ординат відкладають навантаження у відповідному масштабі, по осі абсцис – години року від 0 до 8760. Навантаження на графіку розташовують в порядку їх зменшення від  $P_{\max}$  до  $P_{\min}$ .

Прийнято, що тривалість сезонних пір року зима і літо складають відповідно 200 і 165 днів.

Побудова річного графіка за тривалістю навантажень відбувається на підставі відомих сумарних добових графіків навантаження зимового і літнього періоду, отриманих у розділі 1.2.

Графік за тривалістю навантажень застосовують в розрахунках техніко-економічних показників установки, розрахунках втрат електроенергії,

при оцінці використання обладнання протягом року і т. д.

Значення активної потужності  $i$ -ї сходинки графіка за тривалістю визначається проекцією відповідних ординат сумарних добових графіків навантаження зимового і літнього періоду на вісь ординат шуканого графіка, а тривалість цієї ступені графіка за тривалістю  $T_i$  розраховується за [4]:

$$T_i = t_i^{\text{зима}} \times 200 + t_i^{\text{літо}} \times 165 \text{ год}, \quad (1.6)$$

де  $t_i^{\text{зима}}$  і  $t_i^{\text{літо}}$  тривалість  $i$ -ї сходинки добового зимового і літнього сумарного графіків навантаження (див. розділ 1.2).

Розрахунок річного графіка по тривалості навантажень зводимо в таблицю 1.13.

Таблиця 1.13 – Тривалість навантажень протягом року

$P_i$	29,83	29,59	29,59	29,23	28,99	28,93	28,81	28,27	28,25	28,21	28,21	28,09
$T_i$	200	200	200	200	200	200	200	200	165	200	200	200
$t$	200	400	600	800	1000	1200	1400	1600	1765	1965	2165	2365
$P_i$	27,88	27,8	27,37	27,14	27,07	27,01	26,71	26,67	26,52	26,43	26,32	26,32
$T_i$	165	200	165	165	165	165	165	200	165	165	200	200
$t$	2530	2730	2895	3060	3225	3390	3555	3755	3920	4085	4285	4485
$P_i$	26,32	25,91	25,67	25,46	25,18	24,98	24,91	24,68	24,06	24,01	23,98	23,92
$T_i$	200	200	165	165	165	165	200	165	200	200	200	165
$t$	4485	4685	4885	5050	5215	5380	5545	5745	5910	6110	6310	6510
$P_i$	23,23	23,21	22,82	22,78	22,75	22,26	22,13	21,54	21,44	21,14	21,09	21,05
$T_i$	200	200	165	165	200	165	165	165	165	165	165	165
$t$	6875	7075	7240	7405	7605	7770	7935	8100	8265	8430	8595	8760

За результатами табл. 1.13 будується річний графік за тривалістю навантажень (рис. 1.7).

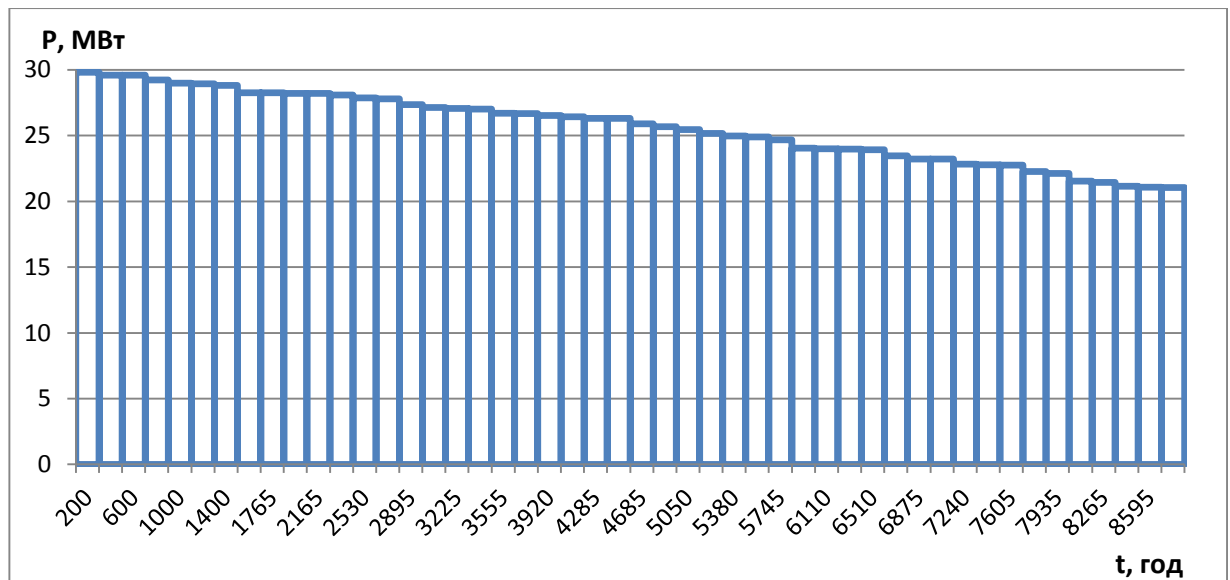


Рисунок 1.7 – Річний графік за тривалістю навантажень

### 1.5 Техніко-економічні показники, які визначаються з графіків навантаження

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, відпущеної з шин підстанції споживачам за аналізований період (рік) [4]:

$$W_n = \sum P_i \cdot T_i = 225578 \text{ МВт} \cdot \text{год}, \quad (1.7)$$

де  $P_i$  – потужність  $i$ -ї сходинки графіка,

$T_i$  – тривалість сходинки.

Середнє навантаження за графіком за аналізований період (рік) дорівнює:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_n}{T}, \text{ МВт}$$

де  $T$  – тривалість розглянутого періоду,

$W_n$  – електроенергія за аналізований період.

$$P_{cp} = \frac{225578}{8760} = 25,75 \text{ MBm}$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи електроустановки оцінюють коефіцієнтом заповнення.

$$k_{зап} = \frac{W_n}{P_{max} \cdot T} = \frac{P_{cp}}{P_{max}} \quad (1.9)$$

$$k_{зап} = \frac{25,75}{29,83} = 0,86$$

Коефіцієнт заповнення графіка навантаження показує, у скільки разів відпущена з шин кількість електроенергії за аналізований період менше тієї кількості електроенергії, яка було б відпущена з шин підстанції за той же час, якби навантаження установки весь час було б максимальним. Очевидно, що чим рівномірніше графік, тим ближче значення  $k_{зап}$  до одиниці.

Для характеристики графіка навантаження підстанції можна скористатися величиною тривалість використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{W_n}{P_{max}} = \frac{P_{cp} \cdot T}{P_{max}} = k_{зап} \cdot T = 0,86 \cdot 8760 = 7533,6 \text{ год}$$

Ця величина показує, скільки годин за аналізований період  $T$  (зазвичай рік) установка повинна була б працювати з незмінно максимальним навантаженням, щоб відпустити з шин підстанції дійсну кількість електроенергії  $W_n$  за цей період часу.

## 1.6 Графік повної потужності підстанції

Побудова графіка повної потужності підстанції необхідна для вибору і перевірки на перевантажувальну здатність трансформаторів на підстанції.

Для цього необхідно провести розрахунок середньозваженого

					БР 3.6.141.113 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

коефіцієнта потужності навантаження для кожної сходинки графіка навантаження –  $tg\varphi_{c3}(i)$  по [8]:

$$tg\varphi_{c3} = \frac{P_{1(i)} \cdot tg\varphi_1 + P_{2(i)} \cdot tg\varphi_2 + \dots}{\Sigma P_{1-n(i)}} \quad (1.10)$$

Далі обчислюється повна потужність з урахуванням вище знайдених середньозважених коефіцієнтів для кожної години графіка повної потужності підстанції по [8]:

$$S_{(i)} = P_{\Sigma(i)} \cdot \sqrt{1 + tg^2\varphi_{cp(i)}} \quad (1.11)$$

де  $P_{\Sigma(i)}$  – сума активних потужностей  $i$ -ї сходинки графіка повної потужності підстанції по розділу 1.2.

Результати розрахунків зведені в табл. 1.14 та 1.15.

Таблиця 1.14 – Повна потужність підстанції в зимовий період

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi_{c3i}$	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72
$P_{\Sigma pci}$	23,98	23,23	22,75	23,21	23,92	24,01	28,27	29,59	29,83	28,81	28,09	27,80
$S_{(i)}$	29,45	28,55	27,99	28,57	29,43	29,50	34,68	36,31	36,60	35,38	34,56	34,19
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi_{c3i}$	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma pci}$	28,21	28,21	28,93	29,23	29,59	28,99	25,91	26,32	26,67	26,32	25,67	24,68
$S_{(i)}$	34,74	34,74	35,57	35,90	36,31	35,53	31,74	32,24	32,71	32,30	31,51	30,29

Таблиця 1.15 – Повна потужність підстанції в літній період

Год	0-1	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	10-11	11-12
$tg\varphi_{c3i}$	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,72	0,72	0,72
$P_{\Sigma pci}$	22,82	22,13	21,05	21,14	21,09	21,54	21,44	24,98	28,25	27,88	26,52	26,71
$S_{(i)}$	28,08	27,28	25,97	26,08	26,02	26,53	26,37	30,61	34,73	34,29	32,63	32,87
Год	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
$tg\varphi_{c3i}$	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
$P_{\Sigma pci}$	26,43	27,14	27,07	27,37	27,01	25,18	24,91	25,46	23,47	24,06	22,78	22,26
$S_{(i)}$	32,54	33,45	33,33	33,67	33,21	31,00	30,61	31,25	28,78	29,53	27,96	27,36

За отриманими значеннями потужностей  $S(i)$  будується графік повної потужності підстанції (рис. 1.8).

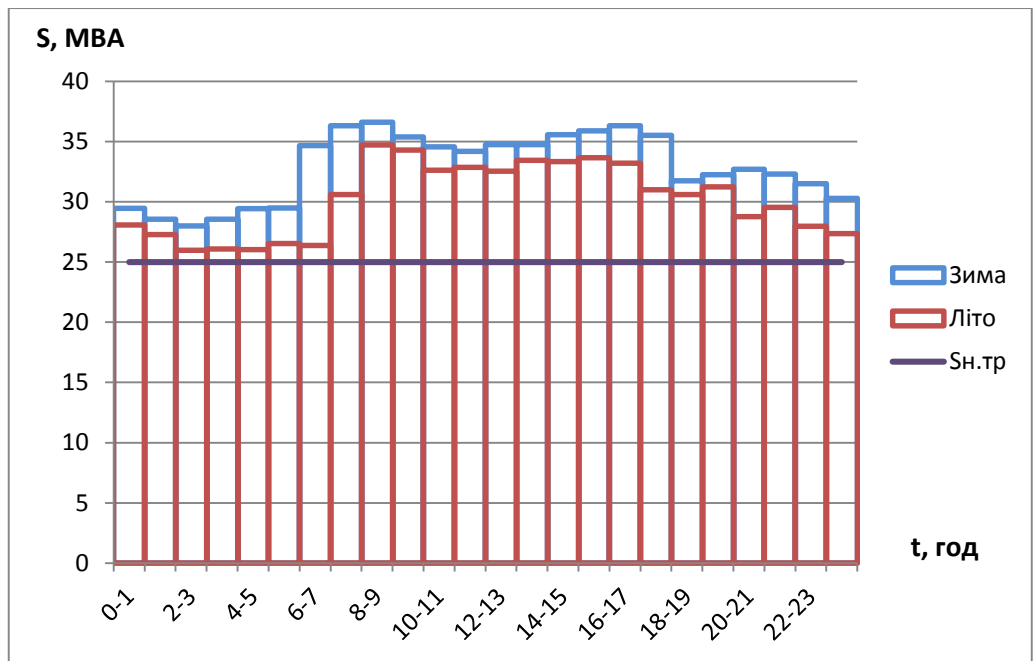


Рисунок 1.8 – Графік повної потужності підстанції

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

## 2 ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРІВ. ОБГРУНТУВАННЯ СХЕМ З'ЄДНАНЬ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИСТРОЇВ

### 2.1 Вибір числа і потужності трансформаторів і розрахунок на перевантажувальну здатність

Число трансформаторів, що встановлюються на підстанціях всіх категорій, приймається, як правило, не більше двох. При установці двох трансформаторів і відсутності резервування по мережах нижчої напруги потужність кожного з них обирається з урахуванням завантаження трансформатора не більше 70% від сумарного максимального навантаження підстанції в номінальному режимі [1].

