

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня
бакалавр

на тему: Система електропостачання підприємства з виробництва
будівельних матеріалів

Виконав: студент (ка) 4 курсу, групи ЕТзс-41

спеціальності 141—

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Колбун Н.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 09 ” квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту Колбун Наталії Михайлівні
(прізвище, ім'я, по батькові)
1. Тема роботи Система електропостачання підприємства з виробництва будівельних матеріалів
Керівник роботи Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н., доцент,
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
Затверджені наказом ректора від “08” квітня 2025 р. № 4/7-276
2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи Однолінійна схема електропостачання підприємства. Категорії надійності відділень підприємства. Технологічна схема виробництва та графік споживання електричної енергії підприємства.
4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунковий розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці. Загальні висновки. Перелік посилань.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Аналіз методів розрахунків та забезпечення надійності системи електропостачання підприємства. Схеми електропостачання ГРП. Результати розрахунків короткого замикання кабельних ліній 10 кВ. Результати розрахунків комутаційного та захисного обладнання ГРП. Картограма електричних навантажень підприємства. Розрахунок заземлення та блискавкозахисту цехових трансформаторних підстанцій.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, основи охорони праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання 10 квітня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний розділ	15.04.25 - 15.05.25	
2	Розрахунковий розділ	01.05.25 - 15.05.25	
3	Проектно-конструкторський розділ	10.05.25 - 01.06.25	
4	Заходи з безпеки життєдіяльності та основи охорони праці	15.05.24 - 01.06.25	
5	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.05.25 - 10.06.25	
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	11.06.25 - 15.06.25	

Студент

(підпис)

Колбун Н.М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТЗс-41. – Тернопіль.: ТНТУ, 2025.

У кваліфікаційній роботі для забезпечення надійності електропостачання підприємства проведені технологічні розрахунки та прийняті конструктивні рішення.

Проведені розрахунки потужності відділень за коефіцієнтом попиту з урахуванням освітлення та за результатами побудовано картограму навантажень і визначено центр електричних навантажень.

Здійснено вибір цехових трансформаторів із урахуванням компенсації реактивної потужності.

Визначено число та потужність цехових трансформаторів та здійснено їх розподіл за відділеннями підприємства у відповідності до категорії надійності електричного обладнання відділень.

Проведені розрахунки струмів короткого замикання для забезпечення надійної роботи системи електропостачання підприємства на ділянках 110 кВ, 10 кВ та лініях до розподільних пунктів проведено вибір обладнання.

Проведені розрахунки заземлення та блискавкозахисту на головному розподільному пристрої, що дозволяє забезпечити надійність.

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, цеховий трансформатор, надійність, пристрої релейного захисту.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	7
1.1 Оцінка забезпечення надійності електропостачання підприємства	7
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	12
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Розрахунок навантажень підприємства	16
2.2 Вибір і розрахунок системи електропостачання підприємства	18
2.3 Розрахунок <i>ЦЕН</i>	25
2.4 Розрахунок кабельних ліній 10 кВ	28
2.5 Висновки до другого розділу.....	31
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	34
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	34
3.2 Вибір електричного обладнання <i>ГРП</i>	36
3.2.1 Вибір комутаційних апаратів	36
3.2.2 Вибір трансформаторів струму та напруги	37
3.2.3 Вибір трансформатора власних потреб	39
3.2.4 Вибір комплектного розподільного пристрою	39
3.2.5 Вибір захисного обладнання системи електропостачання підприємства	40
3.3 Вибір та розрахунок системи заземлення та блискавкозахисту <i>ЦТ</i>	41
3.4 Висновки до третього розділу	47
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	48
4.1 Оцінка технологічного процесу на установках щодо умов безпеки, втомлюваності та продуктивності праці	48
4.2 Заходи, що забезпечують вирішення питань електробезпеки при експлуатації установок	49
4.3 Особливості гасіння пожежу на електроустановках	51
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	58

ВСТУП

Актуальність теми. Енергетичні системи мають критичне значення для забезпечення безперебійної передачі електроенергії від генерації до кінцевих споживачів. Основу цих систем складають знижувальні трансформаторні підстанції, повітряні та кабельні лінії, збірні шини, комутаційні апарати та інше. Попри те, що вплив несправностей у розподільчих мережах є локальним, саме вони демонструють найбільшу кількість відмов у складі енергосистеми. Впровадження автоматизованих систем та швидких релейних захистів допомагає запобігати аварійним ситуаціям, проте не вирішує проблему недостатньої надійності. Крім того, промислові об'єкти характеризуються динамікою споживання електроенергії протягом доби, що підкреслює важливість систем захисту на шляху передачі енергії від головної понижувальної підстанції через цехові трансформатори до розподільчих пунктів. Таким чином, для підтримки необхідного рівня надійності та її покращення необхідно аналізувати фактичні електричні навантаження та конфігурацію мережі на різних її рівнях, що сприятиме зменшенню втрат та стабілізації напруги в різних режимах роботи системи електропостачання.

Мета і завдання дослідження. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання підприємства виробництва будівельних матеріалів.

Відповідно до вказаної мети необхідно розв'язати наступні завдання:

- провести аналіз особливостей забезпечення надійного електропостачання;
- визначити електричні навантаження підприємства з урахуванням освітлення;
- провести вибір силових трансформаторів цехових трансформаторних підстанцій і головного розподільного пункту (ГРП);
- провести вибір схеми електричної мережі електропостачання на ГРП

та ланках 10 кВ;

- провести розрахунки струмів короткого замикання та вибрати електричне обладнання ГРП та захисне обладнання;

- провести розрахунок та вибір системи заземлення та блискавкозахисту.

Об’єкт дослідження – процеси та режими електропостачання на підприємствах.

Предмет дослідження – забезпечення надійності в системах електропостачання підприємств.

Практичне значення отриманих результатів. Прийняті технічні заходи щодо підвищення надійності дозволяють знизити експлуатаційні складові втрат.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (16 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 60 сторінок, 14 таблиць, 13 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Оцінка забезпечення надійності електропостачання підприємства

Для стабільного постачання електроенергії від генерації до споживачів необхідні надійні енергосистеми, основними елементами яких є трансформаторні підстанції, лінії передачі, комутаційні апарати та інше обладнання, доповнене системами обліку, керування та компенсації [1-3].

Реалізація електропостачання промислових підприємств проводиться за схемою у відповідності до рис. 1.1 [2], де, генеруючі станції – основне джерело забезпечення енергією через підвищувальний трансформатор, а безпосереднє електропостачання – через ГПП підприємства (понижувальний трансформатор). В якості розподільної мережі підприємства виступають ланки 10 кВ , а електрична енергія надходить до електричного обладнання ділянок (відділень) за участі знижувальних трансформаторів $10 / 0.4\text{ кВ}$.

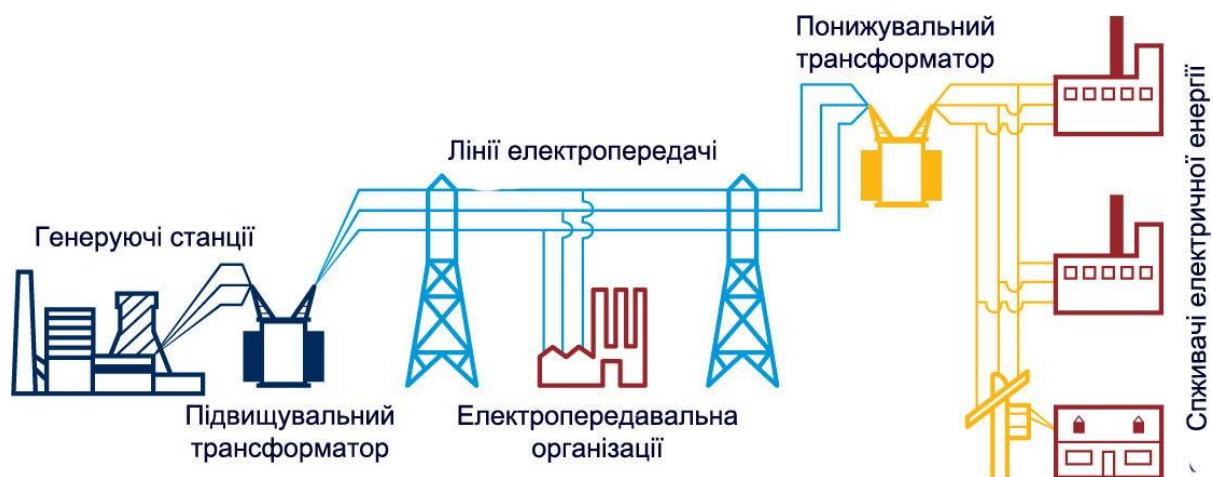


Рисунок 1.1. – Схема забезпечення споживачів електроенергією.

Оцінка надійності розподільних мереж 10 кВ є важливим кроком до модернізації електроенергетики та забезпечення якісного електропостачання,

що дозволяючи покращити управління надійністю та виявити слабкі місця [4].

Забезпечення надійності полягає в аналізі стану та управлінні, що ускладняється динамікою електроенергетичних систем. Зміни режимів роботи та навантаження, дефіцит потужності та аварійні ситуації можуть призводити до погіршення стану обладнання та перебоїв у постачанні. Автоматизоване диспетчерське управління є важливим для надійної роботи [3].

При аналізі надійності розподільних мереж часто використовуються ймовірнісні методи, які проте можуть не враховувати змін у структурі мереж та їхній пропускній здатності, що призводить до зростання відмов та витрат.

Оптимальну надійність можна визначити за мінімумом витрат, використовуючи нормативи надійності, які є основою при проектуванні та експлуатації [4].

Більшість досліджень зосереджені на оцінці надійності розподільних систем через аналіз потоків навантаження, що є важливим з огляду на вплив споживання великих підприємств. Однак часто не враховується взаємний вплив відмов компонентів.

Автоматизація розподільних мереж сприяє створенню розумних електромереж, оптимізацію режимів роботи та зменшення втрат.

Системна автоматизація та релейний захист запобігають аваріям, але не завжди забезпечують необхідну надійність. Важливу роль також відіграють системи захисту на різних рівнях передачі, особливо при змінних навантаженнях промислових підприємств [5].

Статистика відмов часто не відповідає стандартам, а вплив зовнішніх факторів та якості експлуатації та обслуговування часто не враховується в оцінці надійності (рисунок 1.2).

Для відповідного аналізу надійності розподільних мереж потрібно враховувати критерії безперервності електропостачання, якості електроенергії та рівня експлуатації, які є ключовими для енергетичної системи країни. Ці критерії можуть бути структуровані на певних рівнях [6, 7].

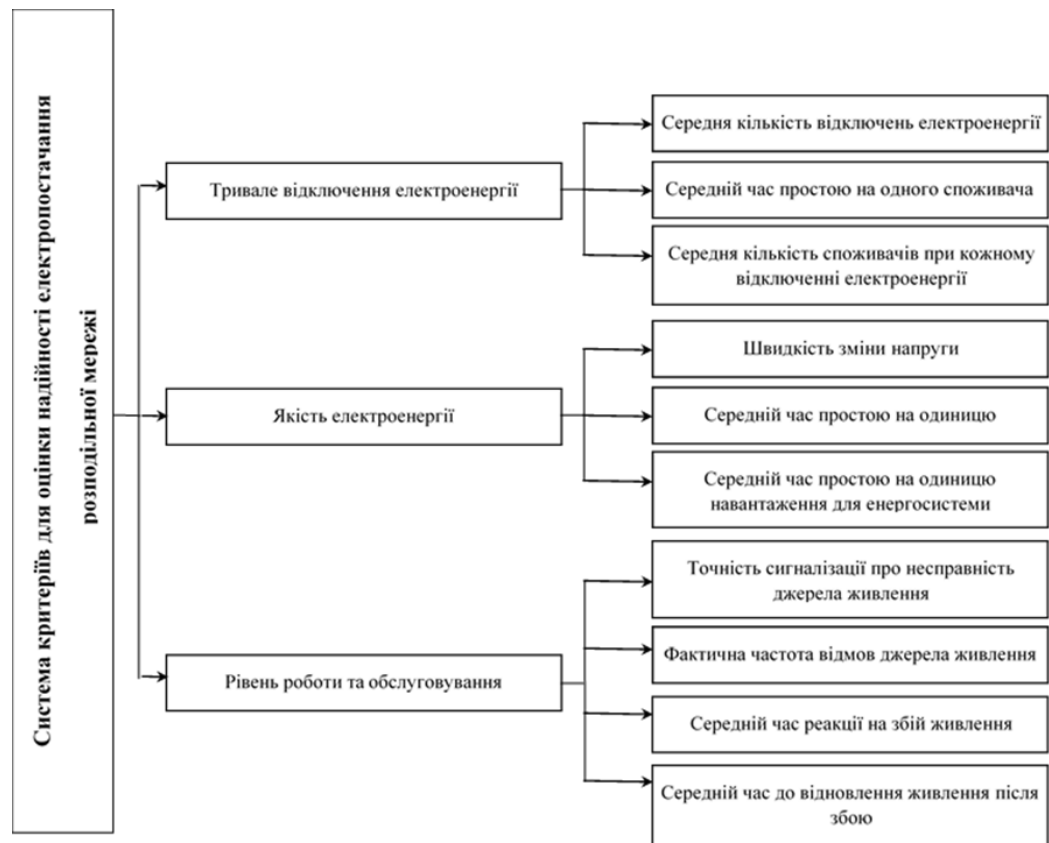


Рисунок 1.2 – Система оцінки надійності [5].

Згідно з попереднім твердженням, електричне обладнання в процесі експлуатації постійно зазнає впливу різноманітних факторів: зміна режимів експлуатації; зміна нормативних значень напруги; порушення балансу потужності; вплив зовнішнього середовища. Це значно погіршує технічний стан об'єктів.

Насамперед, на підприємстві, це стосується кабельних ліній (*КЛ*), трансформаторів *ТП* та обладнання розподільних пристроїв високої напруги. Ключовими елементами високовольтної системи є відкриті розподільчі пристрої (*ВРП*), де відбувається перерозподіл електроенергії. Основне обладнання включає вимірювальні трансформатори струму, напруги, вимикачі, роз'єднувачі, шини; пристрої захисту від перенапруги; пристрої заземлення.

Відповідно до певних стандартів, електрообладнання різних класів напруги повинно функціонувати як у звичайних, так і в аварійних режимах,

витримуючи перенапруги та нормовані перевантаження. Планово-попереджувальні ремонти допомагають підтримувати комутаційне обладнання робочому стані, запобігаючи швидкому зношенню, передчасному виходу з працездатного стану. Крім того, періодично необхідно виводити електрообладнання з експлуатації для вимірювання та діагностики його характеристик з метою подальшого аналізу технічного стану.

