

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут (факультет) ННІТІ ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту

«До захисту в ЕК»

«До захисту допущено»

Директор інституту (декан факультету)

Завідувач кафедри

(підпис) Сергій БЛАЖЕНКО
(ім'я та прізвище)

(підпис) Сергій БАЛЮТА
(ім'я та прізвище)

«__» _____ 2026 р.

«__» _____ 2026 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА**

зі спеціальності 141«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
(код та назва спеціальності)

освітньо-професійної програми «Електротехніка та інформаційні технології»

на тему: «Розробка системи електропостачання торгівельно-офісного центру
«Паладіум» в м. Ужгород та автоматизована система
диспетчерсько-технологічного зв'язку

Виконав: здобувач 5 курсу, групи ЗЕЛ 5-3

Реблян Денис Вікторович

(прізвище, ім'я, по батькові повністю)

(підпис)

Керівник Копилова Людмила Олександрівна

(прізвище, ім'я та по батькові повністю)

(підпис)

Консультанти

Аліна СІРИК

(ім'я та прізвище)

(підпис)

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Рецензент

Михайло КРАСЮК

(ім'я та прізвище)

(підпис)

Я, як здобувач(ка) Національного університету харчових технологій розумію і підтримую політику університету з академічної доброчесності. Я не надавав(-ла) і не одержував(-ла) незарядженої допомоги під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач _____

(підпис)

Київ – 2026 р.

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ХАРЧОВИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Інститут Навчально-науковий інженерно-технічний інститут ім. акад. І.С. Гулого
Кафедра Електропостачання і енергоменеджменту
Освітній ступінь бакалавр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Електротехніка та інформаційні технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕПЕМ

/Сергій БАЛЮТА/

« 03 » листопада 2025 р.

З А В Д А Н Н Я

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Ребляна Дениса Вікторівича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка системи електропостачання торговельно-офісного центру «Паладіум» в м. Ужгород та автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку

керівник роботи Копилова Людмила Олександрівна, к.т.н., ст. викладач

затверджені наказом закладу вищої освіти від « 03 » 11. 2025 р. № 899-кс

2. Строк подання здобувачем роботи 31 січня 2026 року.

3. Вихідні дані до роботи Генплан торговельно-офісного центру; характеристика споживачів електричної енергії; відомості про джерела живлення; умови проектування

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; умови проектування; характеристика приймачів електричної енергії; розрахунок електричних навантажень; побудова картограми навантаження; розрахунок числа й потужності силових трансформаторів; компенсація реактивної потужності; розрахунок струмів к.з.; вибір і перевірка високовольтного електрообладнання на напругу 10 кВ; специфікація обладнання на ТП і РП 10 кВ; розрахунок мережі електроосвітлення; економічна частина; експлуатація електроустаткування; облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання; якість електричної енергії в системі електропостачання; охорона праці; індивідуальне завдання. Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку.

5. Перелік графічного матеріалу

1. Генеральний план торговельно-офісного центру.

2. Однолінійна схема розподільчої мережі 10 кВ.

3. Схема мережі електроосвітлення приміщень центру. План на відм. 4.200.

4. Схема мережі електроосвітлення приміщень центру. План на відм. 4.200.

5. Схема однолінійна групової мережі 0,4 кВ ЩО-4, ЩО-5, ЩРС-1.

6. Індивідуальне завдання. Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку.

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Консультант | Підпис, дата | |
|--------|--------------------|----------------|------------------|
| | | Завдання видав | Завдання прийняв |
| ОП | Сірик А.О., доцент | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання 03 листопада 2025 року**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

| Пор № | Назва етапів виконання кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|----------|
| 1 | <i>Вступ</i> | <i>03.11.2025 р.</i> | |
| 2 | <i>Характеристика приймачів електричної енергії</i> | <i>06.11.2025 р.</i> | |
| 3 | <i>Розрахунок електричних навантажень</i> | <i>10.11.2025 р.</i> | |
| 4 | <i>Побудова картограми навантаження</i> | <i>16.11.2025 р.</i> | |
| 5 | <i>Вибір потужності трансформаторів</i> | <i>21.11.2025 р.</i> | |
| 6 | <i>Розрахунок струмів короткого замикання</i> | <i>26.11.2025 р.</i> | |
| 7 | <i>Вибір і перевірка високовольтних електричних апаратів</i> | <i>02.12.2025 р.</i> | |
| 8 | <i>Специфікація обладнання на ТП і РП 10 кВ</i> | <i>08.12.2025 р.</i> | |
| 9 | <i>Розрахунок мережі електросвітлення</i> | <i>14.12.2025 р.</i> | |
| 10 | <i>Економічна частина</i> | <i>21.12.2025 р.</i> | |
| 11 | <i>Експлуатація електроустаткування</i> | <i>28.12.2025 р.</i> | |
| 12 | <i>Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання</i> | <i>04.01.2026 р.</i> | |
| 13 | <i>Якість електричної енергії в системі електропостачання</i> | <i>10.01.2026 р.</i> | |
| 14 | <i>Охорона праці</i> | <i>15.01.2026 р.</i> | |
| 15 | <i>Індивідуальне завдання. Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку</i> | <i>19.01.2026 р.</i> | |
| 16 | <i>Висновок</i> | <i>21.01.2026 р.</i> | |
| 17 | <i>Список використаної література</i> | <i>22.01.2025 р.</i> | |
| 18 | <i>Оформлення пояснювальної записки проекту</i> | <i>24.01.2026 р.</i> | |
| 19 | <i>Оформлення графічної частини проекту</i> | <i>28.01.2026 р.</i> | |
| 20 | <i>Подання готової роботи для перевірки на плагіат</i> | <i>31.01.2026 р.</i> | |

Здобувач

_____ (підпис)

Реблян Д.В.

_____ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

_____ (підпис)

Копилова Л.О.

_____ (прізвище та ініціали)

Анотація

Реблян Денис Вікторович. Дипломний проєкт на тему:

«Розробка системи електропостачання торгівельно-офісного центру «Паладіум» в м.Ужгород та автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку».

Національний Університет Харчових Технологій, Київ - 2026

141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Додана пояснювальна записка складається із вступу, 12 розділів, висновку та списку використаної літератури. Обсяг проєкту становить 150 сторінок.

До опису надано графічну частину, яка складається із шести креслень: генеральний план торгівельно-офісного центру, однолінійна схема розподільчої мережі 10 кВ, схема мережі електроосвітлення приміщень центру (план на відм. 4.200), схема мережі електроосвітлення приміщень центру (план на відм. 4.200), схема однолінійна групової мережі 0,4 кВ ЩО-4, ЩО-5, ЩРС-1 та лист спецпитання «Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку».

Розрахунки й аналіз виконані за допомогою методик, що викладені у навчальній, довідниковій, нормативній і науково-технічній літературі.

У результаті виконання проєкту наведено характеристику споживачів електроенергії; виконаний розрахунок електричних і освітлювальних навантажень; визначено число й потужність силових трансформаторів; виконано розрахунок та вибрано високовольтне і низьковольтне електрообладнання та провідники і перевірено їх до дії струмів короткого замикання; розглянуто питання обліку та якості електричної енергії. Розглянуто індивідуальне завдання «Автоматизовані системи диспетчерсько-технологічного зв'язку».

У розділі охорона праці виконаний розрахунок заземлюючих пристроїв описані основні заходи, що забезпечують безпеку робіт у проєктованих електроустановках, а також описані протипожежні заходи.

Ключові слова: торгівельно-офісний центр, електричне навантаження, електричне освітлення, силовий трансформатор, якість електричної енергії, диспетчерсько-технологічний зв'язок, канал зв'язку, передавач, приймач, комутатор ALFA.

Abstract

REBLYAN DENIS. Diploma project on the topic:

"Development of the power supply system of the shopping and office center "Palladium" in Uzhhorod and automated systems of dispatching and technological communication".

National University of Food Technologies, Kyiv - 2026

141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics"

The attached explanatory note consists of an introduction, 12 chapters, a conclusion, and a list of references. The project is 150 pages long.

The description is accompanied by a graphic part consisting of six drawings: a general plan of the shopping and office center, a single-line diagram of the 10 kV distribution network, a diagram of the electric lighting network of the center's premises (plan at point 4.200), a diagram of the electric lighting network of the center's premises (plan at point 4.200), single-line diagram of a 0.4 kV group network ShChO-4, ShChO-5, ShChRS-1 and a special question sheet "Automated dispatcher and technological communication systems".

Calculations and analysis were performed using methods set out in educational, reference, regulatory, and scientific and technical literature.

As a result of the project, a description of electricity consumers was provided; electrical and lighting loads were calculated; the number and capacity of power transformers were determined; the calculation and selection of high-voltage and low-voltage electrical equipment and conductors were performed and they were tested for short-circuit currents; the issue of metering and quality of electrical energy was considered. The individual task "Automated systems of dispatching and technological communication" was considered.

In the occupational safety section, the calculation of grounding devices is performed, the main measures that ensure the safety of work in the designed electrical installations are described, and fire prevention measures are also described.

Keywords: shopping and office center, electrical load, electrical lighting, power transformer, quality of electric energy, dispatching and technological communication, communication channel, transmitter, receiver, ALFA switch.

Зміст

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Вступ | 9 |
| 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЙМАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ | 10 |
| 1.1. Загальна характеристика проектуємого об'єкту..... | 10 |
| 1.2. Дані про електронавантаження..... | 11 |
| 1.3. Дані по характеру виробництва..... | 11 |
| 1.4. Вимоги до надійності..... | 12 |
| 1.5. Дані по струмах на шинах джерел живлення..... | 12 |
| 2. РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ | 13 |
| 2.1. Розрахунок електричних навантажень..... | 13 |
| 2.2. Побудова картограми навантаження..... | 23 |
| 2.3. Вибір потужності трансформаторів..... | 27 |
| 3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ | 29 |
| 3.1. Вибір базисних величин..... | 29 |
| 3.2. Складання схеми заміщення..... | 32 |
| 3.3. Розрахунок початкового значення періодичної складової трифазного струму к.з. в точці К5..... | 35 |
| 3.4. Розрахунок ударного струму к.з. в точці К5..... | 35 |
| 3.5. Розрахунок трифазного к.з. в точці К6 на низькій стороні 0,4 кВ..... | 36 |
| 4. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ | 40 |
| 4.1. Перевірка кабелю на термічну стійкість до струмів к.з. | 40 |
| 4.2. Перевірка головного і секційного вимикача на РП..... | 40 |
| 4.3. Вибір і перевірка роз'єднувачів для ТП2-10/0,4 (РП)..... | 42 |
| 4.4. Перевірка плавких запобіжників ТП2-10/0,4 (РП)..... | 43 |
| 4.5. Перевірка вимикача навантаження ТП1..... | 44 |
| 4.6. Вибір і перевірка трансформатора струму..... | 46 |
| 4.7. Вибір і перевірка трансформатора напруги..... | 47 |
| 5. СПЕЦИФІКАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ НА ТП І РП 10 кВ | 49 |
| 6. РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЕННЯ | 51 |
| 6.1. Вихідні дані..... | 51 |
| 6.2. Світлотехнічний розрахунок..... | 52 |

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|--------------------|-----------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | Зміст | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 3 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім.. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5- 2 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

ВСТУП

У даному дипломному проекті розглядається розробка системи електропостачання торгівельно-офісного центру (ТОЦ) «Паладіум» в м.Ужгород.

Метою проектування є надійне і якісне електропостачання даного об'єкта в який входять: головний офіс компанії мобільного зв'язку «Алло», Адміністративно-торгівельний центр «Сезон» і магазин «Ельдорадо». Зовнішнє електропостачання 10кВ забезпечує ГПП Ужгородська розташована в одному кілометрі від даного об'єкта. Прокладка живильних кабелів здійснюється в траншеї, довжина яких із за специфіки міських умов становить 1,76км. Об'єкт має споживачів I і II категорії.

Розглядається два варіанти зовнішнього електропостачання: змішаний варіант складається з радіальної і двопроменевої схеми та варіант підключення за двопроменевою схемою. Із двох варіантів вибирається найбільш економічний по капіталовкладеннях.

У результаті впровадження сучасного електротехнічного устаткування, знижуються витрати на споживання електроенергії і експлуатаційні витрати на технічне обслуговування електромереж, покращаються умови роботи експлуатаційного персоналу.

У проекті зроблений розрахунок електричних навантажень.

Компенсація реактивної потужності для електроприймачів проєктованих цивільних будинків не виконується відповідно до ДБН В.2.5-23:2010.

У проекті також представлені розділи економіки і охорони праці, де розглядаються завдання організації праці, вартість електроустаткування і електромонтажних робіт, питання охорони праці працівників, безпечних методів виробництва електромонтажних робіт. Проєктований об'єкт не має шкідливих викидів в атмосферу або відходів забруднююче навколишнє середовище і є екологічно безпечним.

| | | | | | | | | |
|------------------|-------------|----------------------|---------------|-------------|--------------------|-----------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| <i>Змн.</i> | <i>Арк.</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Підпис</i> | <i>Дата</i> | Вступ | <i>Лім.</i> | <i>Арк.</i> | <i>Аркушів</i> |
| <i>Розроб.</i> | | <i>Реблян Д.О.</i> | | | | | 9 | |
| <i>Перевір.</i> | | <i>Копилова Л.О.</i> | | | | ННІТІ ім.. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5- 2 | | |
| <i>Реценз.</i> | | | | | | | | |
| <i>Н. Контр.</i> | | | | | | | | |
| <i>Затверд.</i> | | <i>Балюта С.М.</i> | | | | | | |

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИЙМАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1. Загальна характеристика проектуємого об'єкту

ТОЦ розташований у центрі м. Ужгород в правобережному районі. Поруч із об'єктом розташовані житлові будинки і інші адміністративні та суспільні будинки, частина яких у випадку неполадок у живильній їхній електромережі можливо підключити до проєктованого об'єкта при установці додаткового устаткування. Наявність електричних потужностей передбачає можливість у перспективі будівництво ще одного адміністративного будинку АТК і розширення сфери надаваних послуг.

Головний офіс компанії мобільного зв'язку "Алло" робить керування філіями і обробкою інформації вступника зі своїх станцій зв'язку і мають споживачі I і II категорії. Для безперебійної роботи I категорії передбачається додатковий дизель генератор потужністю 150кВт, який живить крім своїх споживачів ще й аварійне освітлення на основних шляхах пересування людей Т.Ц."Сезон".

Тривалість робочого дня електротехнічного персоналу головного офісу "Алло" 8 годин і нічні чергування.

Т.Ц. "Сезон" здійснює торгівлю продуктами харчування, одягом, взуттям, товарами загального споживання, є мережа кафе, два ресторани, спортивні товари, «Приватбанкбанк», «Комінвестбанк», магазин золотих виробів "Алмаз", філія мобільного зв'язку "Алло", комп'ютерний магазин "ДНС". Робить послуги: з ремонту одягу, взуття, виготовленню ключів і т.д. Т.Ц."Сезон" надає в оренду торговельні і офісні приміщення. Режим роботи одинадцяти годинний для покупців. Обслуговуючий електротехнічний і інший персонал 8 і 12 годинний робочий день (залежно від роду діяльності), а також добові чергування.

Магазин "Ельдорадо": Побутове електроустаткування, промтовари, товари мобільного зв'язку, фото- відео техніка, комп'ютери, музичні товари. Тривалість робочого дня обслуговуючого персоналу становить 10 годин 7 днів у тиждень за графіком.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|-------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Характеристика приймачів електричної енергії | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 10 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім.. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5- 2 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

1.2. Дані про електронавантаження

Магазин «Ельдорадо»:

Електричне освітлення, побутові розетки, кондиціонери, теплові завіси, вентиляційні установки.

Центральний офіс «Алло»:

Електричне освітлення, побутові розетки, кондиціонери, теплові завіси, вентиляційні установки, ліфти.

ТЦ «Сезон»:

Електричне освітлення, побутові розетки, кондиціонери, теплові завіси, вентиляційні установки, ліфти, ескалатори, холодильники, електричні печі, водяні підвищувальні насоси.

1.3. Дані по характеру виробництва

Магазин «Ельдорадо»:

Побутове електроустаткування, промтовари, товари мобільного зв'язку, фото-відео техніка, комп'ютери, музичні товари.

Технічні приміщення $S=184 \text{ м}^2$

Підсобні приміщення $S=387 \text{ м}^2$

Торговельні площі $S=4994 \text{ м}^2$

Загальна площа приміщень $S=5565 \text{ м}^2$

Центральний офіс «Алло»:

Управление мобільного зв'язку.

Технічні приміщення $S=235 \text{ м}^2$

Офісні приміщення $S=2885 \text{ м}^2$

Загальна площа приміщень $S=3120 \text{ м}^2$

ТЦ «Сезон»:

Торговельне підприємство з адміністративними приміщеннями

Продовольчі товари $S_{\text{пом}}=1689 \text{ м}^2$

Промтовари $S_{\text{пом}}=1202 \text{ м}^2$

Ринок одягу $S_{\text{пом}}=5649 \text{ м}^2$

Офісні приміщення $S_{\text{пом}}=3868 \text{ м}^2$

Цокільний етаж (комунікації) $S_{\text{пом}}=2462 \text{ м}^2$

Підсобні приміщення $S_{\text{пом}}=764 \text{ м}^2$

Загальна площа $S=15643 \text{ м}^2$

Умови середовища нормальні.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 11 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Категорія пожежної безпеки В1 [1].

1.4. Вимоги до надійності

ТЦ «Сезон» : Надійність електропостачання – I і II [2].

Категорія блискавкозахисту – III [3].

Магазин «Ельдорадо» : Надійність електропостачання – I і II.

Центральний офіс «Алло» : Надійність електропостачання – I і II.

Для безперебійної роботи електроприймачів особливої групи передбачена акумуляторна установка та дизельгенератор.

1.5. Дані по струмах на шинах джерела живлення

При відсутності даних про струм КЗ від віддаленої частини електроенергетичної системи мінімальне можливе значення результуючого еквівалентного опору X_c можна оцінити, виходячи з параметрів вимикачів, установлених на вузловій підстанції, тобто приймаючи у формулах струм КЗ від віддаленої частини системи I_c рівним номінальному струму відключення цих вимикачів [9].

Як джерело живлення використовується ГПП Ужгородська. На шинах якої ($U=10кВ$) встановлений вакуумний вимикач (ВБПВ-10- 12,5/630 УЗ).

Номінальний струм 630А, час відключення 0,03с, номінальний струм відключення 12,5кА. Час витримки захисту 0,7с.

Результуючий еквівалентний опір системи X_c :

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ Ом}$$

Для споживачів житлових і цивільних будинків компенсація реактивного навантаження, як правило, не потрібна [2].

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 12 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

ДП 2026 141

2. РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛЬЧИХ МЕРЕЖ

2.1. Розрахунок електричних навантажень

Знайдемо розрахункове електричне навантаження торгівельно-офісного центру. Найменування електроприймачів і їх загальні встановлені потужності наведені в таблицях 2.1; 2.2 і 2.3. Потужності по кожному електроприймачу окремо і їхня кількість наведені в таблицях 2.4, 2.7 і 2.8.

Таблиця 2.1 – Характеристики електроприймачів

| Найменування електроприймачів "Т.Ц.Сезон" | Загальна встановлена потужність, кВт |
|-------------------------------------------|--------------------------------------|
| Освітлення | 399 |
| Побутові розетки | 126 |
| Теплові завіси | 315 |
| Вентсистема | 304 |
| Кондиціонери | 315 |
| Ескалатори | 24 |
| Лифти | 31,2 |
| Холодильні вітрини | 72 |
| Разом | 1586,2 |

Таблиця 2.2 – Характеристики електроприймачів

| Найменування електроприймачів "Ельдорадо" | Загальна встановлена потужність, кВт |
|-------------------------------------------|--------------------------------------|
| Освітлення | 104,5 |
| Побутові розетки | 36,1 |
| Теплові завіси | 72 |
| Вентсистема | 186 |
| Кондиціонери | 84 |
| Разом | 482,6 |

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|------------------------------------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Розрахунок розподільчих мереж | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 13 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

Таблиця 2.3 – Характеристики електроприймачів

| Найменування електроприймачів "Алло" | Загальна установлена потужність, кВт |
|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Освітлення | 55,2 |
| Побутові розетки | 24 |
| Теплові завіси | 90 |
| Вентсистема | 96,5 |
| Кондиціонери | 78 |
| Ліфти | 15,6 |
| Разом | 359,3 |

1. Розрахунок на прикладі Т.Ц. «Сезон»

Розбиваємо електроприймачі на групи з урахуванням технологічного циклу і режиму роботи, визначаємо відповідно до режиму роботи ЕП коефіцієнт використання K_B (розрахункова табл. 2.4).

Визначаємо середньозважений коефіцієнт використання [1]:

для гр.№1

$$\kappa_B = \frac{\sum P_c}{\sum P_H} \quad \kappa_B = \frac{434,83}{525,14} = 0,83$$

Визначається ефективне число електроприймачів:

$$n_E = \frac{2 \sum P_H}{P_{H \text{ МАКС}}} \quad n_E = \frac{2 \cdot 525,14}{0,15} \approx 7002$$

Залежно від середньозваженого коефіцієнта використання $K_B = 0,83$ і ефективного числа електроприймачів $n_E = 7002$, визначається коефіцієнт розрахункового навантаження рівний $\kappa_p = 1$. Визначається по [1].

Середня активна (або реактивна) потужність групи дорівнює сумі середніх активних (або реактивних) потужностей, які входять у групу ЕП:

$$P_c = \sum_1^n P_c = 434,83 \text{ кВт}; \quad Q_c = \sum_1^n q_c = 165,82 \text{ кВАр}$$

Розрахункова активна потужність груп ЕП напругою до 1 кВ

$$P_p = \kappa_p \cdot P_c \quad P_p = 1 \cdot 434,83 = 434,83 \text{ кВт}$$

$$\text{Середньозважений } \operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_c}{P_c} \quad \operatorname{tg} \varphi = \frac{165,82}{434,83} = 0,38$$

Розрахункова реактивна потужність визначається в такий спосіб:

Для живильних мереж напругою до 1 кВ у залежності від n_e :

$$\text{при } n_e \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_c;$$

$$\text{при } n_e > 10 \quad Q_p = Q_c.$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 14 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | |

$$Q_p = 1 \cdot 165,82 = 165,82 \text{кВАр}$$

Повне навантаження групи складатиме:

$$S_p = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} \cdot \quad S_p = \sqrt{434,83^2 + 165,82^2} = 465,37 \text{кВА}$$

Розрахунковий струм

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad I_p = \frac{465,37}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 707,06 \text{А}$$

Розраховуємо потужність ЕП для інших груп і зводимо в табл. 2.4.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 15 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 2.4 – Таблиця розрахунку навантажень Т.Ц.Сезон

| Вихідні дані | | | | | | | Середня потужність групи ЕП | | Ефективне число електроприймачів | Коефіцієнт розрахункового навантаження | Розрахункова потужність | | | Розрахунковий струм |
|-------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------|------------------|-------------------------|-------------|-------------|-----------------------------|---------------|----------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|---------------|---------------|---------------------|
| За завданням технологів | | | | За довідниковими даними | | | Активна | Реактивна | | | Активна | Реактивна | Повна | |
| Найменування характерних електроприймачів підключених до вузла живлення | Кількість ЕП | Номинальная установленная мощность | | Використання | Коефіцієнт | | | | | | | | | |
| | | Одного ЕП | Загальна роб/рез | | cosφ | tgφ | | | | | | | | |
| | | Р уст, кВт | Рн, кВт | | | | Кв | Рс, кВт | Qс, квар | п _е | Кр | Рр, кВт | Qр, квар | Sp, кВА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | |
| Гр. №1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Світильник ARS/R 4x18 | 3961 | 0,072 | 285,2 | 0,90 | 0,92 | 0,43 | 256,67 | 109,34 | | | | | | |
| Світильник люм.2x36 | 264 | 0,072 | 19,0 | 0,90 | 0,92 | 0,43 | 17,11 | 7,29 | | | | | | |
| Світильник люм. Line 1x28 | 1353 | 0,028 | 37,9 | 0,90 | 0,95 | 0,33 | 34,10 | 11,21 | | | | | | |
| Світильник люм.2x26 | 365 | 0,052 | 19,0 | 0,90 | 0,92 | 0,43 | 17,08 | 7,28 | | | | | | |
| Прожектор МГЛ 150 | 70 | 0,15 | 10,5 | 0,90 | 0,85 | 0,62 | 9,45 | 5,86 | | | | | | |
| Світильник точковий 1x35 | 788 | 0,035 | 27,6 | 0,90 | 1 | 0,00 | 24,82 | 0,00 | | | | | | |
| Побутові розетки | 2100 | 0,06 | 126,0 | 0,60 | 0,95 | 0,33 | 75,60 | 24,85 | | | | | | |
| Разом по Гр. №1 | 8901 | 0,469 | 525,14 | 0,83 | 0,93 | 0,38 | 434,83 | 165,82 | 7002 | 1 | 434,83 | 165,82 | 465,37 | 707,06 |
| Гр. №2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Теплова завіса | 8 | 18 | 144 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 115,20 | 37,86 | | | | | | |
| Теплова завіса | 6 | 9 | 54 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 43,20 | 14,20 | | | | | | |
| Теплова завіса | 2 | 24 | 48 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 38,40 | 12,62 | | | | | | |
| Теплова завіса | 3 | 15 | 45 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 36,00 | 11,83 | | | | | | |
| Теплова завіса | 4 | 6 | 24 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 19,20 | 6,31 | | | | | | |
| Разом по Гр. №2 | 23 | 72 | 315 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 252,00 | 82,83 | 23 | 1 | 252,00 | 82,83 | 265,26 | 403,03 |

ДП 2026 141

Змін.

Арк.

№ док.м.

Підпис

Дата

Арк.

16

Продовження табл. 2.4.

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|------------|--------------|--------------|-------------|-------------|-------------|---------------|---------------|-----------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|--|
| Гр. №3 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 2 | 15 | 30 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 19,50 | 6,41 | | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 3 | 9 | 27 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 17,55 | 5,77 | | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 5 | 21 | 105 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 68,25 | 22,43 | | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 3 | 34 | 102 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 66,30 | 21,79 | | | | | | | |
| Вентсистема водяна | 20 | 2 | 40 | 0,65 | 0,8 | 0,75 | 26,00 | 19,50 | | | | | | | |
| Разом по Гр. №3 | 33 | 81 | 304 | 0,65 | 0,93 | 0,38 | 197,60 | 75,90 | 18 | 1 | 197,60 | 75,90 | 211,68 | 321,61 | |
| Гр. №4 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Кондиціонер | 12 | 6 | 72 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 36,00 | 22,31 | | | | | | | |
| Кондиціонер | 3 | 52 | 156 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 78,00 | 48,34 | | | | | | | |
| Кондиціонер | 1 | 36 | 36 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 18,00 | 11,16 | | | | | | | |
| Кондиціонер | 3 | 17 | 51 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 25,50 | 15,80 | | | | | | | |
| Разом по Гр. №4 | 19 | 111 | 315 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 157,50 | 97,61 | 12 | 1,03 | 162,23 | 97,61 | 189,33 | 287,65 | |
| Гр. №5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ескалатор | 2 | 6,5 | 13 | 1,00 | 0,6 | 1,33 | 13,00 | 17,33 | | | | | | | |
| Ескалатор | 2 | 5,5 | 11 | 1,00 | 0,6 | 1,33 | 11,00 | 14,67 | | | | | | | |
| Ліфт | 4 | 7,8 | 31,2 | 0,20 | 0,6 | 1,33 | 6,24 | 8,32 | | | | | | | |
| Холодильні вітрини | 160 | 0,45 | 72 | 0,80 | 0,65 | 1,17 | 57,60 | 67,34 | | | | | | | |
| Разом по Гр. №5 | 168 | 20,25 | 127,2 | 0,69 | 0,63 | 1,23 | 87,84 | 107,66 | 33 | 1 | 87,84 | 107,66 | 138,95 | 211,11 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| разом по 0,4кВ | 9144 | 284,7 | 1586,3 | 0,71 | 0,91 | 0,47 | 1129,77 | 529,82 | 1 | 1 | 1129,77 | 582,80 | 1271,23 | 1931,44 | |
| втрати в тр-рах | | | | | | | | | | | 5,19 | 51,26 | 52 | 78,28 | |
| втрати в лініях | | | | | | | | | | | | | 0,00 | 0,00 | |
| Разом приведена до 10 кВ | | | | | | | | | | | 1134,96 | 634,06 | 1300,06 | 75,06 | |

ДП 2026 141

Таблиця 2.6 – Технічні дані силових трансформаторів на ТП

| № п/п | Sp | Кількість т-рів | Трансформатор ТМГ кВА | Втрати кВт. XX | Втрати кВт. КЗ | Струм XX% | Напруга КЗ% | Кз | ΔP | ΔQ | Спр до 10кВ |
|-------|--------|-----------------|-----------------------|----------------|----------------|-----------|-------------|-------|------|-------|-------------|
| ТП-2 | 265,1 | 2 | 250 | 0,55 | 3,1 | 2,3 | 4,5 | 0,513 | 1,51 | 12,98 | 272,1 |
| ТП-3 | 366,2 | 2 | 400 | 0,8 | 5,5 | 2,1 | 4,5 | 0,442 | 2,14 | 18,56 | 375,8 |
| ТП-1 | 1129,8 | 2 | 1000 | 1,55 | 10,2 | 2 | 5,5 | 0,596 | 5,19 | 51,26 | 1300,1 |

Розрахунки для "Алло" і "Ельдорадо" зводимо в розрахункову табл. 2.7 і табл. 2.8.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 19 |

Таблиця 2.7 – Розрахункова потужність центрального офісу «Алло»

| Вихідні дані | | | | | | | Середня потужність групи ЕП | | Ефективне число електроприймачів | Коефіцієнт розрахункового навантаження | Розрахункова потужність | | | Розрахунковий струм |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------|--------------|-----------------------------------|-------------------------|--------------|-------------|-----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|---------------------|
| За завданням технологів | | | | За довідниковими даними | | | Активна | Реактивна | | | Активна | Реактивна | Повна | |
| Найменування характерних електроприймачів підключених до вузла живлення | | Кількість ЕП | Номінальна установлена потужність | | Використання | Коефіцієнт | | | | | | | | |
| Р уст, кВт | Рн, кВт | | Кв | cosφ | | | tgφ | Рс, кВт | Qс, квар | п _ε | Кр | Рр, кВт | Qр, квар | Sp, кВА |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | |
| Гр. №1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Світильник ARS/R 4x18 | 766 | 0,072 | 55,2 | 0,90 | 0,92 | 0,43 | 49,64 | 21,15 | | | | | | |
| Побутові розетки | 400 | 0,06 | 24,0 | 0,60 | 0,95 | 0,33 | 14,40 | 4,73 | | | | | | |
| Разом по Гр. №1 | 1166 | 0,132 | 79,15 | 0,81 | 0,93 | 0,40 | 64,04 | 25,88 | 1166 | 1 | 64,04 | 25,88 | 69,07 | 104,94 |
| Гр. №2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Теплова завіса | 4 | 18 | 72 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 57,60 | 18,93 | | | | | | |
| Теплова завіса | 2 | 9 | 18 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 14,40 | 4,73 | | | | | | |
| Разом по Гр. №2 | 6 | 27 | 90 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 72,00 | 23,67 | 6 | 1 | 72,00 | 23,67 | 75,79 | 115,15 |
| Гр. №3 | | | | | | | | | | | | | | |
| Вентсистема з ел.нагрів. | 1 | 21 | 21 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 13,65 | 4,49 | | | | | | |
| Вентсистема з ел.нагрів. | 2 | 34 | 68 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 44,20 | 14,53 | | | | | | |
| Вентсистема водяна | 1 | 7,5 | 7,5 | 0,65 | 0,8 | 0,75 | 4,88 | 3,66 | | | | | | |
| Разом по Гр. №3 | 4 | 62,5 | 96,5 | 0,65 | 0,94 | 0,36 | 62,73 | 22,67 | 4 | 1 | 62,73 | 22,67 | 66,70 | 101,33 |
| Гр. №4 | | | | | | | | | | | | | | |
| Кондиціонер | 6 | 9 | 54 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 27,00 | 16,73 | | | | | | |
| Кондиціонер | 4 | 6 | 24 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 12,00 | 7,44 | | | | | | |
| Ліфт | 2 | 7,8 | 15,6 | 0,20 | 0,6 | 1,33 | 3,12 | 4,16 | | | | | | |
| Разом по Гр. №4 | 12 | 22,8 | 93,6 | 0,45 | 0,83 | 0,67 | 42,12 | 28,33 | 12 | 1 | 42,12 | 28,33 | 50,76 | 77,12 |
| разом по 0,4кВ | 1188 | 112,4 | 359,3 | 0,67 | 0,92 | 0,42 | 240,88 | 100,54 | 1 | 1 | 240,88 | 110,60 | 265,06 | 402,71 |
| втрати в тр-рах | | | | | | | | | | | 1,51 | 12,98 | 13 | 19,85 |
| втрати в лініях | | | | | | | | | | | | | 0,00 | 0,00 |
| разом приведена до 10 кВ | | | | | | | | | | | 242,39 | 123,58 | 272,08 | 15,71 |

ДП 2026 141

Змін

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

20

Арк.

Таблиця 2.8 – Розрахункова потужність магазину «Ельдорадо»

| Вихідні дані | | | | | | | Середня потужність групи ЕП | | Ефективне число електроприймачів | Коефіцієнт розрахункового навантаження | Розрахункова потужність | | | Розрахунковий струм |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------|------------------------|-----------------------------------|-------------------------|--------------|-------------|-----------------------------|--------------|----------------------------------|----------------------------------------|-------------------------|--------------|---------------|---------------------|
| За завданням технологів | | | | За довідниковими даними | | | Активна | Реактивна | | | Активна | Реактивна | Повна | |
| Найменування характерних електроприймачів підключених до вузла живлення | | Кількість ЕП | Номінальна установлена потужність | | Використання | Коефіцієнт | | | | | | | | |
| | | | Одного ЕП | Загальна роб/рез | | Кв | cosφ | tgφ | Pc, кВт | Qc, квар | п _е | Kp | Pr, кВт | Qr, квар |
| | | P _{уст} , кВт | P _н , кВт | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| Гр. №1 | | | | | | | | | | | | | | |
| Світильник ARS/R 4x18 | 1451 | 0,072 | 104,5 | 0,90 | 0,92 | 0,43 | 94,02 | 40,05 | | | | | | |
| Побутові розетки | 602 | 0,06 | 36,1 | 0,60 | 0,95 | 0,33 | 21,67 | 7,12 | | | | | | |
| Разом по Гр. №1 | 2053 | 0,132 | 140,59 | 0,82 | 0,93 | 0,41 | 115,70 | 47,18 | 2053 | 1 | 115,70 | 47,18 | 124,95 | 189,84 |
| Гр. №2 | | | | | | | | | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 4 | 21 | 84 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 54,60 | 17,95 | | | | | | |
| Вентсистема ел.нагрів | 3 | 34 | 102 | 0,65 | 0,95 | 0,33 | 66,30 | 21,79 | | | | | | |
| Теплова завіса | 4 | 18 | 72 | 0,80 | 0,95 | 0,33 | 57,60 | 18,93 | | | | | | |
| Разом по Гр. №2 | 11 | 73 | 258 | 0,69 | 0,95 | 0,33 | 178,50 | 58,67 | 11 | 1 | 178,50 | 58,67 | 187,89 | 285,48 |
| Гр. №4 | | | | | | | | | | | | | | |
| Кондиціонер | 10 | 6 | 60 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 30,00 | 18,59 | | | | | | |
| Кондиціонер | 6 | 4 | 24 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 12,00 | 7,44 | | | | | | |
| Разом по Гр. №4 | 16 | 10 | 84 | 0,50 | 0,85 | 0,62 | 42,00 | 26,03 | 16 | 1,03 | 43,26 | 26,03 | 50,49 | 76,71 |
| | | | | | | | | | | | | | | |
| разом по 0,4кВ | 2080 | 83,1 | 482,6 | 0,70 | 0,93 | 0,39 | 336,20 | 131,88 | 1 | 1 | 336,20 | 145,06 | 366,16 | 556,32 |
| втрати в тр-рах | | | | | | | | | | | 2,14 | 18,56 | 19 | 28,39 |
| втрати в лінії | | | | | | | | | | | | | 0,00 | 0,00 |
| разом приведена до 10 кВ | | | | | | | | | | | 338,34 | 163,62 | 375,83 | 21,70 |

ДЛГ 2026 141

2.Втрати в кабельних лініях (одна лінія в роботі):

$$\Delta S_{Л} = \frac{S_{ПЛ}^2}{U^2} \cdot Z_{Л} \quad Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2}$$

Активний опір кабелю $r_0=0.253 \text{ Ом/км.}$

Індуктивний опір $x_0=0,083 \text{ Ом/км.}$

Лінія 1 від ТП1 до ТП3

$l = 1 \times 0,165 \text{ км. } S_{нр(1)} = 375,8 \text{ кВА}$

$$R_{Л(1)} = 0,0417 \text{ Ом} \quad X_{Л(1)} = 0,0137 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л(1)} = \sqrt{0,0417^2 + 0,0137^2} = 0,0439 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{Л(1)} = \frac{375,8^2}{10^2} \cdot 0,0439 \cdot 10^{-3} = 0,062 \text{ кВА}$$

Лінія 2 від ТП1 до РП

$l = 1 \times 0,054 \text{ км.}$

$$R_{Л(2)} = 0,0137 \text{ Ом} \quad X_{Л(2)} = 0,0045 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л(2)} = \sqrt{0,0137^2 + 0,0045^2} = 0,0144 \text{ Ом}$$

До лінії 2 підключені два навантаження $S_{нр.е}$ "Ельдорадо" і $S_{нр.с}$ Т.Ц. "Сезон"
Сумарна потужність на шинах 10кВ ТП1 (Т.Ц. "Сезон") з урахуванням втрат у
кабельних лініях від "Ельдорадо" складе:

$$S_{P.СУМ} = S_{ПР.Э} + S_{ПР.С} + \Delta S_{Л(1)} = 375,8 + 1300,1 + 0,062 = 1675,96 \text{ кВА}$$

Знаходимо втрати в лінії 2:

$$\Delta S_{Л(2)} = \frac{1675,96^2}{10^2} \cdot 0,0144 \cdot 10^{-3} = 0,4 \text{ кВА}$$

Потужність приєднана до РП складе:

$$S_{(2)} = S_{P.СУМ} + \Delta S_{Л(2)} = 1675,96 + 0,4 = 1676,36 \text{ кВА}$$

Лінія 3 від ГПП до РП

$l = 1,768 \text{ км}$

$$R_{Л(3)} = 0,447 \text{ Ом} \quad X_{Л(3)} = 0,147 \text{ Ом}$$

$$Z_{Л(3)} = \sqrt{0,447^2 + 0,147^2} = 0,47 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{Л(3)} = \frac{S^2}{U^2} \cdot Z_{Л} = \frac{1948,46^2}{10^2} \cdot 0,47 \cdot 10^{-3} = 17,84 \text{ кВА}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 22 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Споживана розрахункова потужність РП із обліком ($S_{np.Алло}$ ТП "Алло") від ГПП Ужгородська (без обліку втрат у лінії 3) буде становити (розрахункова потужність торговельно-офісного центру):

$$S = S_{np.БВК} + S_{(2)} = 272,1 + 1676,36 = 1948,46 \text{кВА.}$$

2.2. Побудова картограми навантаження

Вибираємо масштаб = 1:1300

Масштабний множник $m=1,69 \text{ кВт/мм}^2$

Знайдемо радіуси окружностей для кожного торговельно-офісного центру в масштабі аркушу А4 по формулі

$$r = \sqrt{\frac{P_p}{m \cdot \pi}}$$

Магазин «Ельдорадо»: $P_p=336,2 \text{ кВт.}$

$$r_1 = \sqrt{\frac{336}{1,69 \cdot \pi}} = 8,1 \text{ мм}$$

Центральний офіс «Алло»: $P_p=265,1 \text{ кВт.}$

$$r_2 = \sqrt{\frac{265,1}{1,69 \cdot \pi}} = 7,1 \text{ мм}$$

ТЦ «Сезон»: $P_p=1271,23 \text{ кВт.}$

$$r_3 = \sqrt{\frac{1271,23}{1,69 \cdot \pi}} = 15,5 \text{ мм}$$

Будуємо окружності навантажень будинків у масштабі креслення. На плані будуємо координатну сітку і визначаємо координати центрів навантажень будинків. Центр електричних навантажень будинку це центр ваги фігури утвореної його контуром.

