

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛІШКОВ
“ ____ ” _____ 2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ

ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**«Проектування системи електропостачання промислових споживачів
ПС «Південно-Східна» м. Кропивницький»**

Виконав здобувач вищої освіти
ІІІ курсу, групи ЕЕ-23мб,
ОПП «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Андрій ЛЕОНТЬСВ
« ____ » _____ 2026 р.

Керівник роботи
проф., канд. техн. наук
_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ
« ____ » _____ 2026 р.

Рецензент

« ____ » _____ 2026 р.

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Освітньо-професійна програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

Петро Плешков

«___» _____ 2026 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ
ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

Леонтєєва Андрія Георгійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) «Проектування системи електропостачання промислових споживачів ПС «Південно-Східна» м. Кропивницький.

Design of a power supply system for industrial consumers of the "Pivdenno-Shikhdna" substation in Kropyvnytskyi»

2. Керівник роботи (проекту) Козловський Олександр Антонович, к.т.н., доц.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 3.06.2026 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи: Проектування системи електропостачання промислових споживачів згідно сучасних вимог надійності та економічності.

1. Вступ. Характеристика споживачів 2. Електричні навантаження. 3. Картограма електричних навантажень. 4. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання. 5. Режимы реактивної потужності в СЕП. 6. Трансформаторні підстанції. 7. Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання. 8. Спеціальний розділ. 9. Висновки. 10. Перелік джерел.

5. Консультанти розділів роботи (проекту)

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
<i>Спеціальний розділ</i>	<i>доцент Н. Ю. Гарасьова</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи (проекту)	Строк виконання етапів роботи	Примітка
<i>1</i>	<i>Вступ. Характеристика споживачів</i>	<i>17.04.26</i>	
<i>2</i>	<i>Розрахунок електричних навантажень</i>	<i>20.04.26</i>	
<i>3</i>	<i>Картограма електричних навантажень</i>	<i>27.04.26</i>	
<i>4</i>	<i>Техніко-економічне обґрунтування схем ел. пост.</i>	<i>28.04.26</i>	
<i>5</i>	<i>Компенсація реактивної потужності</i>	<i>1.05.26</i>	
<i>6</i>	<i>Трансформаторні підстанції</i>	<i>4.05.26</i>	
<i>7</i>	<i>Розрахунок струмів КЗ і вибір обладнання</i>	<i>6.05.26</i>	
<i>8</i>	<i>Спеціальний розділ</i>	<i>11.05.26</i>	
<i>9</i>	<i>Висновки</i>	<i>22.05.26</i>	
<i>10</i>	<i>Складання переліку бібліографічних посилань</i>	<i>25.05.26</i>	
<i>11</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки роботи</i>	<i>26.05.26</i>	
<i>12</i>	<i>Оформлення слайдів (графічна частина роботи)</i>	<i>28.05.26</i>	

Дата видачі завдання

« 11 » « квітня » 2026 року

Підпис керівника

_____ Олександр КОЗЛОВСЬКИЙ

Задання прийнято до виконання

« 11 » « квітня » 2026 року

Підпис здобувача

_____ Андрій ЛЕОНТЬЄВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: загальний обсяг 99 с., основний текст 81 с.; 12 рис., 25 табл., 12 джерел, 1 додаток на 18 с.

Леонтєв, А. Г. Проектування системи електропостачання промислових споживачів ПС «Південно-Східна» м. Кропивницький. – Рукопис.

Бакалаврська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2026 рік.

У кваліфікаційній роботі виконано комплексне проектування системи електропостачання групи промислових підприємств з урахуванням вимог економічності, надійності та умов подальшої експлуатації. У межах проєкту визначено електричні навантаження, побудовано добові та річні графіки електроспоживання, виконано техніко-економічне обґрунтування схеми приєднання групи підприємств до мережі 150 кВ, а також розраховано струми КЗ. Отримані результати використано для вибору електричних апаратів, трансформаторів струму і напруги, а також кабельних ліній мереж 35 кВ і 10 кВ.

Спеціальний розділ роботи присвячено розробленню автоматизованої системи комерційного та технічного обліку електроенергії. У ньому обґрунтовано структуру системи, склад основного обладнання та типи каналів зв'язку, вибрано схеми підключення лічильників. Основою системи обліку контролер збору даних з приладів обліку NIK KC-02. Як первинні вимірювальні перетворювачі прийнято трансформатори струму серій TG-170, TBT-150, ТФЗМ-35, ТЛК-10-5 і трансформатори напруги серій НКФ-220, НАМІ-35, НАМІ-10. Для комерційного обліку електроенергії вибрано лічильники Landis+Gyr E650 та NIK 2307, для технічного обліку, лічильники NIK 2303.

Ключові слова: електричне навантаження, високовольтний вимикач, кабельна лінія, автоматизована система обліку електроенергії, головна знижувальна підстанція

ABSTRACT

Qualification work: 99 p.; 12 Fig.; 25 tables; 12 sources; 1 add. on 18 p.

Leontiev, A. G. Design of a power supply system for industrial consumers of the "Pivdenno-Shikhdna" substation in Kropyvnytskyi. – Manuscript.

Bachelor's thesis in the specialisation 141 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics', study programme 'Electric Power Engineering, Electrical Engineering and Electromechanics'. – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2026.

This thesis presents a comprehensive design of the power supply system for a group of industrial enterprises, taking into account the requirements of cost-effectiveness, reliability and conditions for future operation. Within the scope of the project, electrical loads were determined, daily and annual electricity consumption schedules were drawn up, a technical and economic justification for the scheme of connecting the group of enterprises to the 150 kV grid was carried out, and short-circuit currents were calculated. The results obtained were used to select electrical equipment, current and voltage transformers, as well as cable lines for the 35 kV and 10 kV networks.

A special section of the thesis is devoted to the development of an automated system for commercial and technical electricity metering. It justifies the system's structure, the composition of the main equipment and the types of communication channels, and selects meter connection diagrams. The basis of the metering system is the NIK KS-02 data acquisition controller for metering devices. The current transformers of the TG-170, TVT-150, TFZM-35 and TLK-10-5 series, and the voltage transformers of the NKF-220, NAMI-35 and NAMI-10 series, have been selected as the primary measuring transducers. Landis+Gyr E650 and NIK 2307 meters have been selected for commercial electricity metering, and NIK 2303 meters for technical metering.

Keywords: electrical load, high-voltage circuit breaker, cable line, automated electricity metering system, main step-down substation

ЗМІСТ

	стр.
ВСТУП	8
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ	9
2. РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ.....	11
2.1. Силові електричні навантаження в електромережах до 1000 В.....	11
2.2. Освітлювальні навантаження.....	14
2.3. Електричні навантаження в мережах вище 1000 В.....	16
2.4. Графіки електричних навантажень.....	23
3. КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП.....	30
4. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМ ЕЛЕКТРО-ПОСТАЧАННЯ.....	32
4.1. Вибір напруги та схеми приєднання.....	32
4.2. Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання.....	36
5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРО-ПОСТАЧАННЯ.....	38
5.1. Режими реактивної потужності промислових споживачів ГЗП	38
5.2. Вибір кількості, потужності та місць встановлення ПКРП у мережах ПРАТ «Завод «Сегмент».....	39
5.3. Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації в мережах ПРАТ «Завод «Сегмент».....	40

					КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА ЗА ПЕРШИМ (БАКАЛАВРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ			
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	«Проектування системи електропостачання промислових споживачів ПС «Південно-Східна» м. Кропивницький. Design of a power supply system for industrial consumers of the "Pivdenno-Shikhdna" substation in Kropyvnytskyi»	Літера	Аркуш	Аркушів
Розроб.		Леонтьєв А. Г.				Д	6	99
Перевір.		Козловський О. А.						
Н.контр.								
Затв.		Плещков П.Г.				ЦНТУ, гр. ЕЕ-23мб		

6. ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ	42
6.1. Вибір числа та потужності трансформаторів підстанцій ПРАТ «Завод «Сегмент».....	42
6.2. Компоновка та місце розташування трансформаторних підстанцій.....	45
7. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СИЛОВИХ МЕРЕЖ...	46
7.1. Розрахунок струмів КЗ.....	46
7.2. Вибір повітряних та кабельних ліній	51
7.3. Вибір високовольного електрообладнання.....	55
8. РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО І ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ ГЗП	62
8.1. Мета і задачі комерційного та технічного обліку	62
8.2. Вибір комплексної системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.....	63
8.3. Вибір каналів зв'язку в АСКОЕ.....	67
8.4. Розробка схеми підключення контролеру збору даних NIK-KC-02.....	69
8.5. Вибір електричних схем підключення лічильників.....	70
8.6 Вибір трансформаторів струму.....	72
8.7. Вибір трансформаторів напруги.....	77
ВИСНОВКИ.....	79
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ.....	81
ДОДАТОК А. РОЗРАХУНОК ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ..	82

ВСТУП

Питання, пов'язані з надійним та якісним електропостачанням, залишаються фундаментальними для розвитку сучасної економіки. Однією з головних особливостей сьогодення є не лише кількісне зростання попиту на потужність, а й суттєве підвищення вимог до показників якості електроенергії, безперебійності живлення та впровадження інтелектуальних систем захисту. Відповідно до цих тенденцій трансформується і нормативна база: ПУЕ та регламенти технічної експлуатації постійно оновлюються, інтегруючи міжнародні стандарти безпеки та енергоефективності. Це створює необхідність перегляду традиційних підходів до вибору електричних апаратів та конфігурації систем у цілому.

Паралельно з нормативними змінами вдосконалюються і методики інженерних розрахунків. Основними завданнями, що стоять перед проектувальником при розробці системи електропостачання промислових підприємств, є:

- забезпечення необхідного рівня надійності відповідно до категорійності електроприймачів;
- мінімізація втрат електричної енергії при її передачі та розподілі;
- оптимізація капітальних витрат при збереженні високої технічної ефективності системи;
- впровадження засобів автоматизації та моніторингу для оперативного керування режимами споживання.

У процесі проектування закладаються основи для довгострокового оптимального функціонування системи, тому застосування системного підходу є важливим. Це передбачає аналіз не лише окремих вузлів, а й їхньої взаємодії в межах єдиного енергетичного комплексу. Раціональна побудова мереж повинна ґрунтуватися на останніх досягненнях науково-технічного прогресу: використанні енергоефективного обладнання, систем накопичення енергії та цифрових методів діагностики стану ізоляції та контактних з'єднань.

Окрему увагу в сучасних умовах слід приділяти адаптивності систем електропостачання до можливих перевантажень та зміні графіків навантаження. Розробка проекту, що враховує динаміку розвитку промислової зони та потенційне розширення виробничих потужностей, дозволяє уникнути передчасного морального та фізичного зносу обладнання.

Метою даної кваліфікаційної роботи є проектування системи електропостачання промислових споживачів згідно сучасних вимог надійності та економічності.

						Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ

Промислова зона розташована у східній частині м. Кропивницький та являє собою складний багатопрофільний комплекс, що поєднує видобувну галузь, машинобудування, металургійне виробництво та інфраструктурні об'єкти. Така різноманітність підприємств зумовлює неоднорідність електричних навантажень, наявність споживачів з різними вимогами до надійності електропостачання та специфічний вплив на якість електроенергії в мережі. Основою промислової зони є наступні промислові підприємства та організації: Інгульська шахта ДП «СХІД-ГЗК», ПРАТ «Завод «Сегмент», ТОВ «Кіровоградський завод будівельних матеріалів», ПП «Астра Груп», ТОВ «Завод «Більшовик», ТОВ «УКРАВТО Кропивницький»; філія «Кіровоградська ДЕД» ДП «Кіровоградський облавтодор», ТДВ «Дозавтомати», ВАТ «Кіровоградбуд», КП «Кіровоградське ВКГ КМР».

Центральним об'єктом промислової зони є Інгульська шахта ДП «СХІДГЗК». Це підприємство спеціалізується на видобутку уранової та торієвої руди. Технологічний цикл шахти передбачає роботу потужних стаціонарних установок: компресорних агрегатів, насосів головного водовідведення, вентиляторів головного провітрювання та підйомних механізмів. Особливістю цього об'єкта є наявність великої кількості потужних високовольтних електродвигунів.

Машинобудівний сектор представлений чотирма підприємствами:

1) ПРАТ «Завод «Сегмент» має з двозмінний режимом роботи. Специфіка виробництва (штампи, матриці) передбачає використання як механічного (верстати), так і термічного обладнання (електропечі опору, пости нагріву). Наявність електромашинних перетворювачів частоти та печей робить цей об'єкт джерелом гармонічних спотворень у мережі. Важливою характеристикою є високий рівень вимог до надійності: 88% електроприймачів відносяться до II категорії, що вимагає резервування живлення на рівні цехових підстанцій;

2) ПП «Астра Груп» спеціалізується на обладнанні для зерноскладищ та деревообробки. Технологічний парк включає зварювальне обладнання та установки індукційного нагріву, що характеризуються різкозмінним та нелінійним характером споживання потужності. Підприємство має власну центральну розподільчу пункцію (ЦРП) 10 кВ;

3) ТОВ «Завод «Більшовик» спеціалізується на виробництві відливок із чавуну. Його характерною рисою є наявність потужного плавильного та допоміжного обладнання. Розподіл енергії на підприємстві здійснюється при напрузі 10 кВ, що забезпечуючи низькі рівні втрат електроенергії;

						Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

4) ТДВ «Дозавтомати» займається виготовленням дозуючого обладнання, обладнання для твердого біопалива; зерносушильних установок; фасувального обладнання. Головними споживачами електроенергії заводу є металообробні верстати, преси, гальванічне обладнання. Режим роботи підприємства двозмінний. На території заводу споруджено ЦРУ 10 кВ.

Сектор будівельної індустрії промзони представлений двома підприємствами: ВАТ «Кіровоградбуд» і ТОВ «Кіровоградський завод будівельних матеріалів». Виробництво керамічної плитки та цегли характеризується наявністю енергоємного обладнання для підготовки сировини (подрібнювачі, змішувачі) та безперервних процесів випалу в печах. Використання елеваторів, конвеєрних ліній та пресів створює стабільне силове навантаження. Заводи мають двозмінний режим роботи та потребують надійного електропостачання для запобігання браку продукції при зупинці технологічних ліній.

Сферу технічного сервісу та логістики представляє Автоцентр «Кіровоград-Авто». Це підприємство поєднує комерційну діяльність з енергоємними процесами ремонту та модернізації техніки. Електричне навантаження центру формується роботою зварювальних автоматів, компресорів та підйомних механізмів, що мають повторно-короткочасний режим роботи.

Особливе місце в інфраструктурі району КП «Кіровоградське ВКГ КМР». Комплекс очисних споруд функціонує в цілодобовому режимі без вихідних. Основними споживачами тут є потужні насосні станції та компресорні установки.

Інфраструктурну складову закриває Філія «Кіровоградська ДЕД», яка забезпечує експлуатацію доріг. Це типовий споживач III категорії з переважанням дрібної силової та освітлювальної навантажень, що не висуває жорстких вимог до безперебійності живлення.

У цілому, промислова зона характеризується змішаним графіком навантаження. Більшість підприємств працюють у дві зміни, що створює стабільно високе базове споживання електроенергії впродовж доби з вираженим денним максимумом. З точки зору надійності, промислова зона потребує складних схемних рішень. Зокрема, видобувні установки шахти та основні цехи машинобудівних заводів вимагають наявності двох незалежних джерел живлення з пристроями автоматичного введення резерву (АВР). Наявність значної частки споживачів II категорії диктує необхідність проектування двотрансформаторної підстанції.

У якості джерела живлення для промислової зони можливо використати ПС 150 кВ «Гірнична», що розташована на відстані 4,5 км. Така відстань є оптимальною для передачі потужності на напругах 35 та 10 кВ без суттєвих втрат енергії. Значення надперехідного струму КЗ у максимальному режимі роботи ЕС на шинах 150 ПС «Гірнична» становить 8,7 кА.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		10

2 РОЗРАХУНОК ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

2.1 Силові електричні навантаження в електромережах до 1000 В

Розрахунок електричних навантажень споживачів напругою 0,4 кВ виконано методом впорядкованих діаграм. Як приклад розглянуто детальний алгоритм обчислень для цеху малих серій ПРАТ «Завод «Сегмент».

Активне розрахункове навантаження цеху визначаємо через середньозмінну потужність та коефіцієнт максимуму:

$$P_p = P_{\text{ср.зм}} \cdot k_m = 167,0 \cdot 1,21 = 201,5 \text{ кВт},$$

де $P_{\text{ср.зм}}$ – середньозмінна потужність цеху

$$P_{\text{ср.зм}} = \sum_i^n P_{\text{ср.зм}_i} = 25,2 + 12,9 + 39,8 + 1,4 + 87,8 = 167,0 \text{ кВт},$$

k_m – коефіцієнт максимуму є функцією від групового коефіцієнта використання k_b та ефективного числа електроприймачів $n_{\text{еф}}$:

$$k_m = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot k_b^2 - 12,7 \cdot k_b + 8,235}{(k_b + 0,05) \cdot n_{\text{еф}}^{(1,04-0,4 \cdot K_b)}}} = \sqrt{1 + \frac{4,4 \cdot 0,32^2 - 12,7 \cdot 0,32 + 8,235}{(0,32 + 0,05) \cdot 37^{(1,04-0,4 \cdot 0,32)}}} = 1,21,$$

де

$$k_b = \frac{P_{\text{ср.зм}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}} = \frac{167,0}{514,3} = 0,32,$$

$P_{\text{ном}_i}$ – встановлена активна потужність i -го електроприймача;

$n_{\text{еф}}$ – ефективне число електроприймачів:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}_i}}{P_{\text{н.мах}}} = \frac{2 \cdot 514,3}{28} = 37 \text{ шт.},$$

за умови, що відношення потужностей $P_{\text{ном.мах}}/P_{\text{ном.мін}}$ становитиме

$$m = \frac{P_{\text{ном.мах}}}{P_{\text{ном.мін}}} = \frac{28}{1,8} = 16 > 3,$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					11

при груповому коефіцієнті використання $k_B = 0,32 \geq 0,2$.