Водночас, спостерігається тенденція до впровадження систем безперервного контролю технічного стану обладнання без його відключення, зокрема з використанням "розумних" енергосистем (*SmartGrid*), що включають ультразвукову та вібраційну діагностику, вимірювання струмів витоку, термоконтроль, застосування інфрачервоного обладнання. Однак, впровадження описаних систем потребує додаткові фінансові інвестиції та персоналу відповідної кваліфікації, що не завжди можливо на певних рівнях контролю. Тому, реально, доцільно комбінувати методи періодичних випробувань в рамках планово-попереджувальних заходів з даними, отриманими без виведення обладнання з експлуатації. У цьому контексті необхідно визначити найбільш критичне високовольтне обладнання, на основі отриманих даних розробити моделі, що описують його технічний стан, інтегрувати їх у "розумну" мережу *SmartGrid* та використовувати статистичні або ймовірнісні методи для прогнозування майбутнього ресурсу електрообладнання [7-8].

Аналіз динаміки відмов за даними ДП НЕК "Укренерго" (рисунок 1.3), виявив стійке зростання кількості технологічних порушень, що призвело до значного дефіциту електроенергії, де основними причинами є: недостатня якість технічного обслуговування; значне зношення обладнання, порушення плану випробувань [1, 7].

Аналіз надійності експлуатації основного обладнання показав розподіл відмов, де значна частина припадає на комутаційне обладнання та ізоляцію, менша – на лінійне обладнання, і найменша – на силове обладнання.

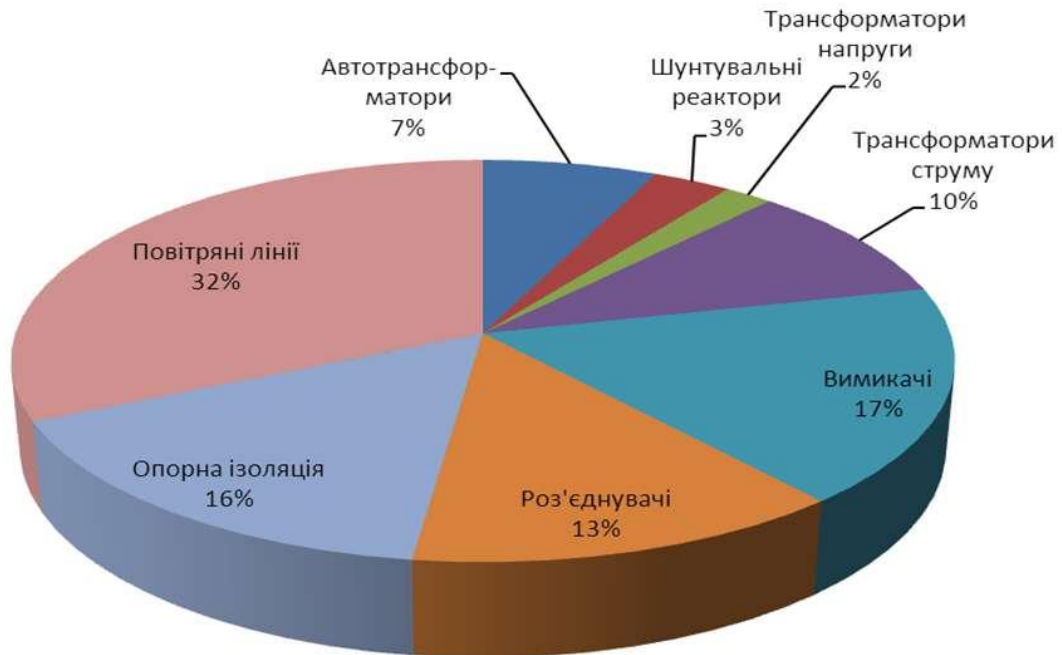


Рисунок 1.3 – Оцінка відмов електричного обладнання *ЕЕС*.

Отже, при оцінці надійності електропостачання зі значним споживанням електроенергії необхідно приділяти особливу увагу високовольтному обладнанню, оскільки його стан є основним фактором ризику порушень. Ризики порушення динамічної та статичної стійкості енергосистеми значною мірою залежать від ресурсу високовольтного обладнання електричної мережі.

Слід зазначити, що аналіз методів забезпечення надійності електропостачання звужуються до етапів генерації та передачі електроенергії, хоча велика частина відмов, які призводять до простоїв та дефіциту електроенергії, значною мірою залежить від стану розподільних мереж [1].

Дослідження щодо ризиків відмов часто розглядаються з економічної точки зору, як важливий аспект забезпечення електроенергією споживачів [1-8].

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

Система електропостачання підприємства будівельних матеріалів передбачає виробництво деревостружкових плит (*ДСП*) та включає первинну переробку деревної сировини у сировинному відділенні, виготовлення плит *ДСП* у спеціалізованих цехах, їх кінцеве пресування, сушіння та фарбування. Готова продукція розміщується на складі та відвантажується вантажним автотранспортом. На території підприємства розташовано 15 виробничих ділянок (*ВД*) (Генеральний план підприємства в Додатку А).

Характеристика виробничих ділянок подано в таблиці 1.1.

Джерелом системи електропостачання підприємства є знижувальна підстанція енергосистеми з напругою 10 кВ на збірних шинах низької напруги (*НН*), де величина струму трифазного *КЗ* становить 3.74 кА. Підстанція розміщена на відстані 2.3 км від підприємства. Електропостачання підприємства виконана на ланках 10 кВ кабельними лініями (*КЛ*), що вимагає забезпечення надійної та енергоефективної системи.

Згідно з вихідними даними та специфікою виробництва, можна виділити такі особливості забезпечення надійності:

- зовнішнє електропостачання *КЛ* – 10 кВ здійснювати від головного розподільчого пункту (*ГРП*) 10 кВ;

- наявність споживачів 1 та 2 категорії надійності електропостачання вимагає забезпечення відділень підприємства як до споживача першої категорії, тобто, електропостачання повинно забезпечуватися безперебійно, для чого на шинах 10 кВ *ГРП* необхідно встановити обладнання автоматичного введення резерву (*АВР*);

- на підприємстві необхідно враховувати пожежонебезпечну специфіку виробництва та приймати відповідні технічні рішення (встановлювати протипожежні пристрої захисного відключення (*ПЗВ*)).

Таблиця 1.1 – Характеристика виробничих ділянок (цехів) підприємства

№	Ділянка (цех)	$\sum P_{ном}, кВт$	$\cos \varphi$	K_{ϵ}
1	Відділення сировини	2690	0.74	0.56
2	Деревообробний цех	2895	0.74	0.73
3	Склад	400	0.92	0.39
4	Цех ДСП №1	1290	0.74	0.6
5	Цех ДСП №2	710	0.74	0.55
6	Цех ДСП №3	1100	0.74	0.48
7	Цех смол	1120	0.85	0.54
8	Управління підприємства	180	0.9	0.3
9	Пресувальний цех	495	0.81	0.3
10	Компресорна 0.4 кВ	240	0.8	0.6
	10 кВ	2000	0.8	0.6
11	Відділення сушіння №1	1610	0.82	0.7
12	Відділення сушіння №2	200	0.82	0.7
13	Гаражі	410	0.92	0.25
14	Насосне відділення	930	0.75	0.58
15	Фарбувальне відділення	300	0.74	0.3

Категорії надійності ділянок підприємства подано в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Категорії надійності електропостачання ділянок

Ділянки	Категорія
Відділення сировини	2
Деревообробний цех	
Склад	3
Цех ДСП №1	2
Цех ДСП №2	
Цех ДСП №3	
Цех смол	
Управління підприємства	3
Пресувальний цех	2
Компресорна	1

– продовження таблиці 1.2

Відділення сушіння №1	2
Відділення сушіння №2	
Гаражі	3
Насосне відділення	1
Фарбувальне відділення	2

Проведений аналіз вихідних даних, джерел інформації та специфіки виробництва, особливостей забезпечення надійності підприємства показав необхідність застосувати:

- метод коефіцієнта використання активних навантажень – для розрахунків електричних навантажень ділянок та підприємства в цілому;
- метод розрахунку навантаження освітлення за питомою потужністю – для розрахунків освітлювальних навантажень;
- метод визначення розміщення *ГРП* на центрі електричних навантажень та картограмі навантажень *ГРП* – для вибору місця розташування *ГРП*.

Внутрішнє електропостачання *КЛ – 10 кВ* підприємства виконується за змішаною схемою, що обумовлено економією електротехнічних матеріалів та обладнання. При подальшій експлуатації енергосистеми підприємства змішана схема дозволить забезпечити зниження амортизаційних та експлуатаційних витрат.

Загалом використання змішаної схеми електропостачання підприємства рекомендовано для більшості випадків при проектуванні [9].

Електрична частина *ГРП* включає електрообладнання, яке з'єднане струмопровідними частинами за схемами, які регламентовані нормативними та технічними документами та правилами [9].

Правильний вибір та застосування відповідних схем забезпечать надійну тривалу роботу *ГРП* протягом розрахункового терміну експлуатації, а також мінімальні капітальні та експлуатаційно-ремонтні витрати.

Приймачі 1 та 2 категорії на ділянці *ГПП* забезпечуються електроенергією за двома джерелами живлення, що взаємно резервують. Перерва електропостачання одним джерелом живлення можливе тільки на час дії *АВР*, пристрій якого необхідно встановити у секційному відділенні *ГРП*.

1.2 Висновки до першого розділу

Проведений аналіз відмов електроенергетичного обладнання підприємства виробництва деревостружкових плит показав потребу проведення розрахунків щодо вибору обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ за фактичними навантаженнями відділень (цехів), здійснити вибір оптимальної кількості *ЦТ*, засобів *КРП* і їх розташування, та, на основі розрахунків *КЗ* – комутаційного та захисного обладнання мережі.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок навантажень підприємства

На основі проведеного аналізу та поставлених завдань забезпечення надійного електропостачання підприємства виробництва будівельних матеріалів (деревостружкових плит) необхідно здійснити розрахунок електричних навантажень відділень для вибору цехових трансформаторів (ЦТ) підстанцій та головного розподільного пункту (ГРП). Навантаження за дільницями підприємства розраховуємо методом коефіцієнтів використання активної потужності [8,10], де приймаємо дані табл. 1.1.

Усереднені навантаження дільниць (відділень) за зміну:

Здійснюємо означення загального навантаження за ділянками підприємства методом коефіцієнта використання за виразами [10, 11]:

$$P_{cp} = K_{\epsilon} \cdot P_{уст}; \quad (2.1)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (2.2)$$

$$S_{cp} = \sqrt{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}, \quad (2.3)$$

де K_{ϵ} – коефіцієнт використання навантаження [8];

$P_{уст}$ – номінальна потужність відділення, κBm .

Як приклад, для цеху сировини (дільниця № 1) параметри для проведення розрахунків: $K_{\epsilon} = 0.56$; $\cos \varphi = 0.74$ (відповідає $\operatorname{tg} \varphi = 0.91$).

У відповідності до 2.1–2.3 отримуємо:

$$P_{cp} = 0.56 \cdot 2690 = 1506.4 \kappa Bm;$$

$$Q_{cp} = 1506.4 \cdot 0.91 = 1369.2 \kappa BAp;$$

$$S_{cp} = \sqrt{1506.4^2 + 1369.2^2} = 2035.7 \kappa BA.$$

Розрахунки навантажень за відділеннями (дільницями) підприємства зведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок навантажень підприємства

№	Дільниці	$tg\varphi$	K_{ϵ}	Середньо змінні навантаження		
				$P_{cp}, \kappa Bm$	$Q_{cp}, \kappa BAr$	$S_{cp}, \kappa BA$
1	Відділення сировини	0.91	0.56	1506.4	1369.2	2035.7
2	Деревообробний цех	0.91	0.73	2113.3	1920.9	2855.9
3	Склад	0.43	0.39	156.0	66.5	169.6
4	Цех ДСП №1	0.91	0.6	774.0	703.5	1046.0
5	Цех ДСП №2	0.91	0.55	390.5	355.0	527.7
6	Цех ДСП №3	0.91	0.48	528.0	479.9	713.5
7	Цех смол	0.62	0.54	604.8	374.8	711.5
8	Управління підприємства	0.48	0.3	54.0	26.2	60.0
9	Пресувальний цех	0.72	0.3	148.5	107.5	183.3
10	Компресорна 0.4 кВ	0.75	0.6	144.0	108.0	180.0
	10 кВ	0.75	0.6	1200.0	0	1200.0
11	Відділення сушіння №1	0.7	0.7	1127.0	786.6	1374.4
12	Відділення сушіння №2	0.7	0.7	140.0	97.7	170.7
13	Гаражі	0.43	0.25	102.5	43.6	111.4
14	Насосне відділення	0.88	0.58	539.4	475.7	719.2
15	Фарбувальне відділення	0.91	0.3	90.0	81.8	121.6
	Всього по підприємству			9618.4	6996.9	12180.5

Освітлювальне навантаження за дільницями [12]:

$$P_{po} = P_o \cdot K_{no} \cdot F, \quad (2.4)$$

де P_o – питома потужність (світлодіодне освітлення), Bm / m^2 ;

K_{no} – коефіцієнт попиту освітлення;

F – площа дільниці (відділення), m^2 ;

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi. \quad (2.5)$$

Як приклад, для цеху сировини (дільниця № 1) згідно 2.4, 2.5:

$$P_{po} = 3.8 \cdot 0.95 \cdot 2990 = 10.8 \kappa Bm;$$

$$Q_{po} = 10.8 \cdot 0.88 = 9.5 \kappa BA.$$

Навантаження дільниць з врахуванням освітлення зведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. – Навантаження ділень з врахуванням освітлення

№	Діленьці	$F, \text{ м}^2$	Освітлювальне навантаження		Загальне навантаження		
			$P_{po}, \text{ кВт}$	$Q_{po}, \text{ кВАр}$	$P_p + P_{po}, \text{ кВт}$	$Q_p + Q_{po}, \text{ кВАр}$	$S_{p,\Sigma}, \text{ кВА}$
1	Відділення сировини	2990	10.80	9.50	1517.2	1378.7	2050.05
2	Деревообробний цех	2845	10.27	9.04	2123.57	1929.94	2869.53
3	Склад	2906	3.84	3.38	159.84	69.88	174.44
4	Цех ДСП №1	3214	11.61	10.21	785.61	713.71	1061.39
5	Цех ДСП №2	3743	13.52	11.89	404.02	366.89	545.74
6	Цех ДСП №3	4745	15.32	13.48	543.32	493.38	733.91
7	Цех смол	4251	15.34	13.50	620.14	388.3	731.67
8	Управління підприємства	1676	5.89	5.19	59.89	31.39	67.617
9	Пресувальний цех	2486	8.97	7.90	157.47	115.4	195.22
10	Компресорна 0.4 кВ	1071	3.66	3.22	147.66	111.22	184.86
	10 кВ	1071	0	0	1200	0	1200
11	Відділення сушіння №1	3296	10.65	9.37	1137.65	795.97	1388.45
12	Відділення сушіння №2	3357	10.84	9.54	150.84	107.24	185.07
13	Гаражі	3786	12.94	11.39	115.44	54.99	127.87
14	Насосне відділення	2234	7.64	6.72	547.04	482.42	729.37
15	Фарбувальне відділення	3542	11.44	10.06	101.44	91.86	136.85
	Всього за діленьціями	47213	152.73	134.39	9771.13	7131.29	12096.71
	Територія	130590	26.12		26.12	22.98	
	Всього по підприємству				9797.25	7154.27	12131.35

2.2 Вибір і розрахунок системи електропостачання підприємства

Навантаження споживачів розподіляємо за $ТП-10 / 0.4 \text{ кВ}$ з врахуванням оптимальної потужності трансформаторів. Приймачі з навантаженням менше 250 кВА необхідно жити від $РП-0,4 \text{ кВ}$ [13].

