

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

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«ОРГАНІЗАЦІЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ НАСЕЛЕНОГО
ПУНКТУ НА 60 ДВОРІВ З ВПРОВАДЖЕННЯМ КОМПЕНСАЦІЇ
РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ»**

Виконав: студент II курсу

групи Ен – 22сп спеціальності

141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва спеціальності)

Марканич В. І.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Керівник: Левонюк В. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціал)

Рецензент: Кригуль Р. Є.

(прізвище та ініціал)

ДУБЛЯНИ 2023

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

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

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

(підпис)
д.т.н., професор Калахан О. С.
(вч. звання, прізвище, ініціали)
“ _____ ” _____ 202__ року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

Марканич В'ячеслав Ігорович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Організація системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів з впровадженням компенсації реактивної потужності»

керівник роботи к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(наук.ступінь, вч. звання, прізвище, ініціали)

затверджені наказом Львівського НАУ 453/к-с від 30.12.22 р.

2. Строк подання студентом роботи 16.06.23 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

1 Характеристика об'єкта

2 Розрахунок електричних мережі

3 Компенсація реактивної потужності

4 Охорона праці та довкілля

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	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 30.12.22 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Формування та представлення характеристики об'єкта електропостачання	30.12.2022 – 31.01.2023	
2	Здійснення розрахунків мережі електропостачання населеного пункту	1.02.2023 – 17.03.2023	
3	Розрахунок ємностей і потужностей конденсаторних батарей та вибір конденсаторних установок	20.03.2023 – 21.04.2023	
4	Виконання структурно-функціонального аналізу процесу та розробка моделі травмонебезпечних та аварійних ситуацій	24.05.2023 – 5.05.2023	
5	Здійснення техніко-економічного обґрунтування прийнятих рішень	8.05.2023 – 19.05.2023	
6	Завершення оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації	22.05.2023 – 2.06.2023	
7	Завершення роботи в цілому	5.06.2023 – 16.05.2023	

Студент

Марканич В. І.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Левонюк В. Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.312.436

Марканич В. І. «Організація системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів з впровадженням компенсації реактивної потужності». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет природокористування, 2023 р. 45 с. текстової частини, 9 рисунків, 12 таблиць, 26 джерел посилань.

У кваліфікаційній роботі репрезентовано ключові результати організації системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів із впровадженням компенсації реактивної потужності. Здійснено загальну характеристику об'єкта електропостачання із зазначенням ключових особливостей географічного розміщення, кліматичних умов та виду діяльності населеного пункту. Детерміновано розрахункові навантаження проєктованої мережі та укладено нову схему електропостачання населеного пункту. Розраховано необхідну потужність трансформатора та здійснено його вибір, а також вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Обчислено необхідні перерізи та вибрано марки проводів для мереж низької та високої напруг, а також здійснено перевірку правильності вибору за втратами напруги в мережі. Обчислено параметри релейного захисту мережі та вибрано необхідні уставки захисту. Здійснено обчислення ємностей та потужностей конденсаторних батарей та вибрано типи конденсаторних установок. Розглянуто питання охорони праці, охорони довкілля та здійснено техніко-економічні розрахунки.

Ключові слова: модернізація, електрична мережа, трансформаторна підстанція, релейний захист, навантаження, компенсація реактивної потужності.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА.....	7
1.1 Загальна характеристика об'єкта.....	7
1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи.....	9
2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	10
2.1 Детермінування розрахункових навантажень мережі електропостачання	10
2.2 Здійснення вибору трансформатора та трансформаторної підстан-	
ції 10/0,38 кВ.....	15
2.3 Обчислення та вибір проводів мережі низької та високої напруг...	17
2.4 Обчислення параметрів аварійних режимів.....	20
2.5 Обчислення параметрів захистів від аварійних режимів.....	23
3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ.....	26
3.1 Способи та засоби компенсації реактивної потужності навантаження.	26
3.2 Розрахунок ємності та потужності конденсаторних батарей.....	28
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	31
4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій	31
4.2 Правила безпеки праці електрика при монтажі елементів	
електричних мереж.....	32
4.3 Розрахунок освітлення у диспетчерській.....	34
4.4 Охорона довкілля.....	36
5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ.....	39
5.1 Обчислення втрати електроенергії в електромережі.....	40
5.2 Розрахунок собівартості передачі електроенергії.....	42
ВИСНОВКИ.....	43
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	44

ВСТУП

Питання, які пов'язані із електропостачанням, а надто з електропостачанням населених пунктів, залишаються актуальними завжди. Тільки за умови надійного та якісного електропостачання можна забезпечити стабільну роботу промисловості, транспорту, комунального господарства, сільського господарства та усіх інших галузей суспільства.

Сьогодні є не лише збільшення потреби в електроенергії, а й існує підвищення вимог до її якості, надійності та забезпечення більш ефективних заходів безпеки для електропостачання. Відтак, піддаються зміні нормативні документи, які регламентують встановлення обладнання та правила технічної експлуатації окремих електроустановок, електроприладів, мереж і систем. Вдосконалюються методи обчислень окремих електроприладів та електросистем. За останні роки розроблено та успішно впроваджено значну кількість абсолютно нового електричного обладнання та схемних рішень для різних систем електропостачання.

Надто гостро, сьогодні стоїть питання проектування нових, а особливо модернізації існуючих електричних мереж населених пунктів сільських районів. Це пов'язано з тим, що їх проектування, зведення та введення в експлуатації здійснювалося швидкими темпами в рамках електрифікації сільських районів країни (колишнього Радянського Союзу). Подекуди розглядалося це так, що зведені мережі будуть тимчасовими, а найближчим часом відбудеться їх модернізація, але цього не відбулося і сьогодні велика кількість населених пунктів забезпечуються електричною енергією низької якості.

Тому, враховуючи сказане вище, тема кваліфікаційної роботи «Організація системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів з впровадження компенсації реактивної потужності» є актуальною.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБ'ЄКТА

1.1 Загальна характеристика об'єкта

Село Рогалі – село Червоноградського району Львівської області. Це село розташоване біля річки Західний Буг, відстань до районного центру складає 38 км. Поряд (1 км) знаходиться м. Добротвір. За 2 км від села Рогалі знаходиться залізнична станція Добротвір, за 3 км знаходиться міжобласне шосе Луцьк – Львів, яке дає змогу налаштувати транспортні сполучення та доставку різних товарів і продукції, які необхідні для ведення народного господарства. Населення села складає 120 осіб [1].

Село Рогалі розташовується у географічній області Мале Полісся на висоті 230 м вище рівня моря. Воно розміщене на західно-південній частині у межах Подільсько-Волинської плити. Основними копалинами цього краю є вугілля, пісок, глина, та торф. Найбільша та основна водойма – річка Західний Буг.

У зоні розміщення села, на протязі весняно-осіннього періоду випадає 650...700 мм опадів, за середньої температури повітря на добу 13 °С. В краї переважають чорноземи, хоч і присутні різноманітні ґрунти.

Електропостачанням населених пунктів та усіх прилеглих територій Львівської області займається ПАТ «Львівобленерго». Тут ПАТ «Львівобленерго» обслуговує трансформаторні підстанції та лінії електропередач напруження 110 кВ включно.

У селі наявні 60 дворів, а також на території села Рогалі знаходяться такі споживачі: початкова школа, будинок суспільного призначення, дитячий садок, магазини та будинок культури та інші установи обслуговування населення. Майже всі житлові будинки в селі – одноповерхові. Село забезпечене газопостачанням, тому приготування їжі та обігрів теж здійснюється за рахунок природного газу. Деякі жителі села додатково використовують тверде паливо. В селі наявні споживачі II та III категорії за надійністю в перерві електропостачання.



Рисунок 1.1 – Карта с. Роголі [2]

Електрозабезпечення села Роголі здійснюється від однієї підстанції (ПС) 10/0,4 кВ. Підстанція 110/10 кВ розташована на відстані 4 км, біля Добротвірської ТЕС (м. Добротвір). Лінія електропередачі 10 кВ має довжину – 3,8 км. Електропостачання підстанції забезпечується повітряною лінією, а система електрозабезпечення села організована таким чином, що всі споживачі отримують живлення від однієї підстанції. ЛЕП 0,38 кВ виконано проводами А-50 на дерев'яних опорах. Ці самі лінії використовують як для живлення споживачів, так і для зовнішнього освітлення прилеглих територій.

Сама трансформаторна підстанція є в задовільному стані. Тут задля організації захисту від зовнішніх атмосферних перенапруг інстальовано розрядники та змонтовано уземлюючі пристрої. Освітлення вулиць села Роголі виконано сучасними світильниками зі світлодіодними лампами, тому мережа освітлення модернізації не потребує. Ведення обліку електричної енергії у комунально-побутових та виробничих споживачів забезпечується електронними лічильниками активної енергії. Варто відзначити, що існуюча мережа потребує модернізації, включаючи заміну ЛЕП 0,38 кВ через їх неналежний стан та трансформаторну ПС 10/0,4 кВ через її надмірне перевантаження.

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

За конституцією України, Україна є об'єктом соціальної держави, а її громадяни повинні забезпечуватися загальним добробутом. Однією з важливих складових добробуту нації є стабільне та надійне постачання громадян якісною електроенергією. Споживання електроенергії населенням є актуальним питанням, оскільки це є гостра потреба повсякденного життя і стосується майже всіх без винятку громадян.

Наявна електрична мережа с. Рогалі була спроектована в 1960-х роках, за цей час кількість та структура споживачів електричної енергії істотно змінилися. У будинках людей з'являється велика кількість побутової техніки, що значно збільшує навантаження на підстанції та лінії електропередач. Існуючі лінії 0,38 кВ прокладені на дерев'яних опорах, які все частіше не витримують покладених механічних навантажень, а підстанція не витримує електричних навантажень, про що свідчать часті спрацювання протиперевантажувальної автоматики. Також, згідно підзвітних матеріалів ПАТ «Львівобленерго», за 5 останніх років, через старіння ліній здійснювалося все більше ремонтів після технічного обслуговування. Варто відзначити, що в оселях людей появились сучасні системи опалення із сучасною чутливою до якості електричної енергії електронікою, які без напруги не працюють нормально. Також у селі є фельдшерсько-акушерські пункти, дитсадки та інші об'єкти, відмикання електроенергії не тільки призведе до великих збитків, а й погіршить здоров'я людей. Окремим питанням є компенсація реактивної потужності навантаження, яка сьогодні не проводиться взагалі [3].

На основі сказаного вище було сформовано тему кваліфікаційної роботи: «Організація системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів з впровадженням компенсації реактивної потужності», яка носить актуальне практичне значення для жителів с. Рогалі.

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

2.1 Детермінування розрахункових навантажень мережі електропостачання

Розрахунки будемо проводити з врахуванням освітлення вулиць населеного пункту. Населений пункт отримуватиме живлення від однієї підстанції 10/0,38 кВ лініями електропередач 0,38 кВ. Необхідно здійснити проектування плану та розрахунок електричної мережі 0,38 кВ з впровадженням компенсації реактивної потужності. Усі будинки населеного пункту є газифікованими, відтак приймається, що електричне навантаження одного будинку становить 1,8 кВт, з урахуванням коефіцієнту участі k_y в денному максимумі – 0,3, а в вечірньому – 1,0. Для зовнішнього освітлення громадських, комунальних та житлових будівель приймаємо потужність 250 Вт, враховуючи, що це освітлення буде забезпечуватися сучасними енергозберігаючими джерелами світла. Також, на 1 м довжини вулиці приймаємо 10 Вт на її освітлення.

