

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

«РОЗРОБКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 КВ З ЖИВИЛЬНОЮ
ЛІНІЄЮ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ»

Виконав: студент IV курсу

групи Ен – 41 спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

_____ Яворівський М. Ю.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: _____ Сиротюк С. В.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Рецензент: _____ Чабан А. В.

(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2024

□

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА
ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Яворівський Микола Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Розробка підстанції 110/10 кВ з живильною лінією електропередачі»
керівник роботи к.т.н., доцент Сиротюк С. В.
(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НУП 641/к-с від 27.11.23 р.

2. Строк подання студентом роботи 14.06.24 р.

3. Вихідні дані
технічна документація, науково-технічна і довідкова література

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ

1 Обчислення нормальних та аварійних режимів

2 Вибір основного устаткування розподільчих пристроїв підстанції

3 Проектування живильної лінії електропередачі

4 Охорона праці та навколишнього середовища

5 Техніко-економічні розрахунки

Висновки

Перелік джерел посилання

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

Графічний матеріал подається у вигляді презентації

6. Консультанти розділів

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1,2,3,5	<i>Левонюк В. Р., к.т.н., доцент</i>			
4	<i>Городецький І. М., к.т.н., доцент</i>			

7. Дата видачі завдання 27.11.23 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних для проектування та обчислення нормальних і аварійних режимів роботи</i>	<i>27.11.2023 – 31.01.2024</i>	
2	<i>Розробка схеми відкритих розподільчих пристроїв підстанції та вибір основного обладнання</i>	<i>1.02.2024 – 17.03.2024</i>	
3	<i>Здійснення живильної лінії електропередачі</i>	<i>20.03.2024 – 21.04.2024</i>	
4	<i>Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій</i>	<i>24.05.2024 – 5.05.2024</i>	
5	<i>Вивчення питання охорони довкілля та здійснення техніко-економічної оцінки прийнятих рішень</i>	<i>8.05.2024 – 19.05.2024</i>	
6	<i>Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації</i>	<i>22.05.2024 – 2.06.2024</i>	
7	<i>Завершення роботи в цілому</i>	<i>5.06.2024 – 14.06.2024</i>	

Студент

Яворівський М. Ю.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Сиротюк С. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.06.24:1

Яворівський М. Ю. «Розробка підстанції 110/10 кВ з живильною лінією електропередачі». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2024 р. 47 с. текстової частини, 18 таблиць, 8 рисунків, 25 джерел посилання.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка проектних рішень для електричної підстанції 110/10 кВ з живильною лінією електропередачі.

Для досягнення поставленої мети, потрібно виконати такі **завдання**: укласти схему заміщення мережі; здійснити обчислення нормальних та аварійних режимів роботи; розробити схему відкритих розподільчих пристроїв підстанції; здійснити вибір основного обладнання підстанції; здійснити техніко-економічні обґрунтування.

У кваліфікаційній роботі здійснено проектування електричної підстанції 110/10 кВ з розробкою живильної лінії електропередачі. Здійснено обчислення нормальних та аварійних режимів роботи електричної мережі. Спроектовано схему електричних з'єднань відкритих розподільчих пристроїв підстанції. Здійснено вибір шин, вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму, напруги та власних потреб для напруг 110 кВ та 35 кВ. Здійснено проектування живильної лінії електропередачі, зокрема здійснено вибір устаткування лінії електропередачі, здійснено відведення земель при будівництві ЛЕП та проведено організацію будівництва. Розглянуто питання охорони праці та навколишнього середовища. Проведено техніко-економічні обґрунтування, зокрема здійснено обчислення капіталовкладень у будівництво підстанції та лінії електропередачі

Ключові слова: підстанція, розробка, лінія електропередачі, проектування, трансформатор, вимикач, роз'єднувач.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ОБЧИСЛЕННЯ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ.....	7
1.1 Розташування розроблюваної підстанції.....	7
1.2 Укладання схеми заміщення.....	8
1.3 Обчислення струмів КЗ.....	10
1.4 Обчислення нормального режиму.....	13
2 ВИБІР ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИ- СТРОЇВ ПІДСТАНЦІЇ.....	16
2.1 Вибір трансформаторів.....	16
2.2 Обчислення струмів шин трансформатора, ліній та їх вибір.....	18
2.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів.....	20
2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів та трансформаторів вла- сних потреб.....	22
3 ПРОЕКТУВАННЯ ЖИВИЛЬНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ.....	26
3.1 Вибір устаткування лінії електропередачі.....	26
3.2 Відведення земель при будівництві лінії електропередачі.....	29
3.3 Організація будівництва проектованої лінії електропередачі.....	31
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	33
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	33
4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів.	34
4.3 Розрахунок заземлення.....	35
4.4 Вплив електромагнітних полів та людину та інші організми.....	37
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	39
5.1 Обчислення капіталовкладень в будівництво підстанції та ЛЕП...	39
5.2 Обчислення щорічних відрахувань.....	42
5.3 Обчислення вартості втрат енергії в мережі.....	43
ВИСНОВКИ.....	45
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	46

ВСТУП

Електроенергетика як галузь промисловості України, у результаті різних видів діяльності суспільства, отримала чільне місце. Недарма рівень розвитку сучасної цивілізації визначається кількістю спожитої електричної енергії на душу населення. Так із підвищенням науково-технічного прогресу електрична енергія стає одним з основних та дешевих видів енергії.

Разом із тим електроенергетика при виробництві, передачі, розподілі і споживанні електричної енергії відчуває неминучі труднощі, які пов'язані з експлуатацією основного силового обладнання. Кількість цих труднощів із часом все більше зростає, що визначається першочергово із природнім зношуванням обладнання [1].

Для успішного введення в дію поставлених планів із нарощування економічного потенціалу України, є необхідним введення в дію нових потужностей на електростанціях, створюючи в електроенергетиці резерви для надійного електропостачання країни.

З цією метою, а також для покращання економічної ефективності самої галузі, має бути передбачене покращання використання наявного обладнання, потрібно модернізувати застаріле обладнання та забезпечувати вчасну заміну вузлів, які відпрацювали свій ресурс [2].

Так одним з етапів здійснення цієї програми є проектування та будівництво нових електроустановок, а зокрема електричних підстанцій, які є невід'ємною частиною усього енергетичного комплексу. Якість електричної енергії та надійність електропостачання залежать крім інших факторів, також від правильності та раціональності прийнятих рішень під час розробки електричних підстанцій.

1 ОБЧИСЛЕННЯ НОРМАЛЬНИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ

1.1 Розташування розроблюваної підстанції

Одним із завдань, які необхідно виконати, це здійснити вибір оптимальної схеми з'єднань та параметрів окремих елементів мережі відповідно до заданих навантажень та джерел живлення. При цьому враховуються також умови майбутньої експлуатації мережі, а також, економічність режимів її роботи.

Під час вибору оптимального варіанту електропостачання потрібно врахувати категорійність споживачів проектованої підстанції. До складу споживачів входять споживачі I та II категорій, тому електропостачання останніх повинно здійснюватися двоконтурною лінією електропередачі з установкою на підстанції двох трансформаторів. Відповідно до завдання, має споруджуватися ЛЕП довжиною 50 км, яка приєднується відпаюванням до існуючої лінії 110 кВ та понижувальної підстанції 110/10 кВ. Наочне представлення розташування розроблюваної підстанції представлено на рис. 1.1.

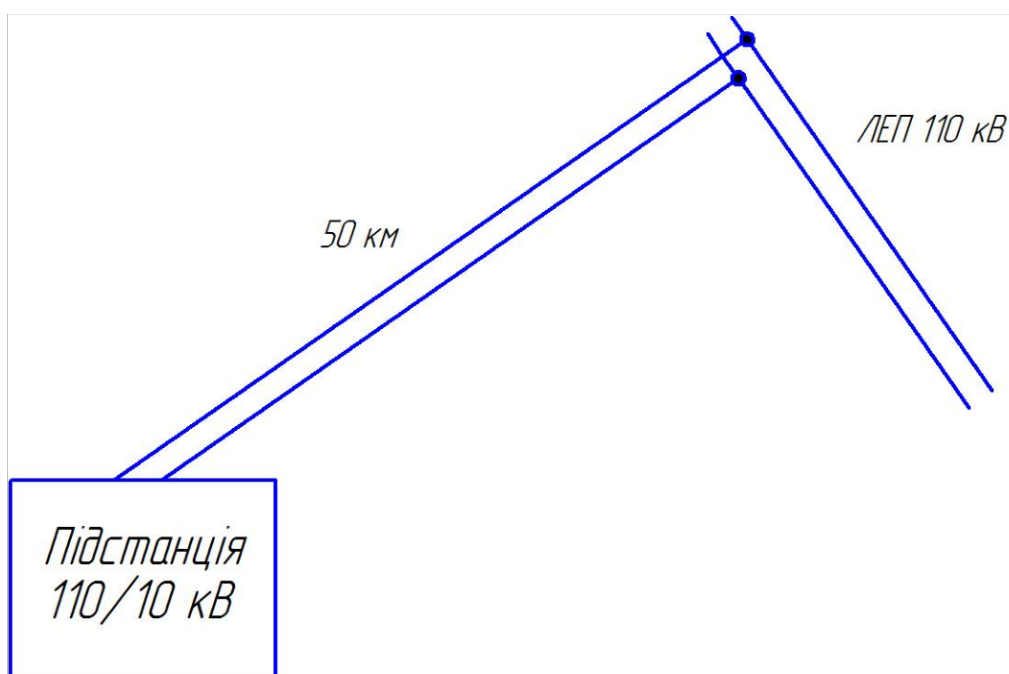


Рисунок 1.1 – Розташування розроблюваної підстанції

Далі, для вибору обладнання підстанції, нам потрібно здійснити обчислення нормальних та аварійний режимів роботи підстанції [3].

1.2 Укладання схеми заміщення

Обчислення струмів короткого замикання (КЗ) проводиться для вибору та перевірки обладнання на підстанції, а також уставок релейного захисту і автоматики. Розрахункова схема для визначення аварійних струмів при КЗ являє собою електричну схему в однолінійному виконанні, до якої введено джерела живлення енергосистеми, які впливають на струм КЗ, а також елементи системи електропостачання (лінії, трансформатори), які з'єднують джерела електричної енергії з місцем замикання. По розрахунковій схемі укладають схему заміщення. Схемою заміщення називають електричну схему, яка відповідає за вихідними даними розрахунковій схемі, але у ній всі трансформаторні (магнітні) зв'язки замінені на електричні. Елементи системи електропостачання, які зв'язують джерела живлення із місцем КЗ, вводяться у схему заміщення опорами, а джерела живлення – опорами та ЕРС [4].