Для «Ельдорадо» $x=119,71$; $y=55,09$, для «Т.Ц.Сезон» $x=116,39$; $y=167,85$, для «Алло» $x=135,94$; $y=225,04$.

Координати центра електричних навантажень об'єктів визначаються по формулах:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}} \quad y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}$$

$$x_0 = \frac{336,2 \cdot 119,71 + 1271,23 \cdot 116,39 + 265,1 \cdot 135,94}{336,2 + 265,1 + 1271,23} = 119,8 \text{ м}$$

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 23 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

$$y_0 = \frac{336,2 \cdot 55,09 + 1271,25 \cdot 167,85 + 265,1 \cdot 225,04}{336,2 + 265,1 + 1271,23} = 155,7 \text{ м}$$

Центр електричних навантажень (А) показаний на рисунку 3.1 генплану об'єкту.

По знайдених координатах теоретичний центр електричних навантажень перебуває в будинку "Т.Ц.Сезон" з найбільшим споживанням електроенергії. Розташування ТП1 в цьому місці не надається можливим. Вибираємо прибудовану ТП1 і зміщаємо її в напрямку до джерела живлення.

По архітектурно-планувальному рішенню на цьому місці розміщується розвантажувальна площадка, хоздвор і під'їзні шляхи. Зміщаємо ТП1 на кут будинку, що не створює перешкод руху і розвантаженню товару.

ТП2 розміщується в прибудованому технічному блоці "Алло". Розташувати ТП3 на розі будинку і максимально наблизити її до джерела живлення (ГПП Ужгородська) не надається можливим тому що фасад будинку належить до історичної частини міста Ужгорода тому ТП3 розміщується у внутрішньому дворі "Ельдорадо".

Схема розташування ТП показана на рис. 2.2.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 24 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

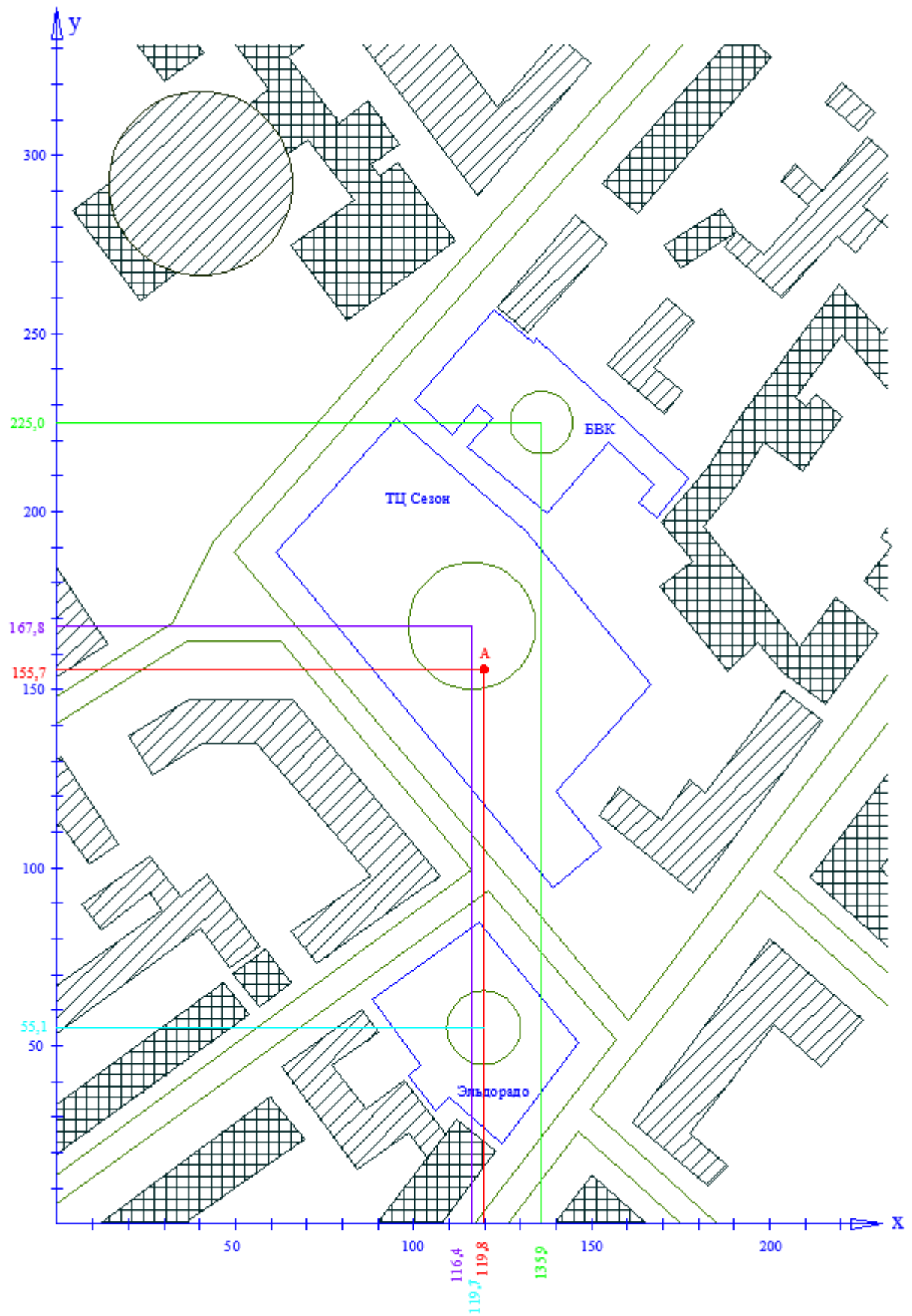


Рисунок 2.1 – Генплан і центр електричних навантажень

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП 2026 141

Арк.

25

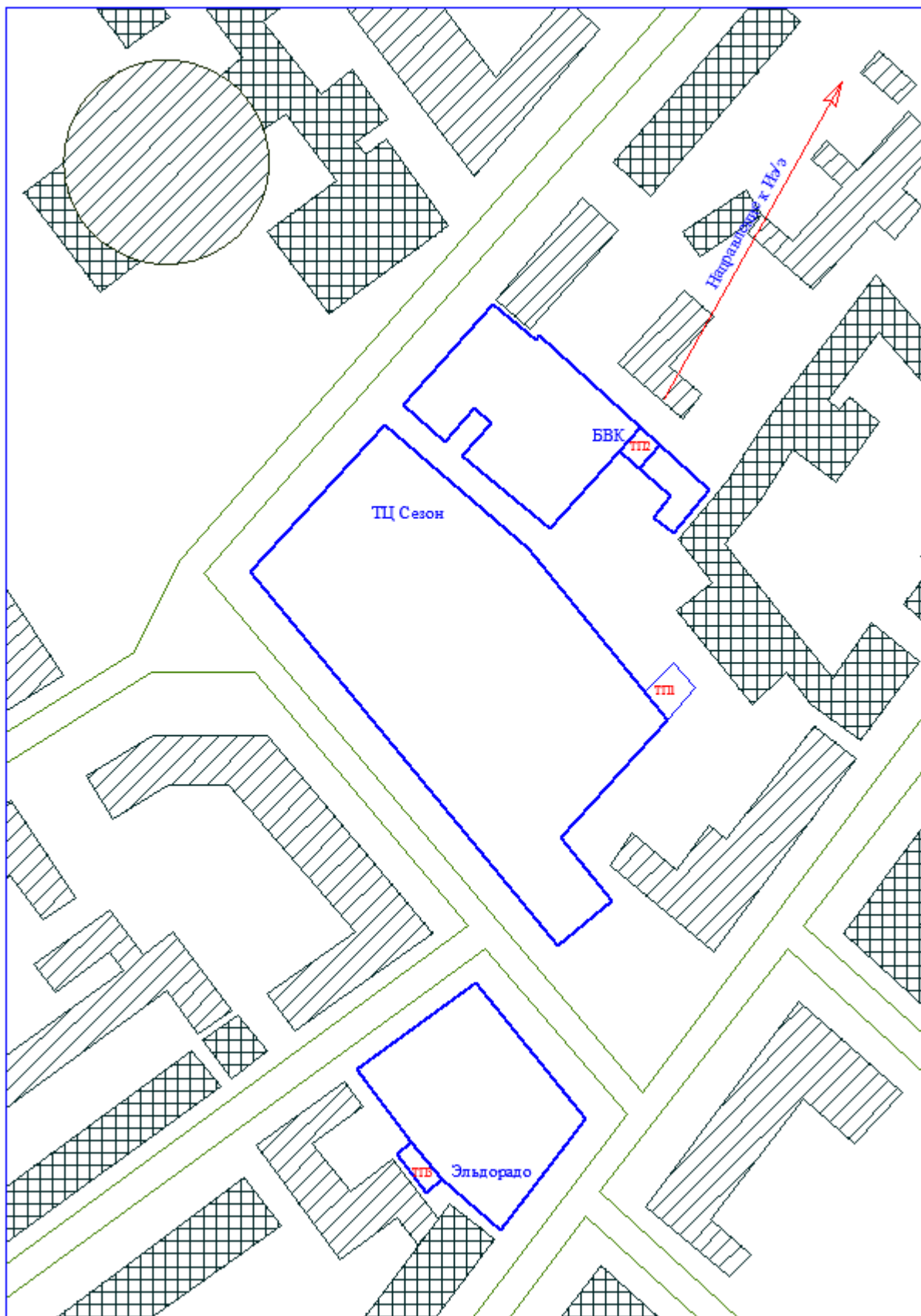


Рисунок 2.2 – Розміщення ТП

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП 2026 141

Арк.

26

2.3. Вибір потужності трансформаторів

Таблиця 2.9 – Характеристики силових трансформаторов ТМГ

| Трансформатор | Втрати Вт. XX | Втрати Вт. КЗ | Струм XX% | Напруга КЗ% |
|---------------|---------------|---------------|-----------|-------------|
| ТМГ 250кВА | 550 | 3100 | 2,3 | 4,5 |
| ТМГ 400 кВА | 800 | 5500 | 2,1 | 4,5 |
| ТМГ 1000 кВА | 1550 | 10200 | 2 | 5,5 |

1 «Ельдорадо»

Розрахункова потужність становить $S_p=366,16$ кВт. $\cos\phi$ 0.93
Категорія електропостачання I і II.

Для двохтрансформаторної підстанції і $K_3=0,7$ номінальна потужність обраного трансформатора буде становити:

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{n \cdot K_3} = \frac{366,16}{2 \cdot 0,7} = 261,54 \text{кВА}$$

По шкалі потужності трансформаторів вибираємо трансформатор на 400кВА. Коефіцієнт завантаження трансформаторів у цьому випадку становить:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{366,16}{2 \cdot 400} = 0.46$$

Можливість роботи в аварійному режимі очевидна $S_p < S_{ном.тр}$

Спробуємо вибрати трансформатор на 250кВА. Коефіцієнт завантаження в цьому випадку складе:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{366,16}{2 \cdot 250} = 0.73$$

Перевіримо можливість роботи в аварійному режимі:

$$1.4S_{ном.тр} \geq S_p \quad 1.4 \cdot 250 = 350 \text{кВА} < 366.16 \text{кВА}$$

В аварійному режимі потужності трансформатора не вистачає, щоб забезпечити необхідне навантаження тому остаточно вибираємо трансформатори по 400кВа.

2 «Алло»

Розрахункова потужність становить $S_p=265.06$ кВт, $\cos\phi$ 0.92
Категорія електропостачання I і II.

Для двохтрансформаторної підстанції і $K_3=0,7$ номінальна потужність обраного трансформатора буде становити:

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 27 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{n \cdot K_3} = \frac{265,06}{2 \cdot 0,7} = 189,32 \text{кВА}$$

По шкалі потужності трансформаторів вибираємо трансформатор на 250кВА.
Коефіцієнт завантаження трансформаторів у цьому випадку становить:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{265,06}{2 \cdot 250} = 0.53$$

Перевіримо можливість роботи в аварійному режимі:

$$1.4S_{НОМ.ТР} \geq S_p \quad 1.4 \cdot 250 = 350 \text{кВА} > 265.06 \text{кВА}$$

Трансформатор можна використовувати.

Перевіримо можливість використання трансформаторів потужністю 160кВА.

Коефіцієнт завантаження: $K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{265,06}{2 \cdot 160} = 0.83$

Аварійний режим: $1.4S_{НОМ.ТР} \geq S_p \quad 1.4 \cdot 160 = 224 \text{кВА} < 265.06 \text{кВА}$

По аварійному режимі трансформатор не проходить. Залишаємо трансформатор 250 кВА.

3 ТЦ «Сезон»

Розрахункова потужність становить $S_p = 1129,77$ кВт, $\cos\varphi = 0.91$
Категорія електропостачання I і II.

$$S_{ном.тр} \geq \frac{S_p}{n \cdot K_3} = \frac{1129,77}{2 \cdot 0,7} = 807 \text{кВА}$$

По шкалі потужності трансформаторів вибираємо трансформатор на 1000кВА.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів у цьому випадку становить:

$$K_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{ном.тр}} = \frac{1129,77}{2 \cdot 1000} = 0.56$$

Перевіримо можливість роботи в аварійному режимі:

$$1.4S_{НОМ.ТР} \geq S_p \quad 1.4 \cdot 1000 = 1400 \text{кВА} > 1129.77 \text{кВА}$$

Трансформатор можна використовувати.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 28 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ К.З.

Для розрахунку струмів к.з. складаємо схему заміщення вибраного варіанта електропостачання. На схемі відзначаємо всі ймовірні точки к.з. Після цього перетворимо схему до спрощеного варіанта. Розраховуємо струми в цих точках.

3.1. Вибір базисних величин

$$U_6 = 10,5 \text{ кВ} \quad S_6 = 100 \text{ МВА}$$

$$U_{6N} = \frac{1}{n_1 n_2 \dots n_m} U_{6, \text{оч}}, \quad n = \frac{U_{TP.H}}{U_{TP.B}}$$

де n_1, n_2, \dots, n_m – коефіцієнти трансформації трансформаторів (автотрансформаторів), включених каскадно між основною і N-й ступенями напруги;

$$n = \frac{U_{TP.H}}{U_{TP.B}} = \frac{0,4}{10} = 25$$

$$U_{B1} = U_B = E_C = 10,5 \text{ кВ}$$

$$U_{B2} = \frac{1}{n_1} U_{B1} = \frac{1}{25} \cdot 10,5 = 0,42 \text{ кВ}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,42} = 137,46 \text{ кА}$$

1 Система

$$I_{K3}^{(3)} = 12,5 \text{ кА} \quad U_{CP.HOM} = 10,5 \text{ кВ}$$

$$X_C = \frac{U_{CP.HOM}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} = \frac{U_{CP.HOM}^2}{S_{K3}^{(3)}}$$

де $U_{CP.HOM}$ – середня номінальна напруга мережі, кВ, що відповідає ступеню

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|--------------------------------|------------------------------------|------|---------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Розрахунок струмів к.з. | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 29 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

напруги у вузлі якої відоме значення $I_{КЗ}^{(3)}$ або $S_{КЗ}^{(3)}$ при цьому ЕРС системи варто приймати рівній середній номінальній напрузі мережі відповідного ступеню напруги [17].

$$X_C = \frac{U_{CP.HOM}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,485 \text{ Ом}$$

$$E_C^* = \frac{U_E}{U_{E1}} = \frac{10,5}{10,5} = 1 \text{ в.о.}$$

$$X_C^* = X_C \cdot \frac{S_E}{U_E^2} = 0,485 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,439 \text{ в.о.}$$

2 Трансформатори

$$X_T = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ.Т}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}}$$

$U_{НОМ.т}$ (кВ) - номінальна міжфазна напруга сторони трансформатора, до якого приводиться опір трансформатора (як правило, це сторона високої напруги);

$S_{НОМ.т}$ (МВА) - номінальна потужність трифазного трансформатора або трифазної групи однофазних трансформаторів;

U_k - напруга КЗ, % номінальної напруги;

$$X_{T1} = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ.Т}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1} = 5,5 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,25} = 18 \text{ Ом}$$

$$X_{T3} = \frac{4,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 0,4} = 11,25 \text{ Ом}$$

$$X_{T1}^* = X_{T1} \cdot \frac{S_E}{U_{E1}^2} = 5,5 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 4,99 \text{ в.о.}$$

$$X_{T2}^* = X_{T2} \cdot \frac{S_E}{U_{E1}^2} = 18 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 16,32 \text{ в.о.}$$

$$X_{T3}^* = X_{T3} \cdot \frac{S_E}{U_{E1}^2} = 11,25 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 10,2 \text{ в.о.}$$

3 Кабельні лінії

$$X_{Л1}^* = X_{Л1} \cdot \frac{S_E}{U_{E1}^2} = 0,0137 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0136 \text{ в.о.}$$

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 30 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

$$X_{Л2}^* = 0,004 \text{ в.о.}$$

$$X_{Л3}^* = 0,146 \text{ в.о.}$$

$$R_{Л1}^* = R_{Л1} \cdot \frac{S_E}{U_{E1}^2} = 0,0417 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,0416 \text{ в.о.}$$

$$R_{Л2}^* = 0,0136 \text{ в.о.}$$

$$R_{Л3}^* = 0,445 \text{ в.о.}$$

$$z_{Л1} = \sqrt{x_{Л1}^2 + r_{Л1}^2} = \sqrt{0,0136^2 + 0,041^2} = 0,0431 \text{ в.о.}$$

$$z_{Л2} = \sqrt{x_{Л2}^2 + r_{Л2}^2} = \sqrt{0,004^2 + 0,0136^2} = 0,0142 \text{ в.о.}$$

$$z_{Л3} = \sqrt{x_{Л3}^2 + r_{Л3}^2} = \sqrt{0,146^2 + 0,445^2} = 0,468 \text{ в.о.}$$

4 Навантаження

$$X_{Н1}^* = 0,35 \cdot \frac{S_E}{S_{Н1}} = 0,35 \cdot \frac{100}{0,265} = 136,72 \text{ в.о.}$$

$$E_{Н1}^* = 0,85 \cdot \frac{U_{СР.НОМ.Н}}{U_{E2}} = 0,85 \cdot \frac{0,4}{0,42} = 0,83 \text{ в.о.}$$

$$X_{Н2}^* = 29,37 \text{ в.о.}$$

$$E_{Н2}^* = 0,83 \text{ в.о.}$$

$$X_{Н3}^* = 98,92 \text{ в.о.}$$

$$E_{Н3}^* = 0,83 \text{ в.о.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 31 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

3.2. Складання схеми заміщення

При складанні схеми заміщення для нормального режиму роботи використовуємо розрахункові значення елементів у в.о.

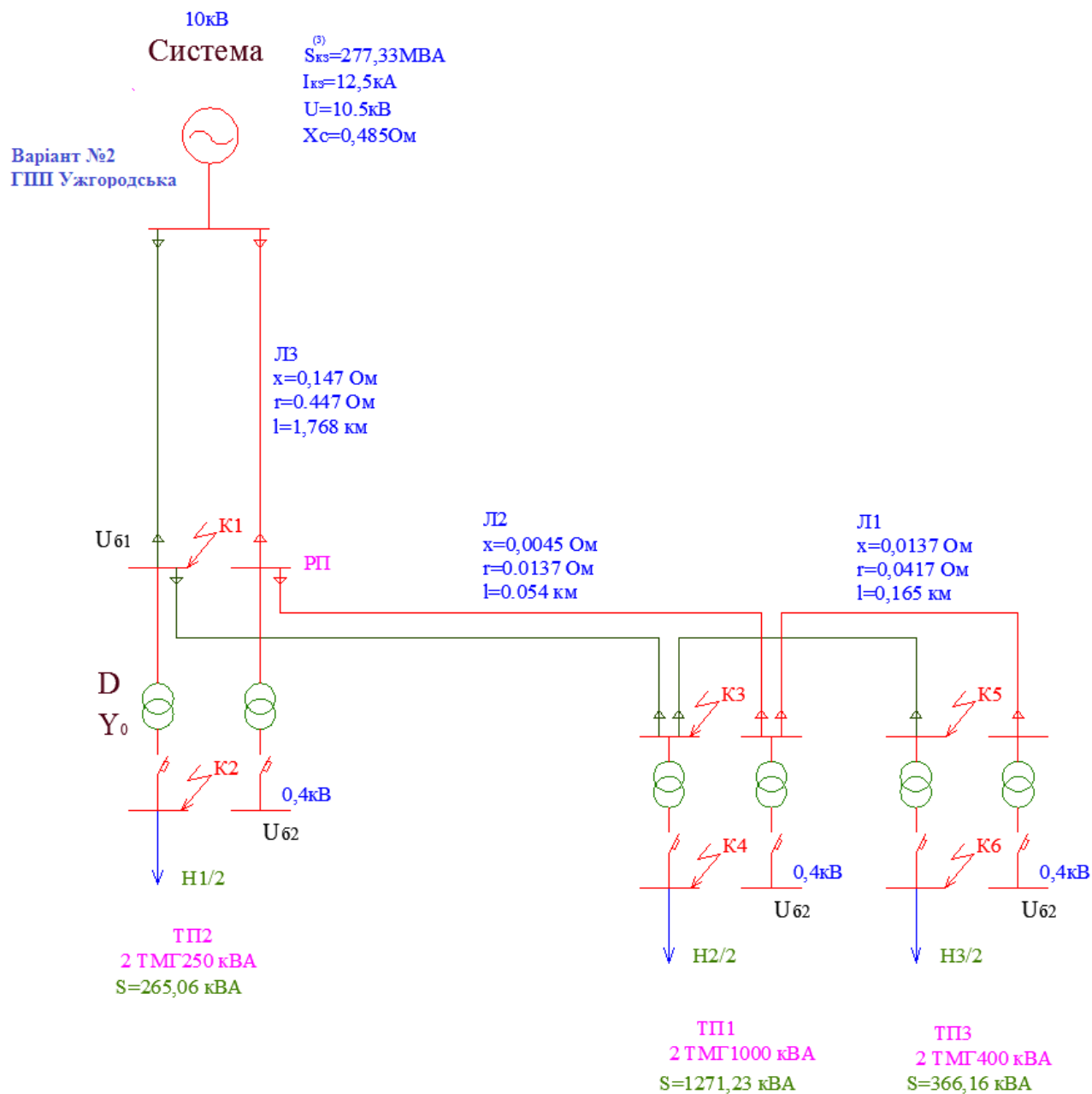


Рисунок 3.1 – Схема розподільної мережі торговельно-офісного центру для розрахунку струмів к.з

Складаємо схему заміщення на прикладі розрахунку к.з. у точці К5.

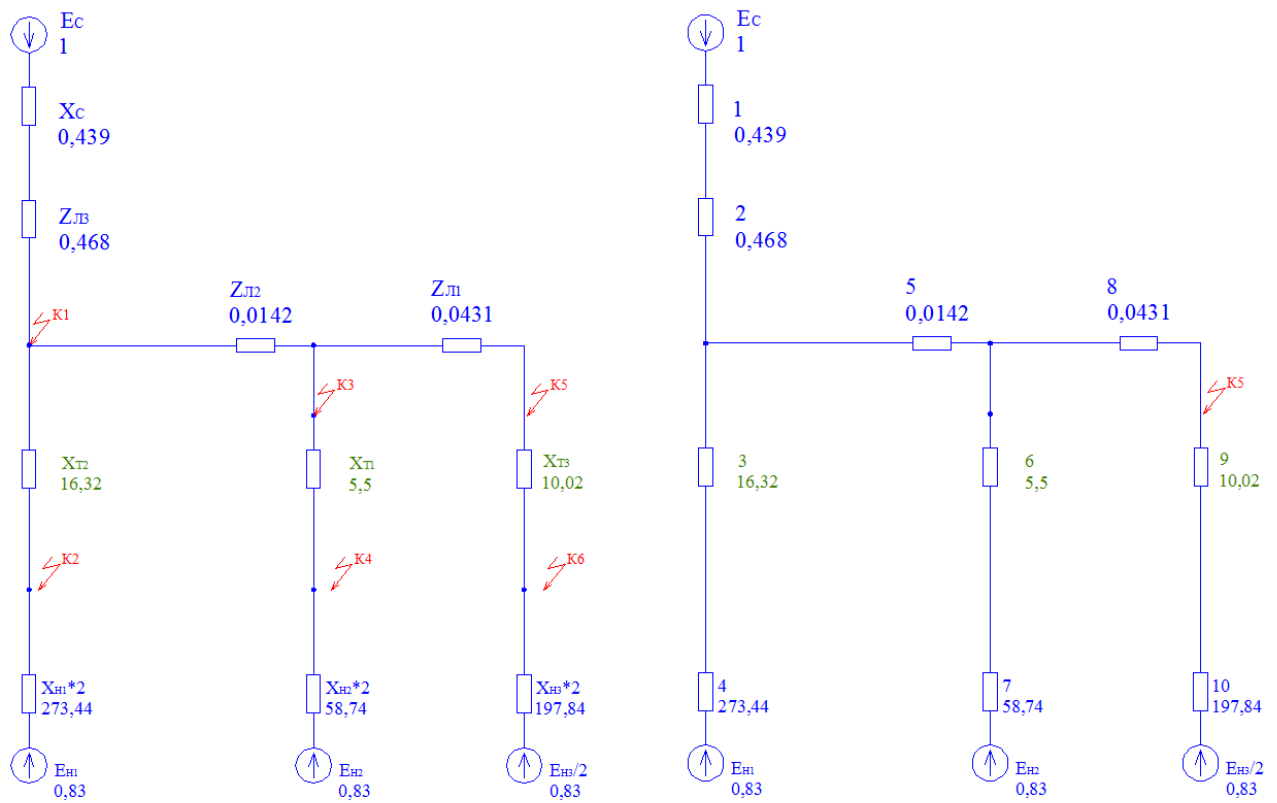


Рисунок 3.2 – Схема заміщення

$$X_{11} = X_3 + X_4 = 16,32 + 273,44 = 289,76 \text{ в.о.}$$

$$X_{12} = X_1 + X_2 = 0,439 + 0,468 = 0,907 \text{ в.о.}$$

$$X_{13} = X_9 + X_{10} = 10,2 + 197,84 = 208,04 \text{ в.о.}$$

$$X_{15} = X_6 + X_7 = 5,5 + 58,74 = 64,24 \text{ в.о.}$$

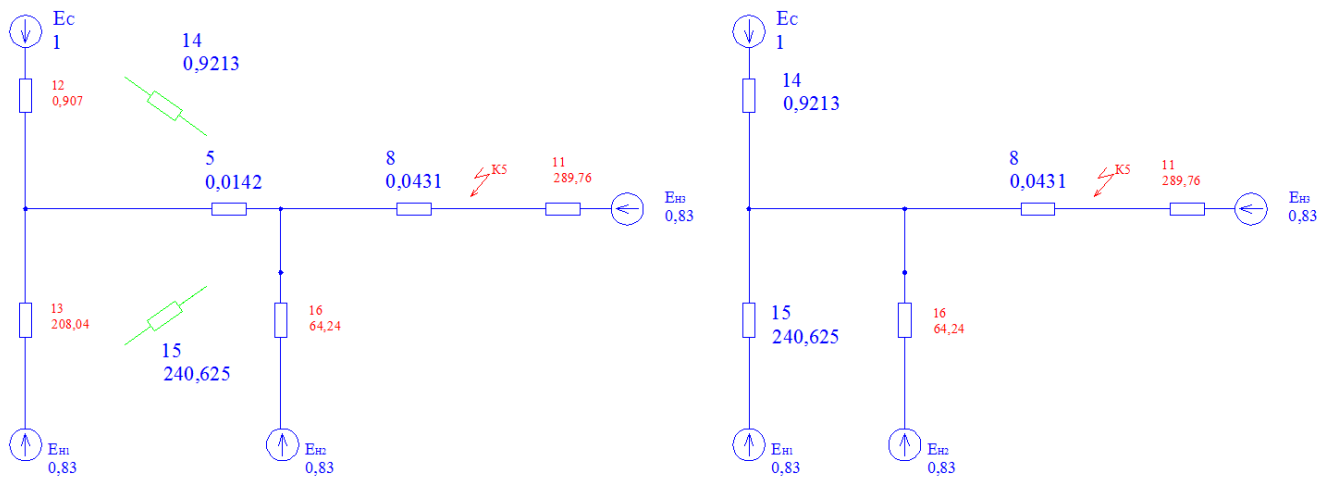


Рисунок 3.3 – Схема заміщення спрощена

Знаходимо еквівалентні опори X_{14} і X_{15} методом коефіцієнтів розподілу.

$$X_{14} = X_5 + X_{12} + \frac{X_5 \cdot X_{12}}{X_{13}} = 0,0142 + 0,907 + \frac{0,0142 \cdot 0,907}{208,04} = 0,921 \text{ в.о.}$$

$$X_{15} = X_5 + X_{13} + \frac{X_5 \cdot X_{13}}{X_{12}} = 0,0142 + 208,04 + \frac{0,0142 \cdot 208,04}{0,907} = 240,63 \text{ в.о.}$$

Перетворимо вітки схеми заміщення з ЕРС навантаження E_{H1} і E_{H2} . Тому що $E_{H1} = E_{H2}$ тоді:

$$X_{17} = \frac{1}{\frac{1}{X_{15}} + \frac{1}{X_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{240,63} + \frac{1}{64,24}} = 50,7 \text{ в.о.}$$

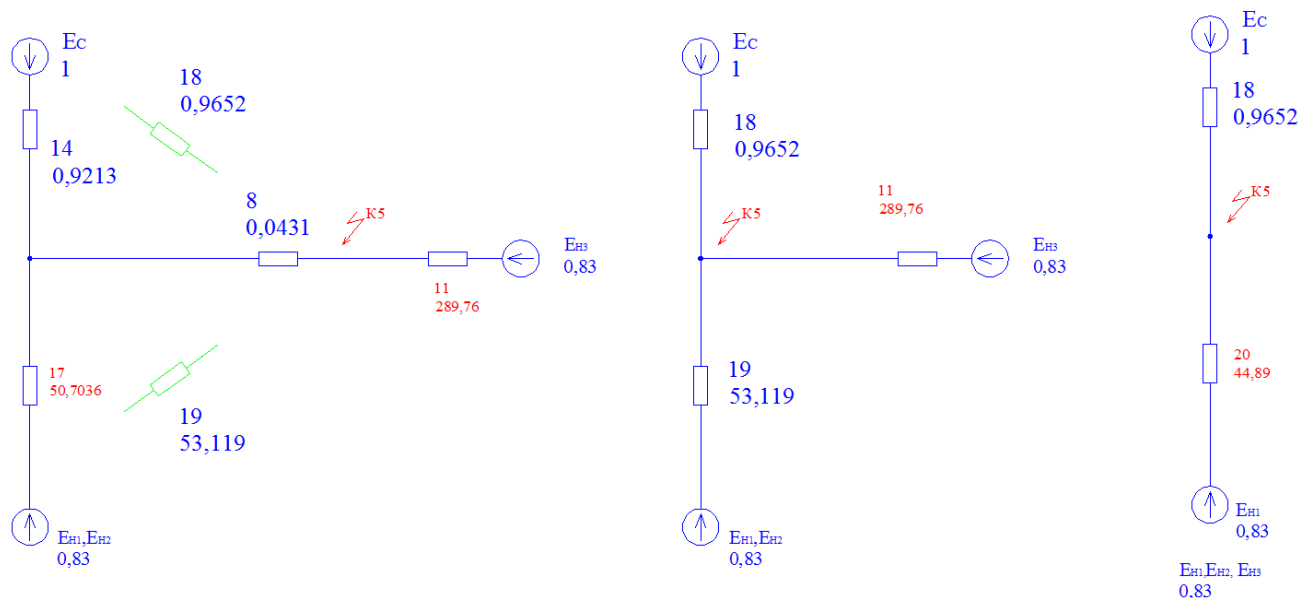


Рисунок 3.4 – Схема заміщення спрощена

Знаходимо еквівалентні опори X_{18} і X_{19} методом коефіцієнтів розподілу.

$$X_{18} = X_8 + X_{14} + \frac{X_8 \cdot X_{14}}{X_{17}} = 0,0431 + 0,921 + \frac{0,0431 \cdot 0,921}{50,7} = 0,965 \text{ в.о.}$$

$$X_{19} = X_8 + X_{17} + \frac{X_8 \cdot X_{17}}{X_{14}} = 0,0431 + 50,7 + \frac{0,0431 \cdot 50,7}{0,921} = 53,119 \text{ в.о.}$$

Перетворимо вітки схеми заміщення з ЕРС навантаження E_{H1} , E_{H2} і E_{H3} .

$$X_{20} = \frac{1}{\frac{1}{X_{11}} + \frac{1}{X_{19}}} = \frac{1}{\frac{1}{289,76} + \frac{1}{53,119}} = 44,89 \text{ в.о.}$$

3.3. Розрахунок початкового значення періодичної складової трифазного струму к.з. в точці К5

Струм від системи С

$$\dot{I}_{\text{пос}} = \frac{\dot{E}_C}{\dot{X}_{13}} = \frac{1}{0,9652} = 1,036 \text{ в.о.}$$

$$I_{\text{пос}} = I_{\text{пос}} \cdot I_{\text{Б1}} = 1,036 \cdot 5,5 = 5,698 \text{ кА}$$

Струм від навантаження Н1, Н2, Н3

$$\dot{I}_{\text{пон}} = \frac{\dot{E}_{\text{Н1,Н2,Н3}}}{\dot{X}_{20}} = \frac{0,83}{44,89} = 0,0185 \text{ в.о.}$$

$$I_{\text{пон}} = I_{\text{пон}} \cdot I_{\text{Б1}} = 0,0185 \cdot 5,5 = 0,102 \text{ кА}$$

Сумарний струм к.з. в точці К5

$$I_{\text{пос.к5}} = I_{\text{пос}} + I_{\text{пон}} = 5,698 + 0,102 = 5,8 \text{ кА}$$

3.4. Розрахунок ударного струму к.з. в точці К5

Розрахунок виконуємо за формулами:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пос}} \cdot n; \quad K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}; \quad T_a = \frac{X}{\omega_c \cdot r}; \quad \omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f \text{ где } f - \text{ частота сети } 50 \text{ Гц.}$$

$K_{\text{уд}}$ - ударний коефіцієнт, що залежить від постійної часу T_a аперіодичної складової струму КЗ;

$$\omega_c = 2 \cdot \pi \cdot f = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314$$

Ударний струм з боку навантаження, який підходить до точки к.з. К5

$$r_{\text{Н}} = \frac{X_{20}}{2,5} = \frac{44,89}{2,5} = 17,956 \text{ в.о.}$$

$$T_{a(\text{Н})} = \frac{X_{20}}{\omega_c \cdot r} = \frac{44,89}{314 \cdot 17,965} = 0,008$$

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + 2,718^{\frac{-0,01}{0,008}} = 1,286$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | 35 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$i_{y\delta H}^* = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пoH}}^* \cdot K_{y\delta} = 1,414 \cdot 0,0185 \cdot 1,286 = 0,0336 \text{ в.о.}$$

$$i_{y\delta H} = i_{y\delta H}^* \cdot I_{B1} = 0,0336 \cdot 5,5 = 0,185 \text{ кА}$$

Ударний струм зі сторони системи, який підходить до точки к.з. К5

$$r_c = \frac{X_c}{60} = \frac{0,956}{60} = 0,0159 \text{ в.о.}$$

$$X_c = X_{18}$$

$$T_{a(C)} = \frac{X_{18}}{\omega_c \cdot r} = \frac{0,9652}{314 \cdot 0,016} = 0,1911$$

$$K_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + 2,718^{\frac{-0,01}{0,192}} = 1,949$$

$$i_{y\delta C}^* = \sqrt{2} \cdot I_{\text{пoC}}^* \cdot K_{y\delta} = 1,414 \cdot 1,036 \cdot 1,949 = 2,8556 \text{ в.о.}$$

$$i_{y\delta H} = i_{y\delta C}^* \cdot I_{B1} = 2,955 \cdot 5,5 = 15,705 \text{ кА}$$

Сумарний ударний струм к.з в точці К5 буде рівний:

$$i_{y\delta K5} = i_{y\delta C} + i_{y\delta H} = 15,705 + 0,185 = 15,89 \text{ кА}$$

3.5. Розрахунок трифазного к.з. в точці К6 на низькій стороні 0,4кВ

1 Система

При розрахунку струмів КЗ в електроустановках, що одержують живлення безпосередньо від мережі енергосистеми, допускається вважати, що понижувальні трансформатори підключені до незмінного джерела по амплітуді напруги через еквівалентний індуктивний опір системи. Значення цього опору (x_c) у мільйомах, наведене до ступеню низької напруги мережі, розраховують по формулі: [9]

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{к.ВН}} U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_k} \cdot 10^{-3},$$

де $U_{\text{ср.НН}}$ - середня номінальна напруга мережі, підключена до обмотки низької напруги трансформатора, В;

$U_{\text{ср.ВН}}$ - середня номінальна напруга мережі, до якої підключена обмотка високої напруги трансформатора, В;

$I_{\text{к.ВН}} = I_{\text{пoВН}}$ - діюче значення періодичної складової струму при трифазному КЗ на виводах обмотки високої напруги трансформатора, кА;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 36 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

$$I_{\text{по.ВН}} = I_{\text{по.КЗ}} = 5,8 \text{ кА}$$

$$x_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к.ВН}} \cdot U_{\text{ср.ВН}}} \cdot 10^3 = \frac{400^2}{1,732 \cdot 5,8 \cdot 10,5} \cdot 10^{-3} = 1,516 \text{ мОм}$$

2 Трансформатор

Активний і індуктивний опори прямої послідовності понижувальних трансформаторів (r_T , x_T) у мільйомах, наведені до ступеню низької напруги мережі, розраховують по формулах: [9]

$$r_T = \frac{P_{\text{к.НОМ}} U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 P_{\text{к.НОМ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 10^4$$

де $S_{\text{Т.НОМ}}$ - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$P_{\text{Т.НОМ}}$ - втрати короткого замикання в трансформаторе, кВт;

$U_{\text{НН.НОМ}}$ - номінальна напруга обмотки низької напруги трансформатора, кВ;

u_k - напруга короткого замикання трансформатора, %.

