

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ВЕТЕРИНАРНОЇ
МЕДИЦИНИ ТА БІОТЕХНОЛОГІЙ ІМ. С.З.ГЖИЦЬКОГО
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ
ТЕХНОЛОГІЙ
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
першого (бакалаврського) рівня освіти

на тему:

**«ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТОКУ З ВПРОВАДЖЕННЯМ СИ-
СТЕМИ АВАРІЙНОГО ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВ-
ЛЕННЯ»**

Виконав: студентка IV курсу
групи Ен – 42сп спеціальності
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Костишин А. Р.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник: Дробот І. М.
(прізвище та ініціали)

Рецензент: Сиротюк С. В.
(прізвище та ініціали)

ДУБЛЯНИ 2025

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)

к.т.н., доцент Левонюк В. Р.

(вч. звання, прізвище, ініціали)

“ ” _____ 2025 року

**З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

Костишин Андрій Русланович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема «Електропостачання току з впровадженням системи аварійного вві-
мкнення резервного живлення»

керівник роботи старший викладач Дробот І. М.

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

затверджені наказом Львівського НАУ 123/к-с від 25.02.2025 року.

2. Строк подання студентом роботи 13.06.25 р.

3. Вихідні дані

технічна документація, науково-технічна і довідкова література

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

Вступ

РОЗДІЛ 1 Характеристика підприємства

РОЗДІЛ 2 Розрахунок електропостачання

РОЗДІЛ 3 Автоматичне ввімкнення резервного живлення

РОЗДІЛ 4 Охорона праці

РОЗДІЛ 5 Ефективність прийнятих рішень

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
		за- вдання видав	завдання прийняв	
4	Городецький І. М., к.т.н., доцент			

7. Дата видачі завдання 25.02.25 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Виконання аналізу вихідних даних для проектування та здійснення обґрунтування актуальності кваліфікаційної роботи</i>	25.02.2025 – 15.03.2025	
2	<i>Розрахунок електропостачання</i>	16.03.2025 – 16.04.2025	
3	<i>Реалізація системи автоматичного ввімкнення резервного живлення</i>	17.04.2025 – 12.05.2025	
4	<i>Виконання питань охорони праці</i>	13.05.2025 – 25.05.2025	
5	<i>Розрахунок ефективності прийнятих рішень</i>	26.05.2025 – 2.06.2025	
6	<i>Завершення роботи в цілому</i>	3.06.2025 – 13.06.2025	

Студент _____ Костишин А. Р.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ Дробот І. М.
 (підпис) (прізвище та ініціали)

УДК 621.313:63

Костишин А. Р. «Електропостачання току з впровадженням системи аварійного ввімкнення резервного живлення». Кваліфікаційна робота. Дубляни: Львівський національний університет ветеринарної медицини та біотехнологій ім. С. З. Гжицького. 2025 р. 60 с. текстової частини, 16 таблиць, 9 рисунків, 17 джерел.

Мета роботи: здійснити розрахунок електропостачання току та впровадити систему аварійного ввімкнення резервного живлення.

Завдання роботи: дати коротку характеристику господарства, обґрунтувати тему кваліфікаційної роботи, здійснити розрахунок електропостачання, проаналізувати способи побудови та особливості роботи систем автоматичного ввімкнення резервного живлення, впровадити систему автоматичного ввімкнення резервного живлення, розкрити питання охорони праці, визначити термін окупності.

У кваліфікаційній роботі дано характеристику господарства, а також висвітлено актуальність теми кваліфікаційної роботи; проведено розрахунок електропостачання господарства, вибрано комплектну трансформаторну підстанцію, перерізи і марки проводів живлення, проаналізовано аварійні режими та представлено схему захисту трансформаторної підстанції; проаналізовано особливості роботи і побудови пристроїв автоматичного ввімкнення резервного живлення, запропоновано використати пристрій автоматичного ввімкнення резервного живлення, вибрано резервну дизельну електростанцію; розкрито питання охорони праці; розраховано термін окупності схеми автоматичного ввімкнення резервного живлення.

Ключові слова: електропостачання, трансформатор; лінія електропостачання, комутаційно-захисне обладнання, автоматичне ввімкнення резервного живлення, дизельна електростанція.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА	9
1.1 Загальна характеристика	9
1.2 Обґрунтування теми роботи	11
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ	12
2.1 Вибір схеми електричної мережі та місця розташування підстанції	12
2.2 Визначення розрахункових навантажень ТП 10/0,4 кВ	14
2.3 Визначення розрахункових навантажень ліній електропередач	15
2.4 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ	17
2.5 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж	20
2.6 Втрати електроенергії в електричній мережі	23
2.7 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ	24
2.8 Розрахунок аварійних режимів	25
2.9 Вибір і розрахунки захисту від аварійних режимів	29
РОЗДІЛ 3 АВТОМАТИЧНЕ ВВИМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ	35
3.1 Призначення АВР	35
3.2 Класифікація пристроїв АВР	37
3.3 Принцип дії АВР	38
3.4 Пуск пристроїв АВР	40
3.5 Розрахунок автоматичного вимикача	43
3.6 Вибір дизельної електростанції	45
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	47
4.1 Структурно-функціональний аналіз процесу чищення зерна на механізованому току	47

4.2 Техніка безпеки праці під час очищення зерна на механізованому	50
току	52
4.3 Розрахунок захисного заземлення електроустановок	54
4.4 Розробка заходів безпеки в надзвичайних ситуаціях	56
РОЗДІЛ 5 ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ	58
ВИСНОВКИ	59
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ	

ВСТУП

Однією з ключових сфер впровадження автоматизації є енергетика, особливо забезпечення електропостачання промислових підприємств. Автоматизація виробничих процесів тісно пов'язана з автоматизацією систем електропостачання цих підприємств.

Автоматизація в електропостачальних системах дозволяє значно підвищити надійність енергозабезпечення, зменшити кількість аварійних ситуацій, оптимізувати витрати на обслуговування за рахунок скорочення персоналу, а також збільшити продуктивність праці та покращити якість продукції. У деяких випадках вона також сприяє зниженню капітальних витрат. Основним завданням автоматизації в цій сфері є забезпечення безперебійної роботи промислових підприємств і мінімізація ймовірності масових відключень електроенергії в разі аварійних ситуацій.

Особливу важливість безперебійності роботи набуває у випадках, коли зупинка виробничих механізмів може призвести до пошкодження обладнання або суттєвих втрат через виготовлення дефектної продукції.

Впровадження автоматизації майже повністю дозволяє перевести більшість підстанцій на роботу без постійного чергування персоналу, значно скорочуючи кількість працівників, що обслуговують електроустановки.

Заміна дій чергового персоналу автоматизованими системами зменшує експлуатаційні витрати та сприяє зниженню кількості аварій, оскільки значна частина аварій в електричних мережах промислових підприємств виникає через помилки обслуговуючого персоналу.

Скорочення кількості персоналу в деяких випадках дозволяє зменшити об'єм підстанцій завдяки зменшенню площі для щитів управління та побутових приміщень. Додатково, автоматизація підвищує рівень технічної експлуатації систем електропостачання.

Поняття «мережева автоматика» охоплює комплекс пристроїв для автоматичного ввімкнення та вимкнення кабельних і повітряних ліній, шин і

трансформаторів при порушеннях електропостачання. До цього комплексу належать: пристрій автоматичного повторного включення (АПВ), пристрій автоматичного включення резервного живлення і устаткування (АВР) та пристрій автоматичного розвантаження по частоті (АРЧ).

Досвід експлуатації демонструє, що мережева автоматика у системах електропостачання промислових підприємств функціонує стабільно і ефективно.

Під час автоматичного перемикання між джерелами живлення електроприймачі тимчасово залишаються без електроенергії, після чого її подача відновлюється. У таких умовах всі електродвигуни одночасно підключаються до напруги, що спричиняє підвищений потік струму, зниження напруги у мережі та, як наслідок, зменшення обертового моменту електродвигунів.

Якщо ці особливості не врахувати заздалегідь, напруга на клеммах електродвигунів може стати настільки низькою, що самозапуск не відбудеться, двигуни вимкнуться, а автоматика, замість забезпечення надійності, може призвести до порушення роботи технологічної ділянки. Важливо враховувати особливості мережевої автоматики при виборі релейного захисту.

Щоб уникнути неправильних відключень через дії автоматики, рекомендується налаштовувати максимальний струмовий захист із урахуванням струму самозапуску, а також мінімізувати час його реакції. Однією з ключових вимог до пристроїв автоматизації є їхня простота та надійність.

РОЗДІЛ 1

ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДПРИЄМСТВА

1.1 Загальна характеристика

Керівником підприємства є Пащак Тарас Сергійович.

Підприємство має круглу печатку зі своїм найменуванням, товарний і фірмовий знаки, та інші, передбачені законом реквізити.

Місцезнаходження підприємства – Україна, Львівська область, Жидачівський район, м. Ходорів. Географічні координати підприємства: 49° 24'21" пн. ш., 24°18'37" сх. д.

Головною метою діяльності підприємства є вирощування сільськогосподарських культур, таких як: кукурудза; ріпак; пшениця; соя; гречка.

Підприємство здійснює всі види діяльності на території України. Вирощене зерно транспортується до складів, розташованих на території підприємства, де його проходить ретельне очищення та сушіння. Лише після цього зерно передається на продаж. Реалізація продукції здійснюється по всій країні.

На підприємстві працює загалом 130 працівників, серед них 4 електромонтери та головний енергетик. Водопостачання забезпечується через центральний водоканал міста Ходорова. У середньому підприємство споживає 800 літрів води на місяць.

Опалення організоване за допомогою газу, який постачається від центральної газорозподільчої станції міста Ходорів до газового розподільного пристрою на території підприємства. Газ використовується для опалення адміністративних будівель, а також у процесі сушіння зерна. Середнє щомісячне споживання газу становить 3000 м³.

Планування підприємства виконано таким чином, щоб забезпечити його економічну ефективність під час експлуатації. Такий підхід створює всі необхідні умови для максимально раціонального використання виробничих

процесів. На території підприємства розташовані такі об'єкти: газорозподільний пристрій, комплектна трансформаторна підстанція, електромайстерня, склад для зберігання зерна в початковому стані (неочищеного та непросушеного), завальна яма для приймання зерна, очисна машина, транспортери, сушильний комплекс, склад для чистого та просушеного зерна, вагова, прохідна та адміністративна будівля. Доступ сторонніх осіб на територію підприємства заборонено. На вході розміщено пропускний пункт та пост охорони.

Основним завданням технічного обслуговування обладнання є забезпечення ефективного використання ресурсів електрифікації та механізації. Контроль за станом устаткування і виконанням усіх операцій технічного обслуговування здійснює відповідний відділ. Працівники несуть повну відповідальність за правильну експлуатацію, технічний стан і збереження закріплених за ними машин і механізмів. На підприємстві регулярні заходи з технічного обслуговування виконують спеціалізовані групи під керівництвом майстра-налагодчика. До складу групи зазвичай входять слюсарі, електрики і зварювальники. Ремонт простого обладнання проводиться бригадою, деталі ремонтують у центральній майстерні чи пункті технічного обслуговування. Складні вузли і агрегати направляються в спеціалізовані майстерні для ремонту.

Енергетична інфраструктура підприємства добре розвинена. Постачання електроенергії здійснюється з районної підстанції 35/10 кВ, розташованої в селі Вовчатичі, до комплектної трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ, яка знаходиться безпосередньо на території підприємства.

Від трансформаторної підстанції електроенергія подається через шинний міст, ввідний автомат, лічильник і далі за допомогою повітряних ліній до об'єктів споживання електроенергії.

На території підприємства знаходиться понад 15 електродвигунів різної потужності, що суттєво спрощують та покращують технологічний процес. Для освітлення території в нічний час використовуються 10 натрієвих ламп потужністю 500 Вт. Загальне споживання електроенергії підприємством становить близько 25 000 кВт·год щомісяця.

1.2 Обґрунтування теми кваліфікаційної роботи

Проблема аварійного підключення резервного живлення є надзвичайно важливою для підприємств аграрного сектора. Період жнив триває дуже короткий час, і для досягнення максимальної вигоди електромонтери докладають зусиль, щоб забезпечити стабільну та надійну роботу всіх машин і механізмів. Відсутність якісного електроживлення в цей період може спричинити серйозні наслідки: зерно може запрівати чи загнивати, доведеться витратити час і ресурси на ремонт обладнання та відновлення електропостачання.

Перебої з електроживленням ведуть до простою техніки, непродуктивної роботи працівників і значних фінансових витрат. Крім того, якщо оперативно не відновити постачання електроенергії, це унеможливить сушіння та очищення зерна від домішок і шкідників, а також своєчасний вихід зібраного врожаю на ринок.

Усе це безпосередньо позначається на економічних показниках господарства: працівникам необхідно виплачувати зарплату, а непридатне до використання зерно ризикує втратити свою товарну цінність і стати обтяжливими збитками для підприємства.

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Основними споживачами електричної енергії підприємства є сушка, очисна машина, вага, прохідна, електромайстерня, склади, адміністративна будівля, завальна яма, транспортери. Їх розрахункові навантаження наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Формування навантажень мережі 0,38 кВ

Споживачі	Кількість споживачів	Навантаження Р, кВт
Вага	1	0,2
Прохідна	1	0,1
Електромайстерня	1	0,2
Склад	2	8,96
Сушка	1	5
Адмін. будівля	1	4
Вертикальний транспортер	1	5,5
Завальна яма	1	7,5
Очисна машина	1	14
Поперечний транспортер	2	17,5

Примітка:

Р – потужність споживача;

2.1 Вибір схеми електричної мережі та місця розташування підстанції

На рисунку 2.1 зображено схему та розрахункові навантаження вузлів електричної мережі 0,38 кВ. В даній схемі вузол 1 – адміністративна будівля;

2 – сушка, поперечні і вертикальний транспортери, завальна яма та очисна машина; 3 – електромайстерня; 4, 5 – склади; 6 – вага та прохідна. Розрахункові навантаження вузлів занесені до таблиці 2.2.