Потужність трансформатора на підстанції повинна бути такою, щоб при виході з роботи одного з них другий сприйняв основне навантаження підстанції з урахуванням допустимого перевантаження в післяаварійному режимі і можливого тимчасового відключення споживачів третьої категорії. Відповідно до існуючої практики проектування потужність трансформаторів на підстанції рекомендується обирати з умови допустимого перевантаження в післяаварійних режимах до 40% на час максимуму за умовою [1, 3]:

$$S_{н.тр.} \geq \frac{S_{повн.розр.}}{1,4} \text{ МВА},$$

де  $S_{повн.розр.}$  – повна розрахункова потужність підстанції, визначена як сума номінальних потужностей споживачів, з урахуванням їхніх коефіцієнтів потужності (див. підрозділ 1.1).

$$S_{н.тр.} \geq \frac{\frac{3}{0,87} + \frac{10}{0,83} + \frac{8}{0,8} + \frac{1}{0,78} + \frac{6}{0,79}}{1,4} = \frac{34,37}{1,4} = 24,54 \text{ МВА}$$

Приймаємо трансформатор ТРДНС-25000/35/6 [9, 11]. Його каталожні

									Лист
									22
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					



параметри наведені в табл. 2.1. На підстанції передбачається установка двох трансформаторів.

Таблиця 2.1 – Каталожні дані трансформатора

Номінальна потужність $S_{н.тр}$ , МВА	25
Номінальна напруга на стороні ВН $U_{ВН}$ , кВ	35
Номінальна напруга на стороні НН $U_{НН}$ , кВ	6,3-6,3
Напруга КЗ (ВН-НН) $U_K$ , %	12,7
Струм ХХ $I_x$ , %	0,3
Втрати КЗ $\Delta P_K$ , кВт	115
Втрати ХХ $\Delta P_x$ , кВт	18,5

При виборі потужності трансформатора не можна керуватися тільки їх номінальною потужністю, так як в реальних умовах температура навколишнього середовища, умови установки трансформатора можуть бути відмінними від прийнятих. Навантаження трансформатора змінюється протягом доби, і якщо потужність обрати по максимальному навантаженню, то в періоди його спаду трансформатор буде не завантажений, тобто недовикористано його потужність. Досвід експлуатації показує, що трансформатор може працювати частину доби з перевантаженням, якщо в іншу частину доби його навантаження менше номінального. Критерієм різних режимів є знос ізоляції трансформатора.

Здатність навантаження трансформатора – це сукупність допустимих навантажень і перевантажень.

Допустиме навантаження – це тривале навантаження, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток від нагрівання не перевищує знос, що відповідає номінальному режиму роботи.

Перевантаження трансформатора – режим, при якому розрахунковий знос ізоляції обмоток перевершує знос, що відповідає номінальному режиму роботи. Такий режим виникає, якщо навантаження виявиться більше номінальної потужності трансформатора або температура навколишнього середовища більше прийнятої розрахункової.

На графіку повної потужності підстанції (рис. 1.8) відкладається пряма лінія, що відповідає номінальній потужності прийнятого трансформатора. Верхня частина графіка, що відсікається даною прямою, є зоною перевантаження трансформатора.

Для перевірки правильності вибору трансформатора реальний графік навантажень перетворимо в двоступеневий. Оскільки в зимовий період навантаження вище, то перевірку будемо проводити для зимового періоду роботи. При цьому припускаємо, що температура в зимовий період становить  $\theta = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Спочатку розглянемо режим систематичного перевантаження. Сумарна потужність двох трансформаторів ТРДНС-25000/35/6 складає 50 МВА і, отже, в нормальному режимі роботи систематичного перевантаження не спостерігається.

Початкове навантаження еквівалентного графіка визначаємо за формулою:

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

$$= \frac{1}{50} \cdot \sqrt{\frac{29,45^2 + 28,55^2 + 27,99^2 + 28,57^2 + 29,43^2 + 29,5^2 + 34,68^2 + 36,31^2 \cdot 2 + 36,6^2 + 35,38^2 + 34,56^2 + 34,19^2 + 34,74^2 \cdot 2 + 35,57^2 + 35,9^2 + 35,53^2 + 31,74^2 + 32,24^2 + 32,71^2 + 32,3^2 + 31,51^2 + 30,29^2}{24}} = 0,681,$$

де  $s_1, s_2, \dots, s_n$  – власне навантаження першої, другої,  $i$ -ї сходинки графіка навантажень, розміщених нижче лінії номінальної потужності підстанції;

$t_1, t_2, \dots, t_n$  – тривалість сходинки, годин.

Отже, в середньому трансформатори є завантажені на 68,1%.

Аналогічно визначається друга сходинка еквівалентного графіка, але при цьому беруться сходинки, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформаторів. В нашому випадку при паралельній роботі двох

									Лист
									24
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

трансформаторів сходинок, розміщені вище лінії номінальної потужності трансформаторів, відсутні.

Перейдемо до перевірки роботи підстанції в аварійному режимі, коли один трансформатор відключений, а інший приймає на себе все навантаження.

Перевантаження триватиме протягом 24 годин.

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

$$= \frac{1}{25} \cdot \sqrt{\frac{29,45^2 + 28,55^2 + 27,99^2 + 28,57^2 + 29,43^2 + 29,5^2 + 34,68^2 + 36,31^2 \cdot 2 + 36,6^2 + 35,38^2 + 34,56^2 + 34,19^2 + 34,74^2 \cdot 2 + 35,57^2 + 35,9^2 + 35,53^2 + 31,74^2 + 32,24^2 + 32,71^2 + 32,3^2 + 31,51^2 + 30,29^2}{24}} = 1,361,$$

де  $S_1, S_2, \dots, S_n$  – навантаження вище лінії номінальної потужності ПС.

Максимальне перевантаження трансформатора складе:

$$K_{MAX} = \frac{S_{MAX}}{S_{НОМ}} = \frac{36,6}{25} = 1,464,$$

де  $S_{MAX}$  – максимальне навантаження трансформатора по графіку навантажень.

Попереднє значення  $K_2$  необхідно порівняти зі значенням  $K'_2 = 0,9 \cdot K_{MAX}$ , і якщо значення  $K'_2$  більше значення  $K_2$ , то остаточно приймаємо  $K_2 = K'_2$ .

$K'_2 = 0,9 \cdot 1,464 = 1,318$  – це значення менше, ніж  $K_2$ , а значить за розрахункове значення приймаємо  $K_2$ .

Відповідно до ГОСТ 14209-85 з урахуванням еквівалентної температури зимового періоду і часу перевантаження  $t_{zoo}$ , визначаємо величину

припустимого перевантаження  $K_2$ :

- 1) аварійне навантаження;
- 2) Д;
- 3)  $t = 0$  °С;

4)  $K_1 < 0,25$ ;

5)  $h = 24$  години

	$K_1$
	$<0,25$
24 години	1,5

Порівнюємо значення  $K_2$  за ГОСТом і реальне. Якщо значення  $K_2$  за ГОСТом менше, ніж реальне, значить трансформатор обрано неправильно, і необхідно взяти трансформатор наступний по номінальній потужності.

Як бачимо,  $K_{2\text{ реальне}} < K_{2\text{ допустиме}}$  ( $1,361 < 1,5$ ). Це означає, що перевантаження є допустимим і трансформатор обрано правильно. В аварійному режимі трансформатор витримує перевантаження.

Остаточно приймаємо до установки два трансформатора ТРДНС-25000/35/6. У разі виходу з ладу одного з них, другий трансформатор забезпечить надійне і безперебійне живлення споживачів.

## 2.2 Вибір трансформатора власних потреб

Для живлення власних потреб підстанції використовується трансформатор власних потреб (ТВП). Для підвищення надійності електропостачання кіл власних потреб трансформатор приєднується до виводу низької напруги силового трансформатора на ділянці між трансформатором і вимикачем введення. На двотрансформаторних підстанціях рекомендується встановлювати два трансформатора власних потреб напругою 6/0,4 кВ.

Так як підстанція двотрансформаторна, то береться два ТВП. Потужність ТВП визначається навантаженням. При проектуванні підстанцій, коли точний склад навантаження невідомий, допускається приймати потужність власних потреб рівною 0,5% від потужності трансформаторів.

$$S_{в.н.} = 0,005 \cdot S_{max} = 0,005 \cdot 36,6 = 0,183 \text{ МВА} = 183 \text{ кВА},$$

де  $S_{max}$  – максимальна розрахункова потужність підстанції, відповідно до рис. 1.8.

Приймаємо два трансформатора ТМ-160/6.

Місце підключення ТВП залежить від виду оперативного струму на підстанції. Для підстанції напругою 35 кВ з числом вимикачів два і більше рекомендується застосовувати постійний оперативний струм з установкою акумуляторних батарей і обслуговуючим персоналом для обслуговування збірних шин ВН і НН.

Для захисту трансформатора ВП в його колі встановлюються плавкі запобіжники типу ПКТ.

### 2.3 Вибір і обґрунтування електричної схеми підстанції

При виборі схеми електричних з'єднань, перш за все, враховується тип підстанції. Основним фактором у виборі схеми з'єднань є число приєднань на стороні ВН:

$$n_{пр} = n_{лін} + n_{т},$$

де  $n_{пр}$  – число приєднань;

$n_{лін}$  – число живильних ліній;

$n_{т}$  – число трансформаторів.

$$n_{пр} = 2 + 2 = 4$$

Визначальну роль у виборі схеми грає напруга на шинах.

Напруга на шинах ВН  $U_{ВН} = 35$  кВ.

Виходячи з вищевказаних величин, на ВН доцільно застосувати схему: «місток» (рис. 2.1).