Розраховуємо електричні навантаження вузлів за виразами [4]:

$$P_{вч} = \sum P_{iвв} \cdot k_o, \quad P_{дн} = \sum P_{iвв} \cdot k_o, \quad P = k_o \cdot k_y \cdot n_{\bar{o}} \cdot P_{\bar{o}}, \quad (2.1)$$

де k_o – коефіцієнт одночасності; $P_{\bar{o}}$ – електричне навантаження житлових будинків; $P_{вч}$, $P_{дн}$ – вечірній та денний максимуми електричних навантажень; $n_{\bar{o}}$ – число будинків i -ї ділянки електричної мережі; k_y – коефіцієнт участі електричного навантаження об'єкта в мережі.

За виразами (2.1) одержимо наступні розрахункові електричні навантаження для вузла №1:

$$P_{дн1} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 5 \cdot 1,8 = 1,62 \text{ кВт}, \quad P_{вч1} = 0,6 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 1,8 = 5,4 \text{ кВт}.$$

Обчислення електричних навантажень для решти вузлів виконується аналогічно. Отримані розрахункові електричні навантаження для решти вузлів репрезентовано у таблиці 2.1. На основі плану населеного пункту розробляємо ескіз електричної мережі 0,38 кВ, який репрезентовано на рисунку 2.1.

10, 11, 12 13, 15, 16, а також мережа вуличного освітлення. Освітлювальна мережа не вказується оскільки вона повторює контури силової мережі 0,38 кВ.

Розраховуємо електричне навантаження ТП:

$$P_{\Sigma \delta} = \sum k_o k_y n_{\delta} P_{\delta}, \quad P_{\Sigma \delta_{дн}} = 18,7 \text{ кВт}, \quad P_{\Sigma \delta_{вч}} = 62,6 \text{ кВт}. \quad (2.2)$$

де n_{δ} – чисельність будівель i -ї ділянки; k_y – коефіцієнт участі; P_{δ} – електричне навантаження житлових будинків; k_o – коефіцієнт одночасності.

Розраховуємо електричне навантаження комунальних об'єктів [5]:

$$P_{\kappa} = k_o \cdot (P_{\text{пш}} + P_{\text{аб}} + P_{\text{ду}} + 2 \cdot P_{\text{зх}} + P_{\kappa}); \quad (2.3)$$

$$P_{\kappa_{дн}} = 0,6 \cdot (8 + 3 + 12 + 2 \cdot 15 + 3) = 33,6 \text{ кВт}, \quad P_{\kappa_{вч}} = 0,6 \cdot (8 + 2 + 7 + 8 + 5) = 18 \text{ кВт},$$

Розраховуємо електричне навантаження для освітлення вулиць шляхом добутку питомого електричного навантаження одного метра вулиці

$$P_{\text{во}} = P_{\text{ос}} \cdot l_{\text{заг}}, \quad P_{\text{во}} = 10 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} = 18 \text{ кВт}. \quad (2.4)$$

де $l_{\text{заг}}$ – загальна довжина вулиць у населеному пункті; $P_{\text{ос}}$ – питома електричне навантаження одного метра довжини вулиці.

Розраховуємо електричне навантаження на зовнішнє освітлення будинків й інших комунальних об'єктів електропостачання за виразом [6]

$$P_{\delta_o} = n_{\delta} \cdot P_{\text{осб}}, \quad P_{\delta_o} = 64 \cdot 0,25 = 16 \text{ кВт}. \quad (2.5)$$

де n_{δ} – чисельність комунальних і житлових будівель; $P_{\text{осб}}$ – норма електричної потужності для зовнішнього освітлення одного об'єкта електропостачання.

Розраховуємо сумарне електричне навантаження для освітлення за виразом

$$P_o = P_{\text{во}} + P_{\delta_o}, \quad P_o = 18 + 16 = 34 \text{ кВт}. \quad (2.6)$$

Розраховуємо електричне навантаження трансформаторної підстанції додаючи вечірні та денні електричні навантаження усіх об'єктів електропостачання та електричне навантаження, яке передбачене для освітлення за виразами [6].

$$P_{\Sigma \delta_{дн}} = P_{\Sigma \delta} + P_{\kappa}, \quad P_{\Sigma \delta_{вч}} = P_{\Sigma \delta} + P_{\kappa} + P_o, \quad (2.7)$$

$$P_{\Sigma \delta_{дн}} = 18,7 + 33,6 = 52,3 \text{ кВт}, \quad P_{\Sigma \delta_{вч}} = 62,6 + 22,2 + 34 = 118,8 \text{ кВт}.$$

Розраховуємо повні електричні навантаження з урахуванням коефіцієнтів потужності навантаження $\cos \varphi_{\partial H} = 0,9$, $\cos \varphi_{\partial Ч} = 0,92$ за виразами [7]:

$$S_{\Sigma \partial H} = \frac{P_{\Sigma \partial H}}{\cos \varphi_{\partial H}}, S_{\Sigma \partial Ч} = \frac{P_{\Sigma \partial Ч}}{\cos \varphi_{\partial Ч}}, S_{\Sigma \partial H} = \frac{52,3}{0,9} = 58,2 \text{ кВА}, S_{\Sigma \partial Ч} = \frac{129,5}{0,92} = 129,1 \text{ кВА}. \quad (2.8)$$

Для подальшого детермінування електричних навантажень ліній складаємо таблицю підключень навантажень до різних ділянок ліній. Кожен пронумерований стовпець таблиці відповідає номеру ділянки лінії та зазначається число будівель та комунальних об'єктів електропостачання та суму максимальних активних потужностей, які течуть цією лінією. Порядкові номери ліній зазначено на схемі (рисунк 2.2).

Таблиця 2.2 – Підключення навантажень до ділянок ліній електричної мережі

Лінія електропередачі	1	2	3	4	5	6
К-сть будинків на ділянці	5	10	15	20	10	5
Сумарне навант, кВт (вечір)	9	18	27	36	18	9
К-сть об'єктів електропостачання	0	0	1	2	2	1
Сумарне навант, кВт (день)	0	0	15	27	18	15
Сумарне навант, кВт (вечір)	0	0	5	13	12	5
Лінія електропередачі	7	8	9	10	11	12
К-сть будинків на ділянці	28	5	10	13	8	4
Сумарне навант, кВт (вечір)	50,4	9	18	23,4	14,4	7,2
К-сть об'єктів електропостачання	2	0	1	0	0	0
Сумарне навант, кВт (день)	11	0	3	0	0	0
Сумарне навант, кВт (вечір)	12	0	10	0	0	0

Представлені потужності навантаження тільки характеризують суму активних електричних навантажень, які підключені до ділянок цієї лінії електропередачі. Детермінування активних електричних навантажень ділянок лінії електропередачі використаємо підхід, подібний до розрахунку активних електричних навантажень ТП. Здійснимо розрахунок, для прикладу, денного активного електричного навантаження ділянки лінії №1 сумуючи розрахункові електричні навантаження всіх об'єктів електропостачання [8]:

$$P = k_o \cdot k_y \cdot n_b \cdot P_b + P_k, \quad (2.9)$$

$$P_{1 \partial H} = 0,6 \cdot 0,3 \cdot 5 \cdot 1,8 = 1,62 \text{ кВт}, \quad P_{1 \partial Ч} = 0,6 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 1,8 = 5,4 \text{ кВт}.$$

Також, до вечірніх електричних навантажень необхідно додати значення потужностей, які відведені для освітлення і протікають цією ділянкою ЛЕП

$$P_{вч о} = P_{вч} + (n_{б} + n_{о}) \cdot P_{б о}, \quad P_{1 вч о} = 5,4 + 5 \cdot 0,25 = 7,6 \text{ кВт.} \quad (2.10)$$

Розраховані активні електричні навантаження мережі 0,38 кВ із врахуванням навантаження для освітлення представлено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Детерміновані активні електричні навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія електропередачі	1	2	3	4	5	6
$P_{дн}$, кВт	1,62	3,24	19,86	33,48	21,24	16,62
$P_{вч о}$, кВт	7,65	15,3	28,2	44,1	29,8	12,9
Лінія електропередачі	7	8	9	10	11	12
$P_{дн}$, кВт	20,072	1,62	6,24	4,212	2,592	1,296
$P_{вч о}$, кВт	59,74	7,165	26,55	22,29	14,64	6,32

Детермінування повних потужностей навантажень проводимо виходячи зі значень коефіцієнтів потужності навантажень для вечірніх та денних навантажень мережі. Обчислені результати репрезентовано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Детерміновані повні потужності навантаження електричної мережі 0,38 кВ

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$S_{дн}$, кВт	1,8	3,6	22,0	37,2	23,6	18,4
$S_{вч о}$, кВт	8,31	16,6	30,6	47,9	32,3	14,0
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$S_{дн}$, кВт	22,3	1,8	6,93	4,68	2,88	1,44
$S_{вч о}$, кВт	64,9	8,31	28,8	24,2	15,9	6,86

Детермінуємо струми ділянок лінії електропередачі електричної мережі 0,38 кВ [9]

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad I_{1дн} = \frac{1,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 2,73 \text{ А}, \quad I_{1вч} = \frac{8,31}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 12,6 \text{ А.} \quad (2.11)$$

Результати обчислених струмів, які протікають через відповідні ділянки ліній електропередач представлено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Детерміновані значення струмів відповідних ділянок ліній електропередачі 0,38 кВ

ЛЕП	1	2	3	4	5	6
$I_{дн}, А$	2,73	5,47	33,5	56,5	35,8	28,0
$I_{вч}, А$	12,6	25,2	46,6	72,9	49,2	21,3
ЛЕП	7	8	9	10	11	12
$I_{дн}, А$	33,9	2,73	10,5	7,11	4,38	2,19
$I_{вч}, А$	98,7	12,6	43,8	36,8	24,2	10,4

2.2 Здійснення вибору трансформатора та трансформаторної підстанції 10/0,38 кВ

Електричну мережу низької напруги (0,38) кВ буде прокладено по контурах доріг (вулиць) населеного пункту. Вибираємо потужність трансформатора так, щоб вона була $S_{ном} k_n \geq S_{розр}$, де $S_{розр}$ – обчислена розрахункова електрична повна потужність на шинах 0,38 кВ ПС; $S_{ном}$ – номінальна потужність трансформатора встановлена заводом виробником; k_n – коефіцієнт допустимого перевантаження або запасу потужності трансформатора. Оскільки в даному населеному пункті не має споживачів I категорії за надійністю електропостачання та враховуючи збільшення навантаження на трансформатор в подальшому, то значення k_n вибираємо рівним 0,9.

Оскільки величина вечірнього навантаження є більшою, то приймаємо її за розрахункову при виборі трансформатора ($S_{розр} = S_{\Sigma вч} = 129,1$ кВА).

Детермінуємо потужність трансформатора за виразом [10]:

$$S_m \geq \frac{S_{розр}}{0,9}, \quad S_m \geq \frac{129,1}{0,9} = 143,4 \text{ кВА.} \quad (2.12)$$

Із довідника [10] вибираємо трансформатор $ТМ - 160 - 10 / 0,4$ кВ. У цього трансформатора є п'ять відгалужень зі сторони високої напруги (ВН): 0; $\pm 2,5$ %; ± 5 % по відношенню до номінальної напруги. Здійснювати перемикання цих відгалужень можна лише при знеструмлених обмотках трансформатора, оскільки

цей трансформатор обладнаний пристроєм перемикання обмоток без збудження трансформатора (ПБЗ).

