

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Центр заочного, дистанційного та вечірнього навчання
Кафедра електроенергетики

Проект допущений до захисту
Завідувач кафедри
_____ І.Л. Лебединський
«_____» _____ 20 р.

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему:

«Проектування системи електропостачання Ямпільського району»

Спеціальність: 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТмдн-91 Гл

Б.А. Ситник

Керівник, к.т.н., ст. викл.

С.М. Лебеда

Консультант з економічної частини к.е.н., доц.

О.М. Маценко

Нормоконтроль

М.А. Никифоров

СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Центр заочного, дистанційного та вечірнього навчання
Кафедра електроенергетики

Напрямок: _____

Спеціальність: 141–Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Затверджую:

Завідувач кафедри

_____ І.Л. Лебединський

« _____ » _____ 20 ____ р.

Завдання

до магістерської роботи студента

_____ Ситник Богдан Анатолійович _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Проектування системи електропостачання Ямпільського району

затверджена наказом по університету від “ _____ ” _____ 20 ____ р. № _____

2. Термін здачі закінченого проекту 05 грудня 2020 р.

3. Вихідні дані до проекту: перелік, категорії надійності, розташування споживачів Ямпільського району Сумської області

4. Зміст розрахунково – пояснювальної записки (перелік питань, які підлягають розробці): характеристика об'єкта електропостачання, визначення перспективних навантажень сільськогосподарських споживачів, розрахунок ліній електропередач, розрахунок струмів короткого замикання, вибір і перевірка устаткування, розрахунок релейного захисту, електроустановки й системи електрозабезпечення, визначення річного економічного ефекту.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): схема електричних мереж, план і розріз районної підстанції, схема електричних з'єднань підстанції, схема релейного захисту, графік експлуатаційної роботи, техніко-економічні показники.

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
	Маценко О.М.		

Дата видачі завдання “ _____ ” _____ 20__ р.

Керівник роботи _____ С.М. Лебедка
(підпис)

Завдання прийняв на виконання _____ Б.А. Ситник
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів дипломного проекту(роботи)	Строк виконання	Примітка
1	Характеристика об'єкта електропостачання.	01.10.20 р.	
2	Визначення перспективних навантажень сільськогосподарських споживачів	20.10.20 р.	
3	Розрахунок ліній електропередач	30.10.20 р.	
4	Розрахунок струмів короткого замикання	05.11.20 р.	
5	Вибір і перевірка устаткування	10.11.20 р.	
6	Розрахунок релейного захисту	15.11.20 р.	
7	Електроустановки й системи електрозабезпечення	20.11.20 р.	
8	Визначення річного економічного ефекту	25.11.20 р.	
9	Оформлення пояснювальної записки та графічної частини	01.12.20 р.	

Студент – дипломник _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 59, рис. 28, табл. 31, слайдів 11.

Бібліографічний опис: Ситник, Б.А. Проектування системи електропостачання Ямпільського району [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Б.А. Ситник; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2020. – 59 с.

Ключові слова: лінія електропередавання, трансформатор, напруга;
линия электропередачи, трансформатор, напряжение;
power line, transformer, voltage.

Короткий огляд – Виконано розрахунок режимів роботи схеми електропостачання Ямпільського району Сумської області. Для цього наведена характеристика об'єктів електропостачання, визначені перспективні розрахункові навантаження сільськогосподарських споживачів. Проведено розрахунок нормальних режимів роботи системи електропостачання, вибрано лінії електропередач; виконано розрахунок струмів короткого замикання.

З значеннями струмів нормальних та аварійних режимів здійснено вибір і перевірку устаткування, розрахунок релейного захисту. Визначено річний економічний ефект.

ЗМІСТ

	Вступ.	5
1.	Характеристика об'єкта електропостачання.	6
2.	Визначення перспективних навантажень сільськогосподарських споживачів.	10
3.	Розрахунок ліній електропередач.	15
4.	Розрахунок струмів короткого замикання.	23
5.	Вибір і перевірка устаткування.	30
6.	Розрахунок релейного захисту.	45
7.	Розрахунок заземлюючого пристрою.	49
8.	Техніко-економічний розрахунок підстанції 110/10 кВ.	52
	Висновки	58
	Список літератури	59

					<i>MP 5.8.141.782 ПЗ</i>					
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>						
<i>Разраб.</i>	<i>Ситник</i>				Проектування системи Електропостачання Ямпільського району Пояснювальна записка	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>		
<i>Провер.</i>	<i>Лебедка</i>							4	59	
<i>Реценз.</i>						<i>СумДУ ЕТмдн-91 Гл</i>				
<i>Н. Контр.</i>										
<i>Утверд.</i>	<i>Лебединський</i>									

ВСТУП

Подальший розвиток всіх галузей сільського господарства розглядається в якості однієї з основних завдань.

У тваринницькому виробництві цього можна досягти в результаті підвищення рівня механізації й електрифікації виробничих процесів.

Системою електропостачання називають комплекс для виробництва, передачі й розподіли електричної енергії. Електропостачання виробничих підприємств й інших об'єктів у сільській місцевості мають свої особливості в порівнянні з електропостачанням міського господарства. Головна з них - це підведення електроенергії до великого числа порівняно малопотужних об'єктів, розосереджених на великій площі. У результаті довжина мереж, розраховуючи на одиницю потужності споживача, в багато разів перевищує цю величину, в інших галузях народного господарства, а вартість електропостачання в сільському господарстві становить до 75% загальної вартості електрифікації, включаючи витрати на придбання робочих машин. Від рішення проблеми електропостачання сільського господарства залежить економічна ефективність використання електроенергії. Тому першорядне завдання правильного електропостачання полягає в доведенні вартості до мінімуму.

Найважливішим показником систем електропостачання є надійність подачі електроенергії. У зв'язку з ростом електрифікації сільськогосподарського виробництва всяке відключення електроенергії - планове, а особливо аварійне, завдає величезної шкоди споживачам і самій енергетичній системі.

Тому необхідно приймати ефективні й економічно доцільні заходи щодо забезпечення оптимальної надійності електропостачання споживачів.

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		5

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1 КЛІМАТИЧНІ УМОВИ

У проекті виконується розрахунок електропостачання споживачів Ямпільського району Сумської області. Ямпільський район має аграрно-промисловий тип господарства.

Основний економічний потенціал району складають 3 промислових, 39 сільськогосподарських, 23 торговельних, 2 лісгосподарських підприємства, 1 філія будівельного підприємства, 17 фермерських господарств.

У користуванні сільгосппідприємств знаходиться 22,6 тис.га сільськогосподарських угідь, у тому числі ріллі 18,2 тис.га, пасовищ – 1,7 тис.га., сіножаті – 4,5 тис.га. Здійснено реформування всіх колективних сільськогосподарських підприємств. Тепер це нові суб'єкти підприємницької діяльності, робота яких ґрунтується на приватній власності на землю і майно.

В основному район займається вирощуванням зернових культур.

Промисловість району представлена підприємствами харчової та переробної промисловості, підприємством оброблення металу.

Рельєф місцевості рівнинний, місцями пересічений балками і ярами. Ґрунтовий покрив родючий, чорноземний.

Кліматичний температурний режим: температура мінімальна -30°C ; максимальна $+37^{\circ}\text{C}$. Середньорічна кількість опадів 460мм.

За даними карти районування територія району належить до III кліматичного району по ожеледі й до II району по швидкісному напору вітру.

Нормативна товщина стінки ожеледі на висоті 10 м над поверхнею землі становить 10мм.

Максимальний нормативний швидкісний напір вітру на висоті до 15м становить 35Н/м при швидкості вітру до 24м/с.

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

Середньорічна тривалість гроз від 60 до 80 годин у рік. Вітри влітку й восени - західні, північно-західні; взимку - навесні - східні й південно-східні. Глибина промерзання ґрунту - 0,8м.

1.2. ВИРОБНИЧА ХАРАКТЕРИСТИКА

Споживачі Ямпільського району одержують електроенергію від підстанції «Шостка» -110/10кВ та підстанції «Воронеж» 110/10кВ до яких підходить ПЛ - 110кВ

1.3 АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Проектований район живиться від підстанції «Шостка» 110/10 кВ із трансформаторами 4000кВА. А також підстанції «Воронеж» 110/10 кВ із трансформаторами 400кВА.

Повітряні лінії виконані на залізобетонних опорах і на дерев'яних з залізобетонними підставками.

Річне споживання енергії становить $A_{річ}=35244294$ кВт год.

1.3.1 РОЗРАХУНОК НАДІЙНОСТІ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Згідно з ПУЕ, всі електроприймачі діляться на три категорії відносно забезпечення надійності електропостачання.

До I категорії належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може викликати небезпеку для життя людей, значний збиток народному господарству, ушкодження дорогого встаткування, масовий брак продукції і т.п.

До II категорії належать електроприймачі, перерва в електропостачанні яких приводить до масової недовипуску продукції, порушення нормальної діяльності великої кількості міських і сільських жителів.

До III категорії належать всі інші електроприймачі.

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Засоби й заходи щодо підвищення надійності електропостачання можна розділити на дві групи - організаційно-технічні й технічні.

До організаційно-технічних заходів належать:

1. Підвищення вимог до експлуатаційного персоналу.
2. Раціональна організація поточних і капітальних ремонтів і профілактичних випробувань.
3. Раціональна організація відшукування й ліквідації ушкоджень.
4. Забезпечення аварійних запасів матеріалів і устаткування.

До технічних засобів належать:

1. Підвищення надійності окремих елементів мереж, у тому числі опор, проводів, ізоляторів, різного лінійного й підстанційного устаткування.
2. Скорочення радіуса дії електричних мереж.
3. Застосування підземних кабельних мереж.
4. Мережне й місцеве резервування.
5. Автоматизація сільських електричних мереж.

При розгляді діючої системи електропостачання порівнюють дійсну тривалість відключень із нормованою надійністю кожного елемента схеми.

Складаємо розрахункову схему РТП



Визначаємо дійсний час перерв електропостачання за формулою 1.1

$$T_g = L \sum \lambda_a t_a + L \sum \lambda_p t_p, \text{ г/рік} \quad (1.1)$$

де - $L \sum$ сумарна довжина ЛЕП, км;

λ_a, λ_p - питома кількість аварійних і планових відключень лінії, км/рік;

t_a, t_p - час усунення аварії й проведення планово-попереджувальних ремонтів, г.

Розрахункові дані зводимо в таблицю 1.1.

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
						8
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Нормативну тривалість відключення споживачів визначаємо за формулою 1.2

$$T_{\Sigma} = T_{п} + T_{ртп} + T_{р} + T_{тп}, \text{ г/рік} \quad (1.2)$$

де $T_{п} = \alpha_{п} L_{п}$ - тривалість відключення живильної лінії, г/рік;

$\alpha_{п}$ - питома тривалість відключень;

$T_{ртп}$, $T_{тп}$ - тривалість відключення РТП і ТП, г/рік;

$T_{р}$ - тривалість відключення розподільної лінії, г/рік.

Дані заносимо в таблицю 1.1

Таблиця 1.1

Найменування елемента електропередачі	Час перерви в електропостачанні г/рік			Нормована тривалість відключення, г/рік
	Аварійне	Планове	Сумарне	
ВЛ - 110 кВ	3,08	4,641	7,72	18,9
РТП – 110/10кВ	10,2	8,0	18,8	12,0
ВЛ - 10 кВ	2,07	0,82	2,89	7,02
ТП - 10/0,4 кВ	2,54	4,0	6,64	2,7
Разом			36,05	40,62

Для підвищення надійності електропостачання необхідно передбачати секціонування й резервування розподільних ліній, будівництво двотрансформаторних РТП-110/10 кВ із секціонуванням шин.

2. ВИЗНАЧЕННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ СІЛЬСЬКОГОСПОДАРСЬКИХ СПОЖИВАЧІВ.

У даному розділі виконується розрахунок навантажень для денного й вечірнього максимумів.

Розрахункове навантаження денного й вечірнього максимумів трансформаторної підстанції визначаємо по встановленій потужності силових трансформаторів 10/04 кВ із використанням середньостатистичних коефіцієнтів завантажень, участі перспективного росту навантажень, потужності сезонності.

