

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: **Забезпечення раціональної системи електропостачання підприємства**

Виконав: студент (ка) 2 курсу, групи ЕТмд-61

спеціальності 141—

електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Ясіновський В.М.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник

Буняк О.А.

(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 _____ центр перепідготовки та післядипломної освіти
(повна назва факультету)
Кафедра _____ електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
_____ Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 12 ” _____ листопада _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ магістр
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю _____ 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

студенту _____ Ясіновському Василю Михайловичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи _____ Забезпечення раціональної системи електропостачання підприємства

Керівник роботи _____ Буняк Олег Андронікович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від “12” листопада 2025 р. № 4/7-965

2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 15 грудня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи _____ Однолінійна схема електропостачання підприємства; існуючі навантаження електроприймачів підприємства; добове та річне навантаження підприємства

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунково-дослідницький розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. Загальні висновки. Перелік посилань.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Аналіз засобів забезпечення надійності. Картограма електричних навантажень підприємства. Однолінійна схема електропостачання підприємства. Схема зовнішнього електропостачання підприємства. Таблиці вибору засобів компенсації реактивної потужності. Схеми дослідження короткого замикання. Таблиці вибору захисного обладнання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		
Безпека в надзвичайних ситуаціях	Стручок В.С, ст. викладач		

7. Дата видачі завдання 12 листопада 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел та патентний пошук	15.09.25 - 01.11.25	
2	Аналітичний розділ	15.10.25 - 01.11.25	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	15.10.25 - 01.11.25	
4	Проектно-конструкторський розділ	15.10.25 - 01.11.25	
5	Заходи з охорони праці та безпеки в надзвичайних ситуаціях	15.10.25 - 01.11.25	
6	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	01.11.25 - 15.12.25	
7	Попередній захист кваліфікаційної роботи	15.12.25 - 20.12.25	

Студент

(підпис)

Ясіновський В.М.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Буняк О. А.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Центр перепідготовки та післядипломної освіти. Кафедра електричної інженерії, група ЕТмд-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2025.

У кваліфікаційній роботі для підвищення надійності електропостачання підприємства виконано необхідні технологічні розрахунки та обґрунтовано конструктивні рішення.

Розраховано потужність окремих відділень за коефіцієнтом попиту з урахуванням потреб освітлення, побудовано картограму навантажень та визначено центр електричних навантажень.

Підібрано цехові трансформатори з урахуванням необхідності компенсації реактивної потужності.

Визначено кількість і номінальну потужність трансформаторів цехового призначення, а також виконано їхній розподіл між відділеннями підприємства відповідно до вимог щодо категорії надійності електрообладнання.

Обрано потужність регульованих конденсаторних батарей, призначених для зменшення втрат потужності у трансформаторах.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання для гарантування надійної роботи системи електропостачання підприємства на ділянках 110 кВ , 10 кВ та на лініях, що ведуть до розподільних пунктів, а також здійснено підбір відповідного обладнання.

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, цеховий трансформатор, надійність, релейний захист.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	8
1.1 Забезпечення раціональної системи електропостачання промислового підприємства	8
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	15
1.3 Висновки до першого розділу	17
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Розрахунок навантажень по підприємству	18
2.2 Вибір цехових трансформаторних підстанцій	22
2.3 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП	26
2.4 Розрахунок системи внутрішнього електропостачання підприємства	30
2.5 Розрахунок компенсації реактивної потужності	33
2.6 Висновки до другого розділу.....	39
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	41
3.1 Розрахунок та вибір обладнання на ділянці «енергосистема-ГПП»	41
3.1.1 Розрахунок струмів короткого замикання	41
3.1.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ	42
3.2 Розрахунок та вибір обладнання в системі внутрішнього електропостачання підприємства	46
3.2.1 Розрахунок струмів короткого замикання	47
3.2.2 Вибір обладнання на стороні 10 кВ	52
3.3 Розрахунок показників якості електроенергії	57
3.4 Висновки до третього розділу	59
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	60
4.1 Розрахунок заземлення на головній понижувальній підстанції	59
4.2 Заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ	61
4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій	63
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	67
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	68

ВСТУП

Актуальність теми. Постійний розвиток електроспоживання призводить до ускладнення схемних рішень, забезпечення оптимальних систем за рахунок розширення диспетчеризації процесів і впровадження автоматизованих систем [1].

Неможливість акумулювання запасів електричної енергії призводить до коливання навантажень в енергосистемі, що вимагає компенсацію дефіциту потужностей в ланках потужних підприємств в яких наявна велика кількість внутрішніх зв'язків.

Головне питання щодо розвитку систем електропостачання в майбутньому є забезпечення раціональності, що пов'язано з [1]:

- оптимальним вибором числа цехових трансформаторів (скорочення числа трансформацій), що в подальшому дозволить знизити втрати електроенергії на 10–15 %;
- оптимальним вибором раціональних напруг, що дозволить суттєво знизити експлуатаційні втрати;
- оптимальним вибором розміщення головних понижувальних і цехових трансформаторів (центра електричних навантажень), що забезпечить мінімальні приведені витрати та зниження втрат електроенергії;
- оптимізацією схем внутрішнього заводського електропостачання, що дозволяє зменшити використання комутаційного та захисного обладнання та підвищити надійність;
- прийняттям новітніх рішень щодо вирівнювання електричних навантажень, що призведе до роботи обладнання на напрузі близькій до номінальної та мінімізувати застосування додаткових пристроїв регулювання напруги, що зменшує додаткові втрати електроенергії.

Окрім описаних заходів забезпечення оптимальної системи електропостачання, необхідно також приймати раціональні рішення щодо вибору січення проводів і кабелів, автоматизації, компенсації реактивної

потужності, диспетчеризації і т.д.

Виходячи з вищезначеного актуальним є забезпечення якісною електроенергією електроприймачів підприємства (електричні двигуни, апарати електричного зварювання, освітлювальні установки) за рахунок забезпечення раціональних систем розподілення електроенергії на ланках 110 кВ та 10 кВ.

Мета і завдання. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення раціональної системи електропостачання підприємства з виготовлення металоконструкцій.

Завдання:

- провести аналіз методів забезпечення надійності системи електропостачання промислового підприємства;
- провести аналіз режимів роботи відділень підприємства на основі розрахунків навантажень силового та освітлювального обладнання;
- запропонувати схему мережі на ланках ГПП та вибір числа та потужності ЦТ;
- на основі розрахунків забезпечення балансу реактивної потужності провести вибір потужності КБ для зниження втрат в трансформаторах;
- провести розрахунки струмів КЗ та, на їх основі, вибір комутаційного обладнання на ланках 110 кВ і 10 кВ;
- запропонувати заходи безпеки життєдіяльності, охорони праці на підприємстві.

Об’єкт дослідження – процеси електропостачання електроенергії.

Предмет дослідження – забезпечення раціональної системи електропостачання підприємства.

Наукова новизна отриманих результатів.

- отримало подальший розвиток розробка технічних рішень щодо забезпечення раціональної системи електропостачання підприємства на ланках 110 кВ та 10 кВ.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані рішення дозволять забезпечити раціональну систему електропостачання підприємства на ланках 110кВ та 10кВ при нормальних та після аварійних режимах роботи.

Апробація.

Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на Міжнародній науково-технічній конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя (28-29 травня 2025 року), Тернопіль, Тернопільський національний університет імені Івана Пулюя.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (23 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 71 сторінок, 15 таблиць, 16 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Забезпечення раціональної системи електропостачання промислового підприємства

Комплексний підхід до здійснення як технічних так і організаційних заходів щодо ефективного, надійного та безпечного забезпечення споживачів електричною енергією з мінімальним об'ємом втрат є основою для раціональної системи електропостачання (*PCE*) промислового підприємства. *PCE* включає як об'єкти передачі та розподілу електроенергії, так і пристрої системи керування, компенсації реактивної потужності при забезпеченні необхідної надійності роботи електричного обладнання [1].

Як показав проведений аналіз [1, 2, 3] майбутнє системи розподілення та споживання електроенергії полягає у створенні *PCE*, що вимагає ряд змін в діючих зовнішній та внутрішній системах електропостачання підприємства:

А) Приведення числа трансформацій до двох-трьох.

Ступінчатий пристрій реалізації розподілу електроенергії присутній як на ланках зовнішнього так і внутрішнього електропостачання, а за схемами реалізації: радіальні, магістральні, змішані; за виконанням – одно-, двосторонньою або кільцевою організацією (рис. 1.1) [1-3].

В системі електропостачання «Джерело – Приймач» (рис. 1.1) реалізуються різні варіанти доведення певного рівня напруги через схемне представлення в залежності від географічного розміщення навантаження; величини цього навантаження; необхідним рівнем надійності електропостачання та виконуються одиночними (живлення споживачів III категорії та споживачів II категорії, зупинка роботи яких не призведе до зупинки виробництва) або подвійними (I та II категорії за надійністю з особливими умовами електропостачання) (рис. 1.1, а, б). Тобто, організація доведення потужності до споживача радіальною схемою (рис. 1.1, а, б) доцільна там, де навантаження зосереджене за різними напрямками від «джерела». Але, не дивлячись на велику

гнучкість та зниження впливу коливання напруги при різко змінних навантаженнях на роботу різних споживачів, вимагається використання великого числа трансформації [1].

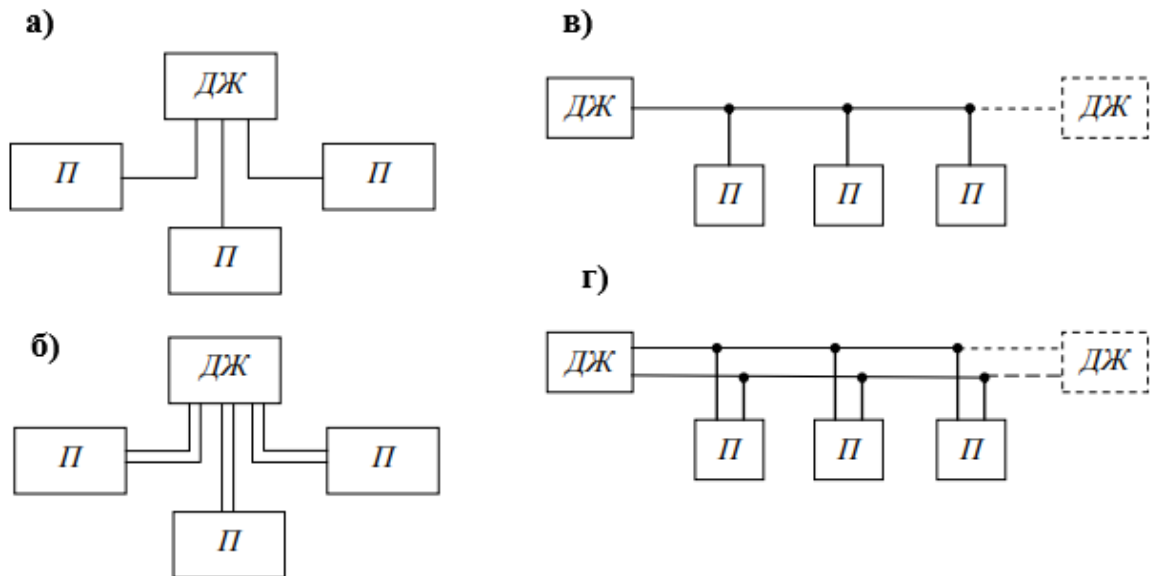


Рисунок 1.1- Схеми розподілу електроенергії [1]:

а, б – радіальна; в, г – магістральна з глухими відпайками.

Реалізація магістральної схеми при односторонньому електропостачанні (рис. 1.1, в) доцільне для пов'язаних технологічним процесом споживачів за одним напрямком. Для повітряних *ЛЕП* застосовують магістральну схеми з глухими відпайками (рис. 1.1, в, г).

Магістральні схеми в двосторонньому виконанні необхідні при необхідності електропостачання від двох незалежних ліній (забезпечення I та II категорії надійності) та у випадку, коли споживачі розміщені між двома джерелами (забезпечення економічної переваги) (рис. 1.1, в, г; джерело вказане пунктиром) [1].

За великої кількості трансформацій при виконанні схеми магістральними або кільцевими лініями напругою до 10кВ досить складно виконувати захист,

тому, при номінальних режимах ці лінії, як правило, працюють розімкненими (лінії з одностороннім електропостачанням) [1, 4, 5].

Як показує аналіз [1, 4-5], на практиці, розподіл потужності здійснюється за змішаними схемами електропостачання, які об'єднують принципи як радіальних так і магістральних схем. Особливо це важливо для систем електропостачання великих підприємств із різними групами потужностей, графіками навантаження та вимогами щодо надійності. Вибір типу схеми проводиться на основі техніко-економічного порівняння.

На практиці, навіть за наявності на підприємстві *ТЕЦ*, основним джерелом залишається енергосистема. Тому, як правило, лінії високої напруги (лінії глибокого введення) розміщують ближче до споживача, забезпечуючи мінімальну кількість проміжних трансформацій та, відповідно, встановлення меншої кількості комутаційних пристроїв.

Глибокий ввід ліній живлення на території підприємства з відпайками від магістральних ліній є основними способами електропостачання, забезпечуючи інтеграцію розподільчих мереж першого ступеня та сприяє діленню знижувальних підстанцій; децентралізації постачання та розподілу енергії.

Переваги такої системи [7,8]:

- скорочення мереж $6-10\text{кВ}$, що знижує втрати електроенергії на $1.5-2.0\%$ та витрату кольорових металів на $10-15\%$;
- підвищення надійності електропостачання за рахунок зниження ймовірності помилкових перемикань;
- зниження високих струмів $KЗ$ через зниження потужності цехових трансформаторів у порівнянні з головними підстанціями;
- можливість знизити число реакторів і дорогих вимикачів;
- спрощене регулювання напруги завдяки скороченню відстаней між неоднорідними споживачами;

- підвищення ймовірності втручання в існуючу мережу за необхідності будівництва нових підстанцій або розширення існуючої системи внутрішнього електропостачання;
- спрощення при поетапному розвитку електропостачання;
- підстанції спрощеної конструкції (відсутність вимикачів; збірних шин) займають меншу територію та потребують менших капіталовкладень.

Б) Вибір і використання раціональних напруг.

Вибір раціональних значень напруги в більшості випадків [1, 8-10] стосується системи зовнішнього електропостачання підприємства ланок *ГПП*. Аналіз показує, що, з однієї сторони, при зростанні номінальної напруги менші експлуатаційні витрати (рис. 1.2), знижуються витрати на метал за рахунок використання проводів менших перерізів; з іншої сторони – збільшення ізоляції призводить до зростання капітальних затрат на спорудження мережі (рис. 6.1).

При пониженні напруги відбуваються зворотні процеси щодо експлуатаційних і капітальних затрат і знижується пропускна здатність мережі.

Отже, мінімум витрат відповідають вибору раціональної напруги.

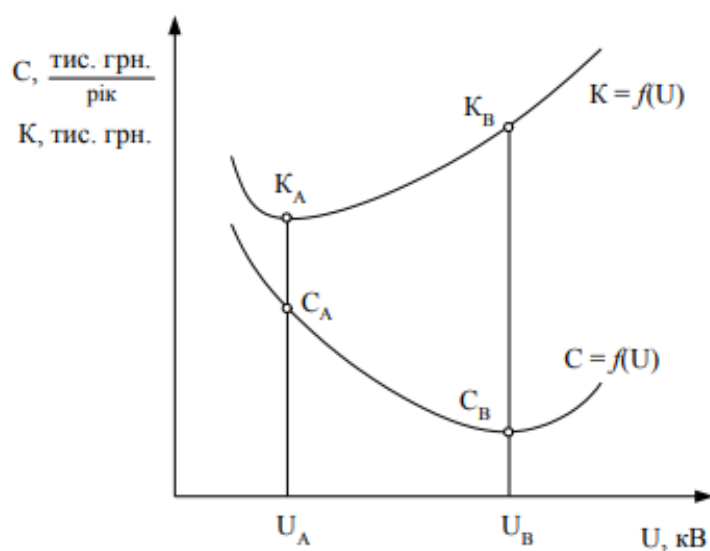


Рисунок 1.2 – Залежність капітальних (K) та експлуатаційних витрат (C) від напруги [1].

Найбільш раціональним варіантом [6-7, 11] є здійснення техніко-економічних розрахунків за мінімумом витрат за нестандартною та стандартною напругами аналітичним методом із подальшим вибором раціональної напруги.

Нераціональний варіант напруги як правило призводить до зростання експлуатаційних затрат до 35 – 40 % [1].

В) Оптимальне розташування головних понижувальних підстанцій та цехових трансформаторів.