Таблиця 2.6 – Паспортні дані трансформатора

$S_{ном}$, кВА	$U_{Вном}$, кВ	$U_{Нном}$, кВ	Схеми та групи з'єднань трансформатора	$\Delta P_{НХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$u_{кз}$, %	$I_{НХ}$, %
160	10	0,38	$Y / Y_H - 0$	0,365	1,28	4,52	2,61

Детермінуємо приведенний до ВН повний опір трансформатора за виразом:

$$z_m = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}}, \quad z_m = \frac{4,52}{100} \cdot \frac{10000^2}{160000} = 28,11 \text{ Ом.} \quad (2.13)$$

Детермінуємо приведенний до ВН активний опір трансформатора за виразом [10]

$$r_m = P_{кз} \frac{U_{Вном}^2}{S_{ном}^2}, \quad r_m = 1280 \cdot \frac{10000^2}{160000^2} = 10,351 \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

Детермінуємо приведенний до ВН реактивний опір трансформатора за виразом

$$x_m = \sqrt{z_m^2 - r_m^2}, \quad x_m = \sqrt{28,1^2 - 10,35^2} = 26,1 \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

Приймаємо для мережі 0,38 кВ комплектну трансформаторну підстанцію (КТП) КТП-160-10/0,4 кВ, яка виконується у блочному вигляді. Вона складається з вхідної електрозлагоди 10 кВ, силового трансформатора 10/0,4 кВ та розподільчої електрозлагоди 0,38 кВ. До електричної злагоди 10 кВ входять: трифазний роз'єднувач з заземлювальними ножами, який буде змонтовано на базі найближчої опори ЛЕП 10 кВ) та вентильних розрядників, які призначені для захисту від комутаційних чи атмосферних перенапруг на сторони 10 кВ). Для захисту високої сторони від коротких замикань (КЗ) трансформатора встановлено запобіжники на вводах 10 кВ силового трансформатора. Електрична злагода низької напруги 0,38 кВ розміщуватиметься в нижній шафі. На виводах НН трансформатора буде змонтовано рубильник до ножів якого зі сторони ліній буде змонтовано вентильні розрядники. Потім, для кола обліку активної енергії підключено трифазний та двофазний (у фазах А і С) (до якого підключено теплове реле) комплекти трансформаторів струму (ТС), які будуть забезпечувати вимірювання спожитої електричної енергії та за-

хист ліній електропередач та трансформатора від перевантажень. Електричні контури живлення освітлення вулиць буде захищено запобіжниками. Захист від КЗ, вмикання та відмикання усіх ЛЕП буде здійснюватися автоматичними вимикачами.

2.3 Обчислення та вибір проводів мережі низької та високої напруг

Для відповідних ЛЕП здійснимо вибір перерізу проводів за допустимою втратою напруги. Проводи магістралі лінії 0,38 кВ, згідно ПУЕ [11], потрібно вибирати так, щоб в одній магістралі кількість проводів з різними перерізами була мінімальною. Для вибору проводів застосовуємо методику представлену у [12]. Враховуючи, що у всіх ділянках магістралі перерізи та коефіцієнти потужності є однакові, втрати напруги у них можна детермінувати за виразом:

$$\Delta U = \sqrt{3}(r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \sum_{i=1}^n I_i l_i = \Delta U_a + \Delta U_p, \quad (2.16)$$

де $\Delta U_p, \Delta U_a$ – реактивна та активна складові втрат напруги на ділянці магістралі; I_i, l_i – довжина та струм i -ї ділянки магістралі ЛЕП; x_0, r_0 – реактивний та активний питомі опори проводів ділянки ЛЕП; n – число ділянок магістралі ЛЕП.

Питомий реактивний опір для ЛЕП 0,38 кВ майже не залежить від перетину проводу ($x_0 = 0,0003 - 0,00035$ Ом/м), то для початкових розрахунків, приймаємо його сталим (незмінним) на усіх ділянках ЛЕП $x_0 = 0,00035$ Ом/м. Репрезентуємо, для прикладу ділянки ЛЕП 0–2 вибір перетину проводу. Втрати напруги на ділянці ЛЕП проєктованої мережі 0,38 кВ, згідно з [13], не може перевищувати 5 % ($0,38 \cdot 0,05 = 0,019$ кВ).

Розраховуємо реактивну складову втрати напруги на магістралі 0–2

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n Q_i \cdot l_i, \quad (2.17)$$

$$\Delta U_{p0-2} = \frac{0,35}{0,38} \cdot (3,25 \cdot 0,1 + 6,5 \cdot 0,1 + 11,9 \cdot 0,1 + 18,7 \cdot 0,1) = 3,53 \text{ В.}$$

Максимальне допустиме значення активної складової напруги обчислюємо за виразом:

$$\Delta U_{a\partial} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad \Delta U_{a0-2\partial} = 19 - 3,53 = 15,46 \text{ В.} \quad (2.18)$$

Розраховуємо величини перерізів проводів магістралі за формулою:

$$F_{розр} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot l_i}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a\partial} \cdot g}, \quad (2.19)$$

$$F_{0-2розр} = \frac{7,65 \cdot 0,1 + 15,3 \cdot 0,1 + 28,2 \cdot 0,1 + 44,1 \cdot 0,1}{0,38 \cdot 0,01546 \cdot 32 \cdot 10^6} = 49,8 \text{ мм}^2,$$

де $g = 32 \cdot 10^6 \text{ См/м}$ – питома провідність для алюмінію.

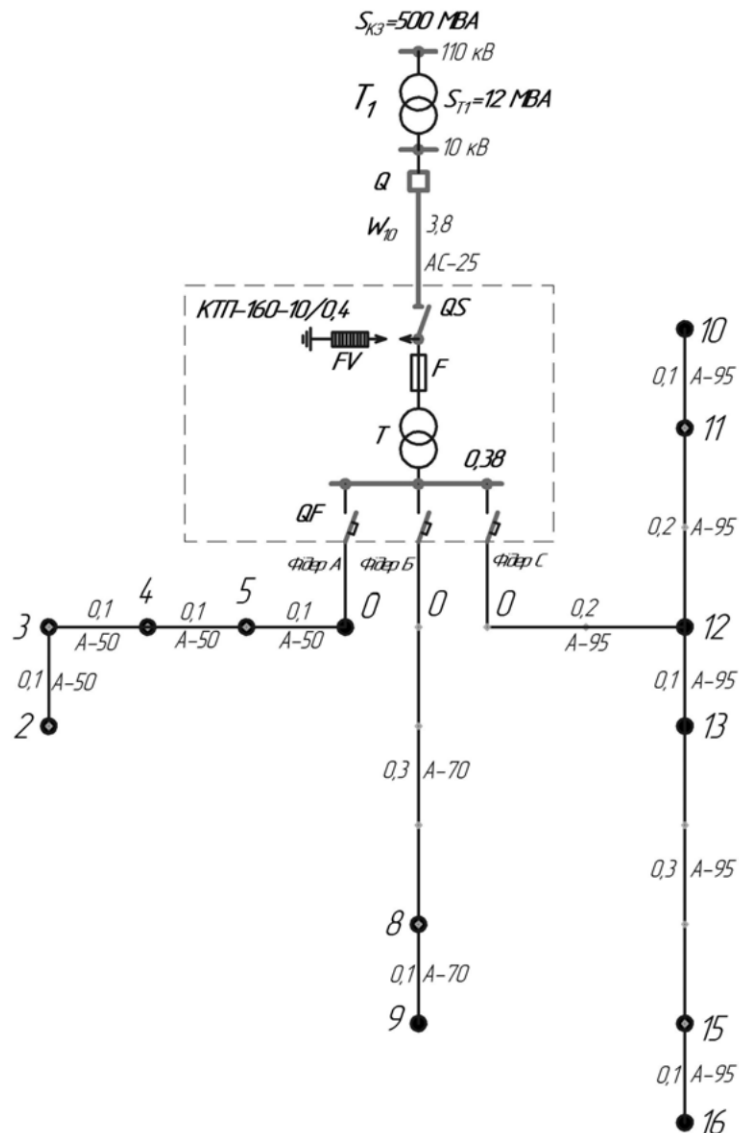


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі

Згідно з [13], для магістралі 0–2 вибираємо алюмінієвий провід А-50.

Аналогічно, здійснюємо обчислення величин перерізів проводів для магістралей 0–9, 0–10 і 0–16. Результати обчислень репрезентовано у таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Розраховані значення спадів напруг магістралей 0,38 кВ

Магістраль	$\Delta U_p, \text{ В}$	$\Delta U_{ад}, \text{ В}$	$F_{розр}, \text{ мм}^2$
0–9	3,78	15,22	55,2
0–10	6,67	12,32	93,8
0–16	8,1	10,8	94,5

Опираючись на номенклатуру стандартних марок проводів [10] здійснюємо вибір відповідних номінальних перерізів проводів для мережі 0,38 кВ. Результати вибору репрезентовано у таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 – Параметри вибраних проводів для мережі 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	$r_0, \text{ Ом/км}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	Доп. струм, А
1, 2, 3, 4	A-50	0,64	0,297	215
5, 6	A-70	0,46	0,283	265
7, 8, 9, 10, 11, 12	A-95	0,32	0,268	320

Здійснимо обчислення дійсних втрат напруги у лініях мережі 0,38 кВ, для вибраних проводів, та порівняємо їх із допустимою втратою ($\Delta U_{\rho} = 19 \text{ В}$)

$$\Delta U_{0-2} = \sqrt{3} \cdot (0,32 \cdot 0,92 + 0,268 \cdot 0,39) \cdot (12,6 \cdot 0,1 + 25,9 \cdot 0,1 + 46,6 \cdot 0,1 + 72,9 \cdot 0,1) = 10,9 \text{ В.}$$

Аналогічно обчислюємо втрати напруги і на інших ділянках

$$\Delta U_{0-9} = 9,8 \text{ В}, \quad \Delta U_{0-10} = 15 \text{ В}, \quad \Delta U_{0-16} = 17,7 \text{ В.}$$

Аналізуючи обчислення бачимо, що умова по допустимій втраті напруги виконується.

Аналогічним способом вибираємо переріз проводів ЛЕП 10 кВ, але враховуючи, що максимально допустима втрата напруги повинна складати 4 % (400 В). Обчисливши, одержимо переріз $F_{10розр} = 2,76 \text{ мм}^2$. Однак, згідно [13] мінімальнодопустимий за механічною міцністю переріз сталелегуючого проволочного проводу ЛЕП 10 кВ повинен складати 25 мм^2 . Тому, для ЛЕП 10 кВ приймаємо провід марки АС-25. Його параметри представлено у таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Параметри проводу для мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	$r_0, \text{ Ом/км}$	$x_0, \text{ Ом/км}$	Доп. струм, А
ТП 110 кВ – ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	135

Для проводу АС–25 втрати напруги у ЛЕП 10 кВ у режимі максимального навантаження будуть складати 32,3 В (0,3 %).

2.4 Обчислення параметрів аварійних режимів

Для обчислення параметрів аварійних режимів необхідно укласти схему заміщення мережі (для однієї фази). Укладену схему представлено на рисунку 2.3. На цій схемі заміщення представлено джерело живлення з врахуванням еквівалентованого опору електроенергетичної системи, трансформатори підстанції 110/10 кВ, ЛЕП 10 кВ та трансформатори і ЛЕП 0,38 кВ. Для полегшення обчислень, на схемі заміщення здійснено приведення параметрів всіх елементів до базисної напруги [14].

Під час розрахунку однофазних КЗ опір мережі 0,38 кВ знаходимо за опором петлі, що складається з фазного проводу, нульового проводу з врахуванням повторних заземлень та самої землі. Задля обчислення струму однофазного короткого замикання на шинах 10 кВ підстанції 10/0,4 кВ, отримане значення струму приводять до значення напруги 10 кВ.