Таблиця 3.1 – Технічні дані силового трансформатора

| Трансформатор | Втрати Вт. XX | Втрати Вт. КЗ | Струм XX% | Напруга КЗ% |
|---------------|---------------|---------------|-----------|-------------|
| ТМГ 400 кВА | 800 | 5500 | 2,1 | 4,5 |

$$r_T = \frac{P_{\text{к.НОМ}} U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2} \cdot 10^6 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{400^2} \cdot 10^6 = 5,5 \text{ мОм}$$

$$x_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 P_{\text{к.НОМ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{НН.НОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}} \cdot 10^4 = \sqrt{4,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 5,5}{400} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{400} \cdot 10^4 = 17,14 \text{ мОм}$$

3 Розрахунок початкового значення періодичної складової струму к.з.

При електропостачанні електроустановки від енергосистеми через понижувальний трансформатор початкове діюче значення періодичної складової трифазного струму КЗ ($I_{\text{по}}$) у кілоамперах без врахування підживлення від електродвигунів розраховують по формулі: [9]

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}}$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 37 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

де $U_{\text{ср.НН}}$ - середня номінальна напруга мережі, у якій відбулося коротке замикання, В;

$r_{1\Sigma}$, $x_{1\Sigma}$ - відповідно сумарний активний і сумарний індуктивний опори прямої послідовності кола КЗ, мОм.

$$r_{1\Sigma} = r_T = 5,5 \text{ мОм}$$

$$x_{1\Sigma} = x_C + x_T = 1,516 + 17,14 = 18,656 \text{ мОм}$$

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{1\Sigma}^2 + x_{1\Sigma}^2}} = \frac{400}{1,732 \cdot \sqrt{5,5^2 + 18,656^2}} = 11,87 \text{ кА}$$

4 Розрахунок аперіодичної складової

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} = \sqrt{2} \cdot 11,87 = 16,786 \text{ кА}$$

4) Розрахунок ударного струму к.з.

Ударний струм трифазного КЗ ($i_{\text{уд}}$) в електроустановках з одним джерелом енергії (енергосистема або автономне джерело) розраховують по формулі:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{по}} K_{\text{уд}},$$

де $K_{\text{уд}}$ - ударний коефіцієнт, що може бути визначений по кривих (рис. 3.5)

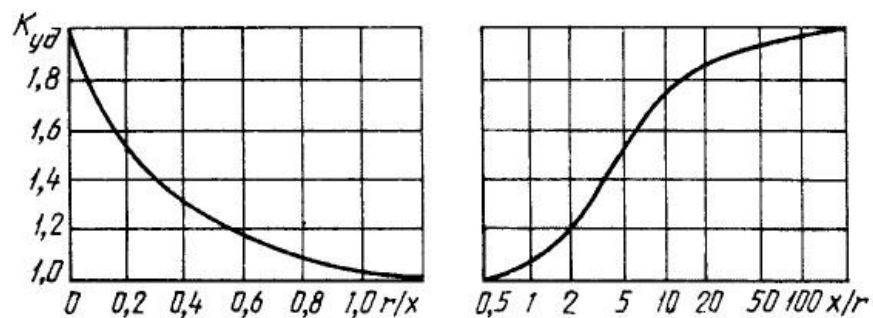


Рисунок 3.5 – Криві залежності ударного коефіцієнта $K_{\text{уд}}$ від відношення r/x і x/r

x – індуктивний опір кола КЗ, r - активний опір кола КЗ

$$\frac{r_{1\Sigma}}{x_{1\Sigma}} = \frac{5,5}{18,656} = 0,294 \quad \text{тогда } K_{\text{уд}} = 1,4$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{по}} K_{\text{уд}} = 1,414 \cdot 11,87 \cdot 1,4 = 23,5 \text{ кА}$$

Інші розрахунки точок к.з. зведемо в табл. 3.2.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 38 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 3.2 – Результати розрахунку струмів к.з.

| Точки к.з. | <i>ia0 кА</i> | <i>iуд кА</i> | <i>Iпо кА</i> |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| ТП1 (к4) нн | 31,938 | 51,739 | 22,583 |
| ТП2 (к2) нн (РП) | 10,824 | 15,371 | 7,654 |
| ТП3 (к6) нн | 16,792 | 23,509 | 11,874 |
| ТП1 (к3) вн | 8,593 | 16,645 | 6,076 |
| ТП2 (к1) вн (РП) | 8,725 | 16,903 | 6,169 |
| ТП3 (к5) вн | 8,202 | 15,890 | 5,800 |

4. ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

Для перевірки провідників і електричних апаратів на термічну стійкість при КЗ попередньо повинні бути обрані розрахункова точка КЗ, розрахунковий вид КЗ і розрахункова тривалість КЗ.

Розрахунковим видом КЗ при перевірці провідників і електричних апаратів в електроустановках понад 1 кВ аж до 35 кВ - трифазне КЗ.

Розрахункову тривалість КЗ при перевірці провідників і електричних апаратів на термічну стійкість при КЗ варто визначати додаванням часу дії основного релейного захисту, у зону дії якої входять перевіряючі провідники і апарати, і повного часу відключення найближчого до місця КЗ вимикача [2].

4.1. Перевірка кабелю на термічну стійкість до струмів к.з.

Перевіримо вибраний переріз кабелю (ГПП-РП). Струм к.з. на шинах РП складає $I_{по} = 6,196 \text{ кА}$. Час дії струму $t = 0,73 \text{ с}$.

$$S_{TV} = \frac{I_{к.з.} \cdot \sqrt{t}}{C}$$

де $C = 95$ – постійне значення для кабелів з алюмінієвими жилами 10кВ.

$$S_{TV} = \frac{6196 \cdot \sqrt{0.73}}{95} = 55,72 \text{ мм}^2$$

Вибраний кабель $S = 120 \text{ мм}^2$ $I = 232 \text{ А}$ підходить по умовам к.з.

4.2. Перевірка головного і секційного вимикача на РП

Дані по струмах к.з. і напрузі на шинах РП

$$I_{по} = 6,196 \text{ кА}, U_{в.ном} = 10 \text{ кВ}, i_{уд} = 16,903 \text{ кА}, i_{а0} = 8,725 \text{ кА}$$

Потужність на шинах РП $S = 1947,97 \text{ кВА}$.

$$\text{Струм через вимикач в аварійному режимі } I_{а.р.} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1947,97}{1.732 \cdot 10} = 112,5 \text{ А}$$

$$\text{В нормальному режимі } I_{н.р.} = \frac{I_{а.р.}}{2} = \frac{112,5}{2} = 56,2 \text{ А}$$

| | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------|------|---------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | 40 | | |
| Реценз. | | | | | Вибір електрообладнання ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | |

Вимикачі повинні вибиратися за умовами:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мер. ном}};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном. розр}};$$

$$K_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{тр. озр.}}$$

$K_{\text{пт}}$ - коефіцієнт перевантаження.

Перевірку вимикачів слід робити за умовами:

$$I_{\text{вим}} \geq I_{\text{п0}};$$

$$i_{\text{вим}} \geq i_{\text{уд}};$$

$$I_{\text{наскр}} \geq I_{\text{п0}};$$

$$I_{\text{наскр}} \geq i_{\text{уд}};$$

Таблиця 4.1 – Характеристика вакуумного вимикача застосовуваного в комірках КСО-285

| Тип | U _{ном} , кВ | I _{ном} , А | I _{ном.відм.} , кА | Допустимий наскрізний струм КЗ, кА | | Номинальний струм включення, кА | | Струм термічної стійкості, кА/ допустимий час його дії, с (I _{тер.ном}) | Повний час відключення, с |
|------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|
| | | | | Найбільш ий струм | Початкове діюче значення періодичної складової | Найбільший пік | Початкове діюче значення періодичної складової | | |
| ВБСК-10-12,5/630 | 10 | 630 | 12,5 | 32 | 12,5 | 32 | 12,5 | 12,5/3 | 0,05 |

Перевірка вимикача:

1) За умовами робочого тривалого режиму маємо:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{МЕР.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{ТР.РОЗР.}} = 56,2 \text{ А} (I_{\text{АР}} = 112,5 \text{ А})$$

2) Перевірка вимикача за відмикаючою здатністю і електродинамічну стійкість:

$$I_{\text{вим}} = 12,5 \text{ кА} \geq I_{\text{П0}} = 6,196 \text{ кА}$$

$$i_{\text{вим}} = 32 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 16,903 \text{ кА}$$

$$I_{\text{наскр}} = 12,5 \text{ кА} \geq I_{\text{П0}} = 6,196 \text{ кА}$$

$$i_{\text{наскр}} = 32 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 16,903 \text{ кА}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 41 |

3) Перевірка вимикача на термічну стійкість.

Постійна часу загасання аперіодичної складової струму к.з. $T_a=0,19$
Тривалість к.з. $t_{откл} = 0,73с$

$$t_{откл} \geq 3 \cdot T_a \Rightarrow 0,73 \geq 0,57$$

В тих випадках, коли $t_{откл} \geq 3 T_a$, інтеграл Джоуля і термічний еквівалентний струм к.з допустимо визначати по формулах:

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{откл.} \geq B_k$$

де B_k розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,196^2 \cdot (0,73 + 0,19) = 44,56 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{откл.} = 12,5^2 \cdot 0,73 = 114,06 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{тер.} = 114,06 \text{кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 44,56 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Обраний вимикач задовольняє всім умовам перевірки.

4.3. Вибір і перевірка роз'єднувачів для ТП2-10/0,4 (РП)

Так як потужність кожного трансформатора ТП2 становить 250кВА, для трансформатора вибираємо роз'єднувач РВЗ 10/400.

Таблиця 4.2 – Характеристика роз'єднувача застосовуваного в комірках КСО-285

| Серія | Напруга кВ | | Номинальний струм А | Стійкість при наскрізних струмах к.з. А | | |
|------------|------------|-----------|---------------------|-----------------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| | Номинальна | Найбільша | | Найбільший пік | Струм термічної стійкості | |
| | | | | | На протязі 3с (гладкі ножі) | На протязі 1 с (заземлені ножі) |
| РВЗ 10/400 | 10 | 12 | 400 | 41 | 16 | 16 |

Перевірка роз'єднувача:

1) За умовами робочого тривалого режиму маємо:

$$U_{НОМ} = 10 \text{кВ} \geq U_{МЕР.НОМ} = 10 \text{кВ}$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 42 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | |

$$I_{НОМ} = 400 \text{ A} \geq I_{ТР.РОЗР.} = 56,2 \text{ A} \quad (I_{АР} = 112,5 \text{ A})$$

2) Перевірка роз'єднувача на електродинамічну стійкість:

$$i_{наскр} = 41 \text{ кА} \geq i_{уд} = 16,903 \text{ кА}$$

3) Перевірка роз'єднувача на термічну стійкість:

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$$

де B_k розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,196^2 \cdot (0,73 + 0,19) = 44,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{откл.} = 16^2 \cdot 0,73 = 186,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{тер.} = 186,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 44,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Обраний роз'єднувач задовольняє всім умовам перевірки.

4.4. Перевірка плавких запобіжників ТП2-10/0,4 (РП)

Трансформатори 10/0,4 кВ у сільській і міській розподільній електричній мережі потужністю до 0,63 МВ-А включно, як правило, захищаються плавкими запобіжниками на стороні 10 кВ.

Плавкі запобіжники повинні вибиратися за умовами:

$$U_{НОМ} = U_{мер. ном};$$

$$I_{НОМ} \geq I_{норм.розр};$$

$$K_{ПГ} I_{НОМ} \geq I_{тр.розр.}$$

Перевірку плавких запобіжників слід робити за умовами:

$$I_{вим.ном} \geq I_{п.оч} \approx I_{п0}$$

ТП2 в аварійному режимі (на один трансформатор $S_{тр} = 250 \text{ кВА}$) споживана потужність становить:

$$S_n = 272,08 \text{ кВА} \quad \text{ток} \quad I = 15,7 \text{ А.}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 43 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 4.5 – Характеристика вимикача навантаження застосовуваного в комірках КСО-285

| Тип | U _{ном} , кВ | I _{ном} , А | I _{ном.відм.} , кА | Допустимий наскрізний струм, кА | | Номинальний струм включення, кА | | Струм термічної стійкості, кА/допустимий час його дії, с (I _{тер.ном}) |
|---------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------------|---------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|
| | | | | Найбільший струм | Початкове діюче значення періодичної складової | Найбільший пік | Початкове діюче значення періодичної складової | |
| ВНА-П-10/630-20з(п) | 10 | 630 | 20 | 51 | 20 | 51 | 20 | 20/1 |

Перевірка вимикача навантаження:

1) За умовами робочого тривалого режиму маємо:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ} \geq U_{МЕР.НОМ} = 10 \text{ кВ}$$

$$I_{НОМ} = 630 \text{ А} \geq I_{ТР.РОЗР.} = 37,55 \text{ А} (I_{АР} = 75,1 \text{ А})$$

2) Перевірка за вимикаючою здатністю:

$$I_{вим} = 20 \text{ кА} \geq I_{П0} = 6,076 \text{ кА}$$

$$i_{вим} = 51 \text{ кА} \geq i_{уд} = 16,645 \text{ кА}$$

3) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$i_{наскр} = 51 \text{ кА} \geq i_{уд} = 16,645 \text{ кА}$$

4) Перевірка на термічну стійкість

Розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,076^2 \cdot (0,73 + 0,19) = 33,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,73 = 292 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{тер.} = 292 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 33,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Вибраний вимикач навантаження задовольняє всім умовам перевірки.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 45 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

4.6. Вибір і перевірка трансформатора струму

Трансформатор ТОЛ-10 призначений для передачі сигналу вимірювальної інформації вимірювальним приладам і пристроям захисту та керування, для ізолювання ланцюгів вторинних з'єднань від високої напруги в комплектних пристроях внутрішньої і зовнішньої установки (КРУ, КРУН і КСО) змінного струму на клас напруги до 10 кВ частоти 50 або 60 Гц.

1) Трансформатор струму на ввіді РП

Таблиця 4.6 – Технічні характеристики трансформатора струму

| Серія | Напруга кВ | | Номінальний первинний/вторинний струм А | Ітер.ст. Односекундний струм термічної стійкості, кА, | Струм ім.дин електродинамічної стійкості, кА, |
|----------|------------|-----------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| | Номінальна | Найбільша | | | |
| ТОЛ-10-3 | 10 | 12 | 150/5 | 20 | 51 |

Струм через т.с. в аварійному режимі $I_{A.P.} = 112,48A$

В нормальному режимі $I_{H.P.} = 56,24A$

Данні по струмам к.з. і напрузі на шинах РП

$$I_{п.о} = 6,196кА, U_{B.ном} = 10кВ, i_{уд} = 16,903кА$$

Перевірка трансформатора струму:

1) За умовами робочого тривалого режиму маємо:

$$U_{НОМ} = 10 кВ \geq U_{МЕР.НОМ} = 10 кВ$$

$$I_{НОМ} = 150 А \geq I_{ТР.РОЗР.} = 53,8 А (I_{AP} = 107,6 А)$$

2) Перевірка на електродинамічну стійкість:

$$I_{M.ДИН} = 51кА \geq i_{уд} = 16,903кА$$

3) Перевірка на термічну стійкість:

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a);$$

$$I_{тер.шт.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму к.з.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 46 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | |

$$B_k \approx I_{п.о}^2 (t_{откл} + T_a) = 6,196^2 \cdot (0,73 + 0,19) = 44,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{откл.} = 20^2 \cdot 0,73 = 292 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{тер.ст.}^2 \cdot t_{тер.} = 292 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = 44,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Обраний трансформатор струму задовільняє всім умовам перевірки.

Установлювані трансформатори струму зазначені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Технічні характеристики трансформаторів струму

| Пристрій | Тр.струму | Напруга кВ | | Номінальний первинний/вторинний струм А | Ітер.ст. Односекундний струм термічної стійкості, кА, | Струм ім.дин електродинамічної стійкості, кА, |
|----------|--------------|------------|-----------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| | | Номінальна | Найбільша | | | |
| РП | ТОЛ-10-200-1 | 10 | 12 | 200/5 | 20 | 51 |
| ТП2 | ТОЛ-10-50-3 | 10 | 12 | 50/5 | 8 | 20 |
| ТП3 | ТОЛ-10-75-3 | 10 | 12 | 75/5 | 20 | 51 |
| ТП1 | ТОЛ-10-100-3 | 10 | 12 | 100/5 | 20 | 51 |

4.7. Вибір і перевірка трансформатора напруги

1) Вибираємо трансформатор напруги типу НТМИ-10, що має наступні характеристики:

$$U_{ном.ВН}=10 \text{ кВ}; \kappa=0,5; S_{ном}=150 \text{ ВА}; S_{max}=1000 \text{ ВА}; I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10000} = 0,06 \text{ А}$$

Перевірка трансформатора по номінальній напрузі:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{мер} = 10 \text{ кВ}$$

Обраний трансформатор задовільняє умові вибору.

Вибір запобіжника для захисту трансформатора напруги

2) Вибираємо запобіжник типу

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 47 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

Таблиця 4.8 – Технічні дані високовольтного запобіжника

| Тип запобіжника | U _{ном} ,кВ | U _{тах} ,кВ | I _{ном} .А | I _{ном} .відкл.кА |
|--------------------|----------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|
| ПКТ101-10-2-12.5УЗ | 10 | 12 | 2 | 12,5 |

Перевірка за номінальною напругою і струмом:

$$U_{ном} = 10 \text{ кВ} = U_{мер.ном} = 10 \text{ кВ.}$$

$$I_{ном} = 2 \text{ А} \geq I_{норм.розр.} = 0,06 \text{ А.}$$

Обраний запобіжник задовільняє умові вибору.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 48 |

5. СПЕЦИФІКАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ НА ТП І РП 10 кВ

Таблиця 5.1 – Обладнання встановлене в комірках КСО-285 на РП (ТП2)

| Номер комірки за планом/ к-сть | 1/2 | 6/1 | 8/2 | 9/2 | 13/2 | 24/1 |
|----------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------------|-----------------------|------------|
| Вимикач | ВБСК-10-12,5/630 | ВБСК-10-12,5/630 | ВБСК-10-12,5/630 | - | - | - |
| Роз'єднувач | РВЗ 10/400 (2шт.) | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 (2шт.) | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 |
| Вимикач навантаження | - | - | - | - | - | - |
| Запобіжники | - | - | - | ПКТ101-10-31,5-12,5 (3шт.) | ПКТ101-10-2-31 (3шт.) | - |
| Трансформатори струму | ТОЛ-10-200-1 (2шт.) | ТОЛ-10-200-1 (2шт.) | ТОЛ-10-200-1 (2шт.) | ТОЛ-10-50-3 (2шт.) | - | - |
| Трансформатори напруги | - | - | - | - | НТМИ-10 | - |
| Трансформатори струму нульової послідовності | ХХ | - | ХХ | - | - | - |

Таблиця 5.2 – Обладнання встановлене в комірках КСО-285 на ТП1

| Номер комірки за планом/ кі-сть | 6/1 | 8/2 | 9/2 | 24/1 |
|----------------------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------------|------------|
| Вимикач | ВБСК-10-12,5/630 | ВБСК-10-12,5/630 | - | - |
| Роз'єднувач | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 (2шт.) | - | РВЗ 10/400 |
| Вимикач навантаження | - | - | ВНА-П-10/630-20з(п) | - |
| Запобіжники | - | - | ПКТ103-10-100-12.5 (3шт.) | - |
| Трансформатори струму | ТОЛ-10-100-3 (2шт.) | ТОЛ-10-100-3 (2шт.) | - | - |
| Трансформатори напруги | - | - | - | - |
| Трансформатори струму нульової послідовності | - | ХХ | - | - |

| | | | | | | | |
|-------------------------------------------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | 49 | |
| Реценз. | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | |
| Специфікація обладнання на ТП і РП 10 кВ | | | | | | | |

Таблиця 5.3 – Обладнання встановлене в комірках КСО-285 на ТПЗ

| Номер комірки за планом/ к-сть | 6/1 | 8/2 | 9/2 | 24/1 |
|----------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|------------|
| Вимикач | ВБСК-10- 12,5/630 | ВБСК-10- 12,5/630 | - | - |
| Роз'єднувач | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 (2шт.) | РВЗ 10/400 | РВЗ 10/400 |
| Вимикач навантаження | - | - | - | - |
| Запобіжники | - | - | ПКТ102-10-50- 12 (3шт.) | - |
| Трансформатори струму | ТОЛ-10-75-3 (2шт.) | ТОЛ-10-75-3 (2шт.) | - | - |
| Трансформатори напруги | - | - | - | - |
| Трансформатори струму нульової послідовності | - | XX | - | - |

6. РОЗРАХУНОК ОСВІТЛЕННЯ

6.1. Вихідні дані

Розрахунок проведемо для одного поверху будинку розташованого на відм. 4.200.

Вибір нормованих значень освітленості.
Умови навколишнього середовища - нормальні.

1. Торгові зали магазинів:

1. Плоскість освітлення - пол висота=0,8м.
2. Розряд зорової роботи --.
3. Освітленість = 400 лк.
4. Використовуються люмінесцентні лампи.

Вибираємо світильники ARS/R. Тип лампи OS L18W/20-640 тип КСС-Г
COS ϕ =0.92.

2. Санітарно побутові приміщення:

1. Горизонтальна плоскість висота від рівня полу = 0,0м.
2. Розряд зорової роботи --.
3. Освітленість = 75 лк.
4. Використовуються люмінесцентні лампи.

Вибираємо світильники ARS/R. Тип лампи OS L18W/20-640 тип КСС-Г

3. Ліфтові холи, коридори і проходи:

1. Вертикальна плоскість висота від рівня полу = 0,0м.
2. Розряд зорової роботи --.
3. Освітленість = 75 лк.
4. Використовуються світильники OPL/R (грильято) лампа люм. OS L18W/20-640, LINE 428 люмінесцентна лампа T4 потужністю 28 Вт, TERRA51 лампа розжарювання галогена зеркальна HR51 35Вт.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|------------------------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | Розрахунок освітлення | Лім. | Арк. | Аркушів |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | | | 51 | |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

6.2. Світлотехнічний розрахунок

Розрахунок кількості світильників методом коефіцієнта використання.

Торговельні зали магазинів:

Розрахунок зробимо на прикладі бутику № 224

$$E=400\text{лк}$$

Довжина $A = 8,15 \text{ м};$

Ширина $B = 3,8 \text{ м};$

Висота $H = 3 \text{ м}.$

Визначаємо площу приміщення $S, \text{ м}^2$

$$S = A \cdot B,$$

$$S = 8,15 \text{ м} \cdot 3,8 \text{ м} = 30,97 \text{ м}^2$$

Площа приміщення – $30,97 \text{ м}^2.$

Визначаємо індекс приміщення.

$$i = \frac{S}{h_p \cdot (A + B)}$$

Визначаємо розрахункову висоту установки світильника над освітлюваною поверхнею $h_p, \text{ м}$

$$h_p = h_1 - h_2 - h_c,$$

де: h_1 – висота приміщення, м

h_2 – висота робочої поверхні = $0,8 \text{ м}.$

h_c – висота звісу світильника = $0 \text{ м}.$

$$h_p = 3 - 0,8 - 0 = 2,2 \text{ м}$$

$$i = \frac{S}{h_p \cdot (A + B)} = \frac{30,97}{2,2 \cdot (8,15 + 3,8)} = 1,178 \approx 1,2$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 52 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Значення коефіцієнтів відбиття:

Таблиця 6.1

| Матеріал | Коефіцієнт отраження, % |
|--------------------------------|----------------------------|
| Поверхность белого цвета | 70 – 80 |
| Светлая поверхность | 50 |
| Поверхность серого цвета | 30 |
| Поверхность темно-серого цвета | 20 |
| Темная поверхность | 10 |

стелі: $\rho_{\text{п}} = 50 \%$;

стін: $\rho_{\text{с}} = 30 \%$;

розрахункової поверхні: $\rho_{\text{р}} = 10 \%$;

Визначаємо коефіцієнт використання.

Знаючи коефіцієнти відбиття стелі, стін і підлоги, а також індекс приміщення, по таблицях знаходимо коефіцієнт використання.

Таблиця 6.2

| ARS 418,436 | | | | | | | | |
|-------------|----|----|----|----|----|----|----|----|
| потолок | 80 | 80 | 80 | 70 | 50 | 50 | 30 | 0 |
| стены | 80 | 50 | 30 | 50 | 50 | 30 | 30 | 0 |
| пол | 30 | 30 | 10 | 20 | 10 | 10 | 10 | 0 |
| 0,6 | 53 | 38 | 32 | 37 | 35 | 31 | 31 | 27 |
| 0,8 | 60 | 45 | 38 | 44 | 41 | 38 | 37 | 34 |
| 1 | 65 | 51 | 43 | 49 | 46 | 43 | 42 | 38 |
| 1,25 | 70 | 57 | 49 | 54 | 51 | 48 | 47 | 44 |
| 1,5 | 72 | 61 | 52 | 57 | 54 | 51 | 51 | 47 |
| 2 | 76 | 66 | 56 | 61 | 57 | 55 | 54 | 51 |
| 2,5 | 78 | 70 | 59 | 64 | 60 | 58 | 57 | 54 |
| 3 | 80 | 73 | 62 | 67 | 62 | 60 | 59 | 57 |
| 4 | 81 | 76 | 64 | 69 | 63 | 62 | 61 | 58 |
| 5 | 82 | 78 | 65 | 70 | 65 | 64 | 62 | 60 |

Коефіцієнт використання $U \approx 48\% = 0,48$

Розрахунок кількості світильників N.

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3}{U \cdot n \cdot \Phi_{\text{л}}}$$

де

E – необхідна горизонтальна освітленість, лк;

S – площа приміщення, м²;

K₃ – коефіцієнт запасу;

U – коефіцієнт використання;

Φ_л – світловий потік однієї лампи, лм;

n – кількість ламп у світильнику.

Світильники – ARS/R 418

В одному світильнику 4 ЛЛ потужністю по 18 Вт. Світловий потік лампи – 1150 лм.

Визначення коефіцієнта запасу.

Коефіцієнт запасу залежить від ступеня забруднення приміщення, частоти технічного обслуговування світильника, інтенсивності експлуатації світильників і приймає значення від 1,2 до 2.

Приймаємом K₃ для торгових залів = 1,4. [2]

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3}{U \cdot n \cdot \Phi_{\text{л}}} = \frac{400 \cdot 30,97 \cdot 1,4}{0,48 \cdot 4 \cdot 1150} = 7,85 \approx 8$$

Для бутику № 224 потрібно 8 світильників ARS/R 418.

Світильник має криву сили світла КСС типу Г. Відношення L/ h_p найвигодніші рекомендовані значення (0,8-1,1). [2 табл. 4.1]

Знаючи h_p=2,2м знайдемо L=(1.76 м. -2.42 м.) відстань між світильниками. Так як стеля армстронг беремо відстань між центрами світильників рівну 1,8м.

Інші розрахунки зводимо в табл. 6.3.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 54 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 6.3 – Розрахунок кількості світильників
Експлікація приміщень

| Позначення на плані | Найменування приміщень | Довжина | Ширина | Площа | Освітленність ЛК | К-сть світильників розрах. ARS/R 4x18 | К-сть світильників установл. ARS/R 4x18 | К-сть світильників. Line 428 | К-сть світильників. розжарюв. 35 вт |
|---------------------|------------------------------------|---------|--------|-------|------------------|---------------------------------------|-----------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|
| л.4 | Ліфтовий холл | 7,9 | 2,5 | 19,9 | 75 | 1 | | | |
| л.5 | Ліфтовий холл | 7,9 | 2,5 | 19,9 | 75 | 1 | | | |
| л.6 | Ліфтовий холл | | | 0,0 | | | | | |
| с.6 | Жіноча вбиральня | 3,4 | 3,0 | 10,1 | 75 | 1 | 2 | | |
| с.7 | Чоловіча вбиральня | 3,4 | 3,1 | 10,5 | 75 | 1 | 2 | | |
| с.8 | Рекреація | 3,4 | 1,6 | 5,4 | 75 | 1 | 1 | | |
| с.9 | Приміщення прибирального інвентарю | 1,8 | 1,2 | 2,1 | 75 | 1 | 1 | | |
| с.10 | Приміщення прибирального інвентарю | 1,8 | 1,2 | 2,1 | 75 | 1 | 1 | | |
| б.1 | Балкон | | | 0,0 | | | | | |
| т.7 | Тамбур | 4,7 | 2,3 | 11,0 | 75 | 1 | 2 | | |
| к.4 | Коридор | 31,5 | 2,5 | 78,7 | 75 | 5 | 16 | 57 | 8 |
| к.5 | Коридор | 31,5 | 2,5 | 78,7 | 75 | 5 | 16 | 57 | 8 |
| к.6 | Коридор | 11,2 | 2,5 | 28,0 | 75 | 1 | 7 | 12 | 24 |
| к.7 | Коридор | 31,6 | 2,5 | 79,0 | 75 | 5 | 11 | 37 | 3 |
| к.8 | Коридор | 24,0 | 2,0 | 48,0 | 75 | 4 | 13 | 11 | 21 |
| к.9 | Коридор | 31,6 | 2,5 | 79,0 | 75 | 5 | 11 | 30 | 6 |
| х.2 | Холл | 30,7 | 8,0 | 245,6 | 75 | 10 | 12 | 20 | 129 |
| 201 | Бутик | 7,8 | 3,7 | 28,9 | 400 | 8 | 8 | | |
| 202 | Бутик | 7,8 | 4,0 | 30,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 203 | Бутик | 7,8 | 7,8 | 60,8 | 400 | 14 | 16 | | |
| 204 | Бутик | 7,8 | 3,9 | 30,4 | 400 | 8 | 8 | | |
| 205 | Бутик | 7,8 | 3,9 | 30,0 | 400 | 8 | 8 | | |
| 206 | Бутик | 5,6 | 3,9 | 21,4 | 400 | 6 | 6 | | |
| 207 | Бутик | 5,6 | 4,0 | 21,9 | 400 | 6 | 6 | | |
| 208 | Бутик | 5,6 | 3,8 | 21,2 | 400 | 6 | 6 | | |
| 209 | Бутик Н.П. | 5,6 | 4,1 | 22,8 | 400 | 7 | 6 | | |
| 210 | Бутик Н.П. | 5,6 | 5,1 | 28,3 | 400 | 8 | 6 | | |
| 211 | Бутик | 5,6 | 3,9 | 21,6 | 400 | 6 | 6 | | |
| 212 | Бутик | 5,6 | 3,8 | 20,8 | 400 | 6 | 6 | | |
| 213 | Бутик | 5,6 | 4,4 | 24,1 | 400 | 6 | 6 | | |
| 214 | Бутик Н.П. | 5,6 | 3,3 | 18,1 | 400 | 5 | 6 | | |
| 215 | Бутик Н.П. | 5,6 | 3,3 | 18,1 | 400 | 5 | 6 | | |

ДП 2026 141

| | |
|----------|--|
| Змн. | |
| Арк. | |
| № докум. | |
| Підпис | |
| Дата | |

ДП 2026 141

Продовження табл. 6.3

| Позначення на плані | Найменування приміщень | Довжина | Ширина | Площа | Освітленність ЛК | К-сть світильників розрах. ARS/R 4x18 | К-сть світильників установл. ARS/R 4x18 | К-сть світильників Line 428 | К-сть світильників розжарюв. 35 вт |
|---------------------|------------------------|---------|--------|-------|------------------|---------------------------------------|-----------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| 216 | Бутик | 5,6 | 4,3 | 24,1 | 400 | 7 | 7 | | |
| 217 | Бутик | 5,6 | 3,8 | 20,8 | 400 | 6 | 6 | | |
| 218 | Бутик | 5,6 | 3,9 | 21,6 | 400 | 6 | 6 | | |
| 219 | Бутик Н.П. | 5,6 | 5,1 | 28,3 | 400 | 7 | 6 | | |
| 220 | Бутик Н.П. | 5,6 | 4,1 | 22,8 | 400 | 7 | 6 | | |
| 221 | Бутик | 5,6 | 3,8 | 21,2 | 400 | 6 | 6 | | |
| 222 | Бутик | 5,6 | 4,0 | 22,1 | 400 | 6 | 6 | | |
| 223 | Бутик | 5,6 | 3,9 | 21,4 | 400 | 6 | 6 | | |
| 224 | Бутик | 8,2 | 3,7 | 30,3 | 400 | 8 | 8 | | |
| 225 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 226 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 227 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 228 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 229 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 230 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 231 | Бутик | 8,2 | 3,8 | 31,1 | 400 | 8 | 8 | | |
| 232 | Бутик | 8,2 | 3,8 | 30,6 | 400 | 8 | 8 | | |
| 233 | Бутик Н.П. | 8,2 | 3,9 | 31,4 | 400 | 8 | 8 | | |
| 234 | Бутик Н.П. | 8,2 | 3,8 | 30,6 | 400 | 8 | 8 | | |
| 235 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 236 | Бутик | 8,2 | 3,9 | 31,8 | 400 | 8 | 8 | | |
| 237 | Бутик Н.П. | 8,2 | 1,9 | 15,1 | 400 | 5 | 5 | | |
| 238 | Бутик Н.П. | 20,8 | 6,8 | 142,3 | 400 | 30 | 23 | | |
| 239 | Бутик Н.П. | 5,7 | 5,6 | 31,6 | 400 | 8 | 10 | | |
| 240 | Бутик | 5,6 | 2,9 | 15,9 | 400 | 5 | 6 | | |
| 241 | Бутик Н.П. | 5,6 | 4,9 | 27,1 | 400 | 7 | 6 | | |
| 242 | Бутик Н.П. | 5,6 | 4,9 | 27,1 | 400 | 7 | 6 | | |
| 243 | Бутик | 5,6 | 2,9 | 15,9 | 400 | 5 | 6 | | |
| 244 | Бутик Н.П. | 5,7 | 5,6 | 31,6 | 400 | 8 | 10 | | |
| 245 | Бутик Н.П. | 7,8 | 5,7 | 44,5 | 400 | 11 | 11 | | |
| 246 | Бутик | 7,8 | 3,8 | 29,6 | 400 | 8 | 8 | | |
| 247 | Бутик | 7,8 | 3,8 | 29,6 | 400 | 8 | 8 | | |
| Разом світильників: | | | | | | 408 | 451 | 224 | 199 |

6.3. Електричний розрахунок освітлення

6.3.1. Вибір напруги

Для живлення світильників загального освітлення прийнята напруга 220В трифазної мережі напругою 380/220В з заземленою нейтраллю.