Розташування підстанцій, а також їх число, потужність, конструктивне виконання визначаються розмірами та особливостями електричних навантажень, їхнім розміщенням на генеральному плані, а також виробничими та експлуатаційними вимогами, причому необхідно враховувати конфігурацію цехів/відділень, розташування технологічного обладнання, умов використання [4-6].

Визначення відповідного центру навантажень споживачі (*ЦЕН*) як умовної точки можливо визначати декількома методами: з врахуванням рівномірності навантаження по площі відділення/цеху; тривалості роботи цеху/відділення або групи споживачів [2, 3].

На практиці, приймаючи до уваги постійного зміщення *ЦЕН* по причині змінного графіку навантаження, найбільш раціональним є забезпечення мінімальних приведених витрат, що дозволить знизити втрати електричної енергії.

Г) Визначення електричних навантажень.

Побудова раціональної внутрішньозаводської системи електропостачання в основному залежить від оптимального розрахунку необхідних (очікуваних) електричних навантажень споживачів цехів/відділень за основними рівнями (рис.1.3).

Означимо необхідність проведення розрахунків за ключовими рівнями за схемою на рисунку 1.3 [1]:

– рівень 1 (навантаження окремого споживача напругою до $1000V$): вибір перерізу проводу (кабелю), що відходить до «Приймача»; вибір обладнання підключення до силової розподільної шафи (лінії);

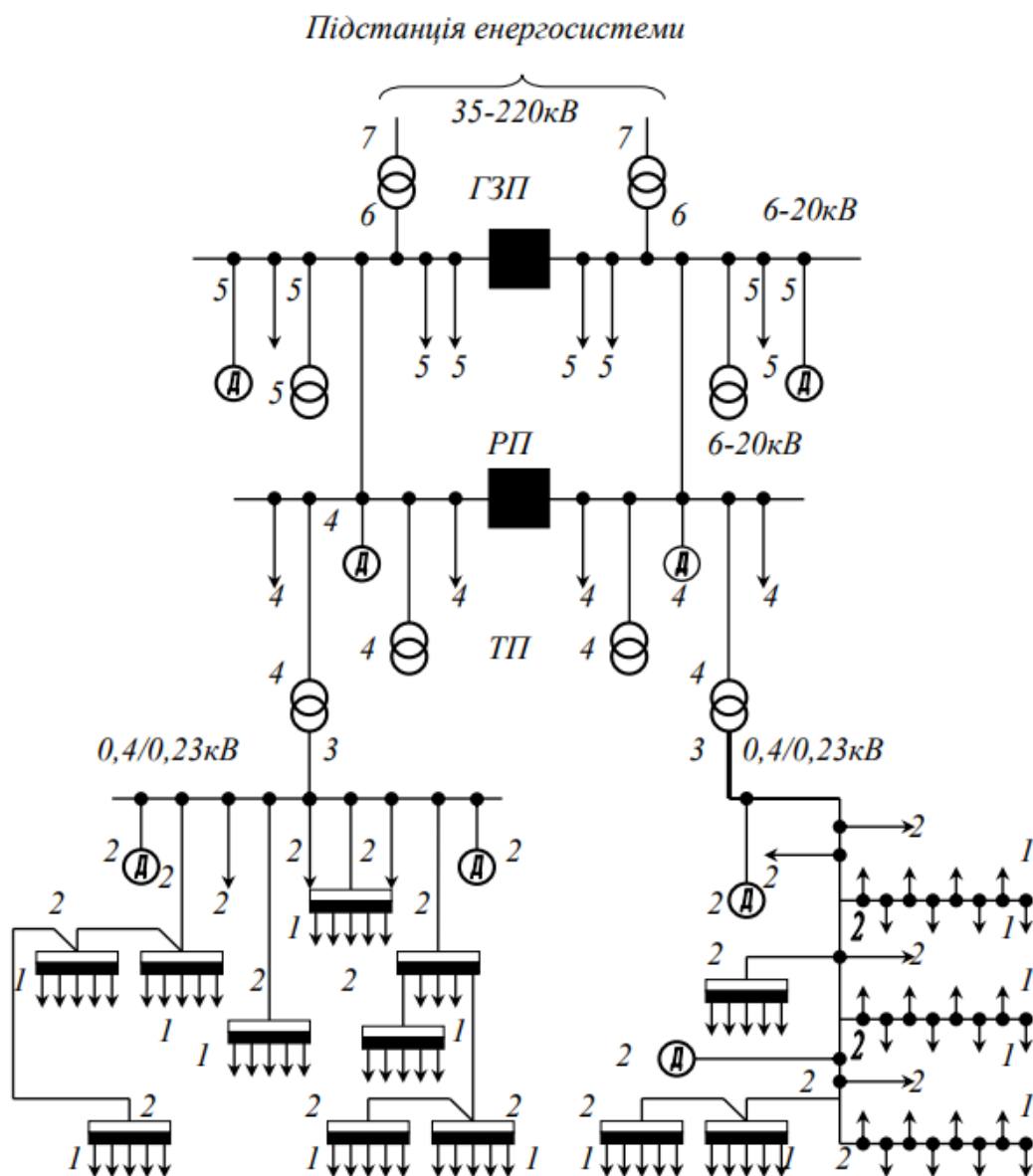


Рисунок 1.3 – Ключові місця розрахунку навантаження [1].

– рівень 2 (навантаження групи споживачів напругою до $1000V$): вибір перерізу радіальної лінії (магістралі); вибір обладнання підключення до головної розподільної шафи (магістраль блоку «трансформатор-магістраль»);

– рівень 3 (навантаження на шинах низької напруги (*НН*) *ТП*): вибір числа та потужності *ЦТ* ; вибір січення та матеріалу шин *ТП* ; вибір вимикачів на стороні *НН* трансформаторів.

– рівень 4, 5 (навантаження на шинах 6–10 кВ розподільних пунктів (*РП*)): вибір перерізу ланок, які живлять *ЦТ* ; вибір захисного обладнання на цих лініях;

– рівень 6 (навантаження на секціях шин *ГПП*): вибір перерізу та матеріалу шин 6–10 кВ ; вибір перерізу ліній секцій шин; вибір вимикачів на стороні шин *ГПП* .

– рівень 7 (навантаження на стороні *ВН* *ГПП*): вибір числа та потужності трансформаторів *ГПП* ; вибір перерізу та матеріалу ліній живлення *ГПП* ; вибір комутаційного обладнання ліній живлення *ГПП* та трансформаторів.

Д) Вибір числа та потужності трансформаторів.

Вибір як трансформаторів *ГПП* так і трансформаторів *ЦТ* сприяє оптимізації параметрів системи електропостачання на підприємстві та призводить до зниження втрат електроенергії в цілому [1, 8].

Для забезпечення *РСЕ* щодо вибору силових трансформаторів різних ланок напруги необхідно приймати до уваги [1, 7, 10]:

– встановлення трансформаторів потужністю більше 1000 кВ доцільно при: великій групі споживачів із великою потужністю; значній кількості однофазних споживачів; високій питомій щільності навантаження в відділенні/цеху; присутності споживачів із частими піковими (напівпіковими) навантаженнями.

– з метою спрощення експлуатації доцільно максимально уніфікувати трансформатори, які встановлюються на *ЦТ* ;

– вибраний трансформатор за потужністю при двох трансформаторній підстанції повинен забезпечувати споживання приймачів I-ї та II-ї категорії за

надійністю при виході з ладу другого з можливістю відімкнення споживачів III-ї категорії;

– необхідно забезпечувати резервування, тобто, потужність трансформатора в двох трансформаторній підстанції необхідно приймати 70 % від загального розрахункового навантаження.

Також для забезпечення *PCE* необхідно враховувати, що при вирішенні завдання вирівнювання навантажень підтримуванням номінальної напруги з використанням регулювальних пристроїв, при широкому спектрі регулювання виникають додаткові втрати електричної енергії. Тому [1, 8], доцільніше підвищувати номінальну напругу для зменшення втрат.

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

Завод з виробництва металоконструкцій – спеціалізується на виконанні всіх видів робіт з випуску металоконструкцій як промислового так й загального призначення. Технологічний процес виробництва металоконструкцій передбачає повну та послідовну обробку металопрокату від надходження його на територію підприємства до поставки готових виробів. Попередньо, металопрокат проходить вхідний контроль, при якому перевіряється його кількість та якість. Просте нарізання, наприклад, профільного металопрокату виготовляється на напіваавтоматичних стрічкових пилках, для розкрою товстолистового прокату на смугові заготовки зварних балок існують газорізальні машини поздовжнього різання. За необхідності заготовки проходять обробку на ковальській ділянці, де, розігріті до необхідної температури, набувають необхідної форми.

Окрім низьковольтного навантаження, на заводі 4 синхронні двигуни з встановленою потужністю 1250 *кВт* кожній на номінальну напругу 10 *кВ*.

Більшість споживачів підприємства відносяться до II та III категорії за надійністю електропостачання. Наведені основні технічні характеристики

системи електропостачання та споживачів групи відділень заводу металоконструкцій подані в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика відділень заводу виробництва металоконструкцій

№ з/п	Назва цеху, відділення, ділянки	Встановлена потужність електроприймачів, kW (0.4 kV)	Категорія за ступенем надійності
1	Цех попередньої обробки	1909.0	II
2	Цех підготовки металу	1708.0	II
3	Цех автозварювання	952.0	II
4	Цех механічної обробки	1881.0	II
5	Збірно-зварювальний цех	1935.0	II
6	Відділення монтажу	1581.0	II
7	Відділення технологічних конструкцій	1495.0	II
8	Малярний цех	345.0	III
9	Електромеханічний цех	1101.0	II
10	Компресорна відділення	608.0	II
11	Гараж	155.0	III
12	Склад зварювального обладнання	87.0	III
13	Столова	200.0	III
14	Склад обладнання	50.0	III
15	Складське приміщення № 1	22.0	III
16	Складське приміщення № 2	34.3	III
17	Ремонтно-механічний цех	530.0	II

Система електропостачання заводу.

Сумарна встановлена потужність електроприймачів підприємства напругою до 1000 В: 16121.50 kW , а напругою вище 1000 В: 5000 kW – 4 синхронні двигуни по 1250 kW . Як видно з таблиці 1.1 споживачі відносяться до II та III категорії за надійністю електропостачання.

Зовнішнє електропостачання здійснюється двома повітряними лініями. На підстанції енергосистеми існуючі рівні напруги становлять 35 kV та 110 kV із потужність короткого замикання на шинах підстанції енергосистеми 400 kVA та

860 кВА, відповідно. Приведеним опір від системи $X_m = 0.4$. Відстань від підприємства до підстанції ГПП енергосистеми – 3.5 км, де встановлені трансформатори 2×10000 кВА.

Цехові підстанції розміщені безпосередньо в цехах/відділеннях. на території цехів з відповідним електричним обладнанням. Електропостачання від ГПП здійснюється кабельними лініями.

1.3 Висновки до першого розділу

З метою створення ефективної та надійної системи електропостачання для заводу металоконструкцій у межах кваліфікаційної роботи сформульовано комплекс основних завдань. Насамперед необхідно виконати детальне визначення електричних навантажень підприємства, що є базою для подальших розрахунків. Наступним етапом є розрахунок параметрів і вибір типорозмірів цехових трансформаторів, а також трансформаторів головної знижувальної підстанції, із забезпеченням їх оптимального розміщення з урахуванням технічних, економічних та експлуатаційних чинників. Крім того, важливим завданням є визначення раціонального рівня напруги для схем електропостачання, що гарантує мінімальні втрати та стабільну роботу обладнання. Додатково виконується розрахунок ліній живлення, підбір сучасних комутаційних апаратів та засобів електрозахисту. Окрему увагу приділено питанням компенсації реактивної потужності з метою підвищення енергоефективності. Завершальним елементом є аналіз і розрахунок показників якості електричної енергії, що дозволяє оцінити відповідність системи нормативним вимогам та забезпечити надійну роботу електрообладнання підприємства.

2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Розрахунок навантажень по підприємству

З аналізу системи електропостачання підприємства виготовлення металоконструкцій для побудови раціональної схеми на ланках 10 кВ та 0,4 кВ проводимо розрахунки навантаження діючих відділень/цехів за активною та реактивною складовими з врахуванням: номінальної потужності; ефективного числа електроприймачів (n_e); коефіцієнта потужності ($\cos \varphi$) за формулами [1, 8]:

$$P_p = K_{Pa} \cdot K_B \cdot P_H, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = K_{Pa} \cdot K_B \cdot P_H \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр}, \quad (2.2)$$

де K_{Pa} – коефіцієнт навантаження за активною складовою;

K_B – коефіцієнт використання;

P_H – номінальна потужність відділення/цеху, кВт.

Для прикладу, для цеху попередньої обробки при $P_H = 1909 \text{ кВт}$; $n_e = 67$; $K_B = 0.72$; $\cos \varphi = 0.75$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0.88$); $K_{Pa} = 0.8$ у відповідності з 2.1 та 2.2 отримуємо:

$$P_p = 0.8 \cdot 0.72 \cdot 1909 = 1099 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 0.8 \cdot 0.72 \cdot 1909 \cdot 0.88 = 969.74 \text{ кВАр}.$$

Розрахунок потужності освітлювального навантаження здійснюється на базі питомого освітлювального навантаження на одиницю поверхні підлоги відділення/цеху з врахуванням коефіцієнта використання за виразами [15]:

$$P_{p.осв} = K_{B.осв} \cdot P_{n.осв} \cdot F_{ц}, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

$$Q_{p.осв} = K_{B.осв} \cdot P_{n.осв} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв}, \text{ кВАр}, \quad (2.4)$$

де $K_{B.осв}$ – коефіцієнт використання за освітлювальним навантаженням;

$P_{n.осв}$ – питоме освітлювальне навантаження на $1 м^2$ поверхні підлоги, $кВт/м^2$;

$F_{ц}$ – площа підлоги відділення/цеху, $м^2$;

$tgφ_{осв}$ – коефіцієнт реактивної потужності з врахуванням індивідуальної та групової $KPII$.

Для прикладу для цеху попередньої обробки при: $K_{B.осв} = 0.85$;

$P_{n.осв} = 0.015 кВт/м^2$; $F_{ц} = 2672.4 м^2$; $tgφ_{осв} = 1.02$ у відповідності з 2.3 та 2.4 отримуємо:

$$P_{p.осв} = 0.85 \cdot 0.015 \cdot 2672.4 = 34.08 кВт$$

$$Q_{p.осв} = 0.85 \cdot 0.015 \cdot 2672.4 \cdot 1.02 = 34.76 кВАр.$$

Розрахункову повну потужність визначаємо з виразу:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.осв})^2 + (Q_p + Q_{p.осв})^2}. \quad (2.5)$$

Як приклад, для цеху попередньої обробки у відповідності до 2.5 отримуємо:

$$S_p = \sqrt{(1099.58 + 34.08)^2 + (969.74 + 34.76)^2} = 1685.24 кВА.$$

В якості високовольтної навантаження – синхронні двигуни ($n = 4$).

Розрахункові активна й реактивна потужність знаходимо відповідно до формул (2.1) і (2.2), за тією лише особливістю, що при визначенні розрахункової навантаження високовольтних електроприймачів приймаємо $K_{Pa} = 1$, тоді розрахункові дані будуть відповідати середнім активним і реактивним потужностям.