Оскільки, кількість ефективних електроприймачів перевищує 10 ($n_{\text{эф}} = 37 > 10$), розрахунковий максимум реактивного навантаження прирівнюємо до його середньозмінного значення:

$$Q_p = Q_{\text{ср.зм}} = 166,3 \text{ квар},$$

де $Q_{\text{ср.зм}}$ – середньозмінне реактивне навантаження

$$Q_{\text{ср.зм}} = \sum_i^n Q_{\text{ср.зм}_i} = 43,6 + 15,1 + 40,6 + 1,2 + 65,8 = 166,3 \text{ квар}.$$

Розрахунковий максимум повної потужності на шинах 0,4 кВ цеху

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{201,5^2 + 166,3^2} = 261,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Результати розрахунку електричних навантажень для інших цехів і діляниць ПРАТ «Завод «Сегмент» у мережах напругою до 1000 В наведено в табл. 2.1.

						Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 2.1 - Розрахунок силових електричних навантажень в мережі до 1000 В ПРАТ "Завод "Сегмент"

№ п/п	Назва вузлів навантаження та груп електроприймачів	Кільк. ел. спо- живачів	Встановлена		m	k _ε	cos φ	tg φ	Середнє наван-		n _e	k _м	Розрахункова		
			Одного	Сумарна					P _{ср} , кВт	Q _{ср} , квар			P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Цех малих серій														
	Токарні, свердлильні верстати	58	1,8 - 10,0	210,0		0,12	0,50	1,73	25,2	43,6					
	Шліфувальні верстати	15	3,0 - 28,0	76,0		0,17	0,65	1,17	12,9	15,1					
	Лінія зборки	3	26,5 - 26,5	79,5		0,50	0,70	1,02	39,8	40,6					
	Кран-балка ТВ=40%	4	1,8 - 5,1	13,8		0,10	0,75	0,88	1,4	1,2					
	Вентилятори	14	7,5 - 15,0	135,0		0,65	0,80	0,75	87,8	65,8					
	Всього по цеху	94	1,8 - 28,0	514,3	16	0,32	0,71	1,00	167,0	166,3	37	1,2	201,5	166,3	261,3
2	Ремонтно-механічний цех	66	0,6 - 22,0	603,6	37	0,24	0,61	1,28	145,4	186,6	55	1,19	173,6	186,6	254,9
3	Компресорна	22	2,5 - 90,0	576,5	36	0,69	0,85	0,63	400,5	250,7	13	1,14	455,2	250,7	519,7
4	Насосна	8	4,0 - 45,0	209,0	11	0,70	0,85	0,63	145,9	91,8	8	1,19	173,6	101,0	200,8
5	Термо-гальванічний цех	82	4,7 - 73,0	1196,2	16	0,65	0,85	0,62	773,0	478,7	33	1,08	837,7	478,7	964,8
6	Зварювально-збиральний цех	113	1,1 - 120,0	1288,0	109	0,41	0,66	1,15	532,3	612,5	21	1,25	665,4	612,5	904,4
7	Склад	9	3,0 - 7,5	42,0	3	0,49	0,69	1,06	20,7	22,0	9	1,37	28,4	24,2	37,3
8	Склад готових виробів	10	2,3 - 11,0	61,2	5	0,57	0,79	0,78	34,7	26,9	10	1,27	44,0	29,6	53,1
9	Котельна	17	3,0 - 15,0	145,0	5	0,69	0,80	0,75	99,7	74,7	17	1,12	111,2	74,7	134,0
10	Заготівельний цех	111	1,0 - 45,0	1445,3	45	0,20	0,62	1,26	282,2	355,1	64	1,20	338,9	355,1	490,9
11	Штампувально-механічн. цех	124	1,6 - 130,0	2347,5	81	0,23	0,68	1,07	546,6	584,2	36	1,29	703,3	584,2	914,3
12	Інструментальний цех	150	0,4 - 87,0	1966,0	235	0,37	0,71	0,99	727,5	723,4	45	1,15	839,1	723,4	1107,8
13	Ковальсько-пресовий цех	99	2,2 - 180,0	1601,0	82	0,26	0,71	0,99	410,7	405,2	18	1,46	601,3	405,2	725,1
14	Випробовувальна лабораторія	38	1,1 - 40,0	300,0	36	0,47	0,76	0,84	141,4	119,2	15	1,27	179,8	119,2	215,8
15	Адмін-побутовий корпус	138	0,4 - 18,0	235,8	45	0,56	0,86	0,59	132,0	77,9	26	1,13	149,8	77,9	168,8
16	Деревообробний цех	52	2,2 - 63,8	349,5	30	0,22	0,62	1,26	78,1	98,5	11	1,76	137,5	98,5	169,2
	Всього по заводу "Сегмент"														
	на напрузі 0,4 кВ (силове)	1133	0,4 - 180,0	12880,9	486	0,36	0,74	0,92	4637,8	4273,9	143	1,06	4910,2	4273,9	6509,8

Зм.

Арк.

№ докум.

Підпис.

Дата

Арк.

13

2.2 Освітлювальні навантаження

Визначення параметрів освітлення промислових приміщень базується на методі питомої потужності на одиницю корисної площі. Як приклад розглянемо обчислення навантаження для ремонтно-механічного цеху ПРАТ «Завод «Сегмент».

Послідовність розрахунку:

- встановлена потужність обчислюється як добуток питомої потужності p_0 на загальну площу приміщення F

$$P_{\text{в}} = p_0 \cdot F \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 1800 \cdot 10^{-3} = 32,4 \text{ кВт};$$

- розрахункова активна потужність визначається з урахуванням коефіцієнт запасу на втрати в ПРА k_1 і попиту $k_{\text{п}}$

$$P_{\text{р.ос}} = k_1 \cdot k_{\text{п}} \cdot P_{\text{в}} = 1,12 \cdot 0,95 \cdot 32,4 = 25,7 \text{ кВт};$$

- розрахункова реактивна потужність визначається через коефіцієнт потужності $\text{tg}\varphi$

$$Q_{\text{р.ос}} = P_{\text{р}} \cdot \text{tg}\varphi = 25,7 \cdot 1,73 = 44,6 \text{ квар};$$

- повне навантаження

$$S_{\text{р.ос}} = \sqrt{P_{\text{р.ос}}^2 + Q_{\text{р.ос}}^2} = \sqrt{25,7^2 + 44,6^2} = 51,5 \text{ кВА}.$$

Обчислення для інших виробничих цехів і дільниць ПРАТ «Завод «Сегмент» виконані за аналогічно, а їхні результати зведено до табл. 2.2.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		14

Таблиця 2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень ПРАТ «Завод «Сегмент»

№ п/п	Назва	n, шт	F, м ²	P ₀ , Вт/м	cosφ	P _у , кВт	Q _у , квар	k _п	k _л	P _{р.ос} , кВт	Q _{р.ос} , квар	S _{р.ос} , кВА
1	Цех малих серій	2	1800,0	18,0	0,5	32,4	56,1	0,95	1,12	34,5	59,7	68,9
2	Ремонтно-механічний цех	1	1344,0	18,0	0,5	24,2	41,9	0,95	1,12	25,7	44,6	51,5
3	Компресорна	1	432,0	12,0	0,5	5,2	9,0	0,95	1,12	5,5	9,6	11,0
4	Насосна	1	324,0	12,0	0,5	3,9	6,7	0,95	1,12	4,1	7,2	8,3
5	Термо-гальванічний цех	1	2340,0	16,0	0,5	37,4	64,8	0,85	1,12	35,6	61,7	71,3
6	Зварювально-збиральний цех	1	1440,0	18,0	0,5	25,9	44,9	0,95	1,12	27,6	47,8	55,2
7	Склад	1	864,0	12,0	0,5	10,4	18,0	0,6	1,12	7,0	12,1	13,9
8	Склад готових виробів	1	288,0	14,0	0,5	4,0	7,0	0,6	1,12	2,7	4,7	5,4
9	Котельна	1	528,0	12,0	0,5	6,3	11,0	0,95	1,12	6,7	11,7	13,5
10	Заготівельний цех	1	2080,0	18,0	0,5	37,4	64,8	0,95	1,12	39,8	69,0	79,7
11	Штампувально-механічний цех	1	2520,0	18,0	0,5	45,4	78,6	0,95	1,12	48,3	83,6	96,5
12	Інструментальний цех	2	1920,0	20,0	0,5	38,4	66,5	0,85	1,12	36,6	63,3	73,1
13	Ковальсько-пресовий цех	1	2592,0	17,0	0,5	44,1	76,3	0,95	1,12	46,9	81,2	93,8
14	Випробовувальна лабораторія	2	1104,0	20,0	0,5	22,1	38,2	0,85	1,12	21,0	36,4	42,0
15	Адмін-побутовий корпус	5	5040,0	22,0	0,9	110,9	53,7	0,8	1,20	106,4	51,6	118,3
16	Деревообробний цех	1	1620,0	16,0	0,5	25,9	44,9	0,95	1,12	27,6	47,8	55,2
	Освітлення території	1	29172,0	0,3	0,5	8,8	15,2	1,0	1,12	9,8	17,0	19,6
	Всього		26236,0			482,7	697,6			485,9	708,8	859,3

2.3 Електричні навантаження в мережах вище 1000 В

Розрахунковими вузлами у мережах понад 1000 В є шини 10 кВ трансформаторних підстанцій (ТП) або розподільних установок (РУ). Перед розрахунком було визначено їх кількість, потужність та місце розміщення.

При розрахунку були враховані наступні особливості:

- потужність трансформаторів обиралася за розрахунковим навантаженням 0,4 кВ з урахуванням категорії надійності та доцільності компенсації реактивної потужності;
- допускалося живлення декількох цехів від однієї ТП, якщо їхня сумарна потужність становить 250-350 кВА, а відстань між об'єктами не перевищує 100 м;
- розрахунок вівся за умови повної компенсації реактивної потужності в мережі до 1000 В.

Методика розрахунку аналогічна до розглянутої у п. 2.1 роботи та передбачає поетапне підсумовування номінальних потужностей усіх цехових електроприймачів (ЕП), визначення середніх навантажень, групових коефіцієнтів використання та ефективної кількості ЕП. До отриманих значень додаються освітлювальні навантаження та втрати в цехових трансформаторах:

$$\Delta P = n(\Delta p_{xx} + \Delta p_{k3} \cdot k_3^2); \quad (2.1)$$

$$\Delta Q = n \cdot S_{\text{ном}} \left(\frac{i_{xx}, \%}{100} + \frac{u_{k3}}{100} \cdot k_3^2 \right), \quad (2.2)$$

де n – кількість трансформаторів; Δp_{xx} , Δp_{k3} – втрати відповідно холостого ходу та навантажувальні, кВт; i_{xx} – струм холостого ходу, %; u_{k3} – напруга короткого замикання, %; $S_{\text{ном}}$ – номінальна потужність трансформатора, кВА; k_3 – коефіцієнт завантаження.

У вузлах, де встановлені косинусні конденсаторні установки їхнє реактивне навантаження враховується зі знаком «мінус».

Оскільки графіки роботи різних підрозділів не збігаються в часі, навантаження на шинах 10, 35 та 150 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) визначається графоаналітичним методом (як сума значень добових графіків кожного ступеня). Підсумкові дані з урахуванням засобів компенсації наведено в табл. 2.3.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	16

Продовження табл. 2.3

1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
		ТП-2 (2хТМГ-630/10)														
12		Інструментальний цех														
		силове	150	0,4 - 87,0	1966,0	235	0,37	0,71	0,99	727,5	723,4	45	1,15	839,1	723,4	1107,8
		освітлювальне								38,4	66,5			36,6	63,3	
		Всього								765,9	789,9			875,6	786,7	1177,1
		Всього по ТП-2 (2х630 кВА)														
		силове	150	0,4 - 87,0	1966,0	235	0,37	0,71	0,99	727,5	723,4	45	1,15	839,1	723,4	1107,8
		освітлювальне								38,4	66,5			36,6	63,3	
		батареї конденсаторів													-700,0	
		всього												875,6	86,7	879,9
		втрати у трансформаторах												8,2	43,9	
		Всього на шинах 10 кВ ТП-2												883,8	130,6	893,4
		ТП-3 (2хТМГ 630/10)														
1		Цех малих серій														
		силове	94	1,8 - 28,0	514,3	16	0,32	0,71	1,00	167,0	166,3	37	1,21	201,5	166,3	261,3
		освітлювальне								32,4	56,1			34,5	59,7	
		Всього								199,4	222,5			236,0	226,0	326,8
13		Ковальсько-пресовий цех														
		силове	99	2,2 - 180,0	1601,0	82	0,26	0,71	0,99	410,7	405,2	18	1,46	601,3	405,2	725,1
		освітлювальне								44,1	76,3			46,9	81,2	
		Всього								454,8	481,5			648,2	486,4	810,4

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-3 (2х630 кВА)														
	силове	193	1,8 - 180,0	2115,3	100	0,27	0,71	0,99	577,7	571,5	24	1,35	779,1	571,5	966,2
	освітлювальне								76,5	132,4			81,4	140,9	
	батареї конденсаторів													-600,0	
	всього												860,4	112,4	867,8
	втрати у трансформаторах												8,0	42,9	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-3												868,4	155,4	882,2
	ТП-4 (2хТМГ-630/10)														
11	Штампувально-механічн. цех														
	силове	124	1,6 - 130,0	2347,5	81	0,23	0,68	1,07	546,6	584,2	36	1,29	703,3	584,2	914,3
	освітлювальне								45,4	78,6			48,3	83,6	
	Всього								591,9	662,8			751,5	667,8	1005,4
9	Котельня														
	силове	17	3,0 - 15,0	145,0	5	0,69	0,80	0,75	99,7	74,7	17	1,12	111,2	74,7	134,0
	освітлювальне								6,3	11,0			6,7	11,7	
	Всього								106,0	85,7			118,0	86,4	146,2
	Освітлення території														
									8,8	15,2			9,8	17,0	
	Всього по ТП-4 (2х630 кВА)														
	силове	141	4,6 - 130,0	2492,5	28	0,26	0,70	1,02	646,2	659,0	38	1,25	807,6	659,0	1042,4
	освітлювальне								60,4	104,7			64,8	112,2	
	батареї конденсаторів													-600,0	
	всього												872,5	171,2	889,1
	втрати у трансформаторах												8,3	44,6	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-4												880,8	215,8	906,8

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ТП-5 (2хТМГ-630/10)														
2	Ремонтно-механічний цех														
	силове	66	0,6 - 22,0	603,6	37	0,24	0,61	1,28	145,4	186,6	55	1,19	173,6	186,6	254,9
	освітлювальне								24,2	41,9			25,7	44,6	
	Всього								169,6	228,5			199,4	231,2	
3	Компресорна														
	силове	22	2,5 - 90,0	576,5	36	0,69	0,85	0,63	400,5	250,7	13	1,14	455,2	250,7	519,7
	освітлювальне								5,2	9,0			5,5	9,6	
	Всього								405,7	259,7			460,8	260,3	529,2
4	Насосна														
	силове	8	4,0 - 45,0	209,0	11	0,70	0,85	0,63	145,9	91,8	8	1,19	173,6	101,0	200,8
	освітлювальне								3,9	6,7			4,1	7,2	
	Всього								149,8	98,5			177,7	108,1	208,1
	Всього по ТП-5 (2х630 кВА)														
	силове	96	0,6 - 130,0	1389,1	217	0,50	0,79	0,76	691,9	529,2	21	1,19	825,4	529,2	980,5
	освітлювальне								33,3	57,6			35,4	61,3	
	батареї конденсаторів													-400,0	
	всього												860,8	190,5	881,6
	втрати у трансформаторах												8,2	44,0	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-5												869,0	234,5	900,1
	ТП-6 (2хТМГ-630/10)														
6	Зварювально-збиральний цех														
	силове	113	1,1 - 120,0	1288	109	0,41	0,66	1,15	532,3	612,5	21	1,25	665,4	612,5	904,4
	освітлювальне								25,9	44,9			27,6	47,8	
	Всього								558,2	657,4			693,0	660,2	957,2

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16	Деревообробний цех														
	силове	52	2,2 - 63,8	349,5	30	0,22	0,62	1,26	78,1	98,5	11	1,76	137,5	98,5	169,2
	освітлювальне								25,9	44,9			27,6	47,8	
	Всього								104,0	143,4			165,1	146,3	220,6
7	Склад														
	силове	9	3,0 - 7,5	42,0	3	0,49	0,69	1,06	20,7	22,0	9	1,37	28,4	24,2	37,3
	освітлювальне								10,4	18,0			7,0	12,1	
	Всього								31,1	39,9			35,4	36,2	50,6
8	Склад готових виробів														
	силове	10	2,3 - 11,0	61,2	5	0,57	0,79	0,78	34,7	26,9	10	1,27	44,0	29,6	53,1
	освітлювальне								4,0	7,0			2,7	4,7	
	Всього								38,8	33,9			46,8	34,3	58,0
	Всього по ТП-6 (2х630 кВА)														
	силове	184	8,6 - 120,0	1740,7	14	0,38	0,66	1,14	665,8	759,9	29	1,21	807,0	759,9	1108,5
	освітлювальне								66,2	114,7			64,8	112,3	
	батареї конденсаторів													-800,0	
	всього												871,8	72,2	874,8
	втрати у трансформаторах												8,1	43,5	
	Всього на шинях 10 кВ ТП-6												879,9	115,7	887,5
	ТП-7 (2хТМГ-630/10)														
5	Термо-гальванічний цех														
	силове	82	4,7 - 73	1196,2	16	0,65	0,85	0,62	773,0	478,7	33	1,08	837,7	478,7	964,8
	освітлювальне								37,4	64,8			35,6	61,7	
	Всього								810,5	543,6			873,3	540,5	1027,0

Продовження табл. 2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Всього по ТП-7 (2х630 кВА)														
	силове	82	4,7 - 73,0	1196	16	0,65	0,85	0,62	773,0	478,7	33	1,08	837,7	478,7	964,8
	освітлювальне								37,4	64,8			35,6	61,7	
	батареї конденсаторів													-400,0	
	всього												873,3	140,5	884,6
	втрати у трансформаторах												8,1	44,2	
	Всього на шинах 10 кВ ТП-7												881,4	184,7	900,6
	Всього по заводу														
	силове	1133	0,4 - 180,0	12880,9	486	0,36	0,74	0,92	4637,8	4273,9	143	1,06	4910,2	4273,9	6509,8
	освітлювальне								482,7	697,6			485,9	708,8	
	батареї конденсаторів													-3850,0	
	Всього								5120,4	4971,6			5396,1	1132,7	5513,7
	втрати у трансформаторах												56,9	305,8	
	батареї конденсаторів 10 кВ													-600,0	
	Всього по заводу "Сегмент" на шинах 10 кВ												5453,0	838,5	5517,1

2.4 Графіки електричних навантажень

Добові графіки активної, реактивної та повної потужностей ($P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$) для зимового й літнього періодів побудовано на базі типових графіків, що були підібрані за характеристиками підприємств з урахуванням їх режимів роботи у робочі та вихідні дні.