Принципова схема електричної мережі представлена на рисунку 1.2. Обчислення будуть проводитися в іменованих одиницях, причому опори гілок різних ступенів трансформації приводиться до середньої напруги однієї ступені U_{cp} . За основний ступінь приймемо сторону вищої напруги (ВН) трансформатора. Основні довідкові дані повітряних ліній, трансформаторів, які потрібні для обчислень струмів КЗ представлено у таблицях 1.1 – 1.3.

Таблиця 1.1 – Параметри повітряних ліній

Провід	К-сть контурів	Напруга	l , км	Позначення	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
АС240/32	2	220	87	W 1	0,121	0,435	2,6
АС240/32	2	220	32	W 2	0,121	0,435	2,6
АС150/24	2	110	19	W 3	0,198	0,420	2,7
АС120/19	2	110	50	W 4	0,249	0,427	2,66
АС150/24	2	110	20	W 5	0,198	0,420	2,7
АС120/19	2	110	1	W 6	0,249	0,427	2,66
АС150/24	2	110	45	W 7	0,198	0,420	2,7
АС120/19	2	110	1	W 8	0,249	0,427	2,66
АС150/24	2	110	57	W 9	0,198	0,420	2,7
АС120/19	2	110	40	W 10	0,249	0,427	2,66

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.2 – Принципова схема електричної мережі

Таблиця 1.2 – Параметри трансформаторів [5]

Тип	К-сть	Позначення	$U_{НОМ}$, кВ			$P_{НХ}$, кВт	$P_{КЗ}$, кВт	$I_{НХ}$, %	u_k , %		
			ВН	СН	НН				ВН	СН	НН
АТДЦТН-63000/220/110	4	АТ1, АТ2 АТ3 АТ4	230	121	11	45	215	0,5	11	35,7	21,9
ТДН-40000/110	2	Т5, Т6	115	-	11	34	170	0,55	10,5		
ТДТН-16000/110/35/10	2	Т7, Т8	115	38,5	11	23	100	1	10,5	17,5	6,5
ТДТН-25000/110/35/10	2	Т9, Т10	115	38,5	11	31	149	0,7	10,5	17,5	6,5
ТДТН-10000/110/35/10	2	Т11, Т12	115	38,5	11	17	76	1,1	10,5	17	6

Таблиця 1.3 – Параметри електроенергетичних систем

Позначення	Потужність, МВА	X_1 , Ом	X_2 , Ом
GS1	800	1,73	4,34
GS2	600	2,15	5,02

Укладена схема заміщення представлена на рисунку 1.3.

1.3 Обчислення струмів КЗ

Визначимо параметри схеми заміщення. Опори еквівалентованої живильної системи будуть становити:

$$X_{GS} = x \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_{НОМ}}, \quad X_{GS1} = 1,73 \cdot \frac{115^2}{800} = 28,6 \text{ Ом}, \quad X_{GS2} = 2,15 \cdot \frac{115^2}{600} = 47,39 \text{ Ом}. \quad (1.1)$$

Напряга КЗ автотрансформаторів АТ1 та АТ2 становить:

$$u_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot (u_{к.вс} + u_{к.вн} - u_{к.сн}), \quad u_{к.в} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 35,7 - 21,9) = 12,4 \text{ \%}; \quad (1.2)$$

$$u_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot (u_{к.вс} + u_{к.сн} - u_{к.вн}), \quad u_{к.с} = \frac{1}{2} \cdot (11 + 21,9 - 35,7) = -1,4 \text{ \%}; \quad (1.3)$$

$$u_{к.н} = \frac{1}{2} \cdot (u_{к.вн} + u_{к.сн} - u_{к.вс}), \quad u_{к.н} = \frac{1}{2} \cdot (35,7 + 21,9 - 11) = 23,3 \text{ \%}. \quad (1.4)$$

Відповідно, опори обмоток автотрансформаторів становитимуть [6]:

$$X_{\sigma} = \frac{u_{кв}}{100} \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_{НОМ}}, \quad X_{AT1вн} = X_{AT2вн} = \frac{12,4}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 26 \text{ Ом}; \quad (1.5)$$

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.3 – Укладена схема заміщення мережі

$$X_c = \frac{u_{кс}}{100} \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_{НОМ}}, \quad X_{AT1сн} = X_{AT2сн} = \frac{-1,4}{100} \cdot \frac{115^2}{63} \approx 0 \text{ Ом}; \quad (1.6)$$

$$X_n = \frac{u_{кн}}{100} \cdot \frac{U_{CP}^2}{S_{НОМ}}, \quad X_{AT1нн} = X_{AT2нн} = \frac{23,3}{100} \cdot \frac{115^2}{63} = 48,91 \text{ Ом}. \quad (1.7)$$

Параметри для решти трансформаторів представлено у таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Параметри понижувальних трансформаторів

Позначення	Тип трансформатора	X_0 , Ом	X_n , Ом
AT1, AT2, AT3, AT4	АТДЦТН- 63000/220/110	26,03	48,9
T5, T6	ТДН-40000/110	34,7	-
T7, T8	ТДТН- 16000/110/35/10	88,8	52
T9, T10	ТДТН- 25000/110/35/10	56,8	35,7
T11, T12	ТДТН- 10000/110/35/10	142,1	82,6

Для прикладу, обчислимо опір двоконтурної ЛЕП W1

$$X_{W1} = X_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{CP}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2}, \quad X_{W1} = 0,435 \cdot 87 \cdot \left(\frac{115}{230} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 4,73 \text{ Ом}; \quad (1.8)$$

$$R_{W1} = R_0 \cdot l \cdot \left(\frac{U_{CP}}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \frac{1}{2}, \quad R_{W1} = 0,121 \cdot 87 \cdot \left(\frac{115}{230} \right)^2 \cdot \frac{1}{2} = 1,32 \text{ Ом}. \quad (1.9)$$

Результати обчислень опорів для решти ліній представлено у таблиці 1.5.

Таблиця 1.5 – Параметри ЛЕП

Провід	Напруга	l , км	Позначення	R_W , Ом/км	X_W , Ом/км
АС240/32	220	87	W 1	2,64	9,46
АС240/32	220	32	W 2	0,98	3,48
АС150/24	110	19	W 3	3,76	7,98
АС120/19	110	50	W 4	12,44	21,34
АС150/24	110	20	W 5	3,96	8,4
АС120/19	110	1	W 6	0,24	0,42
АС150/24	110	45	W 7	8,9	18,9
АС120/19	110	1	W 8	0,24	0,42
АС150/24	110	57	W 9	11,28	23,94
АС120/19	110	40	W 10	9,96	17,08

1.4 Обчислення нормального режиму

Розрахунки установлених режимів електроенергетичних систем становлять значну частину загального обсягу досліджень, які виконують при розв'язанні завдань експлуатації, розвитку та проектування електроенергетичних систем. Аналізуючи результати цих обчислень, можна отримати відповіді на такі практично важливі питання: чи здійснимо даний режим, тобто чи можлива передача потужностей аналізованою; чи не перевищують струми та потужності в елементи ЕЕС допустимих значень; чи не виходять напруги в заданих точках за задані межі; які втрати активної потужності у мережі; як впливають відключення або включення нових елементів ЕЕС (генераторів, навантажень, ліній електропередачі тощо) на потокорозподіл у розрахунковій схемі ЕЕС, рівні напруги та втрати. Ці дані використовуються для встановлення прийнятності режимів з технічних та економічних умов, вирішення питань, які пов'язані з регулюванням напруги та з'ясування можливостей подальшого підвищення економічності роботи електричної мережі.

Обчислення ustalених режимів в електричних мережах в класичному вигляді полягає у визначенні напруг у вузлах системи, на основі яких визначаються потокорозподіли та втрати потужності в електричній мережі. Математично це завдання формулюється як розв'язок системи нелінійних алгебраїчних чи тригонометричних рівнянь, які описують режим. Основою математичного опису режиму є закони Ома та Кірхгофа. З таких рівнянь найбільш зручними для реалізації на ЕОМ є рівняння вузлових напруг, які зв'язують напруги у вузлах мережі та потужності (струми), які підводяться до цих вузлів, через параметри схеми. Ми для аналізу аварійних режимів (обчислення струмів КЗ) та для аналізу нормальних ustalених режимів використовуємо програмний комплекс ДАКАР. У цьому програмному комплексі використовуються рівняння вузлових напруг у формі балансу потужностей [7].

Результати обчислення нормальних та аварійних режимів представлено на рисунку 1.4.

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 1.4 – Обчислення аварійних та нормальних усталених режимів

Традиційно було здійснено аналіз для трьох випадків: максимального режиму, післяаварійного та мінімального.

Максимальним називається режим, при якому споживання електроенергії споживачами є максимальним. Середня напруга у вузлах мережі 220 кВ становила 219,88 кВ, у мережі 110 кВ – 109,93 кВ, у вузлах мережі 35 кВ – 33,49 кВ, а у вузлах 10 кВ становила 9,74 кВ.

У післяаварійному режимі прийнято, що аварія сталася в режимі максимальних навантажень. Внаслідок цього сталося відключення одного контура живильних лінії (гілка 1 – 2 (W1) та гілка 35 – 42 (W10)), за якими передається найбільша потужність. Отже, аварія на цих ділянках найбільше імовірна, оскільки один із паралельних контурів відключений, то опір цієї лінії зростає у двічі, а ємнісна провідність зменшиться вдвічі, що призводить до зміни потоку потужності, яка передається по ній. При такому відключенні середня напруга у вузлах мережі 220 кВ становила 211,25 кВ, у мережі 110 кВ – 103,38 кВ, у вузлах мережі 35 кВ – 31,19 кВ, а у вузлах 10 кВ – 9,13 кВ.

У мінімальному режимі роботи електричної мережі споживається 70 % від максимальної потужності. Відповідно до цього генерація джерел живлення також знижується до 70 % максимальної потужності енергосистеми. У цьому режимі середня напруга у вузлах мережі 220 кВ становила 224,49 кВ, у мережі 110 кВ – 119,15 кВ, у вузлах мережі 35 кВ – 37,31 кВ, а у вузлах мережі 10 кВ склала 10,63 кВ.