Результати розрахунків силового та освітлювального навантаження на ланках $0.4 кВ$ й високовольтного обладнання підприємства подані в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. – Результати розрахунків навантаження цехів

№ з/П	Назва	Освітлювальне навантаження		Силове навантаження		Сумарне навантаження		
		$P_{p.осв},$ <i>кВт</i>	$Q_{p.осв},$ <i>кВАр</i>	$P_p,$ <i>кВт</i>	$Q_p,$ <i>кВАр</i>	$P_{p.\Sigma},$ <i>кВт</i>	$Q_{p.\Sigma},$ <i>кВАр</i>	$S_p,$ <i>кВА</i>
Навантаження 0,4 кВ								
1.	Цех попередньої обробки	34.08	34.76	1099.58	969.74	1133.66	1004.51	1514.67
2.	Цех підготовки металу	79.32	80.92	819.84	836.40	899.16	917.32	1284.51
3.	Цех автозварювання	125.58	128.12	485.52	614.42	611.10	742.54	961.67
4.	Цех механічної обробки	125.58	128.12	801.78	817.98	927.36	946.10	1324.80
5.	Збірно-зварювальний цех	146.51	149.47	986.85	1153.76	1133.36	1303.23	1727.11
6.	Відділення монтажу	34.08	34.76	822.12	961.16	856.20	995.93	1313.37
7.	Відділення технологічних конструкцій	304.85	311.01	897.00	672.75	1201.85	983.76	1553.13
8.	Малярний цех	87.32	89.08	138.00	140.79	225.32	229.87	321.89
9.	Електромеханічний цех	39.14	39.93	308.28	360.42	347.42	400.35	530.08
10.	Компресорна відділення	18.43	18.81	413.44	310.08	431.87	328.89	542.84
11.	Гараж	23.79	24.28	62.00	63.25	85.79	87.53	122.56
12.	Склад зварювального обладнання	13.03	13.29	22.45	29.93	35.48	43.22	55.91
13	Столова	25.61	26.13	120.00	90.00	145.61	116.13	186.25
14.	Склад обладнання	23.22	23.69	16.95	22.60	40.17	46.29	61.29
15.	Складське приміщення № 1	12.10	12.34	9.30	12.39	21.39	24.73	32.70
16.	Складське приміщення № 2	14.52	14.81	11.92	15.89	26.43	30.70	40.51
17.	Ремонтно-механічний цех	69.25	70.65	535.55	331.90	604.80	402.56	726.52
18.	Освітлення території	264.79	270.14			264.79	270.14	378.27
	Всього (0.4 кВ)	1441.2	1470.32	7550,57	7403,47	8991.77	8873.79	12678.10
Навантаження 10 кВ								
1.	Синхронні двигуни (4)			3750	1816.21			
	Всього (10 кВ)			3750	1816.21			
	Всього за підприємством	1441.2	1470.32	11300.57	5587.26	8991.77	8873.79	12678.1

Проводимо розрахунок картограми електричних навантажень підприємства. Для цього, визначаємо центр електричних навантажень: [8]:

$$X_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot X_i}{\sum P_{pi}}, \quad (2.6)$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot Y_i}{\sum P_{pi}}, \quad (2.7)$$

де X_0, Y_0 – координати центру електричних навантажень;

X_i, Y_i – координати i -го відділення;

P_{pi} – потужність i -го відділення.

Згідно (2.6) та (2.7) та значень табл. 2.1, визначаємо:

$$X_0 = \frac{1133.7 \cdot 259.2 + \dots + 604.8 \cdot 571.2}{1133.7 + \dots + 604.8} = 233,35,5 м,$$

$$Y_0 = \frac{1133.7 \cdot 127.2 + \dots + 604.8 \cdot 195.6}{1133.7 + \dots + 604.8} = 175.2 м.$$

Дані подані в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок картограми електричних навантажень

№ з/п	Назва відділень	P_{pi}	X_i	Y_i
1.	Цех попередньої обробки	1133.7	259.2	127.2
2.	Цех підготовки металу	899.2	201.6	127.2
3.	Цех автозварювання	611.1	231.6	276.0
4.	Цех механічної обробки	927.4	339.6	276.0
5.	Збірно-зварювальний цех	1133.4	291.6	188.4
6.	Відділення монтажу	856.2	328.8	127.2
7.	Відділення технологічних конструкцій	1201.8	426.0	168.0
8.	Малярний цех	225.3	427.2	272.4
9.	Електромеханічний цех	347.4	163.2	265.2
10.	Компресорна відділення	4181.9	62.4	146.4
11.	Гараж	85.8	60.0	204.0
12.	Склад зварювального обладнання	35.5	76.80	265.2
13.	Столова	145.6	316.8	354.0
14.	Склад обладнання	40.2	549.6	304.0
15.	Складське приміщення № 1	21.4	558.0	112.8
16.	Складське приміщення № 2	26.4	321.6	50.4
17.	Ремонтно-механічний цех	604.8	571.2	195.6
Всього		12477.0	233.35	175.2

Центр електричних підприємства (ГПП): $X_{ГПП} = 79.2 \text{ м}$, $Y_{ГПП} = 340.8 \text{ м}$.

2.2 Вибір цехових трансформаторних підстанцій

Кількість трансформаторів цехової ТП та їх потужність визначаємо за величиною навантаження електроприймачів із врахуванням категорії за надійністю електропостачання та розміри займаної площі [1].

Розташування трансформаторних підстанцій – внутрішньо цехові, розміщені вздовж стіни будівлі всередині відділення/цеху.

Вибір трансформаторів цехової ТП розглядаємо на прикладі електропостачання відділень 4 та 13. З розрахунків (п. 2.1) навантажень випливає, що відділення 13 потребує відносно невелику розрахункову активну потужність (145.61 кВт), а відділення 4 – значно більшу потужність (927.36 кВт). Приймаємо рішення про встановлення низьковольтного розподільного пункту (НРП) в цеху 13, а його електропостачання напругою 0.4 кВ від ТП, яка встановлена відділенні 4 (цех механічної обробки).

Вибір проводимо в залежності від питомої густини за навантаженням [1]:

$$\sigma = S_p / F_u = 9849.6 / 1324.28 = 0.13 \text{ кВА} / \text{м}^2, \quad (2.8)$$

де S_p – розрахункове навантаження цеху, кВА ;

F_u – площа цеху (відділення), м^2 .

У відповідності з [14] за визначеним значенням густини навантаження визначаємо економічно доцільну одиничну потужність: $S_{ек} = 2500 \text{ кВА}$.

Визначаємо економічно доцільне число трансформаторів із врахуванням. Що коефіцієнт завантаження для двох трансформаторної підстанції: $K_3 = 0.8$ згідно формули [1]:

$$N_{т.доц} = \frac{P_p}{K_3 \cdot S_{ек}} + \Delta N = \frac{1072.97}{0.8 \cdot 1000} + 0.66 = 2, \quad (2.9)$$

де P_p – розрахункове навантаження даної групи трансформаторів:

$$P_p = 927.36 + 145.61 = 1072.97 \text{ кВт};$$

$S_{ном}^{ек}$ – економічно доцільна потужність одного трансформатора, що відповідає розрахунковій густині навантаження, кВА ;

ΔN – додаток до цілого числа.

Приймаємо до встановлення два трансформатора: $N_{т.доц} = 2$.

Для ТП – 4 потужність одного трансформатора [1]:

$$S_{т.доц} \geq P_p / K_3 \cdot N_{т.доц} = P_p / 0.8 \cdot 2 = 670.6 \text{ кВА}. \quad (2.10)$$

Приймаємо для встановлення в цехову ТП – 4 два трансформатора ТМГ – 800. Величину реактивної потужності, яка може бути пропущена трансформаторами з мережі внутрішнього електропостачання підприємства на ланку напругою 0.4 кВ становить [1, 13]:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_i \cdot K_3 \cdot S_{т.доц})^2 - P_p^2}, \quad (2.11)$$

де N_i – число трансформаторів цеху.

Згідно (2.11) отримуємо:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0.8 \cdot 800)^2 - 1072.97^2} = 697.95 \text{ кВАр}.$$

Величина потужності Q_{1p} є розрахунковою, і, як правило, не рівна реактивній потужності вибраного трансформатора (Q_1). Тому, при $Q_{1p} < Q_p$ (Q_p – розрахункове реактивне навантаження цеху/відділення, кВАр) трансформатори на ТП не можуть пропустити все реактивне навантаження. Відповідно, частину реактивного навантаження компенсується з використанням батарей конденсаторів (БК), які встановлюються на стороні 0.4 кВ . Тобто потужність пристроїв компенсації буде [13]:

$$Q_K = Q_p - Q_1 = 1062.22 - 697.95 = 364.27 \text{ кВАр}. \quad (2.12)$$

Визначаємо коефіцієнт завантаження в номінальному та аварійному режимах [1]:

$$K_{3,ном} = \frac{\sqrt{P_1^2 - Q_1^2}}{N_i \cdot S_{м.доу}}, \quad (2.13)$$

$$K_{3,ав} = \frac{\sqrt{P_1^2 - Q_1^2}}{(N_i - 1) \cdot S_{м.доу}}. \quad (2.14)$$

Згідно (2.13) та (2.14) для трансформатора ТП – 4:

$$K_{3,ном} = \frac{\sqrt{1072.97_1^2 - 697.95^2}}{2 \cdot 800} = 0.8; \quad K_{3,ав} = \frac{\sqrt{1072.97_1^2 - 697.95^2}}{(2 - 1) \cdot 800} = 1.6.$$

Проведемо розрахунок втрат в трансформаторах для ТП – 4 у відповідності до даних:

Тип трансформатора	$S_{ном}, кВА$	Напруга обмоток, В		Втрати, кВт		$u_{кз}, \%$	$i_{хх}, \%$
		ВН	НН	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
ТМГ – 800/10	400	10	0.4	1.37	9.6	5.5	1.0

Визначаємо втрати активної та реактивної потужності [11]:

$$\Delta P_m = N_i \cdot (\Delta P_{хх} + K_{3,ном}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (2.15)$$

$$\Delta Q_m = \frac{N_i \cdot S_m}{100} \cdot (I_{хх} + K_{3,ном}^2 \cdot U_{кз}), \quad (2.16)$$

Згідно (2.15) та (2.16) отримаємо:

$$\Delta P_m = 2 \cdot (1.37 + 0.8^2 \cdot 9.6) = 15.03 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = \frac{2 \cdot 800}{100} \cdot (1.0 + 0.8^2 \cdot 5.5) = 76.4 \text{ кВАр}.$$

Споживана активна та реактивна потужність трансформаторів ТП4:

$$P_{р.ТП-4} = \frac{P_p + \Delta P_m}{N_i} = \frac{1275.9 + 15.03}{2} = 544 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.ТП-4} = \frac{Q_p + \Delta Q_m}{N_i} = \frac{697.95 + 76.4}{2} = 406.13 \text{ кВт}.$$

Економічну доцільність встановлення низьковольтного розподільного пункту (НРП) визначаємо з умови [11]:

$$S_p \cdot L \leq 1500 \text{ кВА} \cdot \text{м}, \quad (2.17)$$

де S_p – загальне розрахункове навантаження відділення, кВА ;

L – віддаль від НРП до ТП .

Розрахунки доцільності встановлення НРП подано таблиці 2.3., а вибір трансформаторів з врахуванням втрат потужності на ТП – таблиці 2.4.

Таблиця 2.3 Доцільність встановлення НРП .

Номер НРП	Номер ТП	Номер відділення в якому встановлено НРП	S_p , кВА	L , м	$S_p \cdot L$, $\text{кВА} \cdot \text{м}$
1	3	13	181.25	12.0	2175.00
2	5	16	40.51	45.6	1847.26
3	9	12	55.91	55.2	3086.23
4	10	11	122.56	38.4	4706.30
5	11	14	61.29	96.0	5883.84
6	11	15	32.70	72.0	2354.40

Таблиця 2.4 – Вибір трансформаторів з врахуванням втрат потужності

№ ТП	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА	$N_{m.онт}$	$S_{m.доц}$, кВА	Тип тр-ра	ΔP_p , кВт	ΔQ_p , кВАр	$P_{p.ТП}$, кВт	$Q_{p.ТП}$, кВт
1	1133.66	1004.5	1514.6	2	708.5	$\text{ТМГ} - 800$	15.03	72.32	574.34	354.31
2	899.16	917.32	1284.51	2	561.97	$\text{ТМГ} - 630$	12.2	76.4	455.7	266.0
3	611.10	742.54	961.67	2	381.94	$\text{ТМГ} - 400$	8.91	38.24	310.0	114.2
4	1072.97	1062.22	1309.83	2	670.6	$\text{ТМГ} - 800$	15.03	76.4	544.0	406.13
5	1133.36	1303.23	1727.11	2	708.35	$\text{ТМГ} - 800$	15.03	114.3	574.2	354.6
6	882.63	1026.3	1353.9	2	551.64	$\text{ТМГ} - 630$	12.2	76.41	447.42	281.6
7,8	1201.85	983.76	1553.13	4	378.58	$\text{ТМГ} - 400$	17.82	76.54	304.9	129.24
9	225.32	229.87	321.89	1	237.18	$\text{ТМГ} - 250$	4.0	11.7	229.32	86.77
10	382.9	443.57	586.0	2	239.31	$\text{ТМГ} - 250$	6.0	18.32	194.24	67.01
11	517.67	416.41	664.36	2	323.54	$\text{ТМГ} - 400$	8.9	38.27	263.29	207.3
12	666.37	473.57	817.52	2	416.49	$\text{ТМГ} - 630$	8.88	55.43	337.6	264.5
На шинах ГПП ($\Delta P_{m\Sigma}$)							124.0			

2.3 Вибір числа та потужності трансформаторів ГПП

Для вибору оптимальної схеми електропостачання необхідно визначити раціональну напругу на ГПП. Оцінку проводимо на формулою Стілла [1]:

$$U_{\text{рац}} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 0.016 \cdot P_{\text{р.нр}}}, \quad (2.18)$$

де L – довжина лінії живлення ГПП; $L = 3.5$ км;

$P_{\text{р.нр}}$ – активне навантаження підприємства на стороні НН ГПП, кВт:

$$P_{\text{р.нр}} = K_{\text{о.м}} \cdot [P_{\text{р.нв}} + P_{\text{р.вв}} + \Delta P_{\text{м}\Sigma}] + P_{\text{р.о}}, \quad (2.19)$$

де $K_{\text{о.м}}$ – коефіцієнт одночасності максимумів; $K_{\text{о.м}} = 0.9$ [14];

$P_{\text{р.нв}}$ – розрахункове активне низьковольтне навантаження силових ЕП;

$$P_{\text{р.нв}} = 7550.57 \text{ кВт};$$

$P_{\text{р.вн}}$ – розрахункове активне високовольтне навантаження підприємства;

$$P_{\text{р.вн}} = 3750 \text{ кВт};$$

$P_{\text{р.о}}$ – розрахункове активне навантаження освітлювального обладнання підприємства; $P_{\text{р.о}} = 1441.2 \text{ кВт};$

$\Delta P_{\text{м}\Sigma}$ – загальні втрати активної потужності в цехових ТП; $\Delta P_{\text{м}\Sigma} = 124 \text{ кВт}.$

За формулами (2.19) та (2.18) відповідно отримано:

$$P_{\text{р.нр}} = 0.9 \cdot [7550.57 + 3750 + 124] + 1441.2 = 11720 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{рац}} = 4.34 \cdot \sqrt{3.5 + 0.016 \cdot 11720} = 59.99 \text{ В}.$$

У відповідності до проведеного техніко-економічного аналізу (з записці не представлено) щодо вибору напруги ланки зовнішнього електропостачання підприємства (ВН ГПП), встановлено, що за напруги 110кВ на відміну від напруги 35кВ отримано меншу вартість електроенергії, що споживається за рік, що в подальшій експлуатації дасть велику економію [22].

Для вибору силових трансформаторів ГПП встановлюємо загальне розрахункове навантаження [1]:

$$S_{\text{р.нр}} = \sqrt{P_{\text{р.нр}}^2 + Q_{\text{с.доц}}^2}, \quad (2.20)$$

де $Q_{c.доц}$ – економічно доцільна реактивна потужність на стороні ВН ГПП, яка споживається підприємством від енергосистеми, $\kappa\text{ВАр}$:

$$Q_{c.доц} = P_{p.нр} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2.21)$$

де $\operatorname{tg} \varphi = 0.31$ – коефіцієнт реактивної потужності для мережі 110 кВ, отже:

$$Q_{c.доц} = 11720 \cdot 0.31 = 3634 \kappa\text{ВАр};$$

$$S_{p.нр} = \sqrt{11720^2 + 3634^2} = 12270 \kappa\text{ВА}.$$

Потужність трансформаторів ГПП визначаємо з використанням залежності [8]:

$$S_{mp} \geq \frac{S_{p.нр}}{N_{mp} \cdot K_{з.дон}},$$

де $N_{mp} = 2$ – число трансформаторів ГПП;

$K_{з.дон} = 0.7$ – коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП в для раціонального режиму. Отже:

$$S_{mp} \geq \frac{12270}{2 \cdot 0.7} = 8767 \kappa\text{ВА}.$$

З ряду потужностей [8] приймаємо: $S_{mp} = 10000 \kappa\text{ВА}$. Відповідно, за номінальною потужністю, коефіцієнт завантаження становить:

$$K_{з.дон} = \frac{12270}{2 \cdot 10000} = 0.614.$$

Проводимо вибір [8] типової схеми ГПП на 110 кВ (рисунок 2.1).