Оптимальна потужність трансформатора $ТП$:

$$S_0 = \frac{S_{зм}}{\beta \cdot n}, \quad (2.6)$$

де $S_{зм}$ – навантаження споживачів, кВА ;

β – нормативний коефіцієнт завантаження;

n – число трансформаторів, *шт*.

Втрати за потужністю в кабельних лініях (*КЛ*) до *ТП*:

$$\Delta P_{\text{л}} \approx 0.03 \cdot S_p. \quad (2.7)$$

Розрахункова потужність пристроїв компенсації (*КП*):

$$Q_{p(\text{КП})} = \sum P_p \cdot (tg \varphi_p - tg \varphi_{\text{ек}}), \quad (2.8)$$

де $tg \varphi_p$ – розрахунковий тангенс кута φ навантаження; $tg \varphi_p = \sum Q_p / P_p$;

$tg \varphi_{\text{ек}}$ – оптимальний тангенс кута φ навантаження; $tg \varphi_{\text{ек}} = 0.35$ [14];

$$\sum P_p = P_p + \Delta P_{\text{л}}, \quad (2.9)$$

де P_p – активне навантаження, *кВт*;

Після вибору *КП*:

$$Q'_p = Q_p - Q_{\text{КП}}. \quad (2.10)$$

Як приклад вибору трансформатора для *ТП – 1* (відділення сировини):

$P_p = 1517.2$ *кВт*; $Q_p = 1378.7$ *кВАр*; $S_p = 2050.05$ *кВА*.

Відповідно до (2.6), оптимальна потужність трансформатора для *ТП – 1*:

$$S_{0(\text{ТП-1})} = \frac{2050.5}{0.7 \cdot 2} = 1464.3 \text{ кВА}.$$

Вибираємо трансформатор *ТМГ – 1600 / 10 / 0.4 кВ* з характеристиками:

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВА	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$		$u_{\text{кз}}, \%$	$P_{\text{кз}},$ кВт	$P_{\text{хх}},$ кВт	$i_{\text{хх}}, \%$	Схема та група з'єднання обмоток
		ВН	НН					
ТМГ-1600/10	1600	10	0.4	6.0	16.0	1.7	0.5	Y - Y ₀ -11

Для всіх *ТП* підприємства розрахунки зведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Вибір силових трансформаторів ТП

ТП	Дільниця	$P_p, \text{кВт}$	$Q_p, \text{кВт}$	$S_p, \text{кВА}$	$S_0, \text{кВА}$	$S_{\text{ном.тр.}}, \text{кВА}$
ТП-1	1	1517.2	1378.7	2050.1	1464.3	1600
ТП-2	2	2123.6	1929.9	2869.6	2049.7	2500
ТП-4	4,3,8	1005.3	814.9	1294.1	924.4	1000
ТП-5	5,13, Освітлення території	545.6	444.9	704.0	502.8	630
ТП-6	6	543.3	493.4	733.9	524.2	630
ТП-7	7	620.1	388.3	731.7	522.6	630
ТП-9	9,12,15	409.8	314.5	516.6	369.0	400
ТП-11	11,10	1285.3	907.2	1573.2	1123.7	1250
ТП-14	14	547.0	482.4	729.4	521.0	630

Розраховуємо компенсацію реактивної потужності ($KPII$) на ТП-1 за (2.7):

$$\Delta P_{\text{л}} = 0.03 \cdot 2050.1 = 61.5 \text{ кВт}.$$

Розрахункова потужність KPI за (2.8-2.10):

$$\sum P_p = 1517.2 + 61.5 = 1578.7 \text{ кВт};$$

$$\text{tg} \varphi_p = \sum 1378.7 / 1578.7 = 0.87;$$

$$Q_{p(KPI)} = 1578.7 \cdot (0.87 - 0.35) = 826.2 \text{ кВАр}.$$

Встановлюємо дві конденсаторні батареї (KB) $УКРМ - 0.4 - 415$ (415 кВАр).

Навантаження ТП після $KPII$ за (2.10):

$$Q_p' = 1378.71 - 2 \cdot 415 = 548.71 \text{ кВАр}.$$

$$S_p' = \sqrt{1578.1^2 + 548.7^2} = 1671.3 \text{ кВА}.$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора в після аварійному режимі [13]:

$$K_3 = \frac{S_p}{S_{ном.тр}} = \frac{2050.1}{1600} = 1.28 < 1.4, \quad (2.11)$$

де $S_{ном.тр}$ – номінальна потужність трансформатора, $кВА$.

Розрахунки щодо $KPII$ на TII зведені в таблиці 2.4

Таблиця 2.4 – Розрахунки $KPII$ та TII із розміщення автоматичних установок типу $УКРМ-0.4$

TII	$\Delta P_{л},$ $кВт$	$\sum P_p,$ $кВт$	$tg \varphi_p$	$Q_{p(КП)},$ $кВАр$	К-сть, потужність КБ, шт $\cdot$ $кВАр$	$Q_p',$ $кВАр$	$S_p',$ $кВАр$	K_3
$TII-1$	61.50	1578.70	0.87	826.2	2 $\cdot$ 415	548.71	1671.34	1.28
$TII-2$	86.09	2209.71	0.87	1156.5	2 $\cdot$ 580	769.92	2340.00	1.15
$TII-4$	38.82	1044.16	0.78	449.4	2 $\cdot$ 225	364.90	1106.08	1.29
$TII-5$	21.12	566.70	0.79	246.5	2 $\cdot$ 125	194.87	599.27	1.12
$TII-6$	22.02	565.34	0.87	295.5	2 $\cdot$ 150	193.40	597.51	1.16
$TII-7$	21.95	642.09	0.60	163.6	2 $\cdot$ 85	218.32	678.20	1.16
$TII-9$	15.50	425.25	0.74	165.7	2 $\cdot$ 85	144.54	449.14	1.29
$TII-11$	47.20	1332.50	0.68	440.9	2 $\cdot$ 220	467.24	1412.05	1.26
$TII-14$	21.88	568.92	0.85	283.3	2 $\cdot$ 145	192.43	600.58	1.16

Втрати потужності в трансформаторах TII :

$$\Delta P_{тр} = \frac{\Delta P_{кз}}{n} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_{ном.тр}^2} + n \cdot \Delta P_{хх}, \quad (2.12)$$

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

$\Delta P_{хх}$ – втрати холостого ходу, $кВт$.

$$\Delta Q_{тр} = \frac{u_{кз}}{n \cdot 100} \cdot \frac{P_p^2 + Q_p^2}{S_{ном.тр}^2} + n \cdot \frac{i_{хх}}{100} \cdot S_{ном.тр}, \quad (2.13)$$

де $u_{кз}$ – напруга замикання, %;

$i_{хх}$ – втрати струм холостого ходу, %.

Як приклад, у відповідності до (2.12–2.13) для $TII-1$:

$$\Delta P_{тр} = \frac{16}{2} \cdot \frac{1578.7^2 + 548.7^2}{1600^2} + 2 \cdot 1.7 = 12.13 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{6}{2 \cdot 100} \cdot \frac{1578.7^2 + 548.7^2}{1600^2} + 2 \cdot \frac{0.5}{100} \cdot 1600 = 68.38 \text{ кВАр}.$$

Розрахунки втрат потужності на *ТП* зведено в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок втрат потужності на *ТП*

ТП	ΔP , кВт	ΔQ , кВАр	$P_p + \Delta P$, кВт	$Q_p + \Delta Q$, кВАр
ТП – 1	12.13	68.38	1590.83	617.09
ТП – 2	14.46	85.23	2224.17	855.16
ТП – 4	8.62	45.64	1052.78	410.54
ТП – 5	4.65	24.50	571.35	219.37
ТП – 6	4.64	24.40	569.98	217.80
ТП – 7	5.51	28.90	647.60	247.22
ТП – 9	2.90	18.55	428.15	163.09
ТП – 11	11.32	60.35	1343.83	527.59
ТП – 14	4.67	24.56	573.58	216.99
Всього	68.90	380.51	9866.20	4927.48

Навантаження *ГРП* становить [13]:

$$Q_{10} = \sum Q_{HH} + \sum Q_{mp}; \quad (2.14)$$

$$P_{\Sigma} = \sum P_p + \sum \Delta P_{mp}, \quad (2.15)$$

де $\sum Q_{HH}$, $\sum P_p$ – навантаження *ТП* та *РП*, відповідно, кВАр, кВт;

$\sum Q_{mp}$, $\sum \Delta P_{mp}$ – втрати потужності в *ТП*, кВАр, кВт.

Отримуємо:

$$Q_{10} = 4546.96 + 380.51 = 4927.48 \text{ кВАр};$$

$$P_{\Sigma} = 9797.3 + 68.9 = 9866.2 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність, яку необхідно компенсувати на кожній шині 10 кВ [13]:

$$Q_{KP}/2 = \frac{Q_{10} - Q_{сист} - Q_{CD}}{2}, \quad (2.16)$$

де $Q_{сист}$ – реактивна потужність, яка отримується від енергосистеми, кВАр:

$$Q_{\text{сист}} = \alpha \cdot \sum P_p, \quad (2.17)$$

де α – еквівалент нормативного $\text{tg}\varphi = 0.33$;

$Q_{\text{СД}}$ – реактивна потужність, яка отримується від СД , кВАр :

$$Q_{\text{СД}} = \frac{\alpha_n \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{0.92 \cdot 2000 \cdot 0.75}{0.95} = 1452.63 \text{ кВАр}, \quad (2.18)$$

де α_n – допустиме перевантаження СД за реактивною потужністю;

$P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність СД , кВт ; $P_{\text{ном}} = 2 \cdot 1000 = 2000 \text{ кВт}$;

$\text{tg}\varphi_{\text{ном}}$ – у відповідності до номінального $\cos\varphi_{\text{ном}}$;

$\eta_{\text{ном}}$ – ККД , у.о. ; $\eta_{\text{ном}} = 0.95$.

Отримуємо:

$$Q_{\text{КП}}/2 = \frac{Q_{10} - Q_{\text{сист}} - Q_{\text{СД}}}{2} = \frac{4927.48 - 0.33 \cdot 9797.3 - 1452.63}{2} = 120.9 \text{ кВАр}.$$

Приймаємо до встановлення дві КБ УК56-10.5-125 [13].

Навантаження ГРП :

$$Q_{\text{ГРП}} = 4927.48 - 2 \cdot 125 = 4677.48 \text{ кВАр};$$

$$P_{\text{ГРП}} = P_{\text{сум}} = 9866.2 \text{ кВт}.$$

З врахуванням різночасності навантажень:

$$S_p = \sqrt{(k_{\text{рч.а}} \cdot P_{\text{ГРП}})^2 + (k_{\text{рч.р}} \cdot Q_{\text{ГРП}})^2}, \quad (2.19)$$

де $k_{\text{рч.а}}$, $k_{\text{рч.р}}$ – коефіцієнти різночасності навантажень; $k_{\text{рч.а}} = k_{\text{рч.р}} = 0.9$;

$$S_p = \sqrt{(0.9 \cdot 9866.2)^2 + (0.9 \cdot 4677.48)^2} = 9826.94 \text{ кВА}.$$

Електрична частина ГРП включає електрообладнання, з'єднане струмопровідними частинами за схемами, які регламентованими нормативними та технічними документами та правилами [9]. Правильний вибір та застосування певних типів схем забезпечать надійну роботу ГРП протягом усього розрахункового експлуатаційного терміну, а також мінімальні капітальні та експлуатаційно-ремонтні витрати [6].

Схема вводу ГРП та схема секції шини ГРП представлені на рис.2.1 та рис.2.2, відповідно.

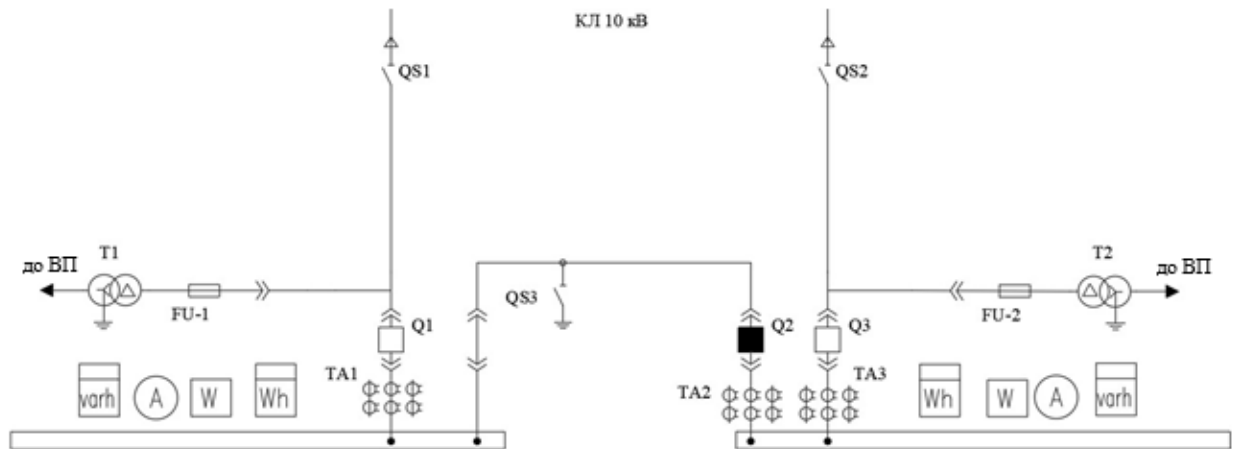


Рисунок 2.1 – Схема вводу ГРП.