Живильні лінії - трифазні, групові - трифазні і однофазні. Живлення освітлювальної установки від двохтрансформаторної прибудованої підстанції (2 x 1000 кВА).

6.3.2. Вибір марки проводів і способу прокладання

Проводка живильних ліній за допомогою кабелю марки ВВГНГ у металевих лотках і на кабельтросах. Групові лінії кабелем марки ВВГНГ на тросах і по стінах за допомогою лоскутової смуги, а також у перегородках з гіпсокартону та ГВЛ у полівінілхлоридних трубах. Кабелі марки ВВГНГ із мідними жилами.

6.3.3. Розрахунок втрат напруги

Втрати напруги в трансформаторах з достатньою для практичних розрахунків точністю можна розрахувати: [2]

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot \cos\varphi \cdot (U_a \% + U_p \% \cdot \operatorname{tg}\varphi)$$

де: $\beta_T = \frac{S}{S_{\text{НОМ.Т}}}$ - коефіцієнт завантаження трансформатора;

$$U_a \% \approx \frac{10 \cdot \Delta P_{\text{К.НОМ}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}$$

$\Delta P_{\text{К.НОМ}}$ - номінальні втрати потужності к.з. трансформатора кВт;

$$U_p \% = \sqrt{u_k^2 \% - U_a^2 \%} - \text{реактивна складова напруги к.з.};$$

$u_k \%$ - напруга к.з. трансформатора.

1) Розрахуємо втрати в трансформаторі ТП1

Таблиця 6.4 – Технічні дані силового трансформатора

| Трансформатор | Втрати Вт. XX | Втрати Вт. КЗ | Струм XX% | Напруга КЗ% |
|---------------|---------------|---------------|-----------|-------------|
| ТМГ 1000 кВА | 1550 | 10200 | 2 | 5,5 |

$$u_k = 5,5\% ; \quad \Delta P_{\text{К.НОМ}} = 10,2 \text{ кВт}; \quad \beta_T = 0,56 ; \quad \cos\varphi = 0,93 ; \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,38.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 57 |

$$U_a \% \approx \frac{100 \cdot \Delta P_{K.HOM}}{S_{HOM.T}} = \frac{100 \cdot 10.2}{1000} = 1,02\%$$

$$U_p \% = \sqrt{u_k^2 \% - U_a^2 \%} = \sqrt{5.5^2 - 0.102^2} = 5.49\%$$

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot \cos\varphi \cdot (U_a \% + U_p \% \cdot \operatorname{tg}\varphi) = 0.56 \cdot 0.93 \cdot (1,02 + 5.49 \cdot 0.38) = 1.73\%$$

Втрати напруги в трансформаторі становлять 1,73%

2) Припустима втрата напруги визначається по формулі:

$$\Delta U_D = 105 - U_{min} - \Delta U_T, \text{ где}$$

105 – напруга холостого ходу, % ;

U_{min} – найменша напруга, що допускається в найбільш віддаленого джерела світла = 95%

Тоді допустима втрата напруги буде рівна:

$$\Delta U_D = 105 - U_{min} - \Delta U_T = 105 - 95 - 1,73 = 8,27\%$$

ΔU_D - допустимі втрати напруги які \geq сумі всіх інших втрат напруги при послідовному розрахунку живильних ліній.

3) Складемо таблицю для розрахунку лінії L1 рис. 6.1.

Таблиця 6.5 – Результати розрахунку освітлення

| Обладнання | Лінія | Довжина, м | P, кВт | Момент лінії, М | cosφ | S, кВА |
|------------|-------|---------------|-----------|--------------------|------|-----------|
| ЩО-1 | L1.1 | 10 | 7,2 | 72 | 0,93 | 7,74 |
| ЩО-2 | L1.2 | 19 | 17,1 | 324,9 | 0,93 | 18,39 |
| ЩО-3 | L1.3 | 20 | 32,7 | 654 | 0,93 | 35,16 |
| ЩО-4 | L1.4 | 24 | 25,16 | 603,8 | 0,93 | 27,05 |
| ЩО-5 | L1.5 | 25 | 27,14 | 678,7 | 0,93 | 28,18 |
| ЩО-6 | L1.6 | 28 | 23 | 644 | 0,93 | 24,73 |
| ЩО-7 | L1.7 | 29 | 34,1 | 988,9 | 0,93 | 36,67 |
| ШРС-1 | L1 | 56 | 166,4 | 9318,4 | 0,93 | 178,92 |

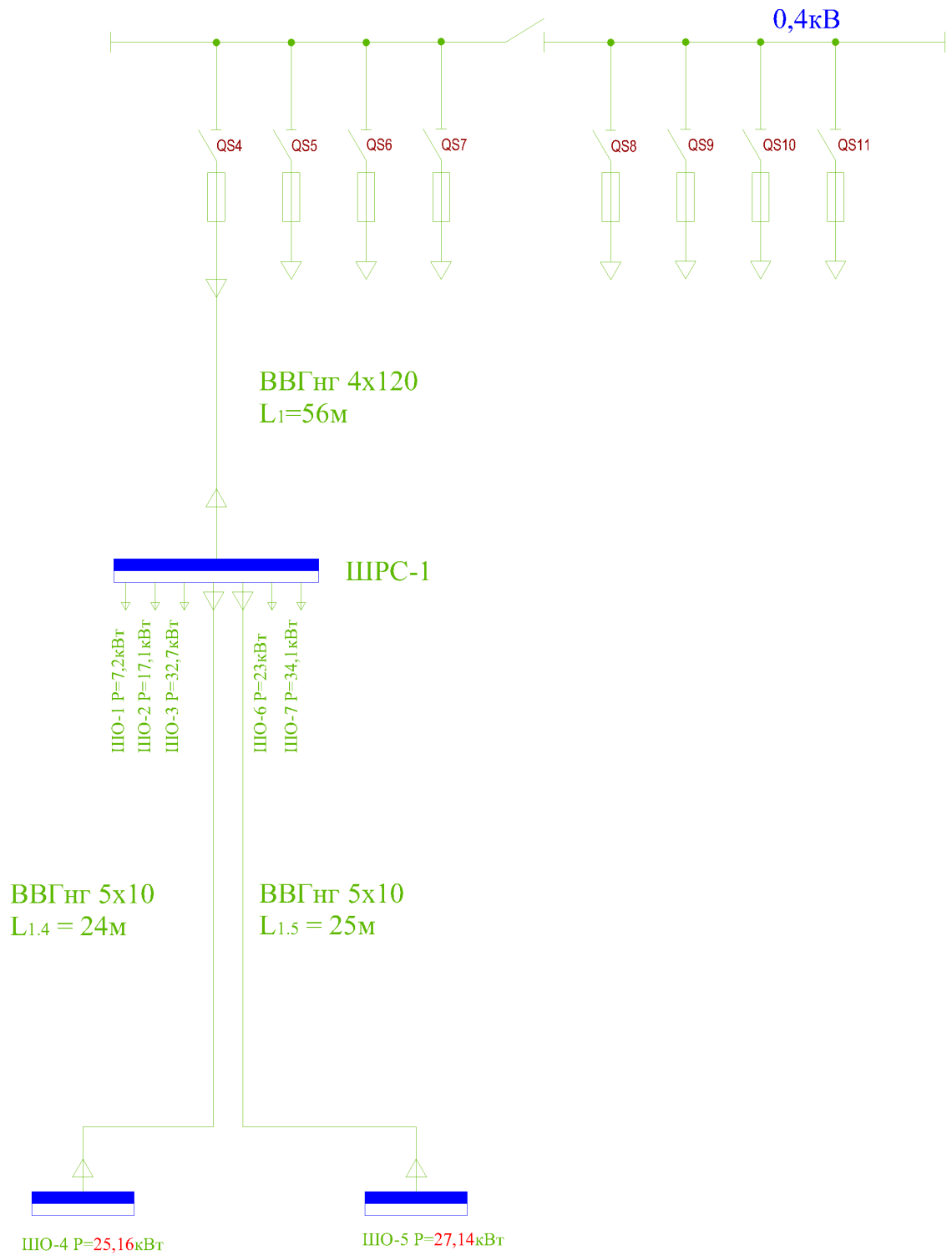


Рисунок 6.1 – Фрагмент розподільної мережі 0,4 кВ

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП 2026 141

Арк.

59

Переріз кабелю L1 за допустимою втратою напруги:

$$\Delta U_{ост} = \Delta U_{д} = 8,27\% ; \quad S = \frac{M_{L1}}{C \cdot \Delta U_{ост}}$$

$$S = \frac{M_{L1}}{C \cdot \Delta U_{ост}} = \frac{9318,4}{72 \cdot 8,27} = 15,64 \text{ мм}^2$$

Коефіцієнт C у залежності від матеріалу провідника береться по таблиці [23]

Коефіцієнт використання освітлювальної установки $K_v = 0,9$

Знайдемо струм у лінії:

$$I_{L1} = K_{II} \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,9 \cdot \frac{178,92}{1,73 \cdot 0,38} = 272,16 \text{ А}$$

Кабель прокладений у металевому лотку, кількість прокладених кабелів – 10.

Допустимі тривалі струми для проводів і кабелів, прокладених у коробах, а також у лотках пучками, повинні прийматися: для кабелів - по [2] як для кабелів, прокладених у повітрі.

Переріз кабелю вибираємо по таблиці [2] $F = 120 \text{ мм}^2$
Кабель ВВГнг 4х120.

$$\text{Втрати напруги в L1 : } \Delta U_{Л1} = \frac{M_{Л1}}{C \cdot S_{Л1}} = \frac{9318,4}{72 \cdot 120} = 1,08\%$$

Залишкові втрати для подальших розрахунків

$$\Delta U_{ост} = \Delta U - \Delta U_{Л1} = 8,27 - 1,08 = 7,19\%$$

6.4. Розрахунок моментів і вибір перерізу кабеля ЩО-4

Переріз проводів (S, мм²) мережі розраховується по формулі:

$$S = \frac{\Sigma M + \alpha \Sigma m}{C \cdot \Delta U} ,$$

де ΣM – сума моментів ділянки, що розраховується, і наступних з однаковим числом проводів, кВт*м;

Σm – сума моментів відгалужень, кВт*м;

α – коефіцієнт приведення моментів, див. табл. 6.6;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 60 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

C – коефіцієнт, що залежить від характеристики мережі;
 ΔU – припустимі втрати напруги мережі, %.

Таблиця 6.6 – Коефіцієнт приведення моментів α

| Лінія | Відгалудження | Значення коефіцієнта α |
|------------------|-------------------|-------------------------------|
| Трифазна з нулем | Однофазне | 1,85 |
| Трифазна з нулем | Однофазне з нулем | 1,39 |
| Двофазна з нулем | Однофазне | 1,33 |
| Трифазна | Двофазне | 1,15 |

Примітка:
Якщо лінія й відгалуження мають однакові виконання, тоді $\alpha = 1$

Група (1.2.3) (3Ф)

До Гр. (1.2.3) підключено 40 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами $P_{св} = 0,072$ кВт

$$P_{гр(1.2.3)} = 48 \cdot P_{св} \cdot K_{пра} = 40 \cdot 0,072 \cdot 1,2 = 3,456 \text{ кВт}$$

Довжина пятипроводной лінії до трьохпроводних відгалужень Гр.1, Гр.2, Гр.3 $L = 13,2$ м.

$$\text{Момент до відгалуження } M = P_{гр(1.2.3)} \cdot L = 3,456 \cdot 13,2 = 45,62 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Для Гр.1 $l_1 = 1,96$ м. $P_1 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691$ кВт $l_2 = 3,7$ м. $P_2 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691$ кВт
 $m_1 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 5,26 \text{ кВт} \cdot \text{м}$

Для Гр.2 $l_1 = 3,98$ м. $P_1 = 0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт $l_2 = 3,7$ м. $P_2 = 0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт
 $m_2 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 6,04 \text{ кВт} \cdot \text{м}$

Для Гр.3 $l_1 = 9,5$ м. $P_1 = 0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт $l_2 = 3,7$ м. $P_2 = 0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт
 $m_3 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 11,76 \text{ кВт} \cdot \text{м}$

Знаходимо пирведений момент по формулі:

$$M_{пр} = \sum M + \sum \alpha \cdot m$$

для однофазного відгалуження $\alpha = 1,39$

$$M_{пр(1,2,3)} = 45,62 + 1,39(5,26 + 6,04 + 11,76) = 77,67 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 61 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

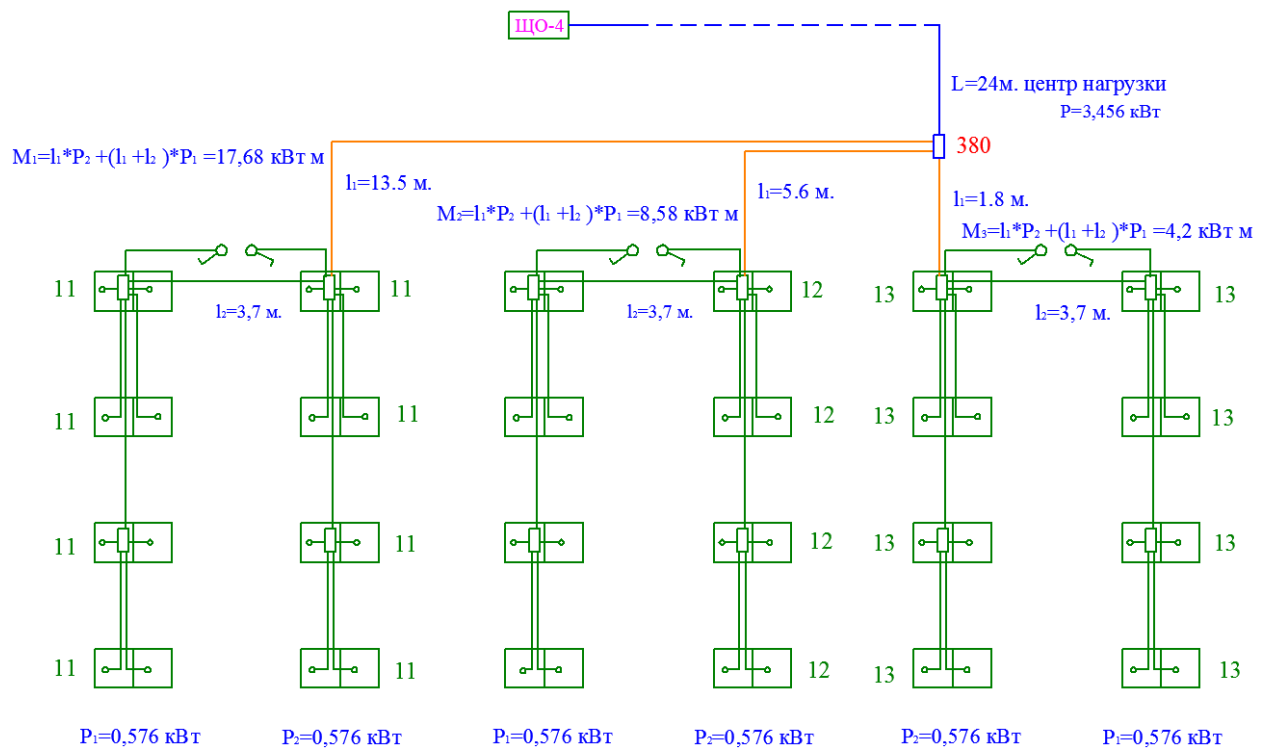


Рисунок 6.2 – Приклад розрахунку моментів групових ліній

Група 4 (1Φ)

До Гр. 4 підключено 12 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $R_{св} = 0,072$ кВт

$$R_{гр4} = 12 \cdot R_{св} \cdot K_{пра} = 12 \cdot 0,072 \cdot 1,2 = 1,036 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпроводної лінії до центра навантаження $l = 13,7$ м.

$$M_4 = R_{гр4} \cdot l = 1,036 \cdot 13,7 = 14,2 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 5 (1Φ)

До Гр. 5 підключено 12 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $R_{св} = 0,072$ кВт

$$R_{гр5} = 12 \cdot R_{св} \cdot K_{пра} = 12 \cdot 0,072 \cdot 1,2 = 1,036 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпроводної лінії до центра навантаження $l = 9,53$ м.

$$M_5 = R_{гр5} \cdot l = 1,036 \cdot 9,53 = 9,87 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 6 (1Ф)

До Гр. 6 підключено 12 світильників ARS/R с люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072$ кВт

$$P_{Гр6}=12 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=12 \cdot 0,072 \cdot 1,2=1,036 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпроводної лінії до центра навантаження $l=15,6$ м.

$$M_6=P_{Гр6} \cdot l = 1,036 \cdot 15,6=16,16 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 7 (1Ф)

До Гр. 7 підключено 16 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072$ кВт

$$P_{Гр7}=16 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=16 \cdot 0,072 \cdot 1,2=1,382 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпроводної лінії до центра навантаження $l=8,1$ м.

$$M_7=P_{Гр7} \cdot l = 1,382 \cdot 8,1=11,19 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група (8.9.10) (3Ф)

До Гр. (8.9.10) підключено 37 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072$ кВт

$$P_{Гр(8.9.10)}=37 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=38 \cdot 0,072 \cdot 1,2=3,19 \text{ кВт}$$

Довжина пятипроводної лінії до трьохпроводних відгалужень Гр.8,Гр.9,Гр.10
 $L=20,6$ м.

$$\text{Момент до відгалуження } M = P_{Гр(8.9.10)} \cdot L = 3,19 \cdot 20,6 = 65,8 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Для Гр.8 $l_1=1,7$ м. $P_1=0,504 \cdot 1,2 = 0,638$ кВт $l_2=3,7$ м. $P_2=0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт
 $m_1=l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 4,33 \text{ кВт} \cdot \text{м}$

Для Гр.9 $l_1=4,1$ м. $P_1=0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт $l_2=3,7$ м. $P_2=0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт
 $m_2=l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 6,16 \text{ кВт} \cdot \text{м}$

Для Гр.10 $l_1=9,8$ м. $P_1=0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт $l_2=3,7$ м. $P_2=0,432 \cdot 1,2 = 0,518$ кВт

$$m_3=l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 12,07 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 63 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Знаходимо приведенний момент по формулі:

$$M_{\text{пр}} = \sum M + \sum \alpha \cdot m$$

для однофазного відгалуження $\alpha = 1,39$

$$M_{\text{пр}(8.9.10)} = 65,8 + 1,39(4,33 + 6,16 + 12,07) = 97,15 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Група (11.12.13) (3Ф)

До Гр. (11.12.13) підключено 48 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами $P_{\text{св}} = 0,072 \text{ кВт}$

$$P_{\text{гр}(11.12.13)} = 48 \cdot P_{\text{св}} \cdot K_{\text{пра}} = 48 \cdot 0,072 \cdot 1,2 = 4,15 \text{ кВт}$$

Довжина пятипровідної лінії до трьохпровідних відгалужень
Гр.11, Гр.12, Гр.13 $L = 24 \text{ м}$.

$$\text{Момент до відгалуження } M = P_{\text{гр}(11.12.13)} \cdot L = 4,15 \cdot 24 = 99,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Для Гр.11 $l_1 = 13,5 \text{ м}$. $P_1 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$ $l_2 = 3,7 \text{ м}$. $P_2 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$

$$m_1 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 21,21 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Для Гр.12 $l_1 = 5,6 \text{ м}$. $P_1 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$ $l_2 = 3,7 \text{ м}$. $P_2 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$

$$m_2 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 10,29 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Для Гр.13 $l_1 = 1,8 \text{ м}$. $P_1 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$ $l_2 = 3,7 \text{ м}$. $P_2 = 0,576 \cdot 1,2 = 0,691 \text{ кВт}$

$$m_3 = l_1 \cdot P_2 + (l_1 + l_2) \cdot P_1 = 5,04 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Знаходимо приведенний момент по формулі:

$$M_{\text{пр}} = \sum M + \sum \alpha \cdot m$$

для однофазного відгалуження $\alpha = 1,39$

$$M_{\text{пр}(11,12,13)} = 99,6 + 1,39(21,21 + 10,29 + 5,04) = 150,39 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

Група 14 (1Ф)

До Гр. 14 підключено 16 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами $P_{\text{св}} = 0,072 \text{ кВт}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 64 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$P_{Гр14}=16 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=16 \cdot 0,072 \cdot 1,2=1,382 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=21,8\text{м}$.

$$M_{14}=P_{Гр14} \cdot l = 1,382 \cdot 21,8=30,13 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 15 (1Ф)

До Гр. 15 підключено 63 світильники LINE 428 з люмінесцентною лампой
 $P_{св}=0,028 \text{ кВт}$

$$P_{Гр15}=63 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=63 \cdot 0,028 \cdot 1,2=2,11 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=10,4\text{м}$.

$$M_{15}=P_{Гр15} \cdot l = 2,11 \cdot 10,4=22,01 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 16 (1Ф)

До Гр. 16 підключено 63 світильники LINE 428 з люмінесцентною лампой
 $P_{св}=0,028 \text{ кВт}$

$$P_{Гр16}=63 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=63 \cdot 0,028 \cdot 1,2=2,11 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=23,5\text{м}$.

$$M_{16}=P_{Гр16} \cdot l = 2,11 \cdot 23,5=49,58 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 17 (1Ф)

До Гр. 17 підключено 40 точкових світильників з лампою розжарювання $P_{св}=0,035 \text{ кВт}$

$$P_{Гр17}=40 \cdot P_{св} =40 \cdot 0,035=1,4 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=16,8\text{м}$.

$$M_{17}=P_{Гр17} \cdot l = 1,4 \cdot 16,8=23,52 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 18 (1Ф)

До Гр. 18 підключено 10 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072 \text{ кВт}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 65 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$P_{Гр18}=10 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=10 \cdot 0,072 \cdot 1,2=0,864 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=13,5\text{м}$.

$$M_{18}=P_{Гр18} \cdot l = 0,864 \cdot 13,5=11,66 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 19 (1Ф)

До Гр. 19 підключено 13 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072 \text{ кВт}$

$$P_{Гр19}=13 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=13 \cdot 0,072 \cdot 1,2=1,123 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпровідної лінії до центра навантаження $l=16,3\text{м}$.

$$M_{19}=P_{Гр19} \cdot l = 1,123 \cdot 16,3=18,3 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Група 20 (1Ф)

До Гр. 20 підключено 10 світильників ARS/R з люмінесцентними лампами
 $P_{св}=0,072 \text{ кВт}$

$$P_{Гр20}=10 \cdot P_{св} \cdot K_{пра}=10 \cdot 0,072 \cdot 1,2=0,864 \text{ кВт}$$

Довжина трьохпроводної лінії до центра навантаження $l=23,4\text{м}$.

$$M_{20}=P_{Гр20} \cdot l = 0,864 \cdot 23,4=20,21 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Розрахунок зведемо в табл. 6.7.

Ввід до щитка робочого освітлення ЩО-4 :

$P_p = 25,16 \text{ кВт}$. P_p - розрахункове навантаження.

Довжина лінії від ШРС-1 до ЩО-4 $l_0 = 24\text{м}$.

Тоді $M_0 = P_p \cdot l_0 = 25,16 \cdot 24 = 603,8 \text{ кВт}\cdot\text{м}$.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 66 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблица 6.7 – Розрахункова таблиця моментів ліній для ЩО-4

ЩО-4 (24 гр.)
2 Етаж
(ЩРН-24з-2 36
УХЛЗ)

Довжина L
5ти пров.
лінії до
3х провідн.

| № Гр. | Довжина кабелю | К-сть світ. | Рсвіт. кВт | cos φ | Рр кВт з врахув. ПРА=1,2 | або 3х провідн. до центра навантаж. | Коеф. ПРА | Довжина L в Р ділянки лінії | | | | Момент лінії | Струм А | S кВА | |
|---------------------------------------------------------|----------------|-------------|------------|-------|--------------------------|----------------------------------------|-----------|-----------------------------|-------|-----|-------|--------------|---------|-------|------|
| | | | | | | | | L1 | P1 | L2 | P2 | | | | |
| | 3x1,5 | | | | | | | | | | | | | | 27,1 |
| 1 | 59,56 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | | 1,2 | 1,96 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | 77,70 | 6,83 | 1,503 | |
| 2 | 54,58 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 13,2 | 1,2 | 3,98 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 | |
| 3 | 69,08 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | | 1,2 | 9,5 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 | |
| 4 | 44,31 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 13,7 | 1,2 | | | | | 14,20 | 5,12 | 1,127 | |
| 5 | 36,58 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 9,53 | 1,2 | | | | | 9,88 | 5,12 | 1,127 | |
| 6 | 49,54 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 15,6 | 1,2 | | | | | 16,17 | 5,12 | 1,127 | |
| 7 | 40,45 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | 8,1 | 1,2 | | | | | 11,20 | 6,83 | 1,503 | |
| 8 | 71,35 | 13 | 0,072 | 0,92 | 1,1232 | | 1,2 | 1,7 | 0,504 | 3,7 | 0,432 | 96,54 | 5,55 | 1,221 | |
| 9 | 73,39 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 20,6 | 1,2 | 4,1 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 | |
| 10 | 87,26 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | | 1,2 | 9,8 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 | |
| 11 | 109,07 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | | 1,2 | 13,5 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | 150,36 | 6,83 | 1,503 | |
| 12 | 90,89 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | 24 | 1,2 | 5,6 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | | 6,83 | 1,503 | |
| 13 | 83,17 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | | 1,2 | 1,8 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | | 6,83 | 1,503 | |
| 14 | 71,12 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | 21,8 | 1,2 | | | | | 30,14 | 6,83 | 1,503 | |
| 15 | 46,81 | 63 | 0,028 | 0,95 | 2,1168 | 10,4 | 1,2 | | | | | 22,01 | 10,13 | 2,228 | |
| 16 | 81,05 | 63 | 0,028 | 0,95 | 2,1168 | 23,5 | 1,2 | | | | | 49,74 | 10,13 | 2,228 | |
| 17 | 60,22 | 40 | 0,035 | 1 | 1,4 | 16,8 | 1 | | | | | 23,52 | 6,36 | 1,400 | |
| 18 | 56,58 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | 13,5 | 1,2 | | | | | 11,66 | 4,27 | 0,939 | |
| 19 | 73,62 | 13 | 0,072 | 0,92 | 1,1232 | 16,3 | 1,2 | | | | | 18,31 | 5,55 | 1,221 | |
| 20 | 94,98 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | 23,4 | 1,2 | | | | | 20,22 | 4,27 | 0,939 | |
| 21 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ввідний кабель (ввід від ШРС-1 до ЩС-4) | | | | | 25,16 | 24 | | | | | | 603,84 | | | |
| Сума моментів 3ф лінії + сума моментів 1ф лінії*1,39 | | | | | | | | 1244 | | | | | | | |

ДП 2026 141

Змін.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

67

Арк.

Знаходимо переріз ввідного провідника по втратах напруги

$$\Delta U = 7,19\% \quad S = \frac{M_1 + \alpha \cdot m_2}{C \cdot \Delta U}$$

$$\sum M + \sum \alpha \cdot m = 1244 \text{ кВт} \cdot \text{м}$$

$$S = \frac{\sum M + \sum \alpha \cdot m}{C \cdot \Delta U} = \frac{\sum M + \sum \alpha \cdot m}{72 \cdot 7,19} = 2,4 \text{ мм}^2$$

Вибір перерізу ввідного провідника по нагріву для ЩО-4

$P_p = P_{гр1,2,3} + P_{гр8,9,10} + P_{гр11,12,13} = 3,456 + 3,196 + 4,147 = 10,8$ кВт (трёхфазне навантаження)

$$I = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \text{ для трёхфазної мережі}$$

$$I_1 = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{10,8}{1,732 \cdot 0,38 \cdot 0,92} = 17,83 \text{ А}$$

$P_{гр4} = 1,0386$ кВт (однофазне навантаження) $\cos \varphi = 0,92$

$$I = \frac{P_p}{U_{номф} \cdot \cos \varphi} \text{ для однофазної мережі}$$

Для гр.17 $\cos \varphi = 1$ (лампи розжарювання)

Проведемо розрахунок для інших групових ліній

| | | | | | |
|------------------------------|--------|-----------------------------|--------|------------------------------|--------|
| $I_{гр4} = 5,12 \text{ А}$ | фаза А | $I_{гр5} = 5,12 \text{ А}$ | фаза В | $I_{гр6} = 5,12 \text{ А}$ | фаза С |
| $I_{гр7} = 6,83 \text{ А}$ | фаза А | $I_{гр14} = 6,83 \text{ А}$ | фаза В | $I_{гр15} = 10,13 \text{ А}$ | фаза С |
| $I_{гр16} = 10,13 \text{ А}$ | фаза А | $I_{гр17} = 6,36 \text{ А}$ | фаза В | $I_{гр18} = 4,27 \text{ А}$ | фаза С |
| $I_{гр19} = 5,55 \text{ А}$ | фаза А | $I_{гр20} = 4,27 \text{ А}$ | фаза В | | |

Струм найбільш завантаженої фази буде рівний:

$$I_1 + I_{гр4} + I_{гр7} + I_{гр16} + I_{гр19} = 17,83 + 5,12 + 6,83 + 10,13 + 5,55 = 45,46 \text{ А}$$

Вибираємо кабель ВВГ $5 \times 10 \text{ мм}^2$ по [2].

Втрати напруги

використовуємо формули:

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 68 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

$$S = \frac{M_{гр}}{C \cdot \Delta U_{ост}} ; \Delta U_{ост} = \Delta U - \Delta U_{л} ; \Delta U_{л} = \frac{M_{л}}{C \cdot S_{л}}$$

Лінія Л1.4 від ШРС-1 до ЩО-4 мал .6.1

$M_{л1.4} = 603,84 \text{ кВт}\cdot\text{м} ; \Delta U = 7,19\% \quad C = 72$ для 3х фазної лінії.

$S_{л1.4} = 10 \text{ мм}^2$

$$\text{Втрати напруги } \Delta U_{л1.4} = \frac{M_{л1.4}}{C \cdot S_{л1.4}} = \frac{603.8}{72 \cdot 10} = 0.961\%$$

$\Delta U_{л1.4} = 0,961\%$

$\Delta U_{ост} = 7,19 - 0,961 = 6,229\%$

6.5. Розрахунок моментів і вибір перерізу кабеля ЩО-5

Розрахунки моментів груп для ЩО-5 зводимо в табл. 6.8.

Ввід до щитка робочого освітлення ЩО-5:

$P_p = 27.15 \text{ кВт}$. P_p – розрахункове навантаження

Довжина лінії від ШРС-1 до ЩО-5 $l_0 = 25 \text{ м}$.

Тоді $M_0 = P_p \cdot l_0 = 27.15 \cdot 25 = 678.67 \text{ кВт}\cdot\text{м}$

Знаходимо переріз ввідного провідника по втратах напруги

$$\Delta U = 7,19\% \quad S = \frac{M_1 + \alpha \cdot m_2}{C \cdot \Delta U}$$

$\sum M + \sum \alpha \cdot m = 1579 \text{ кВт}\cdot\text{м}$

$$S = \frac{\sum M + \sum \alpha \cdot m}{C \cdot \Delta U} = \frac{1579}{72 \cdot 7,19} = 3,05 \text{ мм}^2$$

Вибір перерізу ввідного провідника по нагріву для ЩО-5

$P_p = P_{гр1,2,3} + P_{гр4,5,6} + P_{гр7,8,9} + P_{гр11,12,13} + P_{гр15,16,17} =$

$= 3,757 + 3,757 + 2.911 + 3.85 = 14,275 \text{ кВт}$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 69 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

(трифазне навантаження)

$$I = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} \text{ для трифазної мережі}$$

$$I=23,32 \text{ А}$$

Проведемо розрахунок для інших групових ліній

| | | | | | |
|-------------------------|--------|-------------------------|--------|-------------------------|--------|
| $I_{гр10}=4,7\text{А}$ | фаза А | $I_{гр14}=2,99\text{А}$ | фаза В | $I_{гр15}=7,88\text{А}$ | фаза С |
| $I_{гр16}=5,09\text{А}$ | фаза А | $I_{гр17}=5,09\text{А}$ | фаза В | $I_{гр18}=7,8\text{А}$ | фаза С |
| $I_{гр19}=4,77\text{А}$ | фаза А | $I_{гр20}=8,16\text{А}$ | фаза В | $I_{гр21}=2,55\text{А}$ | фаза С |
| $I_{гр22}=4,27\text{А}$ | фаза А | $I_{гр23}=4,27\text{А}$ | фаза В | $I_{гр24}=4,7\text{А}$ | фаза С |
| $I_{гр25}=4,27\text{А}$ | фаза А | | | | |

Струм найбільш завантаженої фази буде рівний

$$I + I_{гр10} + I_{гр16} + I_{гр19} + I_{гр22} + I_{гр25} = 23,32 + 4,7 + 5,09 + 4,77 + 4,27 + 4,27 = 46,42\text{А}$$

Вибираємо кабель ВВГ 5х10мм² по [2].

Втрати напруги

Використовуємо формули:

$$S = \frac{M_{гр}}{C \cdot \Delta U_{ост}} ; \Delta U_{ост} = \Delta U - \Delta U_{л} ; \Delta U_{л} = \frac{M_{л}}{C \cdot S_{л}}$$

Лінія Л1.5 від ШРС-1 до ЩО-4 мал. 6.1.