									Лист
									27
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

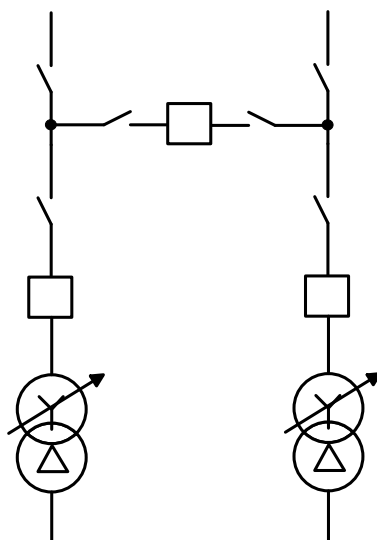


Рисунок 2.1 – Схема розподільного пристрою ВН «місток»

Серед переваг цієї схеми можна виділити:

- 1) простота виконання;
- 2) наочність;
- 3) економічність.

Недоліки:

- 1) збільшення струму к. з. в лінії;
- 2) більша тривалість к. з.

Число приєднань на стороні НН:

$$n_{\text{пр}} = n_{\text{лін}} + n_{\text{т}} = 15 + 2 = 17$$

Напруга на шинах НН  $U_{\text{НН}} = 6,3$  кВ.

На шинах НН обираємо дві секціоновані системи збірних шин.

Переваги:

- 1) простота виконання;
- 2) не вимагає великих капітальних витрат;
- 3) зручна з точки зору експлуатації та ремонту;
- 4) аварія на збірних шинах призводить до відключення тільки одного джерела і лише частини споживачів.

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Недоліки:

- 1) при ремонті однієї половини установки друга половина залишається без резерву;
- 2) при ремонті одного з трансформаторів і відмові секційного вимикача половина установки залишається без живлення.

Згідно малюнку 2.2 при відмові або виході з ладу одного з трансформаторів автоматика включить секційний вимикач QB, який в нормальному стані розімкнута.

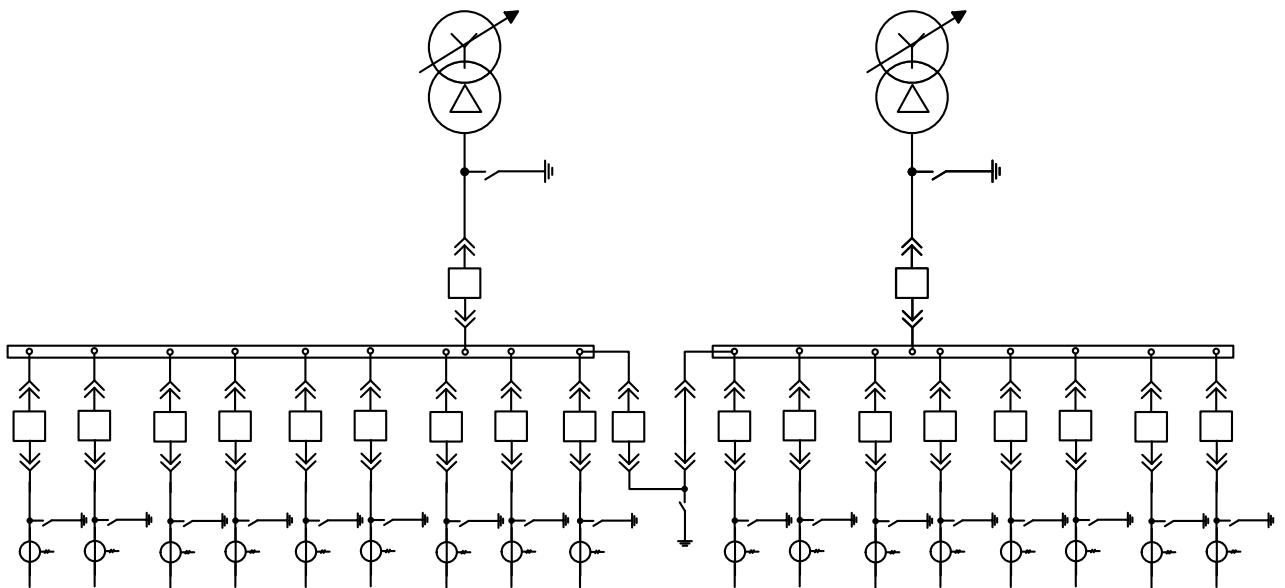


Рисунок 2.2 – Розподільний пристрій НН підстанції

## 2.4 Вибір марки і перетину проводів ліній високої та низької напруги

У лініях електропередачі напругою 10-110 кВ як правило використовується провід марки АС [1].

Перетини проводів ліній високої та низької напруги в нормальному режимі визначаються по економічній щільності струму [1, 10].

Економічний перетин провідника лінії обчислюється за формулою [10]:

										Лист
										29
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	БР 3.6.141.113 ПЗ					

$$F_{ек} = \frac{I_{max}}{j_{ек}} \text{ мм}^2,$$

де  $I_{max}$  – максимальний струм нормального робочого режиму;

$j_{ек}$  – економічна щільність струму, що залежить від матеріалу провідника і  $T_{max}$  [1, 9]. Для неізолюваних проводів при  $T_{max} > 5000$  годин  $j_{ек} = 1,0 \text{ А/мм}^2$ .

Максимальний струм нормального робочого режиму визначається за виразом:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН} \cdot n} \text{ А},$$

де  $S_{max}$  – максимальна розрахункова потужність підстанції, МВА;

$U_{ВН}$  – напруга живильної лінії, кВ;

$n$  – кількість ланцюгів лінії живлення.

За значенням економічного перетину приймається найближче стандартний перетин провідника [7,9,11].

Обраний перетин має задовольняти умові нагріву [1]:

$$I_{max} \leq I_{доп},$$

де  $I_{доп}$  – тривало допустимий струм проводу по [7, 9, 11].

Результати вибору перетинів проводів зведені в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати вибору ПЛ-35 кВ і ПЛ-6 кВ

Призначення	$S_{max}$ , МВА	$I_{max}$ , А	$F_{ек}$ , мм <sup>2</sup>	Провід	$I_{доп}$ , А
Живляча ПЛ 35 кВ	36,6	301,9	301,9	АС-240/32	610
Населений пункт	3/0,87	110,6	110,6	АС-120/19	390
Підприємство кольорової металургії	10/0,83	231,8	231,8	АС-185/24	520
Підприємство чорної металургії	8/0,8	320,8	320,8	АС-240/32	610
Підприємство текстильної промисловості	1/0,78	61,7	61,7	АС-70/11	265
Підприємство хімічної промисловості	6/0,79	365,3	365,3	АС-240/32	610



## 2.5 Перевірка перерізу провідника за умовою корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників напругою 35 кВ і вище [1, 4, 7].

Правильний вибір перерізу провідника забезпечує зменшення дії корони до допустимих значень. Проводи не будуть коронувати якщо максимальна напруженість поля у поверхні будь-якого проводу буде не більше  $0,9 \cdot E_0$  [4, 7] тобто

$$1,07 \cdot E_{\max} \leq 0,9 \cdot E_0 \text{ кВ/см} - \text{при горизонтальному розташуванні проводів.}$$

Максимальна напруженість поля у поверхні нерозчіпленого дроту:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_0}},$$

де  $U$  – лінійна напруга, кВ;

$r_0$  – радіус проводу, см;

$D_{\text{сер}}$  – середня геометрична відстань між проводами фаз, см.

$$D_{\text{сер}} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{350 \cdot 700 \cdot 350} = 440,97 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 38,5}{1,08 \cdot \lg \frac{440,97}{1,08}} = 4,83 \text{ кВ / см}$$

Початкове значення критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right),$$

де  $m$  – коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу, в розрахунку прийняти  $m = 0,82$ .

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{2,16}}\right) = 29,901 \text{ кВ / см}$$

									Лист
									31
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

$$1,07 \cdot E_{\max} \leq 0,9 \cdot E_0 \text{ кВ/см}$$

$$1,07 \cdot 4,83 = 5,17 \leq 0,9 \cdot 29,901 = 26,911$$

Таким чином, провід живлення АС-240/32 за умовою корони підходить.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		32

## 3 ВИБІР СТРУМОВЕДУЧИХ ЧАСТИН І ЕЛЕКТРИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ

### 3.1 Розрахунок струмів аварійних режимів

#### 3.1.1 Розрахунок опорів схем заміщення системи, лінії високої напруги, трансформаторів

Електричні апарати та шинні конструкції розподільних пристроїв повинні бути перевірені на електродинамічну і термічну стійкість. Вимикаючі апарати (вимикачі і запобіжники) перевіряють, крім того, за відключаючою здібністю. Для цього складається розрахункова схема заміщення, намічаються розрахункові точки короткого замикання і визначаються струми короткого замикання.

При складанні розрахункової схеми для вибору апаратури і провідників одного кола обирається режим установки, при якому в цьому колі буде найбільший струм короткого замикання.

За розрахункову точку короткого замикання приймається точка, при пошкодженні в якій через обраний апарат або провідник буде протікати максимальний струм.

Секційний вимикач на шинах НН прийнятий нормально відключеним. Розрахункова схема для трансформаторів з розщепленою обмоткою НН приймає вид (рис. 3.1):

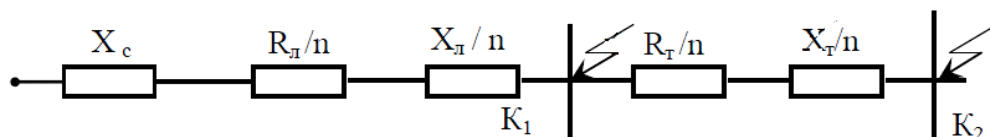


Рисунок 3.1 – Схема заміщення підстанції для розрахунку струмів КЗ

Опір системи:

$$X_c = \frac{(U_{сн})^2}{S_{кз}} \text{ Ом} ,$$

де  $U_{сн}$  – середньо-номінальна напруга сходинок КЗ (37,0 кВ);

$S_{кз}$  – потужність короткого замикання, згідно з вихідними даними.

$$X_c = \frac{37^2}{700} = 1,96 \text{ Ом} ,$$

Активний опір лінії електропередачі ВН [2-5]:

$$R_l = r_0 \cdot L$$

Реактивний опір лінії високої напруги [2-5]:

$$X_l = x_0 \cdot L$$

Тут  $L$  – довжина лінії електропередачі за завданням, км;

$r_0, x_0$  – питомі активні і індуктивні опори провода, Ом/км – визначаємо за табличними даними [9, 11].

$$R_l = 0,121 \cdot 25 = 3,03 \text{ Ом};$$

$$X_l = 0,378 \cdot 25 = 9,45 \text{ Ом}.$$

Результуючий опір до точки короткого замикання К1:

$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(X_c + \frac{X_l}{n}\right)^2 + \left(\frac{R_l}{n}\right)^2},$$
$$Z_{\Sigma K1} = \sqrt{\left(1,96 + \frac{9,45}{2}\right)^2 + \left(\frac{3,03}{2}\right)^2} = 6,85 \text{ Ом}$$

При короткому замиканні на шинах низької напруги трансформаторної підстанції (точка К2), індуктивний опір системи визначається за виразом:

$$X_{c}^{*} = \frac{(U_{сн})^2}{S_{кз}} \text{ Ом},$$

$$X_{c}^{*} = \frac{6,3^2}{700} = 0,057 \text{ Ом}$$

Активний опір лінії електропередачі високої напруги [2-5]:

$$R_{л}^{*} = R_{л} \left( \frac{U_{сн}^{н.н}}{U_{сн}^{в.н}} \right)^2 = 3,03 \left( \frac{6,3}{37} \right)^2 = 0,088 \text{ Ом},$$

$$X_{л}^{*} = X_{л} \left( \frac{U_{сн}^{н.н}}{U_{сн}^{в.н}} \right)^2 = 9,45 \left( \frac{6,3}{37} \right)^2 = 0,274 \text{ Ом}$$

Тут  $U_{сн}^{вн}$  і  $U_{сн}^{нн}$  – середньо-номінальні напруги обмоток високої і низької напруги, відповідно.