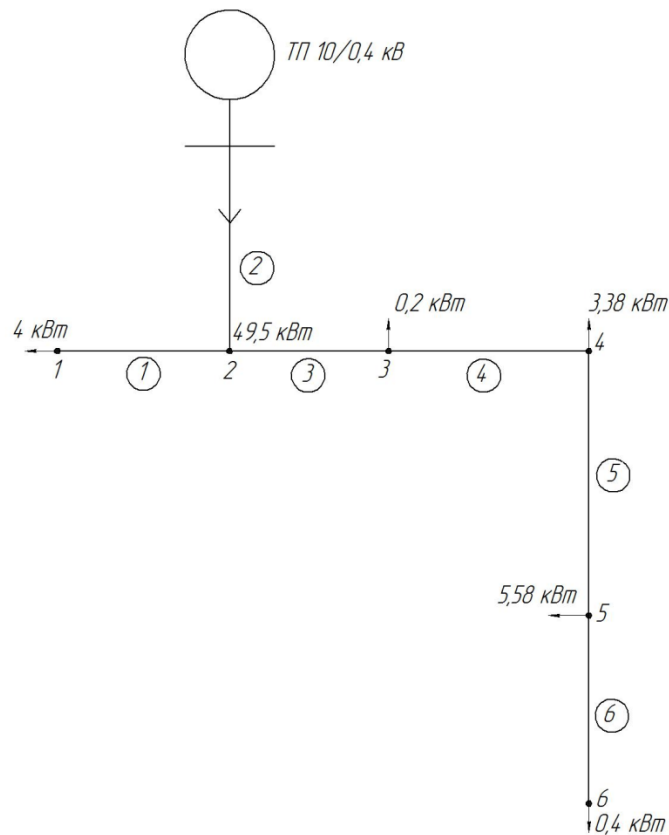


Рисунок 2.1 – Схема та розрахункові навантаження вузлів електричної мережі 0,38 кВ

Трансформаторна підстанція ТП 10/0,4 кВ розташована в електричному центрі навантаження мережі (вузол 2). Вона обслуговує один фідер: А – вузли 1, 2, 3, 4, 5, 6, а також мережу вуличного освітлення. Схема вуличного освітлення не наведена, оскільки її конфігурація повністю збігається зі схемою мережі 0,38 кВ, прокладеної вздовж вулиць господарства.

Таблиця 2.2 – Розрахункові навантаження вузлів

Вузол	1	2	3	4	5	6
Р, кВт	4	49,5	0,2	3,38	5,58	0,4

2.2 Визначення розрахункових навантажень ТП 10/0,4 кВ

Визначаємо розрахункові навантаження для електромайстерні, ваги та прохідної:

$$P_1 = k_o \cdot (P_M + P_B + P_{II}), \quad (2.1)$$

$$P_1 = 0,3 \cdot (0,2 + 0,3 + 0,1) = 0,18 \text{ кВт.}$$

Аналогічно розраховуємо навантаження для складів, сушки, адміністративної будівлі та вертикального транспортера:

$$P_2 = k_o \cdot (P_{C1} + P_{C2} + P_{CV} + P_{AD} + P_{BT}), \quad (2.2)$$

$$P_2 = 0,8 \cdot (3,38 + 5,58 + 5 + 4 + 5,5) = 18,76 \text{ кВт.}$$

Також розраховуємо навантаження для завальної ями, очисної машини та поперечних транспортерів:

$$P_3 = k_o \cdot (P_{3Я} + P_{ОМ} + P_{ПТ1} + P_{ПТ2}), \quad (2.3)$$

$$P_3 = 0,9 \cdot (7,5 + 14 + 10 + 7,5) = 35,1 \text{ кВт.}$$

Сумарне навантаження визначаємо як суму цих величин:

$$P_{СУМ} = P_1 + P_2 + P_3, \quad (2.4)$$

$$P_{СУМ} = 0,18 + 18,76 + 35,1 = 54,04 \text{ кВт.}$$

Навантаження вуличного освітлення розраховується як добуток питомого навантаження на загальну довжину вулиць. Для конкретної конфігурації підприємства ця величина визначається наступним чином:

$$P_{BO} = 3 \cdot 350 = 1,05 \text{ кВт.}$$

Навантаження зовнішнього освітлення для всіх об'єктів визначається відповідно до зазначених норм.

$$P_{3O} = 14 \cdot 0,25 = 3,5 \text{ кВт.}$$

Сумарне навантаження освітлення розраховується як сума зазначених величин:

$$P_O = P_{BO} + P_{3O}, \quad (2.5)$$

$$P_O = 1,05 + 3,5 = 4,55 \text{ кВт.}$$

Розрахуємо навантаження на трансформаторну підстанцію:

$$P = P_{\text{сум}} + P_o, \quad (2.6)$$

$$P = 54,04 + 4,55 = 58,59 \text{ кВт.}$$

Повні розрахункові навантаження визначаються, використовуючи значення відповідних коефіцієнтів потужності ($\cos\varphi = 0,9$):

$$S_{\Sigma} = \frac{P}{\cos\varphi}, \quad (2.7)$$

$$S_{\Sigma} = \frac{58,59}{0,9} = 65,1 \text{ А.}$$

2.3 Визначення розрахункових навантажень ліній електропередач

Для визначення розрахункових навантажень ліній спочатку слід скласти таблицю, що відображає підключення навантажень до різних ліній мережі. Порядкові номери ліній вказані в колах на схемі карти, зображеній на рис. 2.1. Кожний стовпець цієї таблиці відповідає певній лінії та містить інформацію про кількість об'єктів, а також загальну суму максимальних активних навантажень, які постачає ця лінія. Така таблиця дає змогу визначити розрахункові навантаження для кожної з ліній електричної мережі напругою 0,38 кВ.

Таблиця 2.3 – Навантаження споживачів ліній

Лінія	1	2	3	4	5	6
К-ть об'єктів	1	12	5	4	3	2
Сума навантажень, кВт	4	63,06	9,56	9,36	5,98	0,4

Наведені в таблиці 2.3 сумарні навантаження не є розрахунковими для кожної лінії. Вони відображають лише арифметичну суму активних навантажень, підключених до відповідної лінії. Для визначення розрахункових активних навантажень кожної лінії застосовують методику, подібну до тієї, що використовується при обчисленні розрахункових активних навантажень трансформаторної підстанції.

Розраховуємо активне навантаження для лінії 1:

$$P = k_o \cdot k_y \cdot P, \quad (2.8)$$

$$P_1 = 0,7 \cdot 0,3 \cdot 4 = 0,84 \text{ кВт.}$$

Аналогічним чином проводимо розрахунки для всіх інших ліній. Отримані результати записуємо у таблицю 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахункові активні навантаження мережі 0,38 кВ (без навантажень освітлення)

Лінія	1	2	3	4	5	6
Р, кВт	0,84	13,24	2	1,96	1,25	0,08

Враховуючи зовнішнє освітлення об'єктів, необхідно додати до навантажень відповідні значення, що залежать від кількості об'єктів, які обслуговує дана лінія. Наприклад, розглянемо першу лінію:

$$P_{заг} = P_1 + n \cdot P_o, \quad (2.9)$$

$$P_{1заг} = 0,84 + 1 \cdot 0,25 = 1,09 \text{ кВт.}$$

Подібним чином виконується розрахунок освітлювального навантаження для інших ліній. Отримані результати вносяться до таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахункові активні навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6
Р, кВт	1,09	16,24	3,25	2,96	2	0,58

Повні розрахункові навантаження мережі напругою 0,38 кВ визначаються на основі значень коефіцієнтів потужності, що характеризують навантаження мережі. Відповідні дані наведені у таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахункові повні навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6
Р, кВт	1,21	18,04	3,61	3,28	2,22	0,64

Розрахунок реактивних навантажень для ліній мережі напругою 0,38 кВ здійснюється за формулою:

$$Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.10)$$

Для прикладу розглянемо першу лінію:

$$Q_1 = 1,09 \cdot 0,48 = 0,52 \text{ кВАр.}$$

Аналогічним чином проводимо розрахунок реактивних навантажень для інших ліній. Отримані результати записуємо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахункові реактивні навантаження 0,38 кВАр

Лінія	1	2	3	4	5	6
Q, кВАр	0,52	7,79	1,56	1,42	0,96	0,27

Струмові розрахункові навантаження обчислюються за таким виразом:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \text{ А.} \quad (2.11)$$

Таблиця 2.8 – Розрахункові струмові навантаження мережі 0,38 кВ

Лінія	1	2	3	4	5	6
I, А	1,84	27,45	5,49	4,99	3,37	0,97

2.4 Вибір трансформаторів підстанції 10/0,4 кВ

Розрахунковим параметром для визначення потужності трансформаторів трансформаторної підстанції виступає значення повного навантаження мережі напругою 0,38 кВ:

$$S_{розр} = 65,1 \text{ кВА.}$$

Зважаючи на те, що до шин підстанції підключені лише споживачі II і III категорій, зовнішнє живлення можна реалізувати через одну повітряну лінію 10 кВ. На трансформаторній підстанції достатньо встановити один трансформатор 10/0,4 кВ. Принципова схема мережі представлена на рисунку 2.2.

Розрахуємо потужність трансформатора за формулою:

$$S_{\varepsilon} \geq \frac{S_{розр}}{1,4}, \quad (2.1)$$

$$S_{\varepsilon} \geq \frac{65,1}{1,4} = 46,5 \text{ кВА.}$$

З додаткової літератури приймається трансформатор типу ТМ-50-10/0,4. Він оснащений п'ятьма відгалуженнями на стороні високої напруги: 0, $\pm 2,5\%$, $\pm 5\%$ від номінальної напруги відповідної обмотки. Перемикання відгалужень можливе виключно за умови повного відключення всіх обмоток трансформатора, що реалізується за допомогою режиму перемикання без збудження (ПБЗ).

Таблиця 2.9 – Паспортні дані трансформатора ТМ-50-10/0,4 кВ

$S_{\text{ном}}$	$U_{\text{В}}$ ном	$U_{\text{Нном}}$	Схема та група	$\Delta P_{\text{нх}}$	$\Delta P_{\text{кз}}$	$U_{\text{кз}}$	$I_{\text{нх}}$
кВА	кВ	кВ	з'єднань	кВт	кВт	%	%
50	10	0,4	Y/Y _н -0	0,44	1,32	5,5	8

Параметри трансформатора, приведені до сторони високої напруги трансформатора

- активний опір – $r_T = P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{Вном}}^2}{S_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3}}, \quad (2.14)$

$$r_T = 1320 \cdot \frac{10000^2}{50000^2 \cdot 10^{-3}} = 52,8 \text{ Ом.}$$

- повний опір – $Z_T = \frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}} \cdot 10^{-3}}, \quad (2.13)$

$$Z_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10000^2}{50000 \cdot 10^{-3}} = 110 \text{ Ом.}$$

- реактивний опір – $x_T = \sqrt{Z_T^2 - r_T^2}, \quad (2.15)$

$$x_T = \sqrt{110^2 - 52,8^2} = 96,49 \text{ Ом.}$$

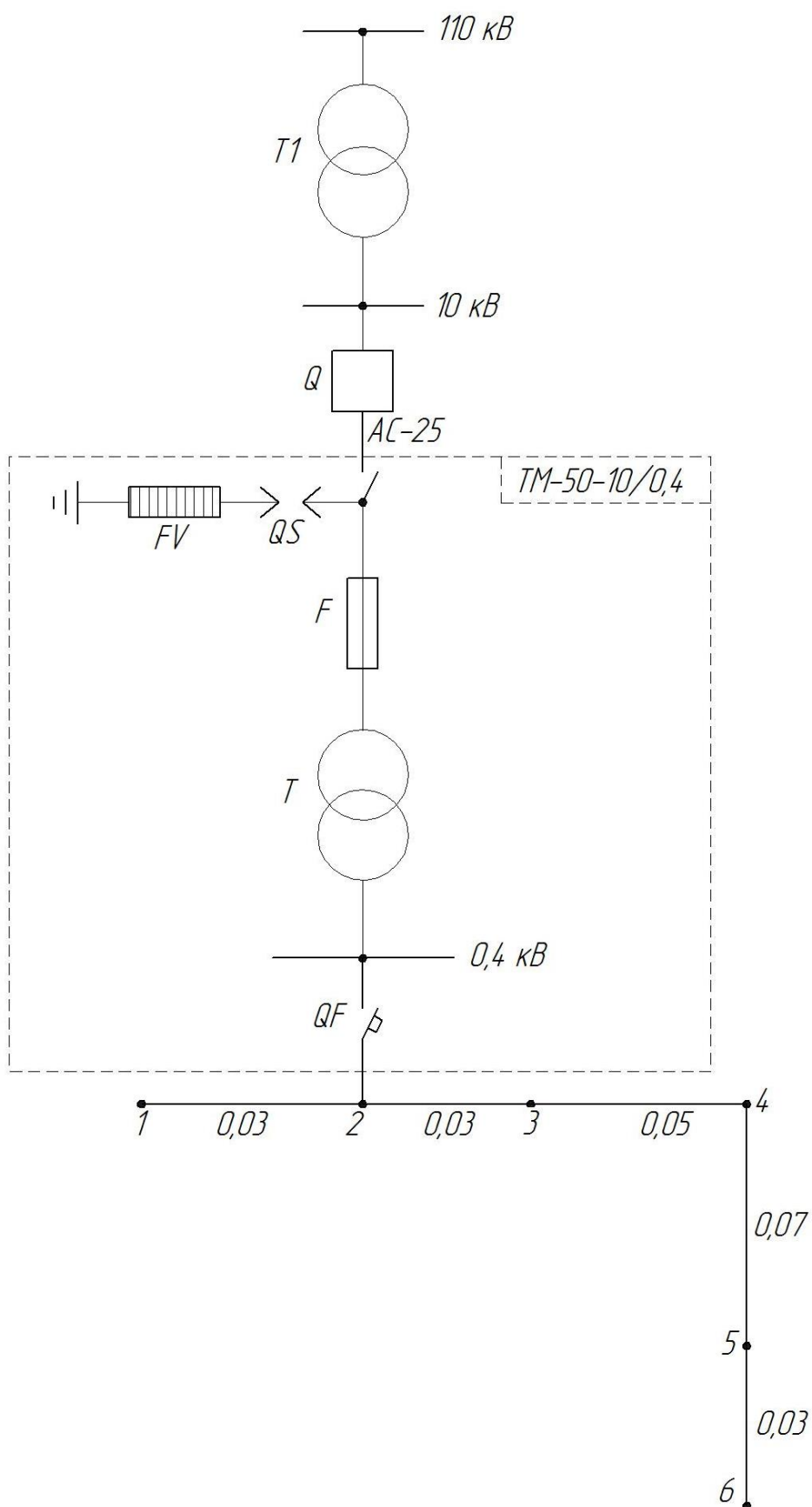


Рисунок 2.2 – Принципова схема проектованої електричної мережі

2.5 Вибір перерізів проводів і розрахунок мереж

Розрахунок мережі 10 кВ

Розрахуємо активний компонент втрати напруги в магістралі високовольтної мережі:

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} Q \cdot l, \quad (2.16)$$

$$\Delta U_p = \frac{0,35}{10000} \cdot 12,52 \cdot 6000 = 1,75 \text{ В.}$$

Допустиме значення активної компоненти напруги становитиме:

$$\Delta U_{ад} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad (2.17)$$

$$\Delta U_{ад} = 380 - 1,75 = 378,25 \text{ В.}$$

Розрахунковий переріз проводу магістралі напругою 10 кВ буде таким:

$$F_{розр} = \frac{P \cdot l}{U_{ном} \cdot \Delta U_a \cdot g}, \quad (2.18)$$

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

$$F_{розр} = \frac{26,12 \cdot 4000}{10000 \cdot 378,25 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 1,92 \text{ мм}^2.$$

Відповідно до вимог ПУЕ, мінімальний переріз сталєво-алюмінієвого дроту марки АС для лінії з напругою 10 кВ має становити 25 мм². Тому для лінії 10 кВ обираємо дріт марки АС-25 з характеристиками, зазначеними у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Параметри проводів електричної мережі 10 кВ

Лінія мережі 10 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
ТП 110 кВ – ТП 10 кВ	АС-25	1,146	0,377	136

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(r_o \cdot \cos \varphi + x_o \cdot \sin \varphi \right) \sum_{i=1}^n I_i \cdot l_i, \quad (2.19)$$

де: n – кількість ділянок магістралі; r_o , x_o – питомі активний і реактивний опори лінії електропередачі; I_i , l_i – струм і довжина i -ї ділянки магістралі; ΔU_a , ΔU_r – активна й реактивна складові втрати напруги.

$$\Delta U = \sqrt{3} (1,146 \cdot 0,9 + 0,377 \cdot 0,43) \frac{44,11}{25} \cdot 4 = 14,49 \text{ В (0,14\%)}.$$

Значення втрати напруги в обмотках трансформатора 10/0,4 кВ у режимі максимального навантаження становлять:

$$\Delta U = \frac{I_n}{k_{tr}} \cdot Z_m, \quad (2.20)$$

$$\Delta U = \frac{44,11}{25} \cdot 110 = 193,6 \text{ В (3,5\%)}.$$

Розрахунок мережі 0,38 кВ

Обчислюємо реактивну компоненту втрати напруги у магістралі 01 згідно формули:

$$\Delta U_{01} = \frac{x_o}{U_{ном}} (Q_1 \cdot l_1 + Q_2 \cdot l_2), \quad (2.21)$$

$$\Delta U_{01} = \frac{0,35}{380} (0,52 \cdot 30 + 7,79 \cdot 40) = 0,3 \text{ В}$$

Аналогічний розрахунок виконуємо для магістралі 06:

$$\Delta U_{06} = \frac{x_o}{U_{ном}} (Q_6 \cdot l_6 + Q_5 \cdot l_5 + Q_4 \cdot l_4 + Q_3 \cdot l_3 + Q_2 \cdot l_2), \quad (2.22)$$

$$\Delta U_{06} = \frac{0,35}{380} (0,27 \cdot 30 + 0,96 \cdot 70 + 1,42 \cdot 50 + 1,56 \cdot 30 + 7,79 \cdot 40) = 0,46 \text{ В}.$$

Допустиме значення активного компонента напруги в рядку 01 взята з рівняння.

$$\Delta U_{a01\partial} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p = 19 - 0,54 = 18,46, \quad (2.23)$$

$$\Delta U_{a01\partial} = 19 - 0,3 = 18,7 \text{ В}.$$

Аналогічний розрахунок виконуємо для магістралі 06:

$$\Delta U_{a06\partial} = \Delta U_{\partial} - \Delta U_p, \quad (2.24)$$

$$\Delta U_{a06\partial} = 19 - 0,46 = 18,54 \text{ В.}$$

Розрахункова величина перерізу проводів магістралі 01 визначається за формулою:

$$F_{01розр} = \frac{P_1 \cdot l_1 + P_2 \cdot l_2}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a01\partial} \cdot g}, \quad (2.25)$$

$$F_{01розр} = \frac{1.09 \cdot 30 + 16.24 \cdot 40}{380 \cdot 18,46 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 30 \text{ мм}^2.$$

Тепер розрахуємо величину перерізу проводів магістралі 06:

$$F_{06розр} = \frac{P_6 \cdot l_6 + P_5 \cdot l_5 + P_4 \cdot l_4 + P_3 \cdot l_3 + P_2 \cdot l_2}{U_{ном} \cdot \Delta U_{a06\partial} \cdot g}, \quad (2.26)$$

$$F_{06розр} = \frac{0.58 \cdot 30 + 2 \cdot 70 + 2.96 \cdot 50 + 3.25 \cdot 30 + 16.24 \cdot 40}{380 \cdot 18.54 \cdot 32 \cdot 10^{-6}} = 47 \text{ мм}^2.$$

Результат розрахунку представлено у табл.2.11.

Таблиця 2.11 – Втрати напруги в магістралях і визначення їх поперечних перерізів проводів

Магістраль	U _р , В	U _{ад} , В	Грозр. , мм ²
01	0,3	18,7	30
06	0,46	18,54	47

З урахуванням типового переліку стандартних марок проводів обираємо відповідні номінальні перерізи для електромережі напругою 0,38 кВ. Відібрані дані наведено у таблиці 2.12.

На основі характеристик обраних проводів обчислимо фактичні втрати напруги в лініях електромережі з напругою 0,38 кВ за формулою (2.19). Отримані результати подано в таблиці 2.13

Таблиця 2.12 – Параметри проводів електричних мереж ліній 0,38 кВ

Лінія мережі 0,38 кВ	Марка проводу	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	Допустимий струм, А
1,2,3,4,5,6	АС-50	0,578	0,297	215

Таблиця 2.13 – Дійсні спади напруг у магістралях

Магістраль	01	06
ΔU , В	2,3	10,45

Результати розрахунку свідчать про дотримання допустимих значень втрат напруги в магістральних лініях за умов максимального навантаження мережі.

2.6 Витрати електроенергії в електричній мережі

Загальні втрати електроенергії в проектуваній електромережі охоплюють втрати в лінії напругою 10 кВ, у мережі 0,38 кВ, а також втрати в трансформаторі з напругою 10/0,4 кВ.

Втрати електроенергії в мережі 10 кВ розраховуються наступним чином:

$$\Delta W_{10} = \sum_{i=1}^n 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau, \quad (2.27)$$

де:

$$I_{л.10\max} = \frac{S_{\sum \phi \chi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.28)$$

$$I_{л.10\max} = \frac{65,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,76 \text{ А.}$$

При тривалості роботи $\tau = 1800$ год та часу використання максимуму 3000 год, втрати електроенергії в лінії 10 кВ становитимуть:

Тоді втрати електричної енергії в мережі 10 кВ становлять:

$$\Delta W_{10} = 3 \cdot 3,76^2 \cdot 4,58 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} = 349,65 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

У мережі 0,38 кВ спостерігаються такі втрати електричної енергії:

$$\Delta W_{0,38} = \sum_{i=1}^4 3 \cdot I_{\max,i}^2 \cdot r_i \cdot \tau = 2572,44 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \quad (2.29)$$

У трансформаторі 10/0,4 кВ частина втрат є постійною і не змінюється залежно від навантаження:

$$\Delta W_c = \Delta P_{нх} \cdot 8760, \quad (2.30)$$

$$\Delta W_c = 0,44 \cdot 8760 = 3854,4, \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

а також втрат, змінних за величиною залежно від потужності навантаження:

$$\Delta W_o = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{\Sigma вч}}{S_{т.ном}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.31)$$

$$\Delta W_o = 1,32 \cdot \left(\frac{65,1}{50} \right)^2 \cdot 1800 = 4027,8 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

У запроєктованій електромережі мають місце наступні втрати електроенергії:

- постійні – $\Delta W_{ном} = \Delta W_c = 3854,4 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$
- змінні – $\Delta W_{зм} = \Delta W_{10} + \Delta W_{0,38} + \Delta W_o = 6949,89 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$
- сумарні – $\Delta W = \Delta W_{ном} + \Delta W_{зм} = 10804,29 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$

2.7 Вибір трансформаторної підстанції 10/0,4кВ

Для забезпечення живлення проєктованої мережі 0,38 кВ передбачено використання комплектної трансформаторної підстанції типу КТП-50-10/0,4 кВ. Підстанція виконана у блочному виконанні та складається з таких основних елементів: вхідний вузол 10 кВ, розподільний вузол 0,38 кВ та силовий трансформатор номінальною потужністю 50 кВА.

Вхідний вузол 10 кВ містить трифазний роз'єднувач із заземлювальними ножами, який встановлюється на найближчій опорі повітряної лінії 10 кВ, а також вентиляні розрядники, що захищають обладнання від атмосферних і комутаційних перенапруг зі сторони 10 кВ. На вводі трансформатора (10 кВ) встановлені запобіжники для його захисту у разі багатofазних коротких замикань.

Розподільний вузол 0,38 кВ розташований у нижній частині шафи. На виводах трансформатора 0,4 кВ змонтовано рубильник, на ножах якого зі сторони ліній 0,38 кВ також встановлені вентиляні розрядники для захисту від перенапруг. За рубильником підключено трифазний комплект трансформаторів струму для живлення кола обліку активної електроенергії, а також двофазний комплект (фази А і С), до якого приєднано теплове реле, що забезпечує захист трансформатора від перевантаження.

Увімкнення, вимкнення та захист трьох ліній 0,38 кВ від коротких замикань здійснюється за допомогою автоматичних вимикачів типу АЕ-2443. Для ліній вуличного освітлення передбачені виводи, які захищено запобіжниками. Увімкнення цієї лінії можливе як вручну, так і автоматично — за допомогою фотореле."

2.8 Розрахунок аварійних режимів

Зображення заступної схеми для розрахунку струмів коротких замикань наведено на рисунку 2.3.