$M_{л1.5} = 678,67 \text{ кВт}\cdot\text{м}$; $\Delta U = 7,19\%$ $C = 72$ для 3х фазної лінії.

$$S_{л1.5} = 10 \text{ мм}^2$$

$$\text{Втрати напруги } \Delta U_{л1.5} = \frac{M_{л1.5}}{C \cdot S_{л1.5}} = \frac{678,67}{72 \cdot 10} = 0,942\%$$

$$\Delta U_{ост} = 7,19 - 0,942 = 6,248\%$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 70 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | |

Таблиця 6.8 – Розрахункова таблиця моментів групових ліній ЩО-5
ЩО-5 (24 гр.)
 2 Етаж
 (ЩРН-24з-2 36 УХЛЗ)

Довжина L
 5ти пров.
 лінії до
 3х провідн.

| № Гр. | Довжина кабелю | К-сть світ. | Рсвіт. кВт | COS φ | Рр кВт з врахув. ПРА=1,2 | або | | Довжина L і Р ділянки лінії | | | | Момент лінії | Струм А | S кВА |
|------------------------------------------------|----------------|-------------|------------|-------|---------------------------------------------------------|---------------------------------|-----------|-----------------------------|-------|-----|-------|--------------|---------|-------|
| | | | | | | 3х провідн. до центра навантаж. | Коеф. ПРА | L1 | P1 | L2 | P2 | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | 28,9 |
| 1 | 42,04 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 17,4 | 1,2 | 5,5 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | 89,20 | 5,12 | 1,127 |
| 2 | 54,53 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | | 1,2 | 0,5 | 0,432 | 3,7 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 |
| 3 | 82,26 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | | 1,2 | 6 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | | 6,83 | 1,503 |
| 4 | 72,71 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | 14,3 | 1,2 | 5,4 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | 87,36 | 6,83 | 1,503 |
| 5 | 54,99 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | | 1,2 | 3,46 | 0,432 | 3,8 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 |
| 6 | 68,17 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | | 1,2 | 9,4 | 0,432 | 3,8 | 0,432 | | 5,12 | 1,127 |
| 7 | 83,17 | 11 | 0,072 | 0,92 | 0,9504 | 22 | 1,2 | 7 | 0,792 | | | 86,09 | 4,70 | 1,033 |
| 8 | 71,35 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | | 1,2 | 3,2 | 0,432 | 2,6 | 0,288 | | 4,27 | 0,939 |
| 9 | 84,76 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | | 1,2 | 8,6 | 0,432 | 2,6 | 0,288 | | 4,27 | 0,939 |
| 10 | 102,25 | 11 | 0,072 | 0,92 | 0,9504 | 36,2 | 1,2 | | | | | 34,40 | 4,70 | 1,033 |
| 11 | 126,57 | 12 | 0,072 | 0,92 | 1,0368 | 37 | 1,2 | 10 | 0,288 | 2,2 | 0,576 | 165,38 | 5,12 | 1,127 |
| 12 | 98,39 | 13 | 0,072 | 0,92 | 1,1232 | | 1,2 | 0,5 | 0,576 | 6,2 | 0,36 | | 5,55 | 1,221 |
| 13 | 84,07 | 16 | 0,072 | 0,92 | 1,3824 | | 1,2 | 3,9 | 0,576 | 3,7 | 0,576 | | 6,83 | 1,503 |
| 14 | 54,99 | 7 | 0,072 | 0,92 | 0,6048 | 10,5 | 1,2 | | | | | 6,35 | 2,99 | 0,657 |
| 15 | 110,89 | 49 | 0,028 | 0,95 | 1,6464 | 30,2 | 1,2 | | | | | 49,72 | 7,88 | 1,733 |
| 16 | 69,76 | 32 | 0,035 | 1 | 1,12 | 26,2 | 1 | | | | | 29,34 | 5,09 | 1,120 |
| 17 | 54,99 | 32 | 0,035 | 1 | 1,12 | 19,8 | 1 | | | | | 22,18 | 5,09 | 1,120 |
| 18 | 82,71 | 49 | 0,035 | 1 | 1,715 | 16,2 | 1 | | | | | 27,78 | 7,80 | 1,715 |
| 19 | 102,93 | 30 | 0,035 | 1 | 1,05 | 33,7 | 1 | | | | | 35,39 | 4,77 | 1,050 |
| 20 | 79,53 | 49 | 0,029 | 0,95 | 1,7052 | 14,8 | 1,2 | | | | | 25,24 | 8,16 | 1,795 |
| 21 | 37,27 | 16 | 0,035 | 1 | 0,56 | 8,3 | 1 | | | | | 4,65 | 2,55 | 0,560 |
| 22 | 92,71 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | 24,2 | 1,2 | | | | | 20,91 | 4,27 | 0,939 |
| 23 | 84,98 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | 9 | 1,2 | | | | | 7,78 | 4,27 | 0,939 |
| 24 | 108,39 | 11 | 0,072 | 0,92 | 0,9504 | 36,3 | 1,2 | | | | | 34,50 | 4,70 | 1,033 |
| 25 | 62,26 | 10 | 0,072 | 0,92 | 0,864 | 12,6 | 1,2 | | | | | 10,89 | 4,27 | 0,939 |
| Ввідний кабель (ввід від ШРС-1 до ЩС-5) | | | | | 27,147 | 25 | | | | | | 678,675 | | |
| | | | | | Сума моментів 3ф лінії + сума моментів 1ф лінії*1,39 | | | 1536 | | | | | | |

ДП 2026 141

Змін.

Арк.

№ докум.

Підпис

Дата

71

Арк.

6.6. Вибір перерізу провідників групових ліній

6.6.1. Вибір перерізу провідника для ЩО-4

Група 1.2.3 (3Ф)

$$P_{гр1.2.3}=3,456 \text{ кВт}$$

$$M_{1.2.3} = 77,7 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

$$S = \frac{M_{гр}}{C \cdot \Delta U_{ост}} = \frac{77,7}{72 \cdot 6,229} = 0,173 \text{ мм}^2$$

Вибір перерізу провідника по нагріву

$$P_p = P_{гр1.2.3} \text{ (трифазне навантаження) } \cos\varphi=0.92$$

$$I = \frac{P_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi} \text{ для трифазної мережі}$$

по формулі знаходимо струм $I=5.7\text{А}$

Вибираємо кабель ВВГ 5х1,5 мм² по [2].

$$\Delta U_{(1.2.3)} = \Delta U_{л} = \frac{M_{л}}{C \cdot S_{л}} = \frac{77,7}{72 \cdot 1,5} = 0,719\%$$

Група 4 (1Ф)

$$P_{гр4} = 1.036$$

$$M_4 = 14.2 \text{ кВт}\cdot\text{м}$$

Коефіцієнт С для однофазної мережі = 12

$$S = \frac{M_{гр}}{C \cdot \Delta U_{ост}} = \frac{14,2}{12 \cdot 6,229} = 0.189 \text{ мм}^2$$

Вибір перерізу провідника по нагріву

$$P_{гр3} = 1.038 \text{ кВт (однофазне навантаження) } \cos\varphi=0.92$$

$$I = \frac{P_p}{U_{номф} \cdot \cos\varphi} \text{ для однофазної мережі}$$

$$I=5.12\text{А}$$

Вибираємо кабель ВВГ 3х1,5 мм² по [2].

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | 72 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$\Delta U_{(4)}=0,789\%$$

Вибір перерізу для інших груп зводимо в табл. 6.9.

6.6.2. Вибір перерізу провідника для ЩО-5

Перерізи провідників групових ліній для ЩО-5 розраховуємо аналогічно, як і для ЩО-4 і зводимо їх у табл. 6.10.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 73 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

Таблиця 6.9 – Розрахунок перерізу кабелю і вибір автоматичних вимикачів ЩО-4

| № Гр. | Ввід | Груп.Вимикач | | Кабель | Споживач | Рр кВт з врахув. ПРА=1,2 | COS φ | Момент лінії | Струм А | Коеф. С | Sмм² по втрати | ΔU% втрати в лінії | I·Кз Кз=1,25 | Фаза |
|------------------------------------------------|------|--------------|----|-----------|--------------------|--------------------------------|-------|-----------------|---------|------------|----------------------|--------------------------|-----------------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | 50А | 3Р | | ВВГ 5х10 | L=24м. | | | | | | | | | |
| 1 | | 10А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(203) | 1,3824 | 0,92 | 77,70 | 6,83 | 72 | 0,173 | 0,719 | 8,538 | A |
| 2 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(208,209) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | B |
| 3 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(220,221) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | C |
| 4 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(212,217) | 1,0368 | 0,92 | 14,20 | 5,12 | 12 | 0,190 | 0,789 | 6,403 | A |
| 5 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(210,211) | 1,0368 | 0,92 | 9,88 | 5,12 | 12 | 0,132 | 0,549 | 6,403 | B |
| 6 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(218,219) | 1,0368 | 0,92 | 16,17 | 5,12 | 12 | 0,216 | 0,899 | 6,403 | C |
| 7 | | 10А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(201,202) | 1,3824 | 0,92 | 11,20 | 6,83 | 12 | 0,150 | 0,622 | 8,538 | A |
| 8 | | 8А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(204,205) | 1,1232 | 0,92 | 96,54 | 5,55 | 72 | 0,215 | 0,894 | 6,937 | B |
| 9 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(206,207) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | C |
| 10 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(222,223) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | A |
| 11 | | 10А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(224,225) | 1,3824 | 0,92 | 150,36 | 6,83 | 72 | 0,335 | 1,392 | 8,538 | B |
| 12 | | 10А | 1Р | | Осв.Бутик(226,227) | 1,3824 | 0,92 | | | | | | | C |
| 13 | | 10А | 1Р | | Осв.Бутик(228,229) | 1,3824 | 0,92 | | | | | | | A |
| 14 | | 10А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(230,231) | 1,3824 | 0,92 | 30,14 | 6,83 | 12 | 0,403 | 1,674 | 8,538 | B |
| 15 | | 13А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Встр.Свет.Кор | 2,1168 | 0,95 | 22,01 | 10,13 | 12 | 0,295 | 1,223 | 12,660 | C |
| 16 | | 13А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Встр.Свет.Кор | 2,1168 | 0,95 | 49,74 | 10,13 | 12 | 0,666 | 2,764 | 12,660 | A |
| 17 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Точки (Холл) | 1,4 | 1 | 23,52 | 6,36 | 12 | 0,315 | 1,307 | 7,955 | B |
| 18 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 0,864 | 0,92 | 11,66 | 4,27 | 12 | 0,156 | 0,648 | 5,336 | C |
| 19 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 1,1232 | 0,92 | 18,31 | 5,55 | 12 | 0,245 | 1,017 | 6,937 | A |
| 20 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 0,864 | 0,92 | 20,22 | 4,27 | 12 | 0,270 | 1,123 | 5,336 | B |
| 21 | | 10А | 1Р | | Резерв | | | | | | | | | C |
| Ввідний кабель (ввід від ШРС-1 до ЩС-4) | | | | | | 25,16 | | 603,84 | | 72 | | | | |

ДП 2026 141

Таблиця 6.10 – Розрахунок перерізу кабелю і вибір автоматичних вимикачів ЩО-5

| № Гр. | Ввід | Груп.Вимикач | | Кабель | Споживач | Pr кВт з врахув. ПРА=1,2 | COS φ | Момент лінії | Струм А | Коеф. С | Sмм ² по втраті | ΔU% втрати в лінії | I·Кз Кз=1,25 | Фаза |
|------------------------------------------------|------|--------------|----|-----------|--------------------|--------------------------------|-------|-----------------|---------|------------|----------------------------------|--------------------------|-----------------|------|
| | | | | | | | | | | | | | | |
| | 50А | 3Р | | ВВГ 5х10 | L=25м. | | | | | | | | | |
| 1 | | 8А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(213,214) | 1,0368 | 0,92 | 89,20 | 5,12 | 72 | 0,20 | 0,826 | 6,403 | A |
| 2 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(215,216) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | B |
| 3 | | 10А | 1Р | | Осв.Бутик(232,233) | 1,3824 | 0,92 | | | | | | | C |
| 4 | | 10А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(246,247) | 1,3824 | 0,92 | 87,36 | 6,83 | 72 | 0,19 | 0,809 | 8,538 | A |
| 5 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(242,243) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | B |
| 6 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(240,241) | 1,0368 | 0,92 | | | | | | | C |
| 7 | | 6А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(245) | 0,9504 | 0,92 | 86,09 | 4,70 | 72 | 0,19 | 0,797 | 5,870 | A |
| 8 | | 6А | 1Р | | Осв.Бутик(244) | 0,864 | 0,92 | | | | | | | B |
| 9 | | 6А | 1Р | | Осв.Бутик(239) | 0,864 | 0,92 | | | | | | | C |
| 10 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Бутик(238) | 0,9504 | 0,92 | 34,40 | 4,70 | 12 | 0,46 | 1,911 | 5,870 | A |
| 11 | | 8А | 1Р | ВВГ 5х1,5 | Осв.Бутик(238) | 1,0368 | 0,92 | 165,38 | 5,12 | 72 | 0,37 | 1,531 | 6,403 | B |
| 12 | | 8А | 1Р | | Осв.Бутик(236,237) | 1,1232 | 0,92 | | | | | | | C |
| 13 | | 10А | 1Р | | Осв.Бутик(234,235) | 1,3824 | 0,92 | | | | | | | A |
| 14 | | 4А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Подсобки.Туалет | 0,6048 | 0,92 | 6,35 | 2,99 | 12 | 0,08 | 0,353 | 3,735 | B |
| 15 | | 10А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Встр.Свет.Кор | 1,6464 | 0,95 | 49,72 | 7,88 | 12 | 0,66 | 2,762 | 9,847 | C |
| 16 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Точки (Холл) | 1,12 | 1 | 29,34 | 5,09 | 12 | 0,39 | 1,630 | 6,364 | A |
| 17 | | 8А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Точки (Холл) | 1,12 | 1 | 22,18 | 5,09 | 12 | 0,30 | 1,232 | 6,364 | B |
| 18 | | 10А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Подсв. (Эскалатор) | 1,715 | 1 | 27,78 | 7,80 | 12 | 0,37 | 1,544 | 9,744 | C |
| 19 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Точки (Коридор) | 1,05 | 1 | 35,39 | 4,77 | 12 | 0,47 | 1,966 | 5,966 | A |
| 20 | | 13А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Встр.Свет.Кор | 1,7052 | 0,95 | 25,24 | 8,16 | 12 | 0,34 | 1,402 | 10,199 | B |
| 21 | | 4А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Точки (Холл) | 0,56 | 1 | 4,65 | 2,55 | 12 | 0,06 | 0,258 | 3,182 | C |
| 22 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 0,864 | 0,92 | 20,91 | 4,27 | 12 | 0,28 | 1,162 | 5,336 | A |
| 23 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Холл | 0,864 | 0,92 | 7,78 | 4,27 | 12 | 0,10 | 0,432 | 5,336 | B |
| 24 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 0,9504 | 0,92 | 34,50 | 4,70 | 12 | 0,46 | 1,917 | 5,870 | C |
| 25 | | 6А | 1Р | ВВГ 3х1,5 | Осв.Коридор | 0,864 | 0,92 | 10,89 | 4,27 | 12 | 0,15 | 0,605 | 5,336 | A |
| 26 | | 10А | 1Р | | Резерв | | | | | | | | | B |
| 27 | | 10А | 1Р | | Резерв | | | | | | | | | C |
| Ввідний кабель (ввід від ШРС-1 до ЩС-5) | | | | | | 27,17 | | 678,68 | | 72 | | | | |

ДЛТ 2026 141

Змін.

Арк.

№ Докум.

Підпис

Дата

75

Арк.

6.6.3. Вибір апаратів захисту

Автоматичний вимикач для ввідного кабелю щитка робочого освітлення ЩО-4. Апарати захисту повинні забезпечити відключення мережі у випадку виникнення КЗ.

Струм уставки автоматів визначається по співвідношенню:

$$I_{ном} = k_3 \cdot I_P$$

де

$I_{ном}$ – струм апарата захисту, А;

I_P – розрахунковий струм захищеної групи, А;

k_3 – відношення номінального струму уставки теплового розщеплювача автомата до робочого струму лінії.

Робочий струм на ввідному кабелю ЩО-4 робочого висвітлення рівний $I=45,46$ А.

Приймаємо $k_3 = 1$ по [2].

$$I_P = 45,46 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 1 \cdot 45,46 = 45,46 \text{ А}$$

Приймаємо по табл.8.11 [2] вимикач типу ВА-47 з номінальним струмом розщеплення 50А.

Перевіряємо умову відповідності номінальному струму вимикача за умовою:

$$I_{доп} \geq \frac{I_{з.а} \cdot k_3}{k_n},$$

де

$I_{доп}$ – допустимий струм, А

$I_{з.а}$ – струм апарата захисту, А

k_3 - кратність допустимого струму провідника відносно відповідного струму вимикача;

k_n – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища;

$k_n = 1$ (при температурі 25°С)

$$I_{доп} \geq \frac{50 \cdot 1}{1} = 50 \text{ А} \quad (50 \geq 50 \text{ виконується.})$$

Розрахунок інших автоматичних вимикачів заносимо в табл. 6.9 і 6.10.

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 76 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

7. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

7.1. Вибір схеми електропостачання

Категорія електроприймачів I і II

Розрахункове навантаження становить $S_p=1948,46\text{кВА}$

Вибір трансформаторів див. розд. 2.2.3.

Розглянемо дві схеми електропостачання

1. Варіант

Окремий кабельний ввід від Ужгородської ГПП на ТП2 "Алло" $l=2x1768\text{м}$. $S=265,06\text{кВА}$ і окремих кабельних ввідів від ГПП на ТП1 Т.Ц. "Сезон" і ТП Ельдорадо" $l=2x1807\text{м}$. $S=1637,39\text{кВА}$ з підключенням за двопроменевою схемою (рис. 7.1 і рис. 7.2).

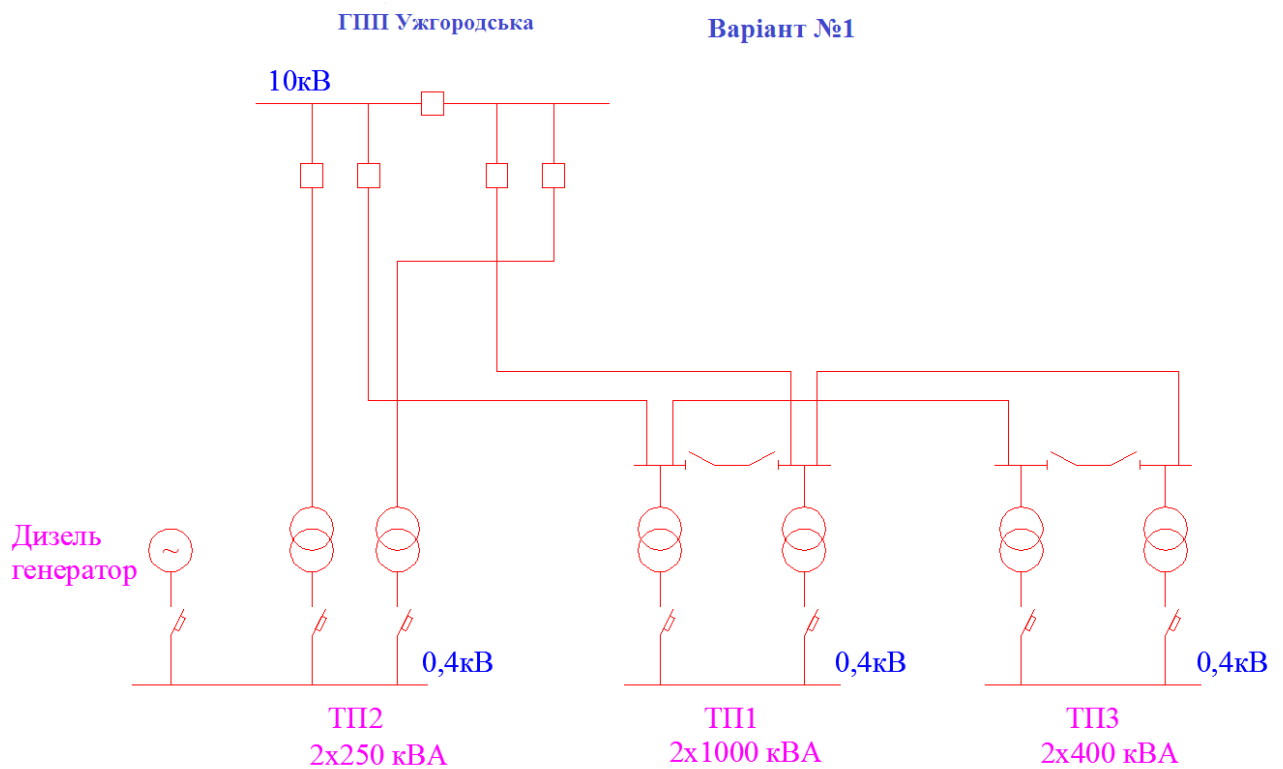


Рисунок 7.1 – Електрична схема

| | | | | | | | | |
|-----------|------|---------------|--------|------|--------------------|------------------------------------|------|--------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Економічна частина | Літ. | Арк. | Аркуші |
| Перевір. | | Коптлова Л.О. | | | | | 77 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

Варіант 1

Масштаб 1:1300

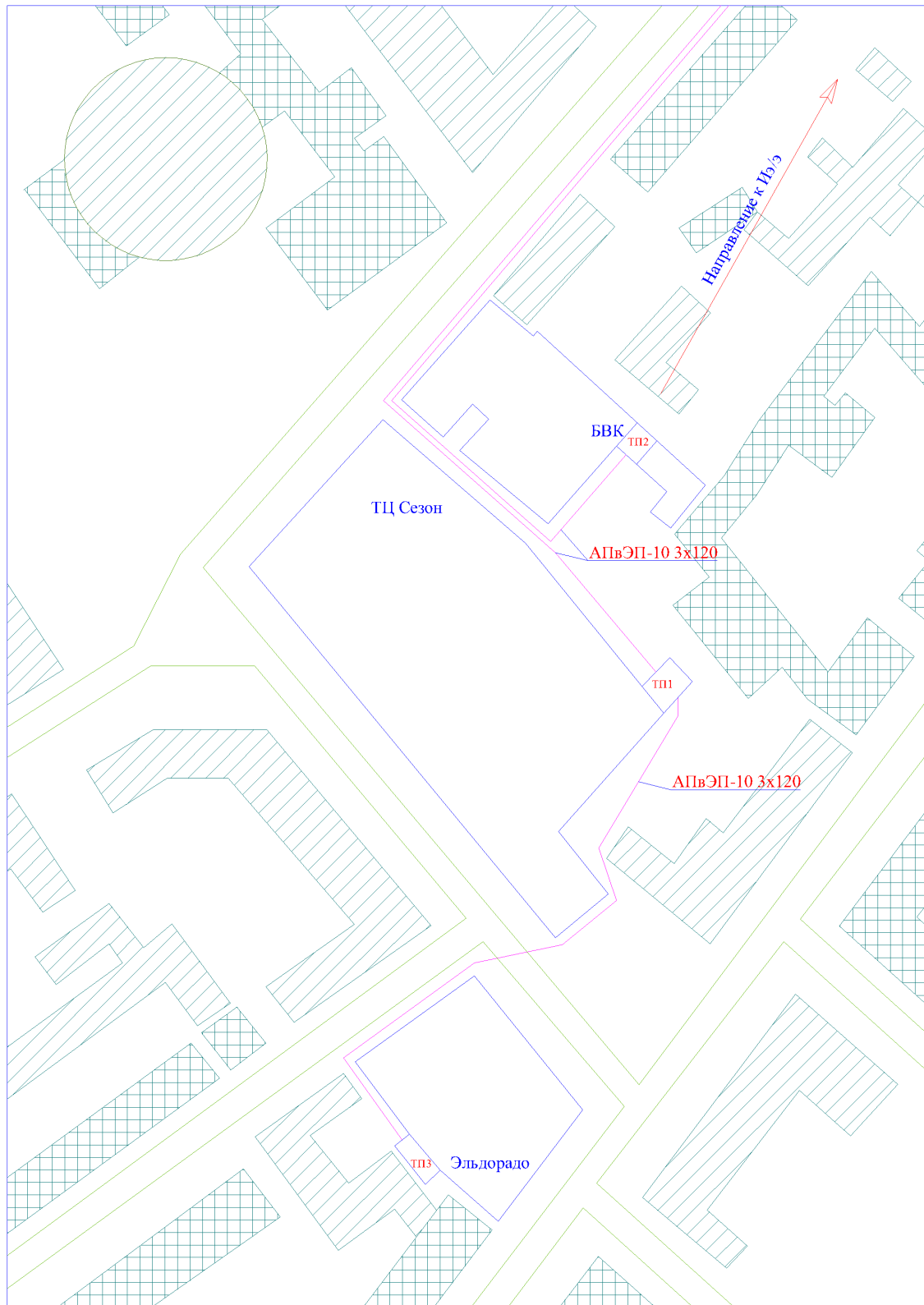


Рисунок 7.2 – План прокладання кабелю

| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |

ДП 2026 141

Арк.

78

Використовуємо комірку КСО-285, трансформатори ТМГ, кабель АПвЭП.

Таблиця 7.1 – Вартість устаткування

| <i>Камера №</i> | <i>К-сть</i> | <i>Ціна</i> | <i>Всього</i> |
|-----------------------|--------------|-------------|---------------|
| 8 | 6 | 58162 | 348972 |
| 9 | 6 | 14482 | 86892 |
| 6 | 4 | 50544 | 202176 |
| 24 | 4 | 11284 | 45136 |
| Трансформатор | | | |
| (ТМГ) 400/6 - 10/0.4 | 2 | 48620 | 97240 |
| (ТМГ) 250/6 - 10/0.4 | 2 | 38220 | 76440 |
| (ТМГ) 1000/6 - 10/0.4 | 2 | 120900 | 241800 |
| | | Разом | 1 098 656 |
| кабель | | | |
| АПвЭП-10 3x120 | 7480 | 135,2 | 1 011 296 |
| | | Разом | 2 109 952 |

2.Варіант

Кабельний ввід на РП "Алло" $l=2x1768м$. $S=1902,45кВА$ і підключення від РП по двохпроменевої схемі ТП Т.Ц. "Сезон" і ТП "Ельдорадо". Рис. 7.3 і рис. 7.4.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 79 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

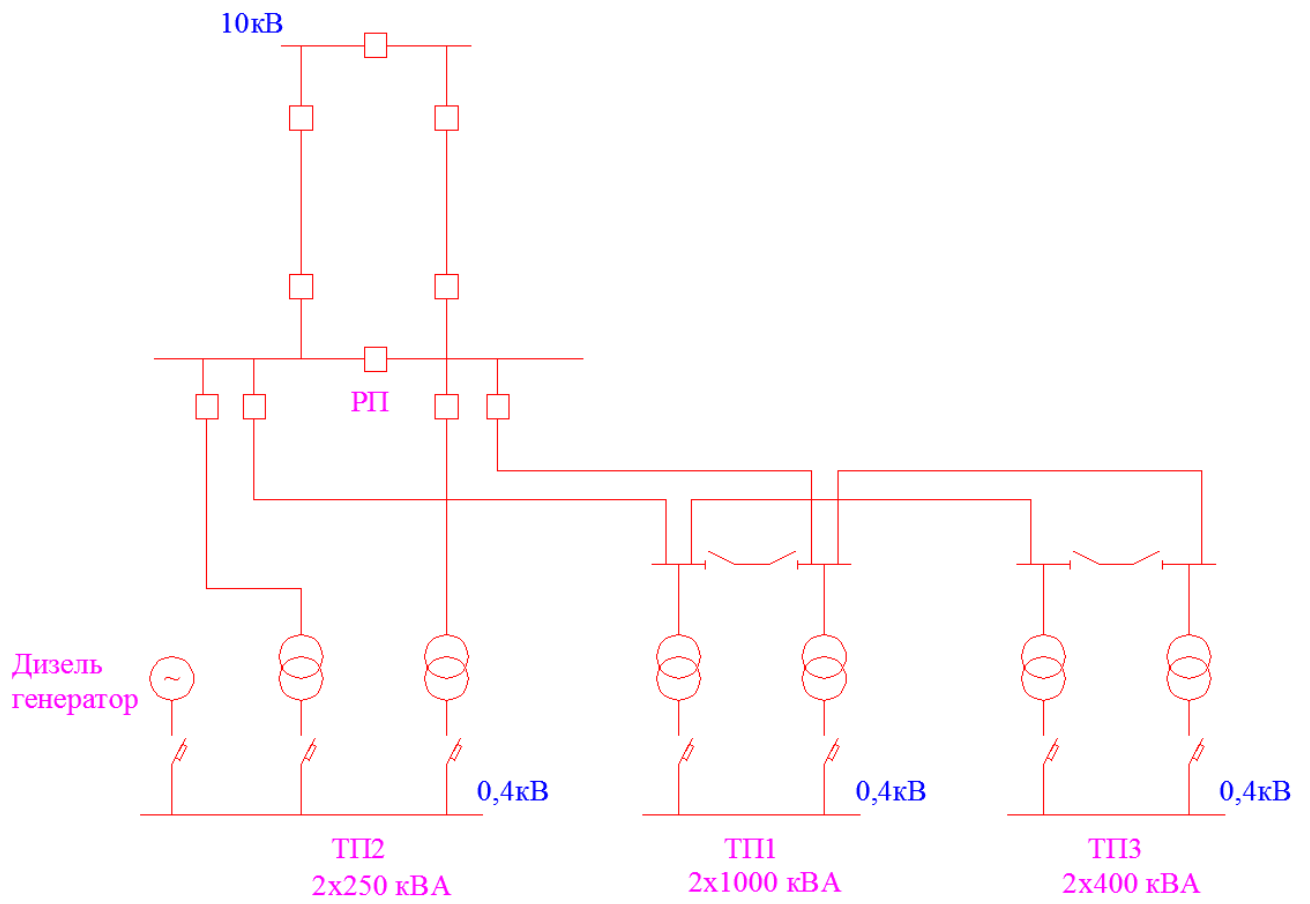


Рисунок 7.3 – Електрична схема

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 80 |

Варіант 2

Масштаб 1:1300

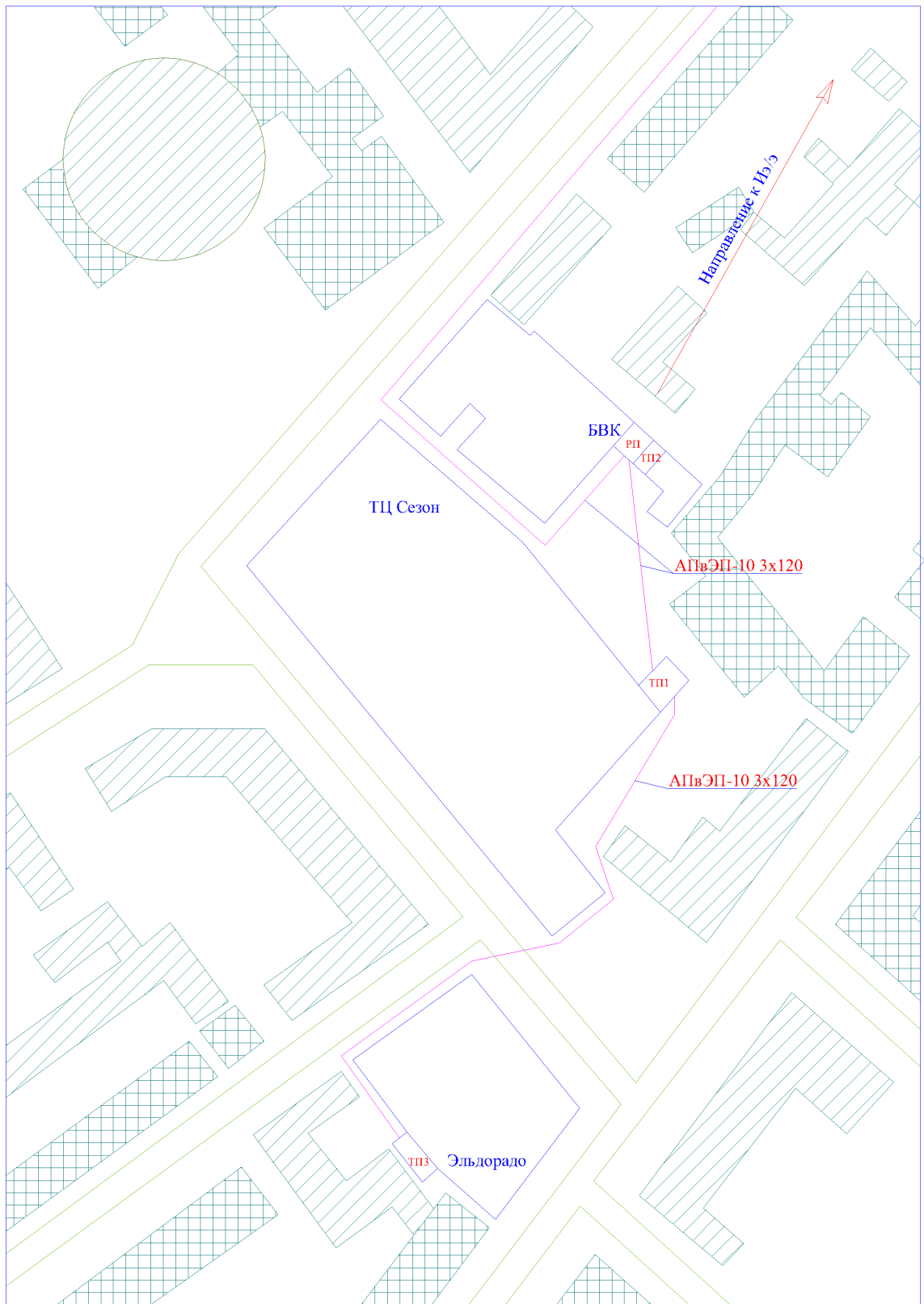


Рисунок 7.4 – План прокладання кабелю

| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |

ДП 2026 141

Арк.

81

Використовуємо комірку КСО-285, трансформатори ТМГ, кабель АПВЭП.

Таблиця 7.2 – Вартість устаткування

| <i>Камера №</i> | <i>К-сть</i> | <i>Ціна</i> | <i>Всього</i> |
|-----------------------|--------------|-------------|---------------|
| 8 | 6 | 58162 | 348972 |
| 9 | 6 | 14482 | 86892 |
| 6 | 4 | 50544 | 202176 |
| 24 | 4 | 11284 | 45136 |
| 13 | 2 | 24570 | 49140 |
| 1 | 2 | 48100 | 96200 |
| Трансформатор | | | |
| (ТМГ) 400/6 - 10/0.4 | 2 | 48620 | 97240 |
| (ТМГ) 250/6 - 10/0.4 | 2 | 38220 | 76440 |
| (ТМГ) 1000/6 - 10/0.4 | 2 | 120900 | 241800 |
| | | Разом | 1 243 996 |
| кабель | | | |
| | | | |
| АПВЭП-10 3x120 | 3974 | 135,2 | 537284,8 |
| | | | |
| | | Разом | 1 781 280,8 |

7.2. Розрахунок перерізу живильного кабелю

Варіант 2

Знайдемо необхідний переріз живильного кабелю.

Довжина кабелю від ГПП до РП становить (прокладено два кабелі по L=1987м).

Дані по струмах на шинах джерел харчування дані в розділі 3.1.5.

Дійсний час відключення лінії $t_{л}=0,7c_{(захисту)} + 0,03c_{(вимикача)} = 0,73c$.

Кількість кабелів $n=2$.

1. Визначаємо розрахунковий струм одного кабелю:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U \cdot n}$$

$$I_p = \frac{1948,46}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 56,24 A$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 82 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

2. Перевіримо переріз по економічній густині струму:

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}}$$

де $J_{\text{ЭК}}$ – нормоване значення економічної густини струму, А/мм² вибирається по таблиці [ПУЕ табл. 1.3.36] і залежить від числа годин використання максимуму навантаження.

За укрупненими показниками витрати електроенергії міст [3] річне число використання масимума навантаження становить 5400 годин. Тоді для кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією з алюмінієвими жилами $J_{\text{ЭК}} = 1,2$.

$$S = \frac{I}{J_{\text{ЭК}}} = \frac{56,24}{1,2} = 46,87 \text{ мм}^2$$

Вибираємо стандартний перерізн кабелю в меншу сторону $S_{\text{ст}} = 35 \text{ мм}^2$.

Для кабеля АПВЭВнг-10 3х35 прокладеного в землі допустимий тривалий струм становить $I_{\text{доп}} = 119 \text{ А}$.

3. Перевірка на нагрів в нормальному режимі роботи кабелю.

Допустима тривала температура жили кабеля АПВЭП-10 складає 90°С.

Для кабеля при t° землі 15°С [тех.характеристики кабеля АПВЭП-10] поправочний коефіцієнт складе $K_1 = 1,04$.

У районі прокладки кабелю пісчано-глинистий ґрунт вологістю 12-14%.

По таблиці [1] знаходимо поправочний коефіцієнт $K_2 = 1$.

Є два працюючі кабелі лежачих у землі на відстані на світлі = 100мм,

По таблиці [1] знаходим поправочний коефіцієнт $K_3 = 0,9$.

Таким чином, фактичний допустимий тривалий струм $I_{\text{фак.доп}}$ для кабеля в нормальному режимі перерізом 35мм², складає:

$$I_{\text{фак.доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,04 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 119 = 111,38 \text{ А}$$

Умова виконується, так як $I_{\text{фак.доп}} \geq I_p \Rightarrow 111,38 \text{ А} \geq 56,24 \text{ А}$

4. Перевірка на нагрів в післяаварійному режимі (при виході з ладу одного кабелю).

Допустима температура кабелю в післяаварійному режимі становить 130°С.

Тривалість роботи кабелю в післяаварійному режимі не повинна бути більше 8 годин на добу і не більше 1000 годин за термін служби. [1]

Коефіцієнт завантаження кабелю в нормальному режимі:

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 83 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

ДП 2026 141

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{фак.доп}}} = \frac{56,24}{111,38} = 0,51$$

Розрахунковий струм у післяаварійному режимі по кабелі складе.

$$I_p^* = I_p \cdot 2 = 56,24 \cdot 2 = 112,48 \text{ А}$$

У післяаварійному режимі кабель можна перевантажувати на 30%.

$$I_{\text{фак.доп}}^* = 1,3 \cdot I_{\text{фак.доп}} = 1,3 \cdot 111,38 = 144,8 \text{ А}$$

Умова виконується, так як $I_{\text{фак.доп}}^* \geq I_p^* \Rightarrow 144,8 \text{ А} \geq 112,48 \text{ А}$

5. Перевірка на термічну стійкість до струмів к.з. у післяаварійному режимі

$$S_{\text{тв}} = \frac{I_{\text{к.з.}} \cdot \sqrt{t_{\text{л}}}}{C}$$

де $C=95$ – постійне значення для кабелів з алюмінієвими жилами 10кВ.
Час відключення лінії $t_{\text{л}} = 0,73 \text{ с}$.

$$S_{\text{тв}} = \frac{12500 \cdot \sqrt{0,73}}{95} = 112,42 \text{ мм}^2$$

Умова $35 \text{ мм}^2 \geq 112,42 \text{ мм}^2$ не виконується, вибираємо кабель 120 мм^2 $I=232 \text{ А}$.

6. Перевірка кабелю по втраті напруги в аварійному режимі.

$$\Delta U \% = \Delta U^* \cdot L \cdot S_p^*$$

$$S_p^* = \frac{S_p}{n} = \frac{1948,46}{1} = 1948,46 \text{ кВА}$$

$L=1,987$ км. n - кількість кабелів.

S_p^* - потужність передана по одній кабельній лінії.

$\Delta U^*=0,3$ таблична питома величина втрати напруги МВт·км для ліній 6-10кВ [13].

$$\Delta U \% = 0,3 \cdot 1,987 \cdot 1,94846 = 1,16\%$$

Умова по втраті напруги виконується.