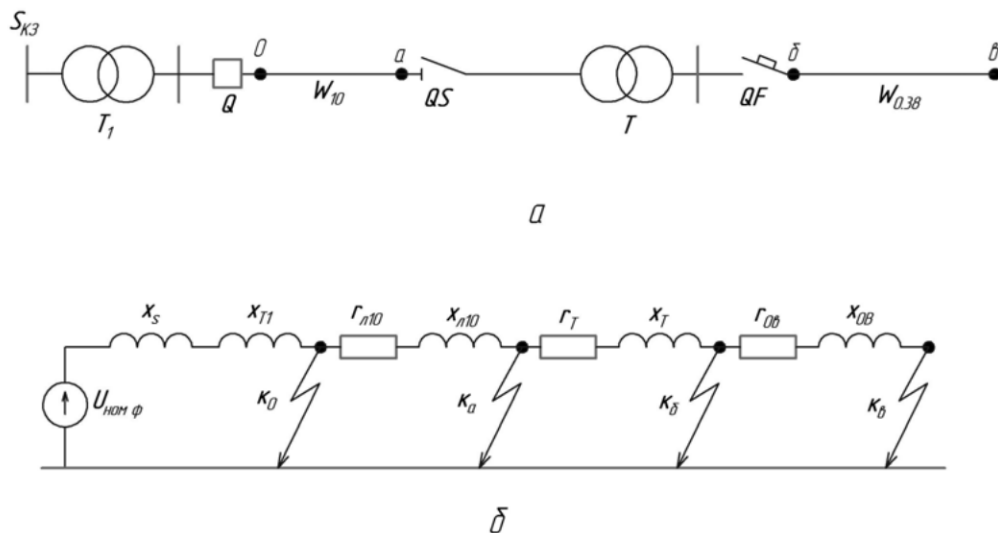


Рисунок 2.3 – Схеми для обчислення струмів КЗ: принципова (а); заступна (б).

Для знаходження струмів короткого замикання зі сторони 10 кВ в точках a та $б$ опори приводимо до напруги 10 кВ. Знаходимо еквівалентований опір електроенергетичної системи 110 кВ за виразом [15]:

$$x_s = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}}, \quad x_s = \frac{10^2}{500} = 0,2 \text{ Ом.} \quad (2.20)$$

Розраховуємо реактивний опір трансформатора 110 / 10 кВ

$$x_{m1} = \frac{U_{КЗ} U_{НОМ}^2}{100 S_{m1}}, \quad x_{T1} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 92,2} = 0,05 \text{ Ом.} \quad (2.21)$$

Опори ЛЕП 10 кВ – $x_{Л10} = 1,43 \text{ Ом}$; $r_{Л10} = 4,35 \text{ Ом}$. Опори трансформатора 10 / 0,4 кВ – $x_m = 40,4 \text{ Ом}$; $r_m = 19,7 \text{ Ом}$.

Загальний опір і струми трифазного та двофазного коротких замикань на початку ЛЕП 10 кВ (точка **0**) детермінуємо за виразами [16]:

$$z_{\Sigma 0} = x_s + x_{m1}, \quad z_{\Sigma 0} = 0,2 + 0,048 = 0,24 \text{ Ом;} \quad (2.22)$$

$$I_{K0}^{(3)} = \frac{1000 U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 0}}, \quad I_{K0}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 0,24} = 23235,5 \text{ А;} \quad (2.23)$$

$$I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{K0}^{(3)}, \quad I_{K0}^{(2)} = 0,87 \cdot 23235,5 = 20214,9 \text{ А.} \quad (2.27)$$

Розраховуємо загальний опір та струми зі сторони ВН трансформатора 10 / 0,38 кВ під час трифазного та двофазного КЗ в точці *a*

$$z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{Л10})^2 + r_{Л10}^2}, \quad z_{\Sigma a} = \sqrt{(0,2 + 0,048 + 1,43)^2 + 4,35^2} = 4,66 \text{ Ом;} \quad (2.28)$$

$$I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000 U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 1}}, \quad I_{Ka}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 4,66} = 1238,9 \text{ А;} \quad (2.29)$$

$$I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{Ka}^{(3)}, \quad I_{Ka}^{(2)} = 0,87 \cdot 1238,9 = 1077,8 \text{ А,} \quad (2.30)$$

та в точці *б*:

$$z_{\Sigma б} = \sqrt{(x_s + x_{T1} + x_{Л10} + x_T)^2 + (r_{Л10} + r_T)^2}, \quad (2.31)$$

$$z_{\Sigma б} = \sqrt{(0,2 + 0,048 + 1,43 + 40,4)^2 + (4,35 + 19,7)^2} = 48,5 \text{ Ом, } I_{Kб}^{(3)} = 119,1 \text{ А, } I_{Kб}^{(2)} = 103,6 \text{ А.}$$

Струми зі сторони виводів 0,38 кВ трансформатора 10 / 0,38 кВ під час коротких замикань в точці *б* розраховуємо за формулами:

$$I_{Kбн} = \frac{U_{ВНОМ}}{U_{ННОМ}} \cdot I_{Kб}, \quad I_{Kбн}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 119,1 = 2978,1 \text{ кА, } I_{Kбн}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 103,6 = 2591,02 \text{ А.} \quad (2.32)$$

При обчисленні струмів короткого замикання у мережі 0,38 кВ еквівалентованими опорами мережі 10 кВ і системи 110 кВ можемо знехтувати, тому, що вони є суттєво меншими за опір трансформатора 10/0,38 кВ. Розраховуємо струми короткого замикання в електрично найвіддаленіших вузлах мережі 0,38 кВ № 2, № 9, № 16

$$z_{\Sigma\epsilon} = z_{\Sigma\delta} \cdot \left(\frac{U_{H\text{ном}}}{U_{B\text{ном}}} \right)^2 + z_{0\epsilon}, \quad (2.33)$$

де для вузлів $\epsilon = 2, 9, 16$, будемо мати: $z_{0-2} = 0,28$ Ом; $z_{\Sigma 2} = 0,35$ Ом; $z_{0-9} = 0,21$ Ом; $z_{\Sigma 9} = 0,29$ Ом; $z_{0-16} = 0,29$ Ом; $z_{\Sigma 16} = 0,36$ Ом.

Представимо струми коротких замикань у цих вузлах: $I_{K2н}^{(3)} = 1055,9$ А; $I_{K2н}^{(2)} = 918,6$ А; $I_{K9н}^{(3)} = 1293,9$ А; $I_{K9н}^{(2)} = 1125,7$ А; $I_{K16н}^{(3)} = 1027,5$ А; $I_{K16н}^{(2)} = 893,9$ А.

Розраховуємо струми однофазних коротких замикань у електрично найвіддаленіших вузлах мережі 0,38 кВ за виразом:

$$I_{K\epsilon\epsilon}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(\frac{z_{m0}}{3} + z_{n\epsilon} \right)}, \quad (2.34)$$

де $z_{m0} = 1,63$ Ом – опір для нульової послідовності трансформатора під час замикання фази на корпус; $z_{n\epsilon}$ – опір петлі «фаза – нульовий дріт» для певного вузла короткого замикання ($\epsilon = 2, 9, 16$):

$$\begin{aligned} z_{n2} &= \frac{z_{0\epsilon}}{3} (2+3,5), & z_{n2} &= \frac{0,35}{3} (2+3,5) = 0,51 \text{ Ом}, \\ z_{n9} &= \frac{0,29}{3} (2+3,5) = 0,39 \text{ Ом}, & z_{n16} &= \frac{0,36}{3} (2+3,5) = 0,53 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (2.35)$$

Далі, обчислюємо значення струмів однофазного короткого замикання на землю

$$I_{K2н}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,51 \right)} = 207 \text{ А}, \quad I_{K9н}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,39 \right)} = 233,8 \text{ А};$$

$$I_{K16н}^{(1)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{1,63}{3} + 0,53 \right)} = 203,5 \text{ А}.$$

2.5 Обчислення параметрів захистів від аварійних режимів

Релейний захист трансформатора 10/0,4 кВ. Для захисту трансформатора 10 / 0,38 кВ потужністю 160 кВА віддаємо перевагу плавким запобіжникам, що встановлено на стороні 10 кВ. Згідно з вимогами до запобіжників для захисту трансформаторів їх необхідно вибирати за такими критеріями: за номінальним струмом плавкої вставки запобіжника, який повинен мати відношення до номінального струму трансформатора $I_{вст} \approx 2 \cdot I_{т.ном}$; за номінальною напругою мережі $U_{зан} = U_{ном}$; за номінальним струмом відмикання, який має бути більшим за максимальний струм короткого замикання в місці інсталяції $I_{н.вимк} \geq I_{кз.макс}$.

Враховуючи зазначені вимоги, вибираємо для захисту трансформатора запобіжник ПКТ101-3-21-31,5-У3 з такими параметрами: номінальний струм – 20 А; номінальна напруга – 10 кВ; номінальний струм відмикання – 31,5 кА [17].

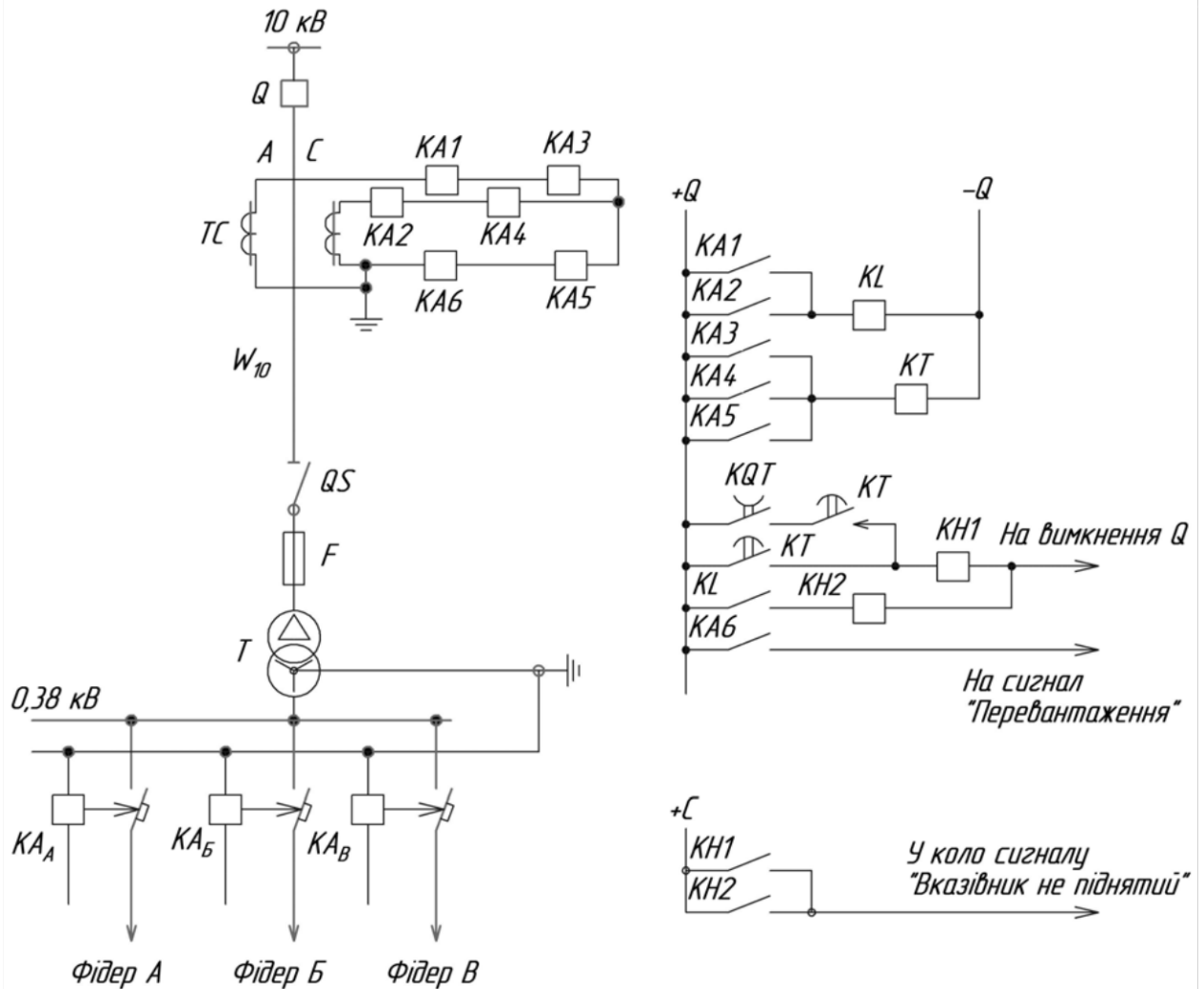
Релейний захист електромережі 0,38 кВ. Для захисту електромережі 0,38 кВ вибраної схеми КТП здійснюватиметься автоматичними вимикачами типу А3716, які вибираємо за такими критеріями: за номінальною напругою мережі $U_{авт} = U_{ном}$; за номінальним струмом автоматичного вимикача, який має бути більшим за струм навантаження $I_{р.в} \geq I_{нав}$; за струмом незалежного розчеплювача, який має бути більшим за струм однофазного короткого замикання в кінці магістралі $I_{с_рн} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр}$; за коефіцієнтом чутливості напівпровідникового розчіплювача, який має бути таким $k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{сн} \geq 1,1$; за струмом спрацювання напівпровідникового розчіплювача, який має бути більшим за максимальне робоче значення струму магістралі $I_{с_рн} \geq 1,4 \cdot I_{мр}$; номінальна напруга автоматичного вимикача $U_{авт} = 660 \text{ В} > 380 \text{ В}$.