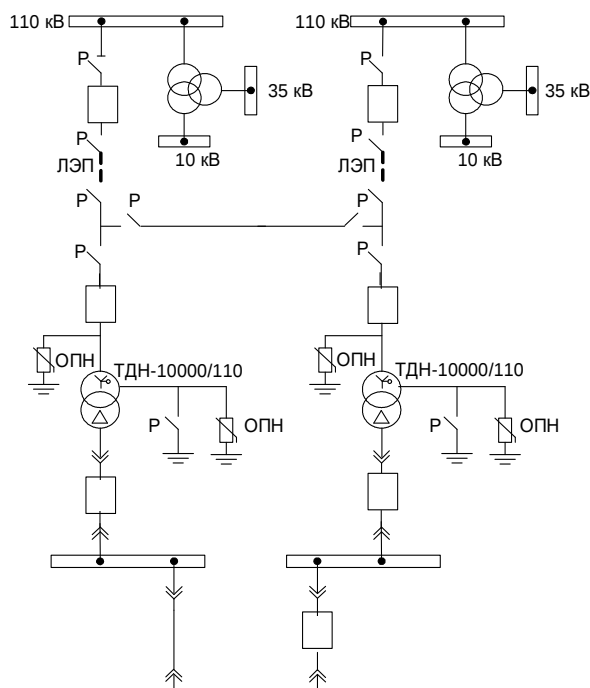


Рисунок 2.1 – Схема підстанції ГПП.

Схема РП високої напруги ГПП – два блоки лінійно-трансформатор з вимикачем (110 – 3Н). Схема РП низької напруги ГПП – одна, секціонована вимикачем система шин (10 – 1). В якості трансформатора ГПП вибираємо ТДН 10000 / 110 / 10.

Визначаємо втрати енергії в трансформаторах ГПП у відповідності з даними:

Тип трансформатора	$S_{ном}, кВА$	Втрати, $кВт$		$u_{кз}, \%$	$i_{хх}, \%$
		$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
ТДН – 10000 / 110	10000	10.0	58.0	10.5	0.4

Втрати активної та реактивної потужності знаходимо за (2.15) та (2.16), відповідно:

$$\Delta P_{тр.ГПП} = 2 \cdot (10.0 + 0.614^2 \cdot 58.0) = 63.867 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{тр.ГПП} = \frac{2 \cdot 10000}{100} \cdot (0.4 + 0.614^2 \cdot 10.5) = 870.879 \text{ кВАр}.$$

Визначаємо втрати енергії в трансформаторах ГПП :

$$\Delta W_{тр.ГПП} = n \cdot (\Delta P_{хх} \cdot T_p + K_{з.дон}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (2.22)$$

де $n = 2$ – число трансформаторів ГПП;

$T_p = 8760$ год – число годин в році;

τ – число годин максимальних втрат:

$$\tau = (0.124 + T_{н.м}/10^4) \cdot T_p, \quad (2.23)$$

де $T_{н.м} = 4355$ год – річне число використання максимуму за активною потужністю [11].

За (2.23) та (2.22) отримаємо:

$$\tau = (0.124 + 4355/10^4) \cdot 8760 = 2742 \text{ год.};$$

$$\Delta W_{тр.ГПП} = 2 \cdot (10 \cdot 8760 + 0.614^2 \cdot 58 \cdot 2742) = 295000 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Розраховуємо раціональну організацію ЛЕП від підстанції до ГПП підприємства ($\ell = 3.5$ км). На початку лінії [11]:

$$S_{р.л} = \sqrt{(P_{р.л} + \Delta P_{тр.ГПП})^2 - (Q_{с.доп})^2} = \sqrt{(11720 + 63.867)^2 - (3634.0)^2} = 12330 \text{ кВА}.$$

Визначаємо розрахунковий струм однієї ланки лінії 110 кВ [1]:

$$I_{р.л} = \frac{S_{р.л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{ном}} = \frac{12330}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 32.37 \text{ А},$$

де N – число ланок лінії, $N = 2$, а в після аварійному режимі

$$I_{н.ав.} = 2 \cdot I_{р.л} = 2 \cdot 32.37 = 64.74.$$

За економічною густиною струму січення проводу ПЛ:

$$F_{ек} = I_{р.л} / j_{ек} = 32.37 / 1.1 = 29.42 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму [1], $j_{ек} = 1.1 \text{ А/мм}^2$.

З врахуванням умови на корону, мінімальне січення проводу ПЛ 110 кВ приймаємо 70 мм^2 та встановлюємо провід марки АС – 70 / 11, ($I_{дон} = 265 \text{ А}$; $r_0 = 0.428 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0.444 \text{ Ом/км}$).

Виконання умови на нагрів в після аварійному режимі [1]:

$$I_{дон} > I_{н.ав.}, \quad 265 \text{ А} > 64.74 \text{ А}.$$

Річні втрати активної енергії на ланках ПЛ [15]:

$$\Delta W_{\text{л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л}}^2 \cdot r_0 \cdot \ell \cdot \tau) \cdot 10^{-3} =$$

$$= 2 \cdot (3 \cdot 32.37^2 \cdot 0.428 \cdot 3.5 \cdot 2742) \cdot 10^{-3} = 25830 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}.$$

2.4 Розрахунок системи внутрішнього електропостачання підприємства

Враховуючи присутність високовольтних приймачів 10кВ , приймаємо виконання внутрішнього електропостачання напругою 10кВ . При розрахунку вибору ЦТ були встановлені трансформатори на потужності: 250кВА , 400кВА , 630кВА , 800кВА . Знаючи розташування цехових ТП приймаємо виконання живлення ТП – 11 за радіальною схемою, інші ЦТ – за магістральною схемою (рис. 2.2).

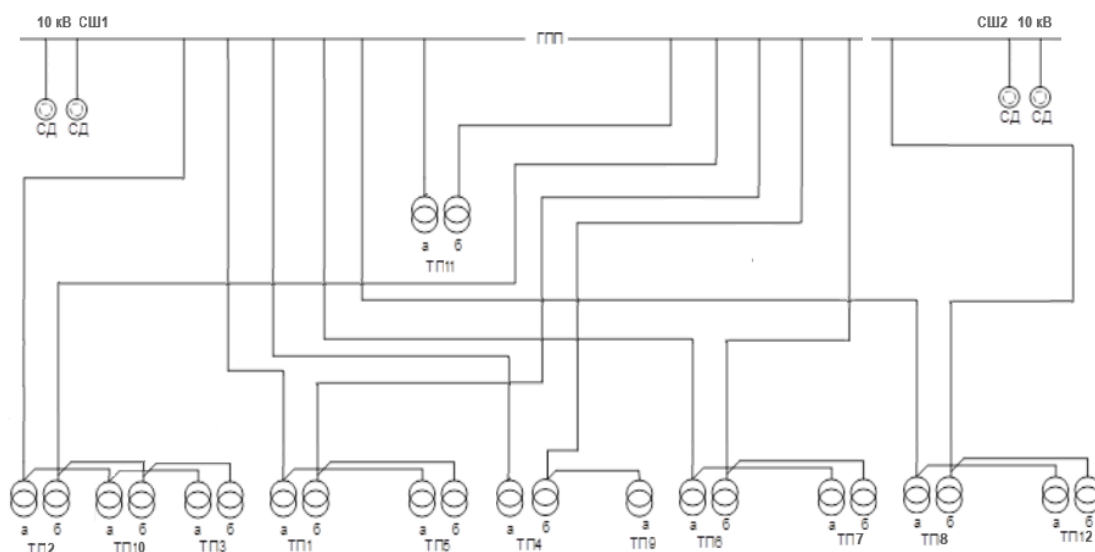


Рисунок 2.2 – Схема електропостачання підприємства на ланках 10кВ .

Проведемо розрахунок кабельних ліній на ланках 10кВ на прикладі ТП – 11.

В номінальному режимі розрахунковий струм КЛ :

$$I_{\text{р.КЛ-11}} = \frac{S_{\text{р.ТП-11}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} , \quad (2.24)$$

де $S_{p.TП-11}$ – потужність, передана KL до $ТП-11$, де потужність одного трансформатора з врахуванням втрат (табл. 2.4):

$$S_{p.TП-11} = \sqrt{263.29^2 + 207.3^2} = 335.1 \text{ кВА};$$

$U_{ном}$ – номінальна напруга мережі, $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$.

$$\text{Звідси } I_{p.KЛ-11} = 335.1 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 19.35 \text{ А}.$$

За економічним значенням густини струму січення KL до $ТП-11$ [1]:

$$F_{ек} = \frac{I_{p.KЛ-11}}{j_{ек}} = \frac{19.35}{1.4} = 13.82 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, $j_{ек} = 1.4 \text{ А/мм}^2$.

За [1] вибираємо січення кабелю близького до раціонального: $F_{ст} = 16 \text{ мм}^2$ з допустимим струмом $I_{дон} = 75 \text{ А}$ із прокладанням в землі. З врахуванням означеного довготривалий струм визначаємо з залежності:

$$I'_{дон} = K_{n.n} \cdot K_{n.m} \cdot I_{дон} \geq \frac{I_{p.KЛ-11}}{n_{KL}}, \quad (2.25)$$

де $K_{n.n}$ – поправочний коефіцієнт на к-сть паралельно прокладених KL ; згідно [1] $K_{n.n} = 0.75$;

$K_{n.m}$ – поправочний коефіцієнт щодо температури середовища, де прокладений кабель, згідно [1] $K_{n.m} = 1$;

n_{KL} – число запаралелених кабелів в KL , $n_{KL} = 2$.

$$\text{Отже, } I'_{дон} = 0.75 \cdot 1 \cdot 75 \geq \frac{19.35}{2} = 9.675 \text{ А}.$$

Допустиме перевантаження кабелю обчислюємо з умови [1]:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I'_{дон} \geq \frac{I_{ав}}{n_{KL}}, \quad (2.26)$$

де $K_{ав}$ – коефіцієнт перевантаження, згідно [1] приймаємо $K_{ав} = 1.25$;

$I_{ав}$ – навантаження на KL в після аварійному режимі,

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{p.KЛ-11} = 2 \cdot 19.35 = 38.69 \text{ А}.$$

$$\text{Відповідно, } I'_{ав} = 1.25 \cdot 56.25 = 70.31 \geq \frac{38.69}{2} = 19.34.$$

Втрати напруги в KL перевіряємо з умови [1]:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot \ell + Q_p \cdot x_0 \cdot \ell}{n_{KL} \cdot U_{ном}^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{дон} = 5\%,$$

де P_p, Q_p – розрахункові активна та реактивна складова навантаження KL ;

r_0, x_0 – питомі опори, активна та реактивна складові, відповідно, $Ом/км$; для кабелю згідно [1]: $r_0 = 1.94 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0.113 \text{ Ом/км}$;

ℓ – довжина KL , $км$; $\ell = 0.07 \text{ км}$.

Отримаємо,

$$\Delta U = \frac{263.29 \cdot 1.94 \cdot 0.007 + 207.3 \cdot 0.113 \cdot 0.007}{2 \cdot 10^2} \cdot 100\% = 0.02\% \leq \Delta U_{дон} = 5\%.$$

Аналогічно розраховуємо решту KL ланок $10кВ$. Використовуємо кабель марки $ААБл$ з прокладанням в траншеї. Результати розрахунку в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Розрахунок кабельних ліній $10кВ$

Ділянка	$S_p, кВА$	I_p, A	Кабель	n_{KL}	$I_{дон}, A$	$I'_{дон}, A$	$I'_{ав}, A$	$L, км$	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ГПП – ТП11	335.1	19.35	ААБл – 10 3×16	2	75.0	56.25	70.31	0.07	0.02
ГПП – ТП2	1059.18	61.15	ААБл – 10 3×50	2	140.0	112.00	140.0	0.18	0.06
ТП2 – ТП10	536.0	30.95	ААБл – 10 3×25	2	90.0	72.00	90.0	0.13	0.04
ТП10 – ТП3	205.67	11.87	ААБл – 10 3×16	2	75.0	60.00	75.0	0.16	0.03
ГПП – ТП4	917.05	52.95	ААБл – 10 3×50	2	140.00	126.00	157.50	0.56	0.15
ТП4 – ТП9	245.19	14.16	ААБл – 10 3×16	1	75.00	75.00		0.09	0.04
ГПП – ТП1	1349.70	77.92	ААБл – 10 3×95	2	205.00	153.75	192.19	0.20	0.04
ТП1 – ТП5	674.86	38.96	ААБл – 10 3×50	2	140.00	97.65	122.06	0.08	0.02
ГПП – ТП6	857.22	49.49	ААБл – 10 3×50	2	140.00	112.00	140.00	0.27	0.07
ТП6 – ТП7	331.17	19.12	ААБл – 10 3×25	2	90.00	72.00	90.00	0.12	0.02

– продовження таблиці 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

ГПП – ТП8	753.59	43.51	ААБл – 10 3×50	2	140.00	126.00	157.50	0.54	0.12
ТП8 – ТП12	428.90	24.76	ААБл – 10 3×25	2	90.00	81.00	101.25	0.56	0.13
ГПП – СД*	1041.67	60.14	ААБл – 10 3×50	1	140.00	105.00		0.11	0.06
ТП11 – НРП4	122.56	176.91	ААБл – 10 3×150	1	335.00	335.00		0.04	0.59

СД* – лінії для інших синхронних двигунів виконані аналогічно.

2.5 Розрахунок компенсації реактивної потужності

Вибір засобів КРП одна з складових побудови раціональної СЕП підприємства [13].

Проводимо розрахунок для однієї симетричної секцій збірних шин на РП 10кВ ГПП.

До секції СШ підключені кабельні лінії, що живлять трансформатори ЦТ та синхронні двигуни.

На рис. 2.3 представлена схема заміщення СЕП підприємства для проведення розрахунку КРП.

Для проведення розрахунку та вибору типу БК використовуємо дані (таблиця 2.6):

$S_{HTi}, (кВА)$ – номінальна напруга трансформатора i -ї ТП;

$Q_{li}, (кВАр), \Delta Q_{Ti}, (кВАр)$ – реактивне навантаження на трансформаторі i -ї ТП та втрати реактивної потужності;

$Q_{Ki}, (кВА)$ – потужність пристроїв компенсації;

$R_{TPi}, (Ом), R_{Li}, (Ом)$ – активні опори трансформаторів i -ї ТП та i -ї кабельної лінії.

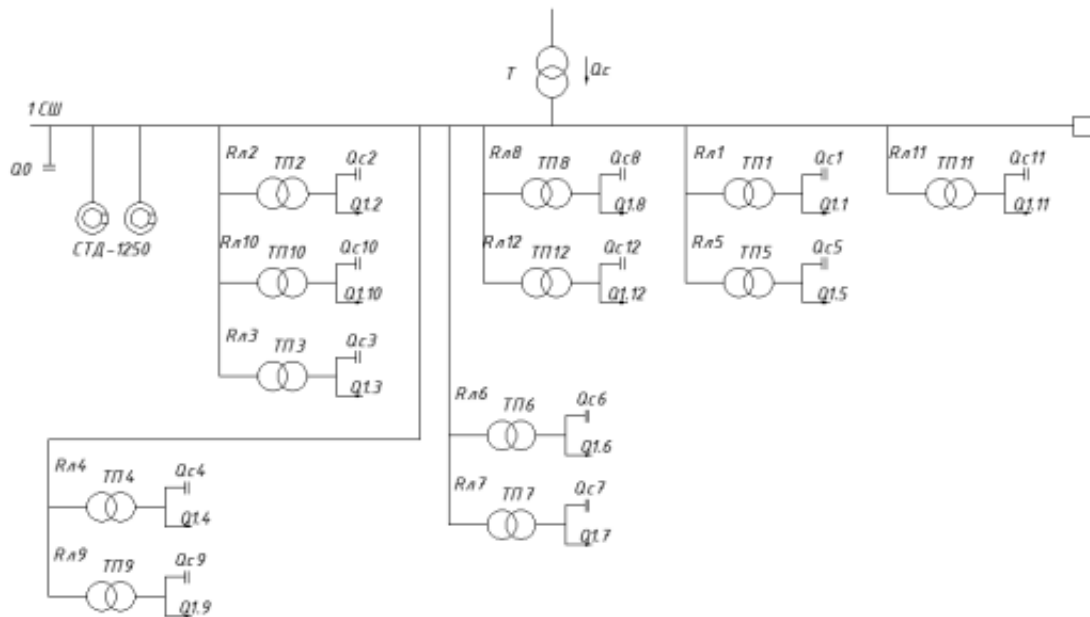


Рисунок 2.3 – Схема заміщення СЕП підприємства для проведення розрахунку КРП.

