

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

Електротехнічний факультет

(повне найменування інституту, факультету)

Кафедра Електричні та електронні апарати

(повне найменування кафедри)

Пояснювальна записка
до дипломного проекту (роботи)
бакалавра
(ступінь вищої освіти)

на тему
Апаратна частина знижувальної підстанції з трансформаторами 2×6300/110/10 та
автоматизованою системною комерційного обліку електроенергії

Виконав: студент VI курсу, групи Е- 413сп

Спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
(код і найменування спеціальності)

Освітня програма (спеціалізація)
Електричні та електронні апарати

Тума Д.
(прізвище та ініціали)

Керівник

Немикіна О.В.
(прізвище та ініціали)

Рецензент _____ Колпакова О.А. _____
(прізвище та ініціали)

2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»
 (повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Електротехнічний
 Кафедра Електричні та електронні апарати
 Ступінь вищої освіти бакалавр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (код і
 найменування)
 Освітня програма (спеціалізація) «Електричні та електронні апарати»
 (назва освітньої програми (спеціалізації))

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри



Андрієнко П.Д.

«2» 04 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНИЙ ПРОЕКТ (РОБОТУ) СТУДЕНТА(КИ)

Тума Дмитро Романович
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) «Апаратна частина знижувальної підстанції з трансформаторами 2×6300/110/10 та автоматизованою системною комерційного обліку електроенергії»

керівник проекту (роботи) Немикіна Ольга Володимирівна к.т.н., доц,
 (прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «25» квітня 2026 року №197

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 30 травня 2026 року

3. Вихідні дані до проекту (роботи) : Завдання кафедри: Потужність електроприймачів, кВт Джерело живлення : Відстань від ПС енергосистеми – 13 км Трансформатори на ПС енергосистеми: два тра-тори ТДТН-63000/110/35/10 кВ.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Структура та принцип роботи знижувальних підстанцій. Вибір напруг зовнішнього електропостачання і внутрішньозаводського розподілу електроенергії та місця розташування джерела живлення. Вибір кількості, потужності цехових трансформаторів та трансформаторів ГЗП. Розрахунок струмів КЗ. Вибір електричних апаратів. Вибір варіанту схеми внутрішньозаводського електропостачання. Вибір електричних апаратів ЗРП-10 кВ. Компенсація реактивної потужності на напрузі 10 кВ. Споживання електроенергії підприємством. автоматизована система комерційного обліку електроенергії. Висновок.

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

- 1) Схема принципова електрична ЗРП 10 кВ , варіант 1 (18 комірок)
- 2) Схема принципова електрична ЗРП 10 кВ , варіант 2 (14 комірок)
- 3) Схема принципова електрична ГЗП 110/10 та АСКОЕ
- 4) Структурна схема АСКОЕ

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	приймав виконане завдання

7. Дата видачі завдання « 10 » лютого 2026 року.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Розрахунок електричних навантажень силової мережі	20.02.2026- 11.03.2026	
2	Вибір напруг зовнішнього електропостачання і внутрішньозаводського розподілу електроенергії та місця розташування джерела живлення	12.03.2026- 22.03.2026	
3	Розрахунок струмів кз. Вибір повітряних ліній та електричних апаратів	25.03.2026- 12.04.2026	
4	Вибір варіанту схеми внутрішньозаводського електропостачання	15.04.2026- 26.04.2026	
5	Вибір електричних апаратів ЗРП-10 кВ	05.05.2026- 08.05.2026	
6	Компенсація реактивної потужності на напрузі 10 кВ	09.05.2026- 18.05.2026	
7	Економія електроенергії від компенсації реактивної потужності	19.05.2026- 20.05.2026	
8	Споживання електроенергії підприємством	26.05.2026	
9	Автоматизована система комерційного обліку електроенергії.	20.05.2026- 30.05.2026-	
10	Висновок		

Студент(ка)
(підпис)

(прізвище та ініціали)

Тума Д.

Керівник проекту (роботи)
(підпис)

(прізвище та ініціали)

Немикіна О.В.

РЕФЕРАТ

Дипломна робота: «Апаратна частина знижувальної підстанції з трансформаторами $2 \times 6300/110/10$ кВ та автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії» містить пояснювальну записку : 82 ст., 15 табл., 8рис., 16 використаних джерел та графічну частину.

Метою даної дипломної роботи є розробка апаратної частини знижувальної підстанції з трансформаторами $2 \times 6300/110/10$ кВ з інтегрованою автоматизованою системою комерційного обліку електроенергії.

Об'єктом дослідження є знижувальна підстанція напругою 110/10 кВ.

Предметом дослідження є апаратна частина підстанції та система комерційного обліку електроенергії.

У роботі необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати структуру та принцип роботи знижувальних підстанцій;
- виконати вибір основного електрообладнання;
- розробити схему електричних з'єднань підстанції;
- обґрунтувати вибір трансформаторів та комутаційної апаратури;
- розглянути принципи побудови та функціонування АСКОВЕ;

ЗНИЖУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, СИЛОВИЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ, КОМУТАЦІЙНА АПАРАТУРА, АСКОВЕ, ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, НАДІЙНІСТЬ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ..

ЗМІСТ

Завдання.....	2
Реферат.....	4
Зміст.....	5
Перелік умовних позначень.....	6
Вступ.....	7
1 Структура та принцип роботи знижувальних підстанцій	8
2 Розрахунок електричних навантажень.....	10
2.1 Розрахунок навантаження освітлення.....	10
2.2 Розрахунок навантаження силових електроприймачів напругою до і вище 1000В.....	12
3 Вибір напруги зовнішнього електропостачання і внутрішньозаводського розподілу електроенергії.....	18
4 Вибір місця розташування джерел живлення	20
5 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів та трансформаторів ГЗП.....	25
5.1 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів КТП	25
5.2 Вибір трансформаторів ГЗП.....	29
6 Вибір варіанта схеми внутрішньозаводського розподілу електроенергії.....	30
6.1 Попередній вибір перерізів КЛ в електричній мережі напругою 10 кВ.....	33
6.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схеми.....	36
7 Розрахунок струмів КЗ. Вибір електричних апаратів внутрішньозаводської мережі електропостачання.....	42
7.1 Вибір ПЛ в електричній мережі напругою 110 кВ.....	42
7.2 Розрахунок струмів КЗ.....	43
7.3 Вибір апаратів для ГЗП.....	50
7.4 Вибір електричних апаратів для ЗРУ-10кВ.....	51
7.5 Остаточний вибір КЛ 10 кВ за умовою мінімального перерізу.....	54
8 Компенсація реактивної потужності.....	56

9 Економія електроенергії від компенсації реактивної потужності.....	58
10 Основні заходи з техніки безпеки в мережі внутрішньозаводського електропостачання.....	61
11. Споживання електроенергії ГЗП.....	65
12. Автоматизована система комерційного обліку електроенергії.....	71
Висновки.....	80
Перелік посилань.....	81

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АВ – автоматичний вимикач;
ГЗП – головна знижувальна підстанція;
ДРІ – дугова ртутна метало галогенна лампа;
ДРЛ – дугова ртутна люмінесцентна лампа;
ЕРС – електро рушійна сила;
ЗРУ – закритий розподільчий пристрій;
КЗ – коротке замикання;
КЛ – кабельна лінія;
ЛН – лампа накаливання;
ЛЛ – люмінесцентна лампа;
КТП – комплектна трансформаторна підстанція;
КУ – конденсаторна установка;
КП – компенсаційний пристрій;
КРП – комірка розподільного пристрою;
ПАР – післяаварійний режим;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
ПЛ – повітряна лінія;
ПРА – пускорегулювальна апаратура;
ПС – підстанція;
СД – синхронний двигун;
СП – силовий пункт;
ТЕР – техніко економічний розрахунок;
РП – розподільний пристрій;
ЦЕН – центр електричних навантажень;
ШВВ – шкаф високовольтного вводу.

ВСТУП

Сучасний розвиток електроенергетики характеризується зростанням навантажень, підвищенням вимог до надійності електропостачання та впровадженням інтелектуальних систем керування і обліку електроенергії. Одним із ключових елементів електроенергетичної системи є знижувальні підстанції, які забезпечують трансформацію напруги та розподіл електричної енергії між споживачами.

Особливого значення набуває проектування апаратної частини підстанцій з урахуванням сучасних вимог до енергоефективності, безпеки та автоматизації. Використання трансформаторів потужністю 2×6300 кВА класу напруги 110/10 кВ дозволяє забезпечити надійне електропостачання промислових та міських споживачів, а також створити резерв потужності у випадку аварійних режимів.

Важливою складовою сучасних підстанцій є впровадження автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), які забезпечують точний облік, контроль споживання, аналіз втрат та підвищення ефективності використання електричної енергії.

1. СТРУКТУРА ТА ПРИНЦИП РОБОТИ ЗНИЖУВАЛЬНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Знижувальні підстанції (ЗП) — це ключовий елемент електричних мереж, призначений для перетворення електричної енергії високої напруги (ВН) у нижчу напругу (СН або НН) для її подальшого розподілу між споживачами. Вони зменшують напругу (наприклад, з 110 кВ до 35, 10 або 6 кВ)

Структура знижувальної підстанції

Структурна схема трансформаторної підстанції визначає шлях передавання енергії від енергосистеми до споживачів, що включає:

Приймальний пристрій (ВРУ - Відкритий Розподільчий Устрій) високої напруги (ВН): Лінії електропередачі (ЛЕП) підводять енергію до підстанції.

Силові трансформатори (або автотрансформатори): Основний елемент, що безпосередньо знижує напругу. З високої ВН 110-330 кВ до низької 10 або 6 кВ.

Розподільчий пристрій (РУ) нижчої напруги (ЗРУ - Закритий Розподільчий Устрій 6-10кВ): Пристрої для розподілу зниженої напруги до споживачів.

Схеми ВРУ 110-330кВ та ЗРУ6-10кВ.

Вибір основної схеми (ВРУ 110-330 кВ)

Вибір схеми 110-330 кВ залежить від кількості ліній та трансформаторів.

Перелік схем електричних ВРУ:

- Два блока лінія-трансформатор з роз'єднувачами або з вимикачами.
- Дві секції шин з секційним вимикачем (для I, II кат.): Надійна схема, що дозволяє проводити ремонт будь-якої секції без відключення споживачів.
- Місток з вимикачами у колах ліній або трансформаторов та ремонтним перемикачем (для I, II, III кат.).
- «Одна, секціонована вимикачем, система шин» : Застосовується на підстанціях з меншою кількістю приєднань, де допускається тимчасове відключення частини споживачів при ремонті шин.
- Схема «Дві робочі, секціоновані вимикачами» : Найбільш поширена для вузлових підстанцій. Вона забезпечує високу гнучкість та можливість ремонту будь-якого вимикача без відключення приєднань.

- «Полуторна» схема (з трьома вимикачами на два приєднання): Використовується при 5 і більше приєднаннях 330 кВ, забезпечує високу надійність та зручність ремонту вимикачів.
- Схема «Чотирикутник» : Застосовується при невеликій кількості приєднань (наприклад, 4), забезпечує високу надійність без використання шин, використовуються в системоутворюючій магістральній електромережі на напрузі від 330 кВ до 750 кВ.

Схема на стороні 6- 10 кВ (РУ 6-10 кВ)

На стороні низької напруги (НН) зазвичай застосовують:

Одна робоча, секціонована вимикачем, система шин (СШ-10), розділені секційним вимикачем.

Кожна секція живиться від свого трансформатора (Т1 та Т2).

Для живлення споживачів використовують комірки КРУ (комплектний розподільчий пристрій) або КСО (камера збірна одностороннього обслуговування).

1.Відкритий розподільчий пристрій (ВРП-110 кВ):

- Високовольтні вимикачі (елегазові або вакуумні): Для комутації ліній 110 кВ.
- Роз'єднувачі: Для створення видимого розриву ланцюга.
- Силові трансформатори (Основне обладнання) (2 шт.):.
- Вимірювальні трансформатори струму (ТФЗМ) та напруги (ЗНОМ): Для живлення приладів захисту та обліку.
- Обмежувачі перенапруги (ОПН): Захист від атмосферних та комутаційних перенапруг.

Закритий розподільчий пристрій (ЗРП-10 кВ):

- Комплектні розподільчі пристрої (КРП/КСО): Шафи з вакуумними вимикачами, що забезпечують захист та розподіл по лініях 10 кВ.
- Вимірювальні трансформатори напруги (типу НТМІ або НАМІ): Для контролю ізоляції мережі 10 кВ.
- Власні потреби (ВВ-0,4 кВ): Трансформатори ВП 6-10 кВ на 0,4кВ для живлення систем захисту, освітлення та обігріву.

2 Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ)

Використання автоматизованої системи керування обліком електроенергії (АСКОЕ) в Україні — це обов'язкова вимога для великих споживачів (група «А») та ефективний інструмент для автоматизації процесів обліку, розподілу та економії електроенергії. АСКОЕ об'єднує функції як комерційного, так і технічного обліку в єдину метрологічно атестовану систему. АСКОЕ включає сукупність технічних засобів для автоматичного збору, обробки та передачі даних:

Лічильники електроенергії: Багатофункціональні електронні лічильники (наприклад, СЕ, Енергія-9, Меркурій), встановлені на стороні 110 кВ та 10 кВ.

Трансформатори струму та напруги облікові: Високої точності (клас 0.2S, 0.5S).

Пристрої збору та передачі даних (ПЗПД/Концентратори): Промислові комп'ютери або спеціалізовані модулі, що збирають дані з лічильників.

Канали зв'язку: GSM/GPRS модеми, Ethernet, PLC або оптоволоконні лінії для передачі даних на сервер енергопостачальної компанії.

Система єдиного часу: Забезпечує синхронізацію часу на всіх лічильниках.

3. Релейний захист, автоматика та керування

Мікропроцесорні термінали РЗА: (наприклад, ABB, Siemens, Schneider Electric,) для захисту трансформаторів, ліній 110 кВ та 10 кВ.

Пристрої автоматичного введення резерву (АВР): Для автоматичного перемикання живлення споживачів.

Панелі керування та сигналізації: Встановлюються в загальнопідстанційному пункті керування (ЗППУ).

Акумуляторна батарея: Джерело постійного струму для надійної роботи РЗА та вимикачів.

Апаратна частина знижувальної підстанції 110/10 кВ з двома трансформаторами по 6300 кВА (2×6300 кВА) — це комплекс високовольтного та низьковольтного обладнання, призначеного для прийому, перетворення та розподілу електроенергії, обладнаний сучасною системою комерційного обліку (АСКОЕ).