Вибираємо уставки для номінальних струмів напівпровідникових розчіплювачів фідерів [18]:

$$A \Rightarrow I_{навА} = 72,9 \text{ А}, \quad I_{рвА} = 80 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{навБ} = 49,2 \text{ A}, \quad I_{рвБ} = 60 \text{ A};$$

$$B \Rightarrow I_{навВ} = 98,7 \text{ A}, \quad I_{рвВ} = 100 \text{ A}.$$



ТС	Трансформатори струму ТПЛК-10
КА1-КА6	Реле струму РТ-40
КТ	Реле часу типу РВ-122
КЛ	Проміжне реле типу РП-23 чи РП-251
КН1, КН2	Вказівні реле типу РЧ-1
КQT	Контакт реле положення "вимкнено" вимикача Q
КА _А , КА _Б , КА _В	Реле струму в нейтралях лінії 0,38 кВ

Рисунок 2.4 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі

Вибираємо уставки струмів спрацювання напівпровідникових розчіплювачів для фідерів:

$$A \Rightarrow I_{снА} = 150 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрА} = 1,4 \cdot 72,9 = 102,08 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{снБ} = 100 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрБ} = 1,4 \cdot 49,2 = 68,9 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{снВ} = 150 \text{ А} \geq 1,4 I_{мрВ} = 1,4 \cdot 98,7 = 138,2 \text{ А}.$$

Обчислюємо коефіцієнти чутливості напівпровідникових розчіплювачів [18]:

$$A \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к2н}^{(2)} / I_{снА} = 918,6 / 150 = 6,12;$$

$$B \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к9н}^{(2)} / I_{снБ} = 1125,6 / 100 = 11,2;$$

$$B \Rightarrow k_{ч} = I_{к}^{(2)} / I_{сн} = I_{к16н}^{(2)} / I_{снВ} = 893,9 / 150 = 5,95;$$

Обчислюємо струми спрацювання реле незалежних розчіплювачів під час однофазних коротких замикань:

$$A \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 72,9 = 27,3 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 49,2 = 18,4 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр} = 1,25 \cdot 0,3 \cdot 98,7 = 37,04 \text{ А}.$$

Приймаємо

$$A \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к2н}^{(1)} / 2 = 207,07 / 2 = 103,5 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к9н}^{(1)} / 2 = 233,8 / 2 = 116,9 \text{ А};$$

$$B \Rightarrow I_{срн} = 20 \text{ А} < I_{к16н}^{(1)} / 2 = 203,5 / 2 = 101,7 \text{ А}.$$

Уставку струму спрацювання електромагнітного розчіплювача вибираємо рівною $I_{сн} = 1600 \text{ А}$. За трифазних коротких замикань на початку ліній 4, 5, 7 ($I_{К\text{бб}}^{(3)} = 2978 \text{ А}$) мають спрацьовувати електромагнітні розчіплювачі автоматичних вимикачів та миттєво відмикати відповідні фідери [18].

3 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

3.1 Способи та засоби компенсації реактивної потужності навантаження

Засоби компенсації реактивної потужності (КРП) – це будь-які заходи та пристрої, із залучанням яких можна здійснювати вплив на баланс реактивної потужності в електротехнічних системах пересилання енергії, причому шляхом збільшення генерації реактивної потужності та зменшення її споживання [19]. Способи компенсації реактивної потужності – це систематичне задіювання засобів компенсації за певними алгоритмами та схемами, оптимізованим реактивним навантаженням електротехнічних система пересилання енергії.

Усі способи КРП у електротехнічних системах пересилання енергії можна розділити на активні та пасивні, причому активні підходи користуються генерацією реактивної потужності з їхнім інтегруванням в електротехнічні системи пересилання енергії згідно з оптимальним способом КРП, а використання пасивних підходів приводить до зниження обсягів споживання реактивної потужності.

Пасивними засобами КРП, які задіюють для розвантаження мережі за реактивними струмами є:

- перемикання із трикутника на зірку обмоток статора асинхронних моторів з навантаженням меншим ніж 40 %;
- організаційно-технічні способи щодо оптимізації виробничих, адміністративних та технологічних процесів, які дають змогу покращити параметри режимів роботи споживачів електричної енергії, різних систем та пристроїв.
- задіювання у нових проєктах та заміна у діючих електроприводах асинхронних моторів синхронними, якщо це можливо в технологічному та технічному аспектах;
- зменшення споживаної реактивної потужності шляхом відмикання асинхронних моторів, які працюють в режимі неробочого ходу та відмикання трансформаторів, які навантажені менш 30 %;

- задіювання в електротехнічних системах пересилання енергії систем із штучною комутацією випрямних елементів або задіювання обмежень з генерації струмів високих гармонік;

- удосконалення електроприводів у яких застосовуються тиристорне керування регулювання напруги та заміна перетворювачів на моделі із великою чисельністю випрямних фаз [20].

Активними засобами КРП, які генерують реактивну енергію в електротехнічних системах пересилання енергії є:

- конденсаторні батареї із засобами захисту, комутаційною апаратурою та апаратурою керування – комплектні установки для корекції коефіцієнта потужності, які можуть бути як автоматичними з релейними контакторами так і нерегульованими.

- конденсаторні батареї та косинусні конденсатори, які використовуються для індивідуальних та групових КРП;

- багатоступеневі установки зміни коефіцієнта потужності конденсаторних батарей з вентильними вимикачами;

- різного роду синхронні машини – синхронні компенсатори, які працюють виключно без навантаження на валу і застосовуються лише для стабілізації напруги в точці під'єднання на інтервалі $\pm 5\%$ номінальних значень;

- статичні тиристорні компенсатори (СТК) реактивної потужності (РП) – це місткові генератори РП із індуктивними накопичувачами, реактори насичення із лінійною або ж нелінійною вольт-амперною характеристикою та з серієсним під'єднанням зустрічно-паралельних керованих тиристорів, які працюють за принципом непрямої та прямої компенсації.

Найпопулярнішими способами КРП в електротехнічних системах пересилання енергії є: централізована КРП (зі сторони ВН та НН), індивідуальну КРП, групову КРП та комбіновану КРП. У якості комбінованої зазвичай використовують централізовану поєднуючи її з індивідуальною чи груповою.

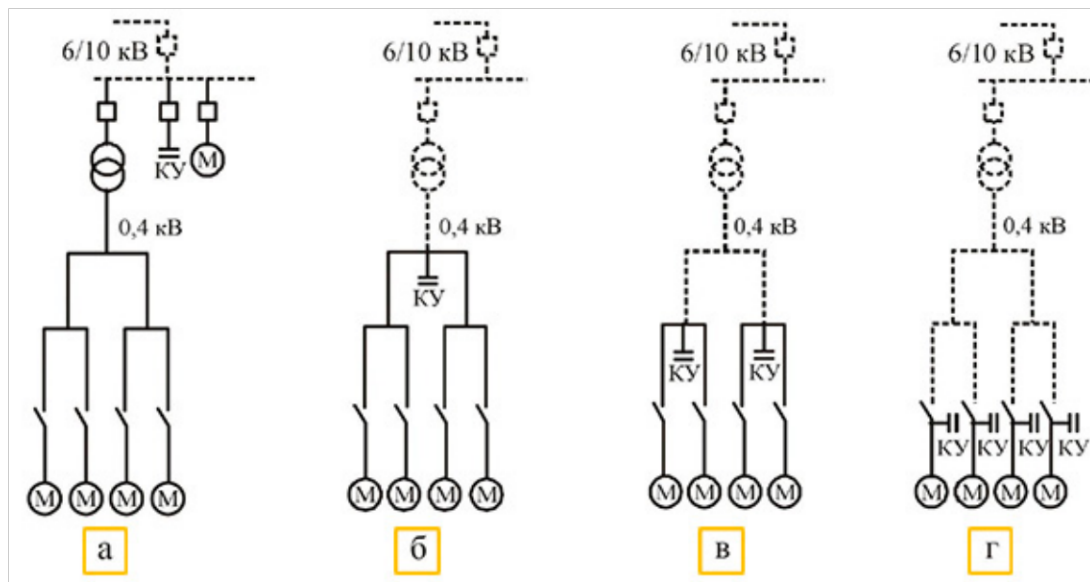


Рисунок 3.1 – Способи КРП: *а* – централізована зі сторони ВН; *б* – централізована зі сторони НН; *в* – групова (посекційно); *г* – індивідуальна [20].

Вибір засобів і способів КРП, інсталяція пристроїв КРП та їх обслуговування здійснюється лише профільними компаніями на підставі енергетичних аудитів об'єктів, що дає змогу уникнути ризиків перекомпенсації і зменшити об'єми незкомпенсованої потужності для конкретних електротехнічних систем пересилання енергії із реактивними навантаженнями.

3.2 Розрахунок ємності та потужності конденсаторних батарей

Обчислення потужностей та ємностей конденсаторних батарей будемо із використанням методики [21]. Батареї статичних конденсаторів будемо встановлювати безпосередньо на КТП. Таке розташування дасть змогу забезпечувати компенсацію для всіх магістралей, а також дозволить застосувати наявні трансформатори струму в якості датчиків.

Розрахунок ємності конденсаторних батарей здійснимо для двох випадків їх під'єднання: «трикутником» та «зіркою». Фактичний коефіцієнт потужності навантаження мережі $\cos \varphi$ без КРП рівний $\cos \varphi = 0,78$. Обчислення ємності конденсаторів для компенсації будемо проводити для бажаного коефіцієнта потужності $\cos \varphi = 0,92$.