Для визначення струмів коротких замикань на стороні 10 кВ під час коротких замикань у точках Ка і Кб, опори приведемо до напруги 10 кВ у вигляді:

- еквівалентного опору системи 110 кВ:

$$x_s = \frac{U_{ном}^2}{S_{кз}}, \quad (2.32)$$

$$x_s = \frac{10^2}{300} = 0,33 \text{ Ом.}$$

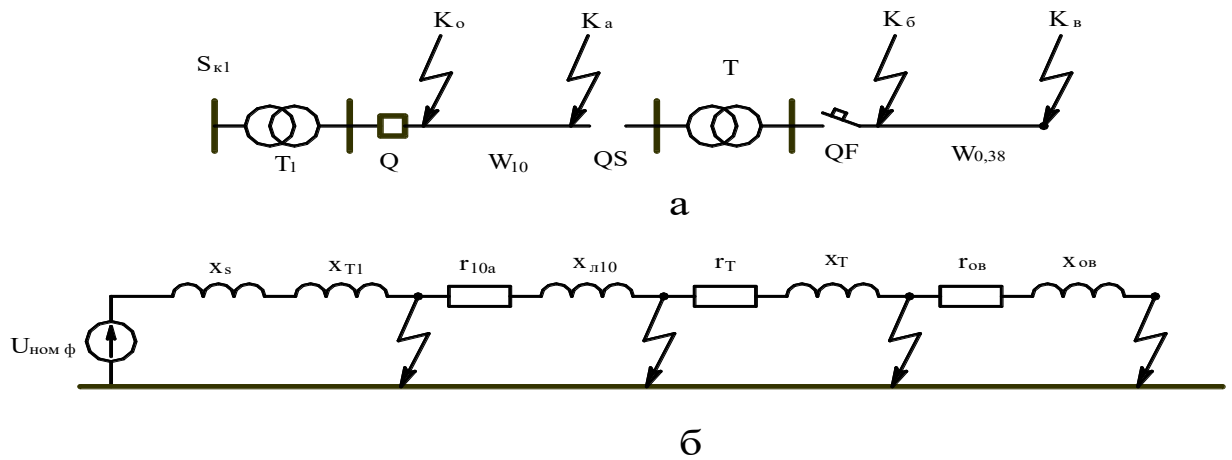


Рисунок 2.3 – Принципова (а) та заступна (б) схеми для розрахунку струмів короткого замикання

- реактивного опору трансформатора 110/10 кВ:

$$x_{m1} = \frac{U_{кз} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{m1}}, \quad (2.33)$$

$$x_{m1} = \frac{10 \cdot 10^2}{100 \cdot 10} = 1 \text{ Ом.}$$

- опорів лінії 10 кВ:

$$x_{л10} = 4 \cdot 0,377 = 1,508,$$

$$r_{л10} = 4 \cdot 1,146 = 4,58 \text{ Ом.}$$

- опорів трансформатора 10/0,4 кВ:

$$x_m = 96,49 \text{ Ом.}$$

$$r_m = 52,8 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір та струми при трифазному і двофазному короткому замиканні на початку лінії 10 кВ (в точці \$K_o\$):

$$Z_{\Sigma o} = x_c + x_{m1} , \quad (2.34)$$

$$Z_{\Sigma o} = 0.33 + 1 = 1.33 \text{ Ом.}$$

$$I^{(3)}_{\kappa o} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma o}} , \quad (2.35)$$

$$I^{(3)}_{\kappa o} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 1.33} = 4346.12 , \text{ А}$$

$$I^{(2)}_{\kappa o} = 0.87 \cdot I^{(3)}_{\kappa o} , \quad (2.36)$$

$$I^{(2)}_{\kappa o} = 0.87 \cdot 4346.12 = 3781.12 , \text{ А}$$

Значення сумарного опору та струмів з боку обмотки вищої напруги трансформатора 10/0,4 кВ при трифазному та двофазному короткому замиканні в точці Ка:

$$Z_{\Sigma a} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10})^2 + r_{л10}^2} , \quad (2.37)$$

$$Z_{\Sigma a} = \sqrt{(0.33 + 1 + 1.508)^2 + 4.58^2} = 3.55 \text{ Ом.}$$

$$I^{(3)}_{\kappa a} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma a}} , \quad (2.38)$$

$$I^{(3)}_{\kappa a} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 3.55} = 1628.26 \text{ А.}$$

$$I^{(2)}_{\kappa a} = 0.87 \cdot I^{(3)}_{\kappa a} , \quad (2.39)$$

$$I^{(2)}_{\kappa a} = 0.87 \cdot 1628.26 = 1416.58 \text{ А.}$$

відповідно у точці Кб:

$$Z_{\Sigma \delta} = \sqrt{(x_s + x_{m1} + x_{л10} + x_m)^2 + (r_{л10} + r_m)^2} , \quad (2.40)$$

$$Z_{\Sigma \delta} = \sqrt{(0.33 + 1 + 1.508 + 96.49)^2 + (4.58 + 52.8)^2} = 114.71 \text{ Ом.}$$

$$I^{(3)}_{\kappa \delta} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma \delta}} , \quad (2.41)$$

$$I_{\kappa\bar{b}}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 114,71} = 50,39 \text{ А.}$$

$$I_{\kappa\bar{b}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa\bar{b}}^{(3)}, \quad (2.42)$$

$$I_{\kappa\bar{b}}^{(2)} = 0,87 \cdot 50,39 = 43,83 \text{ А.}$$

Струми на стороні 0,4 кВ трансформатора 10/0,4 кВ при короткому замиканні в точці б визначаються наступним чином:

$$I_{\kappa\bar{b}H}^{(3)} = \frac{U_{B.ном}}{U_{H.ном}} \cdot I_{\kappa\bar{b}}^{(3)}, \quad (2.43)$$

$$I_{\kappa\bar{b}H}^{(3)} = \frac{10}{0,4} \cdot 50,39 = 1259,75 \text{ А.}$$

$$I_{\kappa\bar{b}H}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa\bar{b}H}^{(3)}, \quad (2.44)$$

$$I_{\kappa\bar{b}H}^{(2)} = 0,87 \cdot 1259,75 = 1095,98 \text{ А.}$$

Розрахуємо струми короткого замикання в найбільш віддаленому електрично вузлі (вузол б), використовуючи формулу для обчислення сумарного опору короткого замикання:

$$Z_{\Sigma 6} = Z_{\Sigma 6} \cdot \left(\frac{U_{H.ном}}{U_{B.ном}} \right)^2 + Z_{ов}, \quad (2.45)$$

де для вузлів відповідно отримаємо:

$$Z_{ов} = \sqrt{(r_{л.0,38})^2 + (x_{л.0,38})^2}, \quad (2.46)$$

$$Z_{ов} = \sqrt{(0,578)^2 + (0,297)^2} = 0,64 \text{ Ом.}$$

$$Z_{\Sigma 6} = 114,71 \cdot \left(\frac{0,4}{10} \right)^2 + 0,64 = 0,82 \text{ Ом.}$$

Отже значення струмів к.з. у цих вузлах будуть рівними:

$$I_{\kappa 15H}^{(3)} = \frac{1000 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma 1}}, \quad (2.47)$$

$$I_{\kappa 15H}^{(3)} = \frac{1000 \cdot 0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,94} = 281,96 \text{ А.}$$

$$I_{к15н}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{к1н}^{(3)}, \quad (2.48)$$

$$I_{к15н}^{(2)} = 0,87 \cdot 281,96 = 245,3 \text{ А.}$$

Визначимо значення струмів однофазних к.з.:

$$I_{квн}^{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(\frac{Z_{To}}{3} + Z_{ПВ} \right)}, \quad (2.49)$$

де: Z_{To} – величина опору нульової послідовності трансформатора при замиканні фази на корпус $Z_{To}=1,63 \text{ Ом}$;

$Z_{ПВ}$ – величина опору петлі “фаза-нуль” для відповідного вузла к.з.:

$$Z_{ПВ} = \frac{Z_{06}}{3} (2 + 3,5), \quad (2.50)$$

$$Z_{П1} = \frac{0,64}{3} (2 + 3,5) = 1,17 \text{ Ом.}$$

Значення струмів однофазних замикань на землю:

$$I_{к1н}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \left(\frac{1,63}{3} + 1,17 \right)} = 135,13 \text{ А.}$$

2.9 Вибір і розрахунки захисту від аварійних режимів

Захист трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА здійснюється плавкими запобіжниками, встановленими на стороні 10 кВ. Вибір запобіжника для захисту трансформатора базується на таких критеріях:

- номінальна напруга запобіжника має відповідати номінальній напрузі мережі $U_{зап}=U_{ном}$;
- номінальний струм вимкнення повинен бути більшим за максимальний струм короткого замикання в точці встановлення, тобто $I_{н.вимк} \geq I_{кз.мах}$;
- номінальний струм плавкої вставки вибирають близьким до подвійного номінального струму трансформатора: $I_{вст} \approx 2I_{Т.ном}$.

Для трансформаторів 10/0,4 кВ потужністю 50 кВА рекомендовано встановлювати запобіжники з плавкою вставкою номіналом 10 А.

Виходячи з цих вимог, для захисту трансформатора у зазначеній електричній мережі оберемо плавкий запобіжник ПКТ-101-10-12,5УЗ з такими параметрами:

Таблиця 2.14 – Параметри плавкого запобіжника ПКТ-101-10-12,5УЗ

Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А	Номінальний струм вимкнення, кА
10	10	12,5

Оскільки мінімальне значення струму короткого замикання в точці (а) становить 1,628 кА, можна впевнено стверджувати, що обраний запобіжник відповідає встановленим критеріям вибору.

Релейний захист електричної мережі 0,38 кВ

Захист електричної мережі 0,38 кВ для обраної схеми КТП здійснюється автоматичними вимикачами типу АЕ-2443, які встановлені на нульовому проводі фідера з струмовими реле. При спрацюванні реле вони впливають на обмотку незалежного розчеплювача. Вибір цих вимикачів базується на таких критеріях:

- номінальний струм автоматичного вимикача, повинен бути більшим від струму навантаження $I_{р.в.} \geq I_{нав.}$;
- номінальна напруга мережі $U_{авт} = U_{ном.}$;
- струм спрацювання незалежного розчеплювача від струму однофазного к.з. в кінці магістралі $I_{с.рн.} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр.}$;
- струм спрацювання напівпровідникового розчеплювача, який повинен бути більшим від максимального робочого струму магістралі $I_{сн.} \geq 1,4 \cdot I_{мр.}$;
- коефіцієнт чутливості напівпровідникового розчеплювача $k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{сн.} \geq 1,1$

Роботу автоматичних вимикачів на спрацювання від струмів переважень у подібній мережі відповідно до ПУЕ не перевіряють.

Номінальна напруга автоматичного вимикача:

$$U_{\text{авт}}=380 \text{ В} \geq U_{\text{ном}}=380 \text{ В}$$

Визначимо номінальні струми для напівпровідникового розчеплювача, які відповідають номінальним струмам автоматичного вимикача для фідера А:

$$A \Rightarrow I_{\text{нав А}}=44,11 \text{ А} \qquad I_{\text{рв А}}=50 \text{ А}$$

Величина струмів спрацювання напівпровідникових розчеплювачів:

$$A \Rightarrow I_{\text{сн А}}=100 \text{ А} > 1,4 \cdot I_{\text{нав А}}=61,75 \text{ А}$$

Значення коефіцієнтів чутливості напівпровідникових розчеплювачів:

$$A \Rightarrow k_q = \frac{I_{\kappa 11 \text{ н}}^{(2)}}{I_{\text{сн А}}} \qquad (2.51)$$

$$A \Rightarrow k_q = \frac{245,3}{100} = 2,45$$

Розрахункові струми спрацювання реле незалежного розчеплювача при однофазному короткому замиканні:

$$A \Rightarrow I_{\text{с.рн}}=1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{\text{мр}}=58,2 \text{ А.}$$

$$A \Rightarrow I_{\text{с.рн}}=1,25 \cdot 0,3 \cdot 61,75=23,15 \text{ А.}$$

Приймаємо:

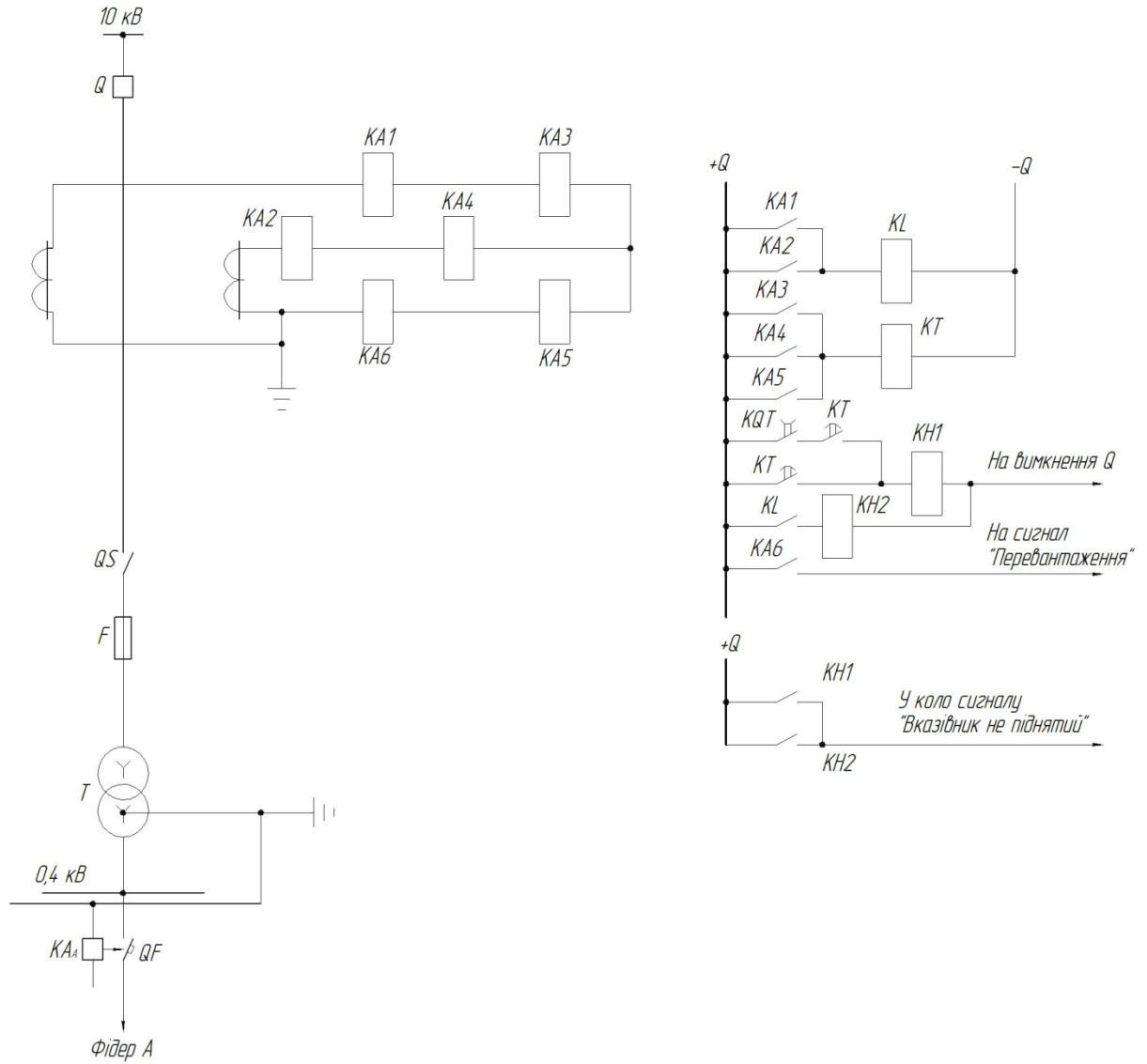
$$A \Rightarrow I_{\text{с.рн}}=23,15 \text{ А} < \frac{I_{\kappa 11 \text{ н}}^{(1)}}{2} = \frac{135,13}{2} = 67,565 \text{ А.}$$

Струм спрацювання електромагнітного розчеплювача становить $I_{\text{сн}}=63 \text{ А}$. У разі трифазних коротких замикань на початку лінії 2 електромагнітні розчеплювачі автоматичних вимикачів спрацюють, миттєво відключаючи фідер.