Тепер, на основі отриманих результатів можемо здійснити вибір основного обладнання розроблюваної підстанції.

2 ВИБІР ОСНОВНОГО УСТАТКУВАННЯ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПРИБОРІВ ПІДСТАНЦІЇ

На рисунку 2.1 представлено розроблену схему електричних з'єднань відкритих розподільчих пристроїв 110 кВ проектованої підстанції. Тепер по чергово потрібно здійснити необхідні обчислення та вибір основного обладнання проектованої підстанції.

2.1 Вибір трансформаторів

На даному етапі виконання кваліфікаційної роботи потрібно вибрати потужність та кількість встановлюваних на підстанції трансформаторів.

У нашому випадку буде встановлено два трансформатори, оскільки при правильному виборі потужності трансформаторів забезпечується надійне живлення навіть при аварійному відмиканні одного із трансформаторів.

Встановлення трьох і більше трансформаторів можливе на підстанціях промислових підприємств у тих випадках, коли стрибкове навантаження необхідно підключити до окремого трансформатора. На великих вузлових підстанціях, також можливе встановлення трьох-чотирьох трансформаторів, якщо потужність двох трансформаторів за існуючою шкалою є недостатньою.

Згідно з [8] дозволяється перевантаження трансформаторів на 140 % на час не більше 6 годин на добу протягом 5 діб при коефіцієнті заповнення графіка навантаження не вище 0,75.

Обчислимо розрахункову потужність навантаження підстанції:

$$S_{HAB} = P_{HAB} + jP_{HAB} \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)); \quad (2.1)$$

$$S_{HAB} = 38 + j38 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(0,85)) = 38 + j23,5 = 44,4 \angle 31,2^\circ \text{ МВА.}$$

Обчислюємо номінальну потужність трансформатора:

$$S_{НОМ.ТР} \geq 0,7 \cdot S_{HAB}; \quad S_{НОМ.ТР} \geq 0,7 \cdot 44,4 = 31,1 \text{ МВА.} \quad (2.2)$$

Рисунок видалено керівником кваліфікаційної роботи з ціллю енергетичної безпеки України

Рисунок 2.1 – Схема відкрити розподільчих пристроїв

За цією умовою, з урахуванням номінальних напруг вибираємо два трансформатора типу ТДН-40000/110.

Обчислимо завантаження трансформаторів у нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{HAB}}{n_T \cdot S_{НОМ}} \cdot 100; \quad K_3 = \frac{31,9}{2 \cdot 40} \cdot 100 = 38,86 \%. \quad (2.3)$$

Як зазначено в [9], коефіцієнт завантаження не має перевищувати 60 – 70 %, бачимо, що в розглянутому випадку ця умова виконується.

Обчислимо коефіцієнт аварійного навантаження:

$$k_{AB} = \frac{S_{HAB}}{(n_T - 1) \cdot S_{НОМ.T}} \cdot 100; \quad k_{AB} = \frac{31,9}{(2 - 1) \cdot 40} \cdot 100 = 77,7 \%. \quad (2.4)$$

Як зазначено в [10], коефіцієнт аварійного навантаження не повинен перевищувати величини 130 – 140 %, бачимо, що у розглянутому випадку ця умова виконується.

2.2 Обчислення струмів шин трансформатора, ліній та їх вибір

Обчислюємо струм трансформатора у нормальному режимі для ВН та НН за формулою:

$$I_{НОРМ} = (0,65 - 0,7) \frac{S_{НОМ.T}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}; \quad (2.5)$$

$$I_{НОРМ}^{ВН} = 0,65 \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,131 \text{ кА}, \quad I_{НОРМ}^{НН} = 0,65 \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1,366 \text{ кА}.$$

Обчислюємо струм трансформатора у максимальному режимі для ВН та НН за формулою:

$$I_{НОРМ} = (1,3 - 1,4) \frac{S_{НОМ.T}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (2.6)$$

$$I_{НОРМ}^{ВН} = 1,3 \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,261 \text{ кА}, \quad I_{НОРМ}^{НН} = 1,3 \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2,73 \text{ кА}.$$

Обчислюємо струми для нормального режиму у лініях зв'язку за формулою:

$$I_{НОРМ.ЗВ} = \frac{S_{НАВ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Л}}; \quad (2.7)$$

$$I_{НОРМ.ЛЗ}^{ВН} = \frac{44,42}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 2} = 0,112 \text{ кА}, \quad I_{НОРМ}^{НН} = \frac{44,42}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 8} = 0,292 \text{ кА}.$$

Обчислюємо струми для режиму аварійного перевантаження у лініях зв'язку за формулою:

$$I_{\max.ЗВ}^{ВН} = 2 \cdot I_{НОРМ.ЗВ}^{ВН}, \quad I_{\max.ЗВ}^{ВН} = 2 \cdot 0,112 = 0,224 \text{ кА}; \quad (2.8)$$

$$I_{\max.ЗВ}^{НН} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{НОРМ.ЗВ}^{НН}, \quad I_{\max.ЗВ}^{НН} = \frac{8}{8-1} \cdot 0,292 = 0,334 \text{ кА}, \quad (2.9)$$

де n – кількість паралельних ліній.

Згідно [11] для розподільчих пристроїв 35 кВ та вище, струмопровідні частини виконуються сталелегатурними проводами АС. Лінія виконана проводом АС 120/19.

Перевірка шин проводиться за такими умовами: тривало допустимого струму $I_{ДОП} \geq I_{\max}$; зхльостування; термічної стійкості $q \geq q_{\min}$; механічної міцності $\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РОЗР}$; коронування $1,07E \leq 0,9E_0$.

Перевіримо вибрані шини за цими умовами. Очевидно, що за тривалодо-пустимим струмом шини проходять $I_{ДОП} = 390 \geq I_{\max} = 261$ А. Перевірка шин на зхльостування та механічну міцність не проводиться, бо струм КЗ менший від 20 кА. Перевірка на термічну стійкість теж не проводиться, оскільки вони виконані голими проводами на відкритому повітрі. За умовами коронування вибрані шини підходять, бо $1,07 \cdot 21,08 = 22,55 < 0,9 \cdot 33,36 = 30,02$ кВ/см.

Як зазначено в [12] у закритих розподільчих пристроях 10 кВ ошиновування та збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. Також, при великих струмах рекомендуються шини коробчатого перерізу, що забезпечує менші втрати від ефекту близькості та поверхневого ефекту, а також

найкращі умови охолодження. Вибираємо шини коробчастого перерізу 100/45/8 [13]. Технічні характеристики цієї шини представлено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Основні характеристики вибраних алюмінієвих шин

Розміри			Поперечний переріз, мм ²	Допустимий довготривалий струм, А
А, мм	В, мм	г, мм		
100	45	8	775	2820

Перевірка шин проводиться за такими умовами: тривало допустимого струму $I_{ДОП} \geq I_{\max}$; термічної стійкості $q \geq q_{\min}$; механічної міцності $\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РОЗР}$; електродинамічною стійкістю.

Бачимо, що за довготривалим струмом шини підходять: $2828 \geq 2732$ А.

Умова за термічною стійкістю теж виконується, бо $q_{\min} = 39,4$ мм² $\leq q = 775$ мм².

Перевірка шин на механічну міцність показала, що $\sigma_{\max} = 0,34 \leq \sigma_{ДОП} = 75$ МПа.

Враховуючи здійснений аналіз, бачимо, що вибрані шини нам підходять.

2.3 Вибір вимикачів та роз'єднувачів

На стороні 10 кВ встановимо комплектні розподільчі пристрої серії К-49. У комірці КРУ серії К-49 встановлюються вакуумні вимикачі. Виберемо вакуумний вимикач ВВЕ-10-31,5 [14]. У комірках КРУ використовуються роз'єднувачі втисного типу, тому потреба у їх перевірці відпадає.

Таблиця 2.2 – Результати вибору та перевірки вимикача ВВЕ-10-31,5

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{УСТ} = 10$ кВ	$U_{НОМ} = 10$ кВ	$U_{УСТ} < U_{НОМ}$
$I_{\max} = 2732$ А	$I_{НОМ} = 3150$ А	$I_{НОМ} > I_{\max}$
$I_{П\tau} = 8,57$ кА	$I_{ВІДМ.НОМ} = 31,5$ кА	$I_{П\tau} < I_{ВІДМ.НОМ}$
$i_{А\tau} = 5,19$ кА	$i_{А.НОМ} = 17,8$ кА	$i_{А.НОМ} \geq i_{А\tau}$
$i_{УД} = 23,07$ кА	$i_{ДИН} = 80$ кА	$i_{ДИН} > i_{УД}$

Для сторони 110 кВ ми вибрали вимикач типу ВЕК-110-40/2000. Здійснимо перевірку правильності вибору. Результати перевірки представлено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати вибору та перевірки вимикача ВЕК-110-40/2000

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} < U_{НОМ}$
$I_{\max} = 261$ А	$I_{НОМ} = 2000$ А	$I_{НОМ} > I_{\max}$
$I_{П\tau} = 1,45$ кА	$I_{ВДМ.НОМ} = 40$ кА	$I_{П\tau} < I_{ВДМ.НОМ}$
$i_{А\tau} = 0,39$ кА	$i_{А.НОМ} = 20,36$ кА	$i_{А.НОМ} \geq i_{А\tau}$
$i_{УД} = 3,52$ кА	$i_{ДИН} = 100$ кА	$i_{ДИН} > i_{УД}$
$B_K = 0,151$ кА ² с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 7500$ кА ² с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Бачимо, що вибраний вимикач підходить за умовами вибору.