Розробка схеми електричних з'єднань знижувальної підстанції (ПС) 110/10 кВ є інженерним завданням, яке залежить від категорії надійності споживачів, потужності трансформаторів та вимог енергосистеми.

Знижувальна підстанція використовується для живлення заводу.

Характеристики споживачів електроенергії на заводі наведено в таблиці 1.

Таблиця 1 – Характеристики споживачів заводу.

№ на генплані	Назва споживачів	Рном, кВт
1	Цех реле і малих трансформаторів	850
2	Механічний цех	1550
3	Інструментальний цех	1480
4	Литейний цех	2800
5	Кувальний цех	1620
6	Електромашинний цех	2060
7	Колесний цех	1300
8	Підшипниковий	860
9	Апаратний	900
10	Збиральний цех	2800
11	Тележечний цех	1020
12	Компресорна	380
	Синхронні двигуни U=10 кВ	800
13	Насосна	260
14	АБК	560
15	Поліклініка	25
16	Столова	180
17	Очисна станція	5
18	Склад	25
19	Склад	6
20	Склад	6

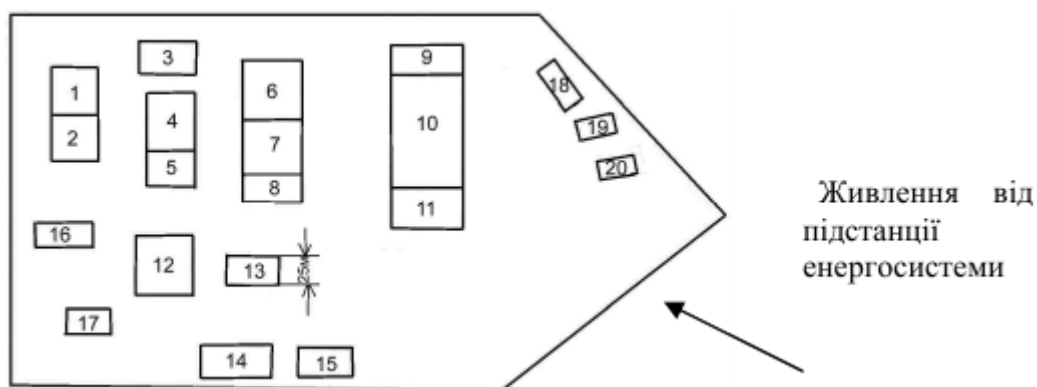


Рис. 1- Генплан машинобудівного заводу

Основне виробництво здійснюється в ливарному, ковальському, електромашинному, колісному та складальному цехах.

Сировина до основних цехів надходить зі складів і допоміжних виробництв, серед яких: цех реле та малих трансформаторів, механічний, інструментальний, підшипниковий, апаратний і тележечний цехи.

На території заводу також розташовані допоміжні об'єкти: компресорна станція, насосна станція, адміністративно-побутовий корпус (АБК), поліклініка, їдальня, очисні споруди та склади.

Більшість приміщень відносяться до категорії сухих із нормальним мікрокліматом. Виняток становлять насосна і компресорна станції, де середовище вологе, а також ливарний і ковальський цехи, у яких спостерігається агресивне середовище.

За рівнем надійності електропостачання електроприймачі поділяються на такі категорії:

Перша категорія — ливарний і ковальський цехи, компресорна і насосна станції.

Друга категорія — електромашинний, колісний, складальний і тележечний цехи.

Третя категорія — решта споживачів.

Зовнішнім джерелом електроживлення є підстанція енергосистеми, оснащена двома трансформаторами ТДТН-63000/110/35/10 кВ, яка розташована на відстані 13 км від підприємства.

Максимальна тривалість навантаження становить $T_{\max} = 6000$ год/рік. Основне виробництво функціонує у три зміни з нерівномірним навантаженням

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Розрахунок навантаження освітлення

Розрахунок навантаження освітлення проводимо методом коефіцієнту попиту спільно з використанням методу питомої площі. Для освітлення приміщень використовуємо лампи ДРЛ або люмінесцентні, а для насосної використовуємо лампи накаливання.

Встановлена потужність навантаження освітлення

$$P_{\text{вст } i} = P_{\text{пит}} \cdot S_i \cdot 10^{-3}, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{пит}}$ - питоме навантаження i -го приміщення за площею для вибраного типу ламп і для визначеного значення нормальної освітленості, наведений у [2];

S_i - площа i -го цеху, м^2 .

Активнерозрахункове навантаження освітлення кожного цеху

$$P_{\text{р } i}^{\text{осв}} = P_{\text{вст } i} \cdot k_{c i} \cdot k_{\text{ПРА}}, \quad (2.2)$$

де $k_{c i}$ - коефіцієнт попиту, згідно [3] для приміщень цеху $k_c = 0,9$, для службово-побутових приміщень $k_c = 0,85$;

$k_{\text{ПРА}}$ - коефіцієнт втрат потужності в ПРА, згідно [3] для ламп ДРЛ $k_{\text{ПРА}} = 1,1$, для люмінесцентних ламп $k_{\text{ПРА}} = 1,2$.

Реактивнерозрахункове навантаження освітлення кожного цеху

$$Q_{pi}^{осв} = P_{pi}^{осв} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.3)$$

де $tg\varphi_i$ - коефіцієнт реактивної потужності, згідно [3] величина обчислюється за $cos\varphi$, що нормується і залежить від конструктивних особливостей світильника. Для світильників із люмінесцентними лампами $cos\varphi = 0,5$, а для світильників із лампами ДРІ $cos\varphi = 0,6$. Відповідно $tg\varphi_{лл} = 1,73$ для світильників із люмінесцентними лампами, а $tg\varphi_{ДРІ} = 1,33$ для світильників із лампами ДРІ.

Результати розрахунку навантаження наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків навантаження освітлення.

Назва цеху	Тип лампи	H , м	$P_{пит}$, Вт/м ²	S , м ²	$P_{вст}$, кВт	$k_{п}$	$P_p^{осв}$, кВт	$tg\varphi$	$Q_p^{осв}$, кВАр
Реле і трансформаторів	ДРЛ	6	12	1080	12,96	0,85	12,1	1,33	16,12
Механічний	ДРЛ	6	12	1080	12,96	0,85	12,1	1,33	16,12
Інструментальний	ДРЛ	6	12	1200	14,4	0,85	13,4	1,33	17,91
Литейний	ДРЛ	7	12	1728	20,73	0,85	21,6	1,33	28,82
Кувальний	ДРЛ	7	12	1080	12,96	0,85	13,5	1,33	18,01
Електромашинний	ДРЛ	7	12	2304	27,64	0,85	28,8	1,33	38,43
Колісний	ДРЛ	6	12	2304	27,64	0,85	28,8	1,33	38,43
Підшипниковий	ДРЛ	6	12	1200	14,4	0,85	13,4	1,33	17,91
Апаратний	ДРЛ	6	12	1440	17,28	0,85	16,1	1,33	21,49
Збиральний	ДРЛ	7	13	5400	70,2	0,85	73,3	1,33	97,57
Тележечний	ДРЛ	7	12	1800	21,6	0,85	20,2	1,33	26,86
Компресорна	ЛН	4	14	2304	32,25	0,85	27,4	0	0

Продовження таблиці 2.1

Назва цеху	Тип лампи	H , м	$P_{\text{пит}}$, Вт/м ²	S , м ²	$P_{\text{вст}}$, кВт	$k_{\text{п}}$	$P_{\text{р}}^{\text{осв}}$, кВт	$tg\varphi$	$Q_{\text{р}}^{\text{осв}}$, кВАр
Насосна	ЛН	4	14	1050	14,7	0,85	12,5	0	0
Адміністративно-біловий корпус	ЛЛ	3	14	1500	21	0,85	21,4	1,73	37,06
Поліклініка	ЛЛ	3	13	1050	13,65	0,85	13,9	1,73	24,09
Столова	ЛЛ	3	12	960	11,52	0,85	11,7	1,73	20,33
Очисна станція	ДРЛ	6	8	648	5,184	0,85	4,85	1,33	6,45
Склад	ДРЛ	6	8	648	5,184	0,85	4,85	1,33	6,45
Склад	ДРЛ	6	8	540	4,32	0,85	4,04	1,33	5,37
Склад	ДРЛ	6	8	540	4,32	0,85	4,04	1,33	5,37

2.2 Розрахунок навантаження силових електроприймачів напругою до і вище 1000В.

Розрахунок силового навантаження проводимо методом коефіцієнту попиту.

$$P_{\text{р}i}^{\text{сил}} = k_{\text{п}i} \cdot P_{\text{вст}i}, \quad (2.4)$$

де $k_{\text{с}i}$ - коефіцієнт попиту для i -го споживача, наведений у [1];

$P_{\text{вст}i}$ - встановлена активна потужність i -го споживача, кВт.

$$Q_{\text{р}i}^{\text{сил}} = P_{\text{розр}i}^{\text{сил}} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.5)$$

де $tg\varphi_i$ - відповідає значенню коефіцієнта потужності $cos\varphi_i$, у [1] наведено значення $cos\varphi_i$.

Результати розрахунку силових навантажень споживачів напругою 0,4кВ наведено у таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків силового навантаження електроприймачів напругою 0,4кВ.

Назва цеху	$P_{\text{вст}},$ кВт	$k_{\text{п}}$	$P_{\text{р } 0,4}^{\text{сил}},$ кВт	$\frac{\cos\varphi}{\tan\varphi}$	$Q_{\text{р } 0,4}^{\text{сил}},$ кВАр
Реле і трансформаторів	850	0,4	340	$\frac{0,75}{0,88}$	299,85
Механічний	1550	0,4	620	$\frac{0,6}{1,33}$	826,67
Інструментальний	1480	0,3	444	$\frac{0,6}{1,33}$	592
Литейний	2800	0,5	1400	$\frac{0,7}{1,02}$	1428,29
Кувальний	1620	0,4	648	$\frac{0,75}{0,88}$	571,48
Електромашинний	2060	0,3	618	$\frac{0,6}{1,33}$	824,00
Колісний	1300	0,4	520	$\frac{0,7}{1,02}$	530,51
Підшипниковий	860	0,4	344	$\frac{0,7}{1,02}$	350,95
Апаратний	900	0,3	270	$\frac{0,7}{1,02}$	275,46
Збиральний	2800	0,5	1400	$\frac{0,8}{0,75}$	1050
Тележечний	1020	0,3	306	$\frac{0,7}{1,02}$	312,18
Компресорна	380	0,8	304	$\frac{0,85}{0,62}$	188,4
Насосна	260	0,8	208	$\frac{0,85}{0,62}$	128,91
Адміністративно-обитовий корпус	560	0,3	168	$\frac{0,7}{1,02}$	171,39

Продовження таблиці 2.2

Назва цеху	$P_{\text{вст}},$ кВт	$k_{\text{п}}$	$P_{\text{р } 0,4}^{\text{сил}},$ кВт	$\frac{\cos\varphi}{\tan\varphi}$	$Q_{\text{р } 0,4}^{\text{сил}},$ кВАр
Поліклініка	25	0,2	5	$\frac{0,85}{0,62}$	3,10
Столова	180	0,3	54	$\frac{0,85}{0,62}$	33,47
Очисна станція	5	0,6	3	$\frac{0,85}{0,62}$	1,86
Склад	25	0,3	7,5	$\frac{0,85}{0,62}$	4,65
Склад	6	0,3	1,8	$\frac{0,85}{0,62}$	1,12
Склад	6	0,3	1,8	$\frac{0,85}{0,62}$	1,12

На території комбінату кольорової металургії в насосному цеху є споживачі електричної енергії синхронні двигуни напругою живлення 10 кВ.

Розрахунок силового навантаження СД проводимо методом коефіцієнту попиту.

Активне розрахункове навантаження СД

$$P_{\text{р } 10}^{\text{сил}} = n_{\text{СД}} \cdot k_{\text{п}} \cdot P_{\text{вст СД}}, \quad (2.6)$$

$n_{\text{СД}}$ – кількість СД;

$P_{\text{вст СД}}$ – встановлена активна потужність СД, кВт.

$$P_{\text{р } 10}^{\text{сил}} = 2 \cdot 0,7 \cdot 400 = 560 \text{ кВт.}$$

Реактивнерозрахункове навантаження СД

$$Q_{p10}^{сил} = P_{p10}^{сил} \cdot tg\varphi_{ном} \cdot \mathcal{L}, \quad (2.7)$$

$detg\varphi_{ном}$ – номінальний $tg\varphi$ СД насоса, що залежить від коефіцієнта потужності ($cos\varphi$) наведеного у [3];

$\mathcal{L}$ – коефіцієнт, що залежить від коефіцієнту завантаження за активною потужністю і коефіцієнта потужності ($cos\varphi$), для насоса наведений у [3].

$$Q_{p10}^{сил} = 560 \cdot 0,484 \cdot 0,65 = 176,17 \text{ кВАр.}$$

Сумарне навантаження цехів з урахуванням освітлення

$$P_{pi} = P_p^{осв} + P_{p0,4}^{сил}, \quad (2.8)$$

$$Q_{pi} = Q_p^{осв} + Q_{p0,4}^{сил}, \quad (2.9)$$

Результати сумарного навантаження цехів з урахуванням освітлення наведено у таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати сумарного навантаження цехів з урахуванням освітлення.

Назва цеху	$P_{p0,4}$, кВт	$Q_{p0,4}$, кВАр
Реле і трансформаторів	352,12	315,97
Механічний	632,12	842,78
Інструментальний	457,46	609,91
Литейний	1421,67	1457,11
Кувальний	661,54	589,49
Електромашинний	646,89	862,43
Колісний	548,89	568,93
Підшипниковий	357,46	368,86
Апаратний	286,16	296,94
Збиральний	1473,36	1147,57
Тележечний	326,20	339,04
Компресорна	331,42	188,40
Насосна	220,50	128,91
Адміністративно-житловий корпус	189,42	208,45
Поліклініка	18,92	27,19
Столова	65,75	53,79
Очисна станція	7,85	8,31
Склад	12,35	11,09
Склад	5,84	6,49
Склад	5,84	6,49
Всього	8021,75	8038,15

Сумарне активне навантаження підприємства з урахуванням навантаження 10 кВ визначається з урахуванням коефіцієнта різночасності максимумів навантаження

$$P_p = (\sum P_{p0,4} + P_{p10}^{\text{сил}}) \cdot k_{\text{pm}}, \quad (2.10)$$

де k_{pm} – коефіцієнт різночасності максимального навантаження, наведений у [3].

$$P_p = (8021,75 + 560) \cdot 0,9 = 7723,58 \text{ кВт}.$$

Реактивна потужність, яка передається з енергосистеми

$$Q_{\text{ec}} = P_p \cdot \text{tg} \varphi_{\text{опт}}, \quad (2.11)$$

де $\text{tg} \varphi_{\text{опт}}$ – коефіцієнт реактивної потужності, що задається енергосистемою.

$$Q_{\text{ec}} = 8038,15 \cdot 0,25 = 1930,89 \text{ кВАр}.$$

Повна розрахункова потужність

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_{\text{ec}}^2}, \quad (2.12)$$

$$S_p = \sqrt{8038,15^2 + 1930,89^2} = 7961,28 \text{ кВА}.$$

З ВИБІР НАПРУГИ ЗОВНІШНЬОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ І ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Напруга живлячої мережі вибирається в залежності від рівня напруги і віддаленості від заводу джерела живлення, а також від активного розрахункового навантаження підприємства.