Максимальне навантаження денного й вечірнього максимумів визначається за формулою 2.1

$$P(\text{дв}) = S_{iy} \times K_3 \times K_y \times \cos\varphi(\text{дв}) \times K_p \times K_c, \text{ кВт} \quad (2.1)$$

де S_{iy} - установлена потужність трансформаторної підстанції, кВА;

$K_3 = 0,5 - 1,2$ - коефіцієнт завантаження ТП;

K_y - коефіцієнт участі навантаження в денному або вечірньому максимумі;

K_p - коефіцієнт приросту навантаження;

K_c - коефіцієнт сезонності.

Відомості про кожної ТП 10/0,4кВ заносимо в таблицю 2.1 «Відомості про діючі підстанції 10/0,4кВ.»

2.1. ВИБІР КІЛЬКОСТІ ПІДСТАНЦІЙ 110/10 кВ ІЗ УРАХУВАННЯМ РОСТУ НАВАНТАЖЕНЬ.

Визначаємо поверхневу щільність навантаження району за формулою 2.1.1

$$j_p = \frac{P_{\max p}}{F} \text{ кВт/км}^2 \quad (2.1.1)$$

де $P_{\max p}$ - максимальна розрахункова потужність, кВт;

F - площа електрифікованого району, км²

$$P_{\max p} = K_o(\text{ТП}) \times \sum_1^n P_i(\text{ТП}), \text{ кВт} \quad (2.1.2)$$

де $K_o(\text{ТП}) = 0,6 - 0,65$ - коефіцієнт одночасності [7, табл.31]

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		10

$$J_p = \frac{2808}{1211} = 2,318 \text{ кВт/км}^2$$

Визначаємо економічний радіус розподільної мережі напругою вище 1000 В за формулою 2.1.3

$$R_e = \frac{10\Delta U \sum p X U_p}{\sqrt{3} K_p \chi \rho \zeta j_{пр} X P}, \text{ км} \quad (2.1. 3)$$

де $\Delta U \sum p$ - припустима втрата напруги в розподільній мережі, %;

U_p - лінійна напруга розподільної мережі, кВ;

K_p - коефіцієнт, враховуючий криволінійність траси $K = 1,1 - 1,4$;

ζ - коефіцієнт, що враховує параметри опорів лінії й коефіцієнт потужності навантаження $\zeta = 1,06 - 1,08$;

$j_{пр}$ - наведена щільність струму

$j_{пр} = 0,62 - 0,72 \text{ А/мм}^2$ [6 табл.59];

ρ - питомий опір проводів $\rho = 29,5 \text{ Оммм}^2/\text{км}$

$R_e = 10 \times 5 \times 10 / (\sqrt{3} \times 1,4 \times 1,08 \times 0,7 \times 29,5) = 9,3 \text{ км}$

Визначаємо кількість підстанцій за формулою 2.1.4

$$N_e = F / \pi \times R_e^2$$

де F - площа електрофіціруючого району, км^2

$N_e = 12113,14 \times 9,3^2 = 1,21$ Приймаємо 2 підстанції 110/10 кв.

2.2. ВИБІР ТРАНСФОРМАТОРА НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

На підстанціях 110/10 кВ при розрахунковому максимумі навантаження до 1400 кВА встановлюється один трансформатор, а понад 1400 - два однакової потужності. При цьому потужність кожного з двох трансформаторів вибирається в межах 0,5 - 0,7 сумарного максимального навантаження підстанції.

Розрахунковий максимум навантаження підстанції рівний:

$$S_{рас} = K_{ол} \sum_{1}^n S_{лі}$$

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

де $S_{лі}$ - лінійна потужність головної дільниці i -й лінії 10 кВ, що відходить .

$K_{ол}$ - коефіцієнт одночасності ліній 10 кВ, що відходять.

Для визначення потужності силового трансформатора й навантаження підстанції використовують схему (рис 3.3.1).

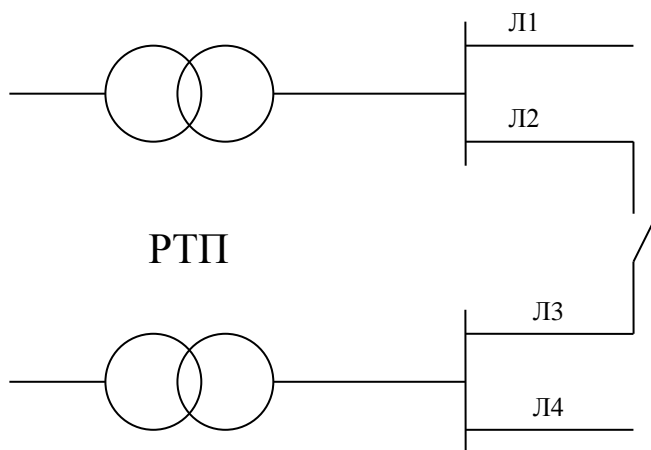


Рисунок 3.3.1

Номінальна потужність при установці двох трансформаторів на підстанції може бути вибрана по залежності

$$S_n \geq S_{расч}/1,4.$$

В кінці підраховуються втрати потужності

$$\Delta P = n \cdot P_{xx} + \frac{P_{xz}}{n} \left(\frac{S_{расч}}{S_n} \right)^2$$

і енергії в трансформаторах (n - кількість трансформаторів)

$$\Delta A = n \cdot P_{xx} T_{рік} + \frac{P_{xz}}{n} \left(\frac{S_{расч}}{S_n} \right)^2 \cdot \tau$$

де: $T_{рік} = 8760$ год;

$\tau = 2000$ ч.

Дані вибору трансформаторів 110/10 кВ наведено у таблиці 3.3

Розрахунковий максимум навантаження, S _{розр} , кВА	Номинальна потужність трансформатора S _н , кВА для двох трансформаторів	Потужність одного трансформатора, кВА	n	P _{хх} кВт	P _{хз} кВт	ΔP _{тр} кВт	ΔA _{тр} кВт-год
ПС «Шостка» 4070	5000	2500	2	5	22	21	87600
ПС «Воронеж» 400	2500	2500	1	5	22	27	43800

2.3. РОЗРАХУНОК МЕРЕЖ 110 кВ

Розрахунок мереж 110 кВ виконується по економічній щільності струму з урахуванням матеріалу проводів і числа часів використання максимуму. Перетин знаходиться по залежності

$$F = \frac{\sum_1^2 S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H j_{ек}}$$

де: S_н - номінальна потужність трансформаторної підстанції 110/10 кВ;

J_{ек} - економічна щільність струму, 1,1 А/мм².

Потрібно пам'ятати, що для ліній 35 кВ за умовами механічної міцності не допускається застосування проводів більш дрібних, ніж А-35 і АС-25/4,2 при товщині стінки ожеледиці 10 мм і менш, для ліній 110 кВ менш, ніж АС-70/11 за умовами корони.

Вибираємо площу перетину для дротів 110 кВ 70 мм² по умовам коронування.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

3. РОЗРАХУНОК ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.

Траси розподільних ліній 10 кВ проектуємо по можливості ближче до доріг для зручності їхньої експлуатації. Навантаження між лініями, що відходять від однієї підстанції доцільно розподіляти рівномірно, що дозволяє встановити на підстанції однотипне устаткування й апаратуру.

При побудові схеми мережі необхідно прагнути до виділення явно вираженої магістралі.

У схемі мережі передбачена можливість застосовувати резервування ПЛ –10 кВ від різних підстанцій або різних секцій двотрансформаторних підстанцій шляхом спорудження перемичок між лініями.

Дроти доцільно вибирати одного перетину, що дозволяє поліпшити режим роботи споживачів при живленні від резервного джерела.

3.1 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ У МЕРЕЖІ 10 кВ

Перед розрахунком розподільних мереж 10 кВ необхідно ретельно спроектувати конфігурацію кожної лінії, керуючись наступними міркуваннями:

- на листку формату А1 нанести в масштабі координатні осі У, Х і точки місця установки споживчих підстанцій;
- місце розташування головної підстанції вибирається в центрі навантажень;
- враховуючи, що від сільськогосподарських підстанцій 110/10 кВ відійде 4-5 повітряних ліній, приєднати всі споживчі підстанції;
- кожна відпайка повинна підключатися під кутом 60-90°;
- лінії повинні мати сумарну приєднану потужність не вище за 2000 кВА;
- одиничні потужності порядку 1000 кВА і більш повинні приєднуватися до районної підстанції окремою лінією.

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

— Згідно з вибраною конфігурацією розподільних мереж на листах А4 викреслюються розрахункові схеми з вказівкою довжини ділянок, номерів підстанцій і їх максимальних перспективних потужностей.

— Перетин проводів розподільчих мереж 10 кВ потрібно вибирати по економічних інтервалах навантажень з перевіркою на допустиму втрату напруги. Для цього знаходиться максимальна лінійна потужність кожної ділянки:

$$— K_o \sum_1^n S_{pni},$$

— де: K_o - коефіцієнт одночасності споживчих підстанцій (рис. 2);

— n - кількість підстанцій, приєднаних за ділянкою;

— S_{pni} - розрахункова максимальна потужність i -тої підстанції.

— По лінійній потужності з рис. 3 знаходиться розрахунковий перетин. Перевірка прийнятих перетинів по допустимій втраті напруги може бути здійснена після знаходження величини допустимої втрати напруги в мережі 10 кВ. Для цього по відомих точках з регулюванням напруги в схемі електропостачання повинна бути складена таблиця відхилення напруги 3.1.

— Частіше за все точкою регулювання напруги є опорна підстанція енергосистеми, на якій внаслідок підключення різних споживачів здійснюється, як правило, стабілізація напруги. Норми технологічного проектування вимагають, щоб на підстанції 35-110/10 кВ встановлювалися трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням.

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

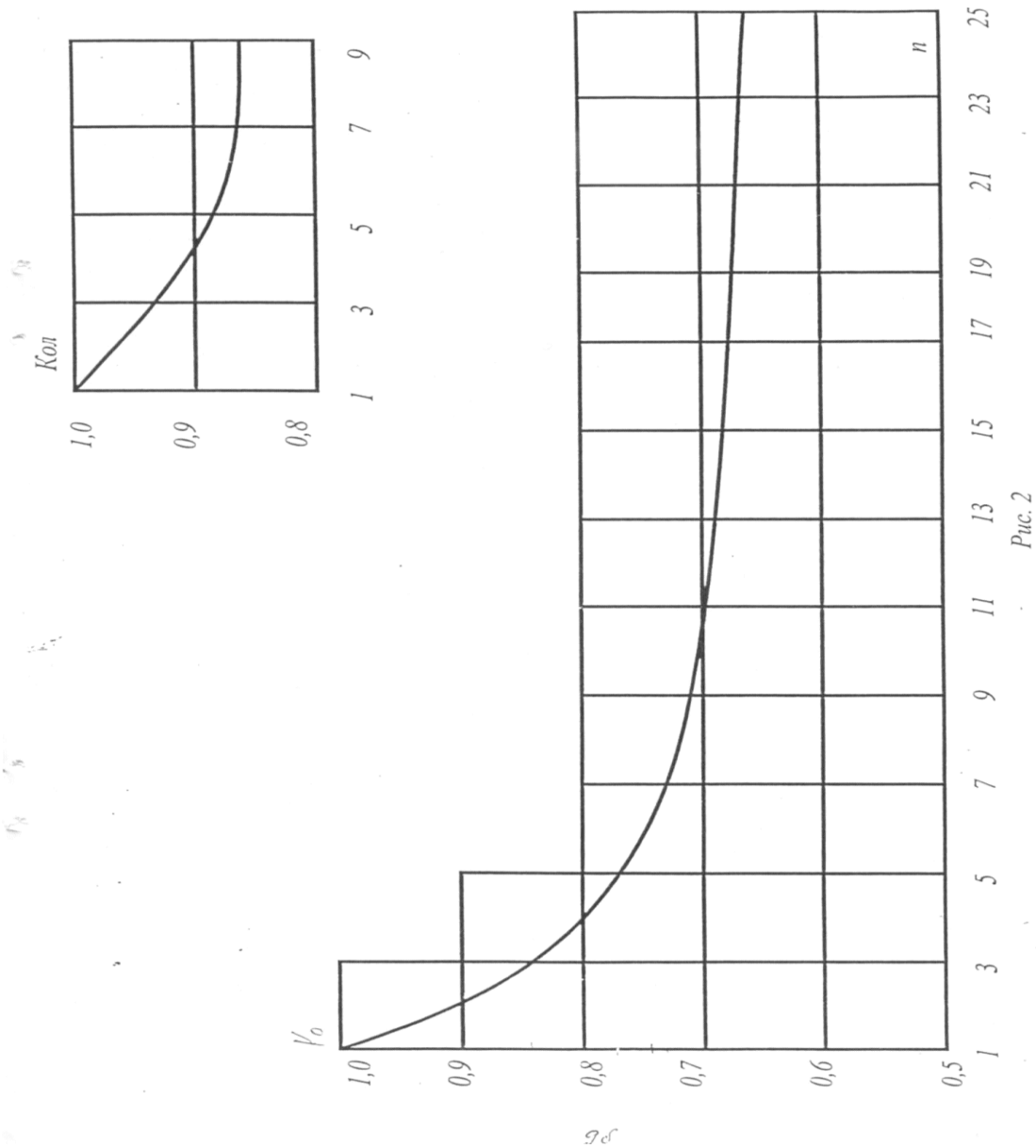


Рис. 2 Значення коефіцієнта K_0 в залежності від кількості підстанцій.