Таблиця 2.6 – Вихідні дані для розрахунку КРП

Номер ТП	$S_{HTi},$ кВА	$Q_i,$ кВАр	$\Delta Q_{Ti},$ кВАр	$R_{TPi},$ Ом	$R_{Li},$ Ом
ТП1	800	297.16	57.15	1.5	0.07
ТП2	630	227.81	38.2	1.91	0.08
ТП3	400	95.07	19.14	3.5	0.07
ТП4	800	348.98	57.15	1.5	0.25
ТП5	800	297.44	57.15	1.5	0.04
ТП6	630	243.43	38.2	1.91	0.12
ТП7	400	110.1	19.14	3.5	0.05
ТП8	400	110.1	19.14	3.5	0.24
ТП9	250	75.08	11.69	6.16	0.04
ТП10	250	57.85	9.16	6.16	0.06
ТП11	400	188.16	19.14	3.5	0.03
ТП12	630	236.79	27.72	1.91	0.25
Всього		2287.98	372.97		

Для прикладу, для трансформатора *ТП1* активний опір трансформаторів, приведений до напруги 10кВ [13]:

$$R_{TP1} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ТП1}^2} = \frac{9.6 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{800^2} = 1.5 \text{ Ом}.$$

Активний опір кабельних ліній становить [13]:

$$R_{Л1} = r_{0Л1} \cdot \ell_{Л1} = 0.326 \cdot 0.2 = 0.07 \text{ Ом}.$$

Дані, що характеризують параметри та втрати в синхронних двигунах:

Позначення	Тип двигуна	$U_{ном},$ кВ	$P_{СД.ном},$ кВт	$Q_{СД.ном},$ кВАр	$N_i,$ шт	$n_i,$ об/хв	$\Delta P_{1,i},$ кВт	$\Delta P_{2,i},$ кВт
СТД-1250	СТД	10	1250	627	2	3000	3.6	4.92

Наявну реактивну потужність синхронних двигунів знаходимо за формулою [13]:

$$Q_{СДi} = \alpha_{np} \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{(P_{СД.ном})^2 + (Q_{СД.ном})^2}, \quad (2.27)$$

де α_{np} – коефіцієнт допустимого перевантаження *СД*; приймаємо $\alpha_{np} = 0.47$ при коефіцієнті завантаження за активною складовою потужності $\beta = 0.9$;

$N_{СД}$ – кількість двигунів, $N_{СД} = 2$.

Отримаємо: $Q_{СДi} = 0.47 \cdot 2 \cdot \sqrt{(1250)^2 + (627)^2} = 1.3147 \text{ МВАр}.$

Визначаємо еквівалентні активні опори відгалужень від *ТП* у відповідності до схеми заміщення радіальної та магістральної ланки (рис. 2.4).

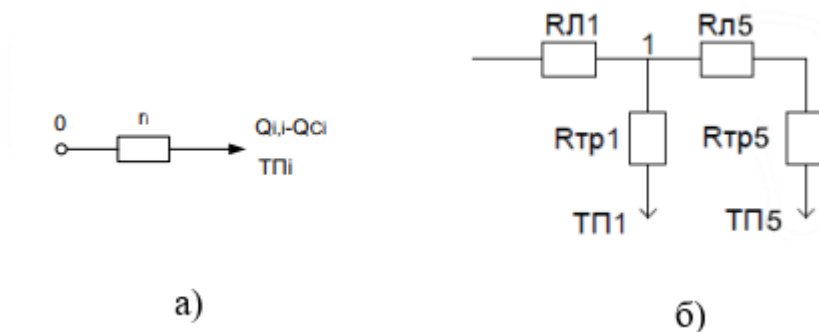


Рисунок 2.4 – Схеми заміщення:

а – радіальна лінія (для *ТП9*); б – магістральна лінія (для *ТП1* та *ТП9*).

Еквівалентний опір для радіальної лінії (рис.2.4, а), наприклад для *ТП9*:

$$R_{e.TP9} = R_{J.TP9} + R_{TP9} = 0.03 + 3.5 = 3.53 \text{ Ом}.$$

Еквівалентні опори для магістральної лінії (рис.2.4, б), наприклад для ТП1 та ТП9:

$$R_{T1} = \frac{1}{r_{TP1}} + \frac{1}{r_{J5} + r_{TP5}} = \frac{1}{1.5} + \frac{1}{0.037 + 1.5} = 1.32 \text{ 1/Ом};$$

$$R_{e1} = \left(1 + \frac{r_{J1}}{r_{T1}}\right) \cdot r_{TP1} = \left(1 + \frac{0.066}{1.32}\right) \cdot 1.5 = 1.58 \text{ Ом};$$

$$R_{e2} = \left(1 + \frac{r_{J1}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{J5} + r_{T1}) = \left(1 + \frac{0.066}{1.32}\right) \cdot (0.037 + 1.5) = 1.61 \text{ Ом}.$$

Результати розрахунків опорів для інших ТП подані в таблиці 2.7.

Визначаємо реактивну потужність джерел, які під'єднані до ГПП.

Оптимальні реактивні потужності низьковольтних БК, які підключені до ТП визначаємо виходячи з припущення, що до шин ГПП під'єднана високовольтна БК. Оптимальна потужність додаткової групи БК для ТП з виразу:

$$Q_{C1} = Q_{i1} + \Delta Q_{Ti} + Z/R_{ei}, \quad (2.28)$$

де $Z = -0.79 \text{ МВАр} \cdot \text{Ом}$ – питомі втрати реактивної потужності низьковольтних БК;

R_{ei} – питомі активні опори відгалужень з i -ї ТП; під'єднаної до СШ ГПП.

Для прикладу для ТП1 згідно (2.28):

$$Q_{C1} = 297.16 + 57.15 + -0.79/1.58 = -0.15 \text{ МВАр}.$$

Оскільки $Q_{C1} < 0$, встановлення додаткової групи БК ТП1 – недоцільно.

Результати розрахунків оптимальної реактивної потужності та вибору стандартних низьковольтних БК ТП наведено у таблиці 2.7. Таким чином, встановлення низьковольтних БК доцільно тільки на ТП12.

Потужності високовольтної БК виконуємо з умови балансу реактивних потужностей на СШ 10кВ ГПП, (кВАр):

$$Q_0 = \sum_1^{12} (Q_{i1} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + Q_B - \sum_1^{12} Q_{Ci} - Q_{CD.M} - Q_{EC}, \quad (2.29)$$

де $\Delta Q_T^{ГПП}$ – втрати реактивної потужності на ГПП;

Q_B – реактивна потужність спожита на високовольтному навантаженні;

Q_{EC} – реактивна потужність передана енергосистемою;

$\sum_1^{12} Q_{Ci}$ – сумарна оптимальна потужність низьковольтних $БК$;

$Q_{CD.m} = 1.2 \text{ МВАр}$ – наявна потужність генерована $СД$ [12].

Таблиця 2.7 – Вибір низьковольтних $БК$

Місце $БК$	$1/R_{Ti},$ $Ом$	$R_{ei},$ $Ом$	$Q_{C1}, \text{МВАр}$		$Q_{k1},$ МВАр	$Q_{k1} + Q_{c1}$ МВАр	Тип встановленого $БК$	$Q_{cm.1}$ МВАр
			Розрахунок	Прийняте				
$ТП1$	1.32	1.58	-0.15	0.00	205.09	205.09	$УКМ 58-0.4-200-25$	200
$ТП2$	0.68	2.14	-0.10	0.00	230.85	230.85	$УКМ 58-0.4-250-25$	250
$ТП3$		4.51	-0.06	0.00	276.20	276.20	$УКМ 58-0.4-300-25$	300
$ТП4$	0.83	1.95	0.00	0.00	182.13	183.54	$УКМ 58-0.4-200-25$	200
$ТП5$		1.61	-0.13	0.00	354.17	354.17	$УКМ 58-0.4-350-25$	350
$ТП6$	0.80	2.20	-0.08	0.00	269.89	269.89	$УКМ 58-0.4-300-25$	300
$ТП7$		4.08	-0.06	0.00	135.84	135.84	$УКМ 58-0.4-150-25$	150
$ТП8$	0.57	4.97	-0.03	0.00	135.84	135.84	$УКМ 58-0.4-150-25$	150
$ТП9$		8.07	-0.01	0.00	154.79	154.79	$УКМ 58-0.4-150-25$	150
$ТП10$		7.78	-0.03	0.00	163.93	163.93	$УКМ 58-0.4-150-25$	150
$ТП11$		3.53	-0.02	0.00	20.04	20.04	$УК258-0.38-50-У3$	50
$ТП12$		3.07	0.01	0.01	141.37	148.99	$УКМ 58-0.4-150-25$	150
Разом						2279.18		2400

Реактивну потужність передану енергосистемою визначаємо як меншу величину з двох залежностей [13]:

$$Q'_{EC} = \alpha_1 \cdot P_{p.n}; \quad (2.30)$$

$$Q_{EC}'' = Q_{p.n} - \frac{0.7}{K_p} \cdot Q_{CДи} , \quad (2.31)$$

де $\alpha_1 = \operatorname{tg} \varphi = 0.31$ – розрахунковий коефіцієнт;

$P_{p.n}$, $Q_{p.n}$ – реактивна потужність спожита на високовольтному навантаженні:

$$Q_{p.n} = \sum_1^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} = 2 \cdot (2.28 + 0.373) + 0.87 = 6.19 \text{ МВАр};$$

$K_p = 0.75$ – коефіцієнт розбіжності реактивної потужності.

Тоді: $Q_{EC}' = 0.31 \cdot 11.83 = 3.67 \text{ МВАр};$

$$Q_{EC}'' = 6.19 - \frac{0.7}{0.75} \cdot 1.31 = 5.11 \text{ МВАр}.$$

Таким чином, економічно доцільна реактивна потужність, яку споживає підприємство від енергосистеми: $Q_{EC}' = 3.67 \text{ МВАр}.$

Таким чином потужність високовольтних *БК* згідно (2.29):

$$Q_0 = 2 \cdot (2.288 + 0.373) + 0.87 + 0 - 2 \cdot 0.01 - 1.2 - 3.67 = 1.302 \text{ МВАр}.$$

Приймається до встановлення на кожну секцію шин високовольтні *БК* типу *УКЛ(П) 56–10.5–900 УЗ*. Баланс реактивних потужностей на збірних шинах *10кВ ГПП* перевіряємо як рівність генерованих $Q_{Г1}$ та споживаних Q_{P1} реактивних потужностей:

$$Q_{P1} = \sum_1^{12} (Q_{Li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + Q_B = 2 \cdot (2.288 + 0.373) + 0.87 + 0 = 6.192 \text{ МВАр}.$$

$$Q_{Г1} = \sum_1^{12} Q_{Ci} + \sum_1^{12} Q_{CДи} + Q_{EC1} + Q_0 = 0.1 + 1.2 + 3.67 + 2 \cdot 0.9 = 6.77 \text{ МВАр}.$$

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності на вході *ГПП* буде:

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_{P1} + \sum Q_{K1} - (\sum Q_{CT.ном} + \sum Q_{CD} + Q_0)}{P_{p.n}} =$$

$$\frac{6.192 + 2 \cdot 2.27 - (2 \cdot 2.4 + 1.2 + 1.8)}{11.83} = 0.27.$$

Розрахункове значення $tg\varphi_p$ приблизно рівне значенню, яке задане енергосистемою $tg\varphi = 0.31$. Похибка, скоріш за все обумовлена дискретністю системи вимірювання реактивних складових.

2.6 Висновки до другого розділу

У результаті проведених розрахунків та технічного аналізу було сформовано раціональну систему електропостачання підприємства, зосереджену на оптимальній схемній реалізації ланок 10 кВ . Основою для побудови такої системи стала всебічна оцінка силових та освітлювальних навантажень, що дало змогу обґрунтувати вибір основного електротехнічного обладнання та забезпечити його ефективну взаємодію в різних режимах роботи.

По-перше, виконано вибір параметрів трансформаторів головної понижувальної підстанції та цехових трансформаторних підстанцій з урахуванням показників фактичного та перспективного навантаження. Забезпечено рівномірний розподіл навантаження на розподільчих пунктах, що є необхідною умовою для стабільної роботи електричної мережі, мінімізації втрат та підвищення надійності електропостачання.

По-друге, проведено обґрунтований вибір оптимальних січень кабельних ліній 10 кВ , що дозволило забезпечити нормовані показники термічної стійкості та економічності прокладання кабелів. Це, у свою чергу, створює підґрунтя для правильного добору комутаційного обладнання на ділянках 110 кВ і 10 кВ , що позитивно впливає на експлуатаційну надійність і довговічність системи.

По-третє, визначено раціональну схему компенсації реактивної потужності, спрямовану на зниження навантаження на трансформатори та кабельні лінії, підвищення коефіцієнта потужності та зменшення енергетичних втрат у мережі. Правильно підібрані компенсуючі пристрої сприяють оптимізації режимів роботи електроприймачів і покращують техніко-економічні показники системи електропостачання.

Узагальнюючи, сформована система електропостачання відповідає вимогам енергоефективності, надійності та безпеки, забезпечуючи підприємству стабільне живлення в усіх передбачуваних режимах роботи та створюючи передумови для подальшого розвитку виробничих потужностей.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок та вибір обладнання на ділянці «енергосистема-ГПП»

3.1.1 Розрахунок струмів короткого замикання

У відповідності до схеми (рис.3.1) розраховуємо струми короткого замикання ($KЗ$) на початку відхідних ліній від підстанції енергосистеми та на введенні ГПП.

Згідно вхідних даних, потужність $KЗ$ на шинах підстанції енергосистеми 110 кВ: $S_m = 2500 MVA$, розрахунки в відносних одиницях [14].

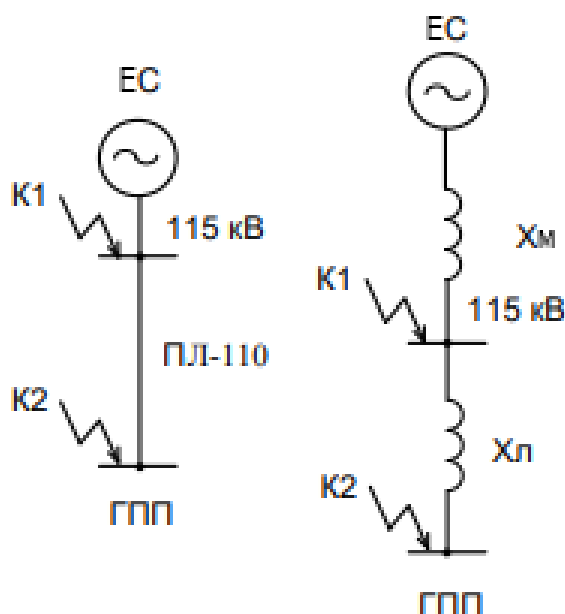


Рисунок 3.1 – Схеми для розрахунку струмів $KЗ$.

Базисні умови:

$$S_{\sigma} = 1000 MVA; U_{\sigma} = 115 V.$$

Опір системи становить:

$$X_{*m} = \frac{S_{\sigma}}{S_m} = \frac{1000}{2.5} = 0.4. \quad (3.1)$$

Опір повітряної лінії (ПЛ) знаходимо з виразу:

$$X_{л*} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}}^2} = \frac{0.444 \cdot 3.5 \cdot 1000}{115^2} = 0.118. \quad (3.2)$$

Струм $KЗ$ в точці K_1 (рис. 3.1):

$$I_{K_1} = I_{n_0} = \frac{I_{\bar{o}}}{X_{м*}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot X_{м*}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0.4} = 12.251 \text{ A},$$

де I_{n_0} – значення періодичної складової струму $KЗ$ при $t = 0$.

Струм $KЗ$ в точці K_2 (рис. 3.1):

$$I_{K_1} = I_{n_0} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}} \cdot (X_{м*} + X_{л*})} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0.4 + 0.118)} = 9.701 \text{ A}.$$

Ударний струм $KЗ$ визначаємо за формулою [14]:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (3.3)$$

де K_y – ударний коефіцієнт; згідно [14] для точок $KЗ$ K_1 та K_2 , відповідно:

$$K_1 = 1.72; K_2 = 1.8.$$

Згідно (3.3) отримаємо:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1.72 \cdot 12.251 = 30.53 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 9.701 = 24.695 \text{ кА}.$$

3.1.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ

Вибираємо комутаційне обладнання на початку лінії, що відходять від підстанції енергосистеми і на введенні $ГПП$. До встановлення в основних схемах приймаємо вакуумний вимикач $ВГТ-110-40/2500У1$. Перевіримо даний тип вимикача на можливість застосування вимикачів відхідних ліній від підстанції енергосистеми і на введенні $ГПП$. Характеристики візьмемо з [15]:

Номінальна напруга, κB	110
Номінальна робоча напруга, κB	126
Номінальний струм, A	2500
Струм на відключення, κA	40
Струм термічної стійкості, κA (3с)	40
Струм КЗ, κA	102
Час відключення вимикача, c	0.035
Час відключення управління, c	0.055

Значення струму з розрахунків (розділ 2):

$$I_p = 32.37 \text{ A}; \quad I_{p.\max} = 64.74 \text{ A}.$$

Параметри перевірки вимикача [15]:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \kappa A, \quad (3.4)$$

де τ – час від КЗ до розімкнення контактів:

$$\tau = t_{p3} + t_{e.e} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ c}, \quad (3.5)$$

де t_{p3} – час мінімальної дії захисту, $t_{p3} = 0,01 \text{ c}$;

$t_{e.e}$ – час відімкнення вимикача;

T_a – постійна часу (аперіодична складова), $T_a = 0,05 \text{ c}$;

I_{K1} – струм КЗ в точці K_1 , $I_{K1} = 12.251 \kappa A$.

$$\text{Отримаємо: } i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 12.251 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 7.02 \kappa A.$$

Імпульс струму КЗ [14]:

$$B_K \approx I_{K1}^2 \cdot (t_{p3} + t_{e.y} + T_a), \quad (3.6)$$

де t_{p3} – час дії захисту, $t_{p3} = 0,02 \text{ c}$;

$t_{e.y}$ – час відключення вимикача, $t_{e.y} = 0,055 \text{ c}$.

$$\text{Звідси: } B_K \approx 12.251^2 \cdot (0.2 + 0.055 + 0.05) = 45.77 \kappa A^2 \cdot c.$$

Результати подані в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Умови перевірки вимикача

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 64.74 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{К1} = 12.251 \text{ кА}$	$I_{К1} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 40 \cdot \sqrt{2} = 56.57 \text{ кА}$
$i_{уд} = 30.53 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 40 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 45.77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач $ВГТ - 110 - 40 / 2500У1$ відповідає умовам.