Далі здійснимо вибір роз'єднувачів. Роз'єднувач – високовольтний комутаційний апарат, який призначений для роз'єднання та перемикання окремих ділянок електричних контурів за відсутності у них струму; створює видимий розрив електричного кола. Роз'єднувачі застосовуються у високовольтних розподільчих пристроях, головним чином для забезпечення безпеки профілактичних та ремонтних робіт на відімкнених ділянках. Даний апарат не має дугогасних пристроїв і тому не призначений для відключення струмів, тим більше струмів КЗ, які мають значні величини. В окремих випадках з допомогою роз'єднувачів відмикають невеликі струми (наприклад, струми намагнічування трансформаторів невеликої потужності або струми ненавантажених ліній невеликої довжини). За відмикальною здатністю ці апарати не перевіряють. Вибір роз'єднувачів здійснюють за наступними умовами:

- номінальна напруга роз'єднувача з $U_{УСТ} < U_{НОМ}$;
- номінальний струм роз'єднувача $I_{НОМ} > I_{\max}$;
- за електродинамічною стійкістю $i_{ГРАН.НАСК} \geq i_U$, $I_{ГРАН.НАСК} \geq I_{П0}$;
- за термічною стійкістю $B_{КЗ} \leq I_{ТЕРМ}^2 t_{ТЕРМ}$, $I_{ГРАН.НАСК} \geq I_{П0}$,

де $i_{ГРАН.НАСК}$ – амплітуда граничного наскрізного струму КЗ; $I_{ГРАН.НАСК}$ – діюче значення граничного наскрізного струму КЗ; $B_{КЗ}$ – тепловий імпульс

струму $K3$; $I_{ТЕРМ}$ – граничний струм термічної стійкості; $t_{ТЕРМ}$ – тривалість протікання граничного струму термічної стійкості.

Вище було зазначено, що при використанні вибраної комірки 10 кВ не має потреби вибирати окремий роз'єднувач, тому виберемо роз'єднувачі для напруги 110 кВ.

Вибираємо триполюсний роз'єднувач зовнішньої установки серії РНДЗ.1-110/2000 на напругу 110 кВ [12]. Результати перевірки правильності вибору представлено у таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Результати вибору та перевірки роз'єднувача РНДЗ.1-110/2000

Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
$U_{УСТ} = 110$ кВ	$U_{НОМ} = 110$ кВ	$U_{УСТ} < U_{НОМ}$
$I_{max} = 261$ А	$I_{НОМ} = 2000$ А	$I_{НОМ} > I_{max}$
$i_{УД} = 3,52$ кА	$i_{ПР.НАСК} = 100$ кА	$i_{ПР.НАСК} > i_{УД}$
$I_{ПО} = 1,45$ кА	$I_{ПР.НАСК} = 100$ кА	$I_{ПО} < I_{ПР.НАСК}$
$B_K = 0,15$ кА ² с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} = 1600$ кА ² с	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Бачимо, що вибраний роз'єднувач підходить за усіма умовами.

2.4 Вибір вимірювальних трансформаторів та трансформаторів власних потреб

Трансформатор струму вибирається за такими параметрами

- за напругою установки усним $U_{УСТ} < U_{НОМ}$;
- за струмом $I_{НОРМ} \leq I_{1НОМ}$, $I_{max} \leq I_{1НОМ}$ (причому номінальний струм має бути якомога ближче до робочого струму установки, оскільки недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибки);
- за електродинамічною стійкістю $i_{ДИН} > i_{УД}$ ($i_{ДИН}$ – струм електродинамічної стійкості);
- за термічною стійкістю $B_{K3} \leq I_{ТЕРМ}^2 t_{ТЕРМ}$;
- за вторинним навантаженням $z_2 \leq z_{2НОМ}$.

Перевірку за вторинним навантаженням ми не будемо здійснювати, оскільки ми не вибираємо контрольно-вимірювальні прилади.

У таблиці 2.5 представлено характеристики вибраних трансформаторів струму.

Таблиця 2.5 – Основні характеристики трансформаторів струму

Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$I_{1НОМ}$, А	$I_{2НОМ}$, А	$i_{ДИН}$, кА	$I_{ТЕРМ} / t_{ТЕРМ}$, кА/с	Місце встано- влення
НН						
ТПЛК-10	10	400	5	74,5	48,9/3	РП
ТВТ 10I5000/5	10	5000	5	–	28/3	Т
ВН						
ТВТ- 110I- 300/5	110	300	5	–	25/3	Т
ТФЗМ- 110БІ	110	300	5	62	12/3	ЛЕП

Результати перевірки цих трансформаторів представлено у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Результати перевірки основних характеристик ТС

Тип	$U_{УСТ} < U_{НОМ}$	$I_{max} \leq I_{1НОМ}$	$i_v \leq i_{ДИН}$	$B_{КЗ} \leq I_{ТЕРМ}^2 t_{ТЕРМ}$
НН				
ТПЛК-10	$10 \leq 10$	$334 \leq 400$	$23,07 \leq 74,5$	$12,85 \leq 1071,6$
ТВТ 10I5000/5	$10 \leq 10$	$2732 \leq 5000$	–	$12,85 \leq 2352$
ВН				
ТВТ- 110I- 300/5	$110 \leq 110$	$261 \leq 300$	–	$0,15 \leq 1875$
ТФЗМ- 110БІ	$110 \leq 110$	$224 \leq 300$	$3,52 \leq 62$	$0,15 \leq 432$

Трансформатори напруги вибираються за такими параметрами:

- за напругою установки $U_{УСТ} < U_{НОМ}$;
- за конструкцією та схемою з'єднання обмоток;
- за класом точності;
- за вторинним навантаженням $S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}$,

де $S_{2\Sigma}$ – навантаження усіх вимірювальних приладів та реле, які приєднані до трансформатора напруги; $S_{НОМ}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності.

Перевірку за вторинним навантаженням ми здійснювати не будемо, оскільки не здійснюємо вибору КВП.

У таблиці 2.7 представлено характеристики вибраних ТН.

Таблиця 2.7 – Основні характеристики вибраних ТН

Тип	Номінальна напруга обмотки, В		
	Первинна	Вторинна	Дод.вторин.
НН			
ЗНОЛ09-10	$10000 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100/3 або 100
ВН			
НКФ-110-83	$110000 / \sqrt{3}$	$100 / \sqrt{3}$	100

Бачимо, що вибрані ТН нам підходять.

Тепер здійснимо вибір трансформаторів власних потреб. Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів та типу електрообладнання [9].

Потужність споживачів власних потреб є невелика, тому вони приєднуються до мережі 0,4/0,2 кВ, яка отримує живлення від понижуючих трансформаторів. Потужність трансформатора власних потреб вибирається за навантаженнями власних потреб з урахуванням коефіцієнтів завантаження та одночасності, при цьому окремо враховуються літнє та зимове навантаження, а також навантаження у період ремонтних робіт на підстанції.

Гранична потужність кожного трансформатора має бути не більше 630 кВА. Два трансформатори власних потреб встановлюють на всіх двотрансформаторних підстанціях 35 – 750 кВ. Для живлення оперативних кіл підстанцій може застосовуватися змінний та постійний струм. Постійний оперативний струм застосовується на усіх підстанціях 330 – 750 кВ. На підстанціях з оперативним постійним струмом трансформатори власних потреб приєднуються до шин 6 – 35 кВ.

Визначимо за орієнтовними даними [9] основні навантаження власних потреб підстанції $P_{УСТ}$ та представимо їх у таблиці 2.8. Приймаючи, для навантаження двигунів $\cos \varphi = 0,85$, визначимо $Q_{УСТ}$ та розрахункове навантаження:

$$S_{РОЗ} = k_3 \sqrt{P_{УСТ}^2 + Q_{УСТ}^2}, \quad (2.10)$$

$k_3 = 0,8$ – коефіцієнт запиту, який враховує коефіцієнти одночасності та завантаження.

Таблиця 2.8 – Навантаження власних потреб

Спживач	К-сть	Потужність	$\cos \varphi$	$tg \varphi$	$P_{УСТ}$, кВт	$Q_{УСТ}$, кВАр
Охолодження ТДН-40000/110	2	3	0,85	0,62	6	3,71
Підігрів ВЕК-110	2	1,8	1	0	3,6	–
Підігрів кафів КРУ-10	11	1	1	0	11	–
Підігрів приводів роз'єднувачів, віддільників, короткозамикачів	10	0,6	1	0	6	–
Опалення та освітлення	1	110	1	0	110	–
Освітлення ВРП 110 кВ	1	10	1	0	10	–
Підзарядно-зарядний агрегат	2	23	1	0	46	–
Всього	–	–	–	–	–	3,71

Необхідну потужність трансформатора власних потреб визначимо за наступним виразом, з урахуванням встановлення двох трансформаторів:

$$S_T \geq \frac{S_{РОЗР}}{K_{II}}, \quad (2.11)$$

де $K_{II} = 1,4$ – коефіцієнт допустимого перевантаження.

Визначаємо розрахункову потужність навантаження власних потреб:

$$S_{РОЗ} = 0,8 \cdot \sqrt{192,6^2 + 3,71^2} = 0,8 \cdot 192,6 = 154,1 \text{ кВА.}$$

Визначимо потужність трансформатора власних потреб:

$$S_T \geq \frac{154,1}{1,4} = 110,1 \text{ кВА.}$$

Вибираємо трансформатор ТМ-250/10. При відключенні одного трансформатора другий буде завантажений на

3 ПРОЕКТУВАННЯ ЖИВИЛЬНОЇ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

3.1 Вибір устаткування лінії електропередачі

Повітряними називаються лінії, які призначені для передавання та розподілу електричної енергії проводами, які розташовані на відкритому повітрі та підтримуються за допомогою опор та ізоляторів [15].

Проектування повітряної ЛЕП полягає у виборі проводів, грозозахисних тросів, опор, ізоляції та арматури.

Опори ПЛ поділяються на анкерні та проміжні. Опори цих двох основних груп відрізняються методом підвішування проводів. На проміжних опорах проводи підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. Опори анкерного типу служать для натягу проводів, на цих опорах проводи підвішуються за допомогою натяжних гірлянд. Анкерний проліт [16] для ПЛ 35 кВ та вище приймається приблизно 10 кілометрів. Відповідно до цього приймаємо число анкерних кутових опор, рівним 5. Габаритний проліт – проліт між двома проміжними опорами приймемо за типовим проектом [15] 405 м. При вибраному габаритному прольоті приймаємо число проміжних опор, яке становить 118.

Частка споживачів першої та другої категорій у навантаженні великого житлового району є значною, у зв'язку з чим електропостачання останніх повинне здійснюватися як мінімум двоконтурною ЛЕП.