Варіант 1

Так як застосовувані на ГПП вакуумні вимикачі одного типу з повним часом відключення $0,73 \text{ с}$, тоді при перевірці на термічну стійкість одержимо ті ж $S_{\text{тв}} = 112,42 \text{ мм}^2$. При перевірці на нагрів в післяаварійному режимі струм буде

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | 84 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

однозначно менший ніж у варіанті 2, тому що використовуються дві живильні лінії одна на ТП1 інша на ТП2. Отже переріз кабелю такий ж як у варіанті 2.

7.3. Розрахунок капіталовкладень

7.3.1. Капіталовкладення в КЛ

Кабель прокладається в траншеї з урахуванням переходів через дорожні покриття.

Категорія ґрунту - II (Легкий суглинок, гравій, пісок із щебенями, супесь зі будмусором)

Варіант 1

Довжина кабелю від ГПП до ТП2 2x1768м.

від ГПП до ТП1 2x1807м.

від ТП1 до ТП3 2x165м.

Всього 7480м.

Довжина КЛ лінії із чотирьох кабелів становить $l_4 = 1739$ м.

Довжина КЛ ліній із двох кабелів становить $l_2 = 262$ м.

Для розрахунку використовуємо укрупнені вартісні показники [6]

$$K_{К.Л(Вар.1)} = (k_{П.К.} \cdot l) + (k_{С.Ч.2} \cdot l_2) + (k_{С.Ч.4} \cdot l_4)$$

де: $k_{П.К.}$ - укрупнені вартісні показники прокладки кабелів з урахуванням матеріалів;

$k_{С.Ч.2}$ - укрупнені вартісні показники будівельної частини при прокладці двох кабелів;

$k_{С.Ч.4}$ - укрупнені вартісні показники будівельної частини при прокладці чотирьох кабелів.

$$K_{К.Л(Вар.1)} = (k_{П.К.} \cdot l) + (k_{С.Ч.2} \cdot l_2) + (k_{С.Ч.4} \cdot l_4) = 267 \cdot 7.48 + 85 \cdot 0.262 + 131 \cdot 1.739 = 2247,239 \text{ тис.грн}$$

Варіант 2

Довжина кабелю від ГПП до РП 2x1768м.

від РП до ТП1 2x54м.

від ТП1 до ТП3 2x165м.

Всього 3974м.

Довжина КЛ ліній із двох кабелів становить $l_2 = 1987$ м.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | 85 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$K_{К.Л(Var.2)} = (k_{П.К.} \cdot l) + (k_{С.Ч.2} \cdot l_2) = 267 \cdot 3.974 + 85 \cdot 1.987 = 1229,953 \text{ тис. грн}$$

7.3.2. Капіталовкладення в підстанції

Варіант 1

$$K_{П/С(Var.1)} = k_{О.} + k_{С.Ч.}$$

де: $k_{О.}$ - вартість установлюваного устаткування на трьох підстанціях.

$k_{С.Ч.}$ - укрупнені вартісні показники будівельної частини будинку закритих розподільних пристроїв 6- 10 кВ без врахування вартості електроустаткування. [6]

$$K_{П/С(Var.1)} = k_{О.} + k_{С.Ч.} = 1098,656 + 3 \cdot 3112 = 10434,6 \text{ тис. грн}$$

Варіант 2

$$K_{П/С(Var.2)} = k_{О.} + k_{С.Ч.} = 1243,996 + 3 \cdot 3112 = 10580 \text{ тис. грн}$$

7.3.3. Сумарні капіталовкладення по варіантах

Варіант 1

$$K_{СУМ(Var.1)} = K_{К.Л(Var.1)} + K_{П/С(Var.1)} = 2247,239 + 10434,6 = 12681,839 \text{ тис. грн}$$

Варіант 2

$$K_{СУМ(Var.2)} = K_{К.Л(Var.2)} + K_{П/С(Var.2)} = 1229,953 + 10580 = 11809,953 \text{ тис. грн}$$

7.4. Розрахунок щорічних витрат

7.4.1. Щорічні витрати по КЛ

Витрати на обслуговування і амортизаційні відрахування на капітальний ремонт.

Варіант 1

$$B_{К.Л(Var.1)}^{обс} = \frac{(\alpha_{ам}^{к.р.} + \alpha_{об})}{100} \cdot K_{К.Л(Var.1)}$$

де: $\alpha_{ам}^{к.р.}$ - амортизаційні відрахування на капітальний ремонт в % від капітальних витрат = 0,3

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 86 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | | |

$\alpha_{об}$ - витрати на обслуговування в % капітальних витрат = 2 [6]

$$V_{К.Л(Вар1)}^{обс} = \frac{0,3 + 2}{100} \cdot 2247,239 = 51,686 \text{ тис. грн / рік}$$

Варіант 2

$$V_{К.Л(Вар2)}^{обс} = \frac{0,3 + 2}{100} \cdot 1229,953 = 28,29 \text{ тис. грн / рік}$$

Амортизаційні відрахування на реновацію

Варіант 1

$$V_{К.Л(Вар1)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{К.Л(Вар1)}$$

де: $\alpha_{ам}^{рен}$ - амортизаційні відрахування на реновацію в % капітальних витрат = 5.

$$V_{К.Л(Вар1)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{К.Л(Вар1)} = \frac{5}{100} \cdot 2247,239 = 112,36 \text{ тис. грн / рік}$$

Варіант 2

$$V_{К.Л(Вар2)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{К.Л(Вар2)} = \frac{5}{100} \cdot 1229,953 = 61,5 \text{ тис. грн / рік}$$

7.4.2. Щорічні витрати по підстанції

Витрати на обслуговування і амортизаційні відрахування на капітальний ремонт.

Варіант 1

$$V_{П/С(Вар1)}^{обс} = \frac{(\alpha_{ам}^{к.р.} + \alpha_{об})}{100} \cdot K_{П/С(Вар1)}$$

де: $\alpha_{ам}^{к.р.}$ - амортизаційні відрахування на капітальний ремонт в % від капітальних витрат = 2,5

$\alpha_{об}$ - витрати на обслуговування в % капітальних витрат = 3 [6]

$$V_{П/С(Вар1)}^{обс} = \frac{(\alpha_{ам}^{к.р.} + \alpha_{об})}{100} \cdot K_{П/С(Вар1)} = \frac{2,5 + 3}{100} \cdot 10434,6 = 573,9 \text{ тис. грн / рік}$$

Варіант 2

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 87 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

$$B_{П/С(Вар2)}^{обс} = \frac{(\alpha_{ам}^{к.р.} + \alpha_{об})}{100} \cdot K_{П/С(Вар2)} = \frac{2,5 + 3}{100} \cdot 10580 = 581,9 \text{ тис. грн / рік}$$

Амортизаційні відрахування на реновацію

Варіант 1

$$B_{П/С(Вар1)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{П/С(Вар1)}$$

де: $\alpha_{ам}^{рен}$ - амортизаційні відрахування на реновацію в % капітальних витрат = 3,3.

$$B_{П/С(Вар1)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{П/С(Вар1)} = \frac{3,3}{100} \cdot 10434,6 = 344,34 \text{ тис. грн / рік}$$

Варіант 2

$$B_{П/С(Вар2)}^{рен} = \frac{\alpha_{ам}^{рен}}{100} \cdot K_{П/С(Вар2)} = \frac{3,3}{100} \cdot 10580 = 349,14 \text{ тис. грн / рік}$$

7.4.3. Сумарні витрати на обслуговування і амортизаційні відрахування на капітальний ремонт

Варіант 1

$$B_{сум(Вар1)}^{обс} = B_{К.Л(Вар1)}^{обс} + B_{П/С(Вар1)}^{обс} = 51,686 + 573,9 = 625,59 \text{ тис. грн}$$

Варіант 2

$$B_{сум(Вар2)}^{обс} = B_{К.Л(Вар2)}^{обс} + B_{П/С(Вар2)}^{обс} = 28,29 + 581,9 = 610,19 \text{ тис. грн}$$

7.4.4. Сумарні амортизаційні відрахування на реновацію

Варіант 1

$$B_{сум(Вар1)}^{рен} = B_{К.Л(Вар1)}^{рен} + B_{П/С(Вар1)}^{рен} = 112,36 + 344,34 = 456,7 \text{ тис. грн}$$

Варіант 2

$$B_{сум(Вар2)}^{рен} = B_{К.Л(Вар2)}^{рен} + B_{П/С(Вар2)}^{рен} = 61,5 + 349,14 = 410,64 \text{ тис. грн}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 88 |

7.5. Щорічні витрати на компенсацію річних втрат електроенергії

7.5.1. Втрати в лініях електропередачі

Втрати електричної енергії в лінії розраховуємо за часом найбільших втрат:

$$\Delta W_{Л} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{Л} \cdot \tau_{\max}$$

S – максимальна потужність, що передається по електричній мережі,

U – напруга електромережі

$R_{Л}$ – активний опір лінії.

Для типових графіків навантаження τ час найбільших втрат визначається по наступній формулі:

$$\tau_{\max} = (0.124 + T \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760$$

T – час використання максимального навантаження.

Варіант 1

$T = 5400 \text{ год.}$

Лінія 1 від ГПП до ТП2 $l = 2 \times 1768 \text{ м. } S = 265.06 \text{ кВА}$

Лінія 2 від ГПП до ТП1 $l = 2 \times 1807 \text{ м. } S = 1637.39 \text{ кВА}$

Лінія 3 від ТП1 до ТП3 $l = 2 \times 165 \text{ м. } S = 366.16 \text{ кВА}$

Активний опір кабеля $r_0 = 0.253 \text{ Ом/км.}$

$$R_{Л(1)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0.253 \cdot \frac{1.768}{2} = 0.223 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(2)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0.253 \cdot \frac{1.807}{2} = 0.228 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(3)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0.253 \cdot \frac{0.165}{2} = 0.021 \text{ Ом}$$

$$\tau_{\max} = (0.124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862,24 \text{ год}$$

$$\Delta W_{Л(1)} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{Л} \cdot \tau = \frac{265,06^2}{10^2} \cdot 0,223 \cdot 3862,24 \approx 605,11 \text{ кВт*год}$$

$$\Delta W_{Л(2)} = \frac{1637,39^2}{10^2} \cdot 0,228 \cdot 3862,24 \approx 23609 \text{ кВт*год}$$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|-------------|------|
| | | | | | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | | | | | 89 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

$$\Delta W_{Л(3)} = \frac{366,16^2}{10^2} \cdot 0,021 \cdot 3862,24 \approx 108,7 \text{ кВт*год}$$

Загальні втрати електроенергії в лініях:

$$\Delta W_{Л(суп1)} = \Delta W_{Л(1)} + \Delta W_{Л(2)} + \Delta W_{Л(3)} = 605,11 + 23609 + 108,7 = 24322,8 \text{ кВт*год}$$

Варіант 2

$T=5400$ год.

Лінія 1 від ГПП до РП $l=2 \times 1768$ м. $S=1902,45$ кВА

Лінія 2 від РП до ТП1 $l=2 \times 54$ м. $S=1637,39$ кВА

Лінія 3 від ТП1 до ТП3 $l=2 \times 165$ м. $S=366,16$ кВА

$$R_{Л(1)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{1,768}{2} = 0,223 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(2)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{0,054}{2} = 0,0068 \text{ Ом}$$

$$R_{Л(3)} = r_0 \cdot \frac{l}{2} = 0,253 \cdot \frac{0,165}{2} = 0,021 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{Л(1)} = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{Л} \cdot \tau = \frac{1902,45^2}{10^2} \cdot 0,223 \cdot 3862,24 = 31172427,5 \text{ Вт*ч} \approx 31172,4 \text{ кВт*год}$$

$$\Delta W_{Л(2)} = \frac{1637,39^2}{10^2} \cdot 0,0068 \cdot 3862,24 = 704129 \text{ Вт*ч} \approx 704,1 \text{ кВт*год}$$

$$\Delta W_{Л(3)} = \frac{366,16^2}{10^2} \cdot 0,021 \cdot 3862,24 = 108742,8 \text{ Вт*ч} \approx 108,7 \text{ кВт*год}$$

Загальні втрати електроенергії в лініях:

$$\Delta W_{Л(суп2)} = \Delta W_{Л(1)} + \Delta W_{Л(2)} + \Delta W_{Л(3)} = 31172,4 + 704,1 + 108,7 = 31985,2 \text{ кВт*год}$$

7.5.2. Втрати в електроенергії в трансформаторах

$$\Delta W_{тр} = n \Delta P_{xx} T_{год} + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{max}}{S_H} \right)^2 \tau_{max} \quad T_{год} = 8760 \text{ год.}$$

де: ΔP_{xx} - втрати холостого ходу кВт.

$\Delta P_{кз}$ - втрати короткого замикання кВт.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 90 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

ДП 2026 141

S_{\max} - максимальне електричне навантаження МВА.

S_n - номінальна потужність трансформатора МВА.

n – кількість трансформаторів.

Таблиця 7.3 – Технічні дані трансформаторів

| Трансформатор | Втрати Вт. XX | Втрати Вт. КЗ | Струм XX% | Напруга КЗ% |
|---------------|---------------|---------------|-----------|-------------|
| ТМГ 250кВА | 550 | 3100 | 2,3 | 4,5 |
| ТМГ 400 кВА | 800 | 5500 | 2,1 | 4,5 |
| ТМГ 1000 кВА | 1550 | 10200 | 2 | 5,5 |

ТП1- два тр-ри ТМГ $S_n=1000$ кВА $S_{\max}=1271,23$ кВА

ТП2- два тр-ри ТМГ $S_n=250$ кВА $S_{\max}=265,06$ кВА

ТП3- два тр-ри ТМГ $S_n=400$ кВА $S_{\max}=366,16$ кВА

Варіант 1 і Варіант 2

Втрати по варіантах рівні і становлять:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = n \Delta P_{\text{xx}} T_{\text{год}} + \frac{1}{n} \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \tau_{\max} =$$

$$= 2 \cdot 1,55 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 10,2 \cdot \left(\frac{1,271}{1} \right)^2 \cdot 3862,24 = 58976 \text{ кВт*год/рік}$$

$$\Delta W_{\text{тр.ТП2}} = 2 \cdot 0,55 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 3,1 \cdot \left(\frac{0,265}{0,25} \right)^2 \cdot 3862,24 = 16362,4 \text{ кВт*год/рік}$$

$$\Delta W_{\text{тр.ТП3}} = 2 \cdot 0,8 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 5,5 \cdot \left(\frac{0,366}{0,4} \right)^2 \cdot 3862,24 = 22908,3 \text{ кВт*год/рік}$$

Загальні втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\Delta W_{\text{ТР(сф1)}} = \Delta W_{\text{ТР(сф2)}} = \Delta W_{\text{ТР(ТП1)}} + \Delta W_{\text{ТР(ТП2)}} + \Delta W_{\text{ТР(ТП3)}} =$$

$$= 58976 + 16362,4 + 22908,3 = 98246,7 \text{ кВт*год/рік}$$

7.5.3. Втрати електроенергії по варіантах

Варіант 1

$$\Delta W_{\text{сум(сф1)}} = \Delta W_{\text{Л(сф1)}} + \Delta W_{\text{ТР(сф1)}} = 24322,8 + 98246,7 = 122569,5 \text{ кВт*год/рік}$$

Варіант 2

$$\Delta W_{\text{сум(сф2)}} = \Delta W_{\text{Л(сф2)}} + \Delta W_{\text{ТР(сф2)}} = 31985,2 + 98246,7 = 130232 \text{ кВт*год/рік}$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 91 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

7.5.4. Сумарні витрати на компенсацію втрат

$C_{ел} = 7 \text{ грн/кВт}\cdot\text{год}$ – середній тариф за електроенергію.

Варіант 1

$$B_{втр(Var1)} = C_{ел} \cdot \Delta W_{сум(Var1)} = 7 \cdot 122569,5 = 95604,21 \text{ грн / рік} = 95,605 \text{ тис. грн / рік}$$

Варіант 2

$$B_{втр(Var2)} = C_{ел} \cdot \Delta W_{сум(Var2)} = 7 \cdot 130232 = 101580,96 \text{ грн / рік} = 101,581 \text{ тис. грн / рік}$$

Таблиця 7.4 – Основні техніко-економічні показники порівнюваних варіантів

| Показники | Варіант I | Варіант II |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|------------|
| Капіталовкладення, тис. грн. | 12681,839 | 11809,953 |
| Витрати по обслуговуванню устаткування і амортизаційні відрахування на капітальний ремонт, тис. грн./рік | 625,59 | 610,19 |
| Амортизаційні витрати на реновацію, тис. грн./рік | 456,7 | 410,64 |
| Вартість річних втрат електроенергії, тис. грн./рік | 95,605 | 101,581 |

Таблиця 7.5 – Оцінка економічної ефективності варіанту зовнішнього електропостачання підприємства

| Показники | Значення |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|
| 1 | 2 |
| Кількість зекономленої електроенергії $\Delta W = W_{сумII} - W_{сумI}$, кВт·год | 7635,5 |
| Вартість зекономленої електроенергії, $\Delta B_{втр} = B_{втрII} - B_{втрI}$, тис. грн./рік | 5,976 |
| Різниця у витратах на обслуговування і амортизаційних відрахувань на капітальний ремонт $\Delta B^{обс} = B_{сумI}^{обс} - B_{сумII}^{обс}$, тис. грн./рік | 15,4 |
| Балансовий прибуток $\Pi_{\sigma} = \Delta B_{втр} - \Delta B^{обс}$, тис. грн./рік | -9,424 |

Висновок: Розглянуті варіанти в цьому випадку відрізняються довжиною використовуваного кабелю, втратами електроенергії і кількістю використовуваних комірок КСО. Переріз кабелю, кількість і потужність трансформаторів однакова. Хоча втрати електроенергії в більш дорогому варіанті I менші (що в деяких випадках може мати перевагу в період експлуатації). Але в даному розрахунку балансовий прибуток виходить негативний, тому вибирається більше дешевий варіант II. Тому, що за термін служби електроустаткування, варіант I не компенсує за рахунок менших втрат електроенергії вартість варіанта II.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 92 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | |

8. ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

8.1. Управління енергогосподарством об'єкта

Склад і характер виробничих процесів в енергогосподарстві проектного підприємства визначаються його виробничою структурою.

Виробнича структура відбиває організаційні і технологічні особливості енергогосподарства як об'єкта керування.

В організаційному відношенні виробнича структура енергогосподарства являє собою взаємне розташування цехів і ділянок у структурі підприємства, а в технологічному вона характеризується складом і порядком розташування конкретного устаткування і мереж, що забезпечують процес передачі і споживання енергії, ремонтні і монтажні роботи, а також поточне обслуговування.

У виробничу структуру енергогосподарства підприємства входить, велика кількість різноманітного устаткування і складних енергоустановок потребуючого єдиного керівництва енергогосподарством. На підприємстві його здійснює головний енергетик. Головний енергетик безпосередньо керує відділом головного енергетика (ВГЕ), що складається з функціональних груп, лабораторій, енергодільниць; здійснює технічне і методичне керівництво різними енергетичними службами, здійснює нагляд за експлуатацією енергоустаткування, енергоустановок і використанням енергоресурсів на підприємстві.

Відділ головного енергетика тісно взаємодіє з іншими службами і відділами підприємства. Ці служби погоджують із ВГЕ питання і документи, що ставляться до компетенції головного енергетика, до діяльності підлеглих йому підрозділів:

- виробництво всіх видів грабарств на території підприємства;
- придбання, переустановка й заміна енергоустаткування;
- проекти будівництва нових об'єктів і реконструкції існуючих;
- графіки ремонтів технологічного устаткування й ін.

8.2. Експлуатаційна технічна документація

Основою експлуатаційною документацією є галузеві нормативні документи:

- Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів;
- Правила улаштування електроустановок;
- Норми випробувань електроустаткування;
- Міжгалузеві правила по охороні праці при експлуатації електроустановок;
- ДСТУ, заводські інструкції для експлуатації і інші документи.

Крім галузевих нормативних документів на кожному підприємстві повинна

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ЕКСПЛУАТАЦІЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | | | 93 | |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | | |
| Реценз. | | | | | | | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |
| | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |

бути своя технічна документація, що відбиває структуру і специфіку цього підприємства і сприятливої ефективної експлуатації електроустаткування. Необхідний обсяг технічної документації встановлюється «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» залежно від структури і потужності підприємства, кількості і складу електроустаткування ділиться на три групи:

- технічна документація по об'єкті;
- технічна документація по структурному підрозділі (відділу, цеху, ділянці);
- технічна документація по робочому місцю.

У першу групу входить наступна основна технічна документація:

- генеральний план підприємства з нанесеними будинками, спорудженнями й підземними комунікаціями;
- акти налагодження, випробувань і приймання електроустановок в експлуатацію;
- виконавчі робочі схеми електричних з'єднань;
- технічні паспорти основного електроустаткування;
- виробничі інструкції для експлуатації електроустановок;
- посадові інструкції по робочих місцях, включаючи інструкції з охорони праці і інші.

Основна технічна документація в структурному підрозділі містить у собі:

- журнали обліку електроустаткування із вказівкою його технічних даних і інвентарних номерів;
- виконавчі креслення повітряних і кабельних ліній і заземлюючих пристроїв;
- схеми електропостачання по об'єкті в цілому і по структурних підрозділах;
- виробничі інструкції для експлуатації електроустановок підрозділу, посадові інструкції, інструкції з охорони праці;
- списки працівників, що мають право віддавати розпорядження, видавати вбрання- допуски, допускати до роботи, виконувати оперативні перемикання.

Безпосередньо на робочих місцях (підстанціях, розподільних пристроях) повинна бути наступна документація:

- оперативна однолінійна схема електричних з'єднань, на якій відзначається фактичне положення комутаційних апаратів;
- журнал обліку електроустаткування;
- кабельний журнал;
- оперативний журнал;
- журнал обліку робіт з убрань і розпоряджень;
- листки огляду устаткування;
- журнал несправностей і дефектів електроустаткування;
- відомості показань контрольно-вимірювальних приладів;
- відомості профілактичних випробувань, вимірів і контролю стану устаткування;
- місячні, річні й багаторічні плани-звіти робіт з обслуговування і ремонту устаткування;

Всі зміни в електроустановках, виконані в процесі їхньої експлуатації, повинні вчасно відбиватися на схемах і кресленнях.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 94 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

Оперативна технічна документація повинна періодично перевірятися вищестоящим оперативним або адміністративно-технічним персоналом.

8.3. Технічне обслуговування

Технічне обслуговування - це комплекс робіт із щоденної підтримки справного стану системи електропостачання і заданих параметрів режимів її роботи. Неправильна експлуатація електричних мереж, систем електроустаткування і приладів несе в собі небезпеку, як майновим об'єктам, так і життю людини. У зв'язку із цим особливу увагу приділяється експлуатації засобів енергозабезпечення.

Технічне обслуговування містить у собі наступний комплекс робіт:

- Обслуговування систем електропостачання відповідно до вимог нормативних правил експлуатації;

- Забезпечення цілодобового нагляду за функціонуванням електроустаткування об'єкта з метою своєчасного виявлення порушень у його роботі й запобігання аварійних ситуацій;

- Ліквідація аварійних ситуацій і відновлення нормального режиму електропотреблення;

- Ремонт ізоляції, прокладка кабелю;

- Протирання лампочок, заміна перегорілих;

- Усунення дрібних несправностей електропроводки;

- Заміна штепсельних розеток і вимикачів;

- Ремонт магнітних пускачів, пускових кнопок, автоматичних вимикачів, рубильників, реостатів, контакторів, іншої аналогічної пускової й комутаційної апаратури;

- Зняття й установка електросчетчиків, інших приладів і засобів вимірів;

- Заміна запобіжників, ремонт освітлювальної електропроводки і арматури;

- Установка і підключення до мережі додаткових розеток і т.д.

Надійне функціонування системи електропостачання забезпечується не тільки за рахунок технічного обслуговування, але й планово-попереджувальних робіт.

Планово-попереджувальні роботи:

- Очищення від пилу і бруду встановленого устаткування;

- Візуальна перевірка стану робочого і захисного заземлення;

- Перевірка опору ізоляції обмоток;

- Перевірка надійності контактних і кріпильних з'єднань;

- Перевірка станів щитових електровимірювальних приладів і сигнальної арматур;

- Перевірка станів робочих контактів;

- Чищення і регулювання контактів автоматичних вимикачів;

- Перевірка відповідності номіналів установлених автоматичних вимикачів навантаженням кіл, що захищаються;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 95 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

- Перевірка відсутності іскріння і потріскування, місцевого нагрівання в з'єднаннях шин і жил кабелю, слідів кіптяви або плавлення металу;
- Візуальний контроль стану заземлюючих пристроїв;
- Перевірка стану кінцевих муфт кабелів;
- Перевірка опору ізоляції струмоведучої частин;
- Перевірка наявності і стану огорожень, плакатів, попереджувальних написів і маркування на панелях і комунікаційних апаратах;
- Перевірка справності замків і дверних ущільнень.

8.4. Експлуатація внутрішніх електромереж

При експлуатації внутрішніх електромереж велике значення має стан електроізоляційних матеріалів, застосовуваних у проводах. При забрудненні знижуються електроізоляційні властивості ізоляції. Перегрів ізоляції одночасно зі зниженням електроізоляційних властивостей робить її тендітною і механічно менш міцною. У результаті виникають електричні пробої, що приводять до передчасного виходу з ладу електропроводок.

Одним з важливих елементів внутрішніх електромереж, що спричиняють надійну їхню експлуатацію, є електричні контакти, які при експлуатації поступово окисляються і послаблюються. У результаті цього збільшується перехідний опір контактів, що викликає їхній недопустимий перегрів і зниження якості контакту. Щоб забезпечити безперебійну роботу внутрішніх мереж і нормальний строк їхньої служби, у процесі експлуатації роблять необхідну перевірку, потім, при необхідності, своєчасний ремонт.

Частота оглядів внутрішніх мереж залежить в основному від умов експлуатації і стану навколишнього середовища. Строки і зміст оглядів електромереж затверджує головний енергетик підприємства відповідно до діючих правил технічної експлуатації (ПТЕ) з урахуванням специфічних особливостей кожного підприємства.

У приміщеннях з нормальним середовищем огляд внутрішніх мереж звичайно роблять 1 раз в 6 місяців, а в приміщеннях з несприятливим середовищем - 1 раз в 3 місяці.

Огляд внутрішніх електромереж проводить персонал відповідної кваліфікації з обов'язковим дотриманням мір безпеки. Про всі виявлені при огляді електромереж несправностей доводять до відома безпосереднього начальника і одночасно роблять відповідний запис в експлуатаційному журналі.

При огляді внутрішніх електромереж перевіряють загальний стан зовнішньої частини електричної ізоляції і відсутність у ній видимих ушкоджень: міцність закріплення електропроводки і конструкцій, що підтримують кабелі і інші елементи електромережі, відсутність натягу проводки в місцях відгалужень.

При огляді автоматичних вимикачів і запобіжників перевіряють їхню справність і відповідність навантаженню і перетину проводів. У місцях можливої поразки електричним струмом перевіряють наявність попереджувальних плакатів, написів і загороджень, а також стан кабельних муфт, відсутність у них

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--------------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 96 |

течі, наявність бірок, щільність контактів у місцях приєднання жив кабелів. При огляді електромереж необхідно також перевіряти стан заземлюючих пристроїв і надійність контактних з'єднань у них.

Під час огляду внутрішніх електромереж черговому електрикові (електрикові) дозволяється робити включення автоматів, заміну трубчастих і пробкових запобіжників без зняття напруги. Заміну плавких вставок відкритого типу і дрібний ремонт освітлювальної електропроводки можна робити лише при відключеній нарузі.

Крім зазначених оглядів необхідно здійснювати контроль за станом внутрішніх електромереж за допомогою періодичних вимірів величин опору їхньої електричної ізоляції, навантажень і електричної напруги мережі в різних точках. Періодичність, а також вибір точок для зазначених вимірів залежать від місцевих умов і приводяться в інструкціях підприємств. Звичайно величину опору ізоляції електромереж перевіряють у сирих і курних приміщеннях 2 рази, а в приміщеннях з нормальним середовищем - 1 раз у рік.

Приймаючи внутрішні електромережі після капітального ремонту, їхню ізоляцію випробовують напругою 1кВ промислової частоти протягом 1 хв. Якщо опір ізоляції становить не менш 0,5 МОм, то випробування проводять за допомогою мегометра на 2,5 кВ. При величині опору ізоляції менш 0,5 МОм випробування підвищеною напругою промислової частоти є обов'язковим.

Під час експлуатації внутрішніх електромереж контролюють електричні навантаження. Перевантаження електричних мереж протягом тривалого часу приводить до погіршення з ізоляції і скороченню тривалості роботи. Якщо зроблені перевірки покажуть, що перевантаження електричних мереж є систематичними, то необхідно вжити заходів до розвантаження мереж або їхньої реконструкції. При посиленні електромережі варто контролювати, щоб струми в нових проводах і кабелях не перевищували показників, установлених ПУЕ.

Важливе значення для правильної експлуатації електроустаткування має напруга, яка підводиться до електроприймачів, що не залишається постійною протягом доби. У години максимального споживання електроенергії напруга в електромережах знижується, а при спаді споживання - підвищується.

Для внутрішніх електромереж вважаються допустимими коливання напруги: для електродвигунів у межах +5% від номінальної напруги для найбільш вилучених ламп робочого освітлення в промислових підприємствах - від -2,5 до +5%. Якщо перевірками встановлено, що коливання напруги перевищують зазначені значення, то необхідно вжити заходів для підтримки її в межах норми.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 97 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

8.5. Експлуатація трансформаторних підстанцій

Трансформаторні підстанції є електроустановками, призначеними для зниження або підвищення напруги в мережах змінного струму й подальшого його розподілу. Устаткування трансформаторних підстанцій містить у собі:

- силові трансформатори;
- пристрою захисту, фіксування відхилень, сигналізації і автоматичного керування;
- розподільні пристрої;
- допоміжні спорудження, що полегшують експлуатацію.

Обсяг експлуатаційних робіт і строки їхнього виконання встановлені правилами технічної експлуатації. Для їхнього виконання рекомендується скласти перелік - номенклатуру основних експлуатаційних робіт відповідно до ПТЕ, а також з урахуванням місцевих умов із вказівкою періодичності, необхідної кваліфікації персоналу і норм витрат праці для виконання конкретних робіт. На підставі номенклатури експлуатаційних робіт складаються річний і місячний плани, частиною яких є роботи з експлуатації підстанцій. У розвиток цих планів на ділянках складаються щомісячні плани-графіки експлуатаційних робіт.

Експлуатація підстанцій включає:

- приймання, налагодження й уведення в експлуатацію нових споруджень;
- огляди й ремонти встаткування й будівельної частини підстанцій находящихся в експлуатації;
- перевірку (опробывание) у міжремонтний період електроустаткування;
- забезпечення відповідності режимів роботи встаткування його технічним характеристикам;
- виробництво випробувань устаткування;
- виробництво оперативних перемикачів;
- ведення технічної документації;
- підготовку й навчання персоналу.

Для змісту будинків розподільних пунктів і трансформаторних підстанцій у справному стані необхідно систематичне спостереження за ними і своєчасне усунення виявлених несправностей.

Періодичні огляди підстанцій є важливим елементом експлуатації. Огляди дозволяють виявити багато несправностей устаткування, наприклад надмірне нагрівання контактів, течія масла, знижений рівень масла в маслонаполненній апаратурі ушкодження ізоляторів підвищене гудіння або потріскування усередині трансформатора (що є ознаками його ушкодження) і т.

Своєчасне виявлення несправностей дає можливість вжити заходів до їхнього усунення і тим самим запобігти аваріям.

Огляд підстанцій без відключення повинен вироблятися в наступний термін: на об'єктах з постійним чергуванням персоналу не рідше 1 рази в 3 доби й крім того в темряві для виявлення наявності розрядів і коронування не рідше 1 разу на місяць:

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 98 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

Підстанції живильні особливо відповідальних споживачів, а також перебувають у несприятливих умовах (підвищена запыляемость, недостатня вентиляція) оглядаються із прискороною періодичністю. У ряді випадків виробляється позачерговий огляд (при несприятливих умовах погоди перевантаженню й т.п.). Огляд РП і ТП виробляється адміністративно-технічним персоналом одноосібно за графіком у якому вказувався хто робить огляд і в які строки.

Список осіб имеющих право одноособового огляду, затверджується головним інженером електросетевого підприємства. Кожне відвідування записується в реєстраційну карту перебуває в РП і ТП. Вказується дата відвідування прізвище і ціль відвідування.

При огляді перевіряють:

- стан підходів і під'їздів до РП і ТП;
- справність будівельної частини будинку відсутність тріщин стін і стан покрівлі;
- відсутність слідів протікання усередині приміщень;
- стан дверей і замків, наявність на дверях диспетчерського номера і попереджувального плаката;
- відсутність отворів, через які можуть проникнути в приміщення птахи і тварини;
- стан вентиляції;
- чистоту поверхні ізоляторів, відсутність видимих дефектів і тріщин;
- стан контактних з'єднань по їхньому зовнішньому вигляді;
- відсутність протікання масла з маслонаповненої апаратури;
- наявність масла відповідно до оцінок покажчика рівня, температуру масла в трансформаторах;
- температуру приміщення і характер гудіння трансформаторів, відсутність розрядів і потріскування;
- справність запобіжників;
- справність сигналізації положення устаткування положення блинкеров релейного захисту і автоматики, положення рубильників автоматики, показання вимірювальних приладів;
- стан фарбування шин і устаткування справність освітлювальної проводки і ламп освітлення;
- стан видимого контуру заземлення, наявність і справність захисних засобів;
- відповідність написів на комірках дійсному стану схеми мережі;
- наявність комплекту плакатів по техніці безпеки і реєстраційної карти відвідувань.

Всі виявлені під час огляду недоліки записуються для складання відомості обсягу робіт при ремонті ПС. Якщо під час огляду будуть виявлені несправності, які повинні бути терміново усунуті, то про це повідомляється вищестоящому оперативному персоналу для вживання заходів по відключенню відповідного устаткування. У виняткових випадках загрозові життю людей або виникненням аварії дозволяється діяти самостійно без повідомлення вищестоящого оперативного

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 99 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

персоналу, але з наступним повідомленням його при обов'язковому дотриманні правил техніки безпеки.

Нагрівання апарата не повинене порушувати нормальну роботу, наприклад не повинне відбуватися зміна зусиль пружин заїдання або недопустиме тертя рухливих частин, руйнування ізоляції. У процесі експлуатації рекомендується контролювати, де це можливо, не тільки абсолютну температуру струмоведучих частин, але й перевищення цієї температури над температурою навколишнього повітря. Якщо абсолютна температура не перевищує найбільшу допустиму температуру нагрівання, а її перевищення над температурою навколишнього повітря виводить за межі норми, то це свідчить про неправильний тепловий режим устаткування, що може бути результатом поганого контакту, несправності системи охолодження і т.д. Варто з'ясувати причину порушення теплового режиму.

Для вимірювання температури масла в трансформаторах застосовують ртутний термометр зі шкалою до 150 °С установлюваний у спеціальну гільзу в кришці трансформатора. У гільзу заливається трансформаторне масло.

Контроль якості контактів у процесі експлуатації здійснюють за допомогою стаціонарних або переносних термоіндикаторів. Як стаціонарний індикатор застосовується спеціальна плівка наклеюва поблизу контактів. У холодному стані термоплівка має яскраво-червоний колір при нагріванні до 60- 70 °С, колір стає темно-червоним при подальшому підвищенні температури – вишневим, а при температурі 90- 110°С плівка здобуває чорний колір. При зниженні температури колір плівки відновлюється. Такі плівки є термоіндикатором багаторазової дії.

У якості переносного термоіндикатора можливе застосування лазерного термометра.

Так само в процесі експлуатації необхідно вимірювати струми навантаження і напруги на окремих елементах мережі (силових трансформаторах, кабелях, вводах).

8.6. Експлуатація заземлюючих пристроїв

У процесі експлуатації заземлюючі пристрої періодично оглядають, перевіряють, визначають значення їхнього опору і роблять висновок про справність цих пристроїв. На ділянках заземлюючих пристроїв, підданих інтенсивній корозії, ці виміри роблять більш часто.

Елемент заземлюючих пристроїв бракується, якщо корозією уражено більше 50% його перерізу.

Після перебудови або капітального ремонту заземлюючих пристроїв їхній опір вимірюють позапланово. Після кожного ремонту устаткування перевіряють цілість кола між заземлювачами і заземленим устаткуванням. Надійність з'єднань природних заземлювачів контролюють після кожного їхнього ремонту. Результати оглядів заземлюючих пристроїв з вибіркоvim розкриттям ґрунту оформляються відповідними актами.

Для визначення технічного стану заземлюючих пристроїв проводяться наступні профілактичні виміри:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 100 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

8.7. Вимірювання опору заземлюючих пристроїв електроустановок

Перед проведенням вимірювання опору ЗП необхідно вивчити проектну документацію і акти на виконання схованих робіт.