На початку лінії, що відходять від підстанції енергосистеми та на введенні $ГПП$ вибираємо роз'єднувач $РДЗ - 110 / 1000УХЛ1$ з характеристиками:

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний струм, кА	1000
Наскрізний струм, кА	80
Головні ножі - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31.5 4
Ножі заземлення - струм за термічною стійкістю, кА - час за термічною стійкістю, с	31.5 1

Розрахунок здійснюємо за аналогією щодо розрахунку вимикачів (таблиця 3.2).

Для захисту обладнання $ГПП$ від перенапруг, згідно умови: $U_{уст} \leq U_{ном}$, до установки в $КТП$ приймаємо обмежувач перенапруги $ОПН - 110 / 73 / 10 / 400 - 10(II)$ $УХЛ1$ для захисту від грозових і комутаційних

3.2 Розрахунок та вибір обладнання в системі внутрішнього електропостачання підприємства

3.2.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів $KЗ$ здійснюємо за методом типових кривих в наступних точках: K_1 та K_2 – шини 110 кВ ГПП ; K_3 – РП 10 кВ ГПП ; K_4 – мережа 0,4 кВ ТП11 (відділення №10). Розрахункова схема системи електропостачання (СЕП) подано на рис. 3.3.

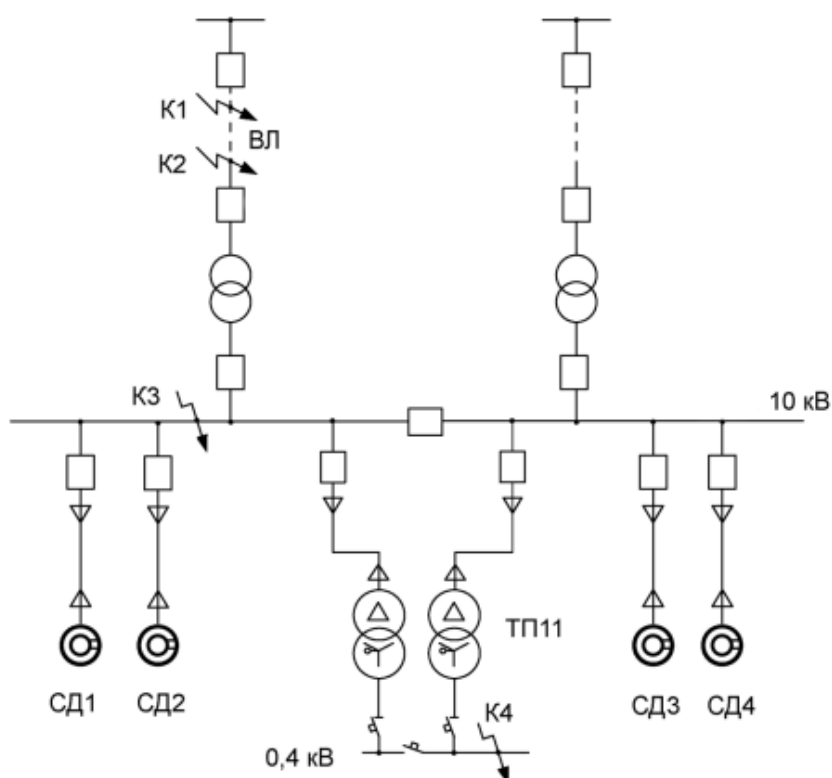


Рисунок 3.3 – Розрахункова електрична схема СЕП підприємства.

При визначенні струмів $KЗ$ в точках K_1 та K_2 нехтуємо впливом високовольтних двигунів на стороні НН ГПП. Тому, в подальших розрахунках, значення періодичних складових струмів $KЗ$ та ударних струмів в точках K_1 та K_2 приймаємо [14]:

$$I_{K1} = 12.551 \text{ кА}; I_{y\partial 1} = 30.53 \text{ кА};$$

$$I_{K2} = 9.701 \text{ кА}; I_{y\partial 2} = 24.695 \text{ кА}.$$

Потужність $K3$ в точці K_1 : $S_{K1} = S_m = 2500 \text{ МВА}$. Потужність $K3$ в будь-якій точці визначаємо з виразу:

$$S_K = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{n0} = S_m = 2500 \text{ МВА}, \quad (3.7)$$

де U_{cp} – середнє значення напруги в точці $K3$. Для K_1 та K_2 : $U_{cp} = 115 \text{ кВ}$.

$$\text{Для точки } K_2: S_{K2} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 9.701 = S_m = 1932 \text{ МВА}.$$

Будуємо заступну схему для визначення струмів $K3$ в точці K_3 . Базисні параметри: $S_\phi = 1000 \text{ МВА}$, $U_\phi = 10.5 \text{ В}$ (рис. 3.4).

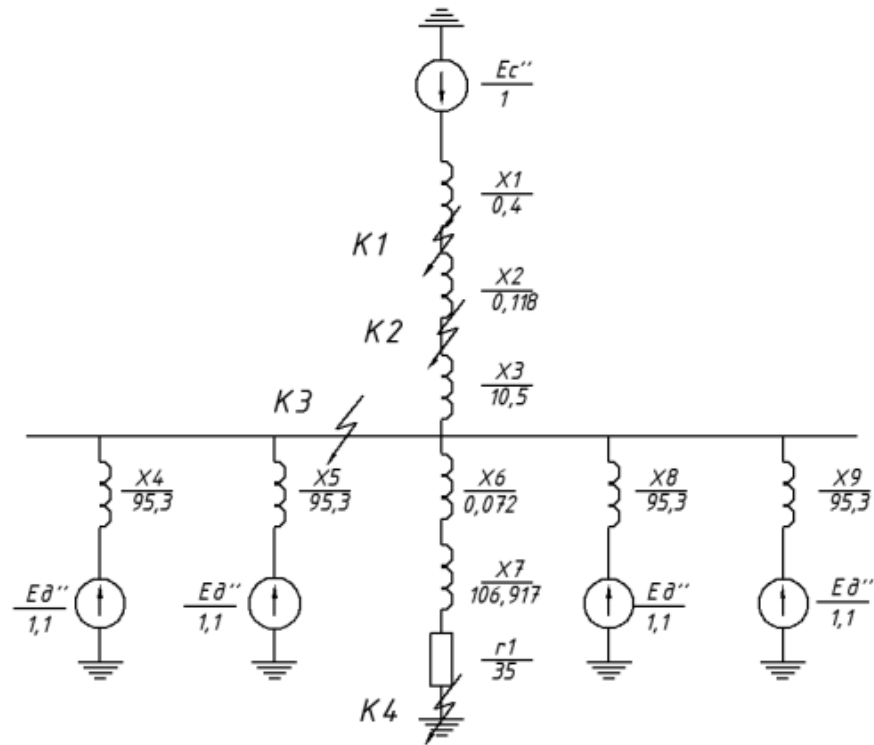


Рисунок 3.4 – Схема заміщення згідно електричної схеми (рис.3.3).

Виражені в відносних одиницях із приведенням до базисних умов, зверху перехідні EPC приймаємо [14]:

А) Для енергосистеми: $E_m'' = 1$;

Б) Для синхронних двигунів: $E_{cd}'' = 1$.

Для елементів схеми зверху перехідні опори:

А) Опір енергосистеми згідно (3.1) буде:

$$X_1 = X_{M*}'' = \frac{1000}{2500} = 0.4.$$

Б) Опір повітряної лінії *ПЛ* 110 кВ згідно (3.2) буде:

$$X_2 = X_{ПЛ110*}'' = \frac{0.444 \cdot 3.5 \cdot 1000}{115^2} = 0.118.$$

В) Опір трансформатора *ТДН* – 10000 / 110 визначаємо з виразу:

$$X_3 = X_{T*}'' = u_{кз} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = 10.5 \cdot \frac{1000}{100 \cdot 10} = 10.5, \quad (3.8)$$

де $u_{кз}$ – напруга *КЗ* (%): $u_{кз} = 10.5\%$;

$S_{ном.Т}$ – номінальна потужність трансформатора: $S_{ном.Т} = 10000$ кВА.

Г) Опір кабельної лінії, що живить *СД*:

$$X_{КЛ.і} = \frac{x_0 \cdot \ell \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср.ном}^2} = \frac{0.09 \cdot 0.11 \cdot 1000}{10.5^2} = 0.09. \quad (3.9)$$

Д) Для синхронного двигуна:

$$X_d = X_d'' \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}{P_{ном}}, \quad (3.10)$$

де X_d'' – зверх перехідний опір двигуна по поздовжній складовій;

$P_{ном}$ – номінальна потужність двигуна, МВт;

η – ККД двигуна.

Для встановлення вибираємо *СТД* – 1250 – 2 з номінальною потужністю

$P_{ном} = 1.25$ МВт, параметри: $\eta = 96.5\%$; $X_d'' = 0.137$ за умови $\cos \varphi = 0.9$.

Тоді, згідно (3.9):

$$X_d = 0.137 \cdot \frac{1000 \cdot 0.9 \cdot 0.965}{1.25} = 95.128.$$

Загальний опір *КЛ* та *СД*:

$$X_4 = X_{КЛ.і} + X_d = 0.09 + 95.128 = 95.227.$$

Аналогічно приймаємо: $X_5 = X_4 = 95.227$; $X_8 = X_4 = 95.227$;

$$X_9 = X_4 = 95.227.$$

Точка K_4 розміщена на шинах 0.4 кВ цехової $ТП$, яка найменш віддалена від ланки $ГПП - ТП11$.

За формулою (3.9) знаходимо значення опору (у відносних одиницях) KL від $ГПП$ до $ТП11$:

$$X_6 = u_{K3} \cdot \frac{S_{\delta}}{100 \cdot S_{ном.Т}} = \frac{0.113 \cdot 0.07 \cdot 1000}{10.5^2} = 0.072,$$

Сумарний опір трансформатора за (3.8) буде [14]:

$$Z_1 = 4.5 \cdot \frac{1000}{100 \cdot 10} = 112.5,$$

де $u_{K3} = 4.5 \%$ – напруга $K3$ для $ТМГ - 400$ [15].

Активний опір трансформатора $ТМГ - 400$ [14]:

$$r_1 = \frac{\Delta P_{K3}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном.Т}^2} = \frac{5.6}{100} \cdot \frac{1000}{0.4^2} = 35.$$

Тоді, індуктивний опір трансформатора $ТМГ - 400$ (точка X_7):

$$X_7 = \sqrt{Z_1^2 - r_1^2} = \sqrt{112.5^2 - 35^2} = 106.917.$$

Для розрахунку струмів $K3$ в точці K_3 перетворимо схему заміщення (рис.3.5).

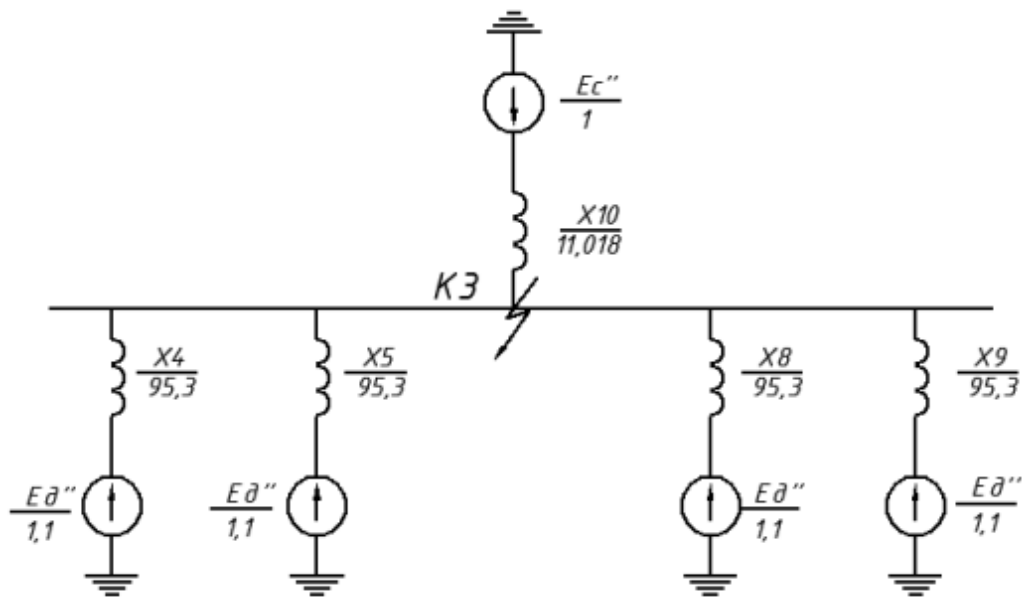


Рисунок 3.5 – Схема заміщення для розрахунку струмів $K3$ в точці K_3 .

Згідно схеми (рис.3.5):

$$X_{10} = X_1 + X_2 + X_3 = 0.4 + 0.118 + 10.5 = 11.018.$$

Початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ знаходимо з виразу [15]:

$$\begin{aligned} I_{n0} &= \sum I_{n0i^*} \cdot I_{\phi} = \sum \frac{E_i''}{X_i} \cdot I_{\phi} = \\ &= \left(\frac{1.1}{95.277} + \frac{1.1}{95.277} + \frac{1.1}{95.277} + \frac{1.1}{95.277} + \frac{1.1}{95.277} \right) \cdot 54.986 = 7.53 \text{ A}, \end{aligned}$$

де I_{n0i^*} – початкове значення струму КЗ, що створюється i -ю віткою;

I_{ϕ} – базисне значення струму; для точки K_3 :

$$I_{\phi} = 1000 / (\sqrt{3} \cdot 10.5) = 54.986 \text{ кА}.$$

Враховуючи, що впливом синхронних двигунів ми нехтуємо, то періодична складова струму КЗ є сталою, тобто $I_{nt} = I_{n0}$, тоді:

$$I_{K3} = I_{nt} = I_{n0} = 7.53 \text{ кА}.$$

Визначаємо ударний струм КЗ для точки K_3 згідно (3.3) ($K_y = 1.92$ [15]):

$$i_{y\phi3} = \sqrt{2} \cdot 1.92 \cdot 7.53 = 20.446 \text{ кА},$$

а потужність КЗ в точці K_3 згідно (3.7):

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 7.53 = 136.946 \text{ МВА}.$$

При визначенні струму КЗ в точці K_4 в якості джерела приймаємо тільки енергосистему, а вплив двигунів на напругу 10 кВ не враховуємо.

Перетворимо схему заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці K_4 (рис. 3.6).

Відповідно отримуємо:

$$X_{11} = X_{10} + X_6 + X_7 = 11.018 + 0.072 + 106.917 = 118.066.$$

Струм короткого замикання при ступені напруги 0.4 кВ знаходимо з формули:

$$I_{K4} = I_{nt} = I_{n0} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot Z_2}, \quad (3.11)$$

де $S_{K34} = S_6 / Z_2$, $Z_2 = \sqrt{X_{11}^2 + r_1^2} = \sqrt{118.006^2 + 35^2} = 123.087$.