За умови з'єднання конденсаторних батарей у «зірку» струми фаз і реактивна потужність трьох фаз конденсаторів розраховуються за виразами [21]:

$$I_K = \frac{U_\Phi}{X_C} = \frac{U_\Phi}{1/(\omega C)} = \frac{U_L \omega C}{\sqrt{3}}, \quad Q_K = \sqrt{3} U_L I_K = \sqrt{3} U_L \frac{U_L \omega C}{\sqrt{3}} = U_L^2 \omega C. \quad (3.1)$$

Для зменшення кута з φ_1 до φ_2 необхідний струм конденсатора I_K , визначається так:

$$I_K = I_{P1} - I_{P2} = I_{La} \operatorname{tg} \varphi_1 - I_{La} \operatorname{tg} \varphi_2 = I_{La} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (3.2)$$

З урахуванням (3.2), виразимо з (3.1) ємність однієї фази

$$C_Y = \frac{Q_K}{\omega U_L^2} = \frac{\sqrt{3} U_L I_K}{\omega U_L^2}, \quad C_Y = \frac{\sqrt{3} I_{La}}{\omega U_L} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2), \quad (3.3)$$

де I_{La} – активна складова струму електричного приймача (навантаження).

За умови з'єднання конденсаторів у «трикутник», також, обчислюємо реактивну потужність трьох фаз Q_K , лінійний струм I_K та ємність однієї фази C_Δ

$$I_K = \sqrt{3} I_{K\Phi} = \sqrt{3} U_L \omega C_\Delta, \quad Q_K = \sqrt{3} U_L I_K = 3 U_L^2 \omega C_\Delta;$$

$$C_\Delta = \frac{Q_K}{3 U_L^2 \omega} = \frac{\sqrt{3} U_L I_K}{3 U_L^2 \omega}, \quad \text{або} \quad C_\Delta = \frac{I_{La}}{\sqrt{3} U_L \omega} \cdot (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2). \quad (3.4)$$

Обчислюємо $\operatorname{tg} \varphi_1$ та $\operatorname{tg} \varphi_2$ за виразами:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \quad \operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{\sqrt{1 - 0,78^2}}{0,78} = 0,802, \quad \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{\sqrt{1 - 0,92^2}}{0,92} = 0,425. \quad (3.5)$$

Обчислюємо активну складову струму за виразом:

$$I_{La} = \frac{S_{\Sigma \text{ вч}}}{\sqrt{3} U_L} \cdot \cos \varphi_2, \quad I_{La} = \frac{368,1 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} \cdot 0,92 = 514,5 \text{ А}. \quad (3.6)$$

За виразом (3.3) обчислюємо ємність конденсаторів

$$C_Y = \frac{\sqrt{3} \cdot 514,5}{314,15 \cdot 380} \cdot (0,802 - 0,425) = 2,81 \text{ мФ}.$$

За виразом (3.4) обчислюємо ємність для компенсації, з урахуванням того, що батареї з'єднані «трикутником»:

$$C_{\Delta} = \frac{514,5 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 314,15} \cdot (0,802 - 0,425) = 4,69 \text{ мФ.}$$

Під час вибору конденсаторної установки потрібну сумарну потужність конденсаторних батарей обчислюємо за виразом:

$$Q_C = P \cdot (tg \varphi_1 - tg \varphi_2). \quad (3.7)$$

Оскільки, $tg \varphi_1$, $tg \varphi_2$ детермінуються виходячи із значень $\cos \varphi_1$, $\cos \varphi_2$, формулу (3.7) можемо записати так:

$$Q_C = P \cdot k, \quad (3.8)$$

де k – табличний коефіцієнт реактивної потужності установки [22].

$$Q_C = 143,4 \cdot 0,38 = 54,49 \text{ кВАр.}$$

Для компенсації обираємо установку КРМ-0,4 потужністю 60 кВАр.

Під час КРП, не можна враховувати лише інтереси споживачів, оскільки суттєве збільшення коефіцієнта потужності навантаження призводить до збільшення загальних втрат енергії в електротехнічній системі пересилання енергії. Тому, повинна забезпечуватися умова зменшення втрат активної потужності в електротехнічній системі пересилання енергії завдяки КРП має бути більшою від втрат активної потужності компенсувальних пристроїв.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

Основним завданням цього розділу є аналіз умов праці робітників, зокрема попередження виникнення небезпек і прийняття найбільш ефективних заходів для їх ліквідації та детермінування ступеня небезпечності. Будемо аналізувати умови праці електромонтера згідно нормативних документів, які зобов'язують до створення на робочому місці умов праці, за яких вплив небезпечних та шкідливих чинників на працюючих має бути або усунений зовсім, або знаходитися у допустимих межах.

4.1 Структурно-функціональний аналіз виникнення небезпечних ситуацій

Розробка заходів по запобіганню аварійних і травмонебезпечних ситуацій можлива лише при завчасному виявленні тих небезпек, із 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 мають бути відповідно диференційовані. Розглянемо роботу електромонтера, який працює безпосередньо обслуговуючи елементи електричних мереж та диспетчера електричних мереж [23].

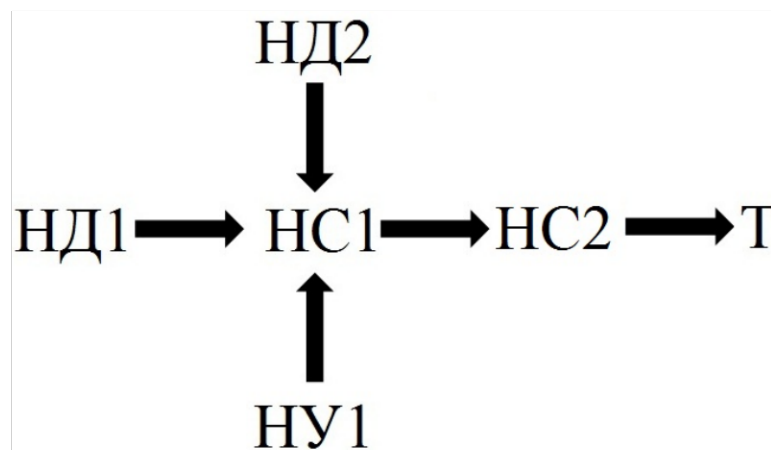


Рисунок 4.1 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при монтажі трансформаторної підстанції: НУ1 – небезпечна умова (монтажник знаходиться під стрілою крана); НД1 – небезпечна дія (нехтування правилами ТБ); НД2 – небезпечна дія (користування невідповідним інструментом); НС1 – небезпечна ситуація (обрив тросу); НС2 – небезпечна ситуація (монтажник без захисної каски); Т – травма.

На рисунку 4.1 представлено схему аналізу процесу формування небезпечної ситуації при проведенні монтажу трансформаторної 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 встановленні залізобетонної опори. Бачимо, що при виникненні усіх описаних чинників виникне травма. У даному випадку основними заходами запобігання небезпечної ситуації є організація постійного контролю за дотриманням правил техніки безпеки.

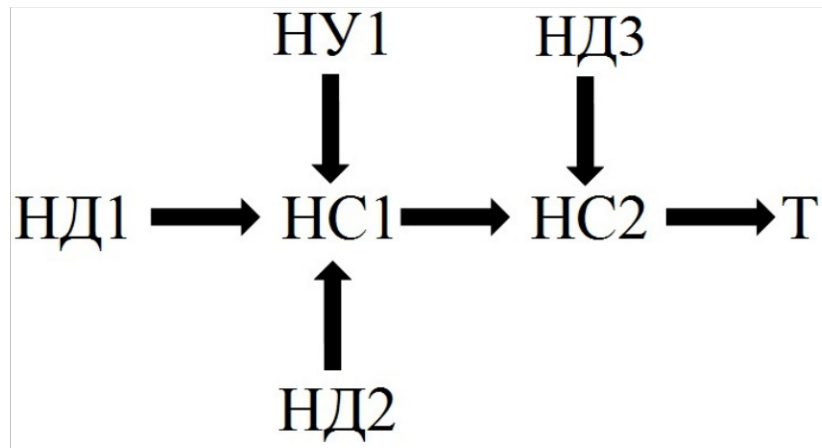


Рисунок 4.2 – Аналіз процесу формування небезпечної ситуації при встановленні залізобетонної опори: НУ1 – небезпечна умова (монтажник знаходився на небезпечної відстані від бура); НД1 – небезпечна дія (монтажник не вдів захисні рукавиці); НД2 – небезпечна дія (пошкоджений обмежувальний захист бура); НС1 – небезпечна ситуація (пошкодження руки монтажника); НД3 – небезпечна дія (пошкоджений пристрій аварійної зупинки бура); НС2 – небезпечна ситуація (монтажника затягнуло буром); Т – травма.

4.2 Правила безпеки праці електромонтера при монтажі елементів електричних мереж

Під час роботи електромонтер зобов'язаний: утримувати обладнання в технічно-справному стані; використовувати безпечні прийоми праці; користуватися спецодягом та іншими засобами індивідуального захисту за їх призначенням; не допускати на своє робоче місце сторонніх осіб; не виконувати ро-

боти, не передбачені змінним завданням; за необхідності правильно застосовувати засоби індивідуального та колективного захисту; відрегулювати рівень освітленості робочого місця; звертати увагу на поведінку інших працівників, стан їх здоров'я, застосування ними безпечних прийомів праці, дотримання вимог виробничої санітарії та пожежної безпеки; вести затверджену у встановленому порядку технічну і оперативну документацію. Електромонтер, який користується в процесі основної роботи вантажопідйомними механізмами, електро- та пневмоінструментом, заточувальними і свердлильними верстатами, а також виконує роботи, пов'язані з підвищеною небезпекою, повинен пройти додаткове навчання, здати іспит з улаштування та експлуатації цього обладнання чи інструменту. Під час роботи не допускаються сторонні розмови, протягом робочого дня потрібно дотримуватися встановлених перерв у роботі згідно з затвердженими на підприємстві правилами внутрішнього трудового розпорядку. Забороняється: працювати при недостатньому освітленні; курити в приміщеннях; залишати без нагляду електронагрівальні прилади.

Під час роботи в електроустановках без зняття напруги на струмовідних частинах або поблизу від них необхідно дотримуватися таких вимог: огородити розташовані поблизу робочого місця струмовідні частини, що перебувають під напругою, і до яких можливий дотик; працювати в діелектричному взутті або стоячи на діелектричному килимку; застосовувати інструмент з ізолювальними рукоятками, чи користуватися діелектричними рукавицями; тримати ізолювальні частини засобів захисту за рукоятки до обмежувального кільця; користуватися тільки сухими і чистими ізолювальними частинами засобів захисту з непошкодженим лаковим покриттям; не торкатися ізоляторів електроустановки, що перебуває під напругою, без застосування електрозахисних засобів; не працювати у зігнутому стані, якщо у разі випрямлення відстань до струмовідних частин буде меншою, ніж передбачена нормами; не застосовувати металевих драбин, не працювати стоячи на ящиках або інших сторонніх предметах; під час наближення грози припинити всі роботи на повітряних лініях електропередавання, відкритому та закритому розподільчому устаткуванні, на вводах з комунікаційною апаратурою безпосередньо з'єднаною з повітряними лініями; під

час снігопаду, дощу, туману не допускається виконання робіт, які вимагають застосування захисних ізолювальних засобів. Після закінчення ремонтних робіт електрик зобов'язаний у присутності працівників, які працюють на обладнанні, перевірити його справність і передати його в роботу. Електрик забезпечує утримання робочого місця в порядку і чистоті, стежить за чистотою повітря в приміщенні, не допускає утворення протягів. Електрик бере участь у виконанні приписів органів державного нагляду за охороною праці, служби охорони праці підприємства за напрямом своєї діяльності [24].

4.3 Розрахунок освітлення у диспетчерській

Природне освітлення має бути боковим та одностороннім. Для уникнення засліплюючої дії сонячних променів найкраще, коли вікна зорієнтовані на північний схід. Коефіцієнт природної освітленості (КПО) має бути не нижче 1,5 % згідно з ДБН В.2.5-28-2006 «Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення». Для забезпечення відносної постійності природного освітлення незалежно від погодних умов необхідно вікна обладнати сонцезахисними регульованими жалюзіями або світлорозсіювальними шторами з коефіцієнтом відбиття 0,5 – 0,7.