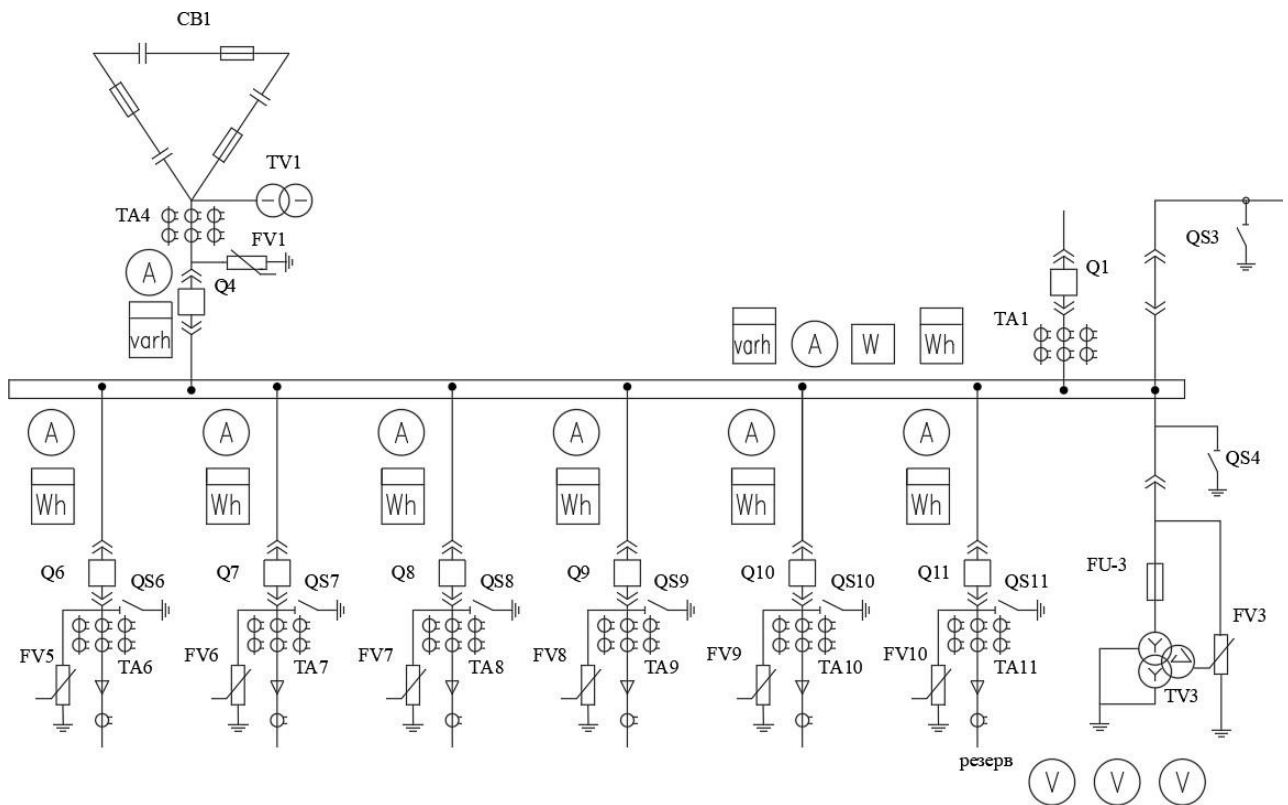


Рисунок 2.2 – Схема секції шин ГРП.

Структурна схема розподілення цехових трансформаторів подано на рисунку 2.3.

ГРП доцільно розташовувати у центрі електричних навантажень (ЦЕН) для забезпечення мінімальної загальної протяжності розподільної мережі, траншей пі кабель і мінімальні втрати електроенергії на лінії.

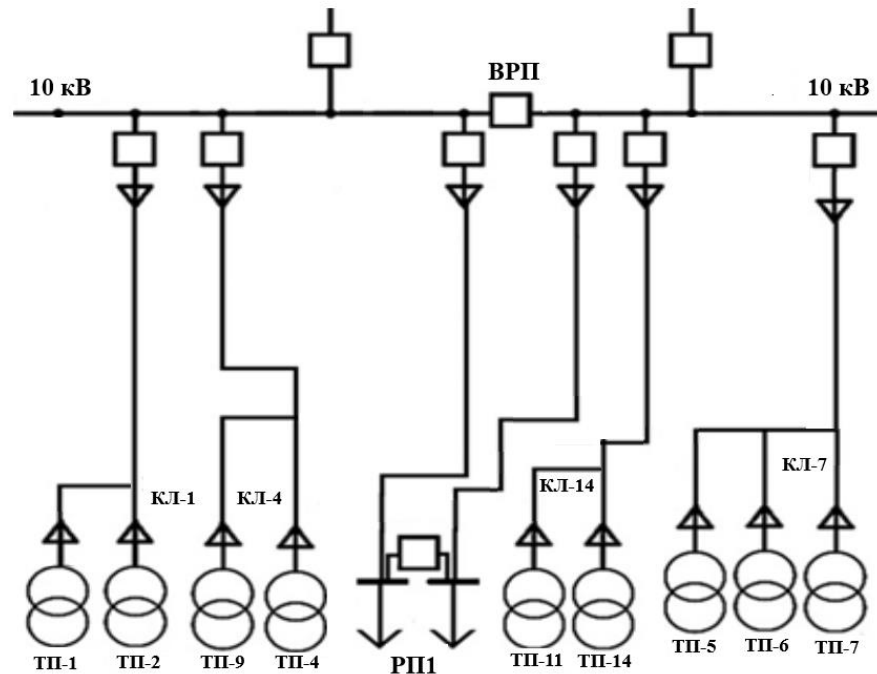


Рисунок 2.3 – Структурна схема цехових трансформаторів.

2.3 Розрахунок ЦЕН

Для побудови картограма навантажень необхідно визначити координат ЦЕН і наочності електричних навантажень [14].

Радіус кіл, що показують навантаження діляниць (відділень):

$$R = \sqrt{\frac{S_p}{\pi \cdot m}}, \quad (2.20)$$

де S_p – навантаження, κBA ;

m – масштаб.

Сектор навантаження освітлення [13]:

$$\alpha = 360 \cdot S_{осв} / S_p, \quad (2.21)$$

де $S_{осв}$ – навантаження освітлення, κBA .

Координати *ЦЕН* :

$$x_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot x_i)}{\sum_1^n S_p}; \quad y_0 = \frac{\sum_1^n (S_p \cdot y_i)}{\sum_1^n S_p}, \quad (2.22)$$

де x_i, y_i – координати центру ділянки (відділення), *кВА*.

Розрахунок координат *ЦЕН* подані в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Розрахунок координат *ЦЕН*

Цехи	$X_i, м$	$Y_i, м$	$S_p, кВА$	$S_p \cdot X_i, кВА$	$S_p \cdot Y_i, кВА$
Відділення сировини	62	326	2050	127400	668849
Деревообробний цех	210	326	2870	601855	936219
Склад	326	318	174	56908	55553
Цех ДСП №1	470	318	1061	498826	338047
Цех ДСП №2	35	206	546	19076	112335
Цех ДСП №3	155	202	734	114023	148230
Цех смол	299	206	732	218827	150621
Управління підприємства	435	225	68	29406	15228
Пресувальний цех	540	194	195	105403	37915
Компресорна 0.4 кВ	132	113	185	24412	20822
10 кВ	132	113	1200	158468	135164
Відділення сушіння №1	284	105	1388	393683	145609
Відділення сушіння №2	388	105	185	71891	19411
Гаражі	31	54	128	3974	6955
Насосне відділення	284	23	729	206801	16997
Фарбувальне відділення	552	43	137	75479	5847
Всього			12131	2706432	2813801
Координати <i>ЦЕН</i>	$X, м$	$Y_i, м$			
	223	202			

Як приклад, для цеху сировини (дільниця № 1) згідно 2.21, 2.22:

$$R = \sqrt{\frac{2050}{3.14 \cdot 0.4}} = 40.4 \text{ м};$$

$$\alpha = 360^\circ \cdot 14.4 / 2050 = 2.5^\circ.$$

Розрахунки зводимо в таблицю 2.7.

Таблиця 2.7 – Розрахунок картограми навантажень

Дільниці	$R, \text{ м}$	α	$S_{осв}$
Відділення сировини	40.40	0.4	2.5
Деревообробний цех	47.80	0.4	1.7
Склад	11.78	0.4	10.6
Цех ДСП №1	29.07	0.4	5.2
Цех ДСП №2	20.84	0.4	11.9
Цех ДСП №3	24.17	0.4	10.0
Цех смол	24.14	0.4	10.1
Управління підприємства	7,34	0,4	41,9
Пресувальний цех	12.47	0.4	22.1
Компресорна 0.4 кВ	12.13	0.4	9.5
10 кВ	30.91	0.4	0.0
Відділення сушіння №1	33.25	0.4	3.7
Відділення сушіння №2	12.14	0.4	28.1
Гаражі	10.09	0.4	48.6
Насосне відділення	24.10	0.4	5.0
Фарбувальне відділення	10.44	0.4	40.1

З врахуванням розташування будівель та підведень ЛЕП, ГРП розміщуємо за дільницею № 7.

Картограма навантажень показана на рис. 2.4.

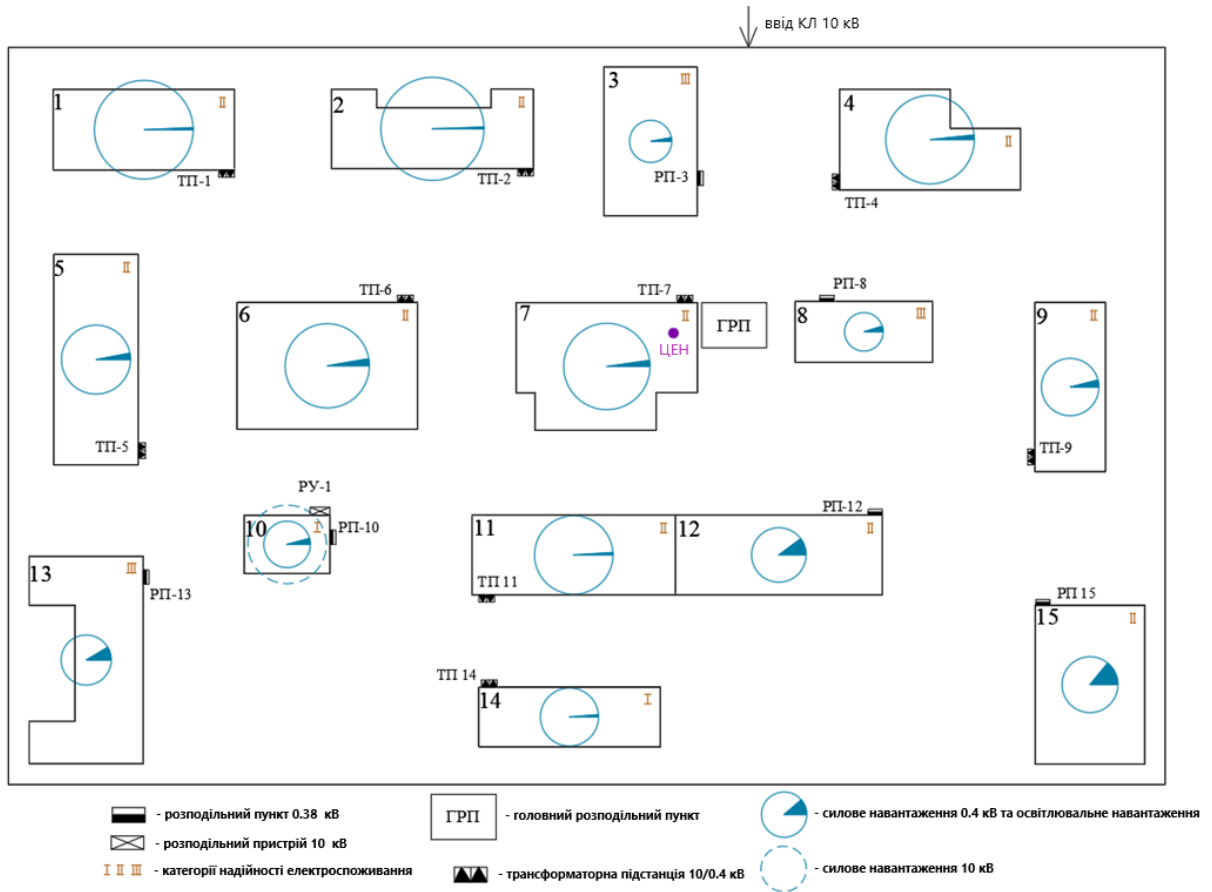


Рисунок 2.4 – Картограма електричних навантажень.

2.4 Розрахунок кабельних ліній 10 кВ

При розрахунку враховуємо, що джерелом живлення *КЛ* є підстанція енергетичної системи на напрузі *НН* 10 кВ [14].

Робочий струм *КЛ* [15]:

$$I_p = \frac{S_p}{n_l \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{9826.9}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 270.2 \text{ А}, \quad (2.23)$$

де S_p – навантаження, кВА;

$U_{ном}$ – номінальна напруга, кВ;

n_l – число ліній, шт.

Економічне значення перерізу проводу [15]:

$$F_{ек} = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{270.2}{1.4} = 193 \text{ мм}^2, \quad (2.24)$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, $A/мм^2$; $j_{ек} = 1.4 A/мм^2$.

Вибираємо провід *АПвП* – 1×400 враховуючи необхідність подвійного значення аварійного струму *КЛ*.

Струм аварійного режиму за (2.24) при $n_l = 1$ ($I_{дон} = 570 A$) [15]:

$$I_p = \frac{9826.9}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 540.3 A < 570 A.$$

Втрати напруги на *КЛ*:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot \ell \cdot 100}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (2.25)$$

де I_p – розрахунковий струм, A ;

ℓ – довжина *КЛ*, $км$; $\ell = 2.3 км$;

r_0 , x_0 – питомий опір проводу, активний та реактивний, відповідно ($Ом/км$); $r_0 = 0.07 Ом/км$; $x_0 = 0.056 Ом/км$.