Значення кожного j -го ступеня переведено з відносних одиниць (%) у іменовані (кВт, квар) через розрахункові максимуми активної P_p та реактивної Q_p потужностей промислових підприємств

$$P_j = \frac{n_{p,j}}{100} P_p; \quad (2.1)$$

$$Q_j = \frac{n_{q,j}}{100} Q_p, \quad (2.2)$$

де $n_{p(q)}$ – ордината, j -го ступеня відповідного графіка, %.

При розрахунках було виконано сезонну корекцію – максимальні навантаження для робочої літньої доби визначено зі знижувальним коефіцієнтом 0,85 відносно зимового максимуму:

$$P_{p,л} = 0,85 \cdot P_{p,з}; \quad (2.3)$$

$$Q_{p,л} = 0,85 \cdot Q_{p,з}; \quad (2.4)$$

Значення для кожного ступеня графіка повного навантаження

$$S_j = \sqrt{P_j^2 + Q_j^2} \text{ кВ} \cdot \text{А}. \quad (2.5)$$

Вихідні дані до розрахунку добових графіків електроспоживання промислових споживачів ПС «Південно-Східна» м. Кропивницький на напрузі 10 кВ представлено у табл. А.1-А.8 (Додаток А)

У табл. А.9-А.11 (Додаток А) представлено результати розрахунку добових графіків електроспоживання промислових споживачів на напругах 10/35/150 кВ.

Візуалізацію добових електроспоживання для споживачів класів напруги 10 кВ, 35 кВ і 150 кВ представлено на рис. 2.1-2.3.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		23

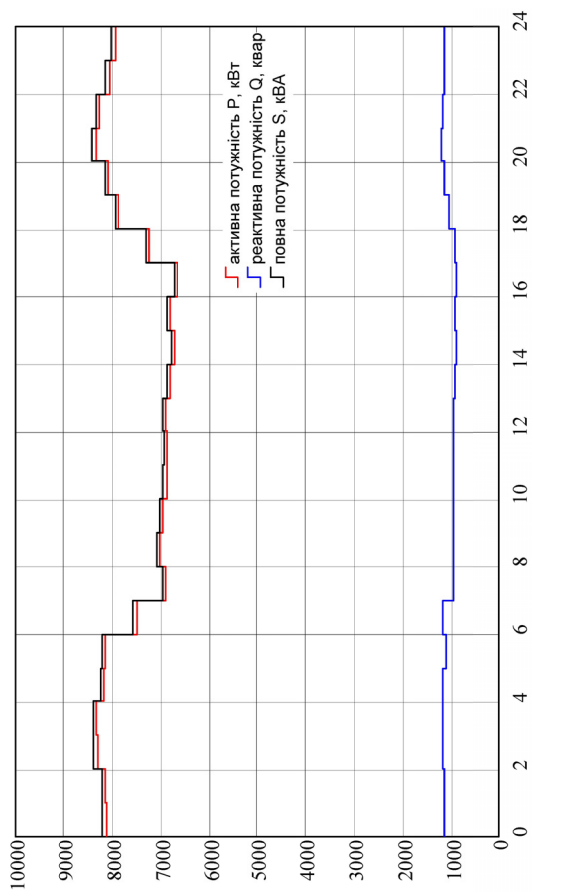
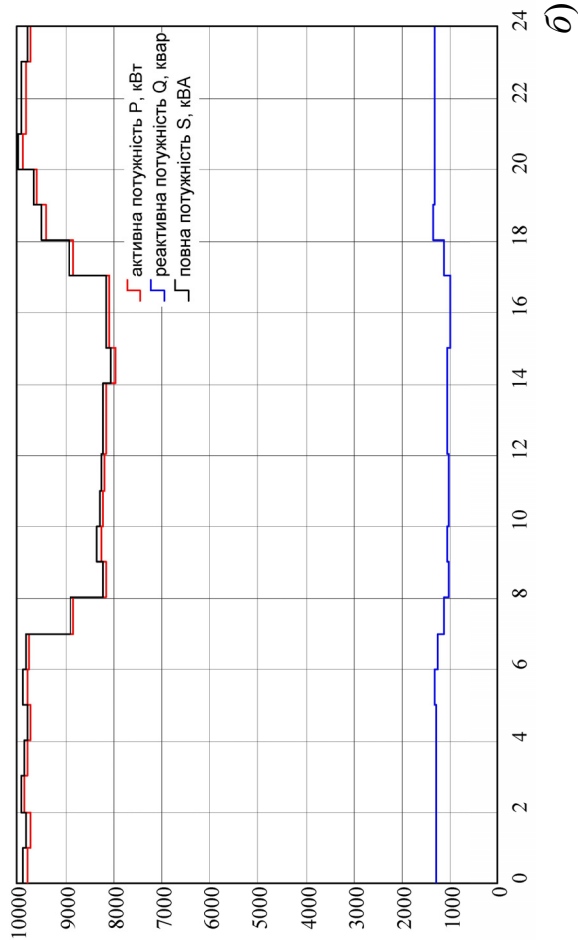
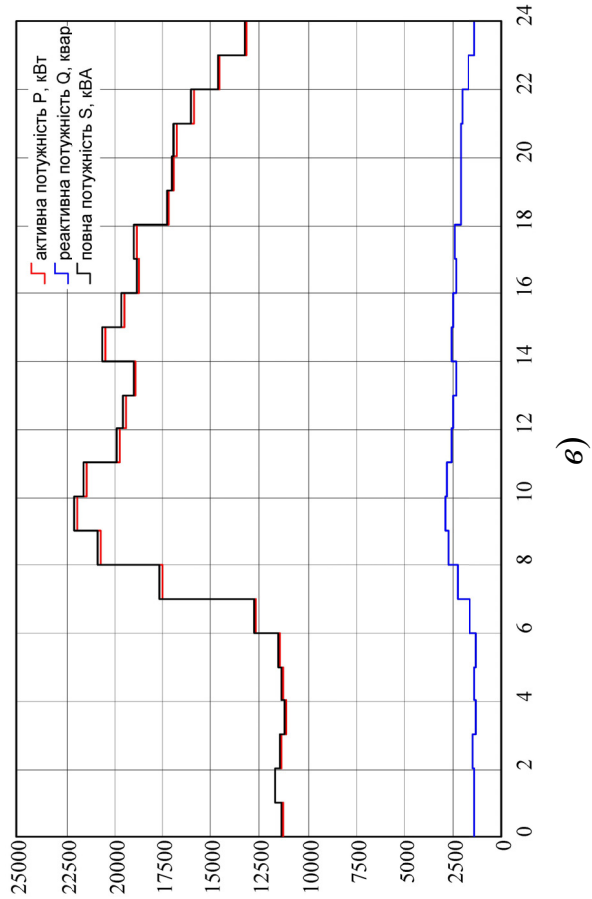
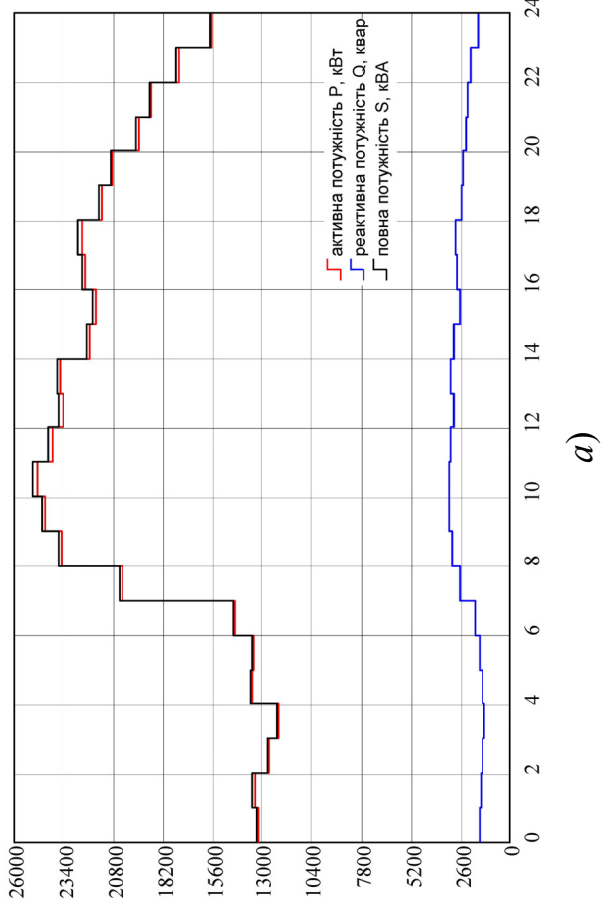


Рис. 2.1. Залежності $P(t)$, $Q(t)$ та $S(t)$ в умовах проєктування ГЗП (напруга 10 кВ):

а) робоча б) вихідна доба (зимовий період); в) робоча г) вихідна доба (літній період)

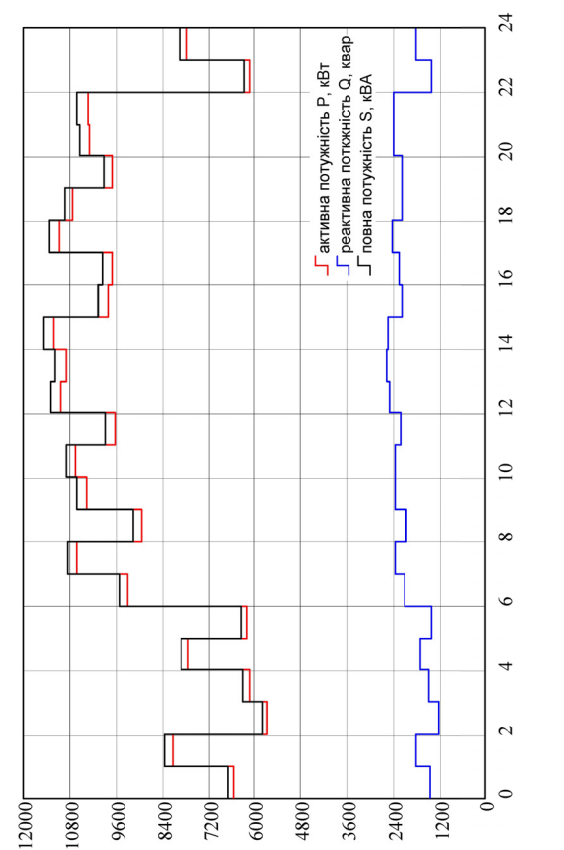
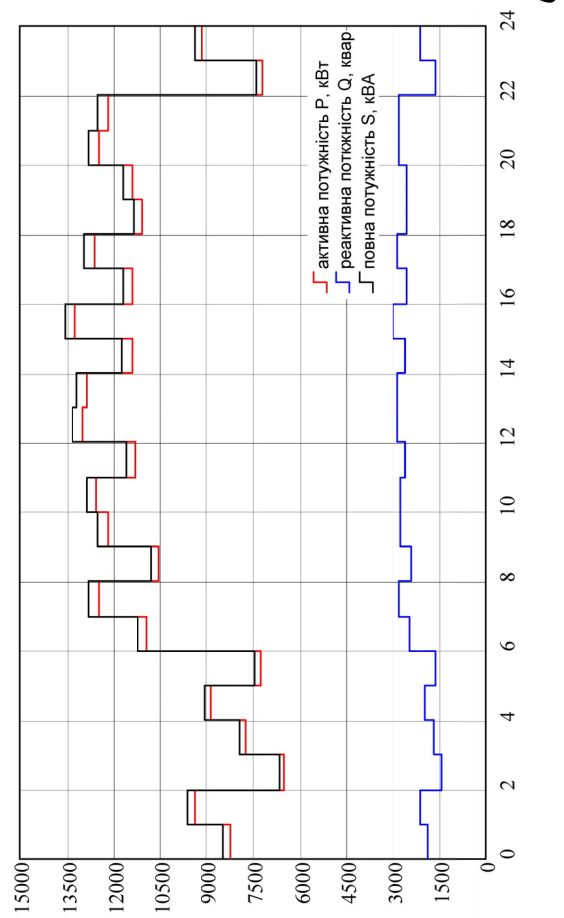
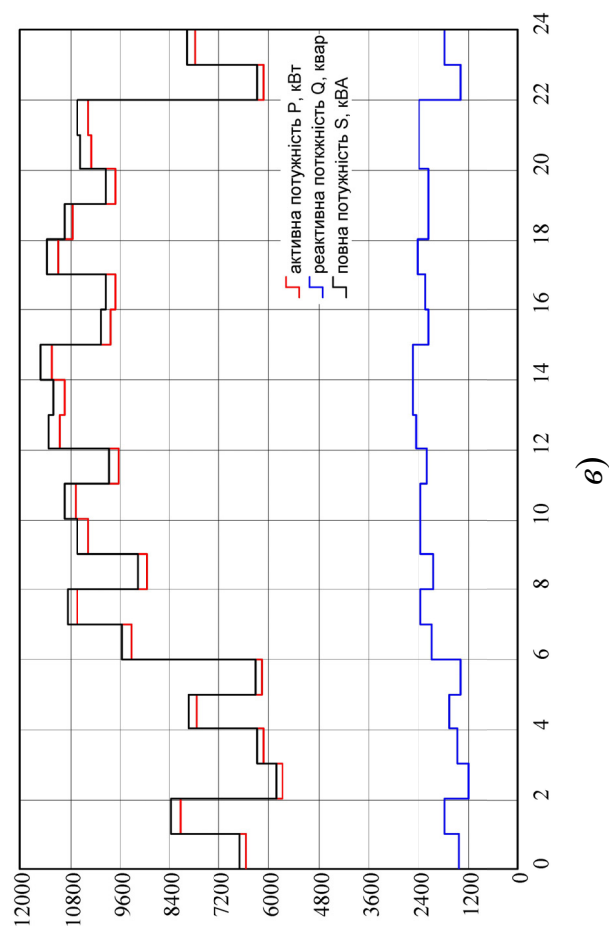
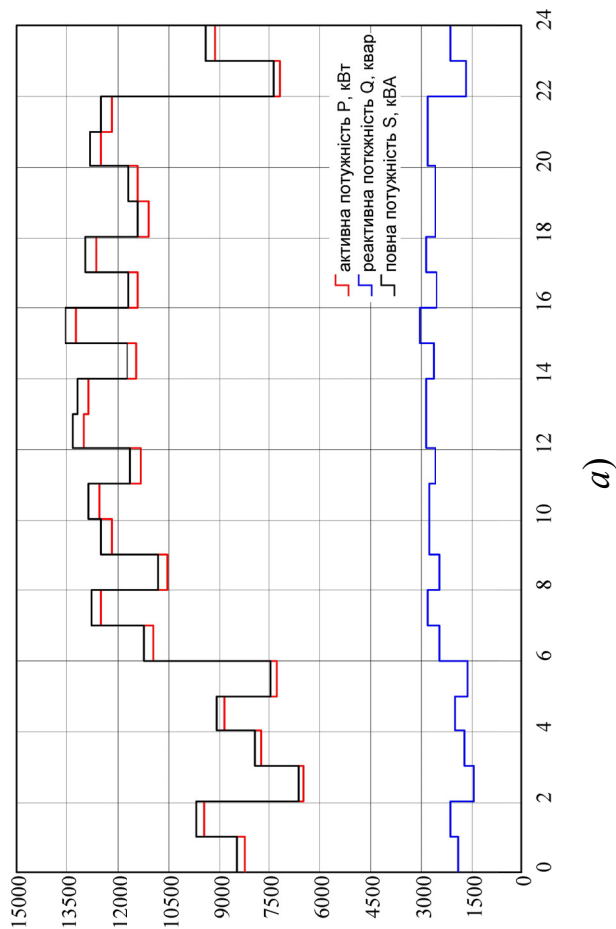