Природне освітлення нормується КПО або e :

$$КПО = e = E_{ВН} / E_{ЗОВ} \cdot 100, \quad (4.1)$$

де $E_{ВН}$ – внутрішня природна освітленість у приміщенні; $E_{ЗОВ}$ – зовнішня природна освітленість.

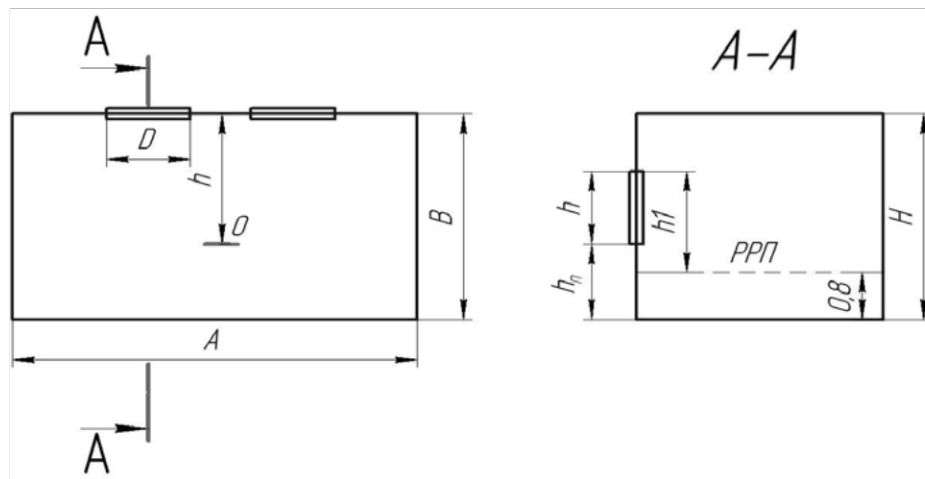


Рисунок 4.3 – Схема розрахунку природного освітлення

Параметри для розрахунку природного освітлення: вид освітлення – природне; висота приміщення (Н) – 2,50 м; довжина приміщення (А) – 4,00 м; глибина приміщення (В) – 3,00 м; природне освітлення для виробничих приміщень: $e = 2,0 \%$; коефіцієнт світлового клімату $m = 1,0$; коефіцієнт сонячного клімату $c = 0,75$.

Визначаємо нормативний коефіцієнт природного освітлення e_H :

$$e_H = e \cdot m \cdot c, \quad e_H = 2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,75 = 1,5 \% \quad (4.2)$$

Визначається відношення довжини приміщення А до глибини В

$$\frac{A}{B} = \frac{4,00}{3,40} = 1,17. \quad (4.3)$$

Відношення В до відстані від рівня умовної робочої поверхні до верху вікна h_1 . Це відношення приймаємо таким як попереднє, оскільки ми хочемо забезпечити відповідне освітлення на максимальній відстані від вікна. На основі цих відношень детермінується світлова характеристика вікна $\eta_B = 11,0$.

Детермінуємо значення загального коефіцієнта пропускання світла:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4, \quad \tau_0 = 0,7 \cdot 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,6 = 0,24. \quad (4.4)$$

де τ_1 – коефіцієнт, що враховує характер установки скла ($\tau_1 = 0,7$); τ_2 – коефіцієнт, що враховує витрати світла у віконних переплетах світлового отвору ($\tau_2 = 0,8$); τ_3 – коефіцієнт, що враховує витрати світла від ступеня забрудненості ($\tau_3 = 0,7$); τ_4 – коефіцієнт, що враховує витрати світла в несучих конструкціях залежно від матеріалу ($\tau_4 = 0,6$).

Розраховуємо відношення відстані розрахункової точки від зовнішньої стінки L_{PT} до глибини кімнати В

$$\frac{L_{PT}}{B} = \frac{1,5}{3,4} = 0,44. \quad (4.5)$$

Визначаємо: $\rho_{ст} = 68 \%$ – коефіцієнт відбиття стін; $\rho_c = 75\%$ – коефіцієнт відбиття стелі; $\rho_{п} = 50 \%$ – коефіцієнт відбиття підлоги; $S_{ст}$ – площа стін; S_c – площа стелі; $S_{п}$ – площа підлоги;

$$\begin{aligned} S_{cm} &= (4,00 \cdot 2,20) \cdot 2 + (3,00 \cdot 2,20) \cdot 2 = 30,80 \text{ м}^2; \\ S_c &= 4,00 \cdot 3,00 = 12 \text{ м}^2; \quad S_{п} = 4,00 \cdot 3,00 = 12 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Визначаємо середньозважений коефіцієнт відбиття у приміщенні

$$e_{CEP} = \frac{\rho_{cv} \cdot S_{cv} + \rho_c \cdot S_c + \rho_{\Pi} \cdot S_{c\Pi}}{S_{cv} + S_c + S_{c\Pi}} = \frac{0,68 \cdot 30,8 + 0,75 \cdot 12 + 0,50 \cdot 12}{30,8 + 12 + 12} = 0,62\%. \quad (4.7)$$

За площею підлоги приміщення із урахуванням раніше визначених параметрів детермінується площа світлових отворів (вікон)

$$S_B = \frac{e_H \cdot \eta_{cB} \cdot K_{np} \cdot S_{\Pi}}{100 \cdot \tau_0 \cdot r_1} = \frac{2,0 \cdot 17,0 \cdot 1,4 \cdot 12}{100 \cdot 0,24 \cdot 1,17} = 20,33, \quad (4.8)$$

де r_1 – коефіцієнт при боковому односторонньому освітленні.

Визначається фактичне значення e_{Φ} :

$$e_{\Phi} = \frac{\tau_0 \cdot S_B \cdot r_1}{S_{\Pi} \cdot \eta_B \cdot K_{np}} \cdot 100\% = \frac{20,33 \cdot 0,24 \cdot 1,17}{12 \cdot 17,0 \cdot 1,4} \cdot 100 = 1,8752 \approx 2,0\%. \quad (4.9)$$

Для розрахунку штучного освітлення застосовуємо метод питомої потужності: значення освітленості на поверхні робочого столу у зоні розміщення документів згідно ДБН В.2.5-28-2006 має становити 300 – 500 лк.

Метод питомої потужності дозволяє визначити потужність кожної лампи для створення у приміщенні нормованої освітленості:

$$P_{\Lambda} = \frac{p \cdot S}{N} = \frac{30 \cdot 12}{3} = 120 \text{ Вт}, \quad (4.10)$$

де p – питома потужність, Вт/м²; S – площа приміщень, м²; N – число ламп в освітлювальній установці, Вт.

Згідно здійснених розрахунків, робимо висновки, що фактичне значення природного та штучного освітлення, у приміщенні, відповідає нормативному за нормами ДБН В.2.5-28-2006 «Державні будівельні норми України. Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення».

4.4 Охорона довкілля

Безперервне зростання енергоспоживання та розвиток електроенергетики диктують підвищення вимог до надійності, якості та екологічної безпеки електричних мереж.

Вивченню впливу повітряних ліній електропередавання (ПЛ), кабельних ліній (КЛ) і електричних підстанцій (ПС) на людину й навколишнє середовище, а також питанням їхньої електромагнітної сумісності в останні десятиліття надається велике значення. Це зумовлено наступними чинниками [22]:

- у ході розвитку мегаполісів електричні мережі виявилися щільно інтегрованими в міську інфраструктуру;

- у багатьох країнах відроджується інтерес до ліній електропередавання надвисокої напруги (НВН) і ультрависокої напруги (УВН), підвищений негативний вплив яких на навколишнє середовище очевидний;

- новітні дослідження в медицині і біології відкрили нові суттєві зв'язки в системі біологічний об'єкт – техніка – середовище, які мають бути врахованими в роботі електроенергетичного комплексу.

Тому в разі проектування нових ліній електропередавання (ЛЕП) або реконструкції існуючих ЛЕП мають бути врахованими всі наслідки перебування обслуговуючого персоналу та населення в полях, утворюваних ЛЕП і ПС, у тому числі – віддалені.

Фактори впливу повітряних ліній, що підлягають нормуванню.

Основними факторами впливу ПЛ на оточуюче середовище є:

- електромагнітне поле (ЕМП), що характеризується напруженістю електричного поля (ЕП), напруженістю магнітного поля (МП) і щільністю об'ємного заряду іонів, створюваних короною проводів та арматури ПЛ. Ці характеристики ЕМП біологічно значимі і підлягають нормуванню як виробничими, так і гігієнічними документами з урахуванням їхньої комбінованої дії.

- акустичний шум, створюваний у населеній місцевості ПЛ високої і надвисокої напруги [25].

Для кожного із зазначених факторів впливу нормативними документами встановлено критерії оцінки його шкідливого впливу на людину і визначено принципи нормування та заходи щодо захисту.

Питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються багато міжнародних організацій, такі, як Всес-

вітня організація охорони здоров'я (ВОЗ), Міжнародна електротехнічна комісія (МЕК), Міжнародний комітет із захисту від неіонізуючих випромінювань (ICNIRP), Європейський комітет з нормування у галузі електротехніки (CENELEC), Комісії європейського союзу (CEU). В Україні питаннями нормування електромагнітних полів, що впливають на персонал і населення, займаються Міністерство охорони здоров'я України (МОЗ України), Комітет з питань гігієнічного регламентування МОЗ України, Державна установа «Інститут гігієни та медичної екології ім. О.М. Марзеєва», Національний університет біоресурсів та природокористування (НУБІП) тощо.

Особливістю ПЛ змінного струму є відсутність об'ємного заряду іонів біля поверхні землі: об'ємний заряд пульсує поблизу проводів, що коронують, не досягаючи землі. На ПЛ постійного струму, навпаки, весь простір між проводами ПЛ і землею заповнено об'ємним зарядом, що рухається під дією ЕП до поверхні землі, утворюючи струм іонів.

Відомо, що уніполярні іонні струми:

- істотно збільшують напруженість ЕП біля поверхні землі;
- збільшують концентрацію позитивних і негативних іонів біля землі;
- сприяють накопиченню електричних зарядів на великих ізольованих об'єктах, що перебувають поблизу ПЛ (наприклад, на транспортних засобах і механізмах на гумових колесах).

В Україні ПЛ постійного струму відсутні (виняток – ПЛ напругою ± 400 кВ «Волзька ГЕС – Донбас» (нині виведена з експлуатації)).

Таким чином, на ПЛ змінного струму нормуванню підлягають напруженість ЕП і напруженість (або індукція) МП, а на ПЛ постійного струму додатково потрібно нормувати щільність струму іонів. Вимірювання щільності іонного струму зручно використовувати як непрямий метод для визначення концентрації аероіонів, біологічну активність яких підтверджено експериментами.

Акустичний шум від ПЛ НВН і УВН, викликаний коронним розрядом на проводах, може бути дратівливим для населення (особливо у вологу погоду). Тому в ряді країн уведено обмеження на акустичний шум, утворюваний ПЛ УВН.

5 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ

Даний розділ кваліфікаційної роботи присвячений визначенню вартості передачі електричної енергії з шин 10 кВ ПС 110/10 кВ до введів споживачів. Цей економічний показник складається з відрахувань на амортизацію та поточний ремонт елементів електротехнічних систем пересилання енергії, затрат на обслуговування та експлуатацію елементів згаданих систем та вартості втрат електроенергії в згаданих елементах. Щоб обчислити значення щорічних вирахувань для поточного ремонту та амортизації, необхідно обчислити значення вартості побудови мережі, до якої входять капітальні витрати на будівництво підстанцій і ліній. Значення вартості втрат електроенергії обчислюємо, ґрунтуючись на собівартості електроенергії 1 кВт·год. Також необхідно ураховувати втрати в трансформаторах 10 / 0,4 кВ та в лініях електропередавання. Витрати для обслуговування електротехнічних систем пересилання енергії обчислюємо як добуток значення вартості для обслуговування однієї умовної одиниці на кількість цих одиниць трансформаторів 10 / 0,4 кВ та ЛЕП.