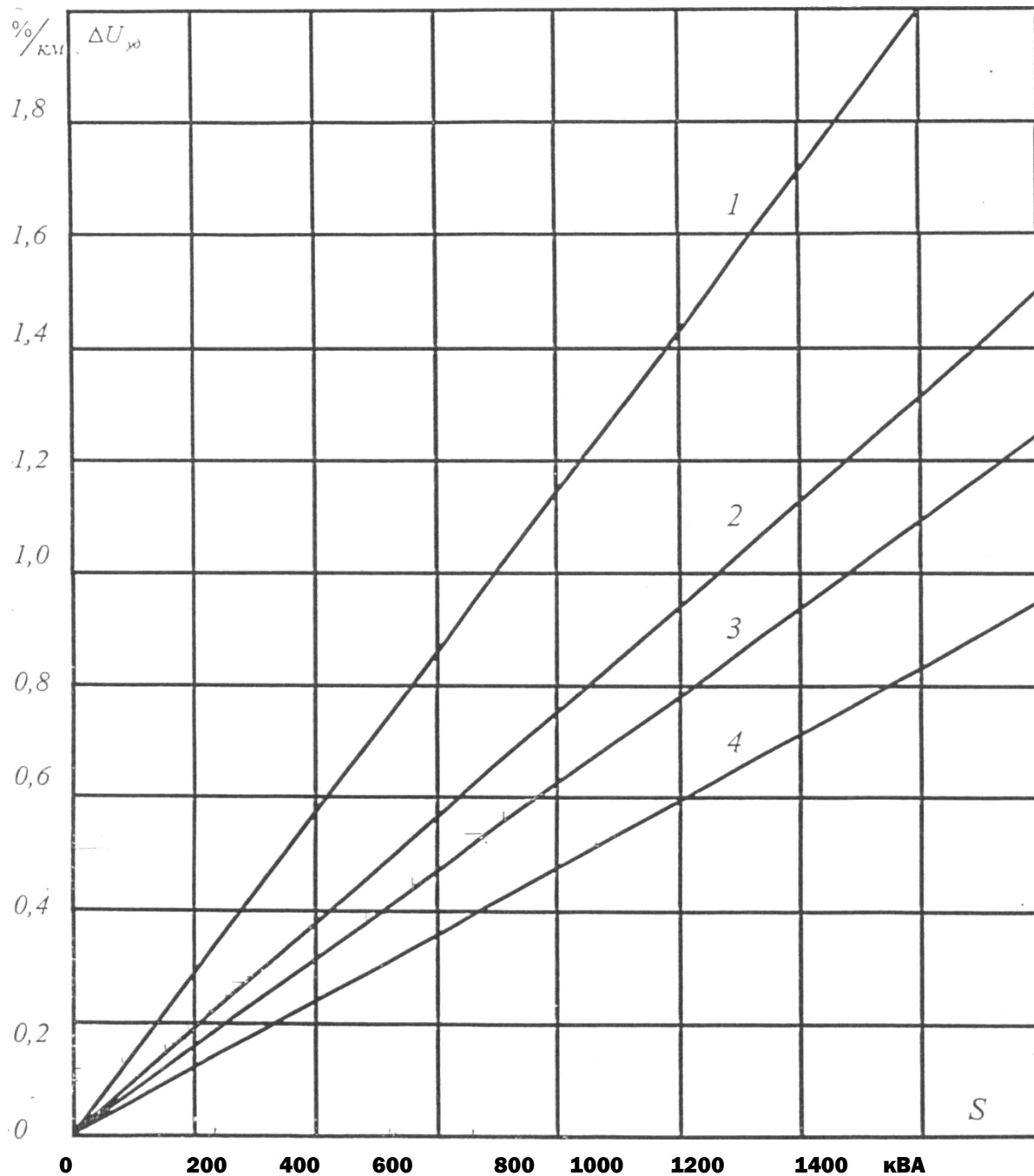
Інтервали економічних навантажень для вибору розрахункового перерізу ВЛ-10 кВ [2] АС25/4,2; 25 — до 85 кВА

1. АС35/6,2; А35 — до 425 кВА
2. АС50/8,0; А50 — до 790 кВА
3. АС70/11; А70 — вище 790 кВА

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Рисунок. 3 Значення питомих втрат в проводі в залежності від потужності.

Значення питомих втрат в проводі в залежності від потужності, що передається



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

МР 5.8.141.782 ПЗ

Лист

18

і енергії

$$\Delta A_{уч} = \Delta P_{уч} \cdot \tau$$

де τ - число годин втрат, $\tau = 2000$ год.

3.2. РОЗРАХУНОК СХЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПО НАДІЙНОСТІ

При проектуванні електричних мереж в сільських районах необхідно, щоб рівень надійності електропостачання всіх споживачів не був нижче рекомендованого рівня і забезпечувався найбільш економічно. Як параметр надійності приймається максимально допустима для даного споживача тривалість відключень T_n , для ТП, живлячих споживачів I категорії $T_n = 15$ годин/рік.

Для перевірки можливості забезпечення надійності електропостачання споживачів необхідно порівняти його рівень надійності з величиною, що нормується. Еквівалентна тривалість відключення споживача за рік :

$$T = T_{ав} + T_{пл} \cdot \gamma,$$

де $T_{ав}$, $T_{пл}$ - тривалість відповідно аварійного і планового відключення, година/рік;
 γ - коефіцієнт, що враховує менший збиток планового відключення, рівню 0,33.

Розрахункова тривалість відключень споживача в загальному випадку визначається по формулі:

$$T = T_n + T_{п/ст} + T_p = a_n l_n + T_{п/ст} + a_p l_p$$

де: T - тривалість відключення живлячих ліній;

a_n - питома тривалість відключення живильних ліній;

l_n - довжина живлячої лінії, км;

$T_{п/ст}$ - тривалість відключень підстанції 35/10 кВ або 110/10 кВ, час/рік;

T_p - тривалість відключення розподільної лінії 10 кВ, година/рік;

a_p - питома тривалість відключення розподільної лінії 10 кВ, година/рік;

l_p - довжина розподільної лінії, включаючи відгалуження, км.

Для практичних розрахунків беруться:

одно ланцюгова лінія 35 кВ $a_n = 0,7$

одно ланцюгова лінія 110 кВ $a_n = 0,4$

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- дволанцюгова лінія 35 кВ	$a_{п} = 2,28$
- дволанцюгова лінія 110 кВ	$a_{п} = 0,16$
- живлення підстанції двома лініями	$a_{п} = 0$
одно трансформаторна підстанція	$T_{п/ст} = 12$
двох трансформаторна підстанція	$T_{п/ст} = 0$
розподільна лінія 10 кВ	$a_{р} = 0,9$

$$ТП1 = a_{п}l_{п} + T_{п/ст} + a_{р} \cdot l_{р} = 0,7 \cdot 17 + 0 + 0,9 \cdot 33 = 41,6 \text{ год}$$

$$ТП2 = a_{п}l_{п} + T_{п/ст} + a_{р} \cdot l_{р} = 0,7 \cdot 17 + 0 + 0,9 \cdot 29,3 = 38,27 \text{ год}$$

$$ТП3 = a_{п}l_{п} + T_{п/ст} + a_{р} \cdot l_{р} = 0,7 \cdot 17 + 0 + 0,9 \cdot 28,5 = 37,55 \text{ год}$$

$$ТП4 = a_{п}l_{п} + T_{п/ст} + a_{р} \cdot l_{р} = 0,7 \cdot 17 + 0 + 0,9 \cdot 29,3 = 38,27 \text{ год}$$

На підстанції 10-110 кВ незалежно від категоричності споживачів повинні бути встановлені, як правило, два трансформатори. Підстанція 35-10 кВ повинна мати двостороннє живлення, якщо на ній установлені або повинні бути встановлені два трансформатори. При цьому використовуються схеми блоку.

Якщо на підстанції, що розглядається, встановлені два трансформатори і вони забезпечені двостороннім живленням, то в цьому випадку еквівалентна тривалість відключення за рік як живлячої лінії, так і підстанції приймається рівною нулю $T_{п} = 0$, $T_{п/ст} = 0$. Для такої схеми електропостачання еквівалентна тривалість відключення на шинах 10 кВ споживчої підстанції визначається схемою і довжиною розподільних ліній.

Споживачі першої категорії підключаються двома лініями 10 кВ. Споживачі другої і третьої категорій підключаються радіальними лініями 10 кВ. Гранична довжина радіальної лінії 10 кВ, яку немає необхідності ні секціонувати, ні резервувати, щоб забезпечити надійність, що нормується, рівна:

$$l_{доп} = T_{п} / a_{р} = 15 / 0,9 = 16,7 \text{ км.}$$

Якщо довжина лінії 10 кВ, включаючи відгалуження, більше 16,7 км, в цьому випадку в мережі 10 кВ необхідно застосовувати засоби підвищення надійності:

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- автоматичне секціонування лінії, в поєднанні з мережевим резервуванням.

У цьому випадку можливо резервування як від сусідньої підстанції, так і від іншої лінії 10 кВ підстанції, що розглядається. Секціонуючий пункт доцільно встановити таким чином, щоб він ділив лінію, що розглядається на дві приблизно рівних по довжині частини.

3.3. ПЕРЕВІРКА МОЖЛИВОСТІ РЕЗЕРВУВАННЯ ЛІНІЙ 10 кВ ЗА УМОВОЮ ВТРАТ НАПРУГИ

При резервуванні ліній 10 кВ від сусідніх підстанцій самий низький рівень напруги буде у ТП 10/0,4 кВ, найбільш віддаленої від резервної перемички. Тому обов'язкова перевірка по рівню напруги з урахуванням наступного:

1. В післяаварійних режимах допускається додаткова втрата напруги на 5%.
2. Розрахункове навантаження в після аварійному режимі становить 70 % розрахункового навантаження нормального режиму.
3. Максимальний рівень напруги 10 кВ розглядаємої та сусідньої лінії приблизно однакові.
4. У після аварійному режимі регулювальні відгалуження трансформаторів 10/0,4 кВ не перемикаються.

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

4. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ.

Струми короткого замикання в схемах електроустановок необхідно знати в першу чергу для вибору апаратів і провідників електроустановок, для проектування й налаштування пристроїв релейного захисту й протиаварійної автоматики.