Приймаємо напругу живлення $U_{\text{ном}} = 110$ кВ з електропостачанням по 2 ПЛ110 кВ, так як джерело живлення заводу – підстанція енергосистеми з двома трансформаторами ТДТН – 63000/110/35/10 кВ.

Для розподільної заводської мережі згідно [5] найбільш раціональною є напруга 10 кВ (синхронні двигуни також мають напругу 10 кВ), тому для розподільної мережі приймаємо напругу 10 кВ з використанням КЛ 10 кВ з прокладкою у траншеї.

Таким чином джерелом живлення для заводу є ПС 110/10 кВ.

Схему (110, 150, 220)-2 «два блоки лінія-трансформатор з вимикачами в колах трансформаторів» (рисунок 3.1) застосовують в РУ напругою від 110 кВ до 220 кВ у разі приєднання ПС до ЛЕП, що живить кілька ПС, і при необхідності автоматичного вимикання пошкодженого силового трансформатора.

Отже для живлення підстанції 110 /10 кВ обираємо:

- відкритий розподільчий пристрій на 110кВ за схемою: два блоки лінія-трансформатор з вимикачами в колах трансформаторів.
- закритий розподільчий пристрій 10кВ за схемою секціонована система шин.

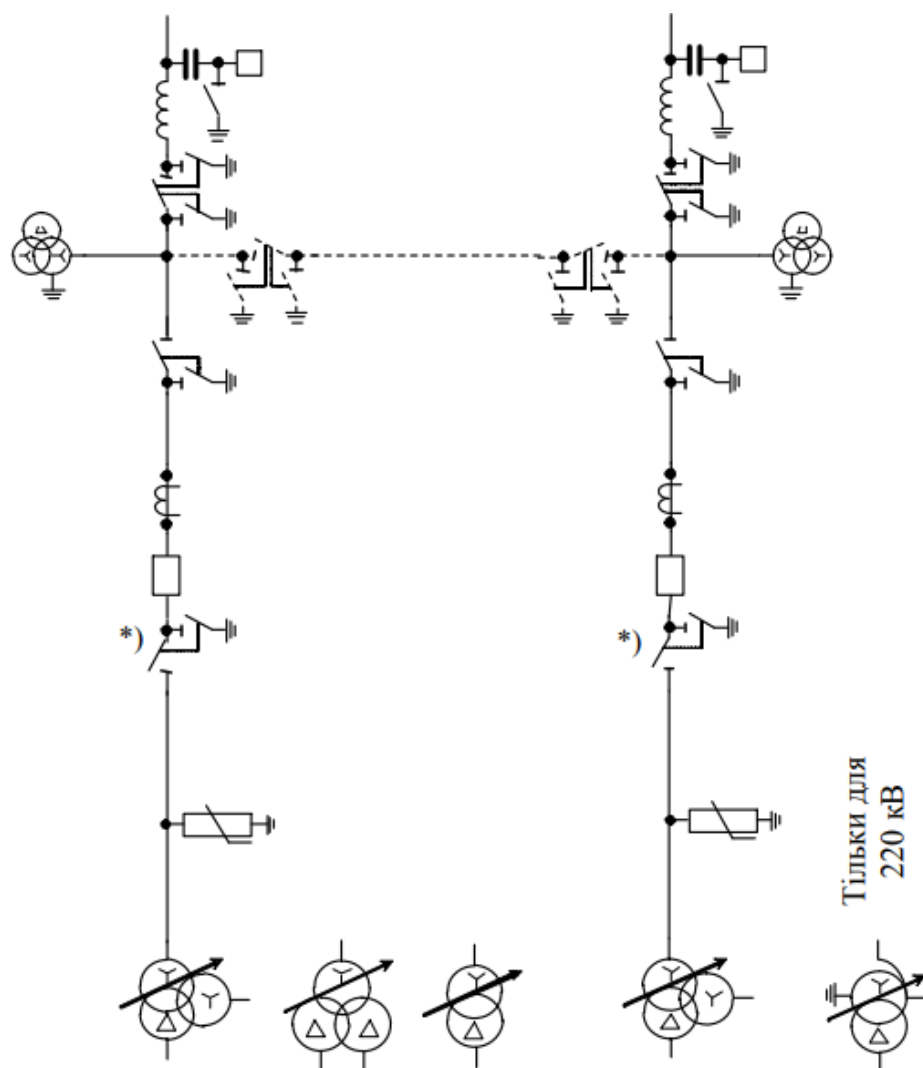


Рисунок 3.1 – Схема 110, 150, 220-2 «два блоки лінія-трансформатор з вимикачами в колах трансформаторів і неавтоматичною перемичкою з боку ліній» [2]

*Примітка 1. Роз'єднувачі, позначені *), установлюють у разі наявності живлення з боку СН.*

Примітка 2. Трансформатори напруги встановлюють у разі потреби.

4 ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ДЖЕРЕЛ ЖИВЛЕННЯ

На вибір розміщення джерела живлення заводу впливає зовнішнє джерело живлення. Для вирішення задачі вибору місця знаходження джерела живлення необхідно визначити координати центру електричних навантажень. Найбільш оптимальне розміщення – у розрахункових координатах центру.

Для визначення характеру розподілу навантажень на генплані підприємства будується картограма навантажень при умові, що площа кіл F у вибраному масштабі m пропорційна розрахунковим навантаженням відповідних об'єктів

$$P_{pi} = \pi \cdot r_i^2 \cdot m . \quad (4.1)$$

Радіус кола

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{m \cdot \pi}} , \quad (4.2)$$

де P_{pi} – розрахункове навантаження i -го цеху, кВт;

m – масштаб, кВт/см² або кВт/мм². Приймаємо $m = 1$ кВт/см².

Розрахунки для цехів підприємства наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Радіуси кіл картограм окремих цехів.

№ ЕП на ГП	P_{pi} , кВт	r_i , кВт/см ²
1	352,12	10,59
2	632,12	14,18
3	457,46	12,07
4	1421,67	21,27
5	661,54	14,51
6	646,89	14,35
7	548,89	13,22
8	357,46	10,67
9	286,16	9,54
10	1473,36	21,66
11	326,20	10,19
12	331,42	10,27
13	220,50	8,38
14	189,42	7,76
15	18,92	2,45
16	65,75	4,57
17	7,85	1,58
18	12,35	1,98
19	5,84	1,36
20	5,84	1,36

Координати ЦЕН визначені в умовній системі координат, яка нанесена на план підприємства довільним чином з умовними одиницями виміру.

Координати ЦЕН підприємства обчислені за формулами

$$X_{\text{ЦЕН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (4.3)$$

$$Y_{\text{ЦЕН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (4.4)$$

де X_i, Y_i – координати ЦЕН i -го цеху.

Результати розрахунків наведені в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Координати центрів електричних навантажень.

№ КТП	Назвацехів	X_i , м	Y_i , м	P_p , кВт	$P_p \cdot X_i$, кВт·м	$P_p \cdot Y_i$, кВт·м
1	Реле і трансформаторів	55	178	352,12	79293,46	256622,46
	Механічний			632,12		
	Інструментальний			457,46		
	Всього			1441,7		
2	Литейний	140	160	1421,67	292066,37	333313,97
	Кувальний			661,54		
	Всього			2083,21		
3	Електромашинний	237	168	646,89	368119,85	260945,72
	Колісний			548,89		
	Підшипниковий			357,46		
	Всього			1553,2		

Продовження таблиці 4.2

№ КТП	Назвацехів	X_i , м	Y_i , м	P_p , кВт	$P_p \cdot X_i$, кВт·м	$P_p \cdot Y_i$, кВт·м
4	Апаратний	360	143	286,16	759505,41	301692,43
	Збиральний			1473,36		
	Тележечний			326,20		
	Склад			12,35		
	Склад			5,84		
	Склад			5,84		
	Всього			2109,74		
5	Компресорна	140	114	891,42	195139,43	158899,25
	Столова			65,75		
	Очисна станція			7,85		
	Насосна			220,50		
	Адміністративножитовий корпус			189,42		
	Поліклініка			18,92		
	Всього			1393,85		
Всього				8581,7	1694124,51	1311473,82

$$X_{\text{цен}} = \frac{1694124,51}{8581,7} = 197,4 \text{ м},$$

$$Y_{\text{цен}} = \frac{1311473,82}{8581,7} = 152,8 \text{ м}.$$

Враховуючи картограму навантажень, а також підведення живлення від зовнішнього джерела приймаємо місце розміщення ГЗП у координатах ЦЕН

$$X_{\text{ЦЕН}} = 197,4 \text{ м},$$

$$Y_{\text{ЦЕН}} = 152,8 \text{ м}.$$

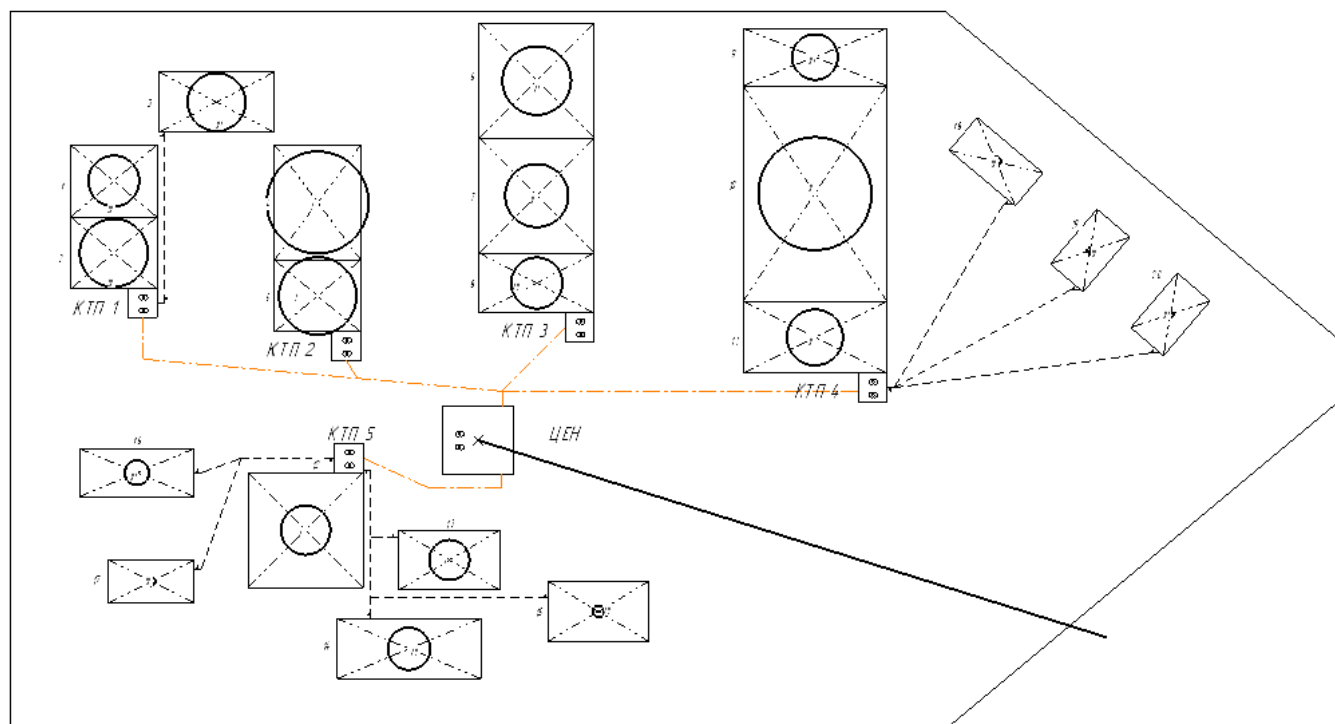


Рис 4.1 - ЦЕН на генплане заводу

5 ВИБІР КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ЦЕХОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ ГЗП

5.1 Вибір кількості та потужності цехових трансформаторів КТП

Кількість і потужності трансформаторів на КТП визначається розрахунковим навантаженням цеху, категорією електроприймачів, способом компенсації реактивної потужності, режимом роботи трансформаторів.

Однотрансформаторні КТП слід застосовувати, як правило, для живлення електроприймачів 2-ї та 3-ї категорії надійності з урахуванням резервування потужності за низькою напругою від інших трансформаторних підстанцій.

Двотрансформаторні підстанції рекомендується застосовувати при зосереджених навантаженнях або перевазі електроприймачів 1-ї та 2-ї категорії, а також у випадку нерівномірного добового або річного графіка навантаження, коли економічно змінювати приєднану потужність трансформаторів.

Кількість трансформаторів КТП обираємо з урахуванням рекомендацій [5].

Потужність трансформаторів КТП вибираємо за розрахунковим активним навантаженням з урахуванням пропускної спроможності їх за реактивною потужністю.

$$S_{p\ tr} = \frac{P_{pi}}{n_T \cdot k_3}, \quad (5.1)$$

де k_3 – коефіцієнт завантаження трансформатора, згідно [3] $k_3 = 0,9$ для одно трансформаторної КТП, $k_3 = 0,7$ для двох трансформаторної КТП;

n_T – кількість встановлюваних трансформаторів.

З [4] обираємо найближче більш стандартне значення потужності трансформатора.

Пропускна здатність трансформатора за реактивною потужністю

$$Q_T = \sqrt{(\kappa_3 \cdot n_T \cdot S_{\text{НОМ Т}})^2 - P_{pi}^2}, \quad (5.2)$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторі

$$\Delta Q_T = n \cdot \left(\frac{I_{xx} \cdot S_{\text{НОМ Т}}}{100} + \kappa_3^2 \cdot \frac{U_K \cdot S_{\text{НОМ Т}}}{100} \right), \quad (5.3)$$

Розрахункова потужність компенсаційних пристроїв на стороні НН

$$Q_{\text{нКУ}} = Q_{pi} + \Delta Q_T - Q_T, \quad (5.4)$$

З[3] обираємо необхідну кількість і потужність компенсуючих пристроїв.