Рис. 2.2. Залежності $P(t)$, $Q(t)$ і $S(t)$ в умовах проєктування ГЗП (напруга 35 кВ): а) робоча б) вихідна доба (зимовий період); в) робоча г) вихідна доба (літній період)

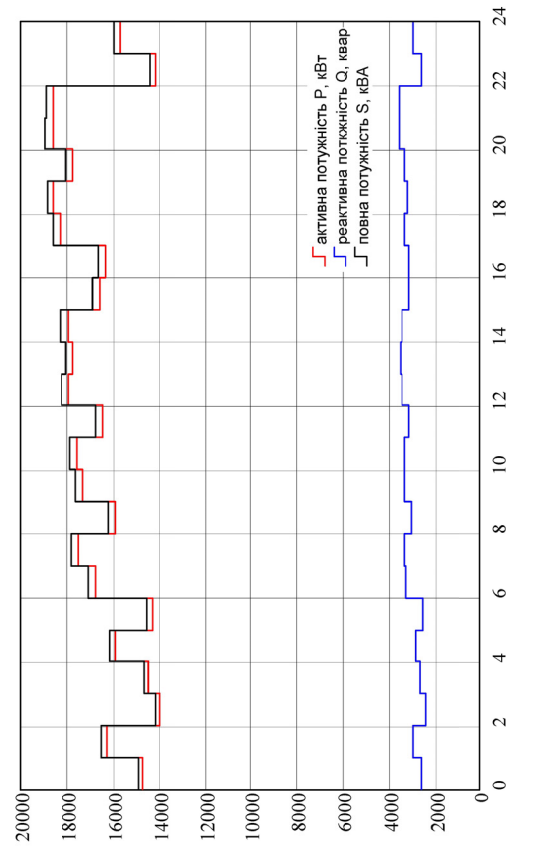
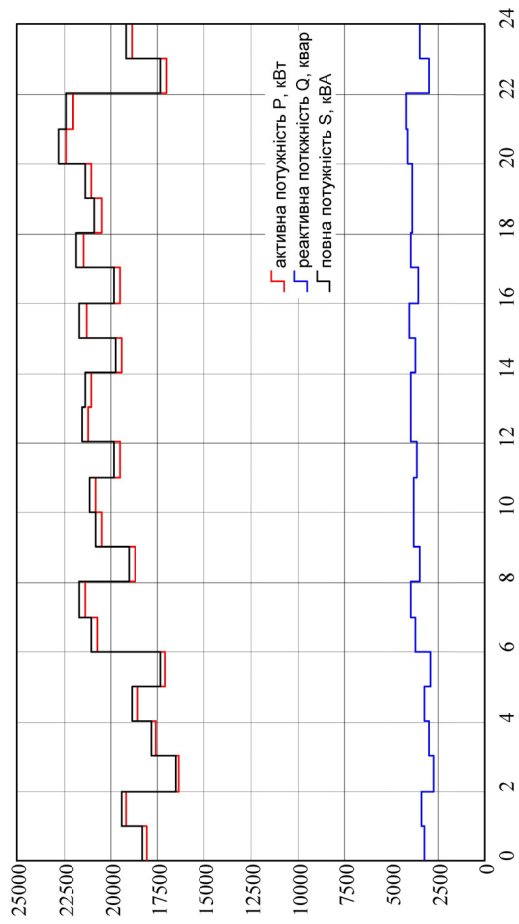
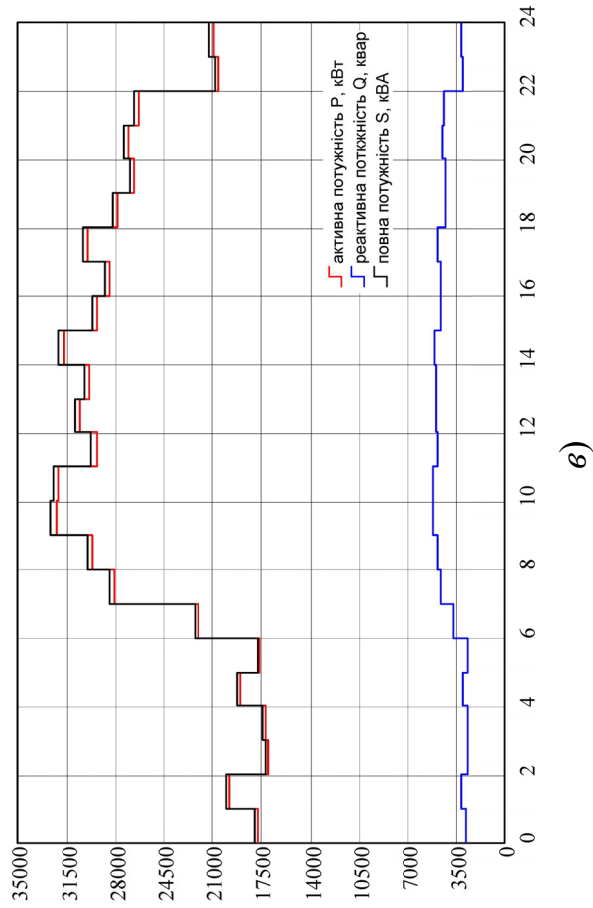
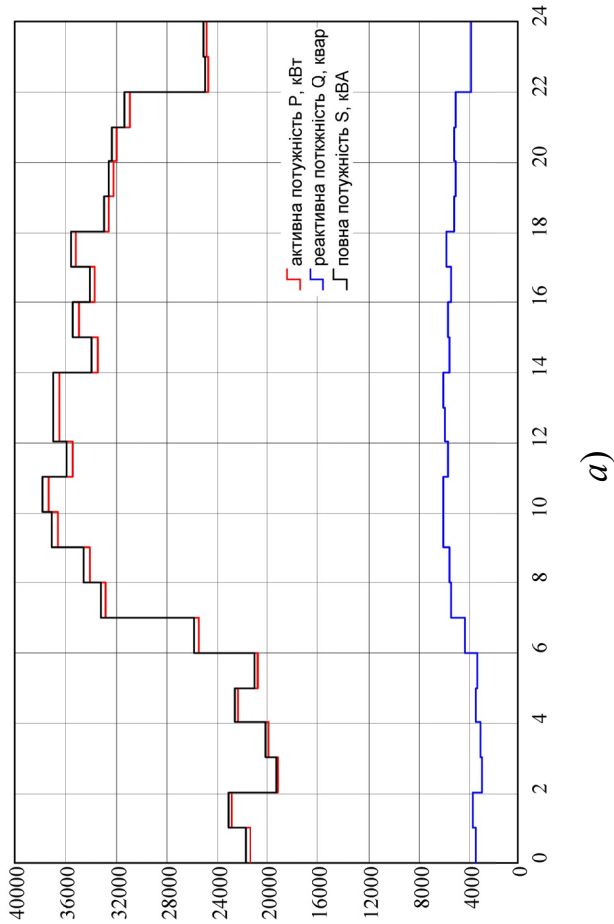


Рис. 2.3. Залежності $P(t)$, $Q(t)$ і $S(t)$ в умовах проектування ГЗП (напруга 150 кВ): а) робоча б) вихідна доба (зимовий період); в) робоча г) вихідна доба (літній період)

На основі добових графіків електроспоживання розраховано і побудовано річні графіки за тривалістю. Розрахунковий алгоритм зводиться до визначення сумарного часу дії кожного ступеня навантаження впродовж року та ранжування отриманих значень від найбільшого до найменшого. Результати розрахунку представлені у табл. А.9-А.11 (Додаток А), а їх загальний вигляд – на рис. 2.4.

За розрахованими сумарними значеннями активної та реактивної потужностей за робочу зимову добу визначаємо розрахункові потужності на всіх класах напруги ГЗП у максимальному режимі роботи (інтервал часу 10-11, табл. А.9-А.11):

$$P_{p.150} = 37370,4 \text{ кВт}; Q_{p.150} = 5961,0 \text{ квар}; S_{p.150} = 37824,9 \text{ кВА};$$

$$P_{p.35} = 12540,0 \text{ кВт}; Q_{p.35} = 2760,0 \text{ квар}; S_{p.35} = 12840 \text{ кВА};$$

$$P_{p.10} = 24830,4 \text{ кВт}; Q_{p.10} = 3193,4 \text{ квар}; S_{p.10} = 25034,9 \text{ кВА}.$$

Втрати потужності в попередньо вибраних трансформаторах ГЗП ТДТН 25000/150/35:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= n \left(\Delta p_{xx} + \Delta p_{kB} \left(\frac{S_{p.B}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta p_{kC} \left(\frac{S_{p.C}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \Delta p_{kH} \left(\frac{S_{p.H}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right) = \\ &= 2 \left(29 + 72,5 \left(\frac{37824,9}{2 \cdot 25000} \right)^2 + 72,5 \left(\frac{12840,0}{2 \cdot 25000} \right)^2 + 72,5 \left(\frac{25034,9}{2 \cdot 25000} \right)^2 \right) = 186,9 \text{ кВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_T &= n \frac{S_{\text{НОМ}}}{100} \left(i_{xx} + u_{kB} \left(\frac{S_{p.B}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + u_{kC} \left(\frac{S_{p.C}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 + u_{kH} \left(\frac{S_{p.H}}{n \cdot S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right) = \\ &= 2 \frac{25000}{100} \left(0,9 + 11,25 \left(\frac{37824,9}{2 \cdot 25000} \right)^2 + 0 + 6,75 \left(\frac{25034,9}{2 \cdot 25000} \right)^2 \right) = 4515,2 \text{ квар}; \end{aligned}$$

де Δp_{kB} , Δp_{kC} , Δp_{kH} – втрати потужності у обмотках, відповідно, високої, середньої та низької напруги:

$$\Delta p_{kB} = \Delta p_{kC} = \Delta p_{kH} = 0,5 \cdot \Delta p_{kB-C} = 0,5 \cdot 145 = 72,5 \text{ кВт};$$

u_{kB} , u_{kC} , u_{kH} – напруги короткого замикання, відповідно, обмотки високої напруги, середньої та низької:

$$u_{kB} = 0,5(u_{kB-C} + u_{kB-H} - u_{kC-H}) = 0,5(10,5 + 18 - 6) = 11,25 \%;$$

$$u_{kC} = 0,5(u_{kB-C} + u_{kC-H} - u_{kB-H}) = 0,5(10,5 + 6 - 18) \approx 0 \%;$$

$$u_{kH} = 0,5(u_{kB-H} + u_{kC-H} - u_{kB-C}) = 0,5(18 + 6 - 10,5) = 6,75 \%.$$

						Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

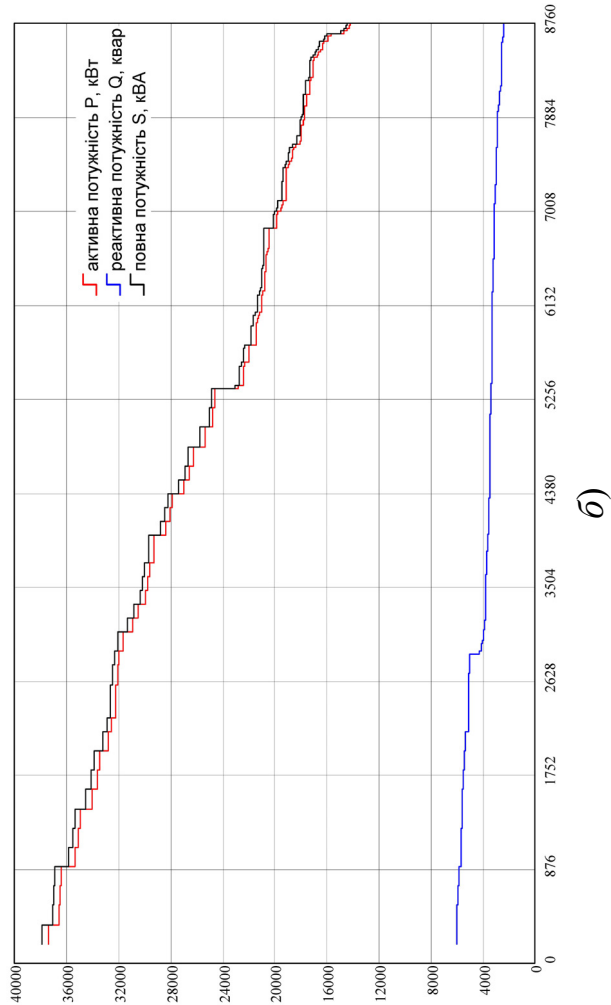
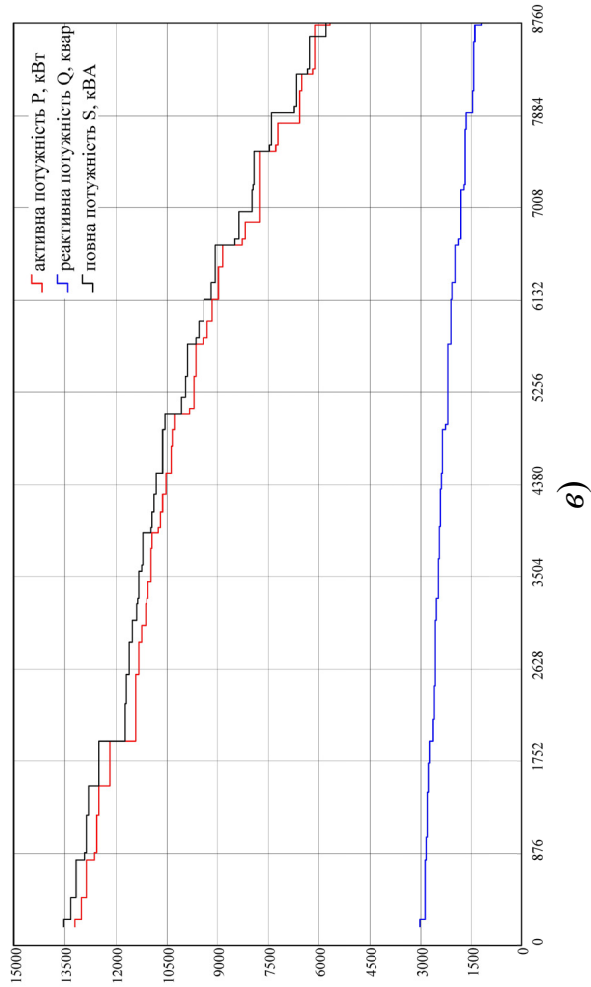
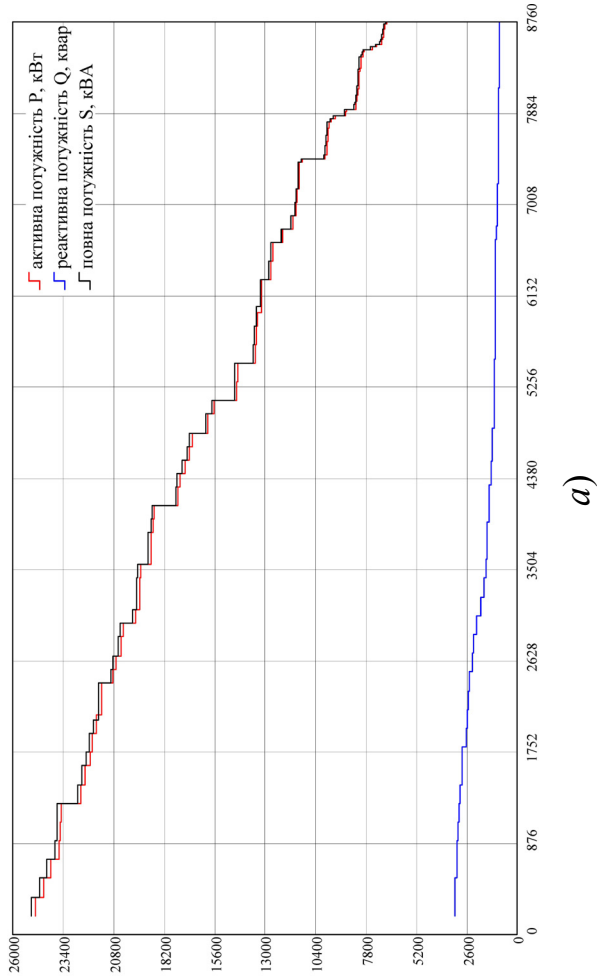


Рис. 2.4. Річні графіки електроспоживання за тривалістю ($P(t)$, $Q(t)$, $S(t)$) по ГЗП:
а) сторона НН; в) сторона СН; г) сторона ВН

Отже, навантаження на стороні 150 кВ ГЗП складе:

$$P_{p.вн} = P_{p.ГЗП} + \Delta p_T = 37824,9 + 188,0 = 38012,9 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.вн} = Q_{p.ГЗП} + \Delta q_T = 5961,0 + 4515,2 = 10476,2 \text{ квар};$$

$$S_{p.вн} = \sqrt{P_{p.вн}^2 + Q_{p.вн}^2} = \sqrt{38012,9^2 + 10476,2^2} = 39430,1 \text{ кВА}.$$

Річні витрати активної та реактивної енергії визначаються на базі річних графіків навантаження. Обчислення зводиться до сумування добутків потужності P_j , Q_j на тривалість t_j відповідного j -го ступеня. Річне електроспоживання промислових підприємств на напрузі 10 кВ складе:

$$W_p = \sum_{j=1}^n \left[147 \cdot P_{3.p_j} + 65 \cdot P_{3.в_j} + 105 \cdot P_{л.p_j} + 48 \cdot P_{л.в_j} \right] = 144344,3 \text{ МВт·год};$$

$$V_p = \sum_{j=1}^n \left[147 \cdot Q_{3.p_j} + 65 \cdot Q_{3.в_j} + 105 \cdot Q_{л.p_j} + 48 \cdot Q_{л.в_j} \right] = 17946,0 \text{ Мвар·год};$$

де t_j – тривалість j -го ступеня, год.