Для подальших обчислень капітальних вкладень у спорудження повітряної лінії, виберемо перерізи дроту за економічною густиною струму:

$$F_{EK} = \frac{I_{HAB}}{j_{EK}} \cdot 10^3, \quad (3.1)$$

де I_{HAB} – струм навантаження для нормального режиму роботи; j_{EK} – економічна густина струму (згідно ПУЕ $j_{EK} = 1,0$ А/мм² при $T_{max} = 5600$ год.

$$I_{HAB} = \frac{S_{HAB}}{n_k \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad I_{HAB} = \frac{31,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,082 \text{ кА}. \quad (3.2)$$

Переріз проводу за економічною густиною струму становить:

$$F_{EK} = \frac{0,082}{1,0} \cdot 10^3 = 82 \text{ мм}^2.$$

Вибираємо провід АС 120/19, оскільки цей переріз дроту використовується для класу напруги 110 кВ за умовами корони.

За типовим проектом [17] вибираємо такі типи уніфікованих сталевих двоконтурних опор:

- проміжна двоконтурна опора 1П 110-2 (рис. 3.1, а). Основні характеристики цієї опори представлено у таблиці 3.1.
- анкерна кутова двоконтурна на кут повороту до 60° – 1У110-2 (рис. 3.1 б), розрахункові прольоти аналогічні для проміжних опор. Основні характеристики цих опор представлено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Основні характеристики опори 1П 110-2

Шифр опори	Марка проводу	К-сть контурів	Район ожеледиці	Довжина прольоту			Маса, кг
				габаритний	вітровий	ваговий	
1П 110-2	АС 120/19	2	II	405	485	505	3906

Таблиця 3.2 – Основні характеристики опори 1У110-2

Шифр опори	Марка проводу	К-сть контурів	Район ожеледиці	Маса, кг
1У110-2	АС 120/19	2	II	3906

Основними перевагами металевих опор ЛЕП є:

- можливість створення конструкції на дуже великі механічні навантаження, велика кількість проводів і практично необмеженої висоти, зручні для встановлення у стиснених місцях;
- відносно мала маса та висока механічна міцність: при однакових навантаженнях та висоті металеві опори приблизно у два рази легші від дерев'яних і у вісім разів – залізобетонних; простота виготовлення та технологічність складання на трасі.

Металеві опори виконують із сталі спеціальних марок. Окремі елементи з'єднують зварюванням або болтами. Для запобігання окисленню та коро-

зії, поверхню металевих опор оцинковуюють або періодично фарбують спеціальними фарбами.

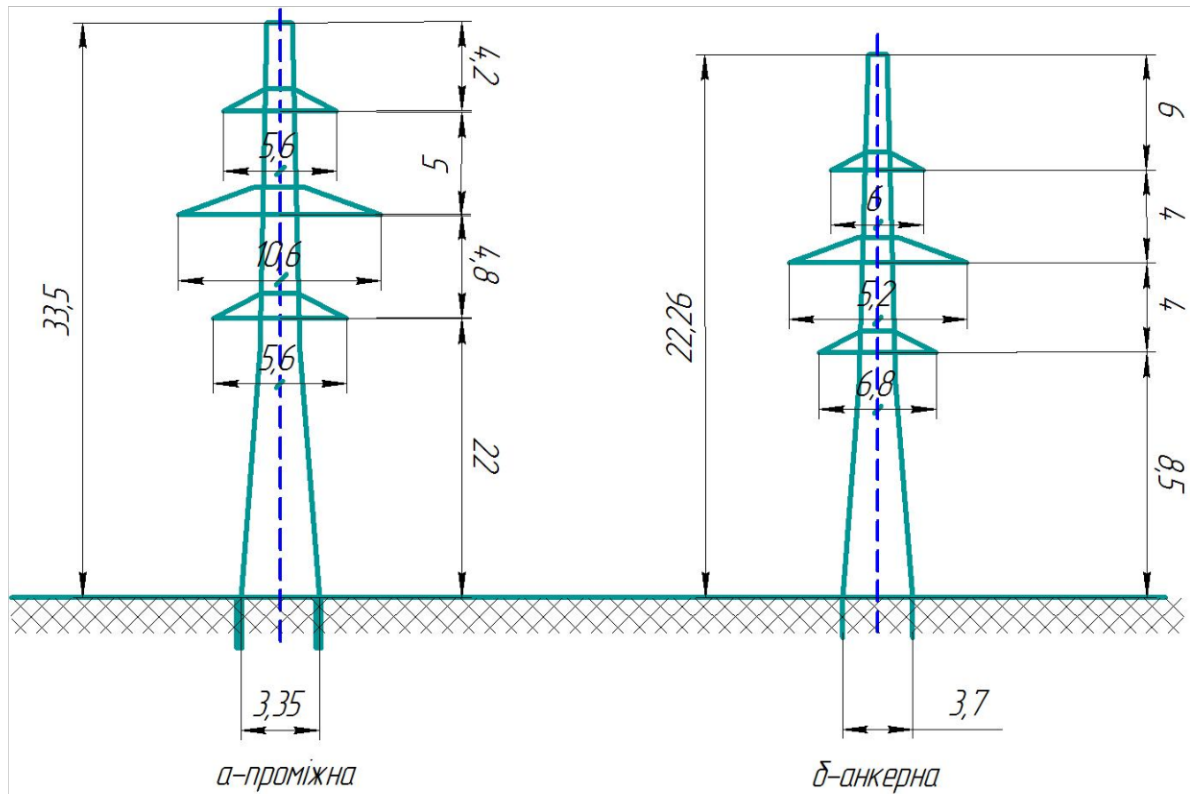


Рисунок 3.1 – Уніфіковані сталеві опори

У якості грозозахисних тросів вибираємо сталеві троси ТК-9 на повітряних лініях напругою 10 – 110 кВ і ТК-11 на повітряних лініях напругою 220-500 кВ. Вибираємо грозозахисний трос С50 [18].

Ізолятори призначені для ізоляції та кріплення проводів. Виготовляються вони з порцеляни та загартованого скла. Істотною перевагою скляних ізоляторів є те, що при пошкодженні загартованого скла розсипається, що полегшує знаходження пошкоджених ізоляторів на лінії [19].

З [3] вибираємо скляні ізолятори ПС 70-Е. Гірлянда складається з 8 ізоляторів. Характеристики ізоляторів представлено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Характеристики ізоляторів

Тип	Основні розміри, мм			Довжина шляху утічки	Пробивна напруга, кВ	Маса, кг
	Будівельна висота	Діаметр ізолятора	Діаметр стержня			
ПС-50Д	127	255	16	303	130	3,49

Підвісні ізолятори збирають у гірлянди, які бувають підтримуючими та натяжними. Перші монтують на проміжних опорах, другі на анкерних.

Лінійна арматура, яка застосовується для кріплення проводів до ізоляторів та ізоляторів до опор, поділяється на такі основні види:

- затискачі, які застосовуються для закріплення проводів у гірляндах підвісних ізоляторів;
- зчіпну арматуру для підвішування гірлянд на опорах та з'єднаннях багатоконтурних гірлянд один з одним;
- з'єднувачі для з'єднання проводів та тросів у прольоті.

Затискачі для закріплення проводів та тросів у гірляндах підвісних ізоляторів поділяються на підтримуючі, які підвішуються на проміжних опорах та натяжні, що застосовуються на опорах анкерного типу. За міцністю закріплення проводів, підтримуючі затискачі поділяються на глухі і з закладенням обмеження міцності. Глухі затискачі – основний тип затискачів, які застосовуються нині на ПЛ 35 – 500 кВ.

У якості підтримуючої арматури застосуємо глухий тип затиску ПГН-3-5, який призначений для кріплення одного дроту до ізолюючих підвісок ліній електропередач 110 кВ. У якості натяжної арматури – затискач натяжний болтовий НБ-2-6А [8].

Застосуємо вузол кріплення гірлянди ізоляторів до опор КГП-7-2Б, який комплектується сержкою СР-7-16. У якості сполучної арматури застосуємо з'єднувач овальний, який монтується обтисканням або пресуванням типу СО-АС-120-1. До проводів ПЛ поблизу від затискачів підвішуються гасники вібрації з вантажами або петлі, які демпфують, застосування яких зменшує вібрацію і дає змогу запобігти зламу дротів. Ми вибрали віброгасник ГВН-3-17.

3.2 Відведення земель при будівництві лінії електропередачі

Напрямок траси проектованої лінії вибирається з урахуванням вимог землекористувачів та з нанесення мінімальної шкоди сільському господарству.

Згідно з [12], передбачаються такі відведення землі:

- у постійне користування;
- рілля;
- вигін.

У тимчасове користування на період будівництва для монтажу проводів та встановлення опор і фундаментів передбачається:

- рілля;
- вигін.

Проектом передбачаються кошти на компенсацію втрат землекористувачу, які пов'язані з вилученням земель у постійне користування, а також середовищ для відшкодування збитків пов'язаних з тимчасовим вилученням земель на період будівництва.

Площа тимчасового відведення земель на період будівництва повітряної лінії визначається як сума площ для монтажу та смуги по трасі повітряної лінії для 110 кВ, яка рівна 12 м, згідно з [10].

Спорудження лінії електропередачі складатиметься з підготовчих робіт та основних будівельно-монтажних робіт.

До підготовчих робіт відносять перебудову повітряних ліній, які перетинаються та ліній зв'язку.

До основних будівельно-монтажних робіт будуть відноситися риття котлованів, встановлення опор та фундаментів, монтаж проводів та тросів, а також заземлення опор. Вирубка просіки повинна здійснюватися відповідно до технологічної карти.

При вирубці просіки, слід звертати увагу на таке:

- валка дерев під час сильного вітру заборонена;
- одночасна валка кількох дерев забороняється;
- особливо обережно потрібно дотримуватися при валці дерев поблизу діючих ліній електропередачі.

Перебудова повітряних ліній електропередач та ліній зв'язку має проводитися лише за погодженням із власниками цих ліній. Перед початком ро-

біт на проводах обох опор повітряної лінії, які обмежують проліт перебудови, має бути накладено видиме заземлення.

3.3 Організація будівництва проектованої лінії електропередачі

На самому початку будівництва вивчаються особливі умови проходження траси повітряної лінії: поблизу діючих ПЛ; у стиснених умовах; у гірських умовах; болото, тощо.

Календарний план будівництва лінії електропередачі складається з розподілом капітальних вкладень та об'ємом будівельно-монтажних робіт з кварталів будівництва. Вказується повна кошторисна вартість та обсяг будівельно-монтажних робіт. Крім того, на календарному плані будівництва лінії електропередачі зазначається потреба у робочій силі. Вона визначається з розрахунку річного планового виробітку одного робітника.