Отже:

$$\Delta U_{\text{л}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 540.3 \cdot 2.3 \cdot 100}{10500} \cdot (0.07 \cdot 0.904 + 0.056 \cdot 0.428) = 1.79\% \leq 10\%.$$

Розподільна мережа $10 кВ$ на підприємстві виконується за змішаною схемою (рис. 2.1) електропостачання (частина *ТП* заживлюється на стороні $10 кВ$ від інших *ТП* у відповідності з розміщенням *ТП*, *ГРП* і вимогам щодо категорій надійності споживачів дільниць), враховуючи надійність при експлуатації [1].

Як приклад, для ланки мережі *ГРП* – *ТП* – 2, робочий та після аварійний (при відімкненні одної ланки) струм *КЛ* за 2.23:

$$I_{p(ГРП-ТП2)} = \frac{4089.2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 118 A;$$

$$I_{ав(ГРП-ТП2)} = \frac{9826.9}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 236.1 A.$$

За (2.24) економічна густина струму:

$$F_{ек} = \frac{18}{1.4} = 84 \text{ мм}^2.$$

З поправкою на аварійний струм, вибираємо кабель *АПвП* 3×185, (з врахуванням групового встановлення $I_{дон} = 264 \text{ А}$).

Втрати напруги на *КЛ* за (2.25):

$$\Delta U_{л} = \frac{\sqrt{3} \cdot 236.1 \cdot 0.165 \cdot 100}{10500} \cdot (0.167 \cdot 0.932 + 0.08 \cdot 0.361) = 0.2\% \leq 5\%.$$

Вибраний переріз задовольняє умовам. При повному завантаженні *КЛ* забезпечує необхідний рівень напруги на введенні *ЦТ*.

Для ліній *КЛ* – 10 кВ розрахунки зведені с таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір кабелів 10 кВ

<i>КЛ</i>	$I_{ав}, \text{ А}$	$F_{см}, \text{ мм}^2$	$I_{дон}'' , \text{ А}$	$\ell, \text{ км}$	$\Delta U, \%$
<i>ГРП – ТП2</i>	236.1	185	264	0.165	0.2
<i>ТП2 – ТП1</i>	98.5	50	119	0.204	0.6
<i>ГРП – ТП4</i>	91.7	35	98	0.101	0.3
<i>ТП4 – ТП9</i>	26.5	16	64	0.402	0.8
<i>ГРП – ТП7</i>	108.4	50	119	0.011	0.9
<i>ТП7 – ТП6</i>	70.6	35	98	0.159	0.5
<i>ТП6 – ТП5</i>	35.3	16	64	0.148	0.5
<i>ГРП – ТП14</i>	130.6	70	140	0.659	0.7
<i>ТП14 – ТП11</i>	83.4	35	98	0.071	0.3
<i>ГРП – РП1</i>	108.8	50	119	0.498	0.7

КЛ 0.4 кВ будуть жити *РП* малопотужних відділень. Як приклад, вибираємо кабель *ТП – 4 – РПЗ*. Струм *КЛ* за (2.23) становить:

$$I_{p(ТП4-РПЗ)} = \frac{174.4}{\sqrt{3} \cdot 0.38} = 244.2 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель *АВБШв* 4×150, (з врахуванням умов встановлення $I_{дон} = 260 \text{ A}$).

Втрати напруги на *КЛ* за (2.25):

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot 244.2 \cdot 0.09 \cdot 100}{380} \cdot (0.326 \cdot 0.74) = 1.5\% \leq 5\%.$$

Вибраний переріз задовольняє умовам. Вибір кабелів зведений в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 – Вибір кабелів 0.4 кВ

<i>КЛ</i>	$I_p, \text{ A}$	Кабель	$I_{дон}, \text{ A}$	$\Delta U, \%$
<i>ТП4 – РПЗ</i>	244.2	<i>АВБШв</i> 4×95	260	1.5
<i>ТП4 – РП8</i>	97.6	<i>АВБШв</i> 4×16	95	1.8
<i>ТП11 – РП10</i>	133.4	<i>АВБШв</i> 4×95	251	0.7
<i>ТП9 – РП12</i>	133.6	<i>АВБШв</i> 4×120	279	0.6
<i>ТП9 – РП15</i>	98.8	<i>АВБШв</i> 4×70	205	1.4
<i>ТП5 – РП13</i>	184.6	<i>АВБШв</i> 4×70	220	1.9

План прокладання кабельних ліній показано на рисунку 2.5.

2.5 Висновки до другого розділу

На основі визначення очікуваних електричних навантажень за окремим відділеннями підприємства виробництва деревостружкових плит прийняті рішення для забезпечення достатньої енергоефективності електропостачання. На *ЦТ* встановлені трансформатори серії *ТМГ* з установками *КРП* типу *УКРМ* з автоматичним регулюванням, а на шинах низької напруги *КРП* забезпечується конденсаторними установками *УК* 56 – 125.

На основі побудованої картограми навантажень, вибрано оптимальне місце розташування *ГРП* з врахуванням місця підведення повітряної *ЛЕП*.

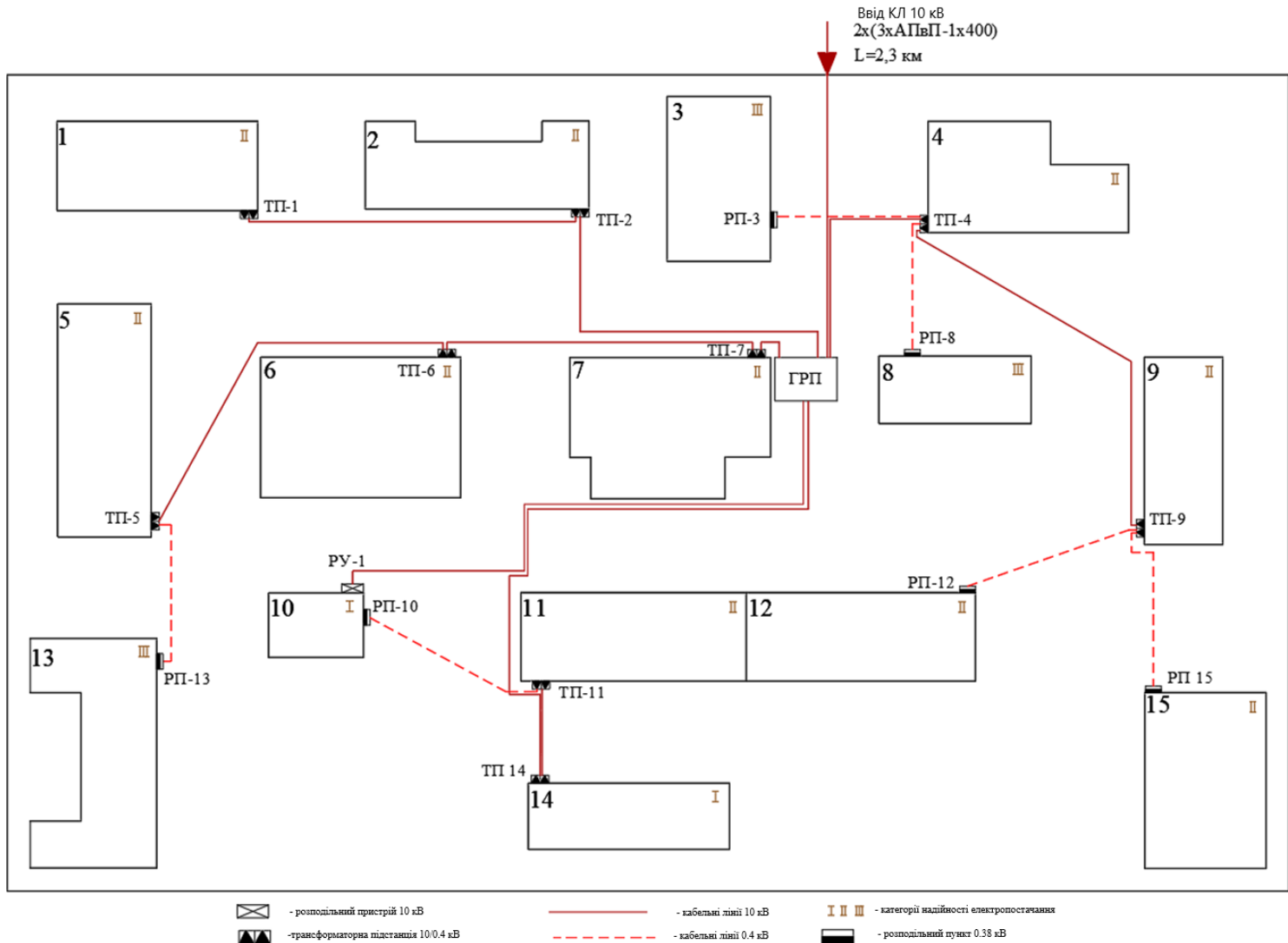


Рисунок 2.5 – План прокладання кабельних ліній на підприємстві

Електропостачання *ГРП* від підстанції енергосистеми виконано дволанцюговою *КЛ – 10 кВ* кабелями *АПвП* та перетином жил 400 мм^2 з перевіркою лінії за втратою напруги та допустимим струмом.

Обрані марки та перерізи жил силових кабелів ліній *10 кВ* від *ГРП* до *ЦТ* та ліній *0.4 кВ* до розподільних ліній відділень. *КЛ* перевірені за втратами напруги , прокладання кабелів здійснюється в траншеях. Складено план прокладання кабельних ліній.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Для означення електричного обладнання ГРП здійснюємо розрахунки короткого замикання (КЗ). Схема заміщення подана на рисунку 3.1.

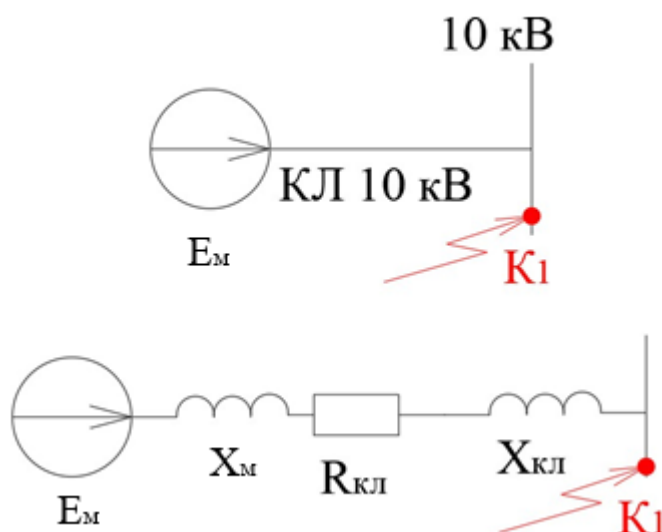


Рисунок 3.1 – Схема заміщення електричної мережі КЛ – 10 кВ.

У відповідності до схеми заміщення (рис. 3.1) визначаємо загальний опір ланки КЗ [15]:

$$z = \sqrt{(\sum r)^2 + (\sum x)^2}, \quad (3.1)$$

де $\sum r$, $\sum x$ – активні та індуктивні опори, відповідно, Ом.

Опір енергосистеми (X_M) становить:

$$X_M = U_M / I_k = 10.5 / 3.74 = 2.807 \text{ Ом}, \quad (3.2)$$

де U_M – напруга енергосистеми, кВ; $U_M = 10.5 \text{ кВ}$;

I_k – струм трифазного КЗ на шинах 10 кВ підстанції енергосистеми, кА [15].

Проводимо розрахунок струмів $KЗ$ на шинах 10 кВ ГРП (точка K_1).

Визначаємо опори KL 10 кВ [15]:

$$R_{KL} = r_0 \cdot L = 0.07 \cdot 2.3 = 0.106\text{ Ом};$$

$$X_{KL} = x_0 \cdot L = 0.056 \cdot 2.3 = 0.129\text{ Ом},$$

де r_0, x_0 – опори кабельних ліній, $\text{Ом} / \text{км}$: $r_0 = 0.07\text{ Ом} / \text{км}$,
 $x_0 = 0.056\text{ Ом} / \text{км}$;

ℓ – довжина лінії, : $\ell = 2.3\text{ км}$.

Еквівалентні опори ланки [15]:

$$\sum r = R_{KL} = 0.161\text{ Ом};$$

$$\sum x = X_m + X_{KL} = 2.807 + 0.129 = 2.936\text{ Ом};$$

У відповідності до (3.1):

$$z = \sqrt{(0.161)^2 + (2.936)^2} = 2.941\text{ Ом}.$$

Визначаємо струми $KЗ$ [15]:

– струм трифазного $KЗ$:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_m}{\sqrt{3} \cdot z} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 2.941} = 2.06\text{ кА};$$

– струм двофазного $KЗ$:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2.06 = 1.79\text{ кА}.$$

Визначаємо ударні струми $KЗ$ [15]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1.81 \cdot 2.06 = 5.28\text{ кА}, \quad (3.3)$$

де k_y – ударний коефіцієнт:

$$k_y = 1 + e^{\frac{0.01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0.01}{0.02}} = 1.81, \quad (3.4)$$

де T_a – постійна аперіодична складова, с ; $T_a = 0.02\text{ с}$.

Для проведення вибору обладнання ГРП результати зводимо в табл.3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунків струмів *КЗ ГРП*

Точка	$U_B, \text{кВ}$	$I_k^{(3)}, \text{кА}$	$I_k^{(2)}, \text{кА}$	$i_{y0}, \text{кА}$
K_1	10.5	2.06	1.79	5.28

3.2 Вибір електричного обладнання *ГРП*

3.2.1 Вибір комутаційних апаратів

Вибір та перевірка вимикачів. Високовольтні вимикачі повинні забезпечити комутаційні процеси в силових ланках, які працюють під навантаженням і здійснювати гасіння дуги при роз'єднанні контактів [15].

Умови вибору вимикачів:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}; \quad (3.5)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб}}; \quad (3.6)$$

$$I_{\text{ном.відкл}} \geq I_k^{(3)}; \quad (3.7)$$

$$I_{\text{н.с}} \geq i_{y0}; \quad (3.8)$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_k, \quad (3.9)$$

де $I_{\text{ном.відкл}}$ – струм відключення, кА ;

$I_{\text{н.с}}$ – наскрізний струм *КЗ*, кА ;

$I_{\text{терм}}$ – струм термічної стійкості, кА ;

$t_{\text{терм}}$ – час дії струму, с ;

B_k – тепловий імпульс *КЗ*, с :

$$B_k = \left(I_k^{(3)}\right)^2 \cdot t_{\text{відкл}} = 2.06^2 \cdot 0.085 = 0.36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.10)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час *КЗ*, с :

$$t_{\text{відкл}} = t_{\text{спр.кз}} + t_{\text{відкл.вим}} = 0.025 + 0.06 = 0.085 \text{ с}, \quad (3.11)$$

де $t_{\text{спр.кз}}$ – час спрацювання захисту, с ;

$t_{\text{відкл.вим}}$ – час відключення вимикача, с.