Релейний захист електричної мережі 10 кВ

Згідно з правилами улаштування електроустановок (ПУЕ), на лініях 10 кВ із одностороннім живленням передбачено встановлення двоступінчастого струмового захисту. Перший ступінь цього захисту реалізується у вигляді струмової відсічки, а другий - як максимальний струмовий захист із залежною або незалежною витримкою часу.

Реалізація двоступінчастого струмового захисту виконується відповідно до схеми, зображеної на рисунку 2.4.



ТС	Трансформатори струму ТПЛК-10
KQT	Контакт реле положення «вимкнено» вимикача Q
КТ	Реле часу типу РВ-122
КН1, КН2	Вказівне реле типу РУ-1
KL	Проміжне реле типу РН-23 чи РН-251
КАА	Реле струму типу в нейтралях ліній 0,38 кВ
КА1-КА2	Реле струму типу РТ-40

Рисунок 2.4 – Принципова схема релейного захисту електричної мережі

На лінії 10 кВ зі сторони підстанції 35/10 кВ, яка забезпечує живлення ТП 10/0,4 кВ, обираємо для встановлення трансформатори струму типу ТПЛК-10 у фазах А та С. Коефіцієнт трансформації становить 10/5 (ІІТС = 10 А > ІТ.НОМ = 3,64 А).

Величину струму спрацювання відсічки вибирають за умовою:

$$I_{с.р.в.} = k_H \cdot I_{к.з.овн}, \quad (2.52)$$

$$I_{с.р.в.} = 1,2 \cdot 50,39 = 60,46 \text{ А.}$$

$I_{к.з.овн}$ представляє максимальне значення зовнішнього струму короткого замикання, який визначається як струм у точці встановлення захисту при короткому замиканні на стороні низької напруги трансформатора 10/0,4 кВ.

k_H є коефіцієнтом надійності, що дорівнює 1,2 для реле РТ-40.

Струм спрацювання реле визначається за наступною умовою.

$$I_{с.р.в.} = \frac{I_{с.з.в.}}{n_{mc}}, \quad (2.53)$$

$$I_{с.р.в.} = \frac{60,46}{2} = 30,23 \text{ А.}$$

Чутливість спрацювання відсічки перевіряється за значенням струму двофазного короткого замикання, що виникає на кінці лінії:

$$k_{ч.в.} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{с.з.в.}} > 1,5 \quad (2.54)$$

$$k_{ч.в.} = \frac{1416,58}{30,23} = 46,86 > 1,5.$$

Тобто, відповідно до вимог ПУЕ, у цьому випадку відсічка може використовуватися як основний засіб захисту лінії.

Як другий ступінь захисту для лінії з напругою 10 кВ у проектованій електричній мережі запропоновано застосовувати максимальний струмовий захист, виконаний на основі реле непрямої дії РТ-40 та реле часу РВ-122.

Переходимо до визначення струму спрацювання захисту.

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_3}{k_{II}} \cdot I_{\max.p}, \quad (2.55)$$

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,8} \cdot 3,76 = 5,64 \text{ А.}$$

де: k_{II} - коефіцієнт повернення;

$I_{\max.p}$ – максимальний робочий струм лінії.

$$I_{\max.p} = \frac{S_{розр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.56)$$

$$I_{\max.p} = \frac{65,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,76 \text{ А.}$$

Величину струму спрацювання реле визначаємо за умовою:

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з.}}{n_{mc}}, \quad (2.57)$$

$$I_{c.p} = \frac{5,64}{2} = 2,82 \text{ А.}$$

Перевіряється чутливість максимального струмового захисту, що виконує роль резервного захисту трансформатора, з урахуванням умов короткого замикання на стороні низької напруги трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ.

$$k_q = \frac{I^{(2)}_{К.б.}}{I_{c.з.}} > 1,2 \quad (2.58)$$

$$k_q = \frac{43,83}{5,64} 7,77 > 1,2$$

РОЗДІЛ 3

АВТОМАТИЧНЕ ВВІМКНЕННЯ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ

3.1 Призначення АВР

Для забезпечення надійного електропостачання споживачів в енергетичних системах і електроустановках розробляються спеціальні схеми електричних з'єднань, які сприяють підвищенню загальної надійності.

Висока надійність досягається завдяки схемам, що передбачають живлення підстанцій від двох або більше джерел енергопостачання (ліній, трансформаторів). У таких випадках аварійне відключення одного з джерел не призводить до припинення подачі електроенергії для споживачів.

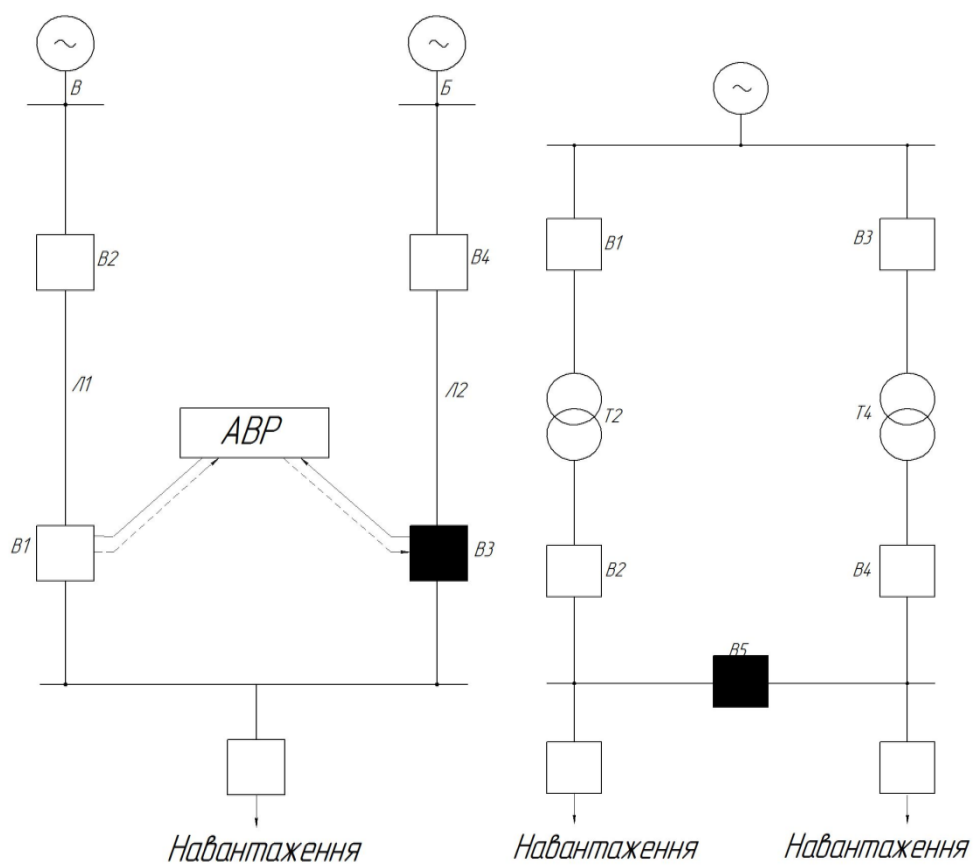
Однак, незважаючи на переваги багатостороннього живлення, у підстанціях розподільчих мереж напругою 6-35-110-150 кВ, розташованих у сільській місцевості, а також у містах та на промислових об'єктах, переважно застосовується роздільний режим роботи джерел електроживлення. Це означає, що споживачі отримують електроенергію односторонньо.

Такий підхід дозволяє суттєво зменшити рівень струмів короткого замикання та використовувати дешевше обладнання, зокрема вимикачі та роз'єднувачі. Крім того, це спрощує конструкцію релейного захисту.

Існують дві основні схеми організації одностороннього живлення споживачів, якщо є два або більше джерел електропостачання.

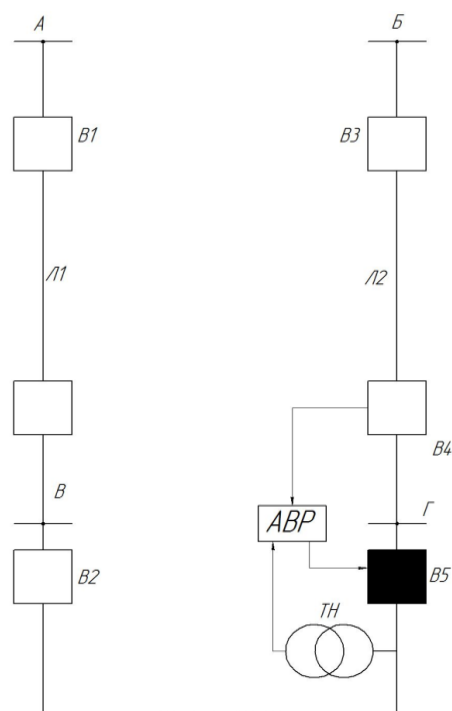
У першій схемі одне з джерел живлення працює і забезпечує споживачів, тоді як інше залишається відключеним і перебуває в резерві. Таке джерело називається робочим, а резервне активується лише у разі потреби (рисунок 3.1 а).

Друга схема передбачає, що всі джерела увімкнені, але кожне з них окремо обслуговує визначену групу споживачів. Розподіл між джерелами здійснюється за допомогою вимикача (рисунок 3.1 б, в).



а)

б)



в)

Рисунок 3.1 – Принципи використання АВР при різних схемах живлення споживачів

Одним із недоліків схеми одностороннього живлення є те, що у випадку аварійного відключення робочого джерела подача електроенергії переривається, що призводить до аварійної ситуації. Цей недолік значною мірою усувається завдяки швидкому автоматичному переходу на резервне джерело або шляхом увімкнення резервного вимикача, відповідального за розподіл мережі.

Для виконання таких критично важливих операцій широко застосовуються спеціалізовані автоматичні пристрої під назвою автомати ввімкнення резерву (АВР).

За наявності АВР тривалість перерви в електроживленні споживачів у більшості випадків визначається лише часом активації вимикачів резервного джерела і зазвичай становить 0,3-0,8 секунди.

3.2. Класифікація пристроїв АВР

У енергосистемах застосовується велика кількість пристроїв АВР, що відрізняються один від одного залежно від конкретних умов роботи і схем первинної комутації. Пристрої АВР можна класифікувати за наступними основними ознаками: «Автоматичне включення резервного живлення і устаткування (АВР)». По типу устаткування, на яке діють пристрої автоматики – АВР трансформаторів, ліній, секцій шин, агрегатів СН електростанцій і підстанція;

- по спрямованості дії – АВР односторонньої і двосторонньої дії;
- по вигляду джерела живлення пристроїв – АВР на постійному або змінному оперативному струмі;
- по вигляду резерву, пристрою АВР – АВР, що включається дією, за наявності явного і неявного резерву.

За наявності явного резерву резервне джерело може знаходитися або у відключеному стані, або під напругою, але без навантаження. У разі неявного резерву навантаження розподілене між всіма джерелами, які здійснюють взаємне резервування при відключенні одного з них. При цьому потужність

кожного з джерела повинна бути достатнього для покриття власного навантаження, а також всієї і частини навантаження резервованого джерела.

3.3 Принцип дії АВР

Розглянемо принцип роботи автоматичного вводу резерву (АВР) на прикладі двотрансформаторної підстанції, схема якої представлена на рисунку 3-а. Електропостачання споживачів у стандартному режимі здійснюється від робочого трансформатора Т1. Резервний трансформатор Т2 перебуває у відключеному стані та знаходиться в автоматичному резерві.

У разі відключення вимикача В1 трансформатора Т1 з будь-якої причини, його допоміжний контакт БК1.2 роз'єднує ланцюг обмотки проміжного реле РП1. У результаті якір реле РП1, утримуваний при включеному вимикачі, після зняття напруги відпадає з певною затримкою у часі, що призводить до розмикання контактів.

Другий допоміжний контакт БК1.3 автоматичного вимикача В1 спрямовує напругу через ще замкнутий контакт РП1.1 на обмотку проміжного реле РП2. Це реле своїми контактами активує включення вимикачів В3 і В4 резервного трансформатора, через вплив на контактори КВ3 і КВ4. Після закінчення встановленого часу реле РП1 розмикає свої контакти, перериваючи ланцюг обмотки РП2.

Якщо при включенні резервного трансформатора дія АВР не усуне коротке замикання (КЗ) і трансформатор буде знеструмлений релейним захистом, повторне його включення не відбудеться. Таким чином, реле РП1 забезпечує одноразовість роботи АВР і має назву "реле одноразовості включення". Воно знову замкне контакти та підготує схему АВР до повторної роботи лише за умови відновлення номінальної схеми живлення підстанції та ввімкнення автоматичного вимикача В1.