На основі знайденого річного споживання електроенергії обчислюємо кількість годин використання максимуму навантаження

$$T_{\max.10} = \frac{\sqrt{W_p^2 + V_p^2}}{S_p} = \frac{\sqrt{144344,3^2 + 17946,0^2} \cdot 10^3}{25034,9} = 5810,1 \text{ год};$$

тоді час максимальних втрат складе

$$\tau_{10} = \left[0,124 + \frac{T_{\max.10}}{10000} \right]^2 8760 = \left[0,124 + \frac{5810,1}{10000} \right]^2 8760 = 4354,1 \text{ год}.$$

За аналогічною методикою було розраховано показники річного енергоспоживання та часові характеристики електроспоживання для інших класів напруги. Результати розрахунку представлені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Показники річного енергоспоживання та часові характеристики навантаження ГЗП промислових споживачів

Сторона напруги ГЗП	W_p , МВт·год	V_p , Мвар·год	$T_{\max}$, год	τ , год
НН	144344,3	17946,0	5810,1	4354,1
СН	87648,0	19690,6	6636,3	5434,3
ВН	231992,2	37636,6	6342,5	5036,4

3 КАРТОГРАМА ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ І ВИБІР МІСЦЯ РОЗТАШУВАННЯ ГЗП

Для оптимізації місця встановлення ГЗП на генеральний план промислового вузла наноситься картограма електричних навантажень. Її алгоритм побудови та розрахунку наступний:

- навантаження кожного підприємства відображається колом, радіус якого R_i обчислюється з умови, що його площа пропорційна повному активному навантаженню підприємства у заданому масштабі (прийнято $m = 2,5$ кВт/мм²):

$$R = \sqrt{\frac{P_{\text{р.сум}}}{\pi \cdot m}}; \quad (3.1)$$

- координати центру електричних навантажень (ЦЕН) всієї групи промислових підприємств обчислюються через координати на генплані x_i, y_i і розрахункову потужність P_i кожного з n підприємств:

$$x'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{21682957,6}{37856,3} = 572,8 \text{ м};$$

$$y'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \cdot P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{68058832,1}{37856,3} = 1797,8 \text{ м}.$$

- розраховані координати ЦЕН ($x'_0; y'_0$) перевіряються технічну доцільність, з метою виключення імовірності зворотних перетоків потужності, зменшення втрат електроенергії та витрат кабельної продукції.

Отже, з метою оптимізації точку встановлення ГЗП зміщуємо від ЦЕН у напрямку основного джерела живлення у точку з координатами $x_0 = 455,2$ м, $y_0 = 1366,0$ м.

Розрахунок картограми навантажень проведено у вигляді табл. 3.1.

						Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 3.1. Розрахунок картограми навантажень промислових підприємств

№ п/п	Назва підрозділу	Навантаження, кВт			Радіус кола, мм	Координати центру кола, м		Градусна міра кута, α	Добутки, кВт·м	
		P_p	P_{oc}	$P_{сум}$		x	y		$P \cdot x$	$P \cdot y$
1.	Інгульська шахта ДП «СХІДГЗК»	12540,0	-	12540,0	40,0	300,4	2738,8	-	3767016,0	34344552,0
2.	ПРАТ «Завод «Сегмент»	5453,0	485,9	5938,9	27,5	276,4	1560,8	29,5	1641512,0	9269435,1
3.	ТОВ «Кіровоградський завод будівельних матеріалів»	1765,0	-	1765,0	15,0	483,6	1670,0	-	853554,0	2947550,0
4.	ПП «Астра Груп»	2548,0	-	2548,0	18,0	640,4	1643,2	-	1631739,2	4186873,6
5.	ТОВ «Завод «Більшовик»	5368,0	-	5368,0	26,1	840,8	1673,6	-	4513414,4	8983884,8
6.	ТОВ «УКРАВТО Кропивницький»	1040,0	-	1040,0	11,5	1195,2	1646,8	-	1243008,0	1712672,0
7.	Філія «Кіровоградська ДЕД» ДП «Кіровоградський облавтодор»	399,8	-	399,8	7,1	1156,0	1346,4	-	462215,0	538344,6
8.	ТДВ «Дозавтомати»	4521,6	-	4521,6	24,0	874,4	1020,0	-	3953687,0	4612032,0
9.	ВАТ «Кіровоградбуд»	1300,0	-	1300,0	12,9	895,6	697,2	-	1164280,0	906360,0
10.	КП «Кіровоградське ВКТ КМР»	2435,0	-	2435,0	17,6	1007,2	228,8	-	2452532,0	557128,0
	Всього			37856,3					21682957,6	68058832,1

4 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СХЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

4.1 Вибір напруги та схеми приєднання

Загальне розрахункове навантаження промислового вузла становить 39,4 МВ·А. Це навантаження відповідає діапазону застосування мереж високої напруги 110-150 кВ. Найближчим можливим джерелом живлення проектованої ГЗП на напрузі 150 кВ є підстанція енергосистеми «Гірничка», що розташована на відстані 4,5 км. Тому з урахуванням величини навантаження, необхідності резервування живлення та перспективи подальшого розвитку промислових підприємств приймається приєднання промислового вузла до мережі на напрузі 150 кВ. Між ПС «Гірничка» та споруджуваною ПС розташовані: район приватних житлових будинків та пустир. Отже, живлення ГЗП передбачається виконати по двох повітряних лініях довжиною 4,5 км на сталевих опорах.

У центрі електричних навантажень передбачається спорудження двотрансформаторної підстанції 150/35/10 кВ. Напруга 35 кВ необхідна для підключення споживача «Інгільська шахта» на території якого споруджено ГЗП 35/10 кВ. Тому трансформатори повинні бути триобмотковими. Виконаємо попередній вибір потужності цих трансформаторів.

Варіант №1. Наявність на підприємствах споживачів I та II категорій надійності електропостачання зумовлює обов'язкове встановлення на ГЗП двох силових трансформаторів. Їхня номінальна потужність попередньо визначається за умовою:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.I,II}}}{n \cdot k_3} = \frac{33263,8}{2 \cdot 0,7} = 23759,8 \text{ кВ} \cdot \text{А},$$

де $S_{\text{р.I,II}}$ – сумарна розрахункова потужність відповідальних споживачів. Обчислюється через загальне навантаження кожного об'єкта $S_{\text{I,II},i}$ та відповідну частку навантаження I і II категорій $k_{\text{I,II},i}$:

$$S_{\text{р.I,II}} = \sum \frac{k_{\text{I,II},i} S_{\text{р.35},i}}{100} + \sum \frac{k_{\text{I,II},i} S_{\text{р.10},i}}{100} = \frac{95 \cdot 13200}{100} + \left[\frac{88 \cdot 5453 + 90 \cdot 1765}{100} + \frac{85 \cdot 2548 + 87 \cdot 5368 + 80 \cdot 1040 + 85 \cdot 4521,6 + 82 \cdot 1300 + 98 \cdot 2435}{100} \right] = 33263,8 \text{ кВА}.$$

При розрахунку вважаємо, що змінна відношення по споживанню електроенергії між споживачами різних категорій протягом робочого часу доби не суттєва.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		32

Приймаємо до розгляду два трансформатори з $S_{\text{ном}} = 25000$ кВ·А.

Для підтвердження правильності вибору визначаємо коефіцієнти завантаження трансформаторів у нормальному (номінальному) режимі роботи:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{37370,4}{2 \cdot 25000} = 0,75.$$

Завантаження в аварійному режимі (при роботі одного трансформатора) перевіряється з урахуванням допустимого відключення споживачів III категорії на період ліквідації аварії:

$$k_{3, \text{ав}} = \frac{S_{\text{р.І,ІІ}}}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{33263,8}{25000} = 1,33 < k_{3, \text{доп}} = 1,4.$$

Таким чином, трансформатор може працювати в аварійному режимі за умови відключення частини споживачів III-ї категорії.

Варіант №2. Приймаємо до розгляду наступний по каталогу трансформатор з більшою потужністю – 40000 кВА.

Завантаження трансформатора у номінальному режимі роботи:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{37370,4}{2 \cdot 40000} = 0,47.$$

Завантаження трансформатора у аварійному режимі роботи, за умови відключення споживачів III-ї категорії на час ліквідації аварії:

$$k_{3, \text{ав}} = \frac{S_p}{S_{\text{Т.НОМ}}} = \frac{37370,4}{40000} = 0,82.$$

Отже, при використанні трансформатору даної потужності, відключення споживачів III-ї категорії не потрібне.

Для визначення оптимальної встановленої потужності трансформаторів ГЗП виконується техніко-економічне порівняння двох варіантів:

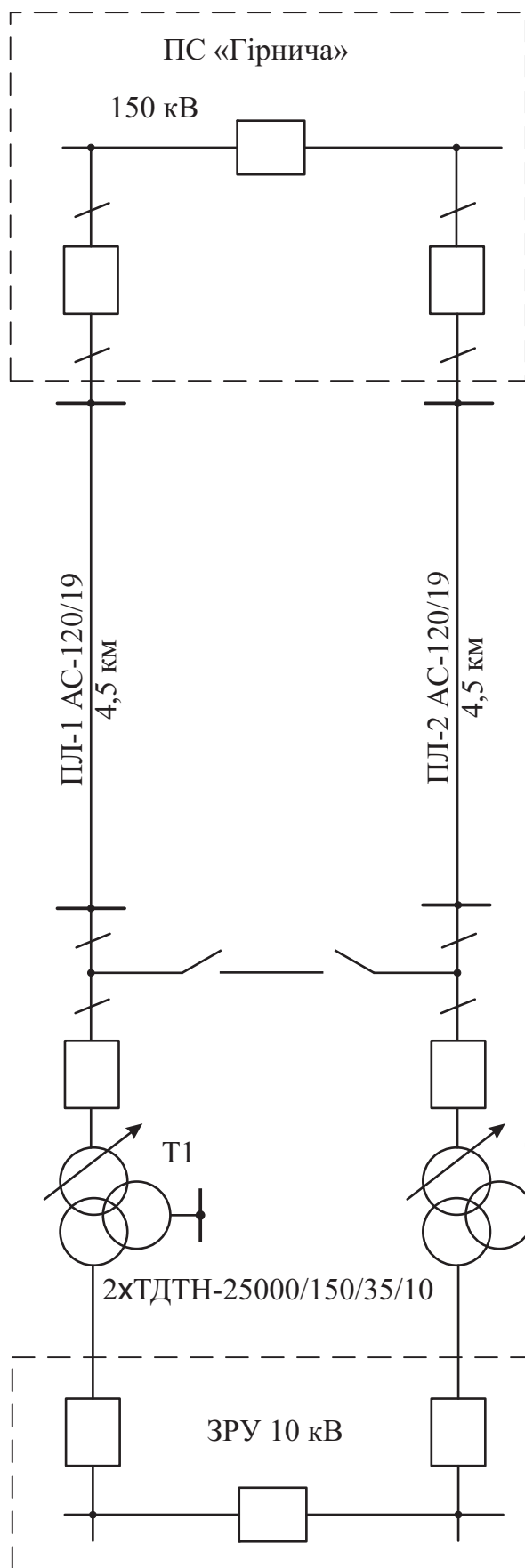
- встановлення двох трансформаторів типу ТДТН-25000/150/35 (рис. 5.1, а).
- встановлення двох трансформаторів типу ТДТН-40000/150/35 (рис. 5.1, б).

Остаточне проєктне рішення приймається за критерієм мінімуму зведених витрат для порівнюваних варіантів з урахуванням капітальних вкладень, експлуатаційних витрат та вартості витрат електроенергії.

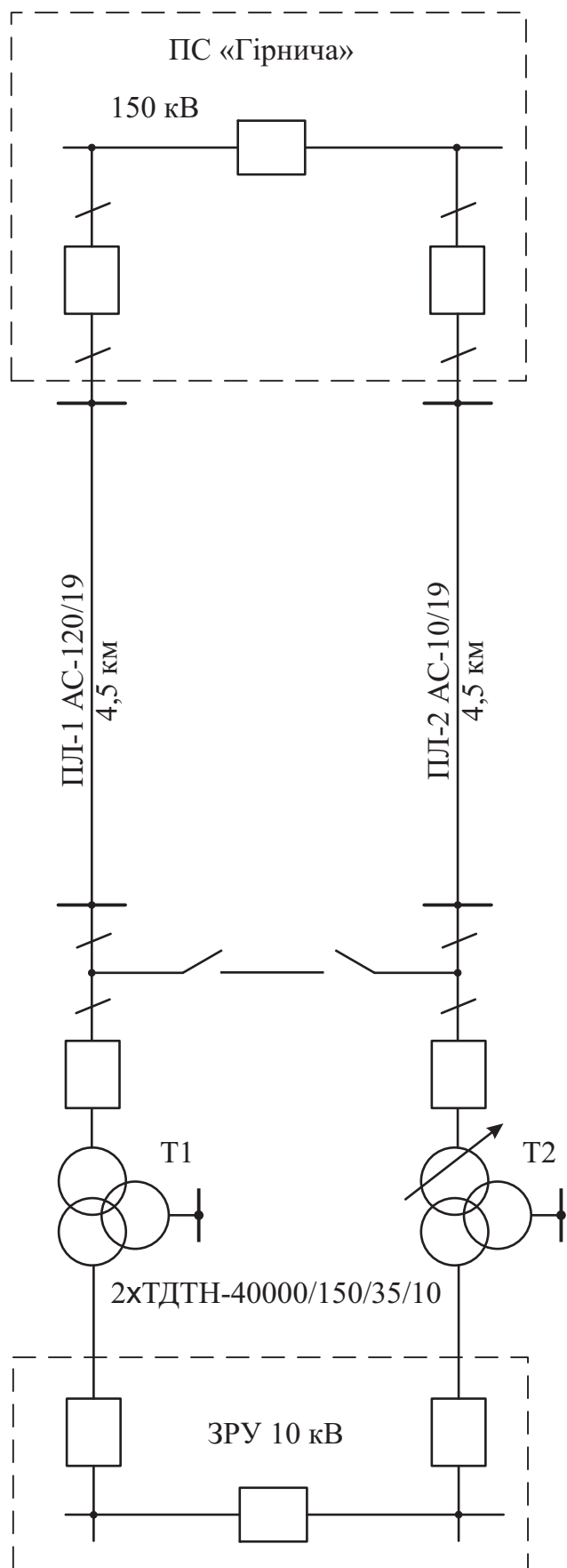
Розглянемо детально величини приведених витрат для варіанта №1:

$$П_{\text{в1}} = E_{\text{н}} \cdot K + C + B = 0,12 \cdot 23500,0 + 4700 + 4783,3 = 12303,3 \text{ тис. грн.}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		33



а)



б)

Рис. 4.1. Варіанти схем зовнішнього електропостання промислових споживачів

Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата

Арк.

34

де E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень; K – сумарні капіталовкладення в трансформатори, тис. грн; C – річні поточні витрати на експлуатацію, тис. грн/рік; B – вартість річних втрат електроенергії в трансформаторах, тис. грн/рік.

Економічно доцільним та оптимальним до впровадження визнається той варіант, який забезпечує найменше значення сумарних приведених витрат.

Річні поточні витрати C визначаються укрупненим методом і формуються з двох основних складових: амортизаційних відрахувань A та витрат на експлуатаційне обслуговування E . Базою для їх обчислення є відповідні нормативні ставки, задані у відсотках: норма відрахувань на амортизацію H_a та норма витрат на експлуатацію H_e . Загальна величина поточних витрат знаходиться за виразом:

$$C_I = A_I + E_I = \frac{K_i \cdot H_a}{100} + \frac{K_i \cdot H_e}{100} = \frac{23500 \cdot 15}{100} + \frac{23500 \cdot 5}{100} = 3225 + 1175 = 4700 \text{ тис. грн.}$$

Річна вартість втрат електроенергії B обчислюється на основі діючого тарифу c_0 :

$$B_I = c_0 \cdot \Delta E = 8,481 \cdot 564004,9 \cdot 10^{-3} = 4783,3 \text{ тис. грн};$$

де c_0 – вартість електроенергії, прийнято як суму закупівельної ціни електроенергії на ринку $c_{оп}$ та тарифу на її передачу магістральними мережами НЕК «Укренерго» $c_{п.мм}$. Для ПрАТ «Кіровоградобленерго» вона становить

$$c_e = c_{оп} + c_{т.мм} = 7,738 + 0,743 = 8,481 \text{ грн. / кВт} \cdot \text{год};$$

$\Delta E_{тр}$ – сумарні втрати електроенергії в силових трансформаторах за рік, які визначаються за виразом

$$\begin{aligned} \Delta E_{тл} &= \Delta p_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{кВ} \left(\frac{S_{p.B}}{n \cdot S_{т.ном}} \right)^2 \tau_B + \Delta P_{кС} \left(\frac{S_{p.C}}{n \cdot S_{т.ном}} \right)^2 \tau_B + \Delta P_{кН} \left(\frac{S_{p.H}}{n \cdot S_{т.ном}} \right)^2 \tau_B = \\ &= 29 \cdot 8760 + 72,5 \left(\frac{37841,6}{2 \cdot 25000} \right)^2 4863,0 + 72,5 \left(\frac{13536,6}{2 \cdot 25000} \right)^2 5434,3 + \\ &\quad + 72,5 \cdot \left(\frac{25034,9}{2 \cdot 25000} \right)^2 4354,1 = 564004,9 \text{ кВт} \cdot \text{год.} \end{aligned}$$

Підсумкові результати техніко-економічного порівняння розглянутих варіантів комплектації ГЗП зведено в табл. 4.1.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					35

Таблиця 4.1. Результати техніко-економічного обґрунтування варіантів схеми приєднання промислових підприємств

Показники	Од. вим.	Варіант	
		1	2
Капіталовкладення	тис. грн.	23500,0	33400,0
Поточні витрати	тис. грн.	4700,0	6680,0
Вартість втрат електроенергії	тис. грн.	4783,3	4579,1
Приведені витрати	тис. грн.	12303,3	15267,1

Оскільки перший варіант забезпечує менші фінансові витрати

$$П_{в1} = 12303,3 < П_{в2} = 15267,1 \text{ тис. грн.},$$

саме він приймається як остаточне проектне рішення.