Розрахункові опори обмоток трансформатора:

$$R_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{нн}^2}{S_n^2},$$

$$X_T = \frac{U_{кз} \cdot U_{нн}^2}{100 \cdot S_n},$$

де  $\Delta P_{кз}$  – втрати короткого замикання трансформатора, кВт;

$U_{нн}$  – номінальна напруга обмотки низької напруги, кВ;

$U_{кз}$  – напруга короткого замикання, %.

$$R_T = \frac{115 \cdot 10^3 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

$$X_T = \frac{12,7 \cdot (6,3 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 0,202 \text{ Ом}$$

Результуючий опір до точки короткого замикання К2:

$$Z_{\Sigma К2} = \sqrt{\left( X_{c}^{*} + \frac{X_{л}^{*}}{2} + \frac{X_T}{2} \right)^2 + \left( \frac{R_{л}^{*}}{2} + \frac{R_T}{2} \right)^2},$$

$$Z_{\Sigma К2} = \sqrt{\left( 0,057 + \frac{0,274}{2} + \frac{0,202}{2} \right)^2 + \left( \frac{0,088}{2} + \frac{0,07}{2} \right)^2} = 0,653 \text{ Ом}$$

### 3.1.2 Розрахунок струмів трифазного короткого замикання

Розрахунок трифазного КЗ на шинах 35 кВ в точці К-1:

$$I^{(3)}_{п(К1)} = \frac{U_{ен}^{н.н}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma К1}},$$

$$I^{(3)}_{п(К1)} = \frac{37 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,85} = 3,119 \text{ кА}$$

Розрахунок трифазного КЗ на шинах 6,3 кВ в точці К-2:

$$I^{(3)}_{п(К2)} = \frac{U_{ен}^{н.н}}{\sqrt{3}Z_{\Sigma К2}},$$

$$I^{(3)}_{п(К2)} = \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,653} = 5,57 \text{ кА}$$

### 3.1.3 Розрахунок ударного струму трифазного короткого замикання

Ударний струм на ВН:

$$i_y = \sqrt{2} I^{(3)}_{п} k_y \text{ А},$$

де  $k_y$  – ударний коефіцієнт:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

де  $T_a$  – постійна часу загасання аперіодичної складової струму короткого замикання, яка може бути визначена за формулою:

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega R_{рез}},$$

де  $X_{рез}$ ,  $R_{рез}$  – відповідно результуючі індуктивні і активні опори до точок КЗ,

$\omega$  – кутова частота.

$$T_a = \frac{6,69}{314 \cdot 1,52} = 0,014 \text{ с},$$

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 1,489,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 3,119 \cdot 1,489 = 6,568 \text{ кА}.$$

Ударний струм на НН:

$$i_y = \sqrt{2} I^{(3)}_{п} k_y \text{ A,}$$

$$T_a = \frac{0,649}{314 \cdot 0,074} = 0,028 \text{ c,}$$

$$k_y = 1 + e^{\frac{0,01}{0,028}} = 1,7,$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 5,57 \cdot 1,7 = 13,391 \text{ кА.}$$

## **3.2 Вибір струмоведучих частин і електричного обладнання підстанції**

### **3.2.1 Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою високої напруги**

Струмopрoвідні частини в розподільчому пристрої ВН виконуються гнучкими сталeалюмінeвими провoдами мaрки АС. Пeрeтин пpoвідників і oшинoвкa в мeжax ВРП бyлo oбpaнo в poздiлi 2.

Гнучкі провoди кpiплeться нa гiрляндax пiдвiсних iзoлятopiв типу ПФ6-В з числoм iзoлятopiв в гiрляндi 3 при нaпpузi 35 кВ.

### **3.2.2 Вибір і перевірка ошиновки розподільного пристрою низької напруги**

З'єднання силового трансформатора з КРП виконаємо шинним містком. Згідно ПУЕ [1] в межах відкритих і закритих розподільних пристроїв всіх напруг шини і ошиновка по економічній щільності струму не перевіряються. Так як шинний місток, що з'єднує трансформатор з КРП, невеликої довжини і знаходиться в межах підстанції, то вибір перетину шин проводиться по нагріванню (по допустимому струму):

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}},$$

Максимальний струм через трансформатор:

									Лист
									37
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

$$I_{6 \max} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3367,85 \text{ А}$$

Приймаємо трисмугові алюмінієві шини  $100 \times 10 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 3650 \text{ А}$ . Прокладка шин суворо горизонтальна при розташуванні великої грані смуги у вертикальній площині. При розрахунках взяли, що температура навколишнього повітря дорівнює  $+25 \text{ }^\circ\text{С}$ .

Визначаємо довжину прольоту  $l$  за умови, що частота власних коливань буде більше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

звідки слідує

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

тут  $q$  – поперечний переріз шини,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі  $\text{см}^4$ .

Так як шини на ізоляторах розташовані плазом, то момент інерції поперечного перерізу шини щодо осі:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12},$$

де  $b, h$  – довжина і висота шини, відповідно,  $\text{см}$ .

$$J = \frac{1,0 \cdot 10^3}{12} = 83,33 \text{ см}^4,$$

Тоді

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{83,33}{10 \cdot 1,0}},$$

$$l^2 \leq 2,5,$$

$$l \leq 1,58 \text{ м}$$

Цей варіант розташування шин дозволяє збільшити довжину прольоту до 1,5 м, тобто дає значну економію ізоляторів. Приймаємо розташування

										Лист
										38
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						



пакета шин плазом; проліт 1,5 м; відстань між фазами  $a = 0,8$  м.

Визначаємо силу взаємодії між смугами:

$$f = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7} \frac{H}{m},$$

$$f = \sqrt{3} \frac{(13,391 \cdot 10^3)^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 38,82 \frac{H}{m}.$$

Напруга в матеріалі смуг складе:

$$\sigma_{\text{розрах}} = \frac{M}{W} \text{ МПа},$$

де  $W$  – момент опору шини на вигин,  $\text{см}^3$ :

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6} = \frac{10^2 \cdot 1,0}{6} = 16,67 \text{ см}^3$$

$M$  – згинаючий момент,  $H$ :

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{38,82 \cdot 2,5}{10} = 9,705 \text{ Нм}$$

Тоді

$$\sigma_{\text{розрах}} = \frac{9,705}{16,67} = 0,58 \text{ МПа}$$

Шини обрані правильно, якщо  $\sigma_{\text{розрах}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ ,

де  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустиме механічне напруження в матеріалі шини.

$$\sigma_{\text{розрах}} = 0,58 \leq \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

тому шини механічно міцні.

Приймаються до установки шини пресовані з алюмінієвого сплаву марки АД31Т з допустимою механічною напругою в матеріалі шин  $\sigma_{\text{доп}} = 75$  МПа.

					БР 3.6.141.113 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

### 3.3 Вибір і перевірка електричних апаратів

#### 3.3.1 Вибір роз'єднувачів

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

Максимальний струм на зовнішній стороні:

$$I_{35 \max} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.н}} = \frac{1,4 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 577,34 \text{ А}$$

Струм в колі вхідних вимикачів на стороні 6 кВ: 3368,85 А (див. п. 3.2.2).

Струм в колі секційного вимикача:

$$I_{6 \max}^{с.в.} = \frac{0,7 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.н}} = \frac{0,7 \cdot 25000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1683,94 \text{ А}$$

Вимикачі ліній, що відходять 6 кВ підстанції необхідно обирати однотипними. Будемо обирати їх по максимальному струму ліній, що відходять в аварійному режимі. Він буде при відключенні однієї з ліній, що відходять на конкретне підприємство. Результати розрахунків представлені в табл. 3.1.

Згідно до табл. 3.1, максимальний струм в лініях, що відходять в нормальному режимі становить 730,6 А.

Аперіодична складова струму КЗ до моменту роз'єднання контактів вимикача:

$$i_a = I_K \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{t}{T_a}},$$
$$i_{a(K1)} = I_{K1} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 3,119 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,01}{0,014}} = 2,157 \text{ кА}$$

									Лист
									40
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

$$i_{a(K2)} = I_{K2} \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,05}{0,028}} = 5,57 \cdot \sqrt{2} \cdot e^{-\frac{0,05}{0,028}} = 1,319 \text{ кА}$$

Таблиця 3.1 – Розрахунок максимальних струмів в аварійних режимах

Призначення	S <sub>max</sub> , МВА	I <sub>max.н</sub> , А	I <sub>max.ав</sub> , А
Населений пункт	3/0,87	110,6	165,9
Підприємство кольорової металургії	10/0,83	231,8	289,8
Підприємство чорної металургії	8/0,8	320,8	481,2
Підприємство текстильної промисловості	1/0,78	61,7	123,4
Підприємство хімічної промисловості	6/0,79	365,3	730,6

Розрахуємо імпульс квадратичного струму короткого замикання.

$$B_K = I_{II}^2 (t_{\text{відкл}} + T_a),$$

$$t_{\text{відкл}} = t_{p.z} + t_{\text{відкл.в}} = (0,16 \div 0,2) \text{ с},$$

де  $t_{\text{откл}}$  – час від початку короткого замикання до його відключення;

$t_{p.z}$  – час дії основного захисту трансформатора, що дорівнює 0,1 с;

$t_{\text{відкл.в}}$  – повний час відключення вимикача, приймаємо рівним 0,08 с.

Отримуємо

$$B_{K1} = (3,119 \cdot 10^3)^2 (0,18 + 0,015) = 1,897 \text{ кА}^2 \text{ с},$$

$$B_{K2} = (5,57 \cdot 10^3)^2 (0,18 + 0,028) = 6,453 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Для сторони ВН обираємо за довідником роз'єднувач типу РНДЗ-35/1000-УХЛ1 – роз'єднувач одноколунковий із заземленням з посиленою ізоляцією підвищеної надійності. Тип приводу ПР-90.

Всі розрахункові, каталожні дані роз'єднувача зводимо в таблицю 3.2.