Часова витримка реле РП1 для розмикання контактів повинна бути тривалішою за час включення вимикачів В3 і В4, щоб забезпечити їх надійне включення.

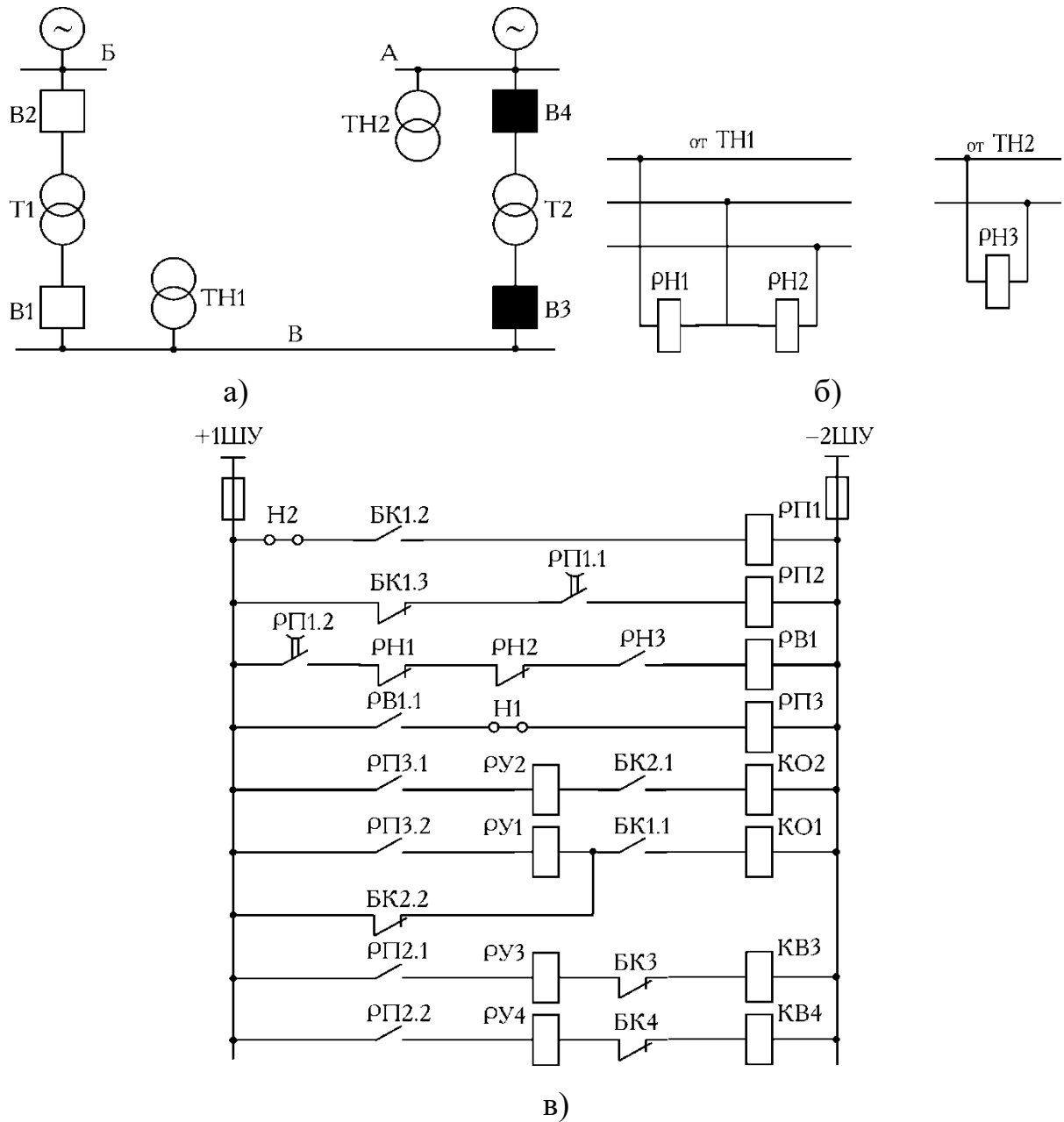


Рисунок 3.2 – Принципова схема АВР трансформаторів односторонньої дії

Раніше було описано дію АВР у випадку відключення автоматичного вимикача В1 робочого трансформатора. Однак слід зважати й на можливість відключення вимикача В2, що знаходиться з боку вищої напруги робочого трансформатора. У цьому випадку споживачі підстанції В також залишаться без живлення. Для забезпечення дії АВР у такій ситуації від допоміжного контакту

БК2.2 вимикача В2 передається імпульс на котушку відключення КО1 вимикача В1. Після відключення В1 система АВР запускається та працює за аналогією описаного вище.

У розглянутих ситуаціях, окрім відключення вимикачів В1 або В2 робочого трансформатора, живлення споживачів також може бути втрачено, якщо з будь-якої причини зникне напруга на шинах високої напруги підстанції Б. У такому випадку схема АВР не спрацює, оскільки обидва вимикачі робочого трансформатора залишаються увімкненими. Для забезпечення дії АВР у цій ситуації передбачено спеціальний пусковий механізм мінімальної напруги, який включає в себе реле РН1, РН2, РН3, РВ1 і РПЗ. При зникненні напруги на шинах підстанції Б, а тому й на шинах підстанції В, реле мінімальної напруги, підключені до ТН1, замикають свої контакти та подають позитивний оперативний струм на обмотку реле часу РВ1 через контакти реле РН3. У свою чергу, реле РВ1 запускається і після визначеної витримки часу передає сигнал на обмотку вихідного проміжного реле РПЗ. Це реле здійснює відключення вимикачів В1 і В2 робочого трансформатора.

Після відключення В1 схема АВР спрацьовує згідно з раніше описаним принципом. Реле напруги РН3 відіграє роль захисту від неправильного спрацювання пускового механізму мінімальної напруги у випадках, коли система залишилася без напруги на шинах високої напруги підстанції А резервного трансформатора Т2, де дія АВР буде недоречною. Для цього реле РН3, підключене до трансформатора напруги ТН2 шин А, при відсутності напруги розмикає свій контакт і перериває ланцюг між контактами реле РН1, РН2 та обмоткою реле часу РВ1.

3.4 Пуск пристроїв АВР

Згідно з технічними вимогами, запуск пристроїв АВР і передача команди на увімкнення резервного джерела здійснюються через блок-контакти вимикача робочого ланцюга або контакти реле положення "відключено" цього

вимикача. Однак живлення споживачів може припинитися навіть при увімкненому вимикачі на вводі від основного джерела живлення. Це можливо у випадках пошкоджень у живильній мережі за межами резервованого об'єкта.

Для забезпечення роботи пристрою АВР у таких ситуаціях передбачено спеціальний пусковий орган, зазвичай мінімальний пусковий орган напруги (ПОН). Його призначення полягає у відключенні вимикача основного джерела у разі зникнення напруги на шинах споживачів. Після цього відбувається автоматичне й негайне увімкнення резервного джерела.

Установлення пускового органу є зайвим, якщо основне і резервне джерела підключені до одного й того ж джерела живлення. У такому разі функціонування пускового органу втрачає сенс, оскільки робота пристрою АВР стає нефункціональною. З врахуванням зазначених вимог, для реалізації системи автоматичного ввімкнення резервного живлення обрано модель АВР-02 (AVR-02).



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд АВР-02

Пристрій управління AVR-02 призначений для використання в складі шаф чи блоків автоматичного ввімкнення джерел резервного живлення, що входять до систем безперебійного електропостачання трифазних споживачів електроенергії. Пристрій здійснює контроль напруги на основному та резервному вводах трифазної мережі змінного струму. У разі, якщо напруга відповідає встановленим нормам, навантаження підключається до основного вводу через зовнішній комутаційний пристрій (контактор, автоматичний вимикач з

моторним приводом тощо), яким управляє виконавче реле АВР. У випадку збою на основному вводі навантаження автоматично перемикається на резервний ввід. Як тільки живлення на основному вводі відновлюється, навантаження повертається до нього. Граничні значення напруги та часові параметри перемикання налаштовуються за допомогою елементів керування на лицьовій панелі AVR-02. Живлення самого пристрою забезпечується від контрольованих вводів.

Схема підключення пристрою наведена на рисунку 3.4.

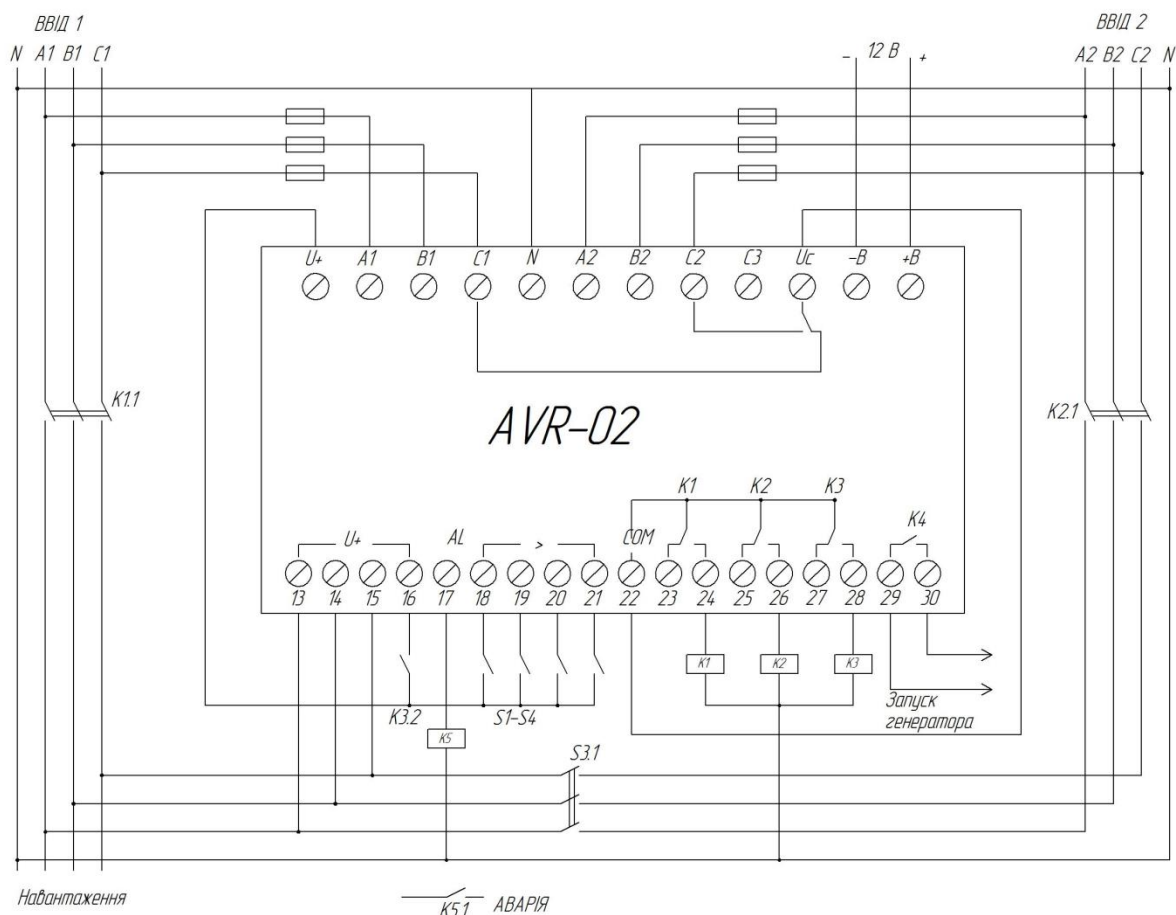


Рисунок 3.4 – Схема підключення АВР

Технічні характеристики:

частота живлячої мережі, Гц:	50±2
тип контрольованих ліній:	3 фази, 4-х провідна (3х400В+N)
Напруга живлення, В:	
-від зовнішнього джерела живлення	
постійного струму (клеми +/- В)	10-14

-від контрольованих вводів (клеми А,В,С)	50-264
час перемикання з основного на резервний ввід, сек:	0,1-30
час охолодження генератора, сек:	10-200
час запуску генератора, сек:	5-100
час включення при подачі напруги живлення, сек:	4
діапазон робочих температур, С:	від -25 до +50
ступень захисту:	IP20
габарити, мм:	105x90x65

3.5 Розрахунок автоматичного вимикача

Переключення електричної мережі 0,38 кВ на резервне живлення для обраної схеми КТП (у нульовому проводі фідера встановлено струмові реле, що при спрацюванні впливають на обмотку незалежного розчеплювача) здійснюється автоматичними вимикачами типу АЕ-2443. Ці вимикачі підбираються відповідно за наступними критеріями:

- значенням номінального струму автоматичного вимикача, який повинен бути більшим від струму навантаження $I_{р.в.} \geq I_{нав.}$;
- величиною номінальної напруги мережі $U_{авт} = U_{ном.}$;
- величиною струму спрацювання незалежного розчеплювача від струму однофазного короткого замикання в кінці магістралі $I_{с.рн.} \geq 1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр.}$;
- значенням струму спрацювання напівпровідникового розчеплювача, його значення має бути більшим від максимального робочого струму магістралі $I_{сн.} \geq 1,4 \cdot I_{мр.}$;
- величиною коефіцієнта чутливості напівпровідникового розчеплювача $k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{сн.} \geq 1,1$

Робота автоматичних вимикачів у разі спрацювання від струмів переважень у даній мережі відповідно до вимог ПУЕ не перевіряється.