Загальні щорічні витрати для експлуатації спроектованої електротехнічної системи пересилання енергії (значення вартості передавання електроенергії) обчислюємо за виразом [26]:

$$C = C_{\text{пс}} + C_{\text{л}} + C_{\text{в}}, \quad (6.1)$$

де $C_{\text{пс}}$, $C_{\text{л}}$ – витрати для експлуатації ліній електропередач 0,38 кВ та підстанцій; $C_{\text{в}}$ – вартість річних втрат електроенергії.

Собівартість передачі електроенергії з шин 10 кВ ПС 110/10 кВ до введів споживачів електроенергії розраховуємо за виразом [26]:

$$c_{\text{ел}} = \frac{C}{P_{\text{роз}} \cdot T}, \quad (6.2)$$

де $P_{\text{роз}}$ – розрахункова потужність (активна) на шинах 0,38 кВ ПС 10/0,4 кВ (обчислена в другому розділі); T – кількість годин за рік максимальних навантажень.

Проаналізувавши вирази (6.1) та (6.2) побачимо, що для розрахунку собівартості передачі електроенергії нам потрібно розрахувати втрати енергії у електротехнічній системі пересилання енергії. Для нашого випадку втрати електроенергії складаються з втрат у мережах 10 кВ і 0,4 кВ та трансформаторах.

5.1 Обчислення втрати електроенергії в електромережі

Втрати електроенергії розраховуємо для мереж 10 кВ і 0,4 кВ урахувавши втрати у трансформаторі ПС 10 / 0,4 кВ. Втрати електроенергії в мережах потрібно розраховувати по ділянках мережі з різними перетинами проводів і навантаженнями [26]

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n 3I_{\max i}^2 r_i \tau, \quad (6.3)$$

де τ – час втрат; $I_{\max i}$ – максимальне значення струму певної ділянки; r_i – активний опір проводів певної ділянки.

Втрати електроенергії в ЛЕП 0,4 кВ розраховуємо для усієї електричної мережі до об'єктів споживання. До втрати електроенергії в трансформаторах підстанції 10 / 0,4 кВ входять постійні втрати і змінні втрати. Перші розраховуються за виразом [26]:

$$\Delta W_c = n \cdot \Delta P_{\text{нх}} \cdot 8760, \quad (6.4)$$

де $\Delta P_{\text{нх}}$ – втрати кожного трансформатора в режимі неробочого ходу; n – кількість трансформаторів на підстанції.

Втрати в обмотках трансформатора розраховуємо за виразом [16]:

$$\Delta W_o = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2 \tau, \quad (6.5)$$

де S_{\max} – максимальне навантаження трансформатора.

Розраховуємо максимальне значення струму мережі 10 кВ [16]:

$$I_{л10\max} = \frac{S_{\Sigma\text{ВЧ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad I_{л10\max} = \frac{129,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 8,07 \text{ А.} \quad (6.6)$$

Розраховуємо втрати електроенергії в електричній мережі 10 кВ:

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 8,07 \cdot 9,16 \cdot 950 = 1704,6 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Втрати електроенергії в електричній мережі 0,4 кВ розраховуємо з урахуванням, що струм певної ділянки лінії визначається як $I_{\max i} = I_{\text{вч}oi}$

$$\Delta W_{0,4} = \sum_{i=1}^{13} 3I_{\max i}^2 r_i \tau = 5385,05 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо змінні і постійні втрати в трансформаторі:

$$\Delta W_c = 0,54 \cdot 8760 = 4730,4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}, \quad \Delta W_o = 2,65 \cdot \left(\frac{139,7}{99,8} \right)^2 \cdot 950 = 4934,3 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо постійні втрати електричної енергії в спроектованій електромережі за виразом:

$$\Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c, \quad \Delta W_{\text{пост}} = \Delta W_c = 4730,7 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (6.7)$$

Розраховуємо змінні втрати електроенергії у спроектованій електромережі

$$\Delta W_{\text{зм}} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,4} + \Delta W_o, \quad (6.8)$$

$$\Delta W_{\text{зм}} = 1704,6 + 5385,0 + 4934,3 = 12023,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Розраховуємо загальні втрати електроенергії у спроектованій електромережі

$$\Delta W = \Delta W_{\text{пост}} + \Delta W_{\text{зм}}, \quad \Delta W = 4730,7 + 12023,9 = 16754,3 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (6.9)$$

Результати розрахунку втрат електроенергії для іншої частини електромережі репрезентовано в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Втрати електричної енергії в електричній мережі

Параметр	Значення	Параметр	Значення
$I_{л10\max}$, А	7,12	ΔW_o , кВт·год.	3862
ΔW_{10} , кВт·год	1189	$\Delta W_{\text{пост}}$, кВт·год.	3154
$\Delta W_{0,4}$, кВт·год	4359	$\Delta W_{\text{зм}}$, кВт·год.	9408
ΔW_c , кВт·год	3154	ΔW , кВт·год	12562

5.2 Розрахунок собівартості передачі електроенергії

Розраховуємо капітальні укрупнені затрати для зведення електромережі. Результати обчислень репрезентовано в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Капітальні укрупнені затрати для будівництва електромережі

Елемент мережі	Капітальні питомі витрати, грн.	Кількість	Капітальні витрати на зведення, грн
Підстанція 10 / 0,4 кВ	25550	1 шт	25550
Лінія 10 кВ, 1 км	33250	3,8 км	126350
Лінія 0,38, 1 км:			
з проводами 5×А-50	64400	0,4 км	25760
з проводами 5×А-70	68500	0,4 км	27400
з проводами 5×А-95	72100	0,8 км	57680
Мережа у цілому:			262740

Розраховуємо затрати на амортизацію електричної мережі [16]:

$$C_a = C_{a_{пс}} + C_{a_{л}} = a_{пс} K_{пс} + a_{л} K_{л} = 0,064 \cdot 25550 + 0,036 \cdot 237190 = 10174 \text{ грн.}$$

Розраховуємо затрати на обслуговування електричної мережі [16]:

$$C_o = a_o (n_{y_{пс}} + n_{y_{л10}} \cdot l_{10} + n_{y_{л0,38}} \cdot l_{0,38}) = 56 \cdot (2 \cdot 5,6 + 1,7 \cdot 3,8 + 2,3 \cdot 4) = 1504 \text{ грн.}$$

Розраховуємо експлуатаційні витрати на електричну мережу:

$$C_e = C_a + C_o = 10174 + 1504 = 11678 \text{ грн.}$$

Розраховуємо вартість електричних втрат електроенергії [16]

$$C_w = c(\Delta W_{пост} + \Delta W_{зм}) = 1,68 \cdot (7884,3 + 21431,7) = 49251 \text{ грн.,}$$

де $c = 1,68$ грн.

Розраховуємо щорічні сумарні витрати на передавання електроенергії

$$C = C_e + C_w = 11678 + 49251 = 60929 \text{ грн.}$$

Розраховуємо собівартість передавання електроенергії спроектованою електричною мережею [26]

$$c_{ел} = \frac{C}{P_{роз} \cdot T} = \frac{60929}{241,9 \cdot 950} = 0,26 \text{ грн/кВт} \cdot \text{год.}$$

Проведені обчислення показують, що собівартість передавання електроенергії спроектованою електромережею становить **0,26 грн/кВт·год.**

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі репрезентовано ключові результати організації системи електропостачання населеного пункту на 60 дворів із впровадженням компенсації реактивної потужності. Одержані результати можна підкреслити такими висновками:

1. Здійснено загальну характеристику об'єкта електропостачання із зазначенням ключових особливостей географічного розміщення, кліматичних умов та виду діяльності населеного пункту. Здійснено технічний аналіз існуючої електричної мережі с. Рогалі, який показав, що елементи мережі морально та технічно застаріли, а існуючий трансформатор працює з перевантаженням, що призводить до невиправданих втрат електричної енергії.

2. Здійснено детермінування розрахункових навантажень проєктованої мережі та укладено нову схему електропостачання населеного пункту. Розраховано необхідну потужність трансформатора та здійснено його вибір, а також вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ. Обчислено необхідні перерізи та вибрано марки проводів для мереж низької та високої напруг, а також здійснено перевірку правильності вибору за втратами напруги в мережі. Окрім цього, укладено схему заміщення мережі та на її основі обчислено параметри аварійних режимів. Обчислено параметри релейного захисту мережі та вибрано необхідні уставки захисту.

3. Проаналізовано способи корекції коефіцієнта потужності навантаження. Запропоновано для компенсації реактивної потужності використати батареї статичних конденсаторів. Здійснено обчислення ємностей та потужностей конденсаторних батарей та вибрано типи конденсаторних установок.

4. Розглянуто питання охорони праці, зокрема проведено аналіз виникнення травмонебезпечних ситуацій під час проведення технічного обслуговування повітряних ліній. Також, в роботі розглянуто питання охорони довкілля.

5. Здійснено техніко-економічні розрахунки, зокрема розраховано собівартість передачі енергії спроектованою мережею, яка склала 0,26 грн/кВт·год.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. <https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A0%D0%BE%D0%B3%D0%B0%D>
2. <https://www.google.com/maps/place>
3. Шестеренко В. Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств: підручник. Вінниця: Нова Книга, 2011. 656 с.
4. Лук'яненко Ю. В., Остапчук Ж. І., Кулик В. В. Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Вінниця: ВДТУ, 2002. 116 с.
5. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Київ: НТУ «КПІ», 2014. 130 с.
6. Коваленко О. І., Коваленко Л. Р., Мунтян В. О., Радько І. П. Основи електропостачання сільського господарства. Мелітополь: ТОВ «Видавничий будинок ММД», 2011. 462 с.
7. Василега П. О. Електропостачання. Суми: ВТД «Університетська книга», 2008. 415 с.
8. Денисюк С. П., Радиш І. П., Кабацій В. М., Дерев'янку Д. Г. Основи електротехніки та електропостачання. Київ: Кондор, 2012. 216 с.
9. Бахор З. М., Журахівський А. В. Проектування підстанцій електричних мереж. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2017. 308 с.
10. 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.
11. 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.
12. Казанський С. В., Матеєнко Ю. П., Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник. Київ: Вид-во «Політехніка», 2017. 456 с.
13. Правила улаштування електроустановок Харків: Видавництво «Форт», 2017. 716 с.
14. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: підручник. Львів: В-во НУ»ЛП», 2009. 488 с.

15. Маліновський А. А., Хохулін Б. К. Основи електропостачання. Львів: Львівська політехніка, 2005. 324 с.
16. 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.
17. Кідиба В. П., Шелепетень Т. М. Захист ліній електропересилання. Львів: В-во НУ «ЛП», 2004. 186 с.
18. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ: Вища шк., 2006. 367 с.
19. 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.
20. Орлович А. Ю., Плешков П. Г., Козловський О. А. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання: навч. посіб. Кропивницький: Лисенко В.Ф., 2019. 272 с.
21. Малинівський С. М. Загальна електротехніка: навчальний посібник. Львів: В-во НУ «Львівська політехніка», 2001. 596 с.
22. <https://www.pea.ru/docs/equipment/reactive-power-compensation/low-voltage-krm/calculation/>
23. Арламов О. Ю. Безпека життєдіяльності та цивільний захист: конспект лекцій. Київ: В-во НТУУ «КПІ», 2018. 93 с.
24. 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.
25. Лук'янова Л. Основи екології: навч. посіб. Київ: Вища шк., 2000. 327 с.
26. 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.