					Лист
					41
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата	

Таблиця 3.2 – Розрахункові і каталожні дані роз'єднувачів на стороні ВН підстанції

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	577,34 А	1000 А
$i_{уд} \leq I_{прСКВ}$	6,568 кА	64 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,897 $кА^2 c$	$25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 c$

### 3.3.2 Вибір вимикачів

На напрузі 35 кВ рекомендовані до установки вакуумні та елегазові вимикачі. При виборі вимикачів, як і іншого устаткування, доцільно прагнути до однотипності, тому основний розрахунок проводиться по одному з кіл на боці ВН, а в інших встановлюються аналогічні вимикачі за умови проходження апаратів за основними параметрами. Вимикачі обираються:

- за номінальною напругою;
- за номінальним струмом;
- за відключаючою здібністю, яка характеризується номінальним струмом відключення  $I_{відкл.ном}$  у вигляді діючого значення періодичної складової відключаючого струму:

$$I_{II} \leq I_{відкл.ном}$$

До встановлення приймаємо вакуумний вимикач типу ВВС-35-П-20/630 У1 з гідравлічним приводом.

Власний час відключення вимикача  $t_{відкл.в} = 0,15$  с.

Термічна стійкість перевіряється по тепловому імпульсу струму КЗ:

$$B_K \leq I_T^2 t_r$$

де  $B_K$  – повний тепловий імпульс КЗ;

$$B_K = I_{II}^2 (t_{відкл} + T_a),$$

$$t_{відкл} = t_{р.з} + t_{відкл.в},$$

де  $t_{\text{відкл}}$  – час від початку короткого замикання до його відключення;  
 $t_{\text{р.з}}$  – час дії основного захисту трансформатора, що дорівнює 0,1 с;  
 $t_{\text{відкл.в}}$  – повний час відключення вимикача, приймаємо рівним 0,08 с.

За каталогом знаходимо:

- \_ граничний струм термічної стійкості  $I_{\text{н.т}} = 20 \text{ кА}$ ;
- \_ тривалість протікання: 4 с.

Всі розрахункові та каталожні дані зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Параметри вибору вимикача з боку ВН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{\text{розрах}} \leq I_{\text{ном}}$	577,34 А	630 А
$I_{\text{по}} \leq I_{\text{СКВ}}$	3,119 кА	20 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	6,568 кА	52 кА
$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откНом}}$	3,119 кА	20 кА
$I_{\text{а.т}} \leq I_{\text{а.ном}}$	2,157 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,897 кА <sup>2</sup> с	$20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \text{с}$

У колі 6 кВ з робочим струмом  $I_{\text{бmax}} = 2155,43 \text{ А}$  і  $I_{\text{II}(K2)} = 5,57 \text{ кА}$  приймаємо до установки вакуумний вимикач ВБЭ-10-31,5/3600УЗ з електромагнітним приводом. Такий же вимикач приймаємо в якості секційного.

Власний час відключення вимикача:  $t_{\text{відкл.в}} = 0,1 \text{ с}$ .

В першу чергу проводиться перевірка на симетричний струм відключення за умовою:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{СКВ}},$$

де  $I_{\text{СКВ}}$  відповідає номінальному струму відключення, кА.

Електродинамічна стійкість перевіряється за умовою:

$$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{прСКВ}}$$

Термічна стійкість перевіряється по тепловому імпульсу струму КЗ:

$$B_K \leq I_T^2 t_r,$$

де  $B_K$  – повний тепловий імпульс КЗ;

$$B_K = I_{II}^2 (t_{відкл} + T_a),$$

$$t_{відкл} = t_{р.з} + t_{відкл.в},$$

де  $t_{відкл}$  – час від початку короткого замикання до його відключення;

$t_{р.з}$  – час дії основного захисту трансформатора, що дорівнює 0,1 с;

$t_{відкл.в}$  – повний час відключення вимикача, приймаємо рівним 0,075 с.

$$B_K = (5,57 \cdot 10^3)^2 (0,175 + 0,1) = 8,531 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Всі розрахункові та каталожні дані зводимо в таблицю 3.4.

Таблиця 3.4 – Параметри вибору вимикача з боку НН

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	3367,85 А	3600 А
$I_{ПО} \leq I_{СКВ}$	5,57 кА	31,5 кА
$I_{уд} \leq I_{прСКВ}$	13,391 кА	80 кА
$I_{нт} \leq I_{ОмкНом}$	5,57 кА	31,5 кА
$I_{ат} \leq I_{аном}$	1,319 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	8,531 кА <sup>2</sup> с	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$

У лініях, що відходять з максимальним робочим струмом  $I^{відх}_{бmax} = 730,6 \text{ А}$  і  $I_{П(К2)} = 5,57 \text{ кА}$  приймаємо вимикач ВЭ(4КВС)-6-20/1000-У2. Розрахункові і каталожні дані зводимо в таблицю 3.5.

Таблиця 3.5 – Параметри вибору вимикача для ліній, що відходять

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	6 кВ	6 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	730,6 А	1000 А
$I_{по} \leq I_{СКВ}$	5,57 кА	20 кА
$I_{уд} \leq I_{прСКВ}$	13,391 кА	51 кА
$I_{н\tau} \leq I_{ОткНом}$	5,57 кА	20 кА
$I_{а\tau} \leq I_{аном}$	1,319 кА	-
$B_K \leq I_T^2 t_r$	8,531 кА <sup>2</sup> с	$20^2 \cdot 3 = 1200$ кА <sup>2</sup> с

Розподільний пристрій на напругу 6 кВ понижувальної підстанції приймається комплектним з шаф КРП серії К-104м для внутрішньої установки.

### 3.3.3 Вибір обмежувачів перенапруги

ОПН встановлюються для захисту ПЛ. Параметри вибору ОПН представлені в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Параметри вибору обмежувача перенапруги

Тип обмежувача перенапруги	Напруга установки	Призначення	Спосіб установки
ОПН-У-35/38,5 УХЛ1	35 кВ	Захист живильної ПЛ	Зовнішньої
ОПНп-6/7,2/1 УХЛ1	6 кВ	Захист ліній, що відходять 6 кВ	Зовнішньої

### 3.4 Вибір контрольно-вимірювальної апаратури

Контроль за режимами роботи основного і допоміжного обладнання на підстанції здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів. Обсяг контролю і місце установки контрольно-вимірювальної апаратури

залежать від характеру об'єкта, структури управління, особливостей режиму роботи. Вибір приладів і місця їх установки здійснений відповідно до рекомендацій [2], результат вибору відображений на схемі електричних з'єднань.

### 3.4.1 Вибір трансформаторів струму на стороні ВН

Трансформатори струму, призначені для живлення вимірювальних приладів, вибирають:

- по номінальній напрузі;
- по номінальному струму, номінальний струм повинен бути якомога ближче до робочого струму установки, так як недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки;
- по конструкції і класу точності.

Для перевірки по вторинному навантаженню скористаємося схемою включення (рис. 3.2) і таблицею номінальних даних приладів. У колі ліній живлення встановлюються такі вимірювальні прилади: амперметр, ватметр, варметр, фіксуєчий прилад для визначення місця КЗ і лічильники активної і реактивної енергії. Результати зводимо в табл. 3.7.

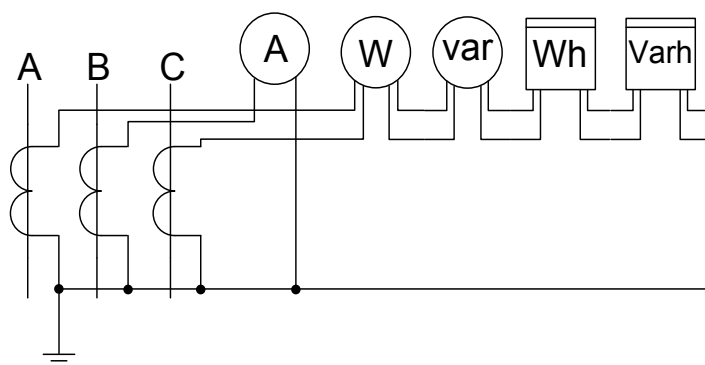


Рисунок 3.2 – Схема включення приладів в повну зірку



Таблиця 3.7 – Розрахунок потужності вимірювальних приладів і лічильників

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження фази, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	0,5	-
Ватметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-И676	1,0	2,5	-	2,5
Разом			6,0	0,5	6,0

Для забезпечення обраного класу точності необхідно, щоб дійсне навантаження вторинного кола не перевищувало нормованого для даного класу точності:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому  $Z_2 \approx r_2$ , при цьому вторинне навантаження.

Попередньо приймаємо ТФНД-35М-І-800/5-0,5/10Р/10Р У1 на ВН в ланцюзі ліній живлення.

Загальний опір вторинного кола трансформатора струму складається з опорів приладів, сполучних проводів і перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил} + r_{пр} + r_K$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{2н}^2},$$

$S_{прил}$  – потужність, споживана приладами;

$I_{2н}$  – вторинний номінальний струм трансформатора струму, 5 А.

$$r_{прил} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

Опір контактів приймається 0,05 Ом при двох-трьох вимірювальних приладах і 0,1 Ом при більшій кількості приладів.

Опір з'єднувальних проводів залежить від їх довжини і перетину.

При виконанні вищевказаної умови необхідно, щоб

$$r_{np} = r_{2ном} - r_{прил} - r_K$$
$$r_{np} = 1,2 - 0,24 - 0,1 = 0,86 \text{ Ом}$$

Знаючи опір сполучних проводів, можна визначити їх перетин:

$$q = \rho \frac{l_{розрах}}{r_{np}},$$

де  $\rho$  – питомий опір дроту ( $\rho = 0,0175$  для провода з мідними жилами);

$l_{розрах}$  – розрахункова довжина сполучних проводів, що враховує схему включення приладів і трансформаторів струму, а також довжину з'єднувальних проводів між ними.

Для схеми повної зірки  $l_{розрах} = l$ , для неповної зірки  $l_{розрах} = \sqrt{3}l$ ,

де  $l$  – фактична довжина сполучних проводів від трансформаторів струму до приладів: приймається  $l = (3-5)$  м при  $U_H = 6$  кВ і  $l = (50-60)$  м при  $U_H = 35$  кВ.

Схема включення трансформаторів струму - повна зірка, так як мережа 35 кВ працює з ефективно заземленою нейтраллю. Всі фази завантажені рівномірно, при цьому  $l_{розрах} = l = 60$  м.

$$q = 0,0175 \frac{60}{0,86} = 1,22 \text{ мм}^2$$

За умовою механічної міцності для проводів з мідними жилами приймаємо багатожильний контрольний кабель з гумовою ізоляцією і полівінілхлоридної герметизуючою оболонкою без захисного покриття КРВГ з перетином 2,5 мм<sup>2</sup>.

					БР 3.6.141.113 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		48

$$r_{np} = \rho \frac{l_{розрах}}{q} = 0,0175 \frac{60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом.}$$

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,24 + 0,42 + 0,1 = 0,76 \text{ Ом.}$$

Умова  $Z_2 \leq Z_{2ном}$  виконується. Відповідно до викладеного вище обираємо трансформатори струму ТФНД-35М-І-800/5-0,5/10Р/10Р У1 на ВН в колі ліній живлення.

Розрахункові і каталожні дані трансформаторів струму ВН підстанції вказані в табл. 3.8.