У відомості об'єктів будівельних, монтажних та спеціальних робіт, а також у відомості потреби в будівельних конструкціях, виробках, матеріалах та устаткуванні зазначається розподіл обсягів робіт та потреба у будівельних конструкціях, матеріалах, виробках та устаткуванні по кварталах будівництва. Джерела отримання основних конструкцій визначаються комплектуючою організацією. Також, вивчаються можливість отримання місцевих будівельних матеріалів, зокрема піщано-гравійного ґрунту для засипання котлованів.

Вивчаються основні магістралі та автодороги, проїзд якими можливий цілодобово. Вивчається можливість розвезення будівельних матеріалів та конструкцій по трасі та спорудження з'їздів із вищеназваних автошляхів.

Транспортна схема перевезення вантажів наводиться на кресленнях, для вантажів, які надходять залізницею приймається станція розвантаження.

При спорудженні лінії електропередачі взимку передбачається снігоочищення. Будівельні та монтажні роботи повинні проводитись у суворій відповідності до правил організації будівництва та виробництва робіт, а також з діючими будівельними нормами та правилами [18].

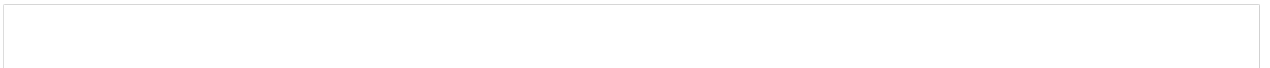
Складання та встановлення металевих опор має здійснюватися з використанням технологічних карт.

Усі підйомні механізми, пристрої, монтажні інструменти, люльки, запобіжні пояси повинні бути перевірені та випробувані.

При будівництві повинні дотримуватися вимог будівельних норм та правил [6]. Розрахункові кліматичні параметри для проектованої ПЛ беруться за інформацією метеостанцій з урахуванням регіональних карт та досвіду експлуатації ПЛ. Береться наступна температура повітря: мінімальна; максимальна; середньорічна; при ожеледиці; середня у найбільш холодній п'ятирічці.

Також задається максимальний швидкісний натиск, район ожеледиці, середньорічна тривалість гроз, середня глибина промерзання ґрунту та найбільша глибина промерзання ґрунту, район прокладання траси лінії електропередач, характеризується ступенем забруднення атмосфери, характеризується геологічною будовою району, також район проходження траси характеризується в економічному відношенні.

Вибраний напрямок траси ПЛ узгоджується з усіма зацікавленими організаціями без зміни її становища. Усі погодження із землекористувачами виконуються центральними електричними мережами. Проект повинен виконуватися у чинних нормах і правилах, виконання яких забезпечує безпечне обслуговування ПЛ та підстанцій, включаючи правила вибухо-пожежобезпеки.



4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка та вживання ефективних заходів запобігання аварійним і травмонебезпечним ситуаціям можливі лише при завчасному виявленні тих небезпек, з яких починаються процеси їх формування. Оскільки небезпечні умови не завжди завчасно можна виявити, а для вивчення небезпечних дій іноді потрібно багато часу, щоб зібрати статистичний матеріал, то і методи виявлення цих небезпек повинні бути відповідно диференційовані [20].

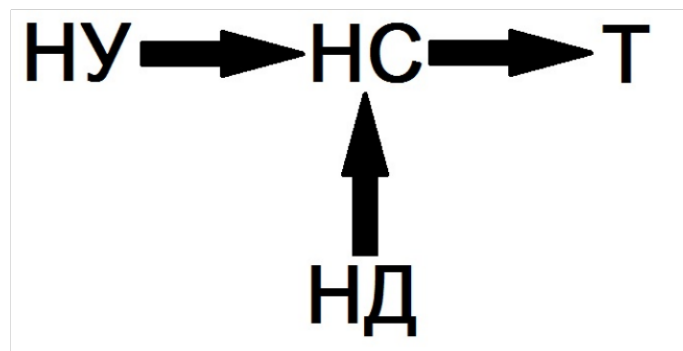


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції: НУ – небезпечна умова (не вимкнено живлення); НД – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НС – небезпечна ситуація (ураження струмом); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні ремонту устаткування підстанції. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основним заходом запобігання небезпечної ситуації є проведення додаткових інструктажів із техніки безпеки.

На рисунку 4.2 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за станом свердлильного верстату та розробка пристрою, який блокує кнопку «пуск» при небезпечному розмірі зазору.

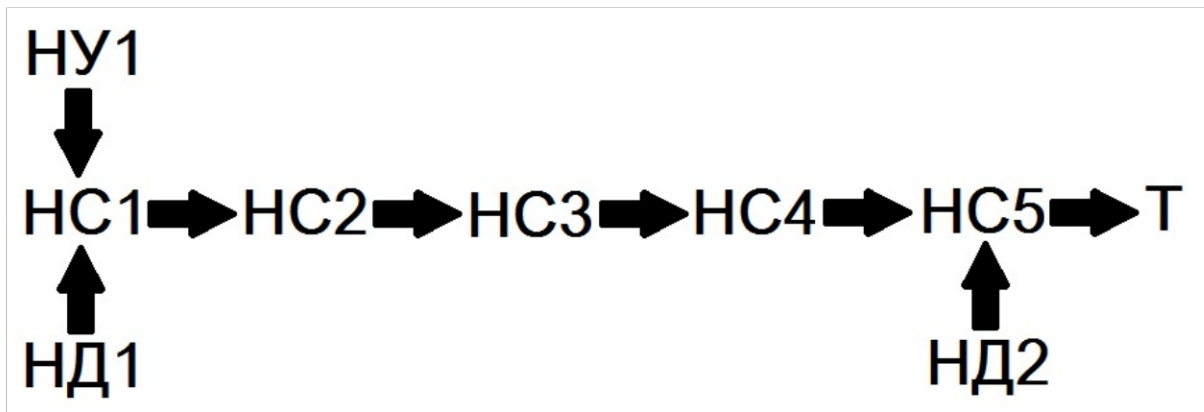


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при виконанні робіт на свердлильному верстаті: НУ1 – небезпечна умова (зазор між підручником та свердлом перевищує допустимий); НД1 – небезпечна дія (при свердлінні робітник неправильно тримає деталь); НД2 – небезпечна дія (робітник знаходиться у небезпечній зоні); НС1 – небезпечна ситуація (захоплення деталі свердлом); НС2 – затягування; НС3 – заклинення; НС4 – заклинення; НС5 – викидання осколків; Т – травма.

4.2 Правила техніки безпеки при виконання технологічних процесів

Загальні вимоги. При експлуатації установок необхідно керуватися «Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил технічної безпеки при експлуатації електроустановок споживачів. Обслуговуючий персонал станції повинен бути ознайомлений з інструкцією по експлуатації обладнання. Електропроводка повинна знаходитись на висоті не менше 2,5 м від підлоги.

Вимоги безпеки перед початком роботи. Одягнути спецодяг і засоби індивідуального захисту. Осіб, які не досягай 18 років не допускати до обслуговування електрообладнання. Електромонтеру приступати до роботи лише після проведення інструктажу з техніки безпеки. Впевнитись у справності засобів автоматизації [21].

Вимоги техніки безпеки під час роботи. Під час роботи на переносних електроустановках повинно бути встановлено тимчасове заземлення. Забороняється допускати сторонніх осіб до робочого місця. При роботі з електрообладнанням яке знаходиться під напругою необхідно працювати на ізоляційному килимку.

Вимоги техніки безпеки після закінчення роботи. Прибрати робоче місце. Вимкнути електрообладнання. Спецодяг повісити в спеціально відведених місцях. При порушенні вимог даної інструкції з техніки безпеки робітники несуть відповідальність згідно з важкістю наслідків і заподіяної ним шкоди. Порушення інструкції розглядається як невикористання правил внутрішнього трудового розпорядку.

Протипожежні заходи. Приміщення в яких розміщене електрообладнання мають відповідати всім діючим правилам пожежної безпеки для підприємств. Оснащеність протипожежним інвентарем повинна відповідати «Типовим правилам протипожежної безпеки для підприємств». Особам, які працюють на забороняється застосовувати джерела відкритого вогню. Експлуатаційні заходи передбачають такі режими експлуатації машин і обладнання в результаті яких повністю виключається можливість виникнення іскор, полум'я при роботі машин. До технічних належать заходи, що стосується правильного монтажу та експлуатації електрообладнання. До заходів режимного характеру відносяться заборона куріння, запалювання вогню, сірників, правильне зберігання та контроль за зберіганням запасів вугілля, торфу та інших матеріалів. Тактико-профілактичні заходи передбачають швидку дію пожежних команд, своєчасне встановлення первинних засобів вогнегасіння, а також підтримка в справному стані водопровідної системи [22].

4.3 Розрахунок заземлення

Захисне заземлення – це спеціальне електричне з'єднання із землею або її еквівалентом металевих струмонепровідних частин, на яких може з'явитися напруга. Основне призначення захисного заземлення – запобігти ураженню електричним струмом при дотиканні до корпусу та інших струмонепровідних частин електроустановки, на яких з'явилася напруга. Заземлюють усі металеві струмопровідні частини електрообладнання, на яких внаслідок несправностей ізоляції може з'явитися напруга і до яких можливе доти-

кання людей або тварин. Принципом дії захисного заземлення пояснюється зниженням напруги між корпусом, на якому вона з'явилася, і землею до безпечного рівня.

Заземлювачі, що застосовуються для заземлення електроустановок, бувають штучні (виключно для заземлення) і природні (металеві предмети, що знаходяться в землі і мають інше призначення). Для штучних заземлювачів застосовують вертикальні і горизонтальні електроди. Вертикальні електроди (стержні) виготовляють із сталевих прутків діаметром 10 – 20 мм, кутової сталі розміром від 40x40 до 60x60 мм і сталевих труб діаметром 30 – 50мм, довжиною 2,5 – 3 м. Вертикальні електроди з'єднують між собою сталюю штабою розмірами 4x12 мм або круглою – діаметром не менше як 6 мм, яку застосовують також як самостійний заземлювач. Опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати 4 – 10 Ом залежно від характеру заземлення і конструкції електричних установок. З'єднання заземлюючих провідників виконують за допомогою зварювання.