В обсяг вимірювання опору ЗП після монтажу, переустаткування і капітального ремонту повинна входити також і перевірка цілості заземлюючих провідників, прокладених сховано, які перебували в зоні робіт або самі були об'єктом проведення цих робіт, тому що в процесі виконання перебудови, капітального ремонту і монтажу може бути порушена цілість ЗП та з'єднань його елементів, можуть виявитися від'єднаними (приєднаними) природні заземлювачі або приєднані додаткові елементи заземлювачів.

Періодичні вимірювання опору ЗП необхідно проводити в електроустановках вище 1 кВ відповідно до вимог [2].

При неможливості проведення вимірювання опору ЗП необхідно виконати його розрахунок і вказати про це в документації до ЗП.

Для проведення розрахунку опору ЗУ необхідно знати:

- реальне розташування штучних і природних заземлювачів ЗП;
- характеристики ґрунту, у якому розташований об'єкт, визначити по методу вертикального електричного зондування.

Опір ЗП вимірюється при приєднаних природних заземлювачах. Для правильної оцінки якості виконання (стану) заземлювачів вимірювання потрібно виконувати в період найменшої провідності землі - узимку або влітку. Інакше обмірюване значення опір ЗП потрібно буде коректувати на сезонний підвищувальний коефіцієнт, що вказується в проектній документації.

Обмірюване значення опору ЗП (заземлювача) не повинне перевищувати нормованого значення у будь-який час року і повинна відповідати вимогам.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 102 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

9. ОБЛІК ТА ВИМІРЮВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

9.1. Обґрунтування систем комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання

Прилади обліку і контролю встановлюються, як правило, на всіх основних приєднаннях. В табл. 9.1 приведений перелік приладів, що повинні встановлюватися на основних приєднаннях.

Таблиця 9.1– Перелік приладів

| Характеристика приєднання | Прилад |
|---------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Вводи напругою вище 1 кВ від енергосистеми і для цехових підстанцій | Амперметр, при несиметричному навантаженні — три амперметри, лічильники активної і реактивної енергії, лічильники з вказівкою максимального навантаження |
| Трансформатори знижуючі двообмоточні 6-10/0,4- | Амперметр, лічильник активної енергії |

Вимірювання струму повинно проводитись в колах усіх напруг, де воно потрібне для систематичного контролю технологічного процесу чи обладнання. В колах змінного трифазного струму слід, як правило, вимірювати струм однієї фази.

Таблиця 9.2 – Прилади, що рекомендовані для встановлення на різних типах приєднань

| Характеристика приєднання | Прилад |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Конденсаторна батарея при потужності 100 кВар і вище | Три амперметра и лічильник реактивної енергії |
| Лінії, що сполучають електростанцію споживача з підстанцією енергосистеми або між двома | Амперметр, ватметр активної і реактивної потужності з двосторонньою шкалою, два лічильники активної |

Системи вимірювань режимних параметрів повинні забезпечувати наступні можливості:

- контроль оптимального режиму роботи електрообладнання і технологічних процесів;
- передбачення ненормальних і аварійних режимів електрообладнання;
- контроль ізоляції в мережах з ізолюваною нейтраллю;
- контроль якості електроенергії;
- швидке орієнтування персоналу при будь-якому режимі роботи.

| | | | | | | | |
|-----------|------|---------------|--------|------|---------------------------------------------------------------------------|------|---------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | 103 | |
| Реценз. | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | |
| | | | | | ОБЛІК ТА ВИМІРЮВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ | | |

При проектуванні систем вимірювання і контролю потрібно виходити з необхідного мінімуму приборів таким чином, щоб не виникало безпідставного дублювання.

9.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатofункціональних електронних лічильників

Досвід роботи енергетичних систем і органів енергетичного контролю в умовах ринку вказує на важливість вдосконалення як економічних, правових взаємовідносин виробника, постачальника і користувача електроенергії, так і інформаційного та інструментального їх забезпечення. З огляду на це основним принципом організації системи комерційного обліку електроспоживання є створення загального інформаційного простору для всіх суб'єктів взаємовідносин.

На практиці це положення реалізується у вигляді єдиної інтегрованої мережі збору, накопичення і обробки інформації про виробіток и використання електроенергії. Вказана інтегрована мережа повинна бути багатofункціональною, тобто бути основою для забезпечення обліку, планування, управління і зв'язку між верхніми рівнями (Міненерго, НДЦ, РДЦ), енергокомпаніями (обленерго, виробники електроенергії), нижніми рівнями системи (районні органи, користувачі).

Розробка та впровадження систем обліку електроспоживання в мережі користувачів також є об'єктом активного моніторингу з боку органів енергетичного контролю. Перш за все вона включає організацію робіт по створенню автоматизованої системи контролю і обліку електроспоживання (АСКОЕ) і узгодження відношень замовника (користувача електроенергією), розробника і органів Держстандарту (метрологічної служби). Останні при цьому повинні мати відповідну ліцензію на право реалізації даного виду діяльності.

Зразки структурних схем організації комерційного обліку у споживачів наведені на рис. 9.1.

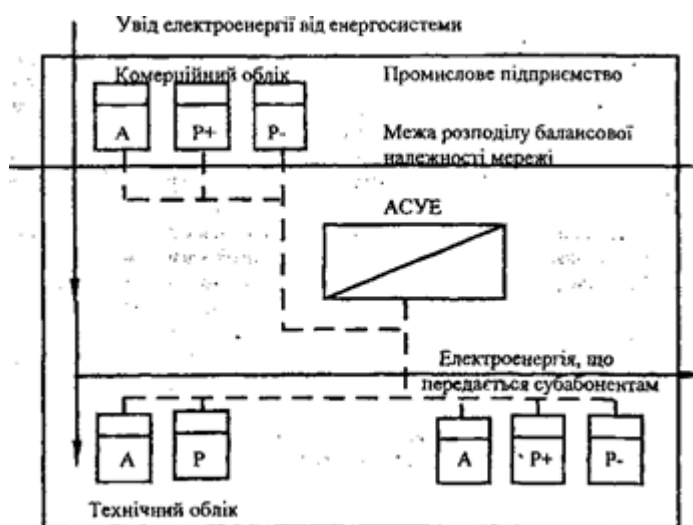


Рисунок 9.1 – Узагальнена структурна схема організації обліку електроспоживання на промисловому об'єкті

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |



- прилади обліку активної і реактивної електроенергії;



- автоматизована система обліку і контролю електроспоживання.



Рисунок 9.2 – Узагальнена структурна схема організації обліку електроспоживання на комунально-побутовому об'єкті

Багатофункціональні мікропроцесорні лічильники серії “Альфа” та подібні до них призначені для обліку активної та реактивної енергії в ланцюгах змінного струму, а також для використання в складі автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії, для передачі вимірянних та розрахованих параметрів на диспетчерський пункт по контролю, обліку та розподілу електричної енергії. В якості лічильників для комерційного обліку електроенергії обираються лічильники типу АЛЬФА компанії АВВ.

Даний лічильник забезпечує вимірювання одночасно активної і реактивної енергії та максимальної потужності в класах точності 0,2 і 0,5 при напругах 100, 220 і 380 В трансформаторного та прямого включення при номінальних струмах 1, 5, 40 та 100 А в 4-х тарифних зонах в 3-х проводних та 4-х проводних мережах.

З допомогою встановлення додаткових плат можна вимірювати активну та реактивну енергії та максимальну потужність в обох напрямках, керувати споживанням електроенергії, записувати та зберігати графік електроспоживання, включати лічильники в комплексні системи обліку електроенергії.

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП 2026 141

Арк.

105

Таблиця 9.3 – Технічні характеристики лічильника обліку електроенергії

| Технічні характеристики | Значення |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| Діапазон вимірювання струмів: – для лічильників трансформаторного включення, може бути з ряду $I_{ном}$: | |
| 1 А | 0.5 мА – 24 А |
| 5А | 2.5 мА – 24 А |
| 10А | 5мА – 24 А |
| 1 – для лічильників прямого включення $I_{ном} = 40 А$. | 20 мА – 150 А |
| Робоча напруга | 80 – 456 В |
| Діапазон частот мережі | 47.5 – 52.5 Гц |
| Продовження табл. 9.3 | |
| Робочий діапазон температур | $-40^{\circ}C + 60^{\circ}C$ |
| Вологість | 0 – 95 % |
| Клас точності | 0.2 та 0.5 |
| Потужність, яка споживається кожним паралельним ланцюгом | менше 0.1 Вт |
| Потужність, яка споживається до живлення | 3.6 ВА |
| Опір кожного послідовного ланцюга | $0.5 \cdot 10^{-3}$ Ом |
| Коефіцієнт передачі по частотним пара-метрам | 1000 – 10000 імп./кВт·Г |
| Кількість тарифів | 4 |
| Самодіагностика лічильника | 1 раз в добу |
| Пам'ять при зникненні живлення | збереження накопиченої інформації до подачі живлення не більше 5р |
| Гарантійний термін експлуатації | 3 роки |
| Термін служби | 30 років |
| Інтервал між перевірками | 8 років |

10. ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Під якістю електричної енергії розуміють відповідність її показників, що характеризують напругу і частоту в мережі, деяким нормованим значенням. В даний час на території України діє міждержавний стандарт [12], що встановлює показники і норми якості електричної енергії в електричних мережах систем електропостачання загального призначення змінного трифазного і однофазного струму частотою 50 Гц в точках, до яких приєднуються електричні мережі, що знаходяться у власності різних споживачів електричної енергії, чи приймачі електричної енергії.

10.1. Показники якості електричної енергії

Розрізняють такі властивості електричної енергії як: відхилення напруги; коливання напруги; провал напруги; тимчасова перенапруга (рис. 10.1); несинусоїдальність напруги (рис. 10.2); несиметрію трифазної системи напруг; відхилення частоти; імпульс напруги (рис. 10.3). Цим властивостям відповідають наступні показники якості електричної енергії:

- стале відхилення напруги δU_y ;
- розмах зміни напруги δU_t ;
- доза флікера $f P_t$;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги K_U ;
- коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги $K_{U(n)}$;
- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю K_{2U} ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю K_{0U} ;
- відхилення частоти Δf ;
- тривалість провалу напруги $\Delta t_{\text{п}}$;
- імпульсна напруга $U_{\text{имп}}$;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги $K_{\text{пер}U}$.

| | | | | | | | |
|-----------|------|---------------|--------|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|--------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.О. | | | Літ. | Арк. | Аркуші |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | 107 | |
| Реценз. | | | | | ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | |

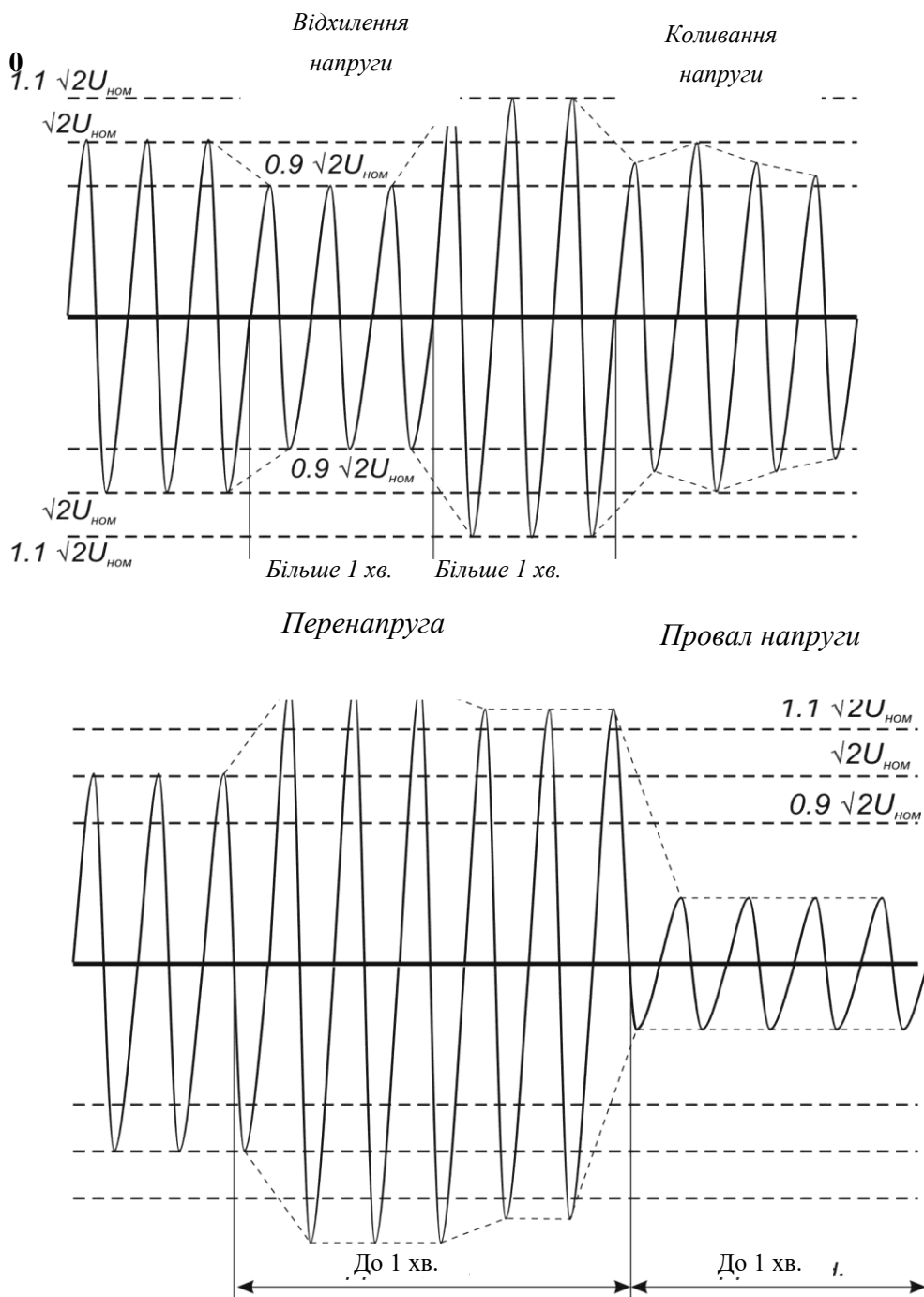


Рисунок 10.1 – Відхилення напруги, коливання напруги, провал напруги і тимчасова перенапруга

| | | | | |
|------|------|----------|--------|------|
| | | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |

ДП 2026 141

часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Він характеризується тривалістю провалу напруги.

Імпульс напруги – різка зміна напруги, за яким слідує відновлення напруги до первісного чи близьких до нього рівнів за проміжок часу до декількох мілісекунд. Характеризується величиною його напруги $U_{\text{имп}}$.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги вище $1,1U_{\text{ном}}$ тривалістю більше 10 мілісекунд, що виникає в системах електропостачання при коротких замиканнях. Воно характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги.

10.2. Визначення показників якості електричної енергії і допоміжних параметрів

Для визначення показників якості електричної енергії, таких як стале відхилення напруги, розмах зміни напруги, доза флікера, коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги, коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги, коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю, коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю, відхилення частоти, встановлений мінімальний інтервал часу вимірів, рівний 24 години. Визначення інших показників якості електричної енергії (провала напруги, імпульсної напруги і коефіцієнта тимчасової перенапруги) необхідно робити шляхом тривалого спостереження і реєстрації. Крім цього для деяких показників встановлені також інтервали усереднень результатів вимірів, що наведені в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 – Інтервали усереднення результатів вимірів показників якості електричної енергії

| Показник якості електричної енергії | Інтервал усереднення, с |
|---------------------------------------------------------|-------------------------|
| Стале відхилення напруги | 60 |
| Розмах зміни напруги | - |
| Доза флікера | - |
| Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги | 3 |
| Коефіцієнт n -ї гармонійної складової напруги | 3 |
| Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю | 3 |
| Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю | 3 |
| Відхилення частоти | 20 |
| Тривалість провалу напруги | - |
| Імпульсна напруга | - |
| Коефіцієнт тимчасової перенапруги | - |

11. ОХОРОНА ПРАЦІ

11.1. Розрахунок і виконання контуру заземлення

Розрахунок заземлюючого пристрою зводиться до розрахунку заземлювача, так як заземлюючі провідники в більшості випадків приймають за умовами механічної міцності і стійкості до корозії.

Нормований опір відповідно до ПУЕ становить 4 Ом. Контур заземлення передбачається спорудити із зовнішньої сторони з розташуванням вертикальних електродів по контуру. У якості вертикальних заземлювачів приймаємо електроди з розміром 18 мм і довжиною 2 м, які заштовхують у ґрунт. Верхні кінці електродів розташовуємо на глибині 0,5 м від поверхні землі. До них приварюються горизонтальні електроди з тої ж сталі, що і вертикальні електроди.

Попередньо з урахуванням площі (10x5 м), намічаємо розташування заземлювачів по периметрі довжиною 30 м.

Параметри двошарового ґрунту в місці спорудження, кліматичні коефіцієнти і інші вихідні дані для розрахунку зведені в табл. 11.1.

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

| Позначення | Найменування | Од. вим. | Значення |
|-------------------|------------------------------------------------------|----------|----------|
| R_f | нормований опір розтікання струму в землю | Ом | 4 |
| ρ_1 | питомий опір верхнього шару ґрунту | Ом·м | 50 |
| ρ_2 | питомий опір нижнього шару ґрунту | Ом·м | 60 |
| d | діаметр стержня | мм | 18 |
| L | довжина вертикального заземлювача | м | 2 |
| H | товщина верхнього шару ґрунту | м | 0.5 |
| $t_{\text{гнті}}$ | глибина закладення горизонтального заземлювача | м | 0.5 |
| t | відстань від поверхні землі до середини заземлювача | м | 1.5 |
| k_1 | кліматичний коефіцієнт для вертикальних електродів | – | 1.9 |
| k_2 | кліматичний коефіцієнт для горизонтальних електродів | – | 5.75 |
| b | ширина сталеві смуги | мм | 50 |
| l_a | довжина горизонтального заземлювача | м | 30 |

| | | | | | | | | |
|-----------|------|-------------|--------|------|----------------------|------------------------------------|------|--------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | ОХОРОНА ПРАЦІ | Літ. | Арк. | Аркуші |
| Перевір. | | Сірик А.О. | | | | | 111 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

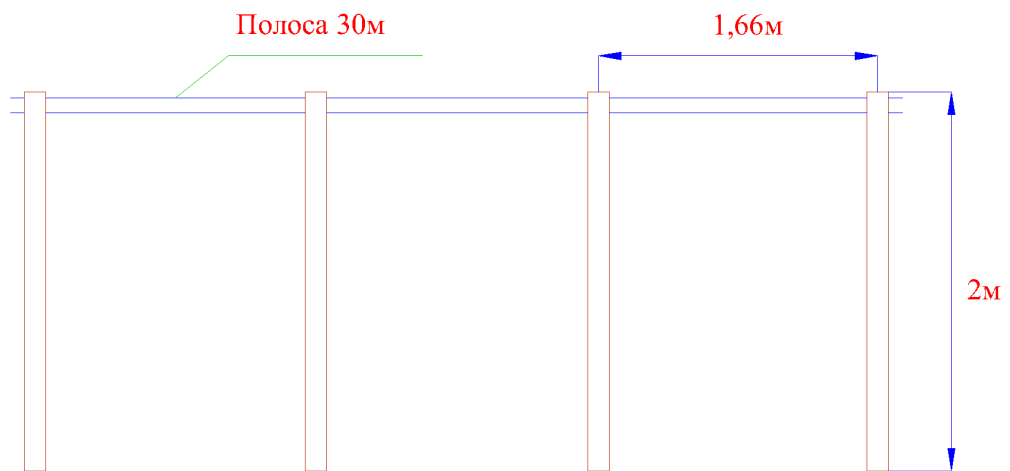
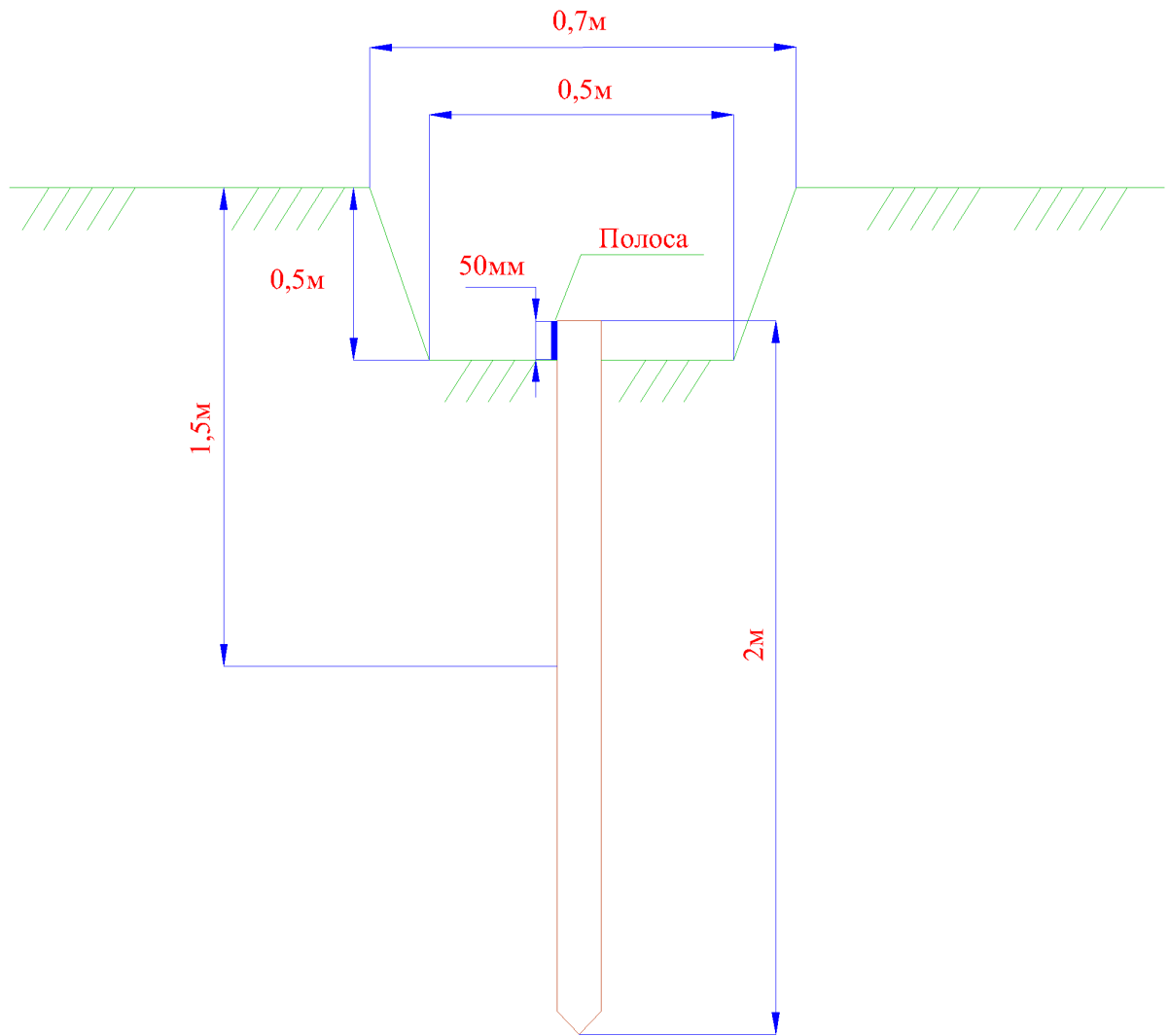


Рисунок 11.1 – Схема контуру захисного заземлення

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 113 |

Повний опір вертикальних заземлювачів R не повинний перевищувати значення обумовленого по формулі:

$$R = \frac{R_n \cdot r_z}{r_z - R_n}$$

$$R = \frac{48.6 \cdot 4}{4 - 48.6} = 4.35 \text{ Ом.}$$

З урахуванням повного опору вертикальних заземлювачів уточнена кількість вертикальних заземлителів з урахуванням з'єднувальної смуги визначається по формулі:

$$n = \frac{r_0}{R \cdot \eta_0}$$

$$n = \frac{52.56}{4.35 \cdot 0.69} = 17,5 \text{ шт.}$$

Приймаємо до установки 18 вертикальних заземлювачів, загальна довжина горизонтального заземлювача 30м при середній відстані між вертикальними заземлювачами 1,66 м. Остаточна відстань між вертикальними заземлювачами уздовж з'єднувальної смуги вказується на плані заземлюючого пристрою.

Монтажні параметри одиночного заземлювача у двошаровому ґрунті і конструкція заземлюючого пристрою показані на рис. 11.1.

11.2. Заходи, що забезпечують безпеку робіт у проєктованих електроустановках

Організаційні заходи

Керівник організації зобов'язаний організувати роботу з персоналом відповідно до діючого законодавства і (Правилам технічної експлуатації електроустановок споживачів). Права, обов'язки і відповідальність керівників, керівників структурних підрозділів по виконанню норм і правил, установлених відповідними державними органами, у тому числі по роботі з персоналом, визначаються розпорядничими документами.

До організаційних заходів відносяться:

- правильна організація та ведення безпечних методів роботи;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 114 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

- навчання та інструктаж персоналу;
- контроль і нагляд за виконанням правил технічної експлуатації і технічній безпеці;

З адміністративно-технічним персоналом проводяться:

- вступний і цільовий (при необхідності) інструктажі з охорони праці;
- перевірка знань правил, норм по охороні праці, ПТЕ, правил пожежної безпеки та інших нормативних документів;
- професійне додаткове утворення для безперервного підвищення кваліфікації.

З оперативним і оперативно-ремонтним персоналом проводяться:

- вступний, первинний на робочому місці, повторний, позаплановий і цільовий інструктажі з охорони праці, а також інструктаж з пожежної безпеки;
- підготовка по новій посаді або професії з навчанням на робочому місці (стажування);
- перевірка знань правил, норм по охороні праці, ПТЕ, правил пожежної безпеки та інших нормативних документів;
- дублювання;
- спеціальна підготовка;
- контрольні протиаварійні та протипожежні тренування;
- професійне додаткове утворення для безперервного підвищення кваліфікації.

З ремонтним персоналом проводяться:

- вступний, первинний на робочому місці, повторний, позаплановий і цільовий інструктажі з охорони праці, а також інструктаж з пожежної безпеки;
- підготовка по новій посаді або професії з навчанням на робочому місці (стажування);
- перевірка знань правил, норм по охороні праці, ПТЕ, правил пожежної безпеки та інших нормативних документів;

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 115 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

- професійне додаткове утворення для безперервного підвищення кваліфікації.

Всі роботи в електроустановках персоналом проводяться по наряду, розпорядженню або по переліку роботи виконуваних у порядку поточної експлуатації.

Технічні заходи

До технічних заходів відносяться:

- забезпечення нормального освітлення в зоні робіт;
- застосування необхідних мір і засобів захисту;
- застосування безпечного ручного інструмента, застосування блокувань комутаційних апаратів, спецодягу.

Для запобігання помилкової дії оперативного персоналу використовують захисні системи, що блокують, що виключають неправильні і небезпечні дії при роботах на підстанціях, у тому числі: блокування в комірках КСО, які не дозволяють включати високовольтний вимикач при включених заземлюючих ножах; блокування на роз'єднувачах (між головним і заземлюючим ножами). Площадки для установки високовольтних апаратів устанавлюються на висоті не менш 2,5 метрів від рівня землі, що дозволяє забезпечити неприступність дотику до струмоведучих частин. Весь оперативно-ремонтний персонал забезпечений індивідуальними засобами захисту і засобами захисту від дії ел. струму.

Безпека при виконанні робіт

Умови праці на підстанції повинні бути безпечними для обслуговуючого персоналу. По небезпеці ураження електричним струмом приміщення підстанції відноситься до особливо небезпечного. Повітря в приміщеннях не містить шкідливих речовин перевищуючих гранично допустимий рівень концентрації. Приміщення КСО в холодну пору року має додатковий електричний підігрів. Рівень шуму в приміщенні силових трансформаторів не перевищує допустимий рівень. Параметри вібрації в приміщенні силових трансформаторів набагато

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 116 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | |

нижче гігієнічних норм [4]. У приміщенні вібрація практично відсутня. Допустимі величини показників мікроклімату на робочих місцях приймалися для категорії II б: роботи з інтенсивністю енерговитрат (201-250 ккал/ч) (233-290 Вт), пов'язані з ходьбою, переміщення і перенос ваг до 10 кг і супроводжуються помірною фізичною напругою. Зовнішнє освітлення підстанції передбачене прожекторами вуличного виконання потужністю 500 Вт кожний. Внутрішнє освітлення підстанції передбачене напівгерметичними світильниками з лампами потужністю 60 Вт, напругою 220 В. По зоровій роботі приміщення підстанції відвляється до 1-ї групи (розрізнення об'єктів зорової роботи при фіксованому напрямку лінії зору працюючих на робочу поверхню). Ремонтне освітлення передбачене від перехідного трансформатора 220/36 В, встановленого в шафі воду живлення.

Для забезпечення безпеки проведення робіт з ремонту і технічного обслуговування устаткування передбачається:

- огороження струмоведучих частин;
- необхідні ізоляційні відстані між струмоведучими частинами і окремими приєднаннями;
- проходи;
- механічні блокування;
- захисний заземлюючий пристрій;
- дистанційне керування вимикачами;
- робоче і ремонтне освітлення.

Підстанція не відноситься до категорії вибухонебезпечних установок, тому спеціальних заходів для вибухобезпеки не передбачається. Для запобігання розтікання масла і поширення пожежі при ушкодженні трансформатора, відповідно до п. 4.2.101 ПУЕ, на підстанції передбачений маслоприймник перекритий решітками із шаром гравію, що вміщає повний обсяг масла. Пожежогасіння на підстанції виконується первинними засобами: вогнегасниками,

| | | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | | 117 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | | |

піском. Підстанція не робить шкідливого впливу на атмосферне повітря, тому що при експлуатації відсутні викиди. При провадженні робіт не допускається:

- захламлення території будівельними матеріалами, відходами і сміттям, забруднення токсичними речовинами;

- злив і витоки пально-мастильних матеріалів;

- проїзд транспортних засобів по довільним, не встановленим маршрутам.

Після проведення робіт проводиться збирання будівельного сміття.

11.3. Пожежна безпека

Основні причини можливих пожеж в електроустановках – це пожежі, пов'язані з експлуатацією електроустановок, які відбуваються:

- від КЗ;

- від порушення правил експлуатації електронагрівальних приладів;

- від перевантаження електродвигунів і електричних мереж;

- від утворення більших місцевих перехідних опорів;

- від електричних іскор і дуг.

Короткі замикання представляють найбільшу пожежну небезпеку.

Струми КЗ на кілька порядків перевищують номінальні струми проводів і струмоведучих частин і досягають сотень і тисяч ампер. Такі струми можуть не тільки перегріти, але й запалити ізоляцію, розплавити струмоведучі частини і проводи. Плавлення металевих деталей машин і апаратів супроводжується рясним розльотом іскор, які у свою чергу здатні запалити близько розташовані горючі речовини і матеріали, послужити причиною вибуху.

Короткі замикання в електроустановках виникають найчастіше через відмову електричної ізоляції внаслідок її старіння і відсутності контролю за її станом. Неправильна експлуатація електроустановок неминуче веде до виникнення пожеж. Не дотримуються пожежобезпечні відстані до горючих матеріалів, при експлуатації електронагрівальних приладів для обігріву приміщень. Ігноруються чіткі технічні вказівки по режиму роботи.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 118 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

На проєктованому об'єкті на кожні 800 м² площі будинку встановлюються по чотири порошкових або вуглекислотних вогнегасників (місткістю 5 літрів) [4].

У приміщеннях електрощитових 0,4 кВ і ВРУ 10 кВ два вуглекислотних вогнегасника.

Порошкові вогнегасники (ОП) призначені для гасіння пожеж твердих, рідких і газоподібних речовин (залежно від марки використовуваного вогнегасного порошку), а також електроустановок, що перебувають під напругою до 1 кВ.

Вуглекислотні вогнегасники призначені для гасіння загорянь різних речовин і матеріалів, а також електроустановок, кабелів і проводів, що перебувають під напругою до 10 кВ [3].

При проведенні основних проєктованих робіт на даному об'єкті передбачаються наступні міри пожежної безпеки:

- під'їзні колії повинні мати покриття, придатне для проїзду пожежних автомобілів у будь-який час року. Ворота для в'їзду повинні бути шириною не менш 4 м;
- до початку основних будівельних робіт на будівництві повинне бути забезпечене протипожежне водопостачання від пожежних гідрантів на водогінній мережі;
- при реконструкції й уведенні об'єктів в експлуатацію чергами споруджувана частина повинна бути відділена від діючими протипожежними перегородками;
- двері на шляхах евакуації повинні відкриватися вільно й по напрямку виходу з будинку;
- забороняється захарашувати евакуаційні шляхи й виходи (у тому числі проходи, коридори, тамбури, галереї, ліфтові холи, сходові площадки). Фіксувати двері, що самозакриваються, сходових кліток, а також знімати їх;
- провадження робіт усередині будинків із застосуванням горючих речовин і матеріалів одночасно з іншими будівельно-монтажними роботами, пов'язаними із застосуванням відкритого вогню (зварювання і т.п.), не допускається.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | 119 |

12. ІНДИВІДУАЛЬНЕ ЗАВДАННЯ. «АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСЬКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗВ'ЯЗКУ»

12.1. Організація оперативного диспетчерського зв'язку

Система оперативного та технологічного зв'язку *диспетчерських пунктів* районів електричних мереж (РЕМ) повинна відповідати ряду ключових вимог, що визначають ефективність керування електроенергетичними об'єктами.

Насамперед, необхідно забезпечити збільшення кількості каналів зв'язку відносно невеликої протяжності, призначених для автоматизованої передачі аварійно-попереджувальної інформації з необслуговуваних підстанцій напругою 35–110 кВ на диспетчерські пункти, а також для організації оперативних телефонних переговорів між експлуатаційними та ремонтними бригадами.

Важливою вимогою є наявність надійного зв'язку між ремонтно-виробничими базами РЕМ, дільницями електричних мереж та рухомими об'єктами, зокрема автотранспортом, що перебуває безпосередньо на об'єктах електропостачання.

Крім того, канали диспетчерсько-технологічного зв'язку повинні функціонувати незалежно від технічного стану ліній електропередачі та обладнання підстанцій відповідного району, а також не залежати від мереж загальнодержавного або міжміського телефонного зв'язку. Це обумовлено тим, що у випадку порушення електропостачання такі мережі зазнають значного перевантаження через різке зростання кількості абонентських з'єднань.

Відповідно до нормативних вимог [18], для районів розподільних мереж та їх диспетчерських пунктів передбачається застосування комплексу засобів зв'язку, до складу якого входять: *диспетчерський і технологічний зв'язок, внутрішньооб'єктний та місцевий телефонний зв'язок, а також канали передачі телеінформації для систем телемеханіки.*

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | Індивідуальне завдання. Автоматизовані системи диспетчерсько- технологічного зв'язку | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | | | | |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 120 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

Оперативний зв'язок призначений для забезпечення безперервного та ефективного оперативного керування об'єктами електричних мереж, оскільки всі розпорядження диспетчера повинні передаватися безпосередньо оперативному персоналу, який перебуває у його підпорядкуванні. У зв'язку з цим з усіма об'єктами, де оперативне та експлуатаційне обслуговування виконується місцевим оперативним персоналом, обов'язково організуються постійно діючі канали зв'язку з диспетчерським пунктом.

Стаціонарні канали зв'язку також передбачаються для об'єктів, що обслуговуються централізовано оперативно-виїзними бригадами (ОВБ), оскільки виконання оперативних перемикачів і експлуатаційних робіт на таких об'єктах може здійснюватися різними категоріями персоналу, які мають відповідні оперативні повноваження.

Технологічний зв'язок районів розподільних мереж призначений для організації керування неоперативними видами обслуговування електричних мереж, а також для координації виробничо-господарської діяльності структурних підрозділів РРМ. Під час побудови систем диспетчерського та технологічного зв'язку, як правило, застосовується комплексне використання різних видів зв'язку з метою підвищення надійності та функціональності системи.

У разі відмови або порушення роботи оперативного зв'язку технологічний зв'язок доцільно використовувати як резервний канал для забезпечення передачі необхідної інформації та підтримання керованості електромереж.

Диспетчерський і технологічний зв'язок районів розподільних мереж та їх диспетчерських пунктів повинен забезпечувати взаємодію з підприємствами електричних мереж, а також зі структурними підрозділами, що входять до їх складу, зокрема з ділянками електричних мереж, групами підстанцій і спеціалізованими експлуатаційними бригадами. Диспетчерський телефонний зв'язок диспетчерського пункту організовується з ділянками електромереж, підстанціями напругою 35–110 кВ, що перебувають у безпосередньому оперативному підпорядкуванні, з диспетчерським пунктом підприємства електричних мереж, а також із суміжними диспетчерськими пунктами.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 121 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | |

У окремих випадках допускається використання одного і того ж каналу для передачі як диспетчерської, так і технологічної інформації. Резервування каналів диспетчерського та технологічного зв'язку здійснюється із залученням мереж загального користування Міністерства зв'язку. Канали зв'язку повинні бути підключені до диспетчерського комутаційного обладнання, й необхідно забезпечити пріоритетне та примусове право доступу до цих каналів для диспетчера району розподільних мереж.