Вибираємо вакуумні вимикачі $BB/TEL-10$. Виконуємо перевірку за 3.5–3.11:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{роб}} = 574 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.відкл}} = 20 \text{ кА} \geq I_k^{(3)} = 2.06 \text{ А};$$

$$I_{\text{н.с}} = 40 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 5.28 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0.36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Вибрані вимикачі пройшли перевірку.

Вибір та перевірка роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувачі $PB-10/630$.

Розрахунок та перевірку роз'єднувачів проводимо аналогічно за формулами (3.5–3.9):

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{роб}} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{роб}} = 574 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном.відкл}} = 20 \text{ кА} \geq I_k^{(3)} = 2.06 \text{ А};$$

$$I_{\text{н.с}} = 40 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 5.28 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 3600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0.36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

3.2.2 Вибір трансформаторів струму та напруги

Встановлюємо на фідерах $ГРП$ в залежності від струмів $КЛ$ трансформатори струму ($ТС$) $ТПЛК-10/30...300$; на введеннях $ГРП$: $ТПЛК-10/600$. Умови вибору $ТС$:

– за динамічною, термічною стійкістю:

$$I_{\text{н.с}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 5.28 \text{ кА};$$

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 0.36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

– за похибкою. Визначаємо опір навантаження:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{прил.}} + Z_{\text{прв.}} + Z_{\text{кнт.}} = 0.04 + 0.0315 + 0.1 = 0.1715 \text{ Ом}, \quad (3.12)$$

де $Z_{\text{прил.}}$ – опір приладу вимірювання, Ом:

$$Z_{\text{прил.}} = S_{\text{прил.}} / I_{\text{н.прил.}}^2 = 1 / 5^2 = 0.04 \text{ Ом}, \quad (3.13)$$

де $S_{\text{прил.}}$ – потужність приладу, ВА; $S_{\text{прил.}} = 1 \text{ ВА}$;

$I_{\text{н.прил.}}$ – номінальний струм приладу, А; $I_{\text{н.прил.}} = 5 \text{ А}$

$Z_{\text{прв.}}$ – опір проводів, Ом:

$$Z_{\text{прв.}} = \frac{\ell_{\text{прв.}} \cdot \rho}{S_{\text{прв.}}} = \frac{7.2 \cdot 0.0175}{4} = 0.0315 \text{ Ом}, \quad (3.14)$$

де $\ell_{\text{прв.}}$ – довжина проводу, м; $\ell_{\text{прв.}} = 7.2 \text{ м}$;

ρ – питомий опір жили, Ом · мм²/м; $\rho = 0.0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$;

$S_{\text{прв.}}$ – січення проводу, мм²; $S_{\text{прв.}} = 4 \text{ мм}^2$;

$Z_{\text{кнт.}}$ – опір контактів, Ом; $Z_{\text{кнт.}} = 0.1 \text{ Ом}$.

Похибка TC становить менше 10 % [15]. Вибрані TC задовольняють умовам.

Умови вибору трансформатора напруги (TH) [15]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.}}; \quad (3.15)$$

$$S_{\text{ном}} \geq I_{2\Sigma}; \quad (3.16)$$

Приймаємо TH типу $НАМИ - 10 - 95$. Виконуємо перевірку за (3.15-3.16):

$$U_{\text{ном.апр.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ};$$

Оцінка навантаження TH подано таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Навантаження TH

Прилади	Кількість	Навантаження, <i>Вт</i>	$\cos \varphi$	Оцінка навантаження		
				<i>P, Вт</i>	<i>Q, ВАр</i>	<i>S, ВА</i>
<i>SATEC PRO EM 235 – PQ</i>	10	0.15	0.67	1.5	1.66	2.24
<i>Електролічильник CE301 – S31 – 043 – JAVZ</i>	9	2	0.38	18.0	43.82	47.37
Всього				19.5	45.48	49.61

Загальне навантаження менше за допустиме для TH 200 ВА.

3.2.3 Вибір трансформатора власних потреб (ТВП)

Вибір проводимо для забезпечення живлення власних потреб (ВП) ГПП. Розрахунок необхідного навантаження ВП представлено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахунок навантаження ВП

Споживач	Встановлена потужність			$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Навантаження	
	на од.	Число приймачів	Σ , кВт			P , кВт	Q , кВт
Освітлення, опалення, вентиляція РП – 10 кВ	7	1	7	0.97	0.25	7	1.75
Апаратура (зв'язок, телемеханіка)	8.7	1	8.7	0.85	0.62	8.7	5.39
Пристрої (олива)	16.2	1	16.2	–	–	16.2	–
Разом						31.9	7.15

Навантаження ВП для двох ТВП:

$$S_{\text{розр.}} = \sqrt{P_{\text{розр.}}^2 + Q_{\text{розр.}}^2} / 2 = \sqrt{31.9^2 + 7.15^2} / 2 = 16.35 \text{ кВА}. \quad (3.17)$$

Вибираємо ТВП типу ТМГ – 25 / 10, де аварійний коефіцієнт завантаження становить:

$$K_z = \frac{2 \cdot 16.35}{25} = 1.31 < 1.4;$$

Потужності ТВП буде достатньо в аварійному режимі роботи.

3.2.4 Вибір комплектного розподільного пристрою

На ГПП встановлюємо КРП марки КРУН – 10 на номінальну напругу 10 кВ з номінальним струмом головних ланок та вакуумного вимикача 630 А при забезпеченні електродинамічної стійкості 51 кА та струму відключення вимикача 5 / 12.5 кА (рис. 3.2).

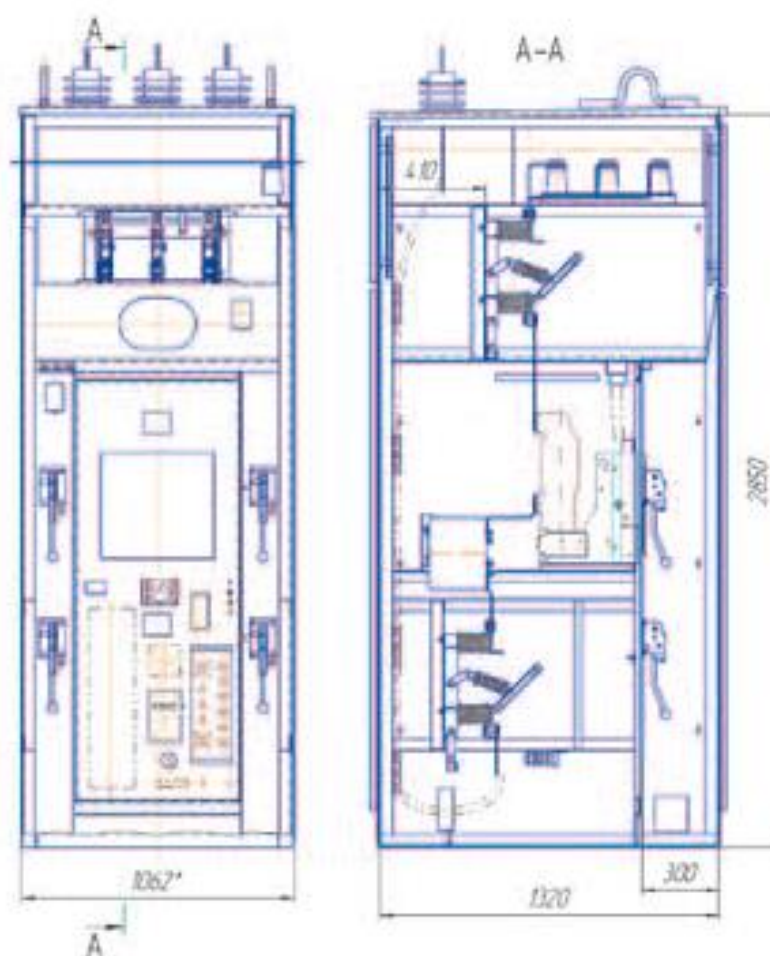


Рисунок 3.2 – Розріз комірки *КРП* типу *КРУН* –10.

3.2.5 Вибір захисного обладнання системи електропостачання підприємства

Вибір ОПН.

На *ГРП* для захисту електричного обладнання встановлюємо *ОПН* –10/11.5–10/400. Вибухобезпечні струми на *ОПН* не повинні перевищувати більш ніж на 20 % стуму трифазного *КЗ*:

$$1.2 \cdot I_k^{(3)} \leq I_{BB}; \quad (3.18)$$

$$1.2 \cdot 2.06 = 2.47 \text{ кА} \leq I_{BB} = 20 \text{ кА}.$$

Вибрані *ОПН* задовольняють умові.

Захист ліній 0.4 кВ. Забезпечується автоматичними вимикачами (AB) серії BA як захист від $KЗ$ та перевантаження за струмом [14].

Для захисту персоналу від враження електричним струмом, враховуючи необхідність підвищеної електричної безпеки категорії приміщень підприємства, встановлюємо пристрій захисного відключення ($ПЗВ$) типу $ПЗВ ВД1-63$ зі струмом витоку 30 мА [13].

3.3 Вибір та розрахунок системи заземлення та блискавкозахисту $ЦТ$

Заземлення та блискавкозахист $ЦТ$.

Питомий опір ґрунту для вертикальних (BE) та горизонтальних (GE) електродів [16]:

$$\rho_p = \rho \cdot K_{\text{сез.в}} , \quad (3.15)$$

де ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 2000\text{ Ом} \cdot \text{м}$ [16];

$K_{\text{сез}}$ – коефіцієнт сезонності; для BE – $K_{\text{сез.в}} = 1.1$, для GE – $K_{\text{сез.г}} = 1.4$, звідси:

$$\rho_{p.в} = 2000 \cdot 1.1 = 2200\text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_{p.г} = 2000 \cdot 1.4 = 2800\text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Опір розтікання для одного BE :

$$R_{0.BE} = \frac{\rho_{p.в}}{2 \cdot \pi \cdot \ell} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot \ell_{\text{в}}}{d} \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot t + \ell_{\text{в}}}{4 \cdot t - \ell_{\text{в}}} \right) \right], \quad (3.16)$$

де $\ell_{\text{в}}$ – довжина BE , м ;

t – відстань від поверхні до центру, м ; $t = 3/2 + 0.8 = 2.32\text{ м}$;

d – приведений діаметр, м ; $d = 0.95 \cdot b = 0.95 \cdot 0.05 = 0.0475\text{ м}$,

де b – ширина кутника, м . Звідси, у відповідності до 3.15:

$$R_{0.BE} = \frac{2200}{2 \cdot 3.14 \cdot 3} \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3}{0.0475} \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2.3 + 3}{4 \cdot 2.3 - 3} \right) \right] = 60.96 \text{ Ом.}$$

Розрахункове число BE становить:

$$n' = R_{0.BE} / R_{\max} = 60.96 / 4 \approx 16 \text{ шт.},$$

де $R_{\max}$ – максимальний опір $ЗП$, Ом; $R_{\max} = 4 \text{ Ом}$.

Довжина $ГЕ$ становить:

$$\ell_z = 1.05 \cdot a \cdot n', \quad (3.17)$$

де a – відстань між BE , м:

$$a = \ell_{\text{пер}} / n', \quad (3.18)$$

де $\ell_{\text{пер}}$ – периметр будови $ТП$, м; $\ell_{\text{пер}} = 2 \cdot (9.97 + 7.62) = 35.2 \text{ м}$.

Звідси за 3.18 та 3.17:

$$a = 35.2 / 16 = 2.2 \text{ м};$$

$$\ell_z = 1.05 \cdot 2.2 \cdot 16 = 36.96 \text{ м}.$$

Опір розтікання для одного $ГЕ$:

$$R_{0.ГЕ} = \frac{\rho_{p.z}}{2 \cdot \pi \cdot \ell_z} \cdot \ln \left(\frac{\ell_z^2}{d \cdot t} \right), \quad (3.19)$$

де $d = 0.5 \cdot b = 0.5 \cdot 0.05 = 0.025 \text{ м}$,

де b – ширина полоси, м; $b = 0.05 \text{ м}$ [16];

$t = 0.05 / 2 + 0.8 = 0.825 \text{ м}$. Звідси, згідно (3.19):

$$R_{0.ГЕ} = \frac{2800}{2 \cdot 3.14 \cdot 36.96} \cdot \ln \left(\frac{36.96^2}{0.025 \cdot 0.825} \right) = 2.709 \text{ Ом}.$$

Схема заземлення та закладання електродів представлено на рис. 3.5 та рис.3.6, відповідно.

Опір пристрою заземлення ($ПЗ$) буде:

$$R_{\text{сп}} = \frac{R_{0.BE} \cdot R_{0.ГЕ}}{R_{0.BE} \cdot \eta_e \cdot n' + R_{0.ГЕ} \cdot \eta_z}, \quad (3.20)$$

де η_e , η_z – коефіцієнти використання BE та GE , відповідно; $\eta_e = 0.51$; $\eta_z = 0.32$ [16]. Отже:

$$R_{zp} = \frac{60.96 \cdot 2.709}{60.96 \cdot 0.51 \cdot 16 + 2.709 \cdot 0.32} = 3.605 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Вибрані комплектні $ТП$ в цільнометалічному корпусі з'єднані з $ПЗ$. Згідно $ПУЕ$ [16], додаткові заходи щодо блискавкозахисту немає необхідності.

Заземлення та блискавкозахист $ГРП$.