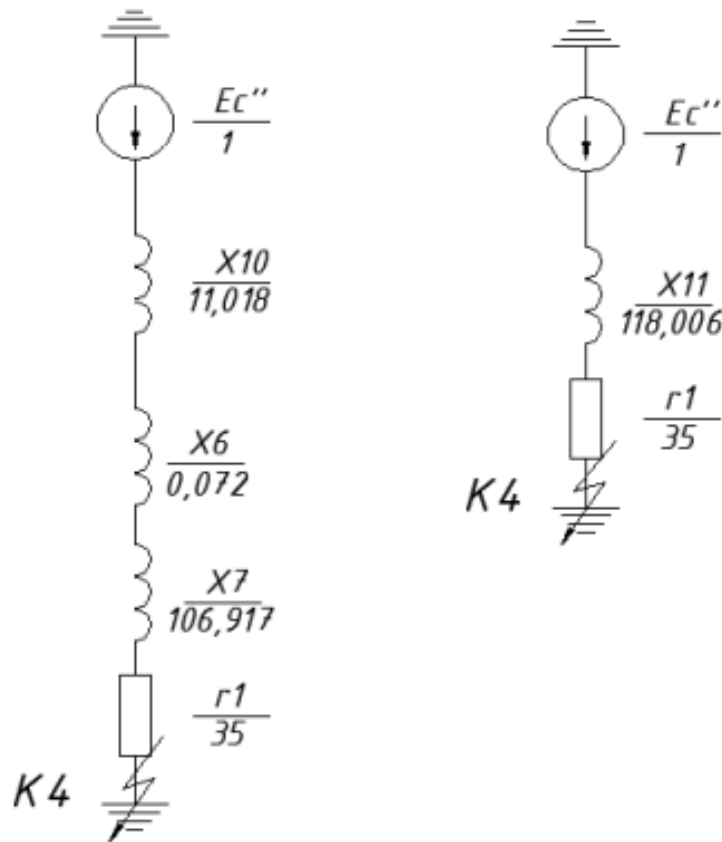


Рисунок 3.6 – Схема заміщення розрахунку струмів $K3$ в точці K_4 .

Тоді, $S_{K34} = 1000 / 123.087 = 8.124 \text{ МВА}$.

Згідно (3.11):

$$I_{K4} = \frac{8.124}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 11.726 \text{ кА}.$$

Згідно (3.3) ударний струм ($K_y = 1.6$ [15]):

$$i_{y04} = \sqrt{2} \cdot 1.6 \cdot 11.726 = 26.534 \text{ кА}.$$

Результати розрахунків за всіма точками $K3$ подані в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Напруга $U_{ср.ном}, кВ$	Струми, $кА$			Потужність КЗ ступені $S_{КЗ}, МВА$
		I_{n0}	I_{nt}	i_{y0}	
K_1	115	12.551	12.551	30.53	5.992
K_2	115	9.701	9.701	24.695	9.22
K_3	10.5	7.53	7.53	20.446	9.04
K_4	0.4	11.726	11.726	26.534	9.21

3.2.2 Вибір обладнання на стороні 10 кВ

Вибір струмопроводу.

Проводимо вибір струмопроводу, що з'єднує трансформатори ГПП з комірками РП НН ГПП. Встановлюємо комплектний струмопровід типу ТЗК – 10 – 1000 – 81 УХЛ1. Вибираємо за номінальними: напругою та струмом; електродинамічною та термічною стійкістю та на здатність відключення. Результати проведення перевірки струмопроводу подані в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Умови перевірки вимикачів на ланках 10 кВ

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 808.25 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{КЗ} = 7.53 \text{ кА}$	$I_{н.відкл.} \geq I_{КЗ}$	$I_{н.відкл.} = 80 \text{ кА}$
$i_{y03} = 20.4 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 81 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 76.55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$B_{К.дон} = (31.5)^2 \cdot 3 = 2976.8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимикачів [15]. Для здійснення вибору, розраховуємо значення номінального та після аварійного струмів на стороні НН ГПП :

$$I_{ном.НН} = k_3 \cdot \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = 0.7 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 404.14 \text{ А};$$

$$I_{\max.HH} = k_3 \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.HH}}} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808.25 \text{ A}.$$

На стороні 10 кВ в якості ввідного вимикача РП НН ГПП встановлюємо вимикачі ВВ – 10 – 20 / 1000 УЗ. $B_K = 7.53^2 \cdot (1.2 + 0.03 + 0.12) = 76.55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Умови перевірки вимикачів на ланках 10 кВ подано в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Умови перевірки вимикачів на ланках 10 кВ.

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{\text{ав}} = 808.25 \text{ А}$	$I_{\text{ав}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{\text{нт}} = 7.53 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{н.відкл.}} = 20 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = 20.446 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} \leq i_{\text{дин}}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 76.55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$	$I_{\text{тер}} \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимикачів на РП 10 кВ.

Здійснюємо вибір вимикачів схеми напругою 10 кВ внутрішнього електропостачання на відхідних ланках РП (табл. 3.6). Приймаємо на встановлення ВВР – 10 – 20 / 630 УХЛ2 з характеристиками:

Номінальна напруга, кВ	10
Номінальний струм, А	630
Струм за електродинамічною стійкістю, кА	20
Найбільше значення струму ввімкнення, кА	51
Час відключення вимикача, $t_{\text{е.в}}$, с	0.03
Загальний час відключення вимикача, $t_{\text{е.у}}$, с	0.05
Термічна стійкість, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	48

Таблиця 3.6. – Повірка вимикачів на відхідних ланках 10 кВ ГПП

Кабельна лінія	$I_{ном}, A$	$I_{p.max}, A$	I_{n0}, kA	I_{y0}, kA	Умова $I_{p.max} \leq I_{ном}$
ГПП – ТП1	77.92	155.85	7.53	20.45	$155.85 \leq 630$
ГПП – ТП2	61.15	122.3	7.53	20.45	$122.30 \leq 630$
ГПП – ТП6	49.49	98.98	7.53	20.45	$98.98 \leq 630$
ГПП – ТП4	52.95	105.89	7.53	20.45	$105.89 \leq 630$
ГПП – ТП11	19.65	38.69	7.53	20.45	$38.69 \leq 630$
ГПП – ТП8	43.51	87.02	7.53	20.45	$87.02 \leq 630$
ГПП – СД *	60.14	120.28	7.53	20.45	$120.28 \leq 630$

СД* – вимикачі на лінії для інших СД виконані аналогічно.

Вибір автоматів за запобіжників.

На ЦТ (КТП – 800 / 10 / 0,4; КТП – 630 / 10 / 0,4 КТП – 400 / 10 / 0,4, КТП – 250 / 10 / 0,4) встановлюємо: ввідний автомат – ВА55 – 43; секційний автомат – ВА55 – 41.

Для забезпечення захисту, на КТП розміщуємо запобіжники ПКТ – 103. Струм плавкої вставки [15]:

$$I_{пл.вст} = \frac{P_p \cdot 1.4}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5}, \quad (3.12)$$

де P_p – розрахункове навантаження ТП;

n – кількість трансформаторів ТП.

$$\text{Для ТП1: } I_{пл.вст} = \frac{1133.66 \cdot 1.4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 43.64 \text{ А.}$$

Результати розрахунків для ТП подані таблиці 3.7.

Значення струму ввідного автомату буде [14]:

$$I_{p.авт.} = \frac{P_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4}. \quad (3.13)$$

$$\text{Для ТП – 1, отримуємо: } I_{p.авт.} = \frac{1133.66}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = 818.17 \text{ А.}$$

Значення струмів ввідних автоматів подані в таблиці 3.10.

Струм секційного автомата [14]:

$$I_{p.авт} = \frac{P_p \cdot k_3}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = \frac{1133.66 \cdot 0.7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = 572,72 \text{ А.}$$

Розрахунки струмів секційних автоматів подано в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Вибір вставок захисного обладнання

№ ТП	$P_p, \text{Вт}$	$N_{тр}$	$I_{пл.вст.}, \text{А}$	$I_{пл.вст.}^{ном}, \text{А}$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$	$I_{p.авт.}, \text{А}$	$I_{авт.}^{ном}, \text{А}$
ТП1	1133.6	2	43.63	80	818.15	1000	572.704	1000
ТП2	899.16	2	34.61	80	648.91	1000	454.24	1000
ТП3	611.10	2	23.52	80	441.02	1000	308.71	1000
ТП4	1072.97	2	41.30	80	774.34	1000	542.04	1000
ТП5	1133.36	2	43.62	80	817.93	1000	572.55	1000
ТП6	882.63	2	33.97	80	636.98	1000	445.89	1000
ТП7, ТП8	1201.85	4	23.13	80	433.68	1000	303.57	1000
ТП9	225.32	1	17.34	80	325.22	1000	227.65	1000
ТП10	382.9	2	14.73	80	276.33	1000	193.43	1000
ТП11	517.67	2	19.92	80	373.59	1000	261.52	1000
ТП12	666.37	2	25.65	80	480.91	1000	336.63	1000

Вибираємо запобіжник серії *ПКТ102 – 12 – 80 – 20ТЗ*.

Вибір шин на НН.

Збірні шини в межах *РП*. Вибір здійснюємо за допустимим струмом.

Робочий струм [14]:

$$I = \frac{S_{тр} \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{10000 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 769.8 \text{ А.} \quad (3.12)$$

Вибираємо [15] алюмінієві прямокутні шини перерізом $S = 40 \times 5 \text{ мм}^2$ при $I_{дон} = 820 \text{ А}$.

Повірку виконуємо за електродинамічною стійкістю при трифазному $KЗ$ враховуючи ударний струм на шинах $ГПП$ (табл. 3.1): $i_{y\partial} = 20.446 \text{ кА}$.

Зусилля між фазами (трифазне $KЗ$) [14]:

$$F_{\text{м.ф.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y\partial}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.13)$$

де a – відстань між осями фаз, $a = 0,25 \text{ м}$.

$$F_{\text{м.ф.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot (20.446)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 289.6 \text{ Н/м}.$$

Момент опору шин [15]:

$$W = 0.167 \cdot b^2 \cdot h = 0.167 \cdot 4^2 \cdot 0.5 = 1.336 \text{ см}^3,$$

де b – ширина шини, $b = 4 \text{ см}$;

h – висота шини, $h = 0.5 \text{ см}$.

Допустима відстань між фазами [15]:

Момент опору шин [19]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\partial\partial\partial} \cdot W}{F_{\text{м.ф.}}}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 1.336}{289.6}} = 1.02 \text{ м},$$

де $\sigma_{\partial\partial\partial}$ – допустима напруженість матеріалу, $\sigma_{\partial\partial\partial} = 70 \text{ МПа}$ (для алюмінію).

Напруження при взаємодії фаз [14]:

$$\sigma_p = \frac{F_{\text{м.ф.}} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{58.9 \cdot 1.02^2}{10 \cdot 1.336} = 4.58 \text{ МПа}.$$

Допустиме зусилля між фазами [14]:

$$F_{\partial\partial\partial} = \frac{10 \cdot \sigma_{\partial\partial\partial} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 1.336}{1.02^2} = 89.9 \text{ Н/м}.$$

Виконання умов [14]:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\partial\partial\partial}; \quad F_{\phi} \leq F_{\partial\partial\partial}.$$

Вибрані шини задовольняють умовам:

$$\sigma_p = 4.58 \text{ МПа} < \sigma_{\partial\partial\partial} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_{\partial\partial\partial} = 89.9 \text{ Н/м} = F_{\partial\partial\partial} = 95 \text{ Н/м}.$$

3.3 Розрахунок показників якості електроенергії

В якості високовольтного навантаження на підприємстві задіяні синхронні двигуни $СТД-1250$, які рівномірно розподілені між секціями шин та встановлені в компресорному відділенні (№ 10).

Запуски двигунів проводимо почергово. Розглядаємо запуск двигуна, коли двигун цієї ж секції працює в усталеному режимі. Схеми заміщення при розрахунку напруги на СД будуємо для режимів $KЗ$ [1, 16].

Приймаємо базисну потужність $S_{\phi} = 100 \text{ МВА}$, базисна напруга для 10 кВ – $S_{\phi} = 10.5 \text{ кВ}$, для 110 кВ – $S_{\phi} = 115 \text{ кВ}$.

Опори схеми:

- опір енергосистеми: $X_{M*} = 0.4$;
- опір ПЛ, що живить шини 110 кВ : $X_{Л*} = 0.118$;
- опір трансформатора, що живить шини 10 кВ : $X_{Т.ЛПТ*} = 10.5$;
- опір кабельної лінії, що живить СД: $X_{КЛ.СД*} = 0.09$.

Визначаємо розрахункову потужність запуску СД:

$$S_3 = \frac{P_{ном} \cdot k_3}{\cos \varphi_{ном} \cdot \eta_{ном}} = \frac{1250 \cdot 2}{0.9 \cdot 0.965} = 2879 \text{ кВА},$$

де $P_{ном}$ – номінальна потужність СД, $P_{ном} = 1250 \text{ кВт}$;

k_3 – кратність струму запуску, $k_3 = 2$;

$\cos \varphi_{ном}$ – коефіцієнт потужності СД, $\cos \varphi_{ном} = 0.9$;

$\eta_{ном}$ – ККД СД, $\eta_{ном} = 0.965$.

Крім СД, до цих же шин під'єднані ТП. Умовно це навантаження будемо враховувати як «навантаження запуску»:

$$S_{нз} = \sqrt{P_{нз}^2 + Q_{нз}^2}. \quad (3.14)$$

Прийнявши потужність $P_{нз}$ рівною половині активного навантаження підприємства з відрахуванням потужності двигуна, а реактивну потужність $Q_{нз}$

рівною сумі економічно доцільній реактивній потужності, яка передається енергосистемою підприємстві на одну *СШ*, та потужності високовольтної *БК* на одну *СШ*, отримуємо:

$$P_{нз} = 11720/2 - 1250 = 4612 \text{ кВт};$$

$$Q_{нз} = Q_{EC} + Q_{БК}^{ГПП} = 2630 + 900 = 3530 \text{ кВАр}.$$

Згідно (3.14) отримуємо:

$$S_{нз} = \sqrt{4612^2 + 3530^2} = 5808 \text{ кВА}.$$

Тоді сумарне еквівалентне навантаження запуску рівна:

$$S_{з.ек.} = \sqrt{P_{нз}^2 + (S_{нз}^2 + Q_{нз}^2)} = \sqrt{4612^2 + (5808^2 + 3530^2)} = 10410 \text{ кВА}.$$

Еквівалентний опір в точці, де вимірюється залишкова напруга, визначаємо з виразу:

$$X_{з.ек.} = \frac{S_{\bar{o}} \cdot U_{ном}^2}{S_{з.ек.} \cdot U_{\bar{o}}^2} = \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{10410 \cdot 10.5^2} = 87.13.$$

Залишкову напругу на збірних шинах, до яких під'єднаний *СД* визначаємо з виразу:

$$U_{зал.} = U_{м.} \cdot \frac{X_{з.ек.}}{X_{м.Σ} + X_{з.ек.}}$$

де $X_{м.Σ}$ – загальний опір лінії живлення до *СШ*:

$$X_{м.Σ} = X_{м*} + X_{л*} + X_{Т.ГПП*} + X_{КЛ.СД*} = 0.4 + 0.118 + 10.5 + 0.09 = 11.108;$$

$U_{м.}$ – напруга мережі, $U_{м.} = 10 \text{ кВ}$, отже:

$$U_{зал.} = 10 \cdot \frac{87.13}{11.108 + 87.13} = 8.869 \text{ кВ}.$$

Глибина провалу напруги становить:

$$\delta U_{пр} = \frac{U_{ном} - U_{зал.}}{U_{ном}} \cdot 100 \% = \frac{10 - 8.869}{10} = 11.31 \%.$$

Висновок: залишкова напруга на шинах *ГПП* відрізняється від номінальної менше 15 %, тобто, при запуску одного синхронного двигуна

залишкова напруга на шинах *ГПП* знаходиться в допустимих межах. Застосовувати пристрої плавного запуску використовувати не будемо.

3.4 Висновки до третього розділу

Сформовано та обґрунтовано раціональну систему електроспоживання, що ґрунтується на коректному доборі захисного й комутаційного обладнання для мереж напругою *110 кВ* та *10 кВ*. Вибір апаратури здійснено на основі детальних розрахунків струмів короткого замикання та робочих режимів, що дало змогу забезпечити необхідний рівень надійності, електробезпеки та безперебійності функціонування системи.

Проведені розрахунки показників якості електроенергії підтвердили відповідність отриманих значень чинним нормативним вимогам. Розраховані параметри не перевищують допустимих меж, що свідчить про коректність прийнятих технічних рішень та ефективність розробленої схеми електропостачання. Це, у свою чергу, гарантує стабільну роботу споживачів та підвищує загальний рівень енергоефективності системи.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Розрахунок заземлення на головній понижувальній підстанції

Для забезпечення надійності роботи підприємства виробництва металоконструкцій проводимо розрахунок системи заземлення ГПП.

Для електроспоживачів вище 100 В при ефективно заземленій нейтралі, заземлювачі встановлюємо при допустимому опорі пристрою заземлення не більше 0,5 Ом [16, 18].