4.2 Вибір напруги та схеми внутрішнього електропостачання

Рациональна побудова системи внутрішнього електропостачання промислового вузла значною мірою визначається правильним вибором класів напруги та конфігурації розподільної мережі. Ці рішення безпосередньо впливають на надійність та техніко-економічні показники всієї групи підприємств.

Проектована схема електропостачання промислових підприємств повинна задовольняти такі вимоги:

- безпека та зручність експлуатації обслуговуючим персоналом;
- забезпечення необхідного рівня надійності живлення споживачів як у нормальному, так і в післяаварійному режимах роботи;
- економічна доцільність (мінімізація капітальних вкладень, щорічних експлуатаційних витрат та втрат електроенергії);
- забезпечення нормованих показників якості електричної енергії в мережі.

Для зовнішньої розподільної мережі промислового вузла прийнято рішення про використання двох класів напруги: 10 кВ і 35 кВ. Таке розділення зумовлене різним характером навантажень, територіальним розташуванням та технологічними вимогами об'єктів.

Напруга 10 кВ обрана для живлення групи дрібних промислових підприємств з огляду на наступне:

- всі підприємства цієї групи обладнані центральними розподільними установками (ЦРУ) або РУ з номінальною напругою 10 кВ;

- у складі промислових споживачів відсутні специфічні електроприймачі (наприклад, потужні високовольтні двигуни з $U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ}$), що робить недоцільним використання цього класу напруги;

- застосування напруги 10 кВ (замість 6 кВ) суттєво зменшує струмові навантаження, що дозволяє знизити втрати потужності в елементах системи електропостачання та покращити якість електричної енергії.

Напруга 35 кВ застосовується виключно для живлення шахти. Це рішення є оптимальним з таких міркувань:

- шахта є енергоємним об'єктом зі значною розрахунковою потужністю 13,2 МВт специфічного гірничодобувного обладнання;

- використання вищої напруги дозволяє реалізувати принцип «глибокого вводу», наблизивши джерело живлення безпосередньо до центрів навантажень шахти;

- передача великих обсягів потужності на напрузі 35 кВ радикально знижує втрати електроенергії та дає змогу зменшити переріз струмопровідних кабельних ліній.

Внутрішня мережа електропостачання промислових споживачів виконується за радіальною схемою. Радіальні схеми – це конфігурації мережі, у яких електроенергія від джерела живлення (ГЗП) передається безпосередньо до приймального пункту споживача окремими лініями, без відгалужень на інші об'єкти. Найчастіше застосовуються радіальні схеми з числом ступенів розподілу не більше двох.

Одноступенева радіальна топологія для даного вузла обґрунтовується такими перевагами:

- висока надійність, так пошкодження на одній лінії призводить лише до короткочасного відключення живлення частини споживачів одного підприємства, не впливаючи на роботу інших підприємств;

- гнучкість керування, схема забезпечує глибоке секціонування всієї системи електропостачання, дозволяє легко локалізувати аварійні ділянки та максимально спрощує налаштування пристроїв релейного захисту і автоматики;

- незалежність режимів, одноступеневі радіальні схеми застосовуються для живлення зосереджених споживачів, вони унеможливають негативний взаємний вплив сусідніх виробництв.

Таким чином, комбінована система напруг (10 кВ і 35 кВ) спільно з радіальною схемою живлення повністю відповідають технічним вимогам групи промислових підприємств і забезпечують баланс між надійністю та економічністю.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					37

5. РЕЖИМИ РЕАКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

5.1 Режими реактивної потужності промислових споживачів ГЗП

Забезпечення раціональних режимів реактивної потужності є однією з найважливіших задач при проектуванні систем електропостачання. Оптимальна компенсація реактивної енергії дозволяє розвантажити елементи мережі (трансформатори, кабельні та повітряні лінії) від протікання реактивних струмів, зменшити загальні втрати активної потужності та стабілізувати рівень напруги у вузлах навантаження.

Згідно з нормативними вимогами підключення до ОЕС України, промислові споживачі у режимі максимальних навантажень на напрузі 10 кВ повинні забезпечувати рівень компенсації реактивної потужності, якому відповідає тангенс кута зсуву фаз $\operatorname{tg}\varphi = 0,15$. Цей показник був базовим критерієм під час розрахунку електричних навантажень на шинах 10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП).

У проектованій СЕП промислові споживачі забезпечені достатньою кількістю локальних та групових пристроїв компенсації, еквівалентний показник на шинах 10 кВ проектованої ГЗП не перевищує нормативного порогу ($\operatorname{tg}\varphi < 0,15$). Як наслідок, додаткова установка пристроїв компенсації на секціях 10 кВ ГЗП не передбачається.

Розрахункове навантаження на стороні 35 кВ ГЗП склало:

$$P_{p,35} = 12540 \text{ кВт}; Q_{p,35} = 2760 \text{ квар}; S_{p,35} = 12840 \text{ кВА}.$$

Фактичний показник режиму реактивної потужності

$$\operatorname{tg}\varphi_{35} = \frac{Q_{p,35}}{P_{p,35}} = \frac{2760}{12540} = 0,22 < \operatorname{tg}\varphi_{\text{доп}} = 0,3.$$

Отриманий результат підтверджує, що споживання реактивної енергії на рівні 35 кВ також знаходиться у допустимих межах. Таким чином, баланс реактивної потужності в межах промислового вузла повністю забезпечується наявними засобами споживачів, і встановлення централізованих пристроїв компенсації на ГЗП не потребується.

					Арк. 38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	

5.2 Вибір кількості, потужності та місць встановлення ПКРП

у мережах ПРАТ «Завод «Сегмент»

Сумарні активне P_H та реактивне Q_H навантаження мережі до 1000 В визначаються як алгебраїчні суми відповідних потужностей ($P_{тп.i}$, $Q_{тп.i}$) на стороні 0,4 кВ кожної цехової підстанції заводу:

$$P_H = \sum P_{тп.i} = 785,6 + 875,6 + 860,4 + 872,5 + 860,8 + 871,8 + 873,3 = 6000,1 \text{ кВт};$$

$$Q_H = \sum Q_{тп.i} = 709,2 + 786,7 + 712,4 + 771,2 + 590,5 + 872,2 + 540,5 = 4982,7 \text{ квар.}$$

Сумарні розрахункові активне P_p та реактивне Q_p навантаження мережі вище 1000 В визначаються як алгебраїчні суми відповідно потужностей мережі до 1000 В (P_H , Q_H) та втрат потужності у трансформаторах цехових підстанцій:

$$P_p = P_H + \Delta P_T = 6000,1 + 55,0 = 6055,1 \text{ кВт};$$

$$Q_p = Q_H + \Delta Q_T = 4982,7 + 295,3 = 5278,0 \text{ квар.}$$

де ΔP_T , ΔQ_T – втрати, відповідно, активної та реактивної потужності у цехових трансформаторах:

$$\Delta P_T = \sum \Delta p_{тп.i} = 6,8 + 8,1 + 7,9 + 8,1 + 7,9 + 8,1 + 8,1 = 55,0 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \sum \Delta Q_{тп.i} = 37 + 43,5 + 42,4 + 43,3 + 42,4 + 43,3 + 43,4 = 295,3 \text{ квар.}$$

Оптимальний обсяг реактивної потужності, що доцільно отримувати від зовнішньої енергосистеми:

$$Q_e = P_p \cdot \text{tg}\varphi = 6055,1 \cdot 0,15 = 908,3 \text{ квар.}$$

Мінімально необхідна кількість цехових трансформаторів n_0 визначається з огляду на їхнє допустиме завантаження

$$n_0 = P_H / (k_3 \cdot S_{т.ном}) = 6000,1 / (0,7 \cdot 630) = 13,7 \text{ шт.}$$

До встановлення приймається 14 трансформаторів, одиничною потужністю 630 кВ·А.

Обсяг реактивної потужності, який технічно доцільно передавати через ці трансформатори із мережі 10 кВ

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_{т.ном} \cdot k_3)^2 - P_H^2} = \sqrt{(14 \cdot 630 \cdot 0,696)^2 - 6000,1^2} = 1297,0 \text{ квар.}$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	39

Сумарну потужність конденсаторних установок для сторони 0,4 кВ $Q_{\text{кн}}$ знаходимо на основі рівняння балансу реактивних потужностей на шинах ТП:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{\text{н}} - Q_1 = 4982,7 - 1297,0 = 3685,7 \text{ квар.}$$

Виходячи зі стандартного ряду номіналів конденсаторних установок, до встановлення обираються установки загальною потужністю $Q_{\text{кн}} = 3850$ квар (комплектація: 2×400, 2×350, 4×300, 4×200, 2×175 квар).

Внаслідок вибору стандартних номіналів проводимо коригування фактичної потужності, що передається через трансформатори

$$Q_1 = Q_{\text{н}} - Q_{\text{кн}} = 3685,7 - 3850 = 1132,7 \text{ квар.}$$

Потужність КУ, які необхідно встановити в мережі 10 кВ

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{е}} = 5278 - 3850 - 908,3 = 519,8 \text{ квар.}$$

Остаточну для встановлення на напрузі 10 кВ приймаються конденсаторні установки сумарною потужністю $Q_{\text{кв}} = 600$ квар (2×300 квар).

5.3 Вибір кількості, потужності та місця розташування пристроїв компенсації в мережах ПРАТ «Завод «Сегмент»

Розподіл потужності КУ між вузлами навантаження здійснюється на основі локальних потреб мережі. Як приклад, розглянемо алгоритм визначення необхідної реактивної потужності для сторони НН ТП-2. Спочатку обчислюється величина реактивної потужності, яку технічно допустимо передати через силовий трансформатор:

$$Q_1 = \sqrt{(n \cdot S_m \cdot K_s)^2 - P_n^2} = \sqrt{(2 \cdot 630 \cdot 0,7)^2 - 875,6^2} = 105,7 \text{ квар;}$$

Потужність, що підлягає місцевій компенсації, знаходиться як різниця між фактичним реактивним навантаженням вузла $Q_{\text{н}}$ і розрахованим допустимим перетоком:

$$Q_{\text{кп}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{п}} = 786,7 - 105,7 = 681,0 \text{ квар.}$$

На основі знайденого значення для даної ПС до встановлення приймаються дві КУ марки УКРМ-0,4-350-25-6-УЗ. Їхня сумарна фактична потужність становить $Q_{\text{ку}} = 700$ квар (2 шт. по 350 квар). Обчислення параметрів пристроїв компенсації для решти трансформаторних підстанцій підприємства виконано за

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					40

ідентичною методикою. Підсумкові дані щодо вибору та розміщення обладнання систематизовано в табл. 5.1.

Таблиця 5.1. Вибір кількості, потужності та місця розташування КП

№ ТП	$n_{тр}$	P_p , кВт	Q_p , квар	Q_n , квар	$Q_{ку}$, квар	$n_{ку}$	Тип конденсаторної установки	$\Sigma Q_{ку}$, квар	$k_{з.т}$	S , кВА
ТП-1	2	785,6	709,2	400,9	308,4	2	УКРМ-0,4-175-25-6-У3	350,0	0,686	863,9
ТП-2	2	875,6	786,7	105,7	681,0	2	УКРМ-0,4-350-25-6-У3	700,0	0,698	879,9
ТП-3	2	860,4	712,4	193,8	518,6	2	УКРМ-0,4-300-25-6-У3	600,0	0,689	867,8
ТП-4	2	872,5	771,2	129,4	641,8	2	УКРМ-0,4-300-6-25-У3	600,0	0,706	889,1
ТП-5	2	860,8	590,5	192,1	398,4	2	УКРМ-0,4-200-6-20-У3	400,0	0,700	881,6
ТП-6	2	871,8	872,2	133,7	738,5	2	УКРМ-0,4-400-25-6-У3	800,0	0,694	874,8
ТП-7	2	873,3	540,5	123,4	417,1	2	УКРМ-0,4-200-25-6-У3	400,0	0,702	884,6
Разом	14	6000,1	4982,7	1279,0	3703,7	14		3850,0		

6 ВИБІР КІЛЬКОСТІ, ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

6.1 Вибір числа та потужності трансформаторів підстанцій ПРАТ «Завод «Сегмент»

Для живлення цехових мереж передбачено встановлення семи двотрансформаторних підстанцій. Визначення їх кількості, а також одиничної потужності трансформаторів проведено виходячи з розрахункового навантаження, категорії надійності споживачів, питомої щільності електроспоживання та перевантажувальної здатності. Для цехів із переважним навантаженням I та II категорій надійності електропостачання при двотрансформаторній схемі раціональний коефіцієнт завантаження складає $k_z = 0,65 - 0,7$.

Вибір одиничної потужності цехового трансформатора обґрунтовано питомою щільністю навантаження:

$$S_{\Pi} = S_p / F = 5456 / 28236 = 0,194 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2.$$

де S_p – розрахункова потужність заводу з урахуванням попередньо компенсованої реактивної енергії

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + \operatorname{tg} \varphi P_p^2} = \sqrt{5396,1^2 + (0,15 \cdot 5396,1)^2} = 5456,1 \text{ кВА};$$

Оскільки величина $S_{\Pi} < 0,2 \text{ кВ} \cdot \text{А} / \text{м}^2$, економічно доцільно застосувати трансформатори з номінальною потужністю $S_{\text{Т.НОМ}} = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$.

Аналітичний розрахунок необхідної кількості трансформаторів підтверджує попередньо прийняту топологію мережі:

$$n_{\text{Т}} = S_p / (k_{\text{з.Т}} / S_{\text{Т.НОМ}}) = 5456,1 / (0,65 \cdot 630) = 13,3 \approx 14 \text{ шт.}$$

де $S_{\text{Т.НОМ}}$ – номінальна потужність трансформатора, $\text{кВ} \cdot \text{А}$.

Попередньо вибрані трансформатори перевіряються за допустимими аварійними перевантаженнями:

$$S_{\text{Т.НОМ}} \cdot k_n > S_{\text{р.ав}};$$

де k_n – коефіцієнт аварійного перевантаження трансформаторів, для двотрансформаторних підстанцій $k_{\Pi} = 1,4$ згідно [1]; $S_{\text{р.ав}}$ – розрахункова потужність у аварійному режимі.

Зведені результати перевірки для кожної цехової ПС наведено у табл. 6.1.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					42

Таблиця 6.1. Вибір трансформаторів цехових ПС

№ ТП	Назва споживача	Категорія ЕП за надійністю електропостачання	$S_{p,т},$ кВА	$k_{3,доп}$	$k_{3,ав}$	$S_{ав},$ кВт	Кількість та тип трансформаторів, кВА	$k_{п}$	$S_{т,ном} \cdot k_{п} > S_{p,ав}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Адмін-побутовий корпус	III							
	Виробовувальна лабораторія	III							
	Заготівельний цех	II							
	Всього по ТП №1	II	863,9	0,69	1,37	431,9	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 863,9
2	Інструментальний цех	II							
	Всього по ТП №2		879,9	0,70	1,40	440,0	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 879,9
3	Цех малих серій	II							
	Ковальсько-пресовий цех	II							
	Всього по ТП №3		867,8	0,69	1,38	433,9	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 867,8
4	Штампувально-механічн. цех	II							
	Котельна	II							
	Всього по ТП №4		889,1	0,71	1,41	444,5	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 889,1
5	Ремонтно-механічний цех	II							
	Компресорна	II							
	Насосна	II							
	Всього по ТП №5		881,6	0,70	1,40	440,8	2×ТМГ-630/10/0,4	1,4	882 > 881,6

6.2 Компонівка та місце розташування трансформаторних підстанцій

Місце розташування цехових ТП визначається величиною і характером електричних навантажень та їхнім розміщенням на генеральному плані заводу. З метою найбільшого наближення джерела живлення до електроприймачів у мережі 0,4 кВ, підстанції розташовуються безпосередньо на території цехів, у центрах електричних навантажень. Таке рішення дозволяє суттєво скоротити протяжність розподільних електричних мереж 0,4 кВ, зменшити витрати провідникових матеріалів, а також знизити втрати потужності та електроенергії.

Залежно від умов виробництва, архітектурних особливостей будівель та вимог пожежної безпеки, цехові підстанції за способом розташування поділяються на:

- внутрішньоцехові: розташовуються безпосередньо у виробничому приміщенні. Це найбільш раціональний варіант;
- прибудовані: примикають безпосередньо до будівлі цеху ззовні. Використовуються, якщо розміщення всередині цеху неможливе через агресивне середовище, високу температуру, брак вільної площі або вибухопожежонебезпечність технологічного процесу;
- окремо розташовані: застосовуються здебільшого для живлення групи невеликих цехів або енергоємних установок, розташованих просто неба.

За конструктивним виконанням цехові підстанції виконуються у вигляді готових модулів. Їхнє базове улаштування включає пристрій вводу високої напруги (10 кВ), силові трансформатори та розподільний пристрій нижчої напруги (РУНН) із встановленою комутаційно-захисною апаратурою.