Розрахункова потужність із урахуванням установки компенсуючих пристроїв

$$S_p = \sqrt{P_{pi}^2 + (Q_{pi} + \Delta Q_T - n_{\text{нКУ}} \cdot Q_{\text{нКУ}})^2} \quad (5.5)$$

де $n_{\text{нКУ}}$ — кількість обраних конденсаторних батарей;

$Q_{\text{нКУ}}$ — потужність обраних конденсаторних батарей, кВАр.

Коефіцієнт завантаження трансформатора з урахуванням скомпенсованої потужності в нормальному режимі

$$\kappa_3 = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{\text{НОМ Т}}} \leq 0,7, \quad (5.6)$$

Коефіцієнт завантаження трансформатора з урахуванням скомпенсованої потужності в ПАР

$$K_{з\text{ ПАР}} = \frac{S_p}{S_{\text{ном Т}}} \leq 1,4, \quad (5.7)$$

Тобто вибираємо п'ять двох трансформаторних КТП 10/04.

Результати розрахунків вибору КТП і компенсації реактивної потужності наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Результати розрахунків вибору КТП і компенсації реактивної потужності.

№ КТП	P_p , кВт	Q_p , кВА	Кількість і потужність тр-рів КТП	U_K , %	I_{xx} , %	ΔP_{xx} , кВт	ΔP_K , кВт	Q_T , кВАр	ΔQ_T , кВАр	$Q_{нку}$, кВАр	Тип і кількість КУ	$Q_{нку}$, кВАр	S_p , кВА	K_3	K_3 ПАР
1	1441,70	1768,66	2×ТМ-1600	6	1	2,65	16,5	1714,38	126,08	180,36	2×УКРП-0,4-90-30У3	180	2240,27	0,7	1,4
2	2083,21	2046,60	2×ТМ-1600	6	1	2,65	16,5	823,30	126,08	1349,38	2×УКРП-0,4-660-220У3	1320	2250,96	0,7	1,4
3	1553,25	1800,22	2×ТМ-1600	6	1	2,65	16,5	1614,01	126,08	312,29	2×УКРП-0,4-150-50У3	300	2248,87	0,7	1,4
4	2109,74	1807,62	2×ТМ-1600	6	1	2,65	16,5	752,73	126,08	1180,97	2×УКРП-0,4-600-200У3	1200	2233,68	0,7	1,4
5	833,85	615,05	2×ТМ-630	5,5	1,8	1,31	7,6	287,42	56,637	384,26	2×УКРП-0,4-200-100У3	400	877,00	0,7	1,39
Всього									560,95	Всього		3400			

5.2 Вибір трансформаторів ГЗП

Потужність трансформаторів ГЗП перевіряється виходячи з економічного режиму роботи у нормальному режимі та з допустимого перевантаження у після аварійному режимі. Використовуються трансформатори: 2×ТМ-6300/110.

Перевіряємо прийняті трансформатори за режимом роботи.

Навантаження трансформатора в нормальному режимі

$$K_3 = \frac{S_p}{n_T \cdot S_{\text{НОМ Т}}}, \quad (5.9)$$

S_p – повна розрахункова потужність, кВА, вираз (2.12).

$$K_3 = \frac{7961,28}{2 \cdot 6300} = 0,63 ,$$

Навантаження трансформатора в ПАР

$$K_{3 \text{ ПАР}} = \frac{S_p}{S_{\text{НОМ Т}}}, \quad (5.10)$$

$$K_{3 \text{ ПАР}} = \frac{7961,28}{6300} = 1,26 \leq 1,4 .$$

Отримані значення коефіцієнтів завантаженості знаходяться у припустимих межах.

6 ВИБІР ВАРІАНТА СХЕМИ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО РОЗПОДІЛУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Внутрішньозаводський розподіл електричної енергії може бути виконаний за радіальною, магістральною або змішаною схемами.

Розглянемо наступні варіанти:

1варіант (рисунок 6.1) – живлення радіальними схемами;

2варіант (рисунок 6.2) – живлення змішаними схемами.

Тип схеми живлення (радіальна, магістральна або змішана) є ключовим фактором, що визначає кількість комірок у закритому розподільчому пристрої (ЗРП) 10 кВ, оскільки кожна лінія, що відходить, потребує окремої комірки.

Основний вплив полягає у співвідношенні кількості споживачів до кількості ліній:

1. Радіальна схема

Принцип: Кожна споживча трансформаторна підстанція (ТП) 10/0,4 кВ живиться окремою лінією безпосередньо від ЗРП 10кВ.

Вплив на кількість комірок: Збільшує кількість комірок. Якщо в ЗРП N споживачів, потрібно N лінійних комірок + комірки для введів та секціонування.

Характеристика: Найвища надійність, але найбільші капіталовкладення в РУ 10 кВ.

2. Магістральна схема

Принцип: Одна лінія від ЗРП 10 кВ живить кілька ТП (трансформаторів), послідовно підключених до магістралі.

Вплив на кількість комірок: Зменшує кількість комірок. Кілька споживачів підключаються до однієї комірки.

Характеристика: Економічніша, використовується для великої кількості малопотужних споживачів.

3. Змішана схема

Принцип: Поєднує радіальні лінії (для потужних або надійних споживачів) та магістралі (для невеликих споживачів).

Вплив на кількість комірок: Кількість комірок є середньою між радіальною та магістральною схемами. Це найбільш розповсюджений варіант у промисловості.

Вибір шафи високого вводу (ввідної комірки 10 кВ) залежить від способу приєднання підстанції цеху 10/0,4(КТП) до мережі 10кВ: радіальної або магістральної.

якщо радіальна схема то приєднання до КТП - це глухий ввід, якщо використовується магістральна схема то приєднання до КТП через шкаф високовольного вводу (ШВВ) - це викмикач навантаження та запобіжник, що дозволяє вимкнути одну підстанцію цеху 10/0,4(КТП) без припинення живлення інших споживачів на магістралі..

При використанні радіальної схеми, рис 6.1, на 10кВ кількість комірок:

Від секції 1 : 9 шт : 1-вводна + 7 шт на відходящих лініях та 1 шт -секційна

Від секції 2 : 9 шт : 1-вводна + 7 шт на відходящих лініях та 1 шт -секційна пемичка

Итого 18 комірок.

При використанні змішаної схеми , рис 6.2, на 10кВ кількість комірок:

Від секції 1 : 7 шт : 1-вводна + 5 шт на відходящих лініях та 1 шт -секційна

Від секції 2 : 7 шт : 1-вводна + 5 шт на відходящих лініях та 1 шт -секційна пемичка

Итого 14 комірок.

Різниця між варіантом 1 та варіантом 2 по кількість комірок = 4

Дві комірки для двох секції 10кВ: $2 \times 2 = 4$.

При використанні радіальної схеми, рис 6.1, на 10кВ кількість ШВВ = 0

При використанні змішаної схеми , рис 6.2,, на 10кВ кількість ШВВ = 4

Різниця між варіантом 1 та варіантом 2 по кількість ШВВ =4.

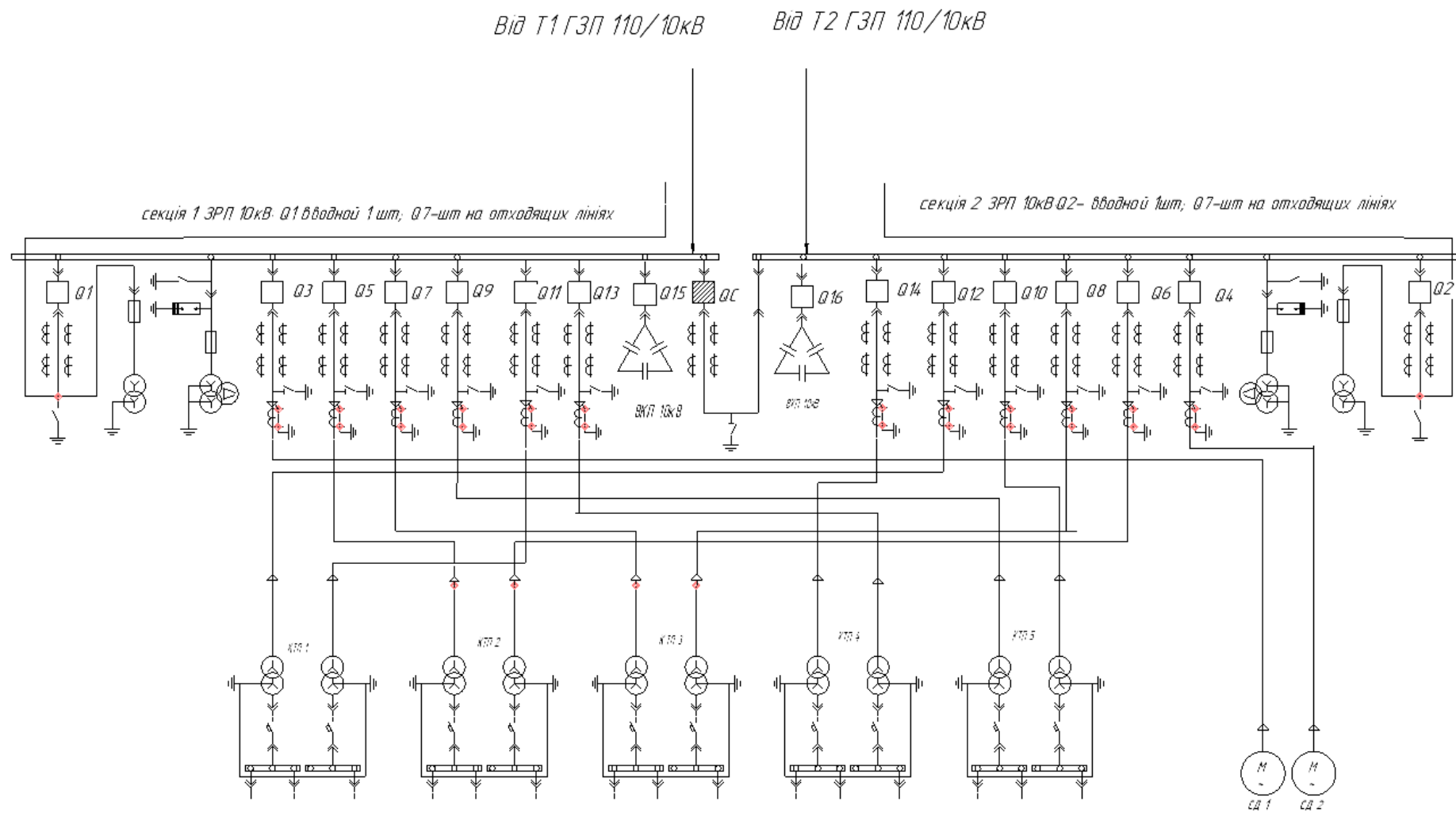


Рисунок 6.1 – Варіант1 схеми внутрішньозаводського електропостачання: радіальна схема.

6.1 Попередній вибір перерізів КЛ в електричній мережі напругою 10 кВ

Визначимо перерізи кабельних ліній для двох варіантів схеми внутрішньозаводського електропостачання. Для ТЕР перерізи КЛ вибираємо попередньо за економічною густиною струму та за нагрівом при допустимому навантаженні струмом.

Розрахунковий струм КЛ в мережі напругою 10 кВ в НР

$$I_{p\text{НР}} = \frac{S_{p\text{КТП}}}{n_{\text{кл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{кл}}}, \quad (6.1)$$

де $S_{p\text{КТП}}$ – розрахункова потужність КТП, кВА;

$n_{\text{кл}}$ – кількість кабельних ліній.

Максимальний розрахунковий струм КЛ в мережі напругою 10 кВ в ПАР

$$I_{p\text{мах}} = \frac{S_{p\text{КТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{кл}}}, \quad (6.2)$$

Попередньо обираємо переріз КЛ за економічною густиною струму

$$S_{\epsilon} = \frac{I_{p\text{НР}}}{J_{\epsilon}}, \quad (6.3)$$

де J_{ϵ} – економічна густина струму, згідно [3] $J_{\epsilon} = 1,2$ при $T_{\text{мах}} = 6000$ год/рік, А/мм².

Перевірка попередньо обраного перерізу за нагрівом при допустимому навантаженні струмом

$$I_{\text{доп}} \cdot k_z \cdot k_{\text{пр}} \geq I_{p \text{ max}} , \quad (6.4)$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм кабельної лінії, А;

k_z – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відрізняється від стандартної, обирається згідно [5];

$k_{\text{пр}}$ – поправочний коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі, обирається згідно [5].

Після визначення перерізу кабельних ліній за вказаними умовами вибираємо найбільше стандартне значення кабелю марки ААШв з розглянутих.

Результати вибору перерізів заносимо у таблицю 6.1

Таблиця 6.1 – Визначення перерізів кабельних ліній.

Призначення КЛ	$S_{p \text{ КТП}}$, кВА	$n_{\text{кл}}$	$I_{p \text{ НР}}$, А	$I_{p \text{ max}}$, А	S_{ϵ} , мм ²	$S_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$I_{\text{доп}} \cdot k_z \cdot k_{\text{пр}}$, А
Варіант 1 (радіальна схема)								
КЛ1 ГПП- КТП1	2240,2	2	64,67	129,34	53,8	70	130	117
КЛ2 ГПП- КТП2	2250,9	2	64,98	129,96	54,1	70	130	117
КЛ3 ГПП- КТП3	2248,8	2	64,92	129,84	54,1	70	130	117
КЛ4 ГПП- КТП4	2233,6	2	64,48	128,96	53,7	70	130	117

Продовження таблиці 6.1.

Призначення КЛ	$S_{p \text{ КТП}},$ кВА	$n_{\text{КЛ}}$	$I_{p \text{ НР}},$ А	$I_{p \text{ max}},$ А	$S_{\epsilon},$ мм ²	$S_{\text{ст}},$ мм ²	$I_{\text{доп}},$ А	$I_{\text{доп}} \cdot k_z \cdot k_{\text{пр}},$ А
Варіант 1								
КЛ5 ГПП- КТП5	877,00	2	25,32	50,63	21,1	25	65	58,5
КЛ6 ГПП- СД	587,06	2	16,95	33,89	14,1	16	46	41,4
Варіант 2 (змішана схема)								
КЛ1 ГПП- КТП2	4491,2 4	2	129,6	259,30	108	150	210	189
КЛ2 КТП2- КТП1	2240,2 7	2	64,67	129,34	53,8	70	130	117
КЛ3 ГПП- КТП3	4482,5 5	2	129,4	258,80	107	150	210	189
КЛ4 КТП3- КТП4	2233,6 8	2	64,48	128,96	53,7	70	130	117
КЛ5 ГПП- КТП5	877,00	2	25,32	50,63	21,1	25	65	58,5
КЛ6 ГПП- СД	587,06	2	16,95	33,89	14,1	16	46	41,4

6.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схеми.