Таблиця 3.8 – Розрахункові і каталожні дані трансформаторів струму ВН підстанції

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	35 кВ	35 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	577,34 А	800 А
$i_y \leq i_{дин}$	6,568 кА	150 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	1,897 $кА^2 c$	$45^2 \cdot 4 = 8100 \text{ кА}^2 c$
$Z_H \leq Z_{H,ном}$	0,76 Ом	1,2 Ом

### 3.4.2 Вибір трансформаторів струму на стороні НН

Виберемо трансформатори струму в колі силового трансформатора.

Критерії:

- за номінальною напругою,
- за номінальним струмом,
- за конструкцією і класом точності.

У колі встановлюються наступні вимірювальні прилади: амперметр, ватметр, варметр, лічильники активної і реактивної енергії, включені за схемою неповної зірки (рис. 3.3). Результати вибору заносимо в табл. 3.9.

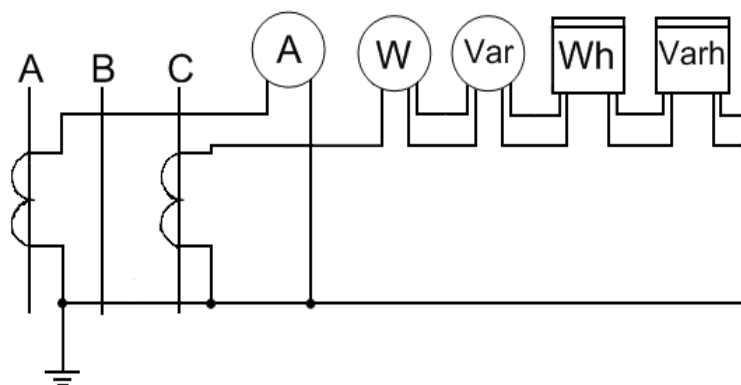


Рисунок 3.3 – Схема включення приладів в неповну зірку

Попередньо приймаємо ТЛ-10-П-4000-0,5/10Р/10Р до встановлення на НН в колі трансформаторів.

Таблиця 3.9 – Розрахунок потужності трансформаторів струму НН підстанції

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження фази, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ватметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-И676	1,5	2,5	-	2,5
Разом			6,5	-	6,0

Загальний опір приладів:

$$r_{\text{прил}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}$$

Вторинне номінальне навантаження трансформатора струму в класі точності 0,5  $r_{2\text{ном}} = 0,6 \text{ Ом}$ .

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = 0,6 - 0,26 - 0,1 = 0,24 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів при з'єднанні в неповну зірку:

$$q = 0,0175 \frac{\sqrt{3} \cdot 4}{0,24} = 0,51 \text{ мм}^2$$

За умовою механічної міцності приймаємо кабель КРВГ з перетином 2,5 мм<sup>2</sup>.

$$r_{np} = \rho \frac{l_{розрах}}{q} = 0,0175 \frac{4}{2,5} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,44 + 0,03 + 0,1 = 0,57 \text{ Ом.}$$

Умова  $Z_2 \leq Z_{2ном}$  виконується. Відповідно до викладеного вище, вибираємо трансформатори струму ТЛ-10-ІІ-4000-0,5/10Р/10Р на НН в колі трансформаторів (табл. 3.10).

Таблиця 3.10 – Розрахункові і каталожні дані трансформатора струму з боку НН трансформаторів

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	3367,85 А	4000 А
$i_y \leq i_{дшт}$	13,391 кА	128 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	6,453 кА <sup>2</sup> с	40 <sup>2</sup> · 3 = 4800 кА <sup>2</sup> с
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,57 Ом	0,8 Ом

У колі секційного вимикача до встановлення приймаємо трансформатори струму того ж типу, що і в колі силового трансформатора на стороні НН: ТЛ-10-ІІ-1500-0,5/10Р/10Р.

Схема включення трансформаторів струму - неповна зірка, тому що мережа 6 кВ працює з ізольованою нейтраллю. У якості вимірювальної апаратури встановлюється амперметр з  $S_{прил} = 0,5$  Вт.

					БР 3.6.141.113 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		51

Загальний опір приладів:

$$r_{прил} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$$

Опір контактів  $r_k = 0,05 \text{ Ом}$ .

Допустимий опір проводів:

$$r_{np} = 0,6 - 0,02 - 0,05 = 0,53 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів при включенні в неповну зірку:

$$q = 0,0175 \frac{\sqrt{3} \cdot 4}{0,53} = 0,23 \text{ мм}^2$$

За умовою механічної міцності приймаємо КРВГ з перетином  $2,5 \text{ мм}^2$ .

$$r_{np} = \rho \frac{l_{розрах}}{q} = 0,0175 \frac{4}{2,5} = 0,03 \text{ Ом}$$

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,02 + 0,03 + 0,1 = 0,15 \text{ Ом}$$

Таким чином, трансформатор струму ТЛ-10-ІІ-1500-0,5/10Р/10Р задовольняє умовам вибору.

Виберемо трансформатори струму в колі ліній, що відходять, за такими критеріями:

- за номінальною напругою,
- за номінальним струмом,
- за конструкцією і класом точності.

У колі ліній, що відходять, встановлюються наступні вимірювальні прилади: амперметр, розрахункові лічильники активної і реактивної енергії, включені за схемою неповної зірки (рис. 3.4). Розрахунок навантажень представимо в табл. 3.11.

					БР 3.6.141.113 ПЗ	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

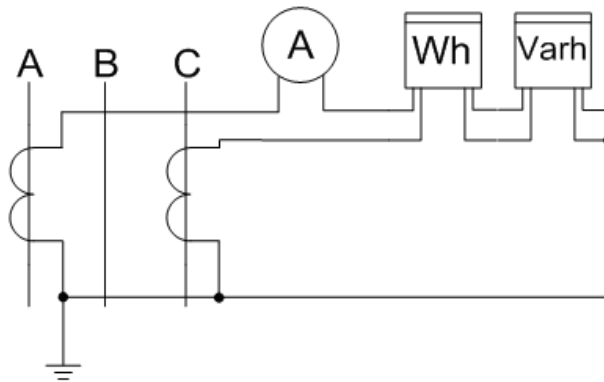


Рисунок 3.4 – Схема включення приладів

Таблиця 3.11 – Розрахунок потужності приладів на лініях, що відходять

Прилад	Тип	Клас точності	Навантаження фази, В · А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	0,5	-	-
Лічильник активної енергії	СА3-И674	1,0	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	СР4-И676	1,5	2,5	-	2,5
Разом			5,5	-	5,0

Попередньо приймаємо ТПЛ-10К-1000-0,5/10Р У3 до встановлення на лініях, що відходять. Загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом}$$

Вторинне номінальне навантаження трансформатора струму в класі точності 0,5  $r_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$ .

Опір контактів при трьох приладах  $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ .

Допустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}$$

Перетин сполучних проводів при включенні в неповну зірку:

$$q = 0,0175 \frac{\sqrt{3} \cdot 4}{0,13} = 0,93 \text{ мм}^2$$

За умовою механічної міцності приймаємо КРВГ з перетином 2,5 мм<sup>2</sup>.

$$r_{np} = \rho \frac{l_{розрах}}{q} = 0,0175 \frac{4}{2,5} = 0,03 \text{ Ом.}$$

Вторинне навантаження:

$$r_2 = 0,22 + 0,03 + 0,1 = 0,35 \text{ Ом.}$$

Таким чином, трансформатор струму ТПЛ-10К-1000-0,5/10Р У3 задовольняє умовам вибору (табл. 3.12).

Таблиця 3.12 – Розрахункові і каталожні дані трансформаторів струму ліній, що відходять

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_H$	6 кВ	10 кВ
$I_{розрах} \leq I_{ном}$	730,6 А	1000 А
$i_y \leq i_{оши}$	13,391 кА	74,5 кА
$B_k \leq I_T^2 t_r$	6,453 $\text{кА}^2 \text{с}$	$14,5^2 \cdot 4 = 841 \text{ кА}^2 \text{с}$
$Z_H \leq Z_{H.ном}$	0,35 Ом	0,4 Ом

В інші лінії, що відходять, встановлюються аналогічні трансформатори струму, але іншого номіналу. Результати вибору ТС представлені в табл. 3.13.

Таблиця 3.13 – Результати вибору трансформаторів струму на лініях, що відходять

Призначення	$I_{\text{max.ав}}$ , А	Тип ТС
Населений пункт	165,9	ТПЛ-10К-200-0,5/10Р У3
Підприємство кольорової металургії	289,8	ТПЛ-10К-300-0,5/10Р У3
Підприємство чорної металургії	481,2	ТПЛ-10К-600-0,5/10Р У3
Підприємство текстильної промисловості	123,4	ТПЛ-10К-150-0,5/10Р У3
Підприємство хімічної промисловості	730,6	ТПЛ-10К-1000-0,5/10Р У3



### 3.4.3 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатор напруги призначений для живлення котушок напруги вимірювальних приладів і для контролю ізоляції в мережах з ізольованою нейтраллю. Трансформатор напруги включається за схемою «зірка з землею - зірка з землею - розімкнутий трикутник», що дозволяє отримати необхідні фазні і лінійні напруги, а також забезпечує спрацьовування релейного захисту при однофазних замиканнях на землю, що діє на відключення в мережах 35 кВ.

Заземлення первинної обмотки є робочим, вторинної - захисним для забезпечення безпечної роботи персоналу в разі пробоя ізоляції. В першу вторинну обмотку (з'єднання «зірка з землею») включаються вимірювальні прилади, а друга (з'єднання «розімкнутий трикутник») використовується для контролю ізоляції в ТН з боку 6,3 кВ, і для релейного захисту в ТН з боку 35 кВ (рис. 3.5). Трансформатори напруги підключаються до кожної секції або системи збірних шин для забезпечення вимог надійності. Результати заносимо в табл. 3.14 и 3.15.

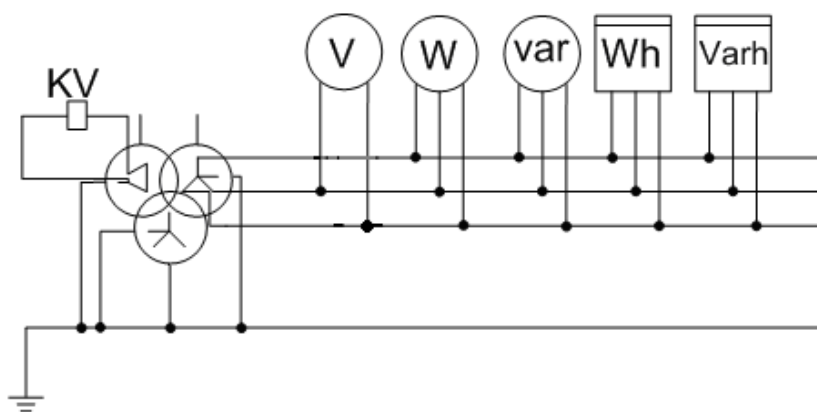


Рисунок 3.5 – Схема підключення трансформатора напруги

ТН обираються за:

- напругою:  $U_c \leq U_H$  ;
- вторинним навантаженням в обраному класі точності  $s_2 \leq s_{2ном}$  , а при з'єднанні однофазних трансформаторів в зірку  $s_2 = 3s_{2ном}$  .

Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Таблиця 3.14 – Вибір трансформаторів напруги з боку ВН

Прилад і місце його установки		Тип	Потужність однієї обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приладів	Потужність	
								$P_2$ , Вт	$Q_2$ , ВАр
ВН 35 кВ									
V	Система шин	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Рег-й V		Н-393	10,0	1	1,0	0	1	10	-
var	Кола живильної лінії і лінії, що відходить	Д-335	1,5	2	0	1	2	-	6
W		Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Wh		САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Разом								42	64,4
НОМ-35-66 У1		Однофазний трансформатор напруги						$S_{2\Sigma} = 76,9 \text{ ВА}$	
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$		Встановлюємо по одному трансформатору в кожен фазу							
$S_{2\text{кл.точн.0,5}} = 1200 \text{ ВА}$								$S_{2\text{ном}} = 1200 > S_{2\Sigma}$	

Таблиця 3.15 – Вибір трансформаторів напруги з боку НН

Прилад і місце його установки		Тип	Потужність однієї обмотки, ВА	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приладів	Потужність	
								$P_2$ , Вт	$Q_2$ , ВАр
НН 6 кВ									
V	Секція СШ	Э-335	2	1	1	0	2	4	-
Var	Коло силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
W		Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	Коло силового трансформатора і ліній, що відходять	САЗ-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	5	30	73
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	5	30	73
Разом								70	146
НТМИ-6-66		Однофазний трансформатор напруги						$S_{2\Sigma} = 161,9 \text{ ВА}$	
$U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$		Встановлюємо по одному трансформатору в кожен фазу							
$S_{2\text{кл.точн.0,5}} = 75 \text{ ВА}$								$S_{2\text{ном}} = 3 \cdot 75 = 225 > S_{2\Sigma}$	

## 4 ПЛАНУВАННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ І РЕМОНТУ ПОНИЖУВАЛЬНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 35/6 кВ

### 4.1 Розрахунок необхідної кількості персоналу

Трудомісткість ремонту і модернізації електроустаткування підстанції залежить від її конструктивних особливостей, технологічного стану і вимірюється кількістю витрат праці ремонтного персоналу в людино-годинах, необхідних для виконання даного виду робіт по ремонту.

При аналізі і плануванні діяльності промислового підприємства, а також для оцінки продуктивності живої праці, використовується трудомісткість.

Переваги показника трудомісткості полягає в тому, що він дозволяє судити про ефективність витрат живого персоналу на різних стадіях виготовлення конкретного виду продукції, не тільки по підприємству, але і в цеху, на ділянці і на робочому місці.

Трудомісткість – витрати робочого часу на виробництво одиниці продукції. Для наочності трудомісткість приведена в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Проведення ремонтних робіт

№ з/п	Назва роботи	Трудомісткість (люд/год)
1	Ремонт вакуумного вимикача 6 кВ	9,6
2	Монтаж кабелю	20
3	Ремонт комутаційної апаратури	18
4	Випробування і пусконаладжувальні роботи	22,4
Разом		70

Трудомісткість робіт визначають як 1/5 від загальної трудомісткості робіт. Згідно табл. 4.1 цей показник складе:

$$70/5 = 14 \text{ люд./год}$$

Для того щоб розрахувати чисельність персоналу на ремонт і

обслуговування всього обладнання необхідно враховувати коефіцієнти, які залежать від розташування електроустаткування (від 2,2 до 2,6) і кількості одиниць електроустаткування, розташованих на ділянці (від 0,4 до 1).

Приймаємо:

$$2,5 \cdot 70 + 2,2 \cdot 1,4 = 65,8 \text{ люд.}$$

Чисельність ремонтного персоналу знаходиться за такою формулою:

$$U_{рем} = \frac{T_{рем}}{t_{эф}}$$

де  $T_{рем}$  – чисельність ремонтного персоналу,

$t_{эф}$  – ефективний робочий час за період ремонту.

Ефективний робочий час за період ремонту становить 3 дні, так як робоча зміна ремонтного персоналу – це восьмигодинний робочий день. Тоді ефективний час становить 24 години.

Число необхідного персоналу:

$$U_{рем} = \frac{65,8}{24} \approx 3 \text{ люд.}$$

Розрахунок показав, що для проведення ремонту потрібно 3 людини.

#### **4.2 Визначення складу матеріалів та комплектуючих для ремонту та обслуговування**

Складемо перелік матеріалів та комплектуючих, що необхідні для експлуатації і ремонту електроустаткування проекрованої підстанції класу напруги 35/6 кВ. Дані заносимо в табл. 4.2.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	Лист
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

Таблиця 4.2 – Визначення складу матеріалів для експлуатації і ремонту електроустаткування ПС-35/6

№ з/п	Перелік матеріалів	Одиниця виміру	Кількість	Ціна за одиницю (грн.)	Вартість матеріалу (грн.)
1	Провід гнучкий мідний	м	50	24,5	1225
2	Припій олов'яно-свинцевий	кг	2	247	494
3	Картон ізоляційний	кг	1,1	28,75	31,625
4	Гетінакс	кг	152	30	4560
5	Стрічка ізоляційна	шт.	15	28,5	427,5
6	Емаль	кг	10	62	620
7	Змазки	кг	16,7	38,75	647,12
8	Розчинник	кг	154	46	6670
9	Провід алюмінієвий А240	м	40	40,68	1627,2
10	Сталь кругла (катанка)	кг	46	145,7	6702,2
11	Ізолятори 6кВ	шт.	45	345	15525
12	Запобіжник 6кВ	шт.	20	456	9120
13	Герметик	кг	1	2564	2564
14	Сполучна кабельна муфта 6кВ	шт.	4	2120	8480
15	Кінцеве закладення 6кВ	шт.	8	856	6848
16	Епоксид	кг	5	1545	7725
Разом					74937,65

Вартість матеріалу визначається за формулою:

$$C = \sum p \cdot q,$$

де  $p$  – ціна за виріб, грн.;

$q$  – кількість виробів, шт. (м, кг).

Виконуємо розрахунок:

- 1)  $50 \cdot 24,5 = 1225$  грн. – для гнучкого мідного провода;
- 2)  $2 \cdot 247 = 494$  грн. – для припоя;
- 3)  $1,1 \cdot 28,75 = 31,62$  грн. – для картону;
- 4)  $152 \cdot 30 = 4560$  грн. – для гетинакса;

- 5)  $15 \cdot 28,5 = 427,5$  грн. – для ізоляційної стрічки;
- 6)  $10 \cdot 62 = 620$  грн. – для емали;
- 7)  $16,7 \cdot 38,75 = 647,12$  грн. – для змазки;
- 8)  $154 \cdot 46 = 6670$  грн. – для розчинника;
- 9)  $40 \cdot 40,68 = 1627,2$  грн. – для провода А-240;
- 10)  $46 \cdot 145,7 = 6702,2$  грн. – для круглої сталі;
- 11)  $45 \cdot 345 = 15525$  грн. – для ізоляторів;
- 12)  $20 \cdot 456 = 9120$  грн. – для запобіжників;
- 13)  $1 \cdot 2564 = 2564$  грн. – для герметика;
- 14)  $4 \cdot 2120 = 8480$  грн. – для муфт;
- 15)  $8 \cdot 856 = 6848$  грн. – для кінцевих закладень;
- 16)  $5 \cdot 1545 = 7725$  грн. – для епоксиду.

Підсумкова вартість матеріалу знаходиться як сума вартості матеріалів і заноситься в комірку разом:

$$C = 1225 + 494 + 31,62 + 4560 + 427,5 + 620 + 647,12 + 6670 + 1627,2 + 6702,2 + 9120 + 2564 + 8480 + 6848 + 7725 = 74937,65 \text{ грн.}$$

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		60

## 5 ЗАХОДИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ І ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

### 5.1 Робота персоналу в електроустановках

Оперативне обслуговування діючих електроустановок (ЕУ) розподільних мереж передбачає періодичні та позачергові огляди електроустаткування систем електропостачання та електроприймачів, контроль і облік електроенергії, оперативні перемикання в електромережах, що забезпечують безперебійне постачання електроенергією. Оперативне обслуговування ЕУ здійснюється інженерно-технічним, черговим і оперативно-ремонтним електротехнічним персоналом.

Обов'язки закріпленого за даною ЕУ чергового (оперативно-ремонтного) персоналу визначаються місцевими інструкціями, в яких повинні бути викладені також основні конкретні заходи з електробезпеки і пожежної безпеки стосовно електроустаткування, що експлуатується.

Оперативне обслуговування ЕУ може здійснюватися як однією особою, так і бригадами з двох осіб і більше.

При обслуговуванні ЕУ напругою вище 1000 В старший в зміні (бригадир) або одиночний черговий повинні мати кваліфіковану групу з техніки безпеки (ТБ) не нижче IV, а в ЕУ до 1000 В – не нижче групи III.

Огляд електроустаткування, що знаходиться під напругою, пов'язаний з небезпекою ураження електричним струмом, яка виникає при випадковому дотику до неізольованих струмоведучих частин або наближення до них на таку близьку відстань, коли можливе перекриття повітряного проміжку і поразки через електричну дугу. Тому особа, яка проводить огляд, повинна мати достатню кваліфікацію і знання ТБ.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>			
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>	<i>Копитін</i>				ПРОЕКТУВАННЯ ПОНИЖУЮЧОЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ НАПРУГОЮ 35/6 КВ	<i>Літ.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листів</i>
<i>Перевір.</i>	<i>Лебедка</i>						61	
<i>Реценз.</i>	<i>Лебелка</i>					<i>СумДУ, ЕТЗ-61с</i>		
<i>Н. Контр.</i>	<i>Никифоров</i>							
<i>Затверд.</i>	<i>Лебединський</i>							

Крім чергового персоналу, одноособовий огляд ЕУ дозволяється адміністративно-технічному персоналу, що має кваліфікаційну групу V (в ЕУ до 1000 В – IV групу).

Щоб уникнути ураження електричним струмом під час огляду діючих ЕУ необхідно дотримуватися наступних правил безпеки: при огляді ЕУ вище 1000 В однією особою не дозволяється проникати за огорожу і входити в камеру РП РК.

При виявленні під час огляду випадкового замикання будь-якої струмоведучої частини ЕУ на землю, забороняється до відключення пошкодженої ділянки наближатися до місця такого замикання на відстань менше 4 м в закритих РП, і 8 м у відкритих розподільних пристроях (ВРП), щоб уникнути поразки кроковою напругою.

Самостійне одноосібне обслуговування ЕУ напругою до 1000 В, включаючи періодичні огляди, перевірки, вимірювання та поточний ремонт, дозволяється робочим-електрикам з кваліфікаційною групою не нижче III [15].

Оперативні перемикання в РП ТП виконуються черговим або оперативно-ремонтним персоналом за нарядом, розпорядженням або з відома вищого чергового електротехнічного персоналу відповідно до встановленого на підприємстві режиму роботи.

Розпорядження про перемикання може бути передано усно або по радіозв'язку, із записом його в оперативному журналі. Список осіб, які мають право проводити оперативні переключення, затверджується головним інженером підприємства [15].