При розрахунку враховуємо $ПУЕ$ за за гранично допустимим опором $ПЗ$:

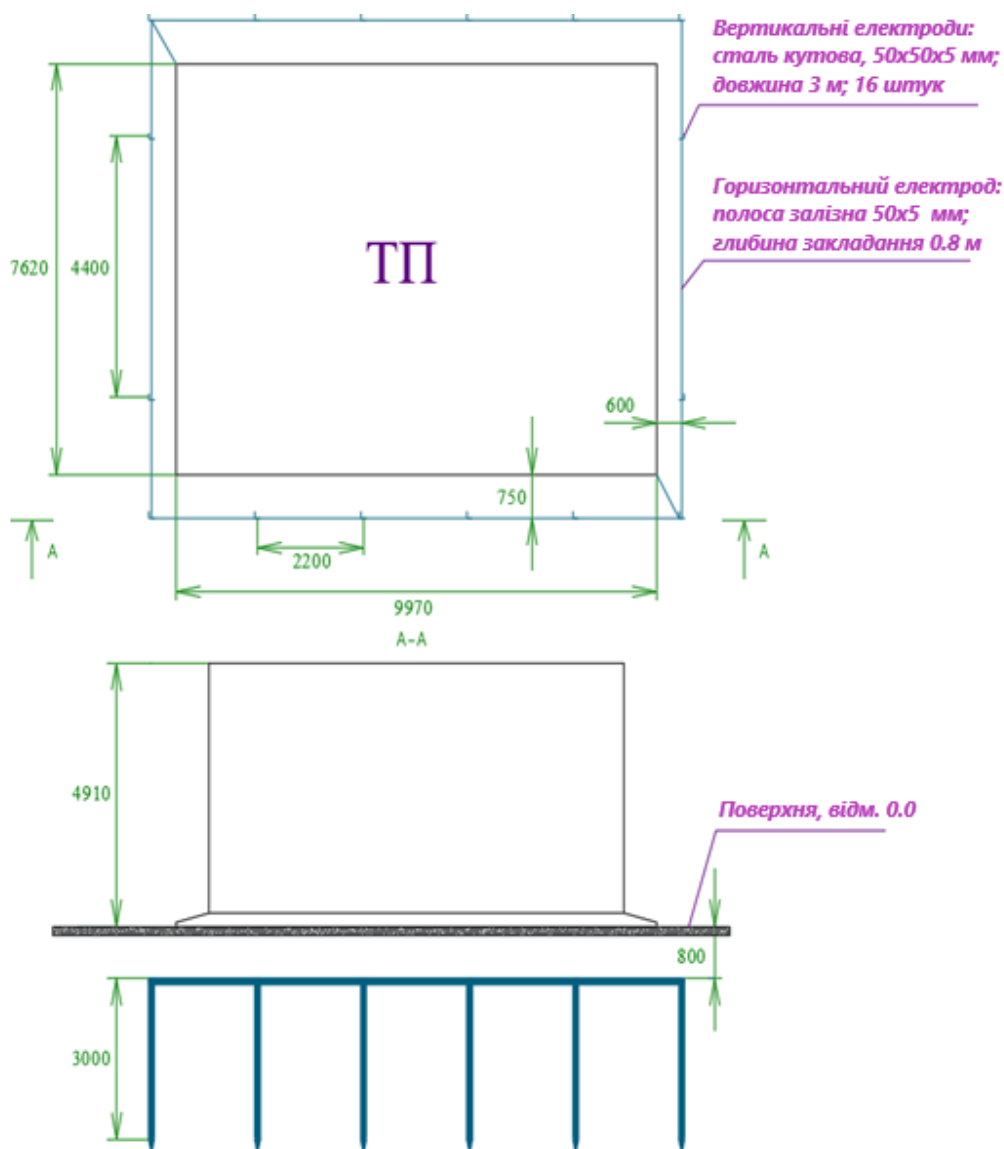


Рисунок 3.3 – Схема заземлення $ТП$.

$$R_{зП1} \leq 250/I_з, \quad (3.21)$$

де $I_з$ – розрахунковий струм замикання (на землю):

$$I_з = \frac{U_{ном} \cdot L}{10}, \quad (3.22)$$

де $U_{ном}$ – лінійна напруга, $кВ$;

L – сумарна довжина ліній приєднання $10 кВ$; $L = 2.764 км$. Отримуємо:

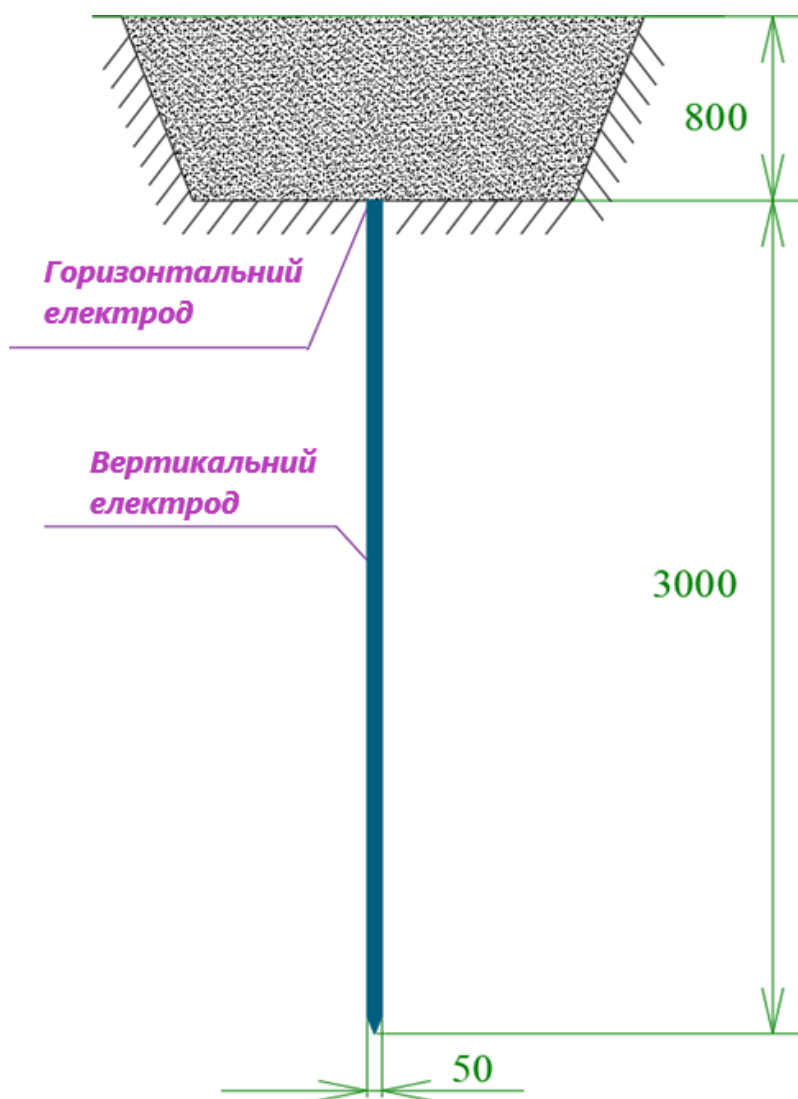


Рисунок 3.4 – Схема закладання електродів.

$$I_3 = \frac{10 \cdot 2.764}{10} = 2.764 \text{ A};$$

$$R_3 \leq 250/2.764 = 90.45 \text{ Ом}.$$

Так як ПЗ буде використаний і для обладнання 0.4 кВ, приймаємо максимально допустимий опір 4 Ом. За формулами 3.16-3.19 отримуємо:

$$d = 0.95 \cdot 0.05 = 0.0475 \text{ м};$$

$$t = 3.5/2 + 0.8 = 2.55 \text{ м};$$

$$R_{0.BE} = \frac{2200}{2 \cdot 3.14 \cdot 3.5} \cdot \left[\ln \left(\frac{2 \cdot 3.5}{0.0475} \right) + 0.5 \cdot \ln \left(\frac{4 \cdot 2.55 + 3.5}{4 \cdot 2.55 - 3.5} \right) \right] = 47.711 \text{ Ом};$$

$$n' = 47.711/4 \approx 12 \text{ шт};$$

$$\ell_{\text{пер}} = 2 \cdot (12.6 + 5.6) = 36.4 \text{ м};$$

$$a = 36.4/12 = 3.03 \text{ м};$$

$$\ell_z = 1.05 \cdot 3.03 \cdot 12 = 38.18 \text{ м};$$

$$R_{0.IE} = \frac{2800}{2 \cdot 3.14 \cdot 38.18} \cdot \ln \left(\frac{38.18^2}{0.025 \cdot 0.825} \right) = 2.71 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{сп}} = \frac{47.711 \cdot 2.71}{47.711 \cdot 0.51 \cdot 12 + 2.71 \cdot 0.32} = 3.721 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Контур заземлення складається з 12 *ВЕ* довжиною 3.5 м з кутової сталі 50×50 мм; відстань між *ВЕ* – 3.03 м; нижній кінець – нижче рівня ґрунту; на глибині 0.8 м *ВЕ* з'єднані полоскою 50×5 мм. ПЗ має еквівалентний опір для надійного захисту обладнання та персоналу.

Розміри приміщення ГРП – 12.6×5.6×3.9 м. Блискавкозахист забезпечується одним стрижневим блискавковідводом (*БВ*), який встановлюємо на даху за центром. Зоною захисту *БВ* висотою h є конус висотою $h_0 < h$, вершина якого співпадає з віссю вертикалі *БВ*.

Радіус січення зони захисту:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (3.23)$$

де r_0 – радіус конуса захисту (рівень землі), $м$:

$$r_0 = 1.2 \cdot h = 1.2 \cdot 6.0 = 7.2 \text{ м}, \quad (3.24)$$

де h – висота $БВ$, $м$, які підбираємо за емпіричною умовою:

$$\sqrt{(A/2)^2 + (B/2)^2} < r_0, \quad (3.25)$$

де A, B – довжина та ширина площі захисту,

$$\sqrt{(12.6/2)^2 + (5.6/2)^2} < 7.2; \quad 6.89 < 7.2; \quad (3.26)$$

h_0 – висота конусу захисту, $м$: $h_0 = 0.85 \cdot h = 0.85 \cdot 6 = 5.1 \text{ м}$;

h_x – розрахункова висота конусу захисту, $м$, яку приймаємо: $h_x = 0$ ($БВ$ встановлені на криші), $r_x = r_0$.

Захист забезпечується. Схема заземлення та блискавкозахисту $ГРП$ подана на рисунку 3.7.

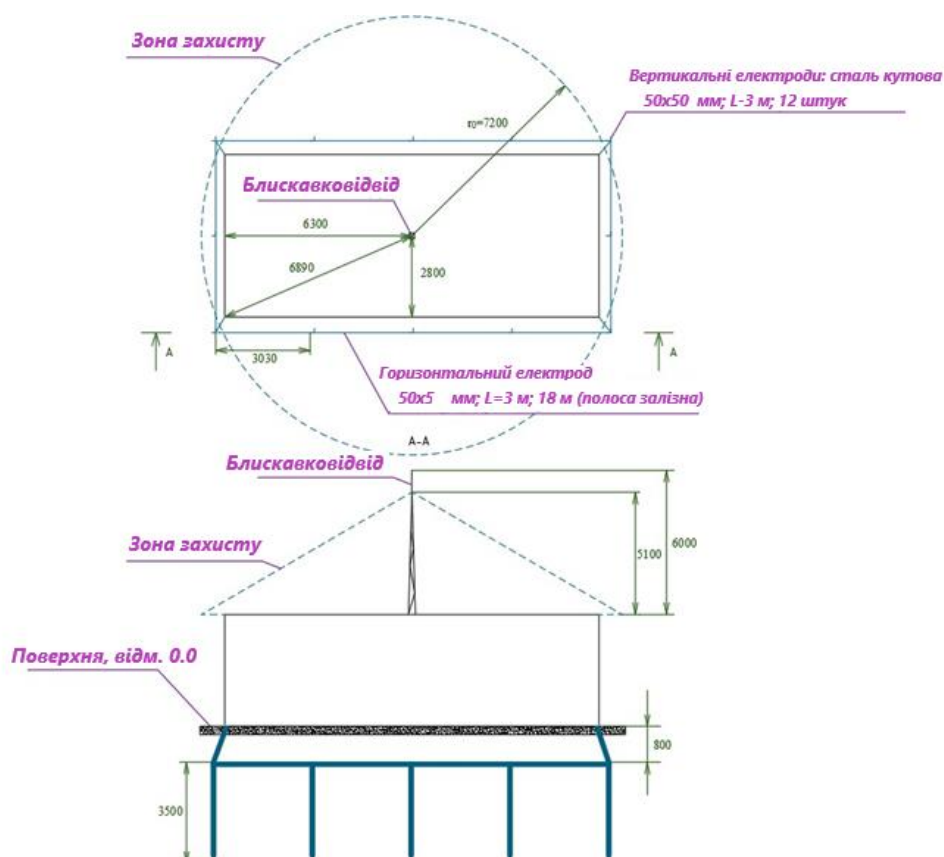


Рисунок 3.5 – Схема заземлення та блискавкозахисту $ГРП$.

3.4 Висновки до третього розділу

Для вибору електроустаткування *ГРП* визначено струми *КЗ*. Вибрано електрообладнання *ГРП*: вимикачі *ВВ/TEL-10/630*, роз'єднувачі *РВ-10/630*, вимірювальні трансформатори, обмежувачі перенапруги *ОПН-10/11.5-10/400*, *КРП* типу *КРУН-10* на номінальний струм 630 А.

Проектовано системи заземлення та блискавкозахисту цехових *ТП* та *ГРП*.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Оцінка технологічного процесу на установках щодо умов безпеки, втомлюваності та продуктивності праці

Під втомленістю розуміється процес пониження працездатності, тимчасовий спад сил, що виникають при виконанні певних фізичних або розумових робіт [15-16].

Розрізняють швидко розвиваючу втомленість (первинна втомленість) та повільно розвиваючу втомленість (вторинну втомленість). Швидко розвиваюча втомленість настає в результаті виконання роботи, для якої потрібні значні фізичні зусилля або значна напруженість. Втомленість у цьому випадку являється причиною порушення центральної координації, виникнення особливих випадків гальмування із-за невідповідності робочого завдання функціональним властивостям організму. Характерною особливістю первинної втомленості являється також і швидке відновлення функцій організму після роботи. Повільно розвиваюча втомленість характеризується поступовим зниженням працездатності привичної, але занадто тривалої та монотонної роботи. Виникає цей вид втомленості частіше всього до одержання трудових навиків.

Попередження втомленості, заходи з підвищення працездатності – багатопланові проблеми соціального та фізіологічного характерів.

Виключно велику увагу необхідно приділяти фізіологічній раціоналізації для попередження втомленості та підвищення працездатності; основними напрямками цієї раціоналізації являються: оптимальна організація режиму праці та відпочинку, раціональна організація трудового процесу, ефективне навчання з ціллю швидкого оволодіння трудовими навиками.

Робітники цеху працюють в три зміни (8 год.). Протягом зміни передбачена обідня перерва (1 год.), що сприяють відновленню фізичних сил та створюють працездатне середовище на підприємстві та на підприємстві в цілому.

Модернізація (автоматизація) установок зменшує втомлюваність робітника, збільшує продуктивність праці за рахунок зменшення часу технологічного циклу. На даному підприємстві є кімната психологічного розвантаження [15-16].