Визначення оптимального варіанту схеми електропостачання проводиться на основі ТЕР шляхом визначення зведених витрат

$$Z = E_n \cdot K + U, \quad (6.4)$$

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних витрат, згідно [4] $E_n = 0,12$;

K – разові капітальні витрати, тис. грн;

U – експлуатаційні витрати, тис. грн.

Разові капітальні витрати

$$K = K_{крп} + K_{кл} + K_{швв}, \quad (6.5)$$

де $K_{крп}$ – разові капітальні вкладення в КРП, тис. грн;

$K_{кл}$ – разові капітальні вкладення в КЛ, тис. грн;

$K_{швв}$ – разові капітальні вкладення в ШВВ, тис. грн.

Попередньо для обох варіантів обираємо КРП типу КУ-10Ц.

Різницю капітальних вкладень для кожного варіанта заносимо у таблицю 6.3

Разові капітальні вкладення в КЛ

$$K_{кл} = K_{0\text{ кл}} \cdot l_{кл} \cdot n_{кл}, \quad (6.6)$$

де $K_{0\text{ кл}}$ – питома вартість кабелю і його прокладки у траншеї на 1 м, грн;

$l_{кл}$ – довжина кабельної лінії, км;

$n_{кл}$ – кількість кабельних ліній, шт.

Капітальні вкладання в КЛ для кожного варіанта заносимо у таблицю 6.2

Таблиця 6.2 – Капітальні вкладення в КЛ.

№ КЛ	Варіант 1					Варіант 2				
	КЛ типу	$n_{\text{кл}}$	$l_{\text{кл}}$, км	$K_{0 \text{ кл}}$, грн	$K_{\text{кл}}$, тис.грн.	КЛ типу	$n_{\text{кл}}$	$l_{\text{кл}}$, км	$K_{0 \text{ кл}}$, грн	$K_{\text{кл}}$, тис.грн.
1	ААШВ 3×70	2	0,173	108,2	37,4372	ААШВ 3×150	2	0,08	165,2	26,432
2	ААШВ 3×70	2	0,075	108,2	16,3382	ААШВ 3×70	2	0,075	108,2	16,3382
3	ААШВ 3×70	2	0,044	108,2	9,6298	ААШВ 3×150	2	0,044	165,2	14,7028
4	ААШВ 3×70	2	0,154	108,2	33,3256	ААШВ 3×70	2	0,115	108,2	24,886
5	ААШВ 3×25	2	0,066	63,2	8,3424	ААШВ 3×25	2	0,066	63,2	8,3424
6	ААШВ 3×16	2	0,066	44,6	5,8872	ААШВ 3×16	2	0,066	44,6	5,8872
Всього					110,96	Всього				

Таблиця 6.3 – Різниця разових капітальних вкладень.

Варіант	КРП			ШВВ			КЛ	K , тис.грн.
	$n_{\text{крп}}$, шт.	$K_{\text{крп } 0}$, тис.грн.	$K_{\text{крп}}$, тис.грн.	$n_{\text{швв}}$, шт.	$K_{\text{швв } 0}$, тис.грн.	$K_{\text{швв}}$, тис.грн.	$K_{\text{кл}}$, тис.грн.	
1	4	24,6	98,4	0	9,3	0	110,96	209,36
2	0		0	4		37,2	96,59	133,78

Експлуатаційні витрати

$$U = E_o + E_a + B_{\text{пот}}, \quad (6.7)$$

де E_o , E_a – експлуатаційні витрати на обслуговування та амортизацію, тис. грн;
 $B_{\text{пот}}$ – вартість витрат електроенергії, грн/рік.

Експлуатаційні витрати на обслуговування та амортизацію

$$E_o + E_a = \frac{K_a + K_o}{100\%} \cdot K_i, \quad (6.8)$$

де K_a , K_o – нормовані коефіцієнти на амортизацію та обслуговування, згідно [3]
 (для РП $K_a = 6,4\%$, $K_o = 3\%$, для КЛ 10 кВ $K_a = 5,3\%$, $K_o = 2\%$), %;

K_i – капіталовкладення, тис. грн.

$$E_{o \text{ в1}} + E_{a \text{ в1}} = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot (98,4) + \frac{5,3 + 2}{100} \cdot (110,96) = 17,35 \text{ тис. грн},$$

$$E_{o \text{ в2}} + E_{a \text{ в2}} = \frac{6,4 + 3}{100} \cdot (37,2) + \frac{5,3 + 2}{100} \cdot (96,59) = 10,55 \text{ тис. грн}.$$

Вартість витрат електроенергії

$$B_{\text{пот}} = C_w \cdot \Delta W, \quad (6.9)$$

де C_w – вартість електроенергії, грн/кВт год; 1 кВт год – 5,93 грн

ΔW – витрати активної електроенергії у КЛ, МВт год за рік.

Витрати активної електроенергії у КЛ

$$\Delta W_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau_{\text{max}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.10)$$

де τ_{max} — число годин максимальних витрат ,год.

Число годин максимальних витрат

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (6.11)$$

де T_{max} —кількість годин використання максимуму ,год.

$$\tau_{\text{max}} = \left(0,124 + \frac{6000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4239,84 \text{ год},$$

Втрати активної потужності в лінії

$$\Delta P_{\text{кл}} = n_{\text{кл}} \cdot 3 \cdot I_{\text{рНР}}^2 \cdot r_0 \cdot l_{\text{кл}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.12)$$

де r_0 — питомий активний опір кабельної лінії, обирається згідно [3], Ом/км.

Розрахунок витрати активної електроенергії у КЛ зводимо у таблицю 6.4.

Таблиця 6.4 – Вартість витрат електроенергії.

Призначення КЛ	r_0 , Ом/км	$\Delta P_{\text{кл}}$, кВт	$\Delta W_{\text{кл}}$, МВт год за рік	$B_{\text{пот}}$, тис. грн
Варіант 1				
КЛ1 ГПП-КТП1	0,447	1,94	8,23	32,97
КЛ2 ГПП-КТП2	0,447	0,85	3,63	
КЛ3 ГПП-КТП3	0,447	0,50	2,13	
КЛ4 ГПП-КТП4	0,447	1,72	7,28	
КЛ5 ГПП-КТП5	1,25	0,32	1,35	
КЛ6 ГПП-СД	1,95	0,22	0,94	
Всього		5,55	23,55	
Варіант 2				
КЛ1 ГПП-КТП2	0,208	1,68	7,12	31,31
КЛ2 КТП2-КТП1	0,447	0,85	3,59	
КЛ3 ГПП-КТП3	0,208	0,93	3,94	
КЛ4 КТП3-КТП4	0,447	1,28	5,44	
КЛ5 ГПП-КТП5	1,25	0,32	1,35	
КЛ6 ГПП-СД	1,95	0,22	0,94	
Всього		5,28	22,37	

$$U_{\text{в1}} = 17,35 + 32,97 = 50,32 \text{ тис. грн,}$$

$$U_{\text{в2}} = 10,55 + 31,31 = 41,48 \text{ тис. грн,}$$

$$З_{\text{в1}} = 0,12 \cdot 209,36 + 50,32 = 81,73 \text{ тис. грн,}$$

$$З_{\text{в2}} = 0,12 \cdot 133,78 + 41,48 = 31,32 \text{ тис. грн.}$$

Визначимо найбільш оптимальний варіант схеми

$$\Delta Z = \frac{Z_{\max} - Z_{\min}}{Z_{\max}} \cdot 100\%, \quad (6.13)$$

$$\Delta Z = \frac{81,73 - 31,32}{81,73} \cdot 100\% = 24,22 \, \%.$$

Варіанти схем не рівноцінні, так як різниця у зведених затратах більше 5%, тому обираємо варіант 2 змішана схема та менша кількість комірок 10кВ, зведені витрати якого менші.

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КЗ. ВИБІР ЕЛЕКТРИЧНИХ АПАРАТІВ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОЇ МЕРЕЖІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

7.1 Вибір ПЛ в електричній мережі напругою 110 кВ

Вибираємо переріз ПЛ 110 кВ за умовою економічної густини струму та перевіряємо обраний переріз за нагрівом при допустимому навантаженні струмом.

Розрахунковий струм ПЛ в мережі напругою 110 кВ в НР

$$I_{p\text{НР}} = \frac{S_{p\text{ГЗП}}}{n_{\text{кл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{пл}}}, \quad (7.1)$$

де $S_{p\text{ГЗП}}$ – розрахункова потужність ГЗП, кВА;

$n_{\text{кл}}$ – кількість кабельних ліній.

$$I_{p\text{НР}} = \frac{7961,28}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 20,89 \text{ А.}$$

Максимальний розрахунковий струм ПЛ в мережі напругою 110 кВ в ПАР

$$I_{p\text{мах}} = \frac{S_{p\text{ГЗП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{пл}}}, \quad (7.2)$$

$$I_{p\text{мах}} = \frac{7961,28}{\sqrt{3} \cdot 110} = 41,79 \text{ А.}$$

Обираємо переріз КЛ за економічною густиною струму

$$S_{\epsilon} = \frac{I_{p\text{НР}}}{J_{\epsilon}}, \quad (7.3)$$

$$S_{\epsilon} = \frac{20,89}{1,2} = 17 \text{ мм}^2.$$

Приймаючи до уваги вимогу мінімального перерізу за механічною міцністю для класу напруги 110 кВ [3], приймаємо ПЛ із перерізом АС-70/11 з допустимим струмом $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$.

Перевіряємо обрану ПЛ за нагрівом при допустимому навантаженні струмом

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p \text{ max}}, \quad (7.4)$$

$$265 \text{ А} \geq 41,79 \text{ А}.$$

Обрана ПЛ задовольняє умові, тому для встановлення приймаємо ПЛ АС-70/11.

7.2 Розрахунок струмів КЗ

Розрахунок струмів КЗ здійснюємо методом відносних одиниць, схема живлення підприємства та схема заміщення електропостачання заводу зображена на рисунку 7.1 та на рисунку 7.2.

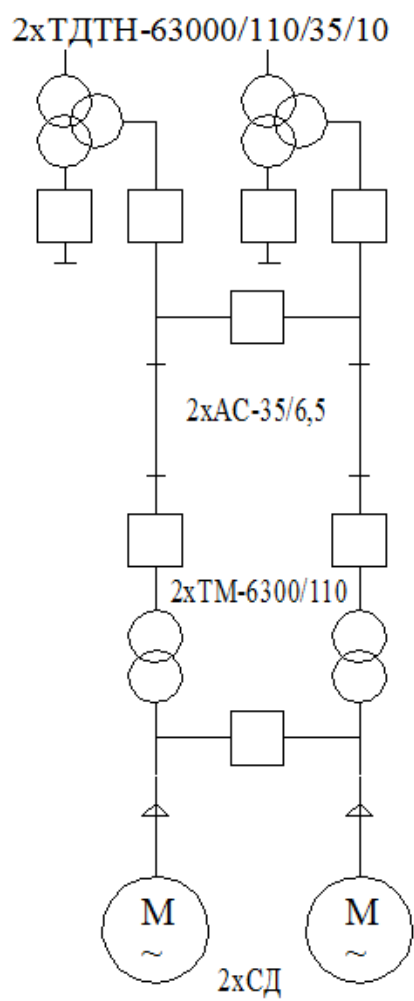


Рисунок 7.1 – Схема живлення підприємства.

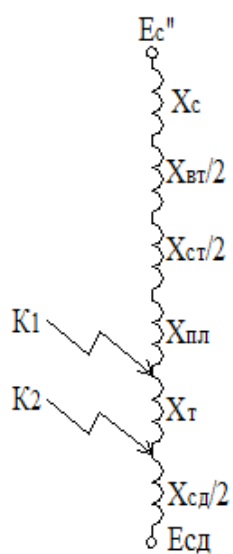


Рисунок 7.2 – Схема заміщення.

Приймаємо базисні умови

$$S_6 = 1000 \text{ МВА},$$

$$U_{61} = 110 \text{ кВА},$$

$$U_{62} = 10 \text{ кВА}.$$

Базисний струм на базисному ступені напруги

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (7.5)$$

$$I_{61} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^{-3}} = 5,25 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^{-3}} = 57,74 \text{ кА}.$$

Визначаємо опори елементів схеми заміщення.

За даними для розрахунку потужність системи $S_c = \infty$ на шинах вищої напруги зовнішнього джерела живлення. Отже, опір системи приймається $x_c = 0$ і ЕДС системи $E_c'' = 1$.

Параметри схеми заміщення трансформатора ТДТН – 63000/110/35/10

Напруга КЗ променів схеми заміщення

$$U_{\text{КВ}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{КВС}} + U_{\text{КВН}} - U_{\text{КСН}}), \quad (7.6)$$

$$U_{\text{KC}} \% = \frac{1}{2} \cdot (U_{\text{KBC}} + U_{\text{KCH}} - U_{\text{BCH}}), \quad (7.7)$$

$$U_{\text{KB}} \% = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 18 - 7) = 10,75,$$

$$U_{\text{KC}} \% = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 7 - 18) = -0,25,$$

$$U_{\text{KC}} \% = 0.$$

Опори обмоток схеми заміщення трансформатора ТДТН – 63000/110/35/10

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{K}} \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ Т}}}, \quad (7.8)$$

$$x_{\text{BT}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,71 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{CT}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0, \text{ Ом}.$$

Опір схеми заміщення трансформатора ТМ – 6300/110

$$x_{\text{T}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 11,9 \text{ Ом}.$$

Опір лінії АС-70/11

$$x_{\text{пл}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (7.9)$$

$$x_{пл} = 0,432 \cdot 13,27 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0,47 \text{ Ом.}$$

Опір СД

$$x_{сд} = \frac{1}{k_{п}} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном\ сд}}, \quad (7.10)$$

де $k_{п}$ —коефіцієнт пуску СД, згідно [3] $k_{п} = 6,5$;

$S_{ном\ сд}$ —повна потужність СД, кВА.

$$S_{ном\ сд} = \frac{P_{ном\ сд}}{\cos\varphi}, \quad (7.11)$$

$$S_{ном\ сд} = \frac{400}{0,9} = 444,44 \text{ кВА,}$$

$$x_{сд} = \frac{1}{6,5} \cdot \frac{1000}{444,44 \cdot 10^{-3}} = 311,54 \text{ Ом.}$$

Для знаходження струму КЗ в точці К1 згортаємо схему заміщення згідно рисунку 7.3.