У РП напругою вище 1000 В складні оперативні перемикання, що проводяться більш ніж на одному приєднанні, повинні виконуватися двома особами, причому старший з них за посадою контролює і керує діями молодшого, який безпосередньо управляє комутаційними апаратами.

Одній особі з числа чергового або оперативно-ремонтного персоналу

										Лист
										62
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						



дозволяється виконувати перемикання тільки в ЕУ, обладнаних блокуваннями роз'єднувачів, недопускати їх відключення під навантаженням. Одному черговому дозволяється перемикання в РП напругою до 1000 В.

## **5.2 Заходи щодо забезпечення безпеки ремонтно-налагоджувальних робіт в електроустановках**

Технічна експлуатація ЕУ передбачає планово попереджувальні ремонти (ППР) встановленого електрообладнання, електричні випробування, налагодження систем автоматики і релейного захисту та ін. Крім того, не виключені роботи з попередження і ліквідації можливих аварій і неполадок. Ці роботи пов'язані з небезпекою ураження електричним струмом.

Роботи, згідно з вимогами правил техніки безпеки (ПТБ), вироблені в діючих ЕУ, щодо вжиття заходів безпеки, поділяються на такі три категорії:

1. Роботи, що виконуються зі зняттям напруги, що проводяться в ЕУ, де зі всіх струмоведучих частин електроустановки, в тому числі і вводів, знята напруга і вжиті заходи, що перешкоджають подачі напруги на струмопровідні частини до місця роботи.

При знятті напруги з боку як вищої напруги, так і нижчої напруги, здійснюється поточний ремонт силового трансформатора. Ревізія і чистка апаратури розподільних пристроїв підстанцій та ремонтно-будівельні роботи в електроприміщеннях проводяться при повному знятті напруги з усіх струмоведучих частин.

2. Роботи, що виконуються без зняття напруги поблизу струмоведучих частин і на струмоведучих частинах ЕУ, що знаходяться під напругою.

До них відносяться роботи, що вимагають прийняття технічних і організаційних заходів щодо запобігання можливості наближення працюючих людей і використання ними ремонтного оснащення і інструменту до струмоведучих частин на небезпечну відстань, а також роботи, що

									Лист
									63
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

виконуються безпосередньо на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою, за допомогою засобів захисту і пристосувань.

Так, без зняття напруги допускаються:

- робота на заземлених кожухах електрообладнання (забарвлення корпусів машин і апаратів, нанесення на них написів і зміцнення табличок);
- вивішування і установка постійних плакатів і написів;
- взяття проби і доливання масла в баки трансформаторів і вимикачів;
- вимірювання електровимірювальними кліщами;
- приєднання і від'єднання під напругою переносних електроприймачів контрольно-вимірювальних приладів;
- фазування силових трансформаторів, кабельних ліній і ін.

3. Роботи, що виконуються без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, при яких виключено випадковий дотик працюючих людей або наближення до струмоведучих частин на небезпечну відстань і не потрібне прийняття технічних або організаційних заходів (безперервний нагляд) для запобігання такого наближення.

До таких робіт відносяться: чистка від пилу кожухів електрообладнання при наявності в РП постійного огороження струмоведучих частин, прибирання електроприміщень, заміна перегорілих ламп в арматурі, ремонт і фарбування стін та інші роботи в ЕУ в межах до постійних огорожень струмоведучих частин.

До початку ремонтних або налагоджувальних робіт необхідно виконати технічні та організаційні заходи щодо забезпечення електробезпеки працюючих.

Технічними заходами щодо забезпечення безпеки робіт в ЕУ є [15]:

- 1) відключення електрообладнання, що ремонтується та вжиття заходів проти помилкового його зворотного включення або самовключення;
- 2) встановлення тимчасових огорож невідключених струмоведучих

частин і вивішування заборонних плакатів «Не включати – працюють люди» або «Не включати - робота на лінії» та ін.

3) приєднання переносного заземлення-закоротки до заземлювальної шини стаціонарного заземлювального пристрою і перевірка відсутності напруги на струмопровідних частинах, які для безпеки виконання робіт підлягають замиканню накоротко і заземленню;

4) накладення переносних заземлень на відключені струмопровідні частини ЕУ відразу після перевірки відсутності напруги або включення спеціальних заземлюючих ножів роз'єднувачів, наявних в РУ;

5) огороження робочого місця і вивішування розпорядчих та попереджувальних плакатів, таких як: «Стій – небезпечно для життя», «Стій – висока напруга» і т.п..

Ці технічні заходи виконує допускаючий до роботи з дозволу особи, що віддає розпорядження на проведення робіт. Допускаючий відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність заходам, зазначеним в наряді або розпорядженні, характер і місце роботи, за правильний допуск до роботи.

Організаційними заходами по забезпеченню безпечного виконання робіт в ЕУ є наступні:

- оформлення роботи нарядом, розпорядженням або переліком робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації,
- оформлення в наряді допуску робітників до роботи,
- нагляд під час роботи,
- оформлення в наряді закінчення робіт,
- закриття наряду.

Оформлення наряду потрібно на ті роботи, які проводяться зі зняттям напруги з ремонтної електроустановки, а також на роботи, що виконуються без зняття напруги поблизу або безпосередньо на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою.

За розпорядженням можуть виконуватися такі види робіт:

а) роботи без зняття напруги зі струмовідних частин, далеко від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, тривалістю не більше однієї зміни;

б) позапланові і невеликі за обсягом роботи, що виконуються протягом 1 години, викликані виробничою необхідністю;

в) деякі види робіт у ЕУ напругою до 1000 В із зняттям напруги тривалістю не більше однієї зміни.

До виконуваних за розпорядженням робіт протягом однієї зміни без зняття напруги віддалік від струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, належать такі:

а) прибирання коридорів та службових приміщень в ЗРП до постійного огороження, приміщень щитів керування;

б) роботи по ремонту будівельної частини будівель ЗРП, фундаментів електрообладнання, перекриттів кабельних каналів і т.п. ;

в) нагляд за сушінням тимчасово відключених трансформаторів та іншого обладнання, обслуговування маслоочищувальної апаратури, роботи з перевірки повітроочисних фільтрів масляних трансформаторів і заміну сорбентів в них.

Ці роботи можуть бути виконані однією особою з числа чергового (оперативного) персоналу або двома особами ремонтного персоналу з кваліфікаційною групою виконавця робіт не нижче III [15].

Без зняття напруги поблизу і на струмоведучих частинах, які перебувають під напругою, дозволяється робота на кожухах електрообладнання, приєднання апаратури для сушіння масла, а також вимірювання навантаження електровимірювальними кліщами, заміна запобіжників до 1000 В, перевірка оперативною штангою нагрівання контактів ошиновки і т.п.

Ці роботи виконуються не менше ніж двома особами, включаючи особу

										Лист
										66
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

з оперативного персоналу з кваліфікаційною групою не нижче IV, яка здійснює безперервний нагляд за працівниками. Друга особа може мати кваліфікаційну групу не нижче III.

В електроустановках напругою до 1000 В допускається робота без наряду, за розпорядженнями, виконувана зі зняттям напруги, а саме: ремонт магнітних пускачів, автоматичних вимикачів, рубильників, контакторів і інших апаратів, які встановлені зовні щитів та збірок, ремонт освітлювальної установки, електропроводки; заміна плавких вставок відкритого типу. Ці роботи, як правило, виконуються двома особами з числа ремонтного персоналу, один з яких має мати кваліфікаційну групу не нижче III, інший – не нижче II.

В окремих випадках, з відома особи, що віддає розпорядження, допускається виконувати ці роботи одному працівнику із числа ремонтного персоналу з кваліфікаційною групою не нижче III.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		67

## ВИСНОВКИ

У результаті проведеної роботи була спроектована і розрахована тупикова понижувальна двотрансформаторна підстанція 35/6 кВ.

Виходячи із завдання на випуск кваліфікаційну роботу, обрані схеми електричних з'єднань на високій і на низькій напрузі. Після цього проведено вибір електричної апаратури, а саме:

- вимикачів;
- роз'єднувачів;
- комплектного розподільного пристрою;
- трансформаторів струму;
- трансформаторів напруги;
- шин.

При виборі апаратів, зважаючи на їх велике різноманіття, перевага була віддана більш сучасним моделям, які найкращим чином відповідали необхідним параметрам вибору і затвердженим нормам. Розроблена і накреслена схема електричних з'єднань трансформаторної підстанції 35/6 кВ і її план-розріз. На плані-розрізі на КРП 6 кВ зображено 20 комірок: 17 – робочі, з лініями що відходять, 3 – в резерві. Виконано оцінку вартості експлуатації і ремонту спроектованої підстанції.

У розділі з охорони праці були проаналізовані заходи з техніки безпеки і охорони навколишнього середовища на трансформаторній підстанції.

					<i>БР 3.6.141.113 ПЗ</i>	<i>Лист</i>
<i>Ізм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>		68

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила улаштування електроустановок. – 5-те вид., перероблене і доповнене (станом на 21.07.2017). – Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.
2. Сегеда М.С. Электричні мережи та системи. «Львівська політехніка», 2009. – 273 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
4. Куликов Ю.А. Переходные процессы в электрических системах: Учебн. Пособие. — Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2002.
5. Василега П.О. Електропостачання: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. – 415 с.
6. ДСТУ Б В.2.5-38:2008 Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд (IE C 62305:2006, NEQ). – Київ: Мінрегіонбуд України, 2008.
7. Неклепаев Б.Н. Электрические станции. – М.: Энергия, 1976.
8. Электрическая часть электростанций и подстанций/справочные материалы под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Энергия, 1978.
9. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975.
10. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
11. Василега, П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. –Суми: СумДУ, 2019. – 521 с.
12. Вакуумная коммутационная аппаратура. ФГУП «НПП Контакт», Россия г. Саратов, 2005.
13. Вакуумні вимикачі ВВ/TEL, ОПН/TEL. Таврида Електрик, Україна, м. Дніпро, 2018.
14. Техническая документация ЗАО ПФ «КТП-Урал», ISO 9001:2000, Россия, Екатеринбург, 2005.

										Лист
										69
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

15. Князевский Б. А. Охрана труда в электроустановках : Учебник для вузов / Б. А. Князевский, Т. П. Марусова, Н. А. Чекалин [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

16. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Издание 4-е, переработанное и дополненное. - М.: Минэнерго РФ, 1991. - 65 с.

17. Ананичева С. С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / С.С. Ананичева, А. Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург, 2005.

18. Букович Н.В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем. 2003. - 315 с.

19. Бакалін Ю.І. Енергозбереження та енергетичний менеджмент, 2006. - 189 с.

20. Петровський М.В. Грозозахист і перенапруга в електричних мережах: Методичні вказівки та завдання до розрахунково-графічних робіт. – Суми: СумДУ, 2011. – 40 с.

21. Електробезпека. Пожежна безпека. [Електронне джерело]: [http://elib.lutsk-ntu.com.ua/book/fepes/op\\_ta\\_bgd/2011/11-13/page18.html](http://elib.lutsk-ntu.com.ua/book/fepes/op_ta_bgd/2011/11-13/page18.html)

22. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.

23. Рудницький В. Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007. – 280 с.

										Лист
										70
Ізм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						