Розрахуємо заземлюючий контур підстанції напругою 10/0,4кВ із глухозаземленою нейтраллю. Характер ґрунту – чорнозем з $\rho = 0,4 \cdot 10^4$ Ом·см, кліматична зона – Ш ($K_c = 1,4$, $K_n = 2$). Струм замикання на землю у мережі становить 30 мА.

Згідно з правилами, опір заземлюючого пристрою повинен становити

$$R = \frac{125}{I_3} = \frac{125}{30} = 4,2 \text{ Ом}, \quad (4.1)$$

де I_3 – струм замикання на землю, мА.

Приймаємо $R = 4$ Ом. Контур заземлення розміщуємо е ряд з $a = 5$ м, $l = 2,5$ м. Е якості стержневого заземлювача приймаємо кутникову сталь 60x60x6 мм, а протяжного – пластинчасту сталь 40x4 мм.

Обчислюємо опір одиничного стержня

$$R_o = 0,00318 \cdot \rho \cdot K_c, \quad R_o = 0,00298 \cdot 0,4 \cdot 10000 \cdot 1,4 = 16,7 \text{ Ом}, \quad (4.2)$$

де K_c – коефіцієнт сезонності для стержневого заземлювача ($K_c = 1,4$).

Число стержнів приймаємо 10. При цьому коефіцієнт використання стержневих заземлювачів становить $\eta_c = 0,75$. Опір усіх стержнів розтікання струму становить:

$$R_c = \frac{R_o}{n \cdot \eta_c}, \quad R_c = \frac{16,7}{10 \cdot 0,75} = 2,2 \text{ Ом}, \quad (4.3)$$

де: n – число стержнів, шт.

Довжина протяжного заземлювача становить $l = 35$ м (3500см); приймаємо $t = 50$ см, $b = 0,4$ см.

Обчислюємо опір протяжного заземлювача

$$R_{np} = \frac{0,366}{l} \cdot \rho \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{t \cdot b}, \quad R_{np} = \frac{0,366}{5000} \cdot 0,4 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3500^2}{50 \cdot 0,4} = 2,6 \text{ Ом}. \quad (4.4)$$

Приймаємо 3 Ом. Коефіцієнт використання протяжного заземлювача $\eta_n = 0,75$. Дійсний опір протяжного заземлення становить:

$$R_n = \frac{R_{np}}{\eta_n} = \frac{2}{0,75} = 4 \text{ Ом}. \quad (4.5)$$

Опір всього заземлюючого пристрою становить:

$$R_u = \frac{R_c \cdot R_n}{R_c + R_n} = \frac{2,2 \cdot 3}{2,2 + 4} = 1,4 < 4 \text{ Ом}. \quad (4.6)$$

Відповідно кількість стержнів вибрана правильно.

4.4 Вплив електромагнітних полів на людину та інші організми

Вплив електромагнітного поля на нервову систему. Перші експериментальні дослідження з впливу електромагнітного поля на нервову систему були проведені ще в минулому столітті. В монографіях професора Холодова Ю. А. опубліковані результати його багаторічних досліджень із проблеми впливу електромагнітних та магнітних полів на центральну нервову систему. Було встановлено наявність прямої дії електромагнітного поля на мозок, мембрани нейронів, пам'ять, умовно-рефлекторну діяльність. В модельних експериментах показана можливість впливу слабких електромагнітних полів

на процеси синтезу в нервових клітинах. Отримані чіткі зміни імпульсації коркових нейронів, що приводять до порушення інформації, що передається у більш складні структури мозку. Крутиковим Р. І. виявлено, що при впливі електромагнітного поля у надвисокочастотному діапазоні може розвинути порушення короткочасної пам'яті [23].

Вплив електромагнітного випромінювання на імунну систему. Нині накопичено достатньо даних, які вказують на те, що при впливі електромагнітного поля порушуються процеси імуногенезу. Встановлено, що під впливом електромагнітного поля змінюється характер інфекційного процесу, виникають порушення білкового обміну, спостерігається зниження вмісту альбумінів і підвищення гамма-глобулінів в крові. Крім того, електромагнітне поле може виступати в якості алергену або пускового фактора, викликаючи важкі реакції у хворих алергіків при контакті з електромагнітним полем.

Вплив електромагнітного поля на статеву систему. Під впливом електромагнітного випромінювання знижується функція сперматогенезу, змінюється менструальний цикл, уповільнюється ембріональний розвиток, виникають вроджені вади у новонароджених дітей і зменшення лактації у годуючих мам.

Вплив слабких електромагнітних полів на живі організми. Слабкі електромагнітні поля при інтенсивності меншого порогу теплового ефекту також впливають на зміни в живій тканині. Дослідження біологічних впливів мобільного телефону, комп'ютерного блока та інших електронних засобів проведені у ряді наукових центрів.

Результати проведених досліджень з оцінки впливу мобільного телефону, комп'ютера та інших сучасних радіоелектронних засобів на різні організми як в робочому, так і у вимкненому стані виявились невтішними і показали вкрай негативний їх вплив на стан біологічних об'єктів, що проявилось:

- у зменшенні рухомої активності та виживаності мікроорганізмів;
- у збільшенні смертності мікроорганізмів;
- у порушенні ембріонального і личиночного розвитку;
- у зниженні біохімічних реакцій, порушенні метаболізму;
- у зниженні енергетичного потенціалу в усіх життєво важливих системах організму.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Здійснимо обчислення капіталовкладень та щорічних витрат для будівництва та експлуатацію ЛЕП та підстанцію [24]:

$$Z = B + E \cdot K + B_{ВТР} + U, \quad (5.1)$$

де B – річні витрати (річні експлуатаційні витрати на підстанцію та лінію електропередачі; E – коефіцієнт дисконтування капіталовкладень; K – капіталовкладення в енергооб'єкт; $B_{ВТР}$ – річні витрати від втрат електроенергії; U – величина збитків від перерв в електропостачанні.

Коефіцієнт дисконтування приймаємо рівним 0,15. Записаний вище вираз справедливий для ситуації, коли спорудження та освоєння потужності електричної мережі здійснюється протягом одного року, а далі щорічні витрати на експлуатацію залишаються постійними.

5.1 Обчислення капіталовкладень в будівництво підстанції та ЛЕП

До повної вартості підстанцій 110 кВ та вище входять:

- вартість основних елементів;
- вартість постійного відведення землі;
- витрати на благоустрій та тимчасові будівлі і споруди, проектно-розвідувальні роботи та авторський нагляд, інші роботи та витрати.

До вартості основних елементів відносять вартість:

- трансформаторів;
- розподільчих пристроїв та окремих комірок вимикачів;
- компенсуючих та регулюючі пристроїв;
- протиаварійної автоматики.

Вартість постійного відведення землі приймається з урахуванням площі земельної ділянки під підстанцією. Чергово, площа постійного відведення землі залежить від схеми електричних з'єднань підстанції.

Середні значення витрат на благоустрій та тимчасові будівлі і споруди, проектно-розвідувальні роботи та авторський нагляд, інші роботи та витрати приймаються від базисної вартості підстанції та складають:

- 1,0 – 1,5 % – благоустрій та тимчасові будівлі і споруди;
- 10 – 11 % – проектно-пошукові роботи та авторський нагляд;
- 4,5 – 5,0 % – інші роботи та витрати.

Отриману величину вартості будівництва підстанції потрібно скоригувати з урахуванням територіального коефіцієнта. Обчислення капітальних вкладень у будівництво підстанції представлено у таблиці 5.1

Таблиця 5.1 – Обчислення капіталовкладень у будівництво ПС 110/10 кВ

Витрати	Кількість, шт	Вартість, тис. грн	Величина витрат, тис. грн.	Примітка
Вартість елементів підстанції:				
-трансформатори	2	48	96	Вартість в цінах ДБН
- вимикачі 10 кВ	11	1,9	20,9	
- вимикачі 110 кВ	2	16,5	33	
- постійна частина		120	120	
Сума			269,9	
Витрати на благоустрій, тимчасові будівлі та споруди, проектно-пошукові роботи та інші затрати			41,8	Застосовуються у розмірі 15,5 % від базової вартості
Разом			311,7	
Разом з урахуванням територіального коефіцієнта			498,8	Територіальний коефіцієнт приймається 1,6
Разом з урахуванням перерахунку			62838,7	Коефіцієнт перерахунку 126
Вартість відведення землі	15000 м ²	0,151	2416	
Разом			65254,7	

Повна вартість ЛЕП складається із [25]:

- базисних показників ліній електропередач;

- вартості постійного відведення землі, а за потреби – вартості вирубування просіки;
- витрат на благоустрій, тимчасові будівлі та споруди, проектно-пошукові роботи та авторський нагляд, інші роботи та витрати.

Базисні показники вартості повітряних ЛЕП враховують усі витрати виробничого призначення та відповідають середнім умовам будівництва та нормативному вітровому тиску. При проходженні ПЛ у складніших умовах витрати на спорудження ПЛ зростають. При цьому окремі складові, які ускладнюють умови будівництва, враховуються незалежно один від одного.

До базисних показників додається вартість постійного відведення землі, вартість вирубки просіки та улаштування лежневих доріг. Вартість постійного відведення землі приймається з урахуванням площі, яка відведена під опори ПЛ та вартість землі.

Площі постійного відведення землі під опори ЛЕП залежать від типу та матеріалів опор, використання розрахункового прольоту, тощо.

Для ділянок лінії, які проходять лісом, вартість вирубки просіки визначається для лісу середньої величини, густоти та твердості порід деревини з урахуванням викорчовування пеньків під дороги та майданчики опор. Додаткові витрати, які враховують ускладнені умови, можуть бути прийняті для відповідних ділянок траси із використанням підвищувальних коефіцієнтів відносно базових показників вартості.

При необхідності спорудження великих переходів ЛЕП через судноплавні річки, канали, протоки, інші водні перешкоди та ущелини їх вартість визначається за спеціальними обчисленнями.

Витрати на благоустрій, тимчасові будівлі та споруди, проектно-пошукові роботи та авторський нагляд, інші роботи та витрати збільшують загальну вартість будівництва. Середні значення вказаних витрат приймаються від базисної вартості ЛЕП та становлять:

- 2,5 – 3 % – благоустрій та тимчасові будівлі і споруди;
- 7 – 8 % – проектно-пошукові роботи та авторський нагляд;

- 3 –3,5 % – інші роботи та витрати.