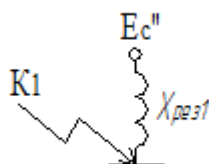


Рисунок 7.3 – Схема заміщення схеми для точки К1.

Струми підживлення від синхронних двигунів для точки К1 не враховуються.

Результуючий опір для точки К1

$$x_{\text{рез1}} = x_c + \frac{x_{\text{BT}}}{2} + \frac{x_{\text{CT}}}{2} + x_{\text{пл}}, \quad (7.12)$$

$$x_{\text{рез1}} = 0 + \frac{1,71}{2} + \frac{0}{2} + 0,47 = 1,33 \text{ Ом.}$$

Надперехідний струм для точки К1

$$I''_{\text{к1}} = \frac{E''_c}{x_{\text{рез1}}} \cdot I_{\text{б1}}, \quad (7.13)$$

$$I''_{\text{к1}} = \frac{1}{1,33} \cdot 5,25 = 3,96 \text{ кА.}$$

Ударний струм для точки К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\text{к1}}, \quad (7.14)$$

де k_y – ударний коефіцієнт, вибирається згідно [3].

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 3,96 = 10,07 \text{ кА.}$$

Для знаходження струму КЗ в точці К2 згортаємо схему заміщення згідно рисунку 7.4.

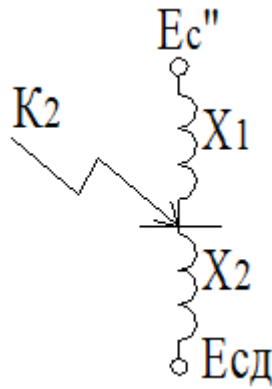


Рисунок 7.4 – Схема заміщення схеми для точки K2.

Струми підживлення від синхронних двигунів для точки K2 враховуються.
Результуючий опір

$$x_1 = x_{рез1} + x_T, \quad (7.15)$$

$$x_1 = 1,33 + 11,9 = 13,23 \text{ Ом.}$$

Встановлений струм КЗ

$$I_1'' = \frac{E_c''}{x_1} \cdot I_{б2}, \quad (7.16)$$

$$I_1'' = \frac{1}{13,23} \cdot 57,74 = 4,36 \text{ кА.}$$

Результуючий опір синхронних двигунів

$$x_2 = \frac{x_{сд}}{2}, \quad (7.17)$$

$$x_2 = \frac{311,54}{2} = 77,88 \text{ Ом.}$$

Струм підживлення від синхронних двигунів

$$I_2'' = \frac{E_{\text{сд}}''}{x_2} \cdot I_{62}, \quad (7.18)$$

де $E_{\text{сд}}''$ – надперехідна ЕРС від СД, згідно [3] $E_{\text{сд}}'' = 1,1$.

$$I_2'' = \frac{1,1}{77,78} \cdot 57,74 = 0,82 \text{ кА.}$$

Надперехідний струм для точки К1

$$I_{\text{к2}}'' = I_1'' + I_2'', \quad (7.19)$$

$$I_{\text{к2}}'' = 4,36 + 0,82 = 5,18 \text{ кА.}$$

Ударний струм для точки К2

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{к2}}'', \quad (7.20)$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,18 = 13,18 \text{ кА.}$$

7.3 Вибір апаратів для ВРУ 110 кВ ГЗП

ВРУ 110 кВ складається з блоків: двох блоків прийому ПЛ 35 кВ; двох блоків вимикачів силових трансформаторів;

Для ВРУ 110 кВ ГЗП вибираємо вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму і трансформатори напруги розрядники.

Умови вибору і результат наведені у таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Вибір апаратів ВРУ 110 кВ ГЗП.

Найменування	Умовавибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
Вимикач HGF111/1С	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	123 кВ	110 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$	1250 А	41,79 А
	$I_{\text{ном вим}} \geq I''_{\text{к1}}$	40 кА	3,96 кА
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	100 кА	10,07 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I''_{\text{к1}}^2 \cdot t_{\text{кз}}$	$12,5^2 \cdot 3$ $= 468,75 \text{ кА}$	$3,96^2 \cdot 0,75$ $= 11,7 \text{ кА}$
Роз'єднувач РНДЗ- 110/1000У1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	110 кВ	110 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$	1000 А	41,79 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	80 кА	10,07 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I''_{\text{к1}}^2 \cdot t_{\text{кз}}$	$31,5^2 \cdot 4 = 3969 \text{ кА}$	$3,96^2 \cdot 0,75$ $= 11,7 \text{ кА}$
Трансформатор струму ТФЗМ-110Б-У1 Вик вторинних обмоток 0,5/10Р/10Р	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	110 кВ	110 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рмах}}$	50 А	41,79 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	20 кА	10,07 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I''_{\text{к1}}^2 \cdot t_{\text{кз}}$	$4^2 \cdot 3 = 48 \text{ кА}$	$3,96^2 \cdot 0,75$ $= 11,7 \text{ кА}$
Трансформатор напруги НКФ-110-83У1 Вик вторинних обмоток 0,5/1/3	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	110 кВ	110 кВ
Розрядник РВС-110У1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	110 кВ	110 кВ

7.4 Вибір електричних апаратів для ЗРУ-10кВ ГЗП

РУ 10 кВ підстанції комплектуються з осередків КУ-10Ц із вакуумними вимикачами. У РУ 10 кВ прийнято одинарну секційовану вимикачами систему шин 10 кВ.

Розрахунковий струм ЗРУ – 10 кВ в НР

$$I_{p\text{НР}} = \frac{S_{p\text{ГЗП}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.21)$$

$$I_{p\text{НР}} = \frac{7961,28}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 229,82 \text{ А.}$$

Максимальний розрахунковий струм на вводі

$$I_{p\text{мах}} = 2 \cdot I_{p\text{НР}}, \quad (7.22)$$

$$I_{p\text{мах}} = 2 \cdot 229,82 = 459,64 \text{ А.}$$

Розподільний пристрій 10 кВ, що розміщується в модульній будівлі:

- з вакуумними вимикачами 10 кВ (ВР1) у викоченому виконанні
- з секційною перемичкою з вакуумними вимикачами 10 кВ у викоченому виконанні (ВР1);
- з панелями власних потреб, захисту та автоматики.
- Конденсаторних батарей, що розміщуються в двох окремих блоках по одній до кожної секції.

Номінальний струм секційного вимикача ЗРУ-10 кВ

$$I_{\text{секц}} = I_{p\text{НР}}, \quad (7.23)$$

$$I_{\text{секц}} = 229,82 \text{ А.}$$

Для комплектації ЗРУ-10кВ приймаємо шафи КУ-10Ц.

Умови вибору і результат апаратів наведені у таблиці 7.2.

Згідно [5] на двотрансформаторних підстанціях встановлюють трансформатори власних потреб

Потужність трансформатора власних потреб

$$S_{\text{ТВП}} = 0,4\% \cdot S_{\text{НОМ тр}}, \quad (7.24)$$

$$S_{\text{ТВП}} = 0,004 \cdot 6300 = 25,2 \text{ кВА}$$

Обираємо трансформатор власних потреб ТСКС-25

Струм трансформатора власних потреб

$$I_{\text{ТВП}} = \frac{S_{\text{ТВП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.25)$$

$$I_{\text{ТВП}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А.}$$

Для трансформатора власних потреб обираємо запобіжник ПКТ-101-10-2-20УЗ

Таблиця 7.2 – Вибір апаратів ЗРУ – 10 кВ.

Найменування	Умова вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
Комірка вводу			
Вимикач ВР1-10- 20/630У2	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р макс}}$	630 А	459,64 А
	$I_{\text{НОМ вим}} \geq I''_{\text{к2}}$	20 кА	5,18 кА
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	52 кА	13,18 кА

	$I_t^2 \cdot t_t > I_{к2}''^2 \cdot t_{к3}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}$	$5,18^2 \cdot 0,75 = 20,1 \text{ кА}$
Трансформатор струму ТЛК-10 УЗ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{p \text{ макс}}$	600 А	459,64 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	81 кА	13,18 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I_{к2}''^2 \cdot t_{к3}$	$31,5^2 \cdot 3$ $= 2976,7 \text{ кА}$	$5,18^2 \cdot 0,75 = 20,1 \text{ кА}$
Трансформатор напруги ЗНОЛ.06-10УЗ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
Розрядник РВО-10У1	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
Комірка секційного вимикача			
Вимикач ВР1-10- 20/630У2	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{секц}}$	630 А	229,82 А
	$I_{\text{ном вим}} \geq I_{к2}''$	20 кА	5,18 кА
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	52 кА	13,18 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I_{к2}''^2 \cdot t_{к3}$	$20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}$	$5,18^2 \cdot 0,75 = 20,1 \text{ кА}$

Продовження таблиці 7.2.

Найменування	Умова вибору	Каталожні дані	Розрахункові дані
Комірка секційного вимикача			
Трансформатор струму ТЛК-10 УЗ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{м}}$	10 кВ	10 кВ
	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{секц}}$	300 А	229,82 А
	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	52 кА	13,18 кА
	$I_t^2 \cdot t_t > I_{к2}''^2 \cdot t_{к3}$	$31,5^2 \cdot 1$ $= 992,25 \text{ кА}$	$5,18^2 \cdot 0,75 = 20,1 \text{ кА}$

7.5 Остаточний вибір КЛ 10 кВ за умовою мінімального перерізу

Перевіримо раніше обрані перерізи КЛ за умовою мінімального перерізу

$$F_{\text{к мин}} = \frac{I''_{\text{к2}} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}, \quad (7.26)$$

де $t_{\text{п}}$ – приведений час КЗ, згідно [3] $t_{\text{п}} = 0,75$, с;

C – коефіцієнт для КЛ ААШв при прокладці у траншеї при напрузі 10кВ, згідно [3] $C=78$.

$$F_{\text{к мин}} = \frac{5,18 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{0,75}}{78} = 57,5 \text{ мм}^2.$$

Найближчий стандартний переріз КЛ марки ААШв 70 мм².

Результати остаточного вибору КЛ зводимо у таблицю 7.3.

Таблиця 7.3 – Остаточний вибір КЛ 10 кВ.

Призначення КЛ	$S_{\text{ст}}$, мм ²	$F_{\text{к мин}}$, мм ²	S , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
КЛ 1 ГПП-КТП 2	150	70	150	210
КЛ2 КТП2-КТП 1	70		70	130
КЛ3 ГПП- КТП 3	150		150	210
КЛ4 КТП 3- КТП 4	70		70	130
КЛ 5 ГПП-КТП5	25		70	130
КЛ 6 ГПП - СД	16		70	130

8 КОМПЕНСАЦІЯ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

На основі балансу реактивної потужності на межі енергосистема–підприємство визначають чи потрібна компенсація в межі 10кВ.

Баланс реактивної потужності

$$Q_p + \sum \Delta Q_{T \text{ КТП}} + \Delta Q_{T \text{ ГЗП}} = Q_{\text{ес}} + \sum Q_{\text{нКУ}} + Q_{\text{вКУ}} + Q_{\text{СД}}, \quad (8.1)$$

де Q_p —розрахункова реактивна потужність, кВАр;

$\sum \Delta Q_{T \text{ КТП}}$ —сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах КТП, кВАр;

$\Delta Q_{T \text{ ГЗП}}$ —втрати реактивної потужності в трансформаторах ГЗП, кВАр;

$\sum Q_{\text{нКУ}}$ —сумарна реактивна потужність компенсуючих пристроїв, встановлених на напрузі 0,4кВ, кВАр.

$Q_{\text{СД}} = Q_{p10}^{\text{сил}}$ —реактивна потужність СД, кВАр;

Розрахункова реактивна потужність з урахуванням компенсуючої здатності синхронних двигунів

$$Q_p = \sum Q_{p0,4} \cdot k_{\text{рм}}, \quad (8.2)$$

$$Q_p = 8038,15 \cdot 0,9 = 7234,33 \text{ кВАр.}$$

Втрати реактивної потужності в трансформаторах ГЗП

$$\Delta Q_{T \text{ ГЗП}} = n \cdot \left(\frac{I_{\text{ХХ}} \cdot S_{\text{НОМ Т}}}{100} + K_3^2 \cdot \frac{U_K \cdot S_{\text{НОМ Т}}}{100} \right), \quad (8.3)$$

$$\Delta Q_{\text{т гзп}} = 2 \cdot \left(\frac{0,8 \cdot 6300}{100} + 0,63^2 \cdot \frac{7,5 \cdot 6300}{100} \right) = 239,04 \text{ кВАр.}$$

Потужність КП встановлених на напрузі 10 кВ

$$Q_{\text{вкy}} = Q_{\text{p}} + \sum \Delta Q_{\text{т ктп}} + \Delta Q_{\text{т гзп}} - Q_{\text{ес}} - \sum Q_{\text{нкy}} - Q_{\text{сд}}, \quad (8.4)$$

$$Q_{\text{вкy}} = 7234,33 + 560,95 + 239,04 - 1930,89 - 3400 - 176,17 = 2526,83 \text{ кВАр.}$$

На боці напруги 10кВ вибираємо компенсуючих пристрої 2×УКЛ-10-1350 УЗ.

Сумарна потужність КП встановлених на напрузі 10 кВ: 2× 1350=2700 кВАр

$$2700 \text{ кВАр} \geq 2526,83 \text{ кВАр}$$

9 ЕКОНОМІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ВІД КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Економія електроенергії від компенсації реактивної потужності визначається як різниця між втратами електроенергії без застосування КП та з їх установкою

$$\delta \Delta W = \frac{\Delta W_{\text{без КП}} - \Delta W_{\text{з КП}}}{\Delta W_{\text{без КП}}} \cdot 100\%, \quad (9.1)$$

Втрати електроенергії складаються

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{пс}} + \sum \Delta W_{\text{кл}}, \quad (9.2)$$

де $\sum \Delta W_{\text{кл}}$ —сумарні втрати електроенергії у кабельних лініях, МВт·год.

Втрати електроенергії у трансформаторах підстанцій

$$\sum \Delta W_{\text{пс}} = \sum \Delta W_{\text{т ГЗП}} + \sum \Delta W_{\text{т КТП}}, \quad (9.3)$$

де $\sum \Delta W_{\text{т КТП}}$ —сумарні втрати електроенергії у трансформаторах КТП, МВт·год;

$\sum \Delta W_{\text{т ГЗП}}$ —сумарні втрати електроенергії у трансформаторах ГЗП, МВт·год.

Втрати електроенергії у трансформаторах

$$\Delta W_{\text{т}} = n_{\text{т}} \cdot (\Delta P_{\text{х}} \cdot 8760 + \kappa_{\text{з}}^2 \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \tau_{\text{мах}}) \cdot 10^{-3}, \quad (9.4)$$

Результати розрахунку втрат електроенергії у трансформаторах КТП і ГЗП заносимо у таблицю 9.1

Таблиця 9.1 – Розрахунок втрат електроенергії у трансформаторах.