Для розрахунку струмів короткого замикання складаємо розрахункову схему (рис.4.1)

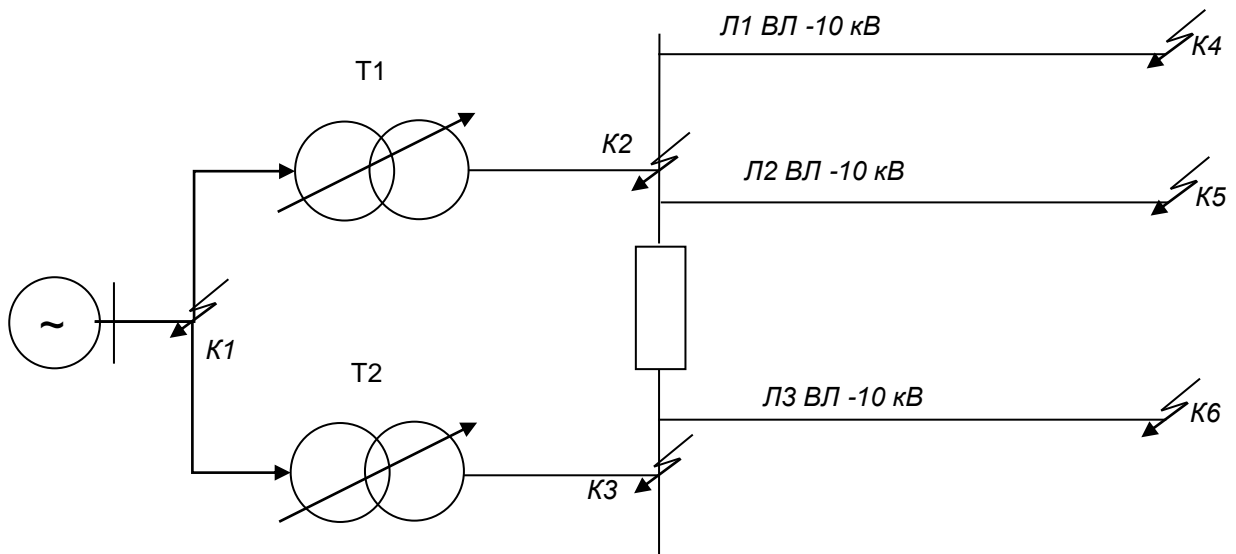


Рисунок 4.1.

Складаємо схему заміщення (рис. 4.2)

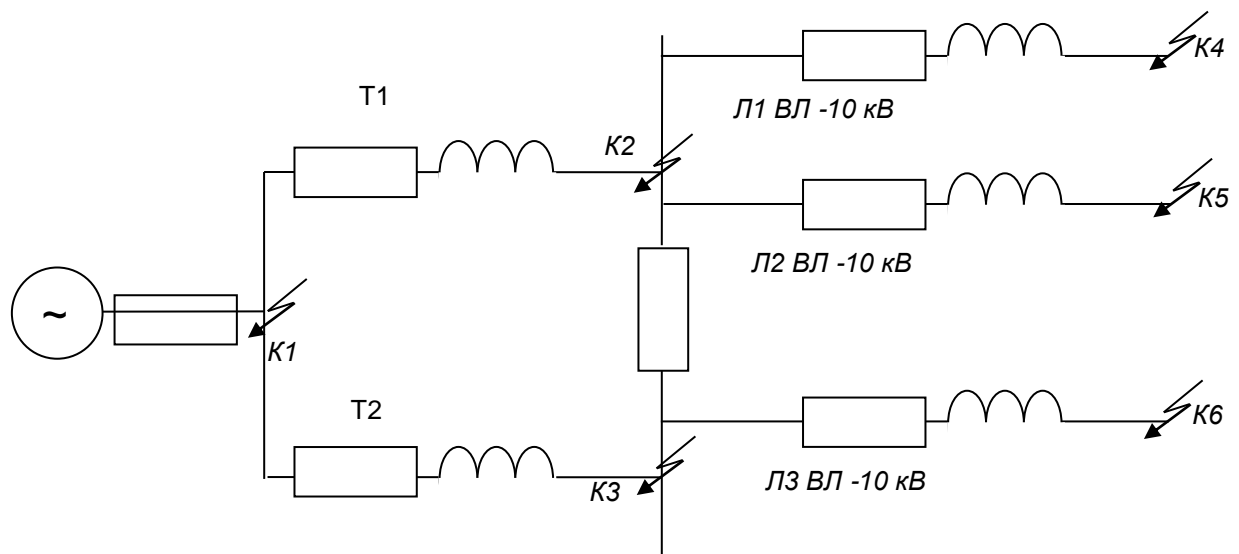


Рисунок 4.2.

Визначаємо струми короткого замикання в т. К1.

Активний опір ПЛ-110 кВ:

$$R_{(110)} = r_0 \times l \text{ Ом}$$

де $r_0 = 0,308 \text{ Ом/км}$ - питомий опір дротів [2]

$$R_{(110)} = 0,308 \times 22,3 = 6,87 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір ПЛ – 110 кВ:

$$X_{(110)} = X_0 \times l, \text{ Ом}$$

де $X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$ - індуктивний опір дротів

$$X_{(110)} = 0,4 \times 22,3 = 8,92 \text{ Ом}$$

Повний опір ПЛ - 110кВ:

$$Z_{(110)} = \sqrt{R_{(35)}^2 + X_{(35)}^2}, \text{ Ом}$$

$$Z_{(110)} = \sqrt{3,78^2 + 4,92^2} = 6,94 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в т.К1

$$I_{к1}^{(3)} = U_H / \sqrt{3} \times Z_{(110)}$$

$$I_{к1}^{(3)} = 110 / \sqrt{3} \times 6,94 = 440,9 \text{ А}$$

Надперехідний струм короткого замикання в т.К 1

$$I_{к1}^{1(3)} = I_{к1}^{(3)} \times K_y, \text{ А}$$

де K_y - ударний коефіцієнт [2, дод.19]

$$K_y = 1,08$$

$$I_{к1}^{1(3)} = 440,9 \times 1,08 = 476,2 \text{ А}$$

Ударний струм короткого замикання в т.К1

$$i_{ук1}^{(3)} = I_{к1} \times K_y \times \sqrt{2}$$

$$i_{ук1}^{(3)} = 440,9 \times 1,08 \times \sqrt{2} = 336,70 \text{ А}$$

Визначаємо струми короткого замикання в т. К2.

Приводимо до базисної напруги:

$$R_{(10)} = R_{(110)} \times \left(\frac{U_б}{U_{ссп}} \right)^2 \text{ Ом}$$

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

$$X_{(10)} = X(110) \times \left(\frac{U_b}{U_{срн}}\right)^2 \text{ Ом}$$

де U_b - базисна напруга $U_b=10,5\text{кВ}$;

$U_{срн}$ - середньо номінальна напруга = 110 кВ

$$R_{(10)} = 6,87 \times (10,5/110)^2 = 0,062 \text{ Ом}$$

$$X_{(10)} = 8,92 \times (10,5/110)^2 = 0,081 \text{ Ом}$$

Активний опір трансформатора:

$$R_{T(10)} = \Delta P_k \times U_n^2 / S_n^2, \text{ Ом}$$

де ΔP_k - втрати короткого замикання в трансформаторі

$\Delta P_k = 22 \text{ кВт}$ [1]

S_n - номінальна потужність трансформатора $S_n = 2500 \text{ кВА}$

$$R_{T(10)} = \frac{22 \times 10,5^2 \times 10^3}{2500^2} = 0,037 \text{ Ом}$$

Повний опір трансформатора

$$Z_{T(10)} = U_k\% \times U_n^2 / (100 \times S_n), \text{ Ом}$$

де $U_k\%$ - напруга короткого замикання

$U_k = 7,5\% U_n$ [1, стр 473]

$$Z_{T(10)} = 7,5 \times 10,5^2 / (100 \times 2500) = 0,92 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір трансформатора

$$X_{T(10)} = \sqrt{Z_{T(10)}^2 - R_{T(10)}^2} \text{ Ом}$$

$$X_{T(10)} = \sqrt{0,92^2 - 0,037^2} = 0,91 \text{ Ом}$$

Сумарний активний та індуктивний опір

$$R_{\Sigma K 2} = R(10) + R_{T(10)}, \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K 2} = X(10) + X_{T(10)}, \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K 2} = 0,062 + 0,037 = 0,099 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K 2} = 0,081 + 0,91 = 0,99 \text{ Ом}$$

Сумарний повний опір

$$Z_{\Sigma K 2} = \sqrt{R_{\Sigma K 2}^2 + X_{\Sigma K 2}^2}, \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma K 2} = \sqrt{0,099^2 + 0,99^2} = 0,99 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в т. К2

$$I^{(3)}_{K 2} = U_H / \sqrt{3} \times Z_{\Sigma K 2} \text{ , А}$$

$$I^{(3)}_{K 2} = 10,5 \times 10^3 / \sqrt{3} \times 0,99 = 6001 \text{ А}$$

Надперехідний струм короткого замикання в т. К2

$$I^{11(3)}_{K 2} = I^{(3)}_{K 2} \times K_y \text{ , А}$$

$$K_y = 1 + 0,36 = 1,36$$

$$T_a = X_{\Sigma} / (2 \pi f R_{\Sigma})$$

$$T_a = 0,99 / (2 \times 3,14 \times 50 \times 0,099) = 0,03$$

$$I^{11(3)}_{K 2} = 6001 \times 1,36 = 8161 \text{ А}$$

Ударний струм короткого замикання в т. К2

$$i^{(3)}_{ук2} = I^{(3)}_{K 2} \times K_y \times \sqrt{2} \text{ , А}$$

$$i^{(3)}_{ук2} = 6001 \times 1,36 \times \sqrt{2} = 5770 \text{ А}$$

Для точки К3 розрахунок здійснюється аналогічно, тому всі значення струмів короткого замикання в К2 дорівнюють значенням у точці К3.

Визначаємо струми короткого замикання в т.К4. (лінія 1)

Активний опір лінії Л1.

$$R_{Л1} = r_0 \times l \text{ , Ом}$$

$$R_{Л1} = 0,63 \times 24,2 = 15,24 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір лінії Л1

$$X_{Л1} = X_0 \times l \text{ , Ом}$$

$$X_{Л1} = 0,4 \times 24,2 = 9,68 \text{ Ом}$$

Сумарний опір Л1

$$R_{\Sigma K 4} = R_{\Sigma K 2} + R_{Л1} \text{ , Ом}$$

$$X_{\Sigma K 4} = X_{\Sigma K 2} + X_{Л1} \text{ , Ом}$$

$$R_{\Sigma K 4} = 0,99 + 15,24 = 16,23 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K 4} = 0,099 + 9,68 = 9,7 \text{ Ом}$$

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

Повний опір в т. К 4

$$Z_{\Sigma K 4} = \sqrt{R^2_{\Sigma K 4} + X^2_{\Sigma K 4}}, \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma K 4} = \sqrt{16,23^2 + 9,7^2} = 19,05 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в т.К4

$$I^{(3)}_{K 4} = U_H / \sqrt{3} \times Z_{\Sigma K 4}, \text{ А}$$

$$I^{(3)}_{K 4} = 10,5 \times 10^3 / (\sqrt{3} \times 19,05) = 335,85 \text{ А}$$

Струм двофазного короткого замикання в т.К4

$$I^{(2)}_{K 4} = I^{(3)}_{K 4} \times \sqrt{3} / 2, \text{ А}$$

$$I^{(2)}_{K 4} = 515,5 \times \sqrt{3} / 2 = 290 \text{ А}$$

Визначаємо струми короткого замикання в т.К5

Активний опір лінії Л2

$$R_{Л2} = \Gamma_0 \times l, \text{ Ом}$$

$$R_{Л2} = 0,63 \times 16,9 = 10,64 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір лінії Л2

$$X_{Л2} = X_0 \times l, \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = 0,4 \times 16,9 = 6,76 \text{ Ом}$$

Сумарний опір Л2

$$R_{\Sigma K 5} = R_{\Sigma K 2} + R_{Л2}, \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K 5} = X_{\Sigma K 2} + X_{Л2}, \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K 5} = 0,99 + 10,64 = 11,63, \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K 5} = 0,099 + 6,76 = 6,85 \text{ Ом}$$

Повний опір у т.К5

$$Z_{\Sigma K 5} = \sqrt{R^2_{\Sigma K 5} + X^2_{\Sigma K 5}}, \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma K 5} = \sqrt{11,63^2 + 6,85^2} = 13,43 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в т.К5

$$I^{(3)}_{K 5} = U_H / \sqrt{3} \times Z_{\Sigma K 5}, \text{ А}$$

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

$$I^{(3)}_{K5} = 10 \times 10^3 / \sqrt{3} \times 13,43 = 449 \text{ А}$$

Струм двофазного короткого замикання в т.К5

$$I^{(2)}_{K5} = I^{(3)}_{K5} \times \sqrt{3} / 2, \text{ А}$$

$$I^{(2)}_{K5} = 1390 \times \sqrt{3} / 2 = 388, \text{ А}$$

Визначаємо токи короткого замикання в т. К6

Активний опір лінії Л3

$$R_{Л3} = \Gamma_0 \times l, \text{ Ом}$$

$$R_{Л3} = 0,63 \times 18,1 = 11,4 \text{ Ом}$$

Індуктивний опір лінії Л3

$$X_{Л3} = X_0 \times l, \text{ Ом}$$

$$X_{Л3} = 0,4 \times 18,1 = 7,24 \text{ Ом}$$

Сумарний опір Л3

$$R_{\Sigma K6} = R_{\Sigma K2} + R_{Л3}, \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K6} = X_{\Sigma K2} + X_{Л3}, \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma K6} = 0,99 + 11,4 = 12,3 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma K6} = 0,099 + 7,24 = 7,33 \text{ Ом}$$

Повний опір у т. К6

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{R^2_{\Sigma K6} + X^2_{\Sigma K6}}, \text{ Ом}$$

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{12,3^2 + 7,33^2} = 14,4 \text{ Ом}$$

Струм трифазного короткого замикання в т. К6

$$I^{(3)}_{K6} = U_H / \sqrt{3} \times Z_{\Sigma K6}, \text{ А}$$

$$I^{(3)}_{K6} = 10,5 \times 10^3 / (\sqrt{3} \times 14,4) = 531,7 \text{ А}$$

Струм двофазного короткого замикання в т. К6

$$I^{(2)}_{K6} = I^{(3)}_{K6} \times \sqrt{3} / 2, \text{ А}$$

$$I^{(2)}_{K6} = 506,5 \times \sqrt{3} / 2 = 460 \text{ А}$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1

Таблиця 4.1

Елементи електропостачання	Точка к. з.	$I^{(3)}$ кА	$I^{П(3)}$ кА	$i^{(3)}$ у кА	$I^{(2)}$ кА	$I_{\text{max.роб}}$, А
Шини 110 кВ	К 1	0,44	0,476	0,336		21
Шини 10 кВ	К2,К3	6,1	8,16	5,77		210,5
ПЛ – 10 кВ №1	К 4	0,335			0,29	66,97
ПЛ – 10 кВ №2	К 5	0,449			0,338	75,66
ПЛ- 10 кВ №3	К 6	0,531			0,46	77,94

При виборі апаратури для ліній, що відходять, 10 кВ варто враховувати, що лінія, що має резервування, в аварійному режимі може працювати з перевантаженням.

5. ВИБІР І ПЕРЕВІРКА УСТАТКУВАННЯ.

Апарати необхідно перевіряти на термічну й електродинамічну стійкість, розраховуючи на найважчий аварійний режим, при якому виникають найбільші механічні й теплові навантаження на елементи апаратів.

Правильний теоретично обґрунтований вибір електротехнічних апаратів забезпечує їхню нормальну роботу при нормальних й аварійних режимах роботи. Вибір апаратури виробляється по номінальному струмі, номінальній напрузі, по струму й потужності відключення.

5.1. Вибір шин на стороні 110 кВ.

Шини на стороні 110 кВ обираються за економічною щільністю струму, з перевіркою за умовами довгостроково припустимого струму й коронування.

Визначаємо розрахунковий струм у лінії 110 кВ

$$I = Sp / \sqrt{3} U_n, \text{ А} \quad (5.1.1.)$$

$$I = 4000 / (\sqrt{3} \times 110) = 21, \text{ А}$$

Визначаємо економічний перетин за формулою 5.1.2

$$F_{\text{ЭК}} = I / j, \text{ мм}^2 \quad (5.1.2)$$

де j - економічна щільність струму при $T = 3700$ годин/рік ;

$$j = 1,1 \text{ А/мм}^2$$

Шини виконуємо дротом АС -50/8

$$F_{\text{ЭК}} = 21 / 1,1 = 19,08 \text{ мм}^2$$

з припустимим струмом $I_{\text{доп}} = 210$ - А [1, дод.4]

Умова $I_p < I_{\text{доп}}$ виконується.

$$21 \text{ А} < 210 \text{ А}$$

Перевірка шин на коронування здійснюється за умовою:

$$U_0 > U_n$$

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

$265A > 115,47 A$ виконується.

5.3. Перевірка шин на динамічну стійкість.

При протіканні по шинах струму короткого замикання за рахунок електромагнітних полів вони піддаються механічному впливу між собою. Для лінії 10 кВ вибираються гнучкі шини тому на динамічну стійкість вони не перевіряються.

5.4. Перевірка шин на термічну стійкість.

Перевірка шин на термічну стійкість зводиться до визначення температури нагрівання шин струмом короткого замикання й порівняння її із припустимою тобто $t_{\text{доп}} > t_{\text{к}}$.

Визначаємо тривалість протікання струму короткого замикання за формулою 5.4.1

$$t_k = t_{\text{зах}} + t_{\text{в}}, \text{ з} \quad (5.4.1)$$

де $t_{\text{зах}}$ - час дії захисту, с;

$t_{\text{в}}$ - час роботи вимикача, с;

$$t_k = 1,3 + 0,2 = 1,5 \text{ с}$$

Оскільки тривалість протікання струму короткого замикання $t_k > 1 \text{ с}$, то при розрахунку наведений час аперіодичної складової струму короткого замикання не враховуємо і приймаємо $t_{\text{пр}} = t_{\text{прп}}$.

Обчислюємо при трифазному короткому замиканні за формулою 5.4.2

$$\beta^{(3)} = \frac{I^{(3)}}{I_{\infty}^{(3)}} \quad (5.4.2.)$$

$$\beta^{(3)} = \frac{8,16}{8,16} = 1$$

І, знаючи, що $t_k = 1,5 \text{ с}$, знаходимо по кривих наведеного часу періодичної складової струму короткого замикання $t_{\text{пр}} = 1,35 \text{ с}$ [8].

Визначаємо початкову температуру нагрівання шин до моменту короткого

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		32

замикання за формулою 5.4.3

$$\theta_n = \theta_{про} + (\theta_{доп} - \theta_0) I^{р06} / I_{доп}^2 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (5.4.3)$$

де $\theta_0 \sim$ розрахункова температура навколишнього середовища, $\theta_0 = 25^\circ\text{C}$

$\theta_{доп}$ - гранично припустима температура при тривалому режимі,

$\theta_{доп} = 200^\circ\text{C}$ [8, стор. 175]

$$\theta_n = 25 + (200 - 25) \times (220/265)^2 = 145,6^\circ\text{C}$$

За значенням $\theta_n = 172^\circ\text{C}$ знаходимо по кривих [8, мал. 42] для алюмінію величину, що визначає тепловий стан шин

$$A_p = 1,1 \times 10^{-4} \text{ A}^2 \text{ c/мм}^2$$

Визначаємо значення A_k за формулою 5.4.4

$$A_k = A_p + \left(\frac{I^{(3)}}{F} \right)^2 \times t_{np}, \quad \text{A}^2 \text{ c/мм}^2 \quad (5.4.4)$$

де I - сталий струм короткого замикання, А;

F - перетин провідника, мм^2 ;

$$A_k = 1,1 \times 10^{-4} + (6100/75)^2 \times 1,35 = 0,894 \times 10^4 \text{ A}^2 \text{ c/мм}^2$$

За графіком кривих для визначення температури нагрівання струмоведучих частин при короткому замиканні [8, рис. 42] знаходимо значення $\theta_k = 174^\circ\text{C}$

Умова $\theta_{доп} \geq \theta_k$ $200^\circ\text{C} > 174^\circ\text{C}$ виконується. Шини термічно стійкі.

5.5. Вибір ізоляторів.

При виборі ізоляторів їх необхідно перевірити по ряду параметрів:

- а) по номінальній напрузі;
- б) по припустимому механічному навантаженню, для прохідних ізоляторів - по номінальному струмі.

5.5.1. Вибір ізоляторів на стороні 110 кВ.

Опорні ізолятори вибираються по номінальній напрузі й припустимому механічному навантаженню, $F_{розр} < F_{доп}$

Визначаємо розрахункове механічне навантаження за формулою 5.5.1

									Лист
									33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

$$F_{\text{розр}} = 1,76(i_y)^2 \frac{\ell}{a} 10^{-1}, \text{ Н} \quad (5.5.1)$$

де i_y - ударний струм трифазного короткого замикання, кА;

L - довжина прольоту, м;

a - відстань між осями шин, м;

$$F_{\text{розр}} = 1,76 \times 0,336^2 \times 1/0,45 \times 10^{-1} = 0,044 \text{ Н}$$

Визначаємо припустиме механічне навантаження за формулою 5.5.2

$$F_{\text{прип}} = 0,6 F_{\text{руйн}}. \quad (5,5.2)$$

де $F_{\text{руйн}}$ - руйнівне навантаження на вигин $F_{\text{руйн}} = 4900 \text{ Н}$ [10, стор.249]

$$F_{\text{прип}} = 0,6 \times 4900 = 2940 \text{ Н}$$

Умова $F_{\text{руйн}} < F_{\text{прип}}$

$$0,044 \text{ Н} < 2940 \text{ Н} \text{ виконується.}$$

Обираємо опорно-стрижневий ізолятор ОНС – 110-300.

5.5.2. Вибір ізоляторів на стороні 10 кВ.

Вибір опорних ізоляторів робимо по номінальній напрузі й руйнівному механічному навантаженні.

Визначаємо розрахункове механічне навантаження за формулою 5.5.1

$$F_{\text{розр}} = 1,76 \times 5,77^2 \times 1/0,25 \times 10 = 13 \text{ Н}$$

Вибираємо опорно-стрижневі ізолятори ОНС - 10-300,

$$F_{\text{розр}} = 3000 \text{ Н} [10, \text{табл. 5-7}]$$

$$F_{\text{розр}} = 0,102 \times 3000 = 306 \text{ Н}$$

За формулою 5.5.2 знаходимо припустиме механічне навантаження,

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times 306 = 183,6 \text{ Умо-}$$

ва $F_{\text{розр}} < F_{\text{доп}}$.

$$13 \text{ Н} < 183,6 \text{ Н} \text{ виконується.}$$

Вибір прохідних ізоляторів на стороні 10 кВ робимо по номінальній напрузі, номінальному струму й розв'язному електромеханічному навантаженню.

За формулою 5.5. 1 знаходимо розрахункове електромеханічне наванта-

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ження.

$$F_{розр.} = 0,88 \times 5,77^2 \times 1 / 0,25 \times 10^{-1} = 13 \text{ Н}$$

Вибираємо прохідні ізолятори ПН - 10/400.

$$U_N = 10 \text{ кВ} \quad I_N = 400 \text{ А} \quad F_{руйн.} = 7500 \text{ Н} \quad [10, \text{табл.5-8}]$$

$$F_{руйн} = 7500 \times 0,102 = 765 \text{ Н}$$

За формулою 5.5.2 знаходимо припустиме електромеханічне навантаження

$$F_{доп.} = 0,6 \times 765 = 460$$

Умова $F_{роз.} \leq F_{доп.}$

$$13 \text{ Н} < 460 \text{ Н} \quad \text{виконується.}$$

5.6 Вибір високовольтних вимикачів.

Вимикачі вибираються по наступних параметрах:

- а) номінальній напрузі;
- б) номінальному струму;
- в) току відключення й потужності;
- г) роду установки й конструктивному виконанню.

Вимикачі перевіряються на термічну стійкість. Умова термічної стійкості .

$$I_T^2 t \geq I_{\infty}^2 \times t_{\infty}$$

де I_T -ток термічної стійкості, А

t - час дії струму термічної стійкості, с.

З боку 110 кВ приймаємо до установки високовольтний вимикач ВВБ-110-6

Розрахункові дані й параметри вимикача зводимо в таблицю 5.6.1.

Таблиця 5.6.1

Розрахункові дані	Параметри
$U_N = 110 \text{ кВ}$	$U_N = 110 \text{ кВ}$
$I_N = 21 \text{ А}$	$I_N = 600 \text{ А}$
$i_y = 336,7 \text{ кА}$	$I_{від} = 31,5 \text{ кА}$
$I_T t_{пр} = 336^2 \times 1,5 = 504 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$I_T t = 12^2 \times 0,07 = 400 \text{ кА}^2 \text{ с}$

Вимикач працює із приводом ПРН -110М.

З боку 10 кВ приймаємо вимикач типу ВМГ -10 630-20 [10,табл.5Л], дані зводимо в таблицю 5.6.2.

Таблиця 5.6.2

Розрахункові дані	Параметри
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 219 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$
$I = 5,77 \text{ кА}$	$I_{\text{від}} = 20 \text{ кА}$
$I^{(3)} = 6,1 \text{ кА}$	$I = 30 \text{ кА}$

Вимикачі працюють із приводом ПП -67.

5.7. Вибір роз'єднувачів.

Роз'єднувачі вибираємо по номінальному струмі й напрузі з перевіркою на термічну й динамічну стійкість.

На стороні 110 кВ приймаємо до установки роз'єднувач типу РЛНД 110/600. із приводом ПРН -110М.. Дані в таблиці 5.7.1.

Таблиця 5.7.1.

Розрахункові дані	Паспортні
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$
$I_H = 21 \text{ А}$	$I_H = 600 \text{ А}$
$I_B = 4,753 \text{ кА}$	$I_B = 80 \text{ кА}$
$I^{\infty}_{\text{тпр}} = 336^2 \times 1,5 = 504 \text{ А}^2 \text{ с}$	$I^{\infty}_{\text{тсер}} = 12^2 \times 10 = 1440 \text{ А}^2 \text{ с}$

На стороні 10 кВ приймаємо до установки роз'єднувач РВ 10/400 із приводом ПР-2.

Дані зводимо в таблицю 5.7.2.

Таблиця 5.7.2.

Розрахункові дані	Паспортні
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 231 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$
$i_B = 4,572 \text{ кА}$	$I_B = 50 \text{ кА}$
$I^2_{\infty} t_{пр} = 336 \times 1,5 = 504 \text{ А}^2 \text{ с}$	$I^2_{\infty} t_{сер} = 16^2 \times 4 = 1024 \text{ А}^2 \text{ с}$

5.8. Вибір трансформаторів струму.

Трансформатори струму вибираються по наступних параметрах:

- номінальній напрузі;
- номінальному струму первинного ланцюга;
- номінальної потужності первинного ланцюга;
- роду установки;
- класу точності.

Трансформатори перевіряються на термічну й електродинамічну стійкість при протіканні наскрізних струмів короткого замикання. Якщо трансформатор струму призначений для живлення ланцюгів релейного захисту, то їх також перевіряють на десятивідсоткову погрішність.

При виборі трансформаторів струму по номінальній напрузі й струму первинного ланцюга повинні бути виконані наступні умови:

$$U_{НТТ} \geq U_{Н \text{ уст}};$$

$$I_{Н1} \geq I_{роб.ф.};$$

де $U_{НТТ}$ - номінальна напруга трансформатора струму;

$I_{Н1}$ - номінальний струм первинної обмотки трансформатора струму.

Трансформатори струму вибирають по класу точності залежно від типу й класу точності приладів, що приєднують до них.

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

При виборі трансформатора струму по потужності повинна виконуватися умова:

$$S_{H2} \geq S_{розр2}$$

де S_{H2} - номінальна потужність трансформатора струму, ВА;

$S_{розр2}$ - розрахункова потужність вторинного ланцюга трансформатора струму, ВА.

Приймаємо до установки трансформатор струму типу ТПЛ -10-05/Р-300/5 із двома обмотками класу точності: 0,5 - для живлення приладів; 3,0 - для живлення ланцюгів захисту. [10,табл.5-9]

$$S_{H2} = I_{H2}^2 \times Z_{H2}, \quad \text{ВА} \quad (5.8.1)$$

де I_{H2} - номінальний струм вторинної обмотки трансформатора струму, А;

Z_{H2} - номінальний опір вторинного ланцюга трансформатора струму, Ом.

$$S_{H2} = 5^2 \times 0,4 = 10 \text{ ВА}$$

За формулою 5,8.2 знаходимо розрахункову потужність трансформатора струму

$$S_{розр} = \Sigma S_{прил} + I_{H2}^2 \times r_{пров} + I_{H2}^2 \times r_{л}, \quad \text{ВА} \quad (5.8.2)$$

де $\Sigma S_{прил}$ - сумарна потужність приладів, підключених до трансформатора струму, ВА;

$r_{пров}$ - активний опір сполучних дротів, Ом;

$r_{к}$ - активний опір контактів,

$r_{к} = 0,1$ Ом.

Активний опір проводів знаходимо за формулою 5.8.3.

$$r_{прил} = \Gamma_{H2} - (\Sigma r_{приб} + r_{н}), \quad \text{Ом} \quad (5.8.3)$$

де $\Sigma r_{прил}$ - сумарний опір приладів (Таблиця 5.8. 1)

$$\Gamma_{пров} = 0,4 - (0,102 + 0,1) = 0,198 \text{ Ом.}$$

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.9. Вибір трансформаторів напруги.

Трансформатори напруги застосовуються для живлення обмоток напруги вимірювальних приладів на районних підстанціях, що працюють з ізольованою нейтраллю; вони служать також для живлення вольтметрів контролю ізоляції.

Трансформатори напруги вибирають по параметрах:

- а) номінальній напрузі;
- б) класу точності;
- в) вторинному навантаженню;
- г) роду установки.

При виборі трансформаторів напруги по номінальній напрузі повинна виконуватися умова:

$$U_{\text{тн1}} \geq U_{\text{н уст}}$$

де $U_{\text{тн1}}$ - номінальна напруга первинної обмотки трансформатора напруги, В.

Приймаємо до установки трансформатор напруги типу НТМИ-10 [10].

Перевіряємо трансформатор по вторинному навантаженню з умови:

$$S_{\text{тн2}} \geq S_2$$

де $S_{\text{тн2}}$ - номінальна потужність трансформатора напруги в прийнятому класі точності, клас точності 0,5 $S_{\text{тн2}} = 120 \text{ ВА}$ [10, табл. 5-13]

S_2 - вторинне навантаження трансформатора напруги, ВА.

Вторинне навантаження визначаємо за формулою 5.9.1.

$$S_2 = \sqrt{(\sum P_{\text{приб}})^2 + (\sum Q_{\text{приб}})^2}, \text{ ВА} \quad (5.9.1)$$

де $\sum P_{\text{приб}}$ - сумарна активна потужність приєднаних приладів;

$\sum Q_{\text{приб}}$ - сумарна реактивна потужність приєднаних приладів.

Дані про вторинне навантаження зводимо в таблицю 5.9.1

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

5.11. Вибір короткозамикачів.

Короткозамикачі вибираються по номінальній напрузі й перевіряються на термічну й динамічну стійкість.

Короткозамикачі призначені для створення штучного короткого замикання при ушкодженнях трансформатора.

Для керування короткозамикачами служить привод типу ШПКМ, за допомогою якого здійснюється автоматичне включення й ручне відключення. Для сторони 110 кВ вибираємо короткозамикач типу КЗ -110М [8, табл.41].

Розрахунки і паспортні дані зводимо в таблицю 5.11 1.

Таблиця 5.11. 1.

Розрахункові дані	Паспортні
$U_N=110\text{кВ}$	$U_N=110\text{кВ}$
$i_y=4,753\text{ кА}$	$I_{\text{max}}\sim 13,3\text{кА}$
$I \times t_{\text{пр}}=3,36^2 \times 1,5= 17\text{ А}^2\text{ с}$	$I^2 \times t =13,3^2 \times 0,36=400\text{ кА}^2\text{ с}$

5.12. Вибір віддільника.

Віддільники призначені для автоматичного відключення трансформаторів підстанцій у безструмову паузу для АПВ після відключення головної ділянки живильної лінії від штучного короткого замикання при включенні коротковіддільника

Вибираємо віддільник типу ОДЗ-110/600 із приводом ШПО [9].

Дані зводимо в таблицю 5.12,1

Таблиця 5.12.10.

Розрахункові дані	Паспортні
$U_N=35\text{кВ}$	$U_N=110\text{кВ}$
$I_N=132\text{ А}$	$I_N=600\text{ А}$
$i_y=4,753\text{ кА}$	$I_{\text{max}}= 12\text{кА}$
$I \times t_{\text{пр}}=336^2 \times 1,5= 504\text{ А}^2\text{ с}$	$I^2 \times t_{\text{пр}} =12,5^2 \times 0,8=625\text{ кА}^2\text{ с}$

5.13. Вибір трансформатора власних потреб.

Трансформатор власних потреб вибирається по номінальному струмі, номінальній напрузі, а також по потужності відключення.

Для власних потреб вибирається два трансформатори ТН-25/10.

Для даного трансформатора $I_{\text{нагр}} = 1,45 \text{ А}$.

Вибираємо для даного трансформатора запобіжник типу ПК -10/30 із плавкою вставкою $I_{\text{пл. вст.}} = 3\text{А}$ [8, табл.48].

Навантаження трансформаторів власних потреб становить обігрів КРУН, обігрів лічильників електроенергії, живлення приводів масляних викичачів.

5.14. Вибір апаратури на ТП.

Для живлення споживачів установлюємо комплектну трансформаторну підстанцію 10/0,4 кВ із повітряними входами прохідного типу - потужністю 2х630кВА, Вона складається із трьох вузлів РУ й призначена для перетворення електроенергії на напругу 0,4кВ й одночасно для секціонування мережі 10 кВ із метою підвищення надійності електропостачання споживачів.

Відповідно до типового проекту на ТП установлюється наступне встаткування з боку високої напруги: вимикач, роз'єднувач, розрядник, запобіжник.

Оскільки струми короткого замикання в сільських розподільних мережах порівняно не великі, то на стороні високої напруги встановлюється вимикач навантаження й роз'єднувач, що вибираємо по номінальних параметрах.

5.14.1. ВИБІР ВИМИКАЧІВ.

Приймаємо до установки вимикачі навантаження типу ВН- 16.

Дані розрахунків порівнюємо з паспортними в таблиці 5.14.1.

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Таблиця 5.14.1

Розрахункові дані	Паспортні
$U_H=10\text{кВ}$	$U_H=10\text{кВ}$
$I_{p\max}= 219 \text{ А}$	$I_H=400 \text{ А}$

5.14.2. ВИБІР РОЗ'ЄДНУВАЧІВ.

Приймаємо до установки роз'єднувач типу РВ-10/400. Розрахункові дані порівнюємо з паспортними в таблиці 5.14.2

Таблиця 5.14. 2

Розрахункові дані	Паспортні
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H=10\text{кВ}$
$I_{p\max}=219 \text{ А}$	$I_H=400 \text{ А}$

5.14.3. ВИБІР ВИСОКОВОЛЬТНИХ ЗАПОБІЖНИКІВ.

Запобіжники типу ПК -10 є струмообмежуючими, тому їх не перевіряють на термічну й динамічну стійкість.

У якості максимального робочого струму приймаємо робочий струм трансформатора , рівний 219 А.

Розрахункові й паспортні дані зведені в таблицю 5.14.4,

Таблиця 5.14.4

Розрахункові дані	Паспортні
$U_H = 10\text{кВ}$	$U_H=10\text{кВ}$
$I_{p\max} = 219 \text{ А}$	$I_H=300 \text{ А}$
$i_y = 5,77 \text{ кА}$	$i_y= 12 \text{ кА}$

Номінальний струм для захисту трансформатора знаходимо за формулою 5.14.1:

$$I_{вст} = 2 \times I_H \quad (5.14.1)$$

$$I_{вст} = 2 \times 300 = 600 \text{ А}$$

Отримані дані округляємо до найближчого стандартного значення

$$I_{вст} = 75 \text{ А.}$$

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

6. РОЗРАХУНОК РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.

Лінії напругою 0,4 кВ, що відходять від споживчих підстанцій 10/0,4 кВ захищаються від коротких замикань повітряними автоматами серії А 3100, які мають теплові й електромагнітні розчеплювачі.

Для захисту ліній 10 кВ у якості основних застосовуються максимальні струмові захисти (МСЗ), виконані на:

- а) вбудованих у привод вимикачів реле прямої дії;
- б) реле РС -85 з убудованими реле миттєвої дії типу РТМ.

6.1. Розрахунок максимального струмового захисту ліній 10 кв.

Для захисту ліній 10 кВ приймаємо максимальний струмовий захист, виконаний на індукційному реле РС -85. Для живлення захисту необхідно вибрати трансформатори струму.

Максимальні робочі струми в лініях, що відходять, 10 кВ:

$$I^{\max}_{\text{раб}}_{\text{Л1}} = 66,97 \text{ А}$$

$$I^{\max}_{\text{раб}}_{\text{Л2}} = 75,66 \text{ А}$$

$$I^{\max}_{\text{роб 3}} = 77,94 \text{ А}$$

Розраховуємо номінальний струм трансформатора за формулою 6.1.1.

$$I_{\text{н}} = K_{\text{н}} \times I^{\max}_{\text{роб}} \text{ А} \quad (6.1.1)$$

де $K_{\text{н}}$ - коефіцієнт надійності, $K_{\text{н}} = 1,2$.

$$I_{\text{нЛ1}} = 1,2 \times 66,97 = 80,36 \text{ А}$$

$$I_{\text{нЛ2}} = 1,2 \times 75,66 = 90,72 \text{ А}$$

$$I_{\text{нЛ3}} = 1,2 \times 77,94 = 93,53 \text{ А}$$

Умова $I_{\text{н}} \geq I^{\max}_{\text{раб}}$ виконується.

Вибираємо трансформатори струму [10, табл. 5-9].

Для Л1 - ТПЛ -10 - 0,5/Р ~ 150/5

Для Л2 - ТПЛ -10 - 0,5/Р - 100/5

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Для ЛЗ - ТПЛ -10 - 0,5/Р - 150/5

Визначаємо за формулою 6.1.2 струми спрацьовування реле.

де K_H - коефіцієнт надійності $K_H \sim 1,4$;

$K_{ох}$ - коефіцієнт схеми $K_{сх} = 1$;

$K_{сп}$ - коефіцієнт самозапуску електродвигунів, $K_{сп} = 1,2$ [8];

K_B - коефіцієнт повернення $K_B = 0,8$ [8 стор. 218];

$K_{тт}$ - коефіцієнт трансформації.

$$I_{срЛ1} = 1.4 \times 1 \times 1.2 \times 66.97/30/0,8 = 4,68 \text{ А}$$

$$I_{срЛ2} = 1.4 \times 1 \times 1.2 \times 75,66 /0,8 / 30 = 5,29 \text{ А}$$

$$I_{срЛ3} = 1.4 \times 1 \times 1.2 \times 77,94/0,8 / 30 = 5,45 \text{ А}$$

Приймаємо струми уставки реле максимального струму для: Л1 = 5

А; Л2 = 6 А; Л3 = 6 А;

Визначаємо первинні струми спрацьовування захисту за формулою 6.1.3.

$$I_{спр} = I_{уст} \times K_{тт}, \text{ А} \quad (6.1.3)$$

$$I_{спрЛ1} = 5 \times 30 = 150 \text{ А}$$

$$I_{спрЛ2} = 6 \times 30 = 180 \text{ А}$$

$$I_{спрЛ3} = 6 \times 30 = 180 \text{ А}$$

Визначаємо коефіцієнт чутливості захисту за формулою 6.1.4.

$$K_{чутл} = I_{нз}^{(2)} / I_{сеп}^{(2)} = 8,2 \text{ А} \quad (6.1.4)$$

де $I_{нз}$ – діюче значення двофазного КЗ для вилучених струмів, А.

$$K_{чутлЛ1} = 446/150 = 2,97 > 1,5$$

$$K_{чутлЛ2} = 1203/180 = 6,68 > 1,5$$

$$K_{чутлЛ3} = 438/180 = 2,43 > 1,5$$

Умова $K_{чут} \geq 1,5$ виконується, значить захист володіє чутливістю.

6.2. Максимальний струмовий захист шин 10 кВ.

Захист шин 10 кВ виконується на індуктивному реле РС-85 з дешунтування котушок, що відключають.

За формулою 6.1.1 визначаємо номінальний первинний струм транс-

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

форматора

$$I_H = 1,2 \times 231 = 277,2 \text{ А.}$$

Умова $I_H \geq I_{\text{роб}} \times K_H$ виконується.

Приймаємо трансформатор струму ТПЛ - 10 - 05/Р - 300/5 [10] зі струмовою вставкою реле:

$$I_{\text{вст}} = 1,4 \times 1 \times 1,2 \times 231 / 0,8 / 60 = 6,06 \text{ А}$$

$$I_{\text{вст}} = 7 \text{ А}$$

За формулою 6.1.3 визначаємо струм спрацьовування реле:

$$I_{\text{вст}} = 7 \times 60 = 420 \text{ А}$$

За формулою 6.1.4 визначаємо коефіцієнт чутливості

$$K_{\text{чутл}} = 1715/420 = 4,06$$

Умова $K_{\text{чутл}} > 1,5$

$4,06 > 1,5$ виконується, значить захист має чутливість.

Для блокування вимикача можуть бути застосовані наступні блокуючі пристрої:

- механічні;
- електричні;
- електромагнітні.

До механічних блокувань ставляться: засувки, стопори замки, що заціпаються, та інші. Такі блокування забезпечують безпечну роботу спрацьовування вимикача навантаження й лінійного роз'єднувача, тому що відразу включаються роз'єднувачі заземлюючих ланцюгів і відключена установка надійно заземлюється.

Електричні блокування впливають на контакти ланцюга, що відключає коутшки магнітного пускача або автомата.

Застосування попереджуючих плакатів - один зі способів попередження від випадкового дотику до струмоведучих частин які знаходяться під напругою.

Плакати по техніці безпеки й знаки безпеки діляться на чотири групи:

– попереджувальні, виконуються чорними буквами на білому тлі, облямівка й стрілки - червоні;

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

– заборонні, виконуються червоними буквами на білому тлі або білих буквах на червоному тлі;

– ті, що пропонують, виконуються чорними буквами в білому колі на зеленому тлі з білою облямівкою;

– вказівні, виконуються чорними буквами на синім тлі.

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		48

7 РОЗРАХУНОК ЗАЗЕМЛЮЮЧОГО ПРИСТРОЮ

Початковими даними для розрахунку захисних заземлень електроустановок є значення опорів заземлення [2], що допускаються для підстанцій з напругою 110 кВ і вище із заземленою нейтраллю трансформаторів $R_{\text{дон}}=0,5$ Ом. При напрузі 35 кВ і потужності силових трансформаторів 2,5 МВА і більш і при використанні одного контуру для приєднання блискавкоприймачів і всіх металевих корпусів обладнання $R_{\text{дон}}=4$ Ом. У всіх інших випадках $R_{\text{дон}}=10$ Ом.

Заземлюючий пристрій може бути виконаний з металевих електродів заземлювачів і з'єднувальних смуг перетином не менше за 48 мм² і товщиною не менше за 4 мм. Як електроди можуть бути використані кутова сталь з товщиною полиць 4 мм або сталеві труби з товщиною стінок 3,5 мм.

Необхідне число вертикально забитих електродів

$$n = \frac{R_{\text{ел}}}{\eta R_{\text{дон}}}$$

де η - коефіцієнт використання заземлювачів, $\eta = 0,66$ при відношенні відстані між заземлювачами до їх довжини, рівної одиниці, $\eta = 0,5$ при відношенні, рівному двох [4, стор. 390];

$R_{\text{ел}}$ - опір вертикально забитого в ґрунт одного електрода. Якщо електрод з кутка

$$R_{\text{ел}} = \frac{\rho}{2\pi \times 1} \left(\ln \frac{2l}{b} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h_{\text{сер}} + 1}{4h_{\text{сер}} - l} \right),$$

з сталеві труби

$$R_{\text{ел}} = \frac{\rho}{2\pi \times 1} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4h_{\text{сер}} + 1}{4h_{\text{сер}} - l} \right),$$

де ρ - питомий опір ґрунту, Ом;

l - довжина електрода;

					МП 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

b - ширина полиці кутової сталі, м;

$h_{\text{ср}}$ - середня довжина заглиблення електродів, м;

h - відстань від верхньої частини електрода до поверхні землі, $h=0,8$;

Крім опору електродів необхідно враховувати і опір з'єднувальної смуги

$$R_n = \frac{\rho}{2\pi \times l} \ln \frac{l n \times n}{b_n h},$$

де l_n - довжина смуги, м;

b_n - ширина смуги, м;

h - глибина закладення смуги, м.

Для суглинки питомий опір ґрунта рівен 100 Ом/м. При довжині електрода 5м виготовленні електрода з труби діаметром 0,05 м опір заземлення рівен:

$$R_{\text{ел}} = 20,65 \text{ Ом}$$

Необхідне число забитих електродів дорівнює:

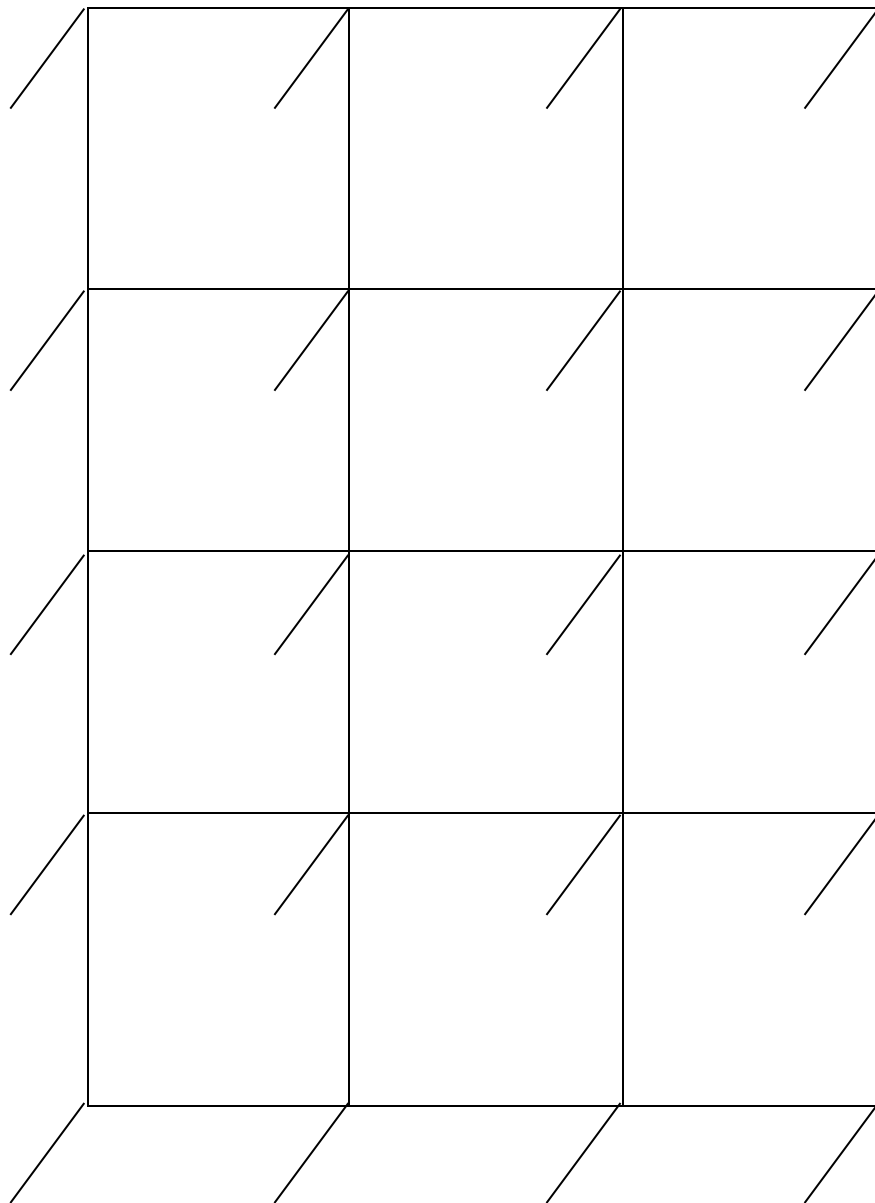
$$n = \frac{R_{\text{ел}}}{\eta R_{\text{доп}}} = 20,65 / 0,5 / 0,5 = 82 \text{ електрода.}$$

Загальний опір заземлюючого пристрою складається

$$R_3 = \frac{R_{\text{ел}}}{n\xi} \cdot \frac{R_n}{R_{\text{ел}} / n\xi + R_n}$$

і повинно бути менш або рівним $R_{\text{доп.}}=4 \text{ Ом}$

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		50



Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

MP 5.8.141.782 ПЗ

Лист

51

8 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

Розрахунок капітальних вкладень.

$$K_I = K_{Л} + K_{ПСТ} + K_{Я} + K_q, \text{ грн.} \quad (8.1)$$

де: $K_{Л}$ – сумарні капітальні вкладення в ПЛ – 110 кВ і ПЛ – 10 кВ, грн. ;

$K_{ПСТ}$ – вартість РТП – 110/10 кВ і КТП 10/0,4 кВ, грн. ;

$K_{Я}$ – вартість ячейки ВРУ 110/10 кВ, грн.;

K_q – допоміжні капітальні вкладення зв'язані з втратами потужності, грн.

Визначаємо вартість ПЛ – 110 кВ і ПЛ – 10 кВ.

Дані розрахунків зводимо в таблицю 8.1.

Таблиця 8.1 Дані по розподільчим мережам

Марка і переріз проводу	Довжина, км	Ціна 1 км, грн.	Сумарна вартість, грн.
ПЛ – 110 кВ			
АС – 70	12,3	8520	104796
ПЛ – 10 кВ			
АС – 50	75,2	12720	955040
АС – 70	15,6	8520	132912
Сумарні капіталовкладення			1192748

Визначаємо вартість РТП – 110/10 кВ.

Таблиця 8.2 Дані по підстанції 110/10 кВ

Число і потужність трансформаторів, кВА.	Кількість підстанцій, шт.	Вартість 1 п/ст., грн.	Сумарна вартість, грн.
2 x 2500	1	138000	138000

Визначаємо вартість підстанцій 10/0,4.

Таблиця 8.3 Дані по підстанціям 10/0,4 кВ

Потужність трансформатора, кВА.	Кількість підстанцій, шт.	Ціна трансформатора, грн.	Сумарна вартість, грн.
100	6	18912	472113
160	2	20160	40320
250	9	22956	206604
400	1	26356	25356
Усього	18		385752

Вартість чарунки ВРУ – 110/10 кВ.

$$K_{\text{я}} = 27000 \text{ грн.}$$

Визначаємо допоміжні капітальні вкладення зв'язані з втратами потужності.

$$K_{\text{q}} = a(P_{\text{л}} + P_{\text{п/ст}} + P_{\text{р}}), \text{ грн.} \quad (8.2)$$

де: a – чисельний коефіцієнт, $a = 135$ грн/кВт;

$P_{\text{л}}$ – втрати потужності в ЛЕП, кВт;

$$P_{\text{л}} = \Sigma \Delta P_{\text{Л10}} + \Delta P_{\text{Л35}}, \text{ кВт} \quad (8.3)$$

Втрати в лініях 10 кВ – $\Delta P_{\text{Л10}}$.

$$P_{\text{л}} = 129,17 \text{ кВт};$$

$P_{\text{п/ст}}$ – втрати потужності в трансформаторах, кВт;

$$P_{\text{п/ст}} = \Sigma \Delta P_{\text{п/ст}10/0,4} + \Delta P_{\text{п/ст}110/10}, \text{ кВт} \quad (8.4)$$

Втрати в трансформаторах 10/0,4 кВ.

$$P_{\text{п/ст}} = 57,89 + 40,0 = 105,89 \text{ кВт};$$

$P_{\text{р}}$ – максимальна розрахункова потужність споживачів, співпадаюча з навантаженням енергосистеми, кВт;

$$P_{\text{р}} = S_{\text{р}} \cdot \cos\varphi = 4070 \cdot 0,9 = 366300 \text{ кВт};$$

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

MP 5.8.141.782 ПЗ

$$K_q = 135 \cdot (129,17 + 105,89 + 3633) = 526238 \text{ грн.}$$

$$K_I = 119927 + 27200 + 385752 + 27000 + 526238 = 2403768 \text{ грн.}$$

Розрахунок поточних затрат на передачу електроенергії.

$$I_I = I_A + I_{\text{Ек}} + I_{\text{Пот}}, \text{ грн.} \quad (8.5)$$

де: I_A – амортизаційні витрати, грн.

$I_{\text{Ек}}$ – затрати зв'язані із зарплатою і іншими експлуатаційними розходами по обслуговуванню електричних мереж, грн.

$I_{\text{Пот}}$ – витрати на заміщення втрат електричної енергії, грн.

Визначаємо амортизаційні витрати.

$$I_A = \frac{H_{OP} \cdot K_L}{100} + \frac{H_{\Phi} \cdot K_{OCT}}{100} + \frac{H_{\Phi} \cdot K_J}{100}, \text{ грн.} \quad (8.6)$$

Дані розрахунків амортизаційних витрат зводимо в таблицю 8.4.

Таблиця 8.4 Амортизаційні витрати

Найменування об'єкта	Норми амортизаційних відрахувань, %	Сумарна балансова вартість, грн.	Сумарні амортизаційні витрати, грн.
ЛЕП – 110 кВ	2,4	104796	2515
ЛЕП – 10 кВ	3,6	1087952	39166
РТП – 110/10 кВ	6,4	272	17408
КТП – 10/0,4 кВ	6,4	385752	24688
Ячейки	6,4	27000	1728
Усього		1877500	85505

Затрати зв'язані із зарплатою і іншими експлуатаційними розходами по обслуговуванню електричних мереж.

$$I_{\text{Ек}} = I_{\text{ед}} \cdot N_{\text{ор.обсл.}}, \text{ грн.} \quad (8.7)$$

де: $N_{ор.обсл.}$ – норма відрахувань на обслуговування 1 в. о.,

$$N_{ор.обсл.} = 47,5 \text{ грн/в.о.};$$

$I_{ед}$ – кількість в. о., визначаємо з таблиці 8.5.

Таблиця 8.5

Визначення кількості відносних одиниць обладнання

Найменування Об'єкта	Фактична кількість	В.о. на одиницю вимірювання	Кількість в.о.
ЛЕП – 110 кВ, км	12,3	1,4	17,22
ЛЕП – 10 кВ, км	90,8	1,1	99,88
РТП – 110/10 кВ, шт	1	20	20
КТП – 10/0,4 кВ, шт	18	2,3	41,4
Усього			178,5

$$I_{Ек} = 178,5 \cdot 47,5 = 8478,75 \text{ грн.}$$

Визначаємо покриття втрат електричної енергії.

$$I_{пот} = T_{ариф} \cdot \Delta A_{\Sigma}, \text{ грн.} \quad (8.8)$$

де: $\Delta A_{\Sigma} = \Delta A_{л} + \Delta A_{п/ст.}$ – сумарні втрати енергії в лініях і в трансформаторах.

$$I_{пот} = (258340 + 150565,4) \cdot 0,24 = 98137 \text{ грн.}$$

$$I_1 = 85505 + 8478,75 + 98137 = 192120,0 \text{ грн.}$$

Визначаємо собівартість 1 кВт·год електроенергії.

$$C_I = b + \frac{I_1}{A_{по}}, \text{ грн/кВт·год} \quad (8.9)$$

де: $A_{по}$ – корисно відпущена електроенергія, $A_{по} = 14245000$ кВт·год;

$$b = 0,112 \text{ грн/кВт·год};$$

$$C_I = 0,154 + \frac{192120}{14245000} = 0,164 \text{ грн/кВт·год};$$

Визначення прибутку.

$$\Pi = (T_c - C_1) \cdot A_{no}, \text{ грн.} \quad (8.10)$$

де: $T_c = 0,24$ грн/кВт·год – середньо відпускний тариф на електроенергію;

$$\Pi = (0,24 - 0,164) \cdot 14245000 = 1082620 \text{ грн.}$$

Рентабельність енергопідприємства.

$$P = \frac{\Pi}{O\Phi + O\text{Б}} \cdot 100\% \quad (8.11)$$

де: ОФ – вартість основних виробничих фондів, ОФ = К, грн.;

ОБ – оборотні засоби, ОБ = 0,2 · ОФ, грн.

$$P = \frac{1082620}{3386365,2} \cdot 100 = 31\%$$

Визначаємо рентабельність передачі електричної енергії.

$$P = \frac{\Pi}{I_I} \cdot 100\% \quad (8.12)$$

$$P = \frac{1082620}{192120} \cdot 100 = 560\%$$

Строк окупності капіталовкладень

$$I_{ок} = \frac{K_I}{\Pi_I}, \text{ років} \quad (8.13)$$

$$I_{ок} = \frac{2403768}{1082620} = 2,2 \text{ років}$$

Фондовіддача

$$\Phi_B = \frac{A_{no} \cdot T_c}{K_I}, \text{ грн.} \quad (9.14)$$

$$\Phi_B = \frac{14245000 \cdot 0,24}{2403768} = 1,422 \text{ грн.}$$

					МР 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Визначення приведених затрат

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K_{\text{I}} + U_{\text{I}} + Y, \text{ грн.} \quad (8.15)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,12 \cdot 2403768 + 192120,0 + 6140 = 486712 \text{ грн.}$$

Дані всіх розрахунків заносимо в таблицю 8.6.

Після проведених розрахунків технічної частини проекту, і після визначення техніко-економічних показників проекту можна сказати, що проектуємий варіант має досить високі технічні показники, такі як надійність, довговічність, ремонтпридатність обладнання, а також економічні показники, рентабельність передачі електричної енергії в допустимих межах і строки окупності капітальних вкладень 12,4 років.

Таблиця 8.6

Основні техніко – економічні показники.

Найменування показників	Величина
1. Максимальне перспективне навантаження, МВт	4,07
2. Втрати електроенергії, тис. кВт·год	408,9
3. Сумарні капітальні затрати, тис. грн.	5214,6
4. Сумарні експлуатаційні витрати, тис. грн.	192,12
5. Прибуток, тис. грн.	1082,62
6. Рентабельність енергопідприємства, %	31,00
7. Рентабельність передачі ел. енергії, %	560,0
8. Строк окупності капітальних вкладень, роки	2,2
9. Приведені затрати, тис. грн.	486712

ВИСНОВКИ

Виконано розрахунок режимів роботи схеми електропостачання Ямпільського району Сумської області. Для цього наведена характеристика об'єктів електропостачання, визначені перспективні розрахункові навантаження сільськогосподарських споживачів. Проведено розрахунок нормальних режимів роботи системи електропостачання, вибрано лінії електропередач; виконано розрахунок струмів короткого замикання.

З значеннями струмів нормальних та аварійних режимів здійснено вибір і перевірку устаткування, розрахунок релейного захисту. Визначено річний економічний ефект.

					MP 5.8.141.782 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		58

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Будзко И. А., Зуль Н.М, «Електропостачання сільського господарства.» - Х: Агропром, 2009.
2. Будзко И. А., Практикум по електропостачанню сільського господарства. - Мінск: Колосся, 2002.
3. Гун Ю. Б., Кантан В. В. Проектування електричної частини станцій і підстанцій – С-Пб: Енергоатом, 2005.
4. Іванов В.Г., Іванов С.В. Охорона праці в електроустановках. - К, 2017.
5. Рокотян С.В, Шапиро И. М. Довідник по проектуванню електроенергетичних систем. - М.: Енергія, 2007.
6. Імшенецький В. Н., Рожавський СМ. Сільські електричні мережі. - К.: Колосся, 2000.
7. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Факт, 2017.
8. Качанов И. Л. Курсове й дипломне проектування - К.: Колосся, 2008.
9. Котків П. А., Франгулян В. И. Довідник по проектуванню електромереж у сільській місцевості. – К,: 2007.
10. Гачків И. П., Кувшинский Н. Н. Електрична частина електростанцій і підстанцій. - М.: Енергія, 2001.
11. Луковников А.В., Шкрабак У.З Охорона праці. - М.: Агропромиздат, 2001.
12. Мартиненко И. И., Тищенко Л. П. Курсове й дипломне проектування по комплексній електрифікації й автоматизації. - М.: Колосся, 1998.