Номинальна напруга автоматичного вимикача:

$$U_{авт}=380 \text{ В} \geq U_{ном}=380 \text{ В}$$

Визначимо номінальні струми напівпровідникового розчеплювача, які відповідають номінальним струмам автоматичного вимикача для фідера А:

$$A \Rightarrow I_{нав \text{ А}}=44,11 \text{ А} \qquad I_{рв \text{ А}}=50 \text{ А}.$$

Значення струмів спрацювання напівпровідникових розчеплювачів:

$$A \Rightarrow I_{сн \text{ А}}=100 \text{ А} > 1,4 \cdot I_{нав \text{ А}}=61,75 \text{ А}.$$

Значення коефіцієнта чутливості напівпровідникових розчеплювачів:

$$A \Rightarrow k_{\text{ч}} = \frac{I_{\kappa 11 \text{ Н}}^{(2)}}{I_{сн \text{ А}}}, \quad (3.1)$$

$$A \Rightarrow k_{\text{ч}} = \frac{245,3}{100} = 2,45$$

Розрахунок струмів спрацювання реле незалежного розчеплювача при однофазному короткому замиканні включає важливі параметри електричної системи для забезпечення ефективної роботи обладнання.

$$A \Rightarrow I_{с.рн}=1,25 \cdot 0,3 \cdot I_{мр}=58,2 \text{ А}.$$

$$A \Rightarrow I_{с.рн}=1,25 \cdot 0,3 \cdot 61,75=23,15 \text{ А}.$$

Прийmemo:

$$A \Rightarrow I_{с.рн}=23,15 \text{ А} < \frac{I_{\kappa 11 \text{ Н}}^{(1)}}{2} = \frac{135,13}{2} = 67,565 \text{ А}.$$

Струм спрацьовування електромагнітного розчеплювача становить $I_{сн} = 63 \text{ А}$. При виникненні трифазних коротких замикань на початку лінії 2 електромагнітні розчеплювачі автоматичних вимикачів активуються, миттєво відключаючи фідер.

3.6 Вибір дизельної електростанції

На основі проведених розрахунків обрано трифазну дизельну електростанцію з водяним охолодженням моделі Iveco TIW-60/3.

Ця електростанція призначена для забезпечення електроенергією побутових та промислових споживачів. Виробництво електроенергії в ній здійснюється за допомогою генератора змінного струму, який приводиться в дію двигуном внутрішнього згоряння. У даному типі електростанцій використовуються дизельні двигуни всесвітньо відомого виробника IVECO (Італія) із водяним охолодженням (3000/1500 об/хв), а також синхронні генератори від італійської компанії Sincro.

При необхідності двигуни IVECO можуть оснащуватися системою постійного підігріву охолоджувальної рідини, що забезпечує надійний запуск електростанції в умовах низьких температур навколишнього середовища. Зовнішній вигляд цієї електростанції наведено на рисунку 3.5.

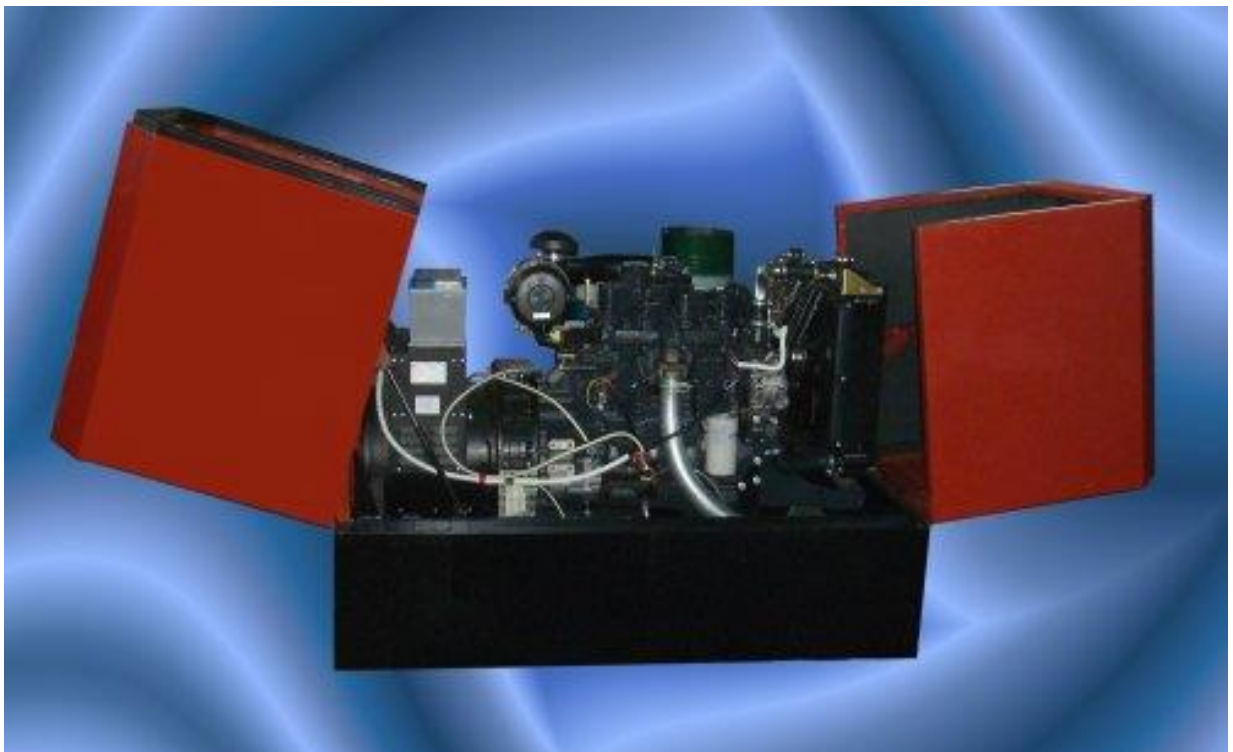


Рисунок 3.5 – Дизельна електростанція Iveco TIW-60/3

Технічні характеристики:

Напруга	(В) 230/400
Трифазна потужність	(кВА, $\cos f = 0,8$) 60/48
Двигун	IVECO (Італія)
Кількість циліндрів	4
Генератор струму	SINCRO (Італія)
Охолодження	водяне
Обороти	1500
Ширина (мм)	850
Довжина (мм)	1800
Висота (мм)	1400
Питома витрата палива (г / кВт * год)	250
Місткість бака (л)	200

Для контролю технічних параметрів на електростанціях можна встановити панель ручного управління. Крім того, є можливість оснащення панеллю автоматичного управління, яка не тільки контролює параметри, але й забезпечує автоматичний запуск або зупинку електростанції у разі відсутності чи відновлення живлення від мережі. Вона також сигналізує про збої та аварійні ситуації.

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Структурно-функціональний аналіз процесу очищення зерна на механізованому току

Охорона праці - це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

При укладенні трудового договору громадянин має бути проінформований власником під розписку про умови праці на підприємстві, наявність на робочому місці, де він буде працювати, небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які ще не усунуто, можливі наслідки їх впливу на здоров'я та про його права на пільги і компенсації за роботу в таких умовах відповідно до законодавства і колективного договору.

У зображеннях процесів формування, виникнення аварій та виробничих травм усі випадкові події (явища), що утворюють конкретну аварійну або травмонезбезпечну ситуацію, пов'язані між собою причинно-наслідковими зв'язками. В них є початкові, проміжні та кінцеві події.

Початкові події (небезпечні умови, небезпечні дії) виявляють у процесі обстеження об'єктів виробництва, а проміжні та кінцеві входять до схеми на основі логічного аналізу можливих варіантів перебігу подій.

Слід зауважити, що поняття «початкової дії» введено умовно, бо насправді цим подіям можуть передувати інші. Але вони першими помічаються при обстеженні робочих місць та інших об'єктів виробництва.

Якщо на схемах, що зображують процеси протікання випадкових подій, починаючи з початкових і закінчуючи кінцевими, показати причинно-наслідкові зв'язки, то ми одержимо логічні моделі процесів, що вивчаються.

Кожна логічна модель процесу формування та виникнення небезпечної або аварійної ситуації складається з певної кількості випадкових подій, які між собою можуть бути статистично залежними або незалежними. Статистично залежні події – це такі, коли поява наступної події неможлива без виникнення попередньої. Якщо кожна з двох подій, що входять до однієї моделі, можуть з’являтися незалежно одна від одної, то такі події є статистично незалежними. Як правило, у таких моделях незалежні випадкові події одна відносно одної розміщуються паралельно, а залежні послідовно. Причинно-наслідкові зв’язки зображені стрілками, які, крім того, ще показують напрямок перебігу подій.

Шляхом дослідження небезпечних ситуацій, які можуть виникати при експлуатації виробничого обладнання а галузях сільського господарства, описані і побудовані логічні моделі різні за формою і характером подій. Це дало можливість перейти до побудови більш складних моделей аварій, травм, і катастроф, які потрібні для встановлення причин виникнення потенційних небезпек, без чого неможливо вжити обґрунтованих профілактичних заходів.

Метод логічного моделювання потенційних аварій, травм і катастроф відкриває можливість розробити досконалу систему управління безпекою життєдіяльності виробництва, яка базується на оперативному пошуку виробничих небезпек, їх глибокому логічному аналізу й терміновому прийнятті заходів для усунення потенційних небезпек ще до виникнення травмонезбепечних та катастрофічних ситуацій.

Процес пошуку потенційних небезпек на виробництві ґрунтується на більш точному і ефективному проведенні існуючого оперативного контролю, який також повинен бути відповідно удосконалений.

Аналізуючи кожен з побудованих логічних моделей процесів формування та можливого виникнення травмонезбепечних та аварійних ситуацій, завжди можна знайти подію, з якої починається небезпечний процес і до виникнення небезпечних наслідків.

Якщо дослідження логічних зв'язків провести у зворотному напрямку, то обов'язково можна знайти ту подію, що є причиною формування досліджуваного процесу.

Метод логічного моделювання травмонебезпечних, аварійних та інших ситуацій значно полегшує пошук причин аварій, виробничих травм і дорожньо-транспортних пригод при їх розслідуванні.

Вивчені, побудовані і систематизовані логічні моделі для окремих виробничих процесів, обладнання та інших об'єктів можна програмувати, а складений з них банк даних, може бути використаний для прогнозування виникнення аварій, травм, катастроф та інших небажаних явищ за допомогою ЕОМ.

Таблиця 4.1 – Аналіз процесів формування та виникнення травмонебезпечних і аварійних ситуацій при виконанні робіт у сільському господарстві

Вид роботи	Виробнича небезпека			Можливі наслідки	Засоби запобігання
	Небезпечна умова	Небезпечна дія	Небезпечна ситуація		
1	2	3	4	5	6
Очищення зерна на механізованому току	Завантажувальна яма норії не обладнана запобіжною решіткою НУ ₁	Водій самоскиду заїхав на естакаду і, не оглянувши яму, вивантажив зерно НД ₁	Засипання людини зерном НС	Травма	Завантажувальна яма норії повинна бути обладнана запобіжною решіткою
	До зерноочисного агрегату мабуть доступ сторонні особи НУ ₂	У завальню яму зайшли сторонні НД ₂		Травма	
	Модель процесу: НУ₂ ↓ НУ₁ → НД₂ ↓ НД₁ → НС → Т				

Продовження табл.4.1

1	2	3	4	5	6
Очищення зерна на механізованому току	Бункер-нагромаджувач не обладнаний запобіжною решіткою НУ ₁	В обідню перерву працюючий на току ліг відпочивати на на зерно завантаженого бункера НД ₁	Затягування зерном відпочиваючого	Травма	Бункер-нагромаджувач повинен бути обладнаний запобіжною решіткою
	До верхньої частини бункера-нагромаджувача є вільний доступ людей НУ ₂	Водій, що приїхав за зерном, відкрив шибер і завантажив зерном кузов автомобіля, нікого про це не попередивши НД ₂			
Модель процесу: НУ ₁ → НД ₁ ← НУ ₂ 					

Логічні моделі можна застосовувати при прийнятті рішень про відповідальність осіб, винних у виникненні таких пригод, а також ступінь вини самого потерпілого.

4.2 Техніка безпеки праці під час очищення зерна на механізованому току

До ручних робіт на токах (підгрібання зерна до завантажувальних транспортерів машин, перелопачування буртів зерна, очищення прямих норій, затарювання зерна, завантаження у транспортні засоби тощо) допускаються особи не молодше 18 років, які навчені безпечним способам виконання робіт і пройшли інструктаж з охорони праці.

Інструкція з охорони праці під час післязбиральної доробки зерна:

1. Узгоджуйте з безпосереднім керівником чітке визначення меж вашої робочої зони. Не допускайте знаходження сторонніх осіб у робочій зоні.
2. До роботи приступайте у спецодязі, упевнившись, що він не має пошкоджень, елементів, які звисають, не прилягають і можуть бути захоплені деталями, що рухаються й обертаються. Якщо під час роботи виділяється багато пилу, захищайте органи дихання респіратором, а органи зору – окулярами захисними.
3. Не приступайте до роботи у стані алкогольного, наркотичного або медикаментозного сп'яніння, у хворобливому або стомленому стані.
4. Куріть тільки у спеціально відведених і обладнаних для цього місцях.
5. Не працюйте несправним інструментом і пристосуваннями, не використовуйте їх не за призначенням, а також не користуйтеся сторонніми предметами.
6. Перед вживанням їжі вимийте руки з милом, витріть їх чистим рушником або висушіть повітрям.
7. Не відпочивайте на буртах зерна.