Компоновка цехових підстанцій обирається у кожному випадку індивідуально. При цьому обов'язково враховуються наступні експлуатаційні та архітектурно-будівельні вимоги: обслуговування та монтаж, сумісність із технологічним процесом, механічний захист і охолодження.

Таким чином, раціональне улаштування цехових ТП є компромісом між прагненням розмістити підстанцію в геометричному центрі навантажень та необхідністю дотримання суворих норм експлуатаційної безпеки.

						Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

7 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ І ВИБІР ОБЛАДНАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК І СИЛОВИХ МЕРЕЖ

7.1 Розрахунок струмів КЗ

Обчислення струмів короткого замикання (КЗ) виконується з метою правильного вибору електрообладнання. Для перевірки апаратів і струмопровідних частин на електродинамічну та термічну стійкість за основний розрахунковий режим приймається симетричне трифазне КЗ.

Детальний алгоритм розрахунку розглянуто для характерних точок системи електропостачання K_1 та K_5 (рис. 7.1). За базисні умови прийнято такі величини: потужність $S_6 = 2500$ МВ·А; напруги по ступенях: $U_{6I} = 158$ кВ, $U_{6II} = 38,5$ кВ, $U_{6III} = 11$ кВ. Тоді базисні струми становитимуть:

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 158} = 9,14 \text{ кА};$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 37,5 \text{ кА};$$

$$I_{6III} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6III}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 131,2 \text{ кА}.$$

Параметри (опори) схеми заміщення (рис. 7.2):

- живлячої енергосистеми

$$x_{c*} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.с.мах}} \cdot U_{\text{ср}}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 8,7 \cdot 158} = 1,05;$$

- повітряної лінії ПЛ-1:

$$r_{\text{пл1*}} = r_0 \cdot l_{\text{пл1}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,244 \cdot 4,5 \cdot \frac{2500}{158^2} = 0,11;$$

$$x_{\text{пл1*}} = x_0 \cdot l_{\text{пл1}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,441 \cdot 4,5 \cdot \frac{2500}{158^2} = 0,199;$$

де x_0 , r_0 – відповідно, питомий індуктивний та активний опори ПЛ, Ом/км;

l – довжина повітряної лінії, км.

- трансформатора ГЗП (Т-1, РПН у середньому положенні):

$$r_{\text{тв*}} = r_{\text{тс*}} = r_{\text{тн*}} = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}^2} = 0,0725 \cdot \frac{2500}{25^2} = 0,29;$$

					Арк. 46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	

$$x_{m1B*} = \frac{u_{KB}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{Б.НОМ}}^2}{U_6^2} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{2500}{25} \cdot \frac{158^2}{158^2} = 11,25;$$

$$x_{\text{Т1С*}} = \frac{u_{KC}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{2500}{25} \approx 0;$$

$$x_{\text{Т1Н*}} = \frac{u_{KH}}{100\%} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{2500}{25} = 6,75;$$

- кабельних ліній

КЛ-1

$$r_{\text{КЛ1*}} = r_0 \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,258 \cdot 1,2 \cdot \frac{2500}{38,5^2} = 0,522;$$

$$x_{\text{КЛ1*}} = x_0 \cdot l_{\text{КЛ1}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,12 \cdot 1,2 \cdot \frac{2500}{38,5^2} = 0,24;$$

КЛ-3

$$r_{\text{КЛ3*}} = r_0 \cdot l_{\text{КЛ3}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,167 \cdot 0,25 \cdot \frac{2500}{11^2} = 0,86;$$

$$x_{\text{КЛ3*}} = x_0 \cdot l_{\text{КЛ3}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} = 0,077 \cdot 0,25 \cdot \frac{2500}{11^2} = 0,4.$$

Результуючі опори у колі точки КЗ

- K_1 :

$$r_{\text{рез1*}} = r_{\text{с*}} + r_{\text{ПЛ1*}} = 0 + 0,11 = 0,11;$$

$$x_{\text{рез1*}} = x_{\text{с*}} + x_{\text{нл1*}} = 1,05 + 0,199 = 1,25;$$

$$z_{\text{резС*}} = \sqrt{r_{\text{резС*}}^2 + x_{\text{резС*}}^2} = \sqrt{0,21^2 + 1,68^2} = 1,69;$$

- K_5 :

$$r_{\text{рез5*}} = r_{\text{рез1*}} + r_{\text{Т.ВН*}} + r_{\text{Т.НН*}} + r_{\text{КЛ3*}} = 0,11 + 0,29 + 0,29 + 0,86 = 1,55;$$

$$x_{\text{рез5*}} = x_{\text{рез1*}} + x_{\text{Т.ВН*}} + x_{\text{Т.НН*}} + x_{\text{КЛ3*}} = 1,25 + 11,25 + 6,75 + 0,4 = 19,65;$$

$$z_{\text{рез5*}} = \sqrt{r_{\text{рез5*}}^2 + x_{\text{рез5*}}^2} = \sqrt{1,55^2 + 19,65^2} = 19,71.$$

Ударні коефіцієнти:

$$k_{y1} = 1 + e^{(-0,01/T_{a1})} = 1 + e^{(-0,01/0,0361)} = 1,76;$$

$$k_{y5} = 1 + e^{(-0,01/T_{a5})} = 1 + e^{(-0,01/0,0888)} = 1,89;$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		49

де T_a – час затухання аперіодичної складової струму КЗ:

$$T_{a1} = \frac{x_{\text{рез1}}}{\omega \cdot r_{\text{рез1}}} = \frac{1,25}{314,16 \cdot 0,11} = 0,0361 \text{ с};$$

$$T_{a5} = \frac{x_{\text{рез5}}}{\omega \cdot r_{\text{рез5}}} = \frac{19,65}{314,16 \cdot 1,55} = 0,0403 \text{ с};$$

Надперехідні струми КЗ:

$$I_1'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{б1}}}{z_{\text{рез1}*}} = \frac{1 \cdot 9,1}{1,254} = 7,29 \text{ кА};$$

$$I_5'' = \frac{E_*'' \cdot I_{\text{б5}}}{z_{\text{рез5}*}} = \frac{1 \cdot 131,2}{19,71} = 6,66 \text{ кА};$$

Ударні струми КЗ:

$$i_{\text{уд.1}} = \sqrt{2} k_{\text{уд1}} \cdot I_1'' = \sqrt{2} \cdot 1,76 \cdot 7,26 = 18,1 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд.5}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд5}} \cdot I_5'' = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 6,66 = 16,76 \text{ кА}$$

Визначення струмів короткого замикання для решти точок системи електропостачання (рис. 7.1) виконано за ідентичною методикою, а підсумкові результати зведено до табл. 7.1.

Таблиця 7.1. Розрахунок струмів КЗ

Точка КЗ	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	l , км	$r_{\text{л}*}$, В.О.	$x_{\text{л}*}$, В.О.	$r_{\text{рез}*}$, В.О.	$x_{\text{рез}*}$, В.О.	$z_{\text{рез}*}$, В.О.	T_a , с	$k_{\text{уд}}$	I'' , кА	$i_{\text{уд}}$, кА
150 кВ												
K_1	0,244	0,441	4,5	0,11	0,199	0,11	1,25	1,254	0,0361	1,76	7,29	18,12
35 кВ												
K_2				0,29	0,00	0,69	12,50	12,518	0,0577	1,84	2,99	7,80
K_3	0,258	0,12	1,2	0,52	0,24	1,21	12,74	12,799	0,0335	1,74	2,93	7,21
10 кВ												
K_4				0,29	6,75	0,69	19,25	19,261	0,0888	1,89	6,81	18,24
K_5	0,167	0,077	0,25	0,86	0,40	1,55	19,65	19,708	0,0403	1,78	6,66	16,76
K_6	0,443	0,086	0,35	3,20	0,62	3,89	19,87	20,249	0,0162	1,54	6,48	14,12
K_7	0,258	0,081	0,32	1,71	0,54	2,40	19,78	19,929	0,0263	1,68	6,58	15,68
K_8	0,129	0,075	0,55	1,47	0,85	2,16	20,10	20,216	0,0297	1,71	6,49	15,73
K_9	0,443	0,086	0,80	7,32	1,42	8,01	20,67	22,169	0,0082	1,30	5,92	10,85
K_{10}	0,443	0,086	0,72	6,59	1,28	7,28	20,53	21,781	0,0090	1,33	6,02	11,32
K_{11}	0,206	0,079	0,66	2,81	1,08	3,50	20,33	20,625	0,0185	1,58	6,36	14,24
K_{12}	0,443	0,086	1,00	9,15	1,78	9,84	21,03	23,215	0,0068	1,23	5,65	9,83
K_{13}	0,258	0,081	1,20	6,40	2,01	7,09	21,26	22,407	0,0095	1,35	5,86	11,19

7.2 Вибір повітряних та кабельних ліній

Величина розрахункового струму для повітряної лінії (ПЛ-1) у нормальному режимі роботи становить:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{38991,1}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 158} = 71,2 \text{ А.}$$

Враховуючи вимоги Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) щодо надійності живлення споживачів I та II категорій, до проектування приймається дволанцюгова повітряна лінія. Попередньо для кожного ланцюга обрано сталевалюмінієвий провід марки АС-120/19, тривало допустиме струмове навантаження якого становить $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$. Фактичний коефіцієнт завантаження ПЛ у нормальному режимі роботи дорівнює:

$$k_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}} = \frac{71,2}{390} = 0,18.$$

Перевірка працездатності мережі в післяаварійному режимі (у разі виходу з ладу одного ланцюга) підтверджує, що лінія, яка залишилася в роботі, здатна надійно забезпечити живлення всіх електроприймачів без перевантаження:

$$I_{\text{р.ав}} = 2 \cdot 71,2 = 142,5 < I_{\text{доп}} = 390, \text{ А.}$$

Перевіряємо обраний переріз проводу перевіряється на відсутність втрат енергії на коронування (для заданого класу напруги мінімально допустимий переріз становить 120 мм²):

$$F = 120 \geq F_{\text{мін.кор}} = 120, \text{ мм}^2.$$

Оскільки провід АС-120/19 повністю задовольняє всі технічні вимоги та розрахункові умови, він приймається як остаточне проектне рішення. Зважаючи на те, що траса ПЛ частково пролягає в межах міської забудови та характеризується складним рельєфом, проектом передбачається спорудження лінії на металевих опорах із сумісним підвішуванням обох ланцюгів.

Проведемо вибір КЛ-5, 6 по яких отримує живлення ВАТ «Кіровоградбуд». Фактичні розрахункові струми в кабельних лініях становлять:

- для нормального режиму роботи:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1777,4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 48,9 \text{ А;}$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		51

- для післяаварійного режиму (у разі виходу з ладу однієї КЛ):

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{1777,4}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 97,7 \text{ А.}$$

Визначальним критерієм для остаточного вибору перерізу жил у цьому вузлі мережі виступає перевірка на термічну стійкість до дії струмів короткого замикання. Мінімально допустимий переріз обчислюється за виразом:

$$F_{min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{\vartheta_{гр}} - A_{\vartheta_n}}} = \sqrt{\frac{29,3 \cdot 10^6}{1,33 \cdot 10^4 - 0,52 \cdot 10^4}} = 60,1 \text{ мм}^2;$$

де $\vartheta_{гр}$ – гранична температура для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією напругою 10 кВ становить 200 °С; ϑ_n – тривало допустима температура кабелю напругою 10 кВ, для кабелів марки ААБл становить 70 °С;

B_k – тепловий імпульс струму КЗ:

$$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 6,81^2 \cdot (0,542 + 0,089) = 29,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

За результатами обчислень встановлено, що мінімальний переріз кабелю, який гарантовано витримує термічну дію струмів КЗ, дорівнює 70 мм². На основі отриманих даних за довідковою номенклатурою попередньо приймається до встановлення кабель марки ААБл із перерізом струмопровідних жил (3×70) мм². Для обраного кабелю тривало допустиме струмове навантаження становить $I_{доп} = 162 \text{ А}$.

Перевіряємо попередньо обрану КЛ за основними експлуатаційними критеріями:

- за тривалодопустимим струмовим навантаженням:

$$I_p \leq I'_{доп} = k_{п} \cdot I_{доп};$$

$$48,9 \leq 0,84 \cdot 162 = 136,1 \text{ А};$$

де $k_{п}$ – поправочний коефіцієнт, що враховує спільне прокладання кількох робочих кабелів у одній траншеї (для 2-х кабелів його значення приймається рівним 0,84)

- за умовами роботи в післяаварійному режимі:

$$I_p \leq k_{ав} \cdot I'_{доп};$$

$$97,7 < 1,25 \cdot 136,1 = 170,1 \text{ А};$$

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					52

$k_{ав}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю на час усунення аварії (до 6 год). Згідно з нормативними вимогами, його значення приймається рівним 1,25 за умови, що попереднє завантаження кабелю у нормальному режимі не перевищувало 0,6:

$$k_3 = I_p / I'_{доп} = 48,9 / 136,1 = 0,35.$$

Оскільки обраний кабель ААБл-(3×70) проходить усі передбачені перевірки, він остаточно приймається для прокладання на ділянках КЛ-5 і КЛ-6.

Для кабелів по яких отримують живлення ЦРУ 10 кВ підприємств, мінімально допустимий переріз визначається за виразом:

$$F_{min} = \sqrt{\frac{B_k}{A_{гр} - A_{вн}}} = \sqrt{\frac{98,8 \cdot 10^6}{1,33 \cdot 10^4 - 0,52 \cdot 10^4}} = 110,4 \text{ мм}^2;$$

$$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 6,81^2 \cdot (2,042 + 0,089) = 98,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, мінімальний стандартний перетин цих кабелів становитиме 120 мм².

Для КЛ-1, 2 з $U_{ном} = 35$ кВ Інгульська шахта ДП «СХІДГЗК» переріз кабелю, що відповідає умові термічної стійкості:

$$F_{min} = \frac{1}{C} \sqrt{B_k} = \frac{1}{70} \cdot \sqrt{23,7 \cdot 1000} = 69,55 \text{ мм}^2;$$

$$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 2,99 \cdot (2,6 + 0,0577) = 23,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Отже, мінімальний перетин кабелю становитиме 70 мм², а мінімальний стандартний перетин для кабелів АОСБ 35 кВ – 120 мм².

Обчислення та вибір перерізів для решти кабельних ліній виконано за ідентичною методикою, а підсумкові результати зведено в табл. 7.2.

						Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

Таблиця 7.2. Вибір ліній проектованої мережі

№ КЛ	№ ЕП	l, км	U _{ном} , кВ	I _р , А	T _{пах} , год	Тип проводу, кабелю	I _{доп} , А	k _{с.з}	I _{ль} , А	k _з	k _{доп.ав}	k _{ав.п}	I _{ав}	< I _{доп.ав} , А
ПЛ-1, 2	ГЗП	4,50	150	71,2	6210,8	АС-120/19	390	1,0	390,0	0,18	1,00	2,0	142,5	< 390,0
КЛ-1, 2	1	1,20	35	106,2	6636,3	АОСБ-(3×120)	240	0,92	220,8	0,48	1,00	2,0	212,4	< 220,8
КЛ-3, 4	2	0,25	10	151,7	4427,5	ААБл-(3×185)	275	0,84	231,0	0,66	1,35	2,0	303,4	< 311,9
КЛ-5, 6	3	0,35	10	48,9	4613,8	ААБл-(3×70)	162	0,84	136,1	0,36	1,25	2,0	97,7	< 170,1
КЛ-7, 8	4	0,32	10	77,1	4424,6	ААБл-(3×120)	218	0,81	176,6	0,44	1,25	2,0	154,3	< 220,7
КЛ-9, 10	5	0,55	10	169,0	4787,7	ААБл-(3×240)	314	0,81	254,3	0,66	1,35	2,0	337,9	< 343,4
КЛ-11, 12	6	0,80	10	36,1	4725,4	ААБл-(3×70)	162	0,81	131,2	0,28	1,25	2,0	72,3	< 164,0
КЛ-13	7	0,72	10	31,2	2591,5	ААБл-(3×70)	162	1,0	162,0	0,19	1,25	1,0	31,2	< 202,5
Кл 14, 15	8	0,66	10	131,0	4773,3	ААБл-(3×150)	246	0,81	199,3	0,66	1,35	2,0	262,0	< 269,0
КЛ 16, 17	9	1,00	10	35,9	5679,6	ААБл-(3×70)	162	0,81	131,2	0,27	1,25	2,0	71,7	< 164,0
КЛ-18, 19	10	1,20	10	69,5	7953,7	ААБл-(3×120)	218	0,81	176,6	0,39	1,25	2,0	139,0	< 220,7

7.3 Вибір високовольтного електрообладнання

Вибір високовольтного обладнання виконують за номінальними параметрами роботи з подальшою перевіркою його на електродинамічну та термічну стійкість. Результати вибору подано у табличній формі: у лівій частині наведено розрахункові значення, у правій – відповідні каталожні характеристики обладнання. Електричний апарат вважається придатним до встановлення, якщо його каталожні параметри дорівнюють або перевищують розрахункові величини.

7.3.1. Вибір вимикачів

Вибір вимикачів 150 кВ. Попередньо приймаємо до розгляду елегазовий вимикач типу LTB 170D1/В. Результати розрахунку та перевірки його параметрів за каталожними даними наведено в табл. 7.3.