Вихідні дані для проведення розрахунку приймаємо наступні:

– ГПП складається з двох силових трансформаторів 110/10 кВ з ефективно заземленою нейтраллю зі сторони 110 кВ;

– площа підстанції 110/10 кВ становить $40 \times 55 \text{ м}^2 = 2200 \text{ м}^2$; заземлювач виконуємо горизонтальними полосами $4 \times 40 \text{ мм}^2$ та вертикальними електродами: довжина $l_B = 5 \text{ м}$; діаметр $d = 16 \text{ мм}$; глибина закладання полоси $t = 0,7 \text{ м}$. За каталожними даними [23] проводимо вибір питомих опорів шарів ґрунту $\rho_1 = 100 \text{ Ом} \times \text{м}$, $\rho_2 = 60 \text{ Ом} \times \text{м}$ та товщину шару землі $h_1 = 2 \text{ м}$.

Визначаємо еквівалентний опір пристрою заземлення (R_{III}) [16]:

$$R_3 = \frac{R_E \cdot R_{III}}{R_E - R_{III}} = \frac{1,2 \cdot 0,5}{1,2 - 0,5} = 0,857 \text{ Ом},$$

де R_E – опір природного заземлювача;

R_{III} – опір штучного заземлювача

За побудованою схемою заземлювача (рис.4.1) визначаємо довжину вертикальних електродів та їх кількість: $L_r = 40 \times 5 + 55 \times 2 + 22 \times 2 = 354 \text{ м}$, $n = 21 \text{ штук}$. Площа заземлювача становить $S = 4200 \text{ м}^2$.

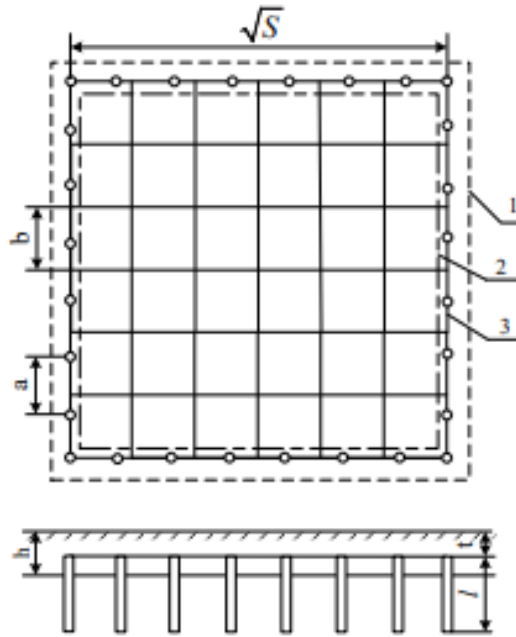


Рисунок 4.1 – Модель заземлюючого пристрою підстанції:

1 – огороження підстанції; 2 – площа, зайнята обладнанням; 3 – заземлюючий контур; ℓ – довжина вертикальних заземлювачів; t – глибина закладення заземлювачів; a – відстань між вертикальними заземлювачами; b – відстань між горизонтальними заземлювачами.

Визначаємо кількість комірок на одній стороні:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{354}{2 \cdot 46.9} - 1 = 2.7. \text{ Приймаємо } 3 \text{ штуки.}$$

Проводимо уточнення сумарної довжини горизонтальних електродів:

$$L_r = 2 \cdot (m + 1) \cdot \sqrt{S} = 2 \cdot (3 + 1) \cdot 46.9 = 375.2 \text{ м.}$$

Визначаємо довжину комірки в площині заземлювача:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{46.9}{3} = 15.63 \text{ м.}$$

Відстань між вертикальними електродами буде:

$$a = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{n} = \frac{4 \cdot 46.9}{21} = 8.93 \text{ м.}$$

Визначаємо сумарну довжину вертикальних електродів:

$$L_B = n \cdot l_B = 21 \cdot 5 = 105 \text{ м.}$$

Визначаємо відносну довжину встановлених в ґрунт вертикальних електродів:

$$t_{\text{відн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{46,9} = 0,112.$$

Відносна довжина верхньої частини вертикального електроду становить:

$$l_{\text{відн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

Визначаємо еквівалентний питомий опір ґрунту r_E з формули:

$$\rho_E = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \rho_3 = 60 \cdot \left(\frac{100}{60} \right)^{0,265} = 68,7 \text{ Ом/м},$$

де k – показник ступеня:

$$k = 0,43 \cdot (l_{\text{відн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B}) = 0,43 \cdot \left(0,26 + 0,272 \cdot \ln \frac{8,934 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,265.$$

Визначаємо розрахунковий опір штучного заземлювача R_{III} :

$$R_{III} = 0,444 \cdot \frac{\rho_E}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_E}{L_\Gamma + L_B} = 0,444 \cdot \frac{68,7}{46,9} + \frac{68,7}{375,2 + 105} = 0,794 \text{ Ом},$$

Загальний опір заземлювача ΓIII (разом із штучним заземлювачем) становить:

$$R_3 = \frac{1,06 \cdot 0,794}{1,06 + 0,794} = 0,454 \text{ Ом}.$$

Таким чином, загальний опір природного та штучного заземлювачів менший 0,5 Ом, що відповідає допустимому значенню, згідно [16].

4.2 Заходи безпеки при проведенні робіт на електроустановках до 1 кВ

При роботі на електроустановках до 1 кВ необхідно дотримувати умови щодо захисту від ураження електричним струмом, тобто, для забезпечення електробезпеки; Заходи, в загальному випадку поділяються на основні та додаткові [18].

Основний ізолюючий засіб захисту від ураження електричним струмом повинен тривалий час витримувати робочу напругу електроустановки та дозволяє працювати на струмопровідних частинах, що знаходяться під напругою.

Додатковий ізолюючий засіб захисту не може сам по собі забезпечити захист від ураження електричним струмом, але доповнює основний засіб захисту, а також призначений для захисту від напруги дотику та крокової напруги [18].

До основних ізолюючих електрозахисних засобів для електроустановок напругою до 1000 В відносяться: ізолюючі штанги всіх видів; ізолюючі кліщі; показники напруги; електровимірювальні кліщі; діелектричні рукавички; ручний ізолюючий інструмент.

До додаткових ізолюючих електрозахисних засобів для електроустановок напругою до 1000 В відносяться: діелектричні калоші; діелектричні килимки та ізолювальні підставки; ізолюючі ковпаки, покриття та накладки; сходи приставні, ізолюючі склопластикові драбини.

При використанні основних ізолюючих електрозахисних засобів достатньо застосовувати один додатковий засіб, крім окремо обумовлених випадків.

Ізолююча частина електрозахисних засобів, що містять діелектричні штанги або руків'я, повинна обмежуватися кільцем або упором з електроізоляційного матеріалу з боку руків'я (висота обмежувального кільця або упору повинна бути не менше 3 мм). При використанні електрозахисних засобів забороняється торкатися до їх робочої частини, а також до ізолюючої частини за обмежувальним кільцем або упором [18].

Ізолюючі частини електрозахисних засобів повинні бути виконані з електроізоляційних матеріалів, які не поглинають вологу, зі стійкими діелектричними та механічними властивостями. Поверхні ізолюючих частин повинні бути гладкими, без тріщин, розшарувань і подряпин.

Конструкція робочої частини ізолюючого засобу захисту (ізолюючі штанги, кліщі, показники напруги і т.п.) не повинна допускати можливість міжфазного короткого замикання або замикання фази на землю.

4.3 Заходи щодо підвищення стійкості роботи ГПП за умов надзвичайних ситуацій

Для підвищення стійкості роботи об'єктів заводу передбачається здійснення комплексу інженерно-технічних і організаційних заходів.

Стійкість роботи об'єкта полягає в здатності безперебійно виконувати задані функції за умов впливу надзвичайних ситуацій, можливість швидкого відновлення у разі заподіяних ушкоджень [19].

Стійкість роботи об'єкта залежить від багатьох чинників. Заходи підвищення стійкості ГПП формуємо як комплекс інженерно-технічних та організаційних заходів.

Організаційні заходи необхідні для змін або пристосування роботи об'єкта до умов воєнного часу.

Інженерно-технічних заходи необхідні для підвищення стійкості ГПП в процесі роботи. Такі заходи необхідно провести завчасно, за типовими проектами побудовою захисних споруд і кільцюванням енергетичних мереж.

Об'єкти заводу враховуючи їх розміри, конструктивні та технологічні особливості, вимагають різного підходу до виконання інженерно-технічних і організаційних заходів [19].

Але, необхідно провести спільні заходи для забезпечення стійкості роботи.

1. Захист робочих та службовців у разі виникнення надзвичайних ситуацій мають першочергового значення для стійкості роботи ГПП :

- своєчасне оповіщення про загрозу виникнення надзвичайної ситуації;
- безпосередня близькість до захисних споруд для укриття;
- забезпечення чергового персоналу ГПП (склад працівників) індивідуальними укриттями;

- вчасне та організоване проведення евакуації та розосередження працівників згідно розроблених графіків робочих змін.

2. Захист інженерно–технічного комплексу *ГПП* можливо досягти [24]:

- забезпеченням необхідної міцності всіх архітектурних елементів *ГПП* за рахунок підвищення стійкості найслабших;
- організацією захисту цінного устаткування *ГПП*, шляхом встановлення спеціальних захисних пристосувань;
- проведенням спеціальних заходів щодо захисту електронних пристроїв *ГПП* від проникаючої радіації та електромагнітного імпульсу ядерного вибуху;
- будівництвом підземних споруд та розміщенням пристроїв об'єкта під землею й, за можливістю, будівництвом дублюючих споруд і пристроїв;
- створенням можливості подачі резервних потужностей для основних елементів *ГПП*.

3. Підвищення стійкості управління та зв'язку на *ГПП* [19]:

- створення захищеного зв'язку з можливістю задіяння дублювання за умов надзвичайних ситуацій;
- створення можливості заміни повітряних ліній зв'язку на кабельні підземні лінії;
- визначення функцій щодо виконання захисних заходів підрозділам зводу та посадових особам у надзвичайних ситуацій;
- розробка режимів і графіків виробничої роботи *ГПП* у надзвичайних ситуаціях, впровадження надійних, побудованих на сучасній елементній базі систем управління та зв'язку.

На *ГПП* важливе значення необхідно приділити щодо недопущення виникнення вторинних чинників ураження: пожежі та вибуху [19].

Також, для підвищення стійкості електропостачання *ГПП* необхідно передбачити лінії резервного живлення електроенергією з дублюванням джерел отримання в укриттях та комунікаціях.

Стійкість електропостачання можливо забезпечити наступними заходами:

- заміною односторонньої схеми електропостачання на двосторонню або кільцеву;
- залучення резервних і пересувних джерел енергопостачання елементів релейного захисту та вимірювальних засобів,
- розробка захисту ГПП від землетрусу та повені, заміна повітряних комунікацій підземними кабельними лініями.

4. Підвищення стійкості матеріально-технічного постачання ГПП :

- створення розподілених запасів сировини та матеріалів;
- забезпечення дублювання транспортних розв'язок для забезпечення запасними частинами та матеріалами;

5. Створення протипожежного захисту:

- дотримання встановлених нормативів щодо розміщення ГПП та забудов, наявність широких магістралей, спорудження будинків та житлових споруд;
- застосування вогнестійких покриттів для конструкцій ГПП; будівництво віддалених від ГПП складів паливно-мастильних та інших вогненебезпечних і вибухонебезпечних матеріалів;
- організацію надійної охорони об'єкта.

6. Організація рятувальних та невідкладних аварійно-відбудовних робіт та швидкого відновлення безперебійної роботи ГПП :

- попередня розробка схем відновлення ГПП, які забезпечують якнайшвидше відкриття наскрізного руху поїздів;
- створення запасів конструкцій, матеріалів (устаткування), необхідних для відновлення;

Проведення означених заходів дозволить підвищити стійкість роботи трансформаторних підстанцій підприємства за умов надзвичайних ситуацій.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі для досягнення мети щодо забезпечення раціональної системи електропостачання заводу металоконструкцій здійснено технологічні розрахунки та прийняті конструктивні рішення.

1. За результатами розрахунків електричних навантажень були підібрані трансформаторні підстанції з урахуванням масляних трансформаторів типу *ТМГ*. Для головної низьковольтної підстанції підприємства обрано силові трансформатори *ТДН* потужністю *10000 кВА*.

2. Проведено техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання, за результатами якого обрана схема на напругу *110 кВ*, а також визначено відповідне електрообладнання.

3. Розроблено схему внутрішнього електропостачання на напрузі *10 кВ*, виконано проєкт прокладання кабелів по території підприємства та проведено розрахунок кабельних ліній.

4. На основі розрахунків струмів короткого замикання здійснено вибір і перевірку комутаційної та вимірювальної апаратури, а також перевірку кабельних ліній на термічну стійкість до короткочасних струмів. Проведено оцінку показників якості електроенергії; результати показали, що застосування спеціальних технологічних засобів для їх покращення не є необхідним.

5. Виконані розрахунки для вибору способів компенсації реактивної потужності, на основі яких визначені джерела компенсації та місця їх встановлення.

6. За підсумками виконаної роботи можна констатувати, що обрана схема електропостачання групи цехів заводу металоконструкцій відповідає чинним вимогам щодо проектування електропостачання.

7. Раціональне забезпечення системи електроспоживання досягнуто завдяки підбору захисного та комутаційного обладнання на напругах *110 кВ* і *10 кВ* із врахуванням розрахованих струмів короткого замикання.

8. Розрахунки показників якості електроенергії підтвердили, що їхні значення знаходяться в межах допустимих норм.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Шкрабець Ф.П. Електропостачання: навч. посіб. / Ф. П. Шкрабець; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д.: НГУ, 2015. – 540 с.
2. 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.
3. Калюжний Д. М. Конспект лекцій з курсу «Електропостачання та електрозбереження» (для студентів 4 курсу денної та заочної форм навчання за напрямом підготовки 6.050701 – Електротехніка та електротехнології та слухачів другої вищої освіти зі спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Електротехнічні системи електроспоживання) / Д. М. Калюжний, А. О. Карюк, І. Є. Щербак; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2016. – 124 с.
4. Доморошин С. В. Удосконалення методів прогнозування ризиків порушення роботи розподільчих пристроїв високої напруги: дис. канд. техн. наук : 141 / Доморошин Сергій Вікторович – Запоріжжя, 2021. – 247 с.
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. 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.
7. 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, Центральнотехніч. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.

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. 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.

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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.

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. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем. Навч. посібник / В.П. Кідиба. – Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка». – 2013. – 500 с.

16. 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.

17. Коваль В.П., Тарасенко М.Г., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи магістра для здобувачів другого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 51 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/45301>

18. 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.

19. Техноекологія та цивільна безпека. Частина «Цивільна безпека». Навчальний посібник [Електронний ресурс] / В.С. Стручок, – Тернопіль: ТНТУ ім. І. Пулюя, 2022.–150 с. Режим доступу: <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>.

20. Буняк О., Стасів А., ОРОБЧУК, Б., СУДОМИР, В. (2025). Розробка програмного модуля для розрахунку порівняльних характеристик трансформаторів з врахуванням умови економічності. Herald of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 357(5.2), 115-122. <https://doi.org/10.31891/2307-5732-2025-357-73>.

21. Development of an educational laboratory stand at the base fast-acting

automatic reserve input / Bogdan Orobchuk, Serhii Babiuk, Oleh Buniak, Ivan Sysak, Liubov Kostyk, Myroslav Nakonechniy, Yaroslav Filiuk // Scientific Journal of TNTU. – Tern.: TNTU, 2023. – Vol 112. – No 4. – P. 12–25. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/43665>.

22. Ясіновський В.М., Буняк О.А. Оцінка забезпечення надійності системи електропостачання підприємства // В. Ясіновський, О. Буняк / Міжнародній науково-технічній конференції „Фундаментальні та прикладні проблеми сучасних технологій“, присвячена 180-річчю з дня народження Івана Пулюя та 65-річчю з дня заснування Тернопільського національного технічного університету імені Івана Пулюя (28-29 травня 2025 року), Тернопіль: ТНТУ імені І. Пулюя. – 2025. – 69 с. <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/48898>.

23. Development of the reactive power compensation laboratory bench and its integration into the training simulator of dispatch control system. Bohdan Orobchuk, Ivan Sysak, Oleh Buniak, Serhii Babiuk, Vadym Koval 3rd International Workshop on Information Technologies: Theoretical and Applied Problems (ITTAP-2023), Ternopil, Ukraine, Opole, Poland, November 22 – 24, 2023. :672-683. <https://ceur-ws.org/Vol-3628/paper38.pdf>.