4.2 Заходи, що забезпечують вирішення питань електробезпеки при експлуатації установок

Для забезпечення вирішення питань з електробезпеки при експлуатації установок на підприємстві по виготовленню деревостружкових плит виділяють три системи засобів та заходів забезпечення електробезпеки [16]:

- система технічних засобів та заходів;
- система електрозахисних засобів;
- система організаційно-технічних заходів та засобів.

До систем технічних засобів електробезпеки належать засоби і заходи з електробезпеки, що реалізуються в конструкції електроустановок при їх розробці, виготовленні та монтажі відповідно до чинних нормативів. За своїми функціями технічні засоби та заходи забезпечення електробезпеки діляться на дві групи:

– за своїми функціями технічні засоби та заходи забезпечення електробезпеки діляться на дві групи: технічні заходи і засоби забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок; технічні заходи та засоби забезпечення електробезпеки при аварійних режимах роботи електроустановок.

– основні технічні засоби та заходи забезпечення електробезпеки при нормальному режимі роботи електроустановок включають: ізоляцію струмопровідних частин; недоступність струмопровідних частин; блоків

безпеки; засоби орієнтації в електроустановках; виконання електроустановок, ізолюваних від землі; захисне розділення електричних мереж; компенсацію ємкісних струмів замикання на землю; вирівнювання потенціалів.

Із метою підвищення рівня безпеки, залежно від призначення, умов експлуатації та конструкції, в електроустановках, застосовується одночасно більшість з перелічених технічних засобів та заходів [16].

Ізоляція струмопровідних частин забезпечує технічну працездатність електроустановок, зменшує вірогідність попадань людини під напругу, замикань на землю та на корпус електроустановок, зменшує струм через людину при доторканні до неізолюваних струмопровідних частин в електроустановках, що живляться від ізолюваної від землі мережі за умови відсутності фаз з пошкодженою ізоляцією. Отже, одним із заходів при вирішенні питань електробезпеки є перевірка ізоляції струмопровідних частин [16].

Ще одним із заходів при вирішенні питань електробезпеки є застосування блоків безпеки. Блоки безпеки застосовуються в електроустановках, експлуатація яких пов'язана з періодичним доступом до огорожених струмопровідних частин (випробувальні та дослідні стенди, установки для випробування ізоляції підвищеною напругою), в комутаційних апаратах, помилки в оперативних переключеннях яких можуть призвести до аварії та нещасних випадків, в рубильниках, пусковій апаратурі, автоматичних вимикачах, які працюють в умовах підвищеної небезпеки.

Призначення блоків безпеки: унеможливити доступ до неізолюваних струмопровідних частин без попереднього зняття з них напруги, попередити помилкові оперативні та керуючі дії персоналу при експлуатації електроустановок, не допустити порушення рівня електробезпеки та вибухозахисту електрообладнання без попереднього відключення його від джерела живлення. Основними видами блоків безпеки є механічні, електричні та електромагнітні.

До числа заходів щодо вирішенню питань з електробезпеки є виконання електричних мереж, ізолюваних від землі. В мережах, ізолюваних від землі, при однофазному включенні людини під напругу та відсутності пошкодження ізоляції

інших фаз, величина струму через людину визначається опором ізоляції фаз відносно землі, який, щонайменше, становить 10^5 Ом . Таким чином, виконання мереж, ізольованих від землі, обмежує величину струму через людину за рахунок опору ізоляції фаз відносно землі при умові забезпечення необхідного стану ізоляції. При наявності фаз з пошкодженою ізоляцією і доторканні людини до фазного проводу з непошкодженою ізоляцією сила струму через людину значно зростає. Тому застосування мереж, ізольованих від землі, вимагає обов'язкового контролю опору ізоляції [16].

Одним із найголовніших заходом профілактики електротравм та інших нещасних випадків є проведення інструктажу з охорони праці на виробництві.

Головною умовою безпеки робітників на виробництві є дотримання правил з охорони праці. Серед інших заходів, що забезпечують вирішення питань електробезпеки при експлуатації електропостачання установок є захисне заземлення пристроїв, встановлення гумових килимків під всіма електричними апаратами.

4.3 Особливості гасіння пожежу на електроустановках

Якщо електроустановка, яка горить, не відключена та знаходиться під напругою, то гасіння її становить небезпеку ураження електричним струмом. Як правило, гасити ручними засобами пожежу електроустаткування необхідно при знятій напрузі. Якщо зняти напругу неможливо, то допускається гасіння установки, що знаходиться під напругою, але з дотриманням особливих заходів електробезпеки, що передбачені інструкцією з гасіння пожеж в електроустановках електростанцій та підстанцій [15].

Керівником гасіння пожежі до прибуття першого пожежного підрозділу є старший на зміні енергетичного об'єкту – начальник зміни, черговий інженер, диспетчер електромереж, черговий на підстанції. Відключення приєднань, на яких горить електроустаткування, може здійснюватися черговим без

попереднього дозволу керівного оперативного персоналу, але з наступним повідомленням.

Гасіння пожеж компактними та розпилювальними водяними струменями без зняття напруги з електроустановок допускається тільки у відкритих для огляду пожарника електроустановках, у тому числі палаючих кабелів при номінальній напрузі до 10 кВ. При цьому ствол повинний бути заземлений, а пожарник – працювати в діелектричних ботах та рукавичках і знаходитися на відстані від вогнища не менш 3.5 м та напрузі до 1 кВ включно та 4.5 м при напрузі до 10 кВ. При діаметрі сп里斯ку 19 мм ці відстані збільшуються відповідно до 4 та 8 м. При цьому застосування морської і сильно забрудненої води забороняється [15].

Гасіння пожеж ручними засобами в сильно задимлених приміщеннях енергетичних об'єктів із проникненням у них без зняття напруги не допускається [15].

При загорянні обмотки чи генератора синхронного компенсатора електрична машина повинна бути відключена від мережі та зупинена, після чого варто включити стаціонарну систему водяного пожежогасіння. Застосування пінних вогнегасників для гасіння пожежі усередині генератора або синхронного компенсатора інструкцією забороняється.

При загорянні водню в зливальних мастилопроводах, у зоні виводів та інших місць генератора чи синхронного компенсатора з водневим охолодженням необхідно зупинити турбіну генератора (відключити компенсатор від мережі), а потім від централізованої системи пожежогасіння подати вуглекислий газ чи азот у корпус для витиснення кисню. Одночасно необхідно приступити до гасіння палаючого кисню за допомогою вуглекислотних вогнегасників та інших засобів пожежогасіння.

При пожежі трансформатора він повинний бути відключений з усіх боків, після чого негайно варто приступати до гасіння повітряно-механічною піною. Палаюче масло не слід гасити компактным водяним струменем, щоб уникнути

збільшення площі пожежі. При гасінні трансформатора, встановленого в камері, необхідно попередити поширення пожежі через вентиляційні й інші канали [16].

При загорянні кабелів, розташованих у тунелях, каналах та інших приміщеннях, при наявності стаціонарної установки пожежогасіння необхідно її включити в роботу. При гасінні палаючих кабелів напругою вище 1 кВ у кабельному тунелі працюючий з пожежним стволом повинний направляти струмінь води через дверний проріз чи люк, не заходячи у відсік з палаючими кабелями. Одночасно необхідно прийняти заходи до якнайшвидшого зняття напруги [16].

Щити керування чи станції підстанції напругою до 0.4 кВ є найбільш відповідальною частиною електроустановки, тому найбільша увага при гасінні пожежі приділяється збереженню встановленої на них апаратури. При цьому персонал повинний в міру можливості зняти напругу з палаючих панелей та приступити до гасіння вуглекислотними чи бром етиловими вогнегасниками.

Пожежа може виникнути внаслідок загорання гарячих матеріалів, що знаходяться в кабельній споруді, при електричному розряді кабелю чи в момент випробувань, чи при ремонтних роботах із-за недотримання заходів пожежної безпеки.

В електричних мережах існують наступні вимоги пожежної безпеки при гасінні електроустановок [15, 16]:

- допускається гасіння пожежі водяними потоками на невідключених електроустановках напругою до 10 кВ , відкритих тільки для огляду електромонтера. При цьому опора повинна бути заземлена, а електромонтер – працювати в діелектричних ботах та рукавицях. Не допускається гасіння пожеж ручними засобами (вогнегасниками);

- забороняється гасіння пожежі усіма видами піни з допомогою ручних засобів в електроустановках під напругою, так як піна та розчини піноутворювачів мають найбільшу електропровідність. Тільки в окремих випадках при спеціальному закріпленні піно генераторів та надійному їх

заземленні, а також заземленні насосів пожежних машин, дозволяється гасити пожежу повітряно-механічною піною в електроустановках напругою до 10 кВ, які знаходяться під напругою;

- при пожежі трансформатор повинен бути відключеним з обох сторін, після чого одразу ж приступають до його гасіння будь-якими засобами (повітряно-механічною піною, розпиленою водою, вогнегасниками).

При гасінні пожежі в трансформаторах, які встановлені в приміщеннях, необхідно прийняти заходи щодо попередження розповсюдження пожежею через вентиляційні та інші канали. Вентиляція в приміщенні в цей період може включатись тільки за вказівкою пожежного підрозділу [15]:

- щити управління станцій чи підстанцій напругою до 0.4 кВ являються найбільш важливою частиною електроустановок, тому найбільшу увагу при гасінні пожежі приділяються збереженню на них встановленої апаратури;

- при загорянні кабелів, проводів та апаратів на панелях щитів управління оперативний персонал повинен у міру можливості зняти напругу з панелей, не допускаючи переходу вогню на сусідні панелі. В цьому випадку застосовують вуглекислотні вогнегасники чи бром етилові, а також розпилену воду.

Вода для гасіння пожежі зазвичай поступає із загального водопроводу чи спеціального пожежного водоймища, чи резервуара. Якщо напір води в загальному водопроводі недостатній для гасіння пожежі, то його підвищують з допомогою насосів чи пожежних мотопомп.

На розподільних пунктах пожежі вкрай рідкісні із – за відсутності горючих матеріалів. Вибух та загоряння масла в бакових масляних вимикачах, встановлених в окремих камерах, не спричиняють пошкоджень обладнання всього розподільного пристрою.

На трансформаторних підстанціях, де встановлені оливні трансформатори, при витіканні оливи та виникненні внаслідок цього короткого замикання всередині трансформатора може виникнути пожежа.

У ввідних пристроях пожежа може виникнути із-за попадання вологи в кінцеву мастичну муфту, що викликає коротке замикання в муфті і загоряння мастики [15].

При виявленні пожежі на розподільчому пункті чи на трансформаторній підстанції чергова бригада в першу чергу проводить усестороннє відключення обладнання, яке горить, від мережі та приступає до гасіння пожежі, застосовуючи вогнегасник чи пісок. У випадку необхідності чергова бригада викликає місцеву пожежну команду.

На підприємстві виробництва меблів проводиться протипожежний інструктаж щойно прийнятих на роботу, який проводить начальник місцевої пожежної охорони. Первинний інструктаж проводять у спеціальному приміщенні (кабінеті), оснащеному наочними приладами.

Під час інструктажу новий працівник ознайомлюється із загальними (на підприємстві) правилами та інструкціями з пожежної безпеки, порядком проведення вогневих робіт, з цехами та ділянками підвищеної пожежонебезпеки, можливими причинами пожеж та засобами зв'язку і пожежогасіння.

Проведення протипожежних інструктажів фіксується в спеціальному журналі.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі здійснені розрахунки та вибір обладнання для забезпечення надійності електропостачання підприємства.

1. Проведений аналіз відмов електроенергетичного обладнання підприємства виробництва деревостружкових плит показав потребу проведення розрахунків щодо вибору обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ за фактичними навантаженнями відділень

2. На основі визначення очікуваних електричних навантажень за окремими відділеннями підприємства прийняті рішення для забезпечення достатньої енергоефективності електропостачання з вибором оптимальної кількості цехових трансформаторів, де встановлені трансформатори серії ТМГ з установками КРП типу УКРМ з автоматичним регулюванням, а на шинах низької напруги КРП забезпечується конденсаторними установками УК56–125.

2. На основі побудованої картограми навантажень, вибрано оптимальне місце розташування ГРП з врахуванням місця підведення повітряної ЛЕП.

3. Електропостачання ГРП від підстанції енергосистеми виконано дволанцюговою КЛ–10 кВ кабелями АПвП та перетином жил 400 мм² з перевіркою лінії за втратою напруги та допустимим струмом.

4. Обрані марки та перерізи жил силових кабелів ліній 10 кВ від ГРП до ЦТ та ліній 0.4 кВ до розподільних ліній відділень. КЛ перевірені за втратами напруги; прокладання кабелів здійснюється в траншеях. Складено план прокладання кабельних ліній.

5. Для вибору електроустаткування ГРП визначено струми КЗ.

Вибрано електрообладнання ГРП: вимикачі ВВ/TEL–10/630, роз'єднувачі РВ–10/630, вимірювальні трансформатори струму та напруги,

обмежувачі перенапруги *ОПН* –10/ 11.5–10/ 400, *КРП* типу *КРУН* –10 на номінальний струм 630 А.

6. Проектовано системи заземлення та блискавкозахисту цехових *ТП* та *ГРП*.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Єрмолаєв С.О., Мунтян В.О., Яковлев В.Ф. Експлуатація енергообладнання та засобів автоматизації в системі АПК / С.О. Єрмолаєв, В.О. Мунтян, В.Ф. Яковлев. – К.: – Мета. – 2003. – 543 с.
3. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
4. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya.
5. Філімоненко Н. М., Філімоненко К. В. Аналіз надійності енергосистем із огляду на наявність в їхньому складі силових трансформаторів. / Н. М. Філімоненко, К. В. Філімоненко // Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля № 5 (269). – 2021. – С. 29-33 DOI: <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2021-269-5-29-33>.
6. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.
7. Костерев М. В. Оцінка ймовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи енергосистем / М. В.

Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». – Вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 199–204.

8. Бурбело М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст] : навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело; Вінницький держ. технічний ун-т. – Вінниця: 1998. – 103 с.

9. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

10. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

11. Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проекту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.

12. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. – К.:ОГП «ГРІФРЕ», 2006. –70 с.

13. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередачі. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.

14. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст]: навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П.

П. Говоров [та ін.]; Інститут змісту і методів навчання, Харківська держ. академія міського господарства. – К. : – 1996. – 228 с.

15. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр” / Укладачі: Гурик О.Я., Окіпний І.Б. – Тернопіль: ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. 20 с. Режим доступу: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/35902/1/Metod._%20vkazivky_%20dlya_%20napysannnya_%20rozd._%20Bezp._%20zhyttyed..pdf.

16. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.