Таблиця 7.3. Вибір ввідного вимикача 150 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{уст}} = 150 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 150 \text{ кВ}$
$U_{\text{max}} = 158 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 172 \text{ кВ}$
$I_p = 71,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{p.\text{max}} = 142,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} \approx I'' = 8,7 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{ат}} = 3,4 \text{ кА}$	$\sqrt{2}\beta_{\text{н}} I_{\text{дин}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot 40 / 100 = 17,0 \text{ кА}$
$I'' = 8,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$
$i_{\text{уд}} = \sqrt{2}k_{\text{уд}} I'' = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot 8,7 = 20,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 40 = 102 \text{ кА}$
$B_k = 345,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

де I_p – розрахунковий струм нормального режиму становить:

$$I_p = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{38991,1}{\sqrt{3} \cdot 158 \cdot 2} = 71,2 \text{ А};$$

I_{max} – максимальний струм у післяаварійному режимі роботи складе:

$$I_{\text{max}} = k_{\text{ап}} \cdot I_p = 2 \cdot 71,2 = 142,4 \text{ А};$$

$i_{\text{ат}}$ – аперіодична складова струму ороткого замикання для моменту часу τ :

$$i_{\text{а.т}} = \sqrt{2} \cdot I'' \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 8,7 \cdot e^{-0,032/0,025} = 3,4 \text{ кА};$$

де τ – найменший проміжок часу від початку КЗ до моменту розходження дугогасильних контактів визначається як сума мінімального часу дії РЗА та власного часу вимикання вимикача:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{в,ч} = 0,01 + 0,022 = 0,032 \text{ с};$$

$t_{3,\min}$ – мінімальний час спрацювання релейного захисту, приймаємо з [11];

$t_{в,в}$ – власний час вимикання вимикача, який для вибраного типу не перевищує 0,022 с, приймаємо його максимальне значення;

$t_{в}$ – повний час вимикання вимикача з урахуванням максимальної витримки часу релейного захисту становить:

$$t_{в} = t_{в,ч} + t_{рз,\max} = 0,04 + 4,0 = 4,04, \text{ с};$$

$t_{рз,\max}$ – найбільший час спрацювання релейного захисту;

T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової для системи, з'єднаної зі збірними шинами ПЛ 150 кВ, лежить у межах 0,02...0,03 с [9]. Для таких самих умов ударний коефіцієнт $k_{уд}$ перебуває в діапазоні 1,608...1,717;

B_k – термічний імпульс, зумовлений протіканням струму короткого замикання, становить:

$$B_k = I''^2 \cdot (t_{в} + T_a) = 8,7^2 \cdot (4,54 + 0,03) = 345,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Оскільки всі розрахункові значення не перевищують відповідних каталожних параметрів, вимикач LTV 170D1/B відповідає умовам роботи в колі 150 кВ і може бути прийнятий до встановлення.

Вибір високовольтних вимикачів для класів напруги 35 кВ і 10 кВ виконано за методикою, аналогічною до вибору вимикача 150 кВ.

Вибір вимикачів 35 кВ. Попередньо приймаємо у якості ввідного вимикача ВРУ 35 кВ, вимикач типу ВР35НС-35-1600У1. Вибір вимикача виконано в табл. 7.4.

Таблиця 7.4. Вибір ввідного вимикача 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 38,5 \text{ кВ}$	$U_{\max} = 40,5 \text{ кВ}$
$I_p = 106,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{p,\max} = 212,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$
$I_{п.т} \approx I'' = 2,99 \text{ кА}$	$I_{\text{вим.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 1,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_n I_{\text{дин}} / 100 = \sqrt{2} \cdot 25 \cdot 20 / 100 = 7,1 \text{ кА}$
$I'' = 2,99 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 7,8 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{дин}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,8, \text{ кА}$
$B_k = 32,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, вимикач типу ВР35НС-35-1600У1 відповідає всім умовам вибору. Тому його приймаємо до встановлення як ввідний вимикач ВРУ 35 кВ.

Вибір вимикачів 10 кВ. Попередньо вибираємо, у якості ввідного вимикача ЗРУ 10 кВ, вимикач типу ВР2-10-20/1600У2. Вибір проведено у табл. 7.5.

Таблиця 7.5. Вибір ввідного вимикача

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10,5, \text{ кВ}$	$U_{max} = 11 \text{ кВ}$
$I_p = 688,3, \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{p.max} = 1376,6, \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 6,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 5,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2}\beta_n I_{дин} / 100 = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20 / 100 = 8,5 \text{ кА}$
$I'' = 6,81 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{уд} = 18,2, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,8 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 (t_b + T_a) =$ $= 6,81^2 (3,042 + 0,0888) = 145,2 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, вимикач типу ВР2-10-20/1600У2 відповідає вимогам вибору за основними розрахунковими параметрами та приймається до встановлення як ввідний вимикач ЗРУ 10 кВ.

Як попередній варіант секційного вимикача ЗРУ 10 кВ приймаємо до розгляду вимикач типу ВР1-10-20/1000У2. Результати перевірки його параметрів наведено в табл. 7.6.

Таблиця 7.6. Вибір секційного вимикача ЗРУ 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 11 \text{ кВ}$
$I_p = 688,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{p.max} = 688,3 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} \approx I'' = 6,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 5,5 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_n I_{дин} / 100 = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20 / 100 = 8,5 \text{ кА}$
$I'' = 2,99 \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{уд} = 18,2 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,8 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) =$ $= 6,81^2 \cdot (2,542 + 0,0888) = 122 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вимикач типу ВР1-10-20/1000У2 відповідає вимогам вибору за розрахунковими параметрами тому приймається до встановлення.

У якості лінійного вимикача ЗРУ 10 кВ попередньо розглядаємо вимикач типу ВР1-10-20/630У2. Вибір високовольтного вимикача виконано в табл. 7.7.

Таблиця 7.7. Вибір лінійного вимикача ЗРУ 10 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{max} = 11 \text{ кВ}$
$I_p = 169,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{p.max} = 338,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n\tau} \approx I'' = 6,81 \text{ кА}$	$I_{дин} = 20 \text{ кА}$
$i_{ат} = 5,5, \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{дин} / 100 = \sqrt{2} \cdot 30 \cdot 20 / 100 = 8,5 \text{ кА}$
$I'' = 2,99, \text{ кА}$	$I_{вим.ном} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{yd} = 18,2, \text{ кА кА}$	$\sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{дин} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 20 = 50,8 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) =$ $= 6,81^2 (2,042 + 0,0888) = 98,8 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таким чином, вимикач типу ВР1-10-20/630У2 відповідає всім вимогам вибору за розрахунковими параметрами тому приймається до встановлення.

7.3.2 Вибір роз'єднувачів

Попередньо для ВРУ 150 кВ приймаємо до розгляду роз'єднувач марки РНДЗ.2-150/1000У1, вибір якого представлено у табл. 7.8.

Таблиця 7.8. Вибір роз'єднувачів 150 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{дій} = 150 \text{ кВ}$	$U_{max} = 150 \text{ кВ}$
$I_{p.max} = 142,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 20,9 \text{ кА}$	$i_{дин.н} = 100 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) = 8,7^2 (4,04 + 0,0361) = 308,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{н.т}^2 \cdot t_{т.н} = 40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, попередньо вибраний роз'єднувач РНДЗ.2-150/1000У1 задовольняє всім умовам вибору, тому приймаємо його до встановлення.

Попередньо для ВРУ 35 кВ приймаємо до розгляду роз'єднувач марки РНДЗ.2-35/1000У1, вибір якого виконано у вигляді табл. 7.9.

Таблиця 7.9. Вибір роз'єднувачів 35 кВ

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{\text{дій}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{max}} = 35, \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 212,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000, \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 7,8 \text{ кА}$	$i_{\text{дин.ном}} = 63, \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = I''^2 (t_{\text{в}} + T_{\text{а}}) = 2,99^2 (3,565 + 0,0577) = 32,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{н.т}}^2 \cdot t_{\text{т.н}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Отже, приймаємо роз'єднувач РНД3.2-35/1000У1 до встановлення у відкритій розподільній установці 35 кВ.

7.3.3. Вибір трансформаторів власних потреб

Система власних потреб (ВП) належить до найбільш відповідальної групи електроприймачів, оскільки від її безвідмовної роботи безпосередньо залежить функціонування всієї головної підстанції та загальний рівень надійності енергопостачання промислових споживачів.

Номенклатура та обсяг навантажень ВП формуються індивідуально і визначаються типом ПС, потужністю головних трансформаторів та специфікою комутаційного обладнання. До основних споживачів системи ВП належать: приводи вентиляторів системи охолодження силових трансформаторів; ланцюги оперативного струму; нагрівальні елементи вимикачів, роз'єднувачів, а також шаф КРПЗ; мережі робочого та аварійного освітлення, системи опалення приміщень; комплекси пожежогасіння; апаратура РЗА та телемеханіки.

Якщо на ПС передбачено систему постійного оперативного струму, до переліку навантажень обов'язково додаються зарядні та підзарядні пристрої акумуляторних батарей.

Живлення мережі ВП реалізується через спеціальні знижувальні трансформатори власних потреб (ТВП) з напругою вторинної обмотки 380/220 В, що працюють у системі з глухозаземленою нейтраллю. Визначення їхньої номінальної потужності базується на підсумковому розрахунковому навантаженні приймачів ВП із застосуванням відповідних коефіцієнтів одночасності та завантаження.

Для об'єктів з черговим персоналом, де передбачено встановлення двох ТВП (для забезпечення взаємного резервування), вибір потужності кожного апарата здійснюється за виразом:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{S_{\text{р}}}{k_{\text{п}}},$$

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		59

де k_{π} – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження, приймаємо 1,4

Розрахунок навантаження власних потреб РУ ГЗП представлено у табл. 7.10, значення навантажень прийняті по [10].

Таблиця 7.10. Навантаження власних потреб підстанції

Вид споживача	Установлена потужність, кВт		tgφ	Навантаження	
	одиниці	сумарна		P_y , кВт	Q_y , квар
Охолодження трансформаторів ГЗП	2×8	16,0	0,62	16,0	9,9
Підігрів приводів вимикачів ВРУ 150 кВ	2×1,75	3,5	0	3,5	0
Підігрів приводів роз'єднувачів ВРУ 150 кВ	6×0,6	3,6	0	3,6	0
Підігрів приводів роз'єднувачів ВРУ 35 кВ	12×0,6	7,2	0	7,2	0
Підігрів приводів вимикачів ВРУ 35 кВ	5×1,15	5,75	0	5,75	0
Освітлення ВРУ 150, 35 кВ	2,0	2,0	0	2,0	0
Підігрів шаф КРУ 10 кВ	21×0,6	12,6	0	12,6	0
Підігрів шаф РЗА	21×0,5	10,5	0	10,5	0
Опалення, освітлення ЗРУ 10 кВ	-	5,0	0	5,0	0
Електроспоживання мережі оперативного струму	-	2,0	0	2,0	0
Зарядний пристрій	2×4,0	8,0	0,33	8,0	2,6
Всього				76,2	12,5

Розрахункове навантаження:

$$S_p = k_c \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = 0,8 \sqrt{76,2^2 + 12,5^2} = 61,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

де k_c – коефіцієнт попиту, що враховує коефіцієнти одночасності і завантаження приймаємо 0,8.

Отже, приймаємо до установки трансформатори ТМ-63/10:

$$S_{\text{т}} \geq \frac{S_p}{k_{\pi}} = \frac{61,8}{1,4} = 44,1 < 63 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

7.3.4. Вибір дугогасних реакторів

Ємнісні струми у мережі промислових споживачів при увімкнених секційних вимикачах:

- сторона 10 кВ:

$$I_{\text{с.10}} = \frac{U_{\text{л}} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{10 \cdot 11}{10} = 11 \text{ А};$$

- сторона 35 кВ:

$$I_{c.1cш} = \frac{U_{л} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{35 \cdot 2,4}{10} = 8,4 \text{ А.}$$

де l_{Σ} , l_{Σ} – сумарна довжина кабельних ліній мереж, відповідно, 10 та 35 кВ.

Згідно [1] установка дугогасних реакторів потрібна, якщо струм замикання на землю у мережі 10 кВ більше 20 А, а у мережі 35 кВ – 10 А.

Перевірка

$$I_{c.10} = 11 < I_{доп.10} = 20, \text{ А}$$

$$I_{c.35} = 8,4 < I_{доп.35} = 10, \text{ А}$$

отже, згідно [1] компенсація ємнісних струмів не потрібна.

7.3.5. Вибір розрядників

Захист трансформаторів та обладнання відкритого розподільного пристрою підстанції від прямих ударів блискавки здійснюється за допомогою стрижневих і тросових блискавковідводів.

Для захисту ізоляції електроустановок від грозових (атмосферних) та внутрішніх (комутаційних) перенапруг застосовано обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН). Грозові перенапруги виникають внаслідок прямих розрядів блискавки в елементи мережі або поблизу них, тоді як внутрішні є наслідком комутацій ненавантажених ліній і трансформаторів, дугових замикань на землю чи явищ ферорезонансу.

Захисні апарати (ОПН) встановлюються на всіх вводах силових трансформаторів. Для мінімізації індуктивності заземлюючого провідника їх приєднують до головного контуру заземлення підстанції найкоротшим шляхом.

Виходячи з класів напруги підстанції, до встановлення приймаються сучасні обмежувачі перенапруг у полімерній ізоляції:

- на стороні 150 кВ – типу ОПНп-150;
- на стороні 35 кВ – типу ОПНп-35;
- на стороні 10 кВ – типу ОПНп-10.

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		
						61

8 РОЗРОБКА АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КОМЕРЦІЙНОГО І ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ПРОМИСЛОВИХ СПОЖИВАЧІВ ГЗП

8.1. Мета і задачі комерційного та технічного обліку

Метою впровадження комерційного обліку на проєктованій ГЗП 150/35/10 кВ є забезпечення всіх учасників ринку електричної енергії (операторів систем розподілу та передачі, постачальників, а також безпосередньо промислових споживачів) достовірною та легітимною інформацією про обсяги перетікання електроенергії та потужності. Ця інформація формується відповідно до чинного Кодексу комерційного обліку електричної енергії [12] та є базою для здійснення фінансових розрахунків. Дані комерційного обліку також слугують основою для вирішення техніко-економічних та статистичних завдань на всіх рівнях ієрархії управління енергосистемою.

До основних завдань комерційного обліку на базі АСКОЕ (автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії) належать:

- забезпечення точних фінансових розрахунків за електричну енергію між учасниками ринку із застосуванням диференційованих тарифів із часовою дискретністю вимірів 30 або 60 хвилин. Інформація набуває статусу комерційної після автоматизованого формування та підписання відповідних актів;
- оперативне зведення балансу електричної енергії як по ГЗП у цілому (за вводами 150 кВ), так і за окремими споживачами (лініями 35 кВ для шахти та 10 кВ для дрібних підприємств) із безперервним контролем достовірності вимірювань;
- визначення технологічних витрат (втрат) електроенергії в силових трансформаторах 150/35/10 кВ та лініях електропередачі, а також контроль показників якості електричної енергії у вузлах навантаження;
- дистанційний моніторинг технічного стану всіх засобів вимірювальної техніки (лічильників, вимірювальних трансформаторів), що входять до складу вимірювальних комплексів підстанції;
- надання оперативних даних для управління режимами електроспоживання та прогнозування графіків навантаження промисловими підприємствами.

Метою технічного обліку є підвищення енергоефективності та оптимізація внутрішніх технологічних процесів у межах енергогосподарства самої ГЗП та

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					62

внутрішньозаводських мереж. Ця мета досягається за рахунок розв'язання таких завдань:

- забезпечення оперативного та керівного персоналу підстанції повною та актуальною інформацією про поточні профілі навантажень;
- швидкої локалізації ділянок мережі, приєднань або конкретного технологічного обладнання з ненормативно високим рівнем електроспоживання;
- автоматизоване накопичення статистичних даних для планування ремонтних кампаній, модернізації силового обладнання.

8.2 Вибір комплексної системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання

Автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії призначені для безперервного функціонування на рівні об'єктів мережі. Їхня головна роль полягає в автоматизації процесу вимірювання перетікань електроенергії на основі первинних сигналів, що надходять від інтелектуальних лічильників та вимірювальних трансформаторів струму і напруги.

У сучасних реаліях енергоринку такі вимірювальні комплекси обов'язково впроваджуються на найрізноманітніших об'єктах:

- на генеруючих потужностях (електростанціях);
- на підстанціях операторів систем розподілу (ОСР) та магістральних мереж;
- на великих промислових і сільськогосподарських підприємствах;
- у комерційному секторі та побутовій сфері.

Для проектованої ГЗП 150/35/10 кВ наявність сучасної АСКОЕ є критично важливою умовою експлуатації. На відміну від глобальних завдань, описаних у попередньому розділі, базовий функціонал системи визначає її конкретні технічні можливості та щоденні операції.

До основних функцій, які виконує проектована АСКОЕ підстанції, належать:

- безперервний автоматичний збір, первинне оброблення та надійна передача телеметричної інформації каналами зв'язку на сервери збору даних;
- забезпечення розрахункового обліку електроенергії для формування фінансових документів;

						Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

- постійний моніторинг режимів електроспоживання по кожному приєднанню (зокрема по лініях 35 кВ для живлення шахти та лініях 10 кВ для промислових підприємств);
- жорсткий контроль за споживаною електричною потужністю з можливістю сигналізації або автоматичного втручання (обмеження) у разі перевищення споживачами договірних лімітів;
- формування захищених локальних архівів даних та автоматична генерація звітів про обсяги пропущеної електроенергії;
- фіксація профілів навантаження з нормованими періодами інтеграції;
- автоматичне щоденне та щомісячне зведення балансів електроенергії по секціях шин ГЗП для оперативного виявлення понаднормативних втрат і розрахунку фактичних небалансів;
- безперервна самодіагностика вимірювального комплексу (фіксація спроб несанкціонованого доступу до лічильників, втрати напруги на фазах чи впливу магнітного поля).