Внутрішньо-суб'єктний зв'язок відноситься до систем виробничого телефонного зв'язку. Він призначений для забезпечення оперативної взаємодії між структурними підрозділами підприємства. Реалізація такого зв'язку здійснюється на базі автоматичних телефонних станцій, диспетчерських телефонних станцій, систем гучномовного оповіщення, а також засобів радіозв'язку. За допомогою сполучних ліній автоматична телефонна станція інтегрується з телефонним вузлом державної телекомунікаційної мережі. Крім того, організовується місцевий телефонний зв'язок району розподільних мереж та його диспетчерського пункту.

Засоби внутрішньо-суб'єктного зв'язку, апаратура ВЧ-зв'язку й ущільнення телефонних каналів, а також обладнання телемеханіки, що встановлюється на диспетчерському пункті району розподільних мереж, об'єднуються в єдиний вузол системи диспетчерсько-технологічного управління. Ключовими складовими цього вузла та автоматизованої телефонної мережі є автоматичні й диспетчерські ТС.

З огляду на те, що виробнича база району розподільних мереж і його диспетчерський пункт, як правило, розташовуються на території підприємства поблизу базової підстанції напругою 110/35/10 кВ, для їх функціонування доцільно застосовувати спільні технічні засоби оперативного, технологічного, внутрішньо-суб'єктного та місцевого зв'язку.

Ділянки електричних мереж, як правило, розміщуються в безпосередній близькості до підстанцій напругою 35 кВ, у зв'язку з чим для забезпечення їх взаємодії з районом розподільних мереж та його диспетчерським пунктом

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 122 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

використовуються канали зв'язку, що організовані для відповідних підстанцій. Місцевий телефонний зв'язок реалізується шляхом підключення телефонних апаратів ділянок електричних мереж до внутрішньорайонної телефонної мережі Мінзв'язку.

Ділянки електричних мереж, що знаходяться на значній відстані від підстанцій, телефонний зв'язок із районом розподільних мереж і його диспетчерським пунктом забезпечується через внутрішньорайонні телекомунікаційні мережі Мінзв'язку, й через використання ультракороткохвильового радіозв'язку.

На базовій підстанції напругою 110/35 кВ, яка є опорною для району розподільних мереж, формується вузол зв'язку, до складу якого входять кросові та комутаційні пристрої, а також джерела електроживлення, необхідні для функціонування транзитних та службових каналів зв'язку. На опорних підстанціях 35 кВ передбачається організація одного телефонного каналу диспетчерського зв'язку з оперативним персоналом диспетчерського пункту району розподільних мереж, у сфері оперативного управління якого перебуває відповідна підстанція. Зазначений канал підключається до автоматичної або диспетчерської телефонної станції диспетчерського пункту з можливістю виходу на автоматичну телефонну станцію підприємства.

Передавання телемеханічної інформації з підстанцій здійснюється за допомогою телефонних каналів зв'язку з диспетчерським пунктом шляхом вторинного ущільнення високочастотних каналів по повітряних лініях електропередачі напругою 35–110 кВ.

Для реалізації диспетчерського, технологічного, внутрішньо-суб'єктного та місцевого зв'язку в районі розподільних мереж можуть застосовуватися провідні лінії зв'язку, радіоканали та високочастотні канали, організовані по повітряних лініях електропередачі. Радіозв'язок, як правило, використовується для забезпечення взаємодії району розподільних мереж і його диспетчерського пункту зі спеціалізованими бригадами як власного району, так і інших структурних підрозділів підприємства електричних мереж.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 123 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

| | | | | |
|-------------|------|----------|--------|------|
| Змін. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата |
| | | | | |
| ДП 2026 141 | | | | |
| | Арк. | | | |
| | 124 | | | |

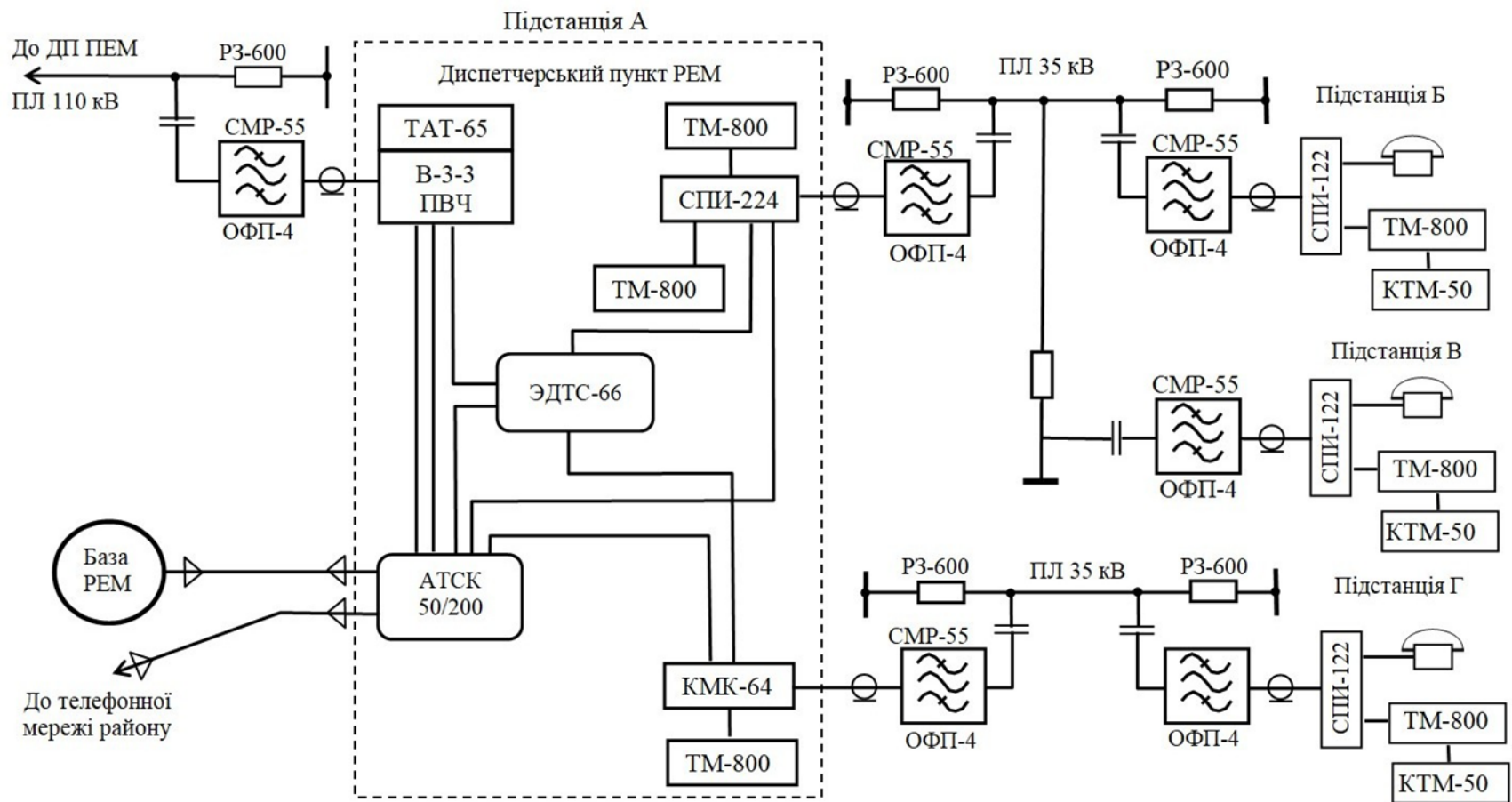


Рисунок 12.1 – Схема вмикання каналів диспетчерського і технологічного управління

Слід зауважити, що під каналом зв'язку розуміють сукупність технічних засобів, які забезпечують передавання повідомлень на певну відстань. Канал зв'язку формується в межах лінії зв'язку та простягається від вихідного каскаду передавального пристрою до виходу приймального пристрою (рис. 12.1). При цьому одна і та сама лінія зв'язку може використовуватися для організації декількох незалежних каналів передавання інформації.

Кількість каналів, які можуть бути реалізовані в межах однієї лінії зв'язку, визначається її смугою пропускання, спектральними характеристиками передаваних сигналів, рівнем перешкод у каналі, а також застосованими методами та апаратурою ущільнення. Залежно від середовища передавання інформації розрізняють провідні лінії зв'язку, радіолінії та канали, організовані по лініях електропередачі.

У телекомунікаційних системах канал зв'язку визначається як функціонально завершений комплекс технічних засобів, призначений для перенесення інформаційних повідомлень між передавальним і приймальним обладнанням на задану відстань. Формування каналу здійснюється в межах лінії зв'язку, яка забезпечує фізичне середовище для поширення сигналів від виходу передавача до приймального пристрою (рис. 12.1).

Одна лінія зв'язку може одночасно використовуватися для реалізації кількох самостійних інформаційних каналів, що працюють незалежно один від одного. Можливість такого використання визначається шириною смуги пропускання лінії, спектральними параметрами передаваних сигналів, допустимим рівнем завад, а також застосуванням відповідних методів багатоканального ущільнення та типом використовуваної апаратури.

За способом організації фізичного середовища передавання інформації лінії зв'язку поділяють на провідні, радіоканальні та канали, реалізовані на базі ліній електропередачі.

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 125 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

12.2. Види зв'язку в енергетиці

Системи зв'язку в енергетичній галузі відіграють ключову роль у забезпеченні безперервного контролю, керування та координації процесів виробництва, передавання і розподілу теплової та електричної енергії в режимі реального часу. Ефективність функціонування енергосистем значною мірою визначається надійністю та пропускною здатністю використовуваних каналів зв'язку.

Наразі актуальним є завдання формування єдиної інтегрованої цифрової телекомунікаційної мережі, побудованої на основі високошвидкісних цифрових каналів і сучасних комутаційних центрів з каналною та пакетною комутацією. Така мережа має виконувати функції галузевої системи зв'язку та водночас бути складовою національної мережі загального користування.

Наразі в енергетиці застосовується сукупність різних засобів і видів зв'язку, основу яких становить *первинна мережа* передачі інформації. Вона формується на базі неоднорідних середовищ передавання даних, до яких належать:

- * магістральні лінії зв'язку, реалізовані на кабельних лініях з використанням апаратури ущільнення на 60 і 12 каналів;
- * зонові кабельні лінії зв'язку з 12-канальною системою ущільнення;
- * орендовані канали зв'язку;
- * канали передачі інформації по лініях електропередач із застосуванням апаратури ущільнення на 1–3 канали;
- * радіорелейні лінії зв'язку.

Технічні засоби, що формують первинну мережу, як вітчизняного, так і закордонного виробництва, у більшості випадків є морально застарілими. Основним обмежувальним фактором їх використання залишається недостатня пропускна здатність, що не відповідає сучасним вимогам до обсягів і швидкості передачі інформації.

Підвищення ефективності первинної мережі передбачається досягти шляхом реалізації комплексу заходів, зокрема:

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 126 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

* модернізації існуючих кабельних ліній зв'язку з впровадженням цифрових систем ущільнення на основі імпульсно-кодової модуляції;

* будівництва нових магістральних кабельних ліній із використанням волоконно-оптичних кабелів, прокладених у ґрунті;

* спорудження нових магістральних і зонових ліній зв'язку на базі оптичних кабелів, підвішених на опорах ліній електропередач;

* створення цифрових радіорелейних ліній зв'язку в діапазоні 14 ГГц із застосуванням апаратури та антенних систем, змонтованих на конструкціях ЛЕП.

Телефонний зв'язок.

Система телефонного зв'язку в енергетиці базується на автоматичних телефонних станціях різних типів як вітчизняного, так і закордонного виробництва, більшість з яких належить до застарілого покоління. Ці АТС об'єднані між собою каналами первинної мережі передачі інформації. Через обмежений функціонал наявних засобів автоматизації та сервісного обслуговування така мережа не відповідає сучасним вимогам щодо якості, надійності та гнучкості зв'язку.

Модернізація телефонної мережі передбачається шляхом її реорганізації з використанням:

* цифрових комутаційних центрів із функціями автоматичних телефонних станцій;

* сполучних ліній, реалізованих на основі ІКМ-трактів, волоконно-оптичних трактів, виділених цифрових ліній та, за потреби, каналів супутникового зв'язку в межах первинної мережі;

* сучасних цифрових та електронних АТС.

Документальний зв'язок.

Потреби підприємств у телеграфному й факсимільному обміні інформацією на даний час задовольняються шляхом підключення абонентських установок до державної мережі зв'язку загального користування. Подальший розвиток цього виду зв'язку передбачається у складі відомчої інтегрованої цифрової мережі

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 127 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | |

12.3. Автоматизовані системи передачі інформації

Система передачі інформації являє собою комплекс технічних, програмних і організаційних засобів, призначених для забезпечення обміну інформаційними повідомленнями між джерелами та споживачами даних. У складі автоматизованих систем обробки інформації та управління широкого застосування набули автоматизовані системи передачі інформації, які формують основу адміністративно-управлінського зв'язку.

Такі системи забезпечують безперервний, оперативний і надійний обмін інформацією між диспетчерськими пунктами, керівними органами та підпорядкованими об'єктами, що є необхідною умовою ефективного управління виробничими та технологічними процесами. Автоматизована передача інформації дозволяє скоротити час прийняття рішень, зменшити вплив людського фактора та підвищити загальний рівень надійності функціонування системи управління.

На рис. 12.2 наведена узагальнена структурна схема автоматизованої системи передачі інформації, яка відображає взаємозв'язок основних елементів системи, включаючи джерела інформації, канали передачі, засоби обробки та приймання повідомлень, а також пристрої керування і контролю процесу обміну даними.

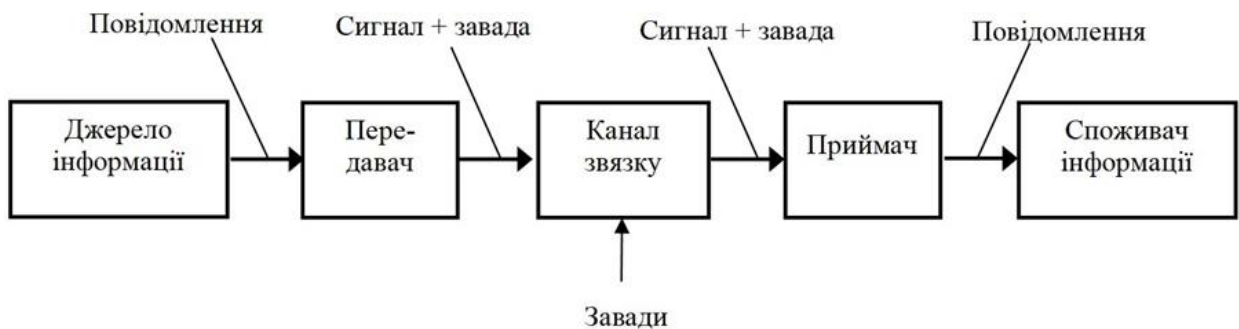


Рисунок 12.2 – Узагальнена схема автоматизованої системи передачі інформації

Джерела та споживачі інформації, до яких належать електронно-обчислювальні машини, пристрої зберігання даних, різноманітні вимірювальні датчики, виконавчі механізми, а також окремі користувачі, у складі системи передачі інформації виступають у ролі абонентів.

Передавальний пристрій забезпечує перетворення повідомлень, що формуються абонентом, у сигнали, придатні для поширення по вибраному каналу зв'язку. У свою чергу, *приймальний пристрій* здійснює зворотне перетворення прийнятого сигналу в інформаційне повідомлення та передає його кінцевому споживачеві.

У процесі передачі інформації сигнали зазнають впливу різноманітних завад і перешкод у каналах зв'язку, що може спричинити спотворення даних та появу розбіжностей між переданою і отриманою інформацією, тобто призвести до зниження достовірності обміну.

Однією з ключових характеристик якості функціонування системи передачі інформації є її *пропускна здатність*. Під пропускною здатністю розуміють максимально можливий обсяг інформації, який теоретично може бути переданий через систему за одиницю часу. Цей показник визначається швидкістю процесів перетворення інформації у передавальних і приймальних пристроях, а також допустимою швидкістю передачі даних у каналі зв'язку, що залежить від його фізичних властивостей і параметрів сигналу.

Швидкість передавання дискретної інформації в каналах зв'язку прийнято характеризувати в бодах, що відповідає швидкості передавання одного біта інформації за одну секунду, тобто $1 \text{ бод} = 1 \text{ біт/с}$.

12.4. Канали зв'язку

Канал зв'язку є складовою *автоматизованої системи зв'язку (АСЗ)* і призначений для забезпечення передавання інформаційних повідомлень між джерелом та приймачем у прямому напрямку, а також для реалізації зворотного інформаційного обміну.

У ширшому розумінні канал зв'язку являє собою сукупність технічних і функціональних елементів, які забезпечують передавання різних типів інформації на визначені відстані з заданими показниками якості та надійності.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | 130 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | |

ДП 2026 141

оптичні лінії зв'язку, що забезпечують найвищу пропускну здатність і стійкість до зовнішніх завад.

Екрановані кабелі типу «STP» з крученими мідними парами характеризуються високими електричними та експлуатаційними показниками, зокрема підвищеною завадостійкістю. Водночас їх застосування ускладнюється конструктивною жорсткістю, необхідністю якісного заземлення, а також значною вартістю, що обмежує сферу їх використання.

Кабелі типу «UTP», які не мають екранування і виконані на основі кручених мідних пар, набули значного поширення в системах передавання даних, насамперед у локальних обчислювальних мережах. Вони відрізняються простотою монтажу, помірною вартістю та достатніми технічними характеристиками для більшості прикладних задач.

Залежно від електричних параметрів і допустимої швидкості передавання інформації кручені пари поділяються на п'ять основних категорій. Кабелі першої та другої категорій застосовуються в системах з невисокими швидкостями передачі даних. Кабелі третьої, четвертої та п'ятої категорій забезпечують передачу інформації зі швидкістю відповідно до 16, 25 та 155 Мбіт/с. Такі кабелі характеризуються оптимальним співвідношенням вартості та якості, зручністю в експлуатації і, на відміну від екранованих аналогів, заземлення обов'язкового не потребують.

«Коаксіальний кабель» конструктивно складається з центрального мідного провідника, ізольованого діелектричним шаром, який оточений екрануючою оболонкою у вигляді обплетення мідними дротами. Даний тип кабелю забезпечує відносно високу швидкість передавання даних, що може досягати 300 Мбіт/с. Разом із тим коаксіальні кабелі відзначаються підвищеною жорсткістю, складністю монтажу та значною вартістю, що обмежує їх застосування в сучасних мережах.

«Оптоволоконний кабель» складається з одного або декількох світловодів зі скла або полімерних матеріалів, діаметр яких становить декілька мікрометрів.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 134 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | ДП 2026 141 | | | | | |

Світловедуча жила має високий показник заломлення (n_1) і оточена оболонкою з нижчим показником заломлення (n_0), після чого розміщується у захисному поліетиленовому покритті. На рис. 12.4, а наведено розподіл показника заломлення по поперечному перерізу волокна, а на рис. 12.4, б — схему поширення світлових променів.

Джерелом оптичного випромінювання в таких системах зазвичай є світлодіоди або напівпровідникові лазери, тоді як приймання сигналу здійснюється фотодіодами, які перетворюють світлові імпульси в електричні. Передавання інформації оптоволоконним кабелем базується на явищі повного внутрішнього відбиття світлового променя від меж світловедучої жили, що забезпечує мінімальні втрати сигналу та високу пропускну здатність лінії зв'язку.

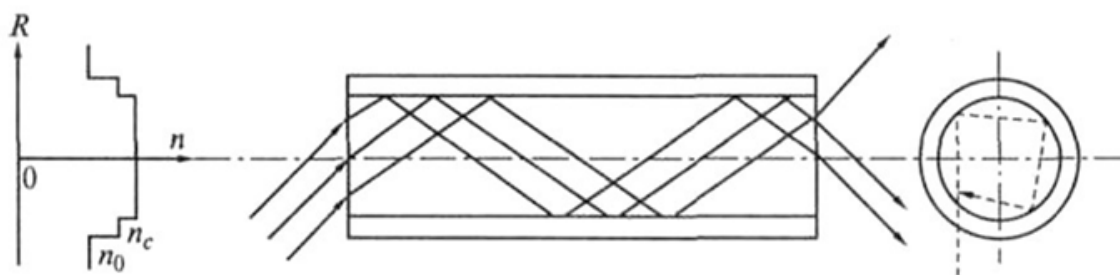


Рисунок 12.4 – Поширення променів по оптоволоконному кабелю: а – розподіл показника заломлення по перерізу оптоволоконного кабелю; б – схема поширення променів

Крім того, оптоволоконні лінії зв'язку характеризуються повною несприйнятливістю до впливу зовнішніх електромагнітних завад, що забезпечує високий рівень інформаційної безпеки та стабільність передавання даних. Такі лінії дозволяють реалізувати надвисокі швидкості передавання інформації, які можуть досягати 1 000 Мбіт/с і більше. Формування інформаційного потоку в оптоволоконних системах здійснюється шляхом модуляції світлового сигналу, зокрема із застосуванням аналогових, цифрових або імпульсних методів.

Разом із тим оптоволоконні кабелі мають значну вартість, що зумовлює їх використання переважно для побудови магістральних каналів зв'язку. Типовим прикладом є міжконтинентальні оптоволоконні лінії, прокладені по дну океанів,

зокрема кабелі, які забезпечують телекомунікаційне з'єднання між Європою та Північною Америкою. В обчислювальних і телекомунікаційних мережах оптоволоконні кабелі застосовуються на найбільш відповідальних ділянках, у тому числі в глобальній мережі Internet.

Пропускна здатність одного магістрального оптоволоконного кабелю є надзвичайно високою: по ньому можливо одночасно передавати сотні тисяч телефонних з'єднань, тисячі відеотелефонних потоків та до кількох тисяч телевізійних каналів.

Високошвидкісні канали передавання інформації також реалізують з використанням «бездротових радіоканалів». *Радіоканал* являє собою канал зв'язку, у якому передавання сигналів здійснюється через повітряне середовище без застосування фізичних провідників. Для його організації використовуються радіопередавальні та радіоприймальні пристрої.

Максимальна швидкість передавання даних у радіоканалах визначається, перш за все, шириною смуги пропускання приймально-передавальної апаратури. Робочий радіочастотний діапазон встановлюється відповідно до обраної частотної смуги електромагнітного спектра, що використовується для передачі інформації. Основні діапазони радіохвиль та відповідні їм частотні інтервали наведені в табл. 12.1.

Таблиця 12.1 – Діапазони радіохвиль і відповідні їм частотні смуги

| Діапазон хвиль | Смуга частот |
|-------------------|----------------|
| Наддовгі | 3–30 кГц |
| Довгі | 30–300 кГц |
| Середні | 300–3000 Гц |
| Короткі | 3–30 МГц |
| Ультракороткі | 30–300 МГц |
| Надвисокочастотні | 300 МГц–30 ГГц |
| Міліметрові | 30–300 ГГц |
| Субміліметрові | 300–6 000 ГГц |

У комерційних телекомунікаційних системах найбільш поширеними є радіочастотні діапазони «902–928 МГц» та «2,40–2,48 ГГц», які широко

застосовуються для організації безпроводних каналів передавання даних. Основним недоліком таких каналів є їх порівняно низька завадостійкість, зумовлена впливом зовнішніх електромагнітних факторів. Водночас безпроводні технології забезпечують користувачам високу мобільність, оперативність доступу та швидке реагування системи на зміни умов роботи.

Телефонні лінії зв'язку залишаються найбільш розгалуженим і масовим видом телекомунікаційної інфраструктури. Вони призначені для передавання мовної інформації, а також факсимільних повідомлень. На їх основі функціонують інформаційно-довідкові сервіси, системи електронної пошти та комп'ютерні мережі. Телефонні лінії можуть використовуватися як для формування аналогових, так і цифрових каналів передавання інформації.

В *аналогових телефонних системах* мікрофон телефонного апарата перетворює акустичні коливання в безперервний електричний сигнал, який по абонентській лінії надходить до автоматичної телефонної станції. Частотний діапазон, необхідний для якісної передачі людської мови, становить приблизно 3 кГц і охоплює смугу від 300 Гц до 3,3 кГц. Сигнали виклику при цьому передаються тим самим каналом, що й мовна інформація.

У *цифрових каналах зв'язку* аналоговий мовний сигнал перед передаванням піддається дискретизації та квантуванню, у результаті чого він перетворюється на цифрову форму. Процес дискретизації здійснюється з інтервалом 125 мкс, що відповідає частоті 8 кГц, при цьому кожне миттєве значення сигналу кодується 8-бітним двійковим кодом. Такий принцип є основою сучасних цифрових систем телефонного зв'язку.

Відповідно до вимог Єдиної автоматизованої системи зв'язку та рекомендацій *«Міжнародного консультативного комітету з телефонії і телеграфії (МККТТ)»*, стандартним робочим частотним діапазоном телефонного каналу вважається смуга 300–3400 Гц. Разом з тим для каналів диспетчерського та технологічного зв'язку в електроенергетичних системах прийнято звужений

| | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|-------------|------|
| | | | | | ДП 2026 141 | Арк. |
| | | | | | | 137 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | |

12.5. Підсистема диспетчерського і селекторного зв'язку

З точки зору забезпечення надійності та стійкості до відмов найбільш ефективним рішенням для систем диспетчерського зв'язку є застосування автономного комутаційного обладнання. Комутатор диспетчерського зв'язку доцільно експлуатувати в межах окремої, виділеної мережі з використанням закріплених каналів передавання інформації, за необхідності з їх резервуванням. Таке обладнання повинно підтримувати широкий спектр актуальних інтерфейсів і стиків, зокрема E1, ISDN, канали тональної частоти, а також дво- і чотирипровідні лінійні закінчення.

Важливою вимогою до диспетчерських комутаторів є простота та ергономічність користувацького інтерфейсу як для диспетчера, так і для абонентів. Основні операції, такі як виклик або приймання з'єднання, мають виконуватися інтуїтивно зрозумілими діями (наприклад, виклик за допомогою однієї кнопки або прийом виклику шляхом зняття телефонної трубки). Крім того, система повинна забезпечувати можливість підключення сучасних диспетчерських пультів, зручних для постійної експлуатації персоналом.

Функціонування системи диспетчерського зв'язку має бути максимально автоматизованим та орієнтованим на мінімізацію впливу людського фактора. При цьому апаратно-програмні засоби повинні передбачати можливість подальшої модернізації та розширення функціональних можливостей, зокрема для впровадження технологій IP-телефонії без зміни звичного режиму роботи диспетчера. Перехід до нових технологічних рішень не повинен ускладнювати інтерфейс або змінювати алгоритми взаємодії з диспетчерським обладнанням.

Зазначеним вимогам у повній мірі відповідають сучасні системи диспетчерського та селекторного зв'язку, реалізовані на базі комутаційного обладнання «ALFA» [20]. Далі розглядаються окремі сучасні та перспективні рішення диспетчерського зв'язку, побудовані з використанням апаратури «ALFA».

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 140 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

12.5.1. Диспетчерська система з використанням аналогових каналів, цифрових потоків E1 та IP-телефонії

Базою розглянутої диспетчерської системи (рис. 12.5) є комутаційне обладнання «ALFA», яке забезпечує побудову єдиного комплексу диспетчерського зв'язку з можливістю одночасного використання різних середовищ передавання інформації. До таких середовищ належать аналогові канали зв'язку, цифрові потоки стандарту E1, а також мережі IP-телефонії. Інтеграція зазначених технологій дозволяє здійснювати поступовий перехід від застарілих систем зв'язку до сучасних цифрових рішень без суттєвих фінансових витрат і без необхідності повної заміни діючої диспетчерської інфраструктури.

Важливою перевагою даного підходу є збереження незмінного алгоритму взаємодії диспетчера з підпорядкованими абонентами незалежно від застосовуваного типу каналу зв'язку. Це забезпечує безперервність роботи оперативного персоналу та знижує ризик помилок, пов'язаних із впровадженням нових технологій.

Основними функціональними особливостями диспетчерської системи є:

- організація двостороннього (дуплексного) обміну інформацією між диспетчером та абонентами;
- керування процесом встановлення з'єднань за допомогою спеціалізованого диспетчерського пульта;
- реалізація селективного зв'язку з окремими абонентами або їхніми групами;
- підтримка режимів загального виклику та проведення багатосторонніх конференцій;
- можливість виклику заздалегідь визначених груп абонентів однією командою;
- автоматичне регулювання рівня сигналу та зменшення впливу завад і шумів;
- вбудовані засоби контролю та діагностики технічного стану системи;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 141 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

ВИСНОВОК

У дипломному проєкті виконано комплексну розробку системи електропостачання торговельно-офісного центру «Паладіум» в м.Ужгород з урахуванням сучасних технічних, економічних та експлуатаційних вимог. На основі аналізу характеристик електроприймачів, їхніх навантажень та режимів роботи визначено вимоги до надійності електропостачання, що дало змогу обґрунтовано сформуванати структуру системи живлення об'єкта.

У роботі виконано розрахунок розподільчих електричних мереж, побудовано картограму навантажень та здійснено вибір потужності трансформаторів. Проведено розрахунки струмів короткого замикання для характерних точок схеми, що дозволило перевірити електрообладнання на термічну та електродинамічну стійкість і забезпечити коректний вибір апаратів захисту та комутації.

Значну увагу приділено вибору електрообладнання, кабельних ліній, трансформаторів струму та напруги, а також апаратури релейного захисту. Прийняті технічні рішення відповідають чинним нормативним документам і забезпечують безпечну та надійну роботу системи електропостачання в нормальних та аварійних режимах.

У розділі освітлення виконано світлотехнічні й електричні розрахунки, що забезпечують нормативний рівень освітленості приміщень за умов енергоефективного використання електричної енергії. Економічна частина проєкту дозволила порівняти варіанти схем електропостачання, оцінити капіталовкладення та експлуатаційні витрати, а також обґрунтувати економічно доцільні технічні рішення.

Розглянуто питання експлуатації електроустановок, обліку та контролю електроспоживання, а також забезпечення якості електричної енергії. Запропоновані заходи сприяють підвищенню ефективності управління енергоспоживанням об'єкта та зменшенню втрат електроенергії.

Окремим розділом опрацьовано питання охорони праці та пожежної безпеки. Запроєктовані заходи із заземлення, організації безпечних умов праці та запобігання пожежам відповідають вимогам нормативних документів і спрямовані на зниження ризику ураження електричним струмом та виникнення аварійних ситуацій.

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|--------------------|------------------------------------|------|---------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | Висновок | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 147 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

У процесі виконання індивідуального завдання було розглянуто принципи побудови та функціонування автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного зв'язку, які відіграють ключову роль у забезпеченні оперативного управління та безпечної експлуатації об'єктів енергетики. Проаналізовано організацію оперативного диспетчерського зв'язку, його місце в ієрархії управління та вимоги до надійності, безперервності й швидкодії передачі інформації.

У роботі систематизовано основні види зв'язку, що застосовуються в енергетичній галузі, та визначено їх функціональне призначення залежно від рівня управління. Розглянуто автоматизовані системи передачі інформації, їх структурні елементи та параметри якості, зокрема пропускну здатність і завадостійкість. Показано, що ефективність диспетчерського управління значною мірою залежить від правильного вибору каналів зв'язку та способів їх організації.

Окрему увагу приділено аналізу каналів зв'язку, їх класифікації за фізичною природою, режимами роботи та швидкісними характеристиками. Розглянуто особливості використання провідних і безпровідних каналів, а також сучасних цифрових технологій, які забезпечують підвищення надійності та гнучкості систем диспетчерсько-технологічного зв'язку.

У межах підсистеми диспетчерського і селекторного зв'язку досліджено сучасні технічні рішення, зокрема системи на базі аналогових каналів, цифрових потоків Е1 та мереж ІР-телефонії. Проведений аналіз показав доцільність поетапного переходу від традиційних схем зв'язку до ІР-орієнтованих рішень із збереженням зручного інтерфейсу для диспетчерського персоналу. Також розглянуто систему комплексного селекторного зв'язку, яка забезпечує ефективну організацію нарад і колективного обміну інформацією.

Отримані результати підтверджують, що впровадження сучасних автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного зв'язку сприяє підвищенню оперативності управління, зменшенню впливу людського фактору та зростанню надійності функціонування енергетичних об'єктів. Матеріали індивідуального завдання логічно доповнюють дипломний проєкт і можуть бути використані при проєктуванні, модернізації та експлуатації систем зв'язку в енергетичній галузі.

У цілому розроблені технічні рішення забезпечують надійне, безпечне та економічно обґрунтоване електропостачання торговельно-офісного центру, а також створюють умови для впровадження сучасних автоматизованих систем диспетчерсько-технологічного зв'язку й подальшої модернізації електроенергетичного господарства об'єкта.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 148 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Шестеренко В.Є. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Підручник. – Вінниця: Нова книга, 2004 р. – 656 с.
2. Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. Електропостачання промислових підприємств. Посібник до курсового та дипломного проектування / Шестеренко В.Є., Шестеренко О.В. – Київ, 2013, - 424 с.
3. Сірий О.М. Системи електроспоживання: розрахунки, вибір обладнання: навч. посіб. /О.М.Сірий; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2011. – 319 с.
4. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Затверджено Наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 21.07.2017 р. № 476.
5. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007 р. – 280 с.
6. Василега П.О. Електропостачання: підручник / П.О. Василега. - Суми : Сумський державний університет, 2019. - 521с.
7. Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П.Г., Зінзура В.В., Гарасьова Н.Ю., Котиш А.І., Величко Т.В.]; - М.-во освіти і науки України, Центральноукр. Нац. техн. ун-т. - Кропивницький: ПП «Ексклюзив -Систем», 2021. - 209 с.
8. Охорона праці. Навчальний посібник. Джигирей В. С., Сторожук В. М., Лико Х.І., Туряб Л. В.; За ред. В. Ц. Жидецького. - Львів: Афіша, 2000.
9. Андрійченко О.В., Кудрявцев Д.І. Короткі замикання в електричних мережах. – К.: Техніка, 2020. – 260 с.
10. Тарасенко С.П., Гончарук І.В. Аналіз коротких замикань у системах електропостачання. – К.: Основа, 2021. – 320 с.
11. Організація й планування енергетичного виробництва: Методичні вказівки до виконання дипломної роботи для студентів спеціальності 141 всіх форм навчання./ М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Нац. ун-т харч. технол. – К.: НУХТ, 2015. – 39 с.
12. Рожков П. П. Контроль та облік електричної енергії/П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків: ХНУМГ ім. О.М. Бекетова, 2018. – 107 с. – (Конспект лекцій).

| | | | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|---------------|-------------|---------------------------------------|------------------------------------|-------------|----------------|
| | | | | | ДП 2026 141 | | | |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | |
| Розроб. | | Реблян Д.В. | | | Список використаної літератури | Літ. | Арк. | Аркушів |
| Перевір. | | Копилова Л.О. | | | | | 149 | |
| Реценз. | | | | | | ННІТІ ім. акад. І.С.Гулого ЗЕЛ-5-3 | | |
| Н. Контр. | | | | | | | | |
| Затверд. | | Балюта С.М. | | | | | | |

13. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції й електричної мережі. Терміни й визначення [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу: <http://budstandart.ua/read/document/show/3105358/id/198559349?submenu=10722>, вільний (дата звернення 10.11.2025). – Назва з екрана.

14. Калентионок Е. В. Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособ. / Е. В. Калентионок, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федин ; под общ. ред. В. Т. Федина. – Минск : Высш. шк., 2007. – 354 с.

15. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Електрон. ресурс] : Наказ Мінпаливенерго України від 25.07.2006 № 258. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z1143-06>, вільний (дата звернення 17.11.2025). – Назва з екрана.

16. Правила користування електричною енергією: Постанова Національної комісії з питань регулювання електроенергетики України від 31.07.1996 № 28 [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z0417-96>, вільний (дата звернення 17.11.2025). – Назва з екрана.

17. Про електроенергетику : Закон України від 16.10.1997 р. № 575/97-ВР // Відомості Верховної ради України, 1998. – № 1. – Ст. 1 [Електрон. ресурс]. – Електрон. текст. дані. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-вр>, вільний (дата звернення 17.11.2025). – Назва з екрана.

18. РД 34.48.151. Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем [Электрон. ресурс]. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа : <http://s-doc.ru/rd-34-48-151>, свободный (дата обращения 17.10.2021). – Название с экрана.

19. ЗАО «Системы связи и телемеханики» [Электрон. ресурс]: сайт. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа : <http://www.ctsspb.ru/>, свободный (дата обращения 08.12.2025). – Название с экрана.

20. ООО «ТриА-нет» – системный интегратор в области телекоммуникаций и информационных технологий [Электрон. ресурс]: сайт. – Электрон. текст. данные. – Режим доступа: <http://www.3anet.com.ua/ru/articles/article1205>, свободный (дата обращения 08.12.2025). – Название с экрана.

21. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. – Київ : Індустрія, 2010. – 608 с.

22. Електроенергетика України. Структура, керування, інновації: монографія / І. В. Хоменко, О. А. Плахтій, В. П. Нерубацький, І. В. Стасюк. – Харків : НТУ «ХП», ТОВ «Планета-Прінт», 2020. – 132 с.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|--------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Арк. |
| | | | | | | | | | | 150 |
| Змн. | Арк. | № докум. | Підпис | Дата | | | | | | |

ДП 2026 141