Назва ПС	з КП		без КП	
	κ_3	$\Delta W_T, \text{МВт} \cdot \text{год}$	κ_3	$\Delta W_T, \text{МВт} \cdot \text{год}$
ГЗП	0,62	219,61	0,70	249,13
КТП 1	0,70	115,00	0,74	123,88
КТП 2	0,70	115,66	0,94	170,22
КТП 3	0,70	115,53	0,77	130,09
КТП 4	0,70	114,60	0,89	158,34
КТП 5	0,70	54,17	0,85	69,49
Всього		514,96	Всього	652,02

Розрахунок втрат електроенергії у КЛ з урахуванням остаточного вибору КЛ 10 кВ за умовою мінімального перерізу розрахований і наведений в таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Розрахунок втрат електроенергії у КЛ 10 кВ.

Призначення КЛ	КЛ типу	$n_{\text{кл}}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$\Delta P_{\text{кл}}, \text{кВт}$		$\Delta W_{\text{кл}}, \text{МВт год за рік}$	
				з КП	без КП	з КП	без КП
КЛ 1 ГПП-КТП 2	ААШВ 3×150	2	0,208	1,68	2,24	7,12	9,52
КЛ2 КТП2-КТП 1	ААШВ 3×70	2	0,447	0,85	1,44	3,59	6,10
КЛ3 ГПП- КТП 3	ААШВ 3×150	2	0,208	0,93	1,22	3,94	5,19
КЛ4 КТП 3- КТП 4	ААШВ 3×70	2	0,447	1,28	1,98	5,44	8,41
КЛ 5 ГПП-КТП5	ААШВ 3×70	2	0,447	0,11	0,16	0,48	0,67
КЛ 6 ГПП - СД	ААШВ 3×70	2	0,447	0,05	0,05	0,22	0,22
Всього				4,9	7,10	20,78	30,10

$$\Delta W_{\text{з КП}} = 514,96 + 20,78 = 535,75 \text{ МВт год за рік,}$$

$$\Delta W_{\text{без КП}} = 652,02 + 30,1 = 682,13 \text{ МВт год за рік.}$$

Економія електроенергії від компенсації реактивної потужності

$$\delta \Delta W = \frac{682,13 - 535,75}{682,13} \cdot 100\% = 21,46 \, \%.$$

Економія електроенергії за рахунок зниження втрат електроенергії становить 21,46 %.

10 ОСНОВНІ ЗАХОДИ З ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ В МЕРЕЖІ ВНУТРІШНЬОЗАВОДСЬКОГО ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

У мережі напругою 35-110 кВ з режимом ізольованої нейтралі трансформатора основним захисним заходом з техніки безпеки є заземлення. Згідно [5] опір заземлюючого пристрою не повинен перевищувати $R_{з\text{ норм}} = 4 \text{ Ом}$.

Обираємо пристрій заземлення для ГЗП. Заземлення виконується за допомогою заглиблених вертикальних електродів, що розташовані за периметром і з'єднані горизонтальним заглибленим електродом.

У якості вертикальних електродів приймаємо сталеві стержні діаметром $d=0,014\text{м}$ і довжиною $l=4\text{м}$ при зануренні на глибину $0,7\text{м}$. У якості горизонтального електроду приймаємо сталеву полосу $40 \times 4\text{мм}^2$, довжина якої співпадає з периметром $\Gamma\text{ЗП}L_{\Gamma\text{Е}}=93\text{м}$.

Вихідними даними для розрахунку заземлення є:

вид ґрунту - суглинок;

питомий електричний опір ґрунту – $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$

Опір природних заземлювачів $R_{\text{е.з}} = 0 \text{ Ом}$.

Питомий опір вертикальних та горизонтальних електродів з урахуванням коефіцієнта сезонності

$$\rho_{\text{ве}} = k_{\text{сз.ве}} \cdot \rho ,$$

$$\rho_{\text{ге}} = k_{\text{сз.ге}} \cdot \rho .$$

де $k_{\text{сз.ве}} = 1,4 \div 1,6$ - коефіцієнт сезонності для вертикальних електродів;

$k_{\text{сз.ге}} = 2 \div 2,5$ - коефіцієнт сезонності для горизонтальних електродів.

$$\rho_{\text{ве}} = 1,4 \cdot 100 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м} ,$$

$$\rho_{\text{ге}} = 2 \cdot 100 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м} .$$

Опір розтікання струму для вертикальних електродів, виконаних з сталевих прутків

$$R_{\text{ве}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{ве}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (10.1)$$

де $l = 4$ м - довжина вертикального електроду;

$d = 0,014$ м - діаметр електроду;

$t = 2,7$ м - відстань від поверхні ґрунту до середини електрода.

$$R_{\text{ве}} = \frac{0,366 \cdot 140}{4} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 4}{0,014} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,7 + 4}{4 \cdot 2,7 - 4} \right) = 37,27 \text{ Ом}.$$

Кількість вертикальних електродів знаходиться за формулою

$$n_{\text{ве}} = \frac{R_{\text{ве}}}{R_{\text{з норм}} \cdot \eta_{\text{ве}}}, \quad (10.2)$$

де $\eta_{\text{ве}} = 0,64$ - коефіцієнт використання вертикальних електродів.

$$n_{\text{ве}} = \frac{37,27}{4 \cdot 0,64} = 14,56.$$

Приймаємо $n_{\text{ве}} = 15$ шт.

Перераховую загальний опір вертикальних електродів

$$R_{\text{ве}\Sigma} = \frac{R_{\text{ве}}}{n_{\text{ве}} \cdot \eta_{\text{ве}}}, \quad (10.3)$$

$$R_{\text{вс}\Sigma} = \frac{37,27}{15 \cdot 0,64} = 3,88 \text{ Ом}.$$

Довжина горизонтального електроду

$$L_{\text{ге}} = P, \quad (10.4)$$

де P – периметр ГЗП, м.

$$L_{\text{ге}} = 93 \text{ м}.$$

Відстань між вертикальними електродами

$$l_{\text{ве}} = \frac{P}{n_{\text{ве}}}, \quad (10.5)$$

$$l_{\text{ве}} = \frac{93}{15} = 6,2 \text{ м}.$$

Опір розтікання струму для горизонтального електрода

$$R_{\text{ге}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{ге}}}{L_{\text{ге}} \cdot \eta_{\text{ге}}} \cdot \lg \frac{L_{\text{ге}}^2}{b \cdot S}, \quad (10.6)$$

де: S - площа поперечного перерізу горизонтального електроду;

$\eta_{\text{ге}} = 0,56$ - коефіцієнт використання горизонтальних електродів.

$$R_{\text{ге}} = \frac{0,366 \cdot 200}{93 \cdot 0,56} \cdot \lg \frac{93^2}{0,04 \cdot 0,004} = 10,86 \text{ Ом}.$$

Опір заземлюючого пристрою

$$R_{\text{зп р}} = \frac{R_{\text{ве}} \cdot R_{\text{ге}}}{R_{\text{ве}} + R_{\text{ге}}}, \quad (10.7)$$

$$R_{\text{зп р}} = \frac{10,86 \cdot 3,88}{10,86 + 3,88} = 2,85 \text{ Ом},$$

$$2,85 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

$R_{\text{зп р}} = 2,85 < R_{\text{з норм}} = 4 \text{ Ом}$, що вдовольняє вимогам ПУЕ. Отже приймаємо 15 вертикальних електродів.

Інші технічні й організаційні заходи щодо ТБ прийняті відповідно до вимог ПТБ.

11. СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ ГЗП ПІДПРИЄМСТВА

Електричне навантаження промислових підприємств залежить від виду виробництва, режиму робочого дня і числа змін. Наочне уявлення про характер зміни електричних навантажень в часі (зміна, доба, місяць, рік) дають графіки навантажень.

Для заводу розрахункове максимальне навантаження складає $P_{\max}=7961 \text{ кВт} \approx 8 \text{ МВт}$. Добовий графік зимової доби представлений на рис.11.1. Активне навантаження літньої доби на 20% менше навантаження зимової доби.

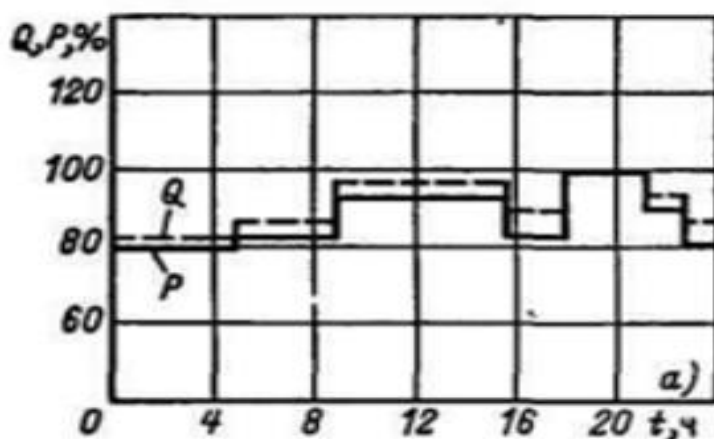


Рисунок 11.1 – Типовий зимовий графік активного та реактивного навантажень (за добу)

Добові графіки показують зміну навантаження протягом доби. Вони будуються за показниками лічильників активної Wh та реактивної енергії $VArh$ в період 24 годин, кожну годину. Місячні графіки будують з метою визначення витрати електроенергії на виробничі та невиробничі потреби та оплати за електроенергію. При аналізі таких графіків можна виділити місяці, протягом яких має місце найбільший випуск продукції та найбільше споживання активної Wh та реактивної $VArh$ електроенергії.

Потужність навантаження в певний час доби

$$P_i = \frac{n\% \cdot P_{\max}}{100\%}, \quad (11.1)$$

де P_i – потужність навантаження в певний час доби, кВт; $n\%$ – ордината відповідної ступені типового графіка %, $P_{\max}$ – максимальне навантаження, кВт;

Добова витрата електроенергії

$$W_c = \sum_{i=1}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (11.2)$$

де t – тривалість i -ої ступені добового графіка, година;

Середньодобове навантаження

$$P_{c\text{ ср}} = \frac{W_c}{24}, \quad (11.3)$$

Коефіцієнт заповнення графіка навантажень

$$K_{з\text{ гр}} = \frac{P_{c\text{ ср}}}{P_{max}} = \frac{W_c}{24 \cdot P_{max}}. \quad (11.4)$$

Для планування річного споживання і вироблення електроенергії складають річні графіки навантаження за тривалістю і річні графіки зміни добових максимумів навантажень.

Річний графік за тривалістю, являє собою криву зміни спадної навантаження протягом року, який будується за характерними добовими графіками двох найбільш завантажених днів в році-зимового і літнього.

Для більшої частини України можна умовно прийняти тривалість зимового періоду – 213 днів (жовтень-березень), літнього – 152 дні (квітень-вересень). На осі ординат річного графіка за тривалістю у відповідному масштабі відкладають навантаження в кВт от P_{max} до P_{min} , а по осі абсцис в масштабі-години року від 0 до 8760 ч. (365 днів на рік по 24 години на добу: $24 \times 365 = 8760$ год). Ординати всіх інших ступенів графіка задаються у відсотках від P_{max} .

За річним графіком навантаження можна визначити деякі коефіцієнти, що характеризують режим роботи підприємства. За річним графіком визначити річну електроенергію, споживану підприємством, коефіцієнт заповнення графіка навантажень $K_{з.г.}$, число годин використання максимуму активної потужності T_m .

Річна витрата активної електроенергії заводу W , кВт·год, за розглянутий період часу для підприємства дорівнює площі річного графіка [2,6]:

$$W = \sum P_i \cdot t_i,$$

де P_i – потужність i -тій ступені графіка, кВт; t_i – тривалість часу i -того ступені графіка, год.

Число годин використання максимуму активної потужності ГЗП заводу за річним графіком активних навантажень:

$$T_m = \frac{W}{P_{max}} \text{ (год)}, \quad (11.4)$$

T_m – показує, скільки годин на рік установка повинна була б працювати з незмінним максимальним навантаженням, щоб спожити дійсно спожиту за рік кількість електроенергії:

$$T_m = K_{згр} \cdot 8760$$

Середнє навантаження за рік ГЗП заводу:

$$P_{cp} = K_{згр} \cdot P_{max} \quad (11.5)$$

Побудова річного графіка активного навантаження підстанції — це процес визначення зміни споживання потужності протягом року, що необхідно для аналізу втрат та планування ремонтів. Аналіз вище наведених коефіцієнтів дозволяє оцінити ступінь завантаження трансформаторів та техніко-економічні показники роботи підстанції.

Найчастіше будується річний графік за тривалістю (крива тривалості навантажень), який показує, скільки годин у році підстанція працювала з певним рівнем навантаження.

Для побудови річного графіка ступеню навантаження ГЗП заводу необхідно розташувати в спадному порядку, починаючи з найбільшої ступеню, закінчуючи мінімальним значенням. Приймаємо тривалість в році: $t_{\text{зін}} = 213$ днів; $t_{\text{літн}} = 152$ дні [6].

Дані для побудови річного графіка зводимо в табл. 11. 1

Таблиця 11.1 Дані для побудови річного графіка навантаження ГЗП заводу

№ ступеня графіка	P, %	P_i , МВт	t_i , год	W, МВт·год
1	100	8	$213 \cdot 3 = 639$	$8 \cdot 639 = 5112$
2	95	7,6	$213 \cdot 7 = 1491$	$7,6 \cdot 1491 = 11331,6$
3	92	7,36	$213 \cdot 2 = 426$	$7,36 \cdot 426 = 3135,36$
4	82	6,56	$213 \cdot 2 = 426$	$6,56 \cdot 426 = 2794,56$
5	80	6,4	$213 \cdot 6 + 152 \cdot 3 = 1734$	$6,4 \cdot 1734 = 11097,6$
6	75	6	$152 \cdot 7 = 1064$	$6 \cdot 1064 = 6384$
7	72	5,76	$152 \cdot 2 = 304$	$5,76 \cdot 304 = 1715,04$
8	62	4,96	$152 \cdot 6 = 912$	$4,96 \cdot 912 = 4523,52$
9	60	4,8	$152 \cdot 6 = 912$	$4,8 \cdot 912 = 4377,6$
разом			8760	50506

Річний графік активного навантаження ГЗП заводу буде мати вигляд, зображений нарис. 11.4.

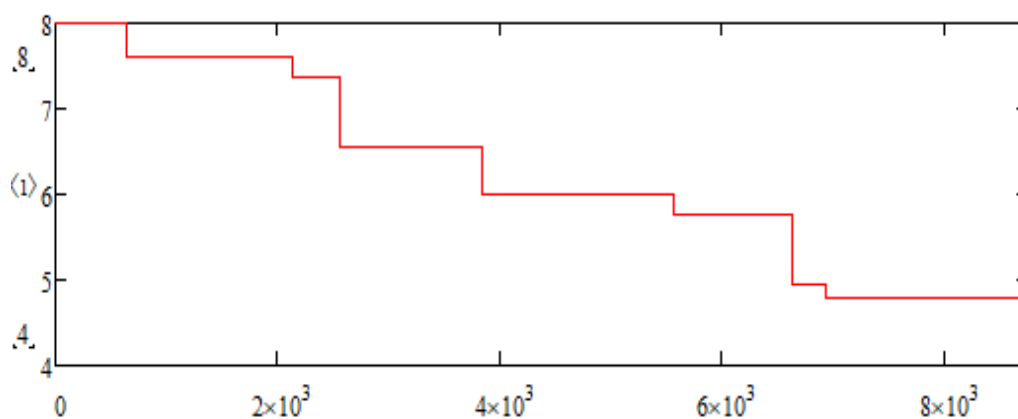


Рисунок. 11.4-Річний графік активного навантаження ГЗП

За річним графіком визначаємо:

$$T_M = \frac{W}{P_{max}} = \frac{50506}{8} = 6313 \text{ год};$$

$$K_{з\text{ гр}} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6313}{8760} = 0,72$$

$$P_{cp} = K_{з\text{ гр}} \cdot P_{max} = 8 \cdot 0,72 = 5,765 \text{ МВт}$$

Коефіцієнт заповнення графіка $K_{з\text{ гр}}$ навантаження: при наближенні коефіцієнта заповнення до 1, графік, можна вважати наближеним до рівномірності. При рівномірному режиму роботи підстанції, вищі економічні показники роботи електроустановок. Коефіцієнт заповнення графіка навантаження для ГЗП $K_{з\text{ гр}} = 0,72$, що відповідає нерівномірному завантаженню ГЗП заводу та свідчить про необхідність впровадження АСКОЕ.

Перелік необхідної документації для АСКОЕ

Для видачі вимог на встановлення локального обладнання збору та обробки даних, засобів диференційованого (погодинного) обліку електричної енергії необхідно:

1. Надати узгоджену однолінійну схему електропостачання підприємства та субабонентів.
2. Надати переліком розрахункових засобів обліку підприємства та субабонентів (типи електричних лічильників, ТТ, ТН) та апаратури захисту.
3. Надати копію акта розмежування балансової належності електроустановок та експлуатаційної відповідальності сторін (всі майданчики виміру)
4. Надати копію довідки про приєднану або дозволена та встановлену потужність із зазначенням середньомісячного обсягу споживання за попередні 12 розрахункових періодів.

Надані документи повинні завірені підписом керівника підприємства та печаткою.

12. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) — це метрологічно атестована система, що об'єднує технічні засоби (лічильники, канали зв'язку, комп'ютери) для автоматичного збору, обробки, зберігання та відображення даних про споживання (або генерацію) електроенергії. Вона є необхідною для розрахунків на Оптовому ринку та для споживачів з потужністю >150 кВт або >50 тис. кВт·год/міс).

Для заводу максимальне навантаження складає $P_{\max}=7961$ кВт ≈ 8 МВт.

1. Принципи побудови АСКОВ

АСКОЕ будується на основі таких ключових принципів:

- Багаторівневність: Система зазвичай має три рівні: перший — прилади обліку (лічильники), другий — збір даних (концентратори, ЛУЗОД), третій — центр обробки (сервери).
- Комерційний облік: Точний вимір електроенергії (активної/реактивної) та потужності з урахуванням часу (багатотарифність).
- Реальний час: Оперативний збір даних без безпосередньої участі людини.
- Відкритість та масштабованість: Можливість розширення системи та інтеграції з іншими системами обліку (наприклад, технічним обліком).
- Синхронізація часу: Всі прилади обліку працюють за єдиним еталонним часом для точного визначення півгодинних графіків навантаження.

Комерційний облік (АСКОЕ/ЛУЗОД)

Це облік, що використовується для грошових розрахунків за спожиту або вироблену електричну енергію між споживачем та постачальником/оператором системи розподілу (ОСР).

Мета: Точне вимірювання, збір та передача даних адміністратору комерційного обліку (АКО).

ЛУЗОД: Локальне устаткування збору та обробки даних — це складова АСКОЕ, яка забезпечує безпосереднє зчитування даних з лічильників на межі балансової належності.

ЕІС-код: Кожна точка комерційного обліку повинна мати свій унікальний код.

Технічний облік (АСКОЕ/АСТОЕ)

Це облік, призначений для внутрішнього контролю витрат електроенергії всередині підприємства, підстанцій або цехів.

Мета: Моніторинг, виявлення втрат, оптимізація споживання, контроль роботи обладнання.

Відмінність: Дані технічного обліку не використовуються для фінансових розрахунків з зовнішнім постачальником, але допомагають виявити розбаланс (різницю) між комерційним (загальним) і технічними (внутрішніми) лічильниками.

Функції: Аналіз споживання, управління навантаженням, звітність.

2. Структура та склад АСКОЕ

Типова структура АСКОЕ включає:

- Нижній рівень (ВОЕ — Вузли обліку електроенергії):
 - Електронні лічильники електроенергії з інтерфейсами зв'язку (RS-485, PLC, Ethernet).
 - Вимірювальні трансформатори струму та напруги.
- Середній рівень (ЛУЗОД — Локальне устаткування збору і обробки даних):
 - Інтелектуальні концентратори, промислові контролери.
 - Пристрої передачі даних: GSM/GPRS-модеми, Ethernet-шлюзи.
- Верхній рівень (Центр збору та обробки даних - ЦУЗД):
 - Сервери, автоматизовані робочі місця (АРМ) операторів.
 - Спеціалізоване програмне забезпечення (ПО) для адміністрування, бази даних, формування звітів.

Автоматизації підлягає облік електроенергії вводах заводу ВРП – 110 кВ.

Перелік об'єктів обліку і загальна кількість точок обліку заводу наведені в таблиці 11.1.

Таблиця 10.1 – Перелік об'єктів обліку і загальна кількість точок обліку заводу.

№ п/п	Найменування об'єкта обліку	Кількість точок обліку на об'єкті	Тип обліку
1	Ввод 110 кВ	2	Комерційний
2	Ввод 10кВ	2	Технічний
2	КТП 1 Цех №1	2	Технічний
3	КТП 2 Цех №2	2	Технічний
4	КТП 3 Цех №3	2	Технічний
5	КТП 4 Цех №4	2	Технічний
6	КТП 5 Цех №5	2	Технічний
7	Високовольтні СД напруга 10кВ	2	Технічний
Загальна кількість точок обліку		14	

Робочим проектом передбачено:

Як прилади автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електроенергії використовувати багатотарифні електронні лічильники Меркурій 230ART CN трифазного виробництва з типом інтерфейсу CAN, які призначені для обліку електричної енергії в одному напрямку чотирипровідної (0,4кВ) та трипровідної (10-110кВ) мережі відповідно. Клас точності лічильників прямого включення при обліку: активної енергії – 1.0, реактивної енергії – 2.0.

як допоміжний прилад автоматизованої інформаційно-вимірювальної системи комерційного обліку електроенергії використовувати вимірювальні трансформатори струму (ТА), та вимірювальні трансформатори напруги (TV). Клас точності ТА та TV при обліку: активної енергії – 0.5S, реактивної енергії –1.0.

3. Функціональні можливості АСКОЕ

АСКОЕ забезпечує широкий спектр функцій, що автоматизують процеси взаєморозрахунків:

- Автоматичний збір даних: Зчитування погодинних/півгодинних графіків навантаження та показників лічильників (наприклад, 1-го числа місяця).

- Зберігання та верифікація: Накопичення даних в базі даних та перевірка їх на достовірність (відсутність «лівих» підключень).
- Багатотарифний облік: Розрахунок споживання за різними тарифами (зональний облік: день/ніч, пік/напівпік).
- Аналіз та звітність: Формування звітів, балансів енергії, графіків, таблиць для енергопостачальних компаній та внутрішніх потреб.
- Оперативний моніторинг: Контроль параметрів якості електроенергії, виявлення перевантажень та аварійних ситуацій.
- Передача даних: Експорт даних у макетах (наприклад, для енергозбуту).

Віддалене зчитування інформації та передача даних до центру моніторингу проводиться у пристрої моніторингу УМ-31.

Пристрій моніторингу УМ-31 забезпечує:

безперебійний зв'язок кабелем інформаційної магістралі для віддаленого опитування, обробки та зберігання інформації про електроспоживання абонентів за 12 попередніх місяців з усіх електролічильників, встановлених в точок обліку заводу автоматичне коригування точності ходу вбудованого в лічильники годинника по кабелю інформаційної магістралі.

Економічні переваги впровадження АСКОЕ

Зниження платежів: За рахунок автоматичного переходу на диференційовані тарифи (економія вночі).

Відсутність штрафів: Точний контроль за недопущенням перевищення договірної потужності.

Аналітика: Виявлення вузьких місць, де споживається найбільше енергії, що дозволяє її економити.

Автоматизація: Зняття показників відбувається без участі людини, що виключає помилки.

ВИСНОВОК

У роботі розглянуто питання проєктування головної знижувальної підстанції напругою 110/10 кВ із двома трансформаторами ТМН-6300/110. Місце розташування ГЗП 110/10кВ прийнято на основі визначення координат ЦЕН.

Виконано аналіз структури підстанції, обґрунтовано вибір основного електрообладнання, зокрема трансформаторів, вимикачів, роз'єднувачів та вимірювальних трансформаторів. Розроблено електричну схему підстанції, а також забезпечено необхідний рівень надійності та безпеки електропостачання. Особливу увагу приділено питанням резервування та безперервності живлення споживачів.

За активною потужністю з урахуванням пропускної здатності за реактивною потужністю були вибрані трансформатори КТП і було розглянуто питання компенсації реактивної потужності на стороні 0,4 кВ. Для внутрішньозаводського електропостачання було розглянуто 2 варіанти схем та на основі техніко-економічного розрахунку був вибраний варіант 2 як найбільш економічний.

Були розраховані і вибрані компенсуючі пристрої на стороні 10 кВ.

Розраховали доцільність встановлення компенсуючих пристроїв на стороні 10 кВ і 0,4 кВ, розрахунки показали що завдяки встановленню компенсуючих пристроїв досягається економія електроенергії приблизно 21,4 %.

У якості основних заходів з техніки безпеки було розраховане заземлення – 15 заглиблених вертикальних електродів, розташованих по периметру ГЗП і з'єднаних горизонтальним електродом.

У роботі досліджено принципи побудови автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ), визначено її структуру, склад та функціональні можливості. Розглянуто питання точності вимірювань, збору та передачі даних, а також інтеграції системи обліку в загальну систему керування підстанцією.

Проведено оцінку економічних переваг впровадження АСКОЕ з точки зору зниження втрат електроенергії та підвищення прозорості розрахунків зі споживачами.

Перелік посилань

1. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. [На заміну ПУЕ-86 ; чинний з 2017-08-21]. К. : Міненерговугілля України, 2017. 617 с. URL : <https://art-energetyka.com.ua/Правила-улаштування-електроустановок.pdf>.
2. Вибір схем розподільних установок електричних підстанцій. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту та самостійної роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій» здобувачам першого рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Укл.: Буйний Р.О., Діхтярук І.В., Приступа А.Л. – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2024. - 49 с..
3. Немикіна О. В. Методика оцінки потенціалу зниження електроспоживання підприємства із застосуванням фотоелектричної системи./ Немикіна О. В., Трембічев В., Немикіна О. С. // Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: Наукові пошуки молоді : [Електронний ресурс] : матеріали Всеукраїнської наук.-практ. конф., 2 квітня 2024 р. / Держ. біотехнологічний ун-т. – Харків, 2024. – 57-58 с. – Електронні текстові дані. – Режим доступу: <https://repo.btu.kharkiv.ua/server/api/core/bitstreams/2bdc9d29-8323-4f52-a8fb-8cf952248e3d/content>
4. Доцільність заміни електрообладнання для виготовлення та подачі в заводські магістралі стислого повітря // Немикіна О.В., ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКА, ЕЛЕКТРОТЕХНІКА ТА ЕЛЕКТРОМЕХАНІКА: застосування, дослідження, освіта. Збірник тез доповідей Всеукраїнської наукової конференції 15 квітня 2021 року.-с.82-83 <https://doi.org/10.6084/m9.figshare.14435156>
5. Багатофідерний вимірювальний комплекс BFM II <https://www.satec-global.com.ua/vimiryuvalni-priladi/bfm-ii/>
6. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. [На заміну ДБН В.2.5-28-2006 ; чинний з 2019-03-01]. К. : Мінрегіон України, 2018. 133 с. URL : https://ledeffect.com.ua/images/___branding/dbn2018.pdf.

7. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД "Університетська книга", 2006. – 153 с.
8. Шкрабець, Ф. І. Електропостачання : навч. посіб. / Ф. І. Шкрабець. – Дніпро : НГУ, 2018. – 312 с..
9. ДСТУ Б В.2.5-82:2016. Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. [На заміну ДБН В.2.5-27-2006 ; чинний від 2017-04-01]. К. : ДП «УкрНДНЦ», 2016. 109 с. (Державний Стандарт України)
10. Немикіна О. В. Оцінка втрат потужності в низьковольтній живильній мережі 0,4 кВ промислового підприємства [Електронний ресурс] / Немикіна О. В., Капля Д. Немикіна О. С. // Електроенергетика, електромеханіка та технології в АПК: наукові пошуки молоді : матеріали 3-ї Всеукр. наук.-практ. конф., 3 квітня 2025 р. / Держ. біотехнологічний ун-т. – Електрон. текст. дані. – Харків, 2025. – С. 25. <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/75d2e549-8fa2-43b3-b22c-dd73cbc454dd/content>
11. Афанасьєв О.І. Електроапаратне обладнання систем електропостачання енергоємних виробництв / О. І. Афанасьєв, Л. Б. Жорняк, О. В. Немикіна, В. М. Щусь; за заг. ред. П. Д. Андрієнко. – Запоріжжя : НУ Запорізька політехніка, 2023. – 432 с. ISBN 978-617-529-425-3 <http://eir.zntu.edu.ua/handle/123456789/10702>
12. ТОВ «ЕЛІЗ» Запорізький трансформаторний завод - [Електронний ресурс] - Режим доступу: <http://ua.eliz.zp.ua>