Для робітників, які виконують ручні роботи під час доробки зерна:

1. Перевірте справність ручного інструменту (дерев'яних лопат, вил, граблів, пристосувань для очищення робочих органів машин тощо). Держаки ручного інструменту повинні бути виготовлені із сухого дерева твердих і в'язких порід (клен, дуб, в'яз, горобина тощо). Поверхня держака повинна бути гладкою, без тріщин, сучків, задирок із поздовжнім розміщенням волокон на всій довжині.
2. Роботу проводьте згідно з одержаним завданням і технологією. Не працюйте в бункерах і завальних ямах без дозволу керівника робіт і організації контролю (страхування).
3. Перевірте справність пристроїв для закривання бортів на кузові транспортного засобу.

4. Перевірте наявність і справність драбин-стрем'янок. Щаблі повинні бути без тріщин, сухі. Нижні кінці переносних драбин повинні мати пристрої, які виключають можливість самовільно змінювати відстань між опорами.

5. Переконайтесь, що в робочій зоні відсутні сторонні предмети й сміття.

4.3 Розрахунок захисного заземлення електроустановок

Захисне заземлення – це навмисне електричне з'єднання електроустановки із заземлюючим пристроєм для забезпечення електробезпечності. Завданням захисного заземлення є зниження до безпечної величини напруг заземлення, напруги дотику та кроку.

Заземлюючий пристрій складається із заземлення й заземлюючих провідників. Як заземлення використовуються природні заземлювачі: водопровідні труби, сталева броня та свинцеві оболонки силових кабелів, прокладених у землі, металеві конструкції будинків і споруджень. Якщо природних недостатньо, застосовують штучні заземлювачі: заглиблення в землю вертикальних електродів із труб, куточків або прутків стали й горизонтально прокладених у землі на глибину не менш 0,5 смуги.

Пусковий струм двигуна

$$I_{ел.дв.}^{пус} = 7,5 \cdot 17,1 = 128,2 \text{ А.}$$

Розраховуємо номінальний струм плавкої вставки

$$I_{пл.вст}^H = \frac{I_{ел.дв.}^{пус}}{\alpha}, \quad (4.1)$$

$$I_{пл.вст}^H = \frac{128,2}{2} = 64,1 \text{ А.}$$

де α – коефіцієнт режиму роботи електродвигуна. Для двигунів з частим ввімкненням $\alpha = 1,6 \dots 1,8$; для двигунів з нечастими пусками $\alpha = 2 \dots 2,5$.

Визначаємо очікуване значення струму короткого замикання

$$I_{к.з.} \geq 3 \times I_{пл.вст}^{пус}, \quad (4.2)$$

$$I_{к.з.} = 3 \times 64,1 = 193,2 \text{ А.}$$

Вибираємо стандартне значення перетину нульового проводу $4 \times 10 \text{ мм}$ розраховуємо густину струму δ :

$$\delta = \frac{I_{к.з.}}{S}, \quad (4.3)$$

$$\delta = \frac{192,3}{4 \cdot 40} = 1,6 \text{ А / мм}^2.$$

Знаходимо активні та індуктивні опори сталевих провідників. Для цього задаємось перетинам і довжиною нульового ІН і фазового ІФ сталевих провідників: ІН = 50 м, перетин $4 \times 40 \text{ мм}$; $S = 160 \text{ мм}^2$; ІФ = 100 м; перетин $\Phi = 8 \text{ мм}$; $S = 50,27 \text{ мм}^2$.

Перетин нульового провідника та його матеріал вибираються за умови, щоб повна провідність нульового провідника була не меншою, ніж 50% повної провідності фазового проводу:

$$\frac{1}{(R_H + X_H)} \geq \frac{R_\phi + X_\phi}{2} \quad (4.4)$$

Активний опір фазового повода береться в залежності від площі перетину та густини струму:

$$R_\phi = r \times I_\phi = 6,4 \times 0,1 = 0,64 \text{ Ом}$$

Аналогічно визначаємо активний опір нульового проводу:

$$R_H = r \times I_H = 1,81 \times 0,05 = 0,09 \text{ Ом}$$

Визначаємо внутрішні індуктивні опори фазового та нульового провідників X_ϕ та X_H :

$$X_\phi = X_\omega \times l_\phi = 3,84 \times 0,1 = 0,38 \text{ Ом};$$

$$X_H = X_\omega \times l_H = 1,08 \times 0,05 = 0,054 \text{ Ом};$$

де X_ω – індуктивний опір провідників, Ом; l – довжина провідника, км.

Зовнішній індуктивний опір петлі фаза-нуль $X_l = 0,6 \text{ Ом/ км}$.

Загальна довжина петлі фаза-нуль – $1,5 \times 100 = 150 \text{ м} = 0,15 \text{ км}$.

Тоді $X_l = 0,6 \times 0,15 = 0,09 \text{ Ом}$

На підставі отриманих даних розраховуємо Z_{II} і визначаємо значення струму короткого замикання

$$Z_{II} = \sqrt{(R_{\phi} + R_H)^2 + (X_{\phi} + X_H + X_1)^2}, \quad (4.5)$$

$$Z_{II} = \sqrt{(0.64 + 0.09)^2 + (0.38 + 0.054 + 0.09)^2} = 0.778$$

Виконуємо перевірку умови надійного спрацювання захисту

$$I_{к.з.} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_T}{3} + Z_{II}}, \quad (4.6)$$

$$I_{к.з.} = \frac{380}{\frac{0,129}{3} + 0,778} = 462 A > 3 \times 64.1 A.$$

Струм більш ніж у три рази перевищує величину струму плавкої вставки, тому у випадку замикання на корпус плавка вставка перегорить протягом 5...7 сек. Завдяки цьому відбудеться вимикання пошкодженої фази.

За значенням номінального струму вибираємо плавку вставку серії ПН2-100 з номінальним струмом 80 А за напруги мережі 380 В.

4.4 Розробка заходів безпеки в надзвичайних ситуаціях

Характеристика виробництва пожежній небезпеці

Підприємства аграрної промисловості нерідко відрізняються підвищеною пожежною небезпекою, оскільки їх характеризує складність виробничих установок, значна кількість легкозаймистих рідин.

При проектуванні промислових підприємств виникає необхідність ввести класифікацію виробництв по пожежній небезпеці. Категорія виробництва по пожежній небезпеці в значній мірі визначає вимоги до будівлі, його конструкцій, планування, організацію пожежної охорони і її технічну оснащеність, вимоги до режиму експлуатації.

Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях:

1. При появі сторонніх шумів, виявленні несправностей, іскрінні електрообладнання, появі електричної напруги на деталях необхідно негайно зупинити машину і викликати ремонтників.
2. На випадок травмування працюючого, надати працюючому допомогу, повідомити про випадок завідуючого током, адміністрацію і проф-комітет.
3. На випадок пожежі подати сигнал тривоги і приступити до її гасіння.

Засоби і способи гасіння пожеж

У виробничих приміщеннях цеху організують протипожежні куточки, оснащенні ящиком з піском і пожежними щитами з набором інвентарю: лопати, сокири, ломи, багри, вогнегасники вуглекислотні ВВ-5, ВВ-8 або порошкові вогнегасники ВП-5. Заходи режимного характеру – це заборонене куріння, запалювання вогню, правильного зберігання промаслених ганчірок, постійний контроль за зберігання, що можуть самозагорятись та інше.

Тактично – профілактичні заходи передбачають дію пожежних команд, забезпечення об'єктів первинними засобами пожежогасіння, а також підтримування постійно в справному стані каналізаційної системи в цілому.

РОЗДІЛ 5

ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРИЙНЯТИХ РІШЕНЬ

Проведемо приблизний економічний розрахунок, враховуючи, що наш об'єкт належить до другої категорії споживачів. У цьому випадку встановлення пристрою АВР є критично важливим для підприємства.

Для аналізу економічної ефективності перш за все складаємо кошторис витрат, необхідних на придбання пристрою АВР та дизельної електростанції. Загальна вартість (С) цих двох елементів становить 700 000 грн.

Далі визначаємо обсяг капіталовкладень у придбання пристрою АВР і дизельної електростанції за допомогою відповідної формули.

$$K = C \cdot k_M, \quad (5.1)$$

де: k_M - коефіцієнт який враховує витрати на монтаж і обкатку, $k_M=1,2$;

$$K = 700\,000 \cdot 1,2 = 840\,000 \text{ грн.}$$

Оскільки запланований нами пристрій АВР працює в автоматичному режимі, експлуатаційні витрати обмежуються лише амортизаційними відрахуваннями, технічним обслуговуванням та ремонтами.

$$\alpha = 6 \, \% .$$

Амортизаційні відрахування:

$$A = \alpha \cdot K, \quad (5.2)$$

$$A = 0.06 \cdot 840\,000 = 50\,400 \text{ грн.}$$

Визначаємо річні зведені витрати на роботу пристрою АВР за формулою.

$$P = A + 0,05 \cdot K, \quad (5.3)$$

$$P = 50\,400 + 0.05 \cdot 840\,000 = 92\,400 \text{ грн.}$$

Величина економічного ефекту від впровадження пристрою АВР становитиме:

$$E = \Delta E - P, \quad (5.4)$$

де: ΔE – величина річної економії коштів, за рахунок зменшення втрат продукції, в зв'язку з високою надійністю електрозабезпечення.

$$E = 450\,000 - 92\,400 = 357\,600 \text{ грн.}$$

Термін окупності:

$$T = \frac{K}{E}, \quad (5.5)$$

$$T = \frac{840\,000}{357\,600} = 2,3 \text{ роки.}$$

Таблиця 5.1 – Техніко-економічна характеристика

Показник	Розмірність	Величина
Капітальні вкладення	грн	840 000
Амортизаційні відрахування	грн	50 400
Річні приведені витрати	грн	92 400
Річний економічний ефект	грн	357 600
Термін окупності	років	2,3

Згідно з отриманим розрахунком, термін окупності становить 2,3 року. Таким чином, проект є доцільним для підприємства та може бути реалізований у виробництві в майбутньому.

ВИСНОВКИ

- 1 У першому розділі кваліфікаційній роботі дано характеристику господарства, а також висвітлено актуальність теми кваліфікаційної роботи.
- 2 У другому розділі проведено розрахунок електропостачання господарства, вибрано комплектну трансформаторну підстанцію, перерізи і марки проводів живлення, проаналізовано аварійні режими та представлено схему захисту трансформаторної підстанції.
- 3 У третьому розділі проаналізовано особливості роботи і побудови пристроїв автоматичного ввімкнення резервного живлення. Запропоновано використати пристрій автоматичного ввімкнення резервного живлення, вибрано резервну дизельну електростанцію.
- 4 У четвертому розділі розкрито питання охорони праці.
- 5 У п'ятому розділі розраховано термін окупності схеми автоматичного ввімкнення резервного живлення, який становить 2,3 років.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Винокурова Л. Е., Васильчук М. В. Основи охорони праці. Підручник для професійно-технічних закладів. Київ. Вікторія. 2001. 192 с.
2. Голота А. Д. Автоматика в електроенергетичних системах. Київ. Вища школа. 2006. 366 с.
3. Електромеханичні системи автоматичного керування та електроприводи: Навч.посібник. М. Г. Поповіч, О. Ю. Лозинський, В.Б.Клепиков та ін. Київ: Либідь, 2005 р. 680 с.
4. Жилдецький В. Ц. Основи охорони праці. Підручник. Львів. Афіша. 2005.
5. Жулай Є. Л., Зайцев Б. В., Лавріненко Ю. М., Марченко О. С., Войтюк Д. Г. Електропривод сільськогосподарських машин, агрегатів та поточкових ліній(за ред. Жулая Є.Л.). Київ. Вища освіта, 2001 р. 288 с.
6. Колб А. А. Теорія електроприводу. Навчальний посібник. Донецьк. Національний гірничий університет, 2006 р. 511 с.
7. Лаврієнко Ю. М. Електропривод. Підручник. Київ: Ліра-К 2009 р. 504с.
8. Левонюк В. Р. Методичні рекомендації для виконання курсової роботи з дисципліни «Основи електропостачання» на тему: «Розрахунок електропостачання населеного пункту». Львів. 2023. 43 с.
9. Основи електроенергетики та електропостачання. А.А. Маліновський, Б.К. Хохулін. Львів: Вид-во НУ «Львівська політехніка», 2007. 380 с.
10. «Правила техніки безпеки при електромонтажних і налагоджувальних роботах». Київ 2006. 190 с.
11. «Правила технічної експлуатації магістральних і внутрішньо зонних мереж». Міністерство палива та енергетики. Київ 2007. 230 с.
12. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. ДНАОП 0.00 – 1.21 – 98. Офіц.вид. Київ. Держбуд України, 2001 р. 24 с.

13. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. ДБН В.2.5-23-2003. Державний комітет України з будівництва та архітектури. Київ. 2004.
14. Тимочко В., Городецький І., Мазур І. та ін. Оцінка професійного ризику працівників під час обслуговування та ремонту електричного обладнання. *Вісник Львівського НУП. Серія Агроінж. дослідж.*, Львів, 2024. № 28. С. 227–235. <https://doi.org/10.31734/agroengineering2023.27.127>.
15. Тимочко В.О., Городецький І. М., Березовецький А. П. та ін. Безпека життєдіяльності та охорона праці: *навч. посібн.* Львів: Сполом, 2022. 376 с.
16. Титаренко М. В. Електротехніка: навч. посіб. для студентів інженерно-технічних (не електротехнічних) спеціальностей вузів. Київ: Кондор, 2015 р. 240 с.
17. Шелепетень Т.М. Захисна автоматика електричних мереж. Львів. Вид-во «Дичандр», 2002. 157 с.