Усі обчислення капіталовкладень у лінії зведено до таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Обчислення капітальних вкладень у ЛЕП 110 кВ

Складові затрат	Кількість	Вартість одиниці	Значення витрат	Примітка
Вартість ЛЕП за базисними показниками	50 км	25,2 тис. грн./км	1260	Згідно ДБН
Витрати на благоустрій, тимчасові споруди, проектно-пошукові роботи, тощо			157,5	Застосовується у розмірі 12,5 % від базисної вартості
Разом			1417,5	
Разом з урахуванням територіального коефіцієнта			2268	Значення територіального коефіцієнта становить 1,6
Разом з урахуванням зміни цін			285768	Коефіцієнт перерахунку становить 126
Вартість постійного відведення землі	100 м ² /км · 50 км	0,151 тис. грн./м ²	755	Вартість у цінах на 2023 рік.
Всього			186523	

5.2 Обчислення щорічних відрахувань

До щорічних витрати на амортизацію та витрат на експлуатацію для підстанції, входять [24]:

$$V_{ПС} = V_{АПС} + V_{ОПС} = N_{АПС} \cdot K_{ПС} + N_{ОПС} \cdot K_{ПС} = K_{ПС} (N_{АПС} + N_{ОПС}), \quad (5.2)$$

де $V_{АПС}$ – витрати на амортизацію підстанції; $V_{ОПС}$ – витрати на обслуговування підстанції; $N_{АПС}$ – норма амортизації підстанції; $N_{ОПС}$ – норма обслуговування підстанції; $K_{ПС}$ – вартість підстанції.

Для укрупнених обчислень норму амортизації можна взяти за середньою нормою для електричних мереж об'єктів, яка становить 6 %. Норма на обслуговування підстанції 110 кВ відповідно становить 5,9 % та 4,9 %.

Відтак, щорічні витрати на амортизацію та витрати на експлуатацію підстанції, становлять:

$$B_{ПС} = (0,06 + 0,059) \cdot 65254,7 = 7765,3 \text{ тис. грн.}$$

Аналогічно, щорічні витрати на амортизацію та витрати на експлуатацію ЛЕП, становлять:

$$B_{ЛЕП} = K_{ЛЕП} (H_{АЛЕП} + H_{ОЛЕП}), \quad B_{ПС} = (0,06 + 0,021) \cdot 286523 = 23208,4 \text{ тис. грн.}, \quad (5.3)$$

де $H_{АЛЕП}$ – норма амортизації ЛЕП; $H_{ОЛЕП}$ – норма обслуговування ЛЕП (2,1 %); $K_{ЛЕП}$ – вартість ЛЕП.

Сумарні відрахування на амортизацію і затрати на експлуатацію становлять:

$$B_{\Sigma} = B_{ПС} + B_{ЛЕП}, \quad B_{\Sigma} = 7765,3 + 23208,4 = 30973,7 \text{ тис. грн.} \quad (5.4)$$

5.3 Обчислення вартості втрат енергії в мережі

Під час передачі електроенергії з шин електростанцій до споживачів, частина електричної енергії витрачається на нагрівання провідників, створення електромагнітних полів та інших явищ. Ці витрати енергії називається втратами електричної енергії.

Втрати електричної енергії в мережі в суттєво впливають на щорічні експлуатаційні витрати та собівартість передачі електричної енергії. Їх можна визначати різними методами, залежно від повноти та точності заданої вихідної інформації про режими споживання електричної енергії у вузлах мережі та характері зміни навантаження в елементах мережі.

На практиці при проектуванні та експлуатації електричних мереж часто втрати електричної енергії за відсутності графіків навантаження оцінюють за методом часу максимальних втрат τ , який дає змогу визначати навантажувальні втрати (залежні від струму навантаження) в елементах мережі за знайденим попередньо поточкорозподілом при максимальних навантаженнях та часі максимальних втрат τ .

Час найбільших втрат становить [24]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot T_{\text{річ}}, \quad \tau = \left(0,124 + \frac{5600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4098,4 \text{ год/рік.} \quad (5.5)$$

де T_{\max} – час використання максимуму активного навантаження.

Сумарні річні втрати електричної енергії у повітряних лініях електропередачі обчислимо за формулою:

$$\Delta W_W = \Delta P_{\max} \cdot \tau, \quad (5.6)$$

де ΔP_{\max} – втрати активної потужності, які відповідають максимальному навантаженню S_{\max} , які обчислюються за формулою:

$$\Delta P_{\max} = \frac{S_{HAB}^2}{U_{HOM}^2} R_0 \cdot \frac{l_0}{n_k}, \quad \Delta P_{\max} = \frac{38^2 + 23,52^2}{110^2} 0,249 \cdot \frac{50}{2} = 1,03 \text{ МВт}; \quad (5.7)$$

$$\Delta W_W = 1,03 \cdot 4098 = 4220,9 \text{ МВт год/рік.}$$

Сумарні річні втрати електричної енергії в двообмотковому трансформаторі обчислюються за формулою:

$$\Delta W_T = \Delta W_{HX} + \Delta W_{HAB} = n_T \cdot \Delta P_{HX} \cdot T_{pich} + \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{HAB}}{S_T^{HOM}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (5.8)$$

де n_T – кількість однакових паралельно увімкнених трансформаторів; $\Delta P_{HX}, \Delta P_{K3}$ – номінальні (паспортні) втрати неробочого ходу та короткого замикання, відповідно.

Сумарні річні втрати електричної енергії у трансформаторах становлять:

$$\Delta W_T = 2 \cdot 0,034 \cdot 8760 + \frac{0,17}{2} \cdot \left(\frac{44,4}{40} \right)^2 \cdot 4098 = 1025,2 \text{ МВт год/рік.}$$

Сумарні річні втрати електричної енергії в мережі визначаємо шляхом підсумовування ΔW_W та ΔW_T :

$$\Delta W_{\Sigma} = 4220,9 + 1025,2 = 5246,1 \text{ МВт год/рік.}$$

Вартість втрат електричної енергії в елементах мережі визначаємо за формулою:

$$B_{BTP} = \Delta W_{\Sigma} \cdot \beta', \quad B_{BTP} = 5246,1 \cdot 1,46 = 7187,1 \text{ тис. грн./рік.} \quad (5.9)$$

де β' – питома задана вартість втрат електричної енергії.

Таким чином, обґрунтовані затрати складають:

$$Z = 30973,7 + 0,15 \cdot (65254,7 + 286523) + 7187,16 = 90927,5 \text{ тис. грн.}$$

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі здійснено проектування електричної підстанції 110/10 кВ з розробкою живильної лінії електропередачі. Отримані у кваліфікаційній роботі результати узагальнимо такими висновками:

1. Здійснено обчислення нормальних та аварійних режимів роботи електричної мережі, зокрема на основі принципової схеми електричних з'єднань мережі укладено схему її заміщення та здійснено обчислення її параметрів. Укладену схему було зреалізовано у спеціалізованому програмному комплексі ДАКАР та здійснено обчислення нормальних та аварійних режимів роботи мережі, а також струмів КЗ.

2. Для розроблюваної підстанції було спроектовано схему електричних з'єднань відкритих розподільчих пристроїв підстанції. Для розробленої схеми ВРП, на основі обчислених нормальних та аварійних режимів роботи, було здійснено вибір шин, вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму, напруги та власних потреб для напруг 110 кВ та 35 кВ.

3. Також, для живлення підстанції було здійснено проектування живильної лінії електропередачі, зокрема здійснено вибір устаткування лінії електропередачі, здійснено відведення земель при будівництві ЛЕП та проведено організацію будівництва.

4. Розглянуто питання охорони праці та навколишнього середовища, зокрема здійснено аналіз небезпечних чинників під час проведення ремонтних робіт на підстанції, здійснено обчислення заземлення підстанції та розкрито питання впливу електромагнітних полів на довкілля.

5. Також у кваліфікаційній роботі проведено техніко-економічні обґрунтування, зокрема здійснено обчислення капіталовкладень у будівництво підстанції та лінії електропередачі, обчислення щорічних відрахувань та обчислення вартості втрат енергії у мережі.

--

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
2. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.
3. Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П. Г. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств: навч. посіб. Кіровоград: КНТУ, 2015. 287 с.
4. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: Політехніка, 2014. 132 с.
5. Бабаєв М. М., Блиндюк В. С., Супрун О. Д. Проектування систем електропостачання залізниць. Харків: УкрДУЗТ, 2019. 291 с.
6. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
7. Кулик В. В., Тептя В. В., Бурикін О. Б., Сікорська О. В. Типові рішення при проектуванні електричних мереж напругою 110–330 кВ: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2018. 110 с.
8. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
9. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
10. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
11. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во Нац. у-ту «Львів. політех.», 2001. 596 с.
12. Методичні вказівки та завдання до курсового проекту з дисципліни «Основи електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». Укл. Чумакевич В. О. Львів: ЛНАУ, 2016. 59 с.

13. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
14. Правила улаштування електроустановок. Міненерговугілля України, 2017.
15. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
16. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'яно Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
17. Лушкін В. А., Абраменко І. Г., Барбашов І. В., Черкашина В. В., Шутенко О. В. Загальна характеристика та розрахунок режимів розподільних мереж: навчальний посібник. Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2013. 193 с.
18. Клименко Б. В. Електричні апарати. Електромеханічна апаратура комутації, керування та захисту. Харків: Вид-во «Точка», 2012. 340 с.
19. Кідиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем: підручник. Львів: В-во НУ«ЛП», 2013. 533 с.
20. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
21. Бондаренко В. О., Ганус О. І., Старков К. О., Шевченко С. Ю. Охорона праці в електроенергетиці: навчальний посібник. Харків: Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2014. 286 с.
22. Пістун І. П., Березовецький А. П., Тимочко В. О., Городецький І. М. Охорона праці (гігієна праці та виробнича санітарія). Львів: Тріада плюс, 2017. 620 с.
23. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
24. Мірошник О. О., Черкашина В. В., Мороз О. М., Черемісін М. М. Економічні розрахунки в інженерній діяльності на прикладах задач електроенергетики. Харків: ФЛП Панов А. Н., 2018. 214 с.
25. Бандурка О. М., Ковальов Є. В., Садиков М. А., Маковоз О. С. Економіка підприємства. Харків: ХНУВС. 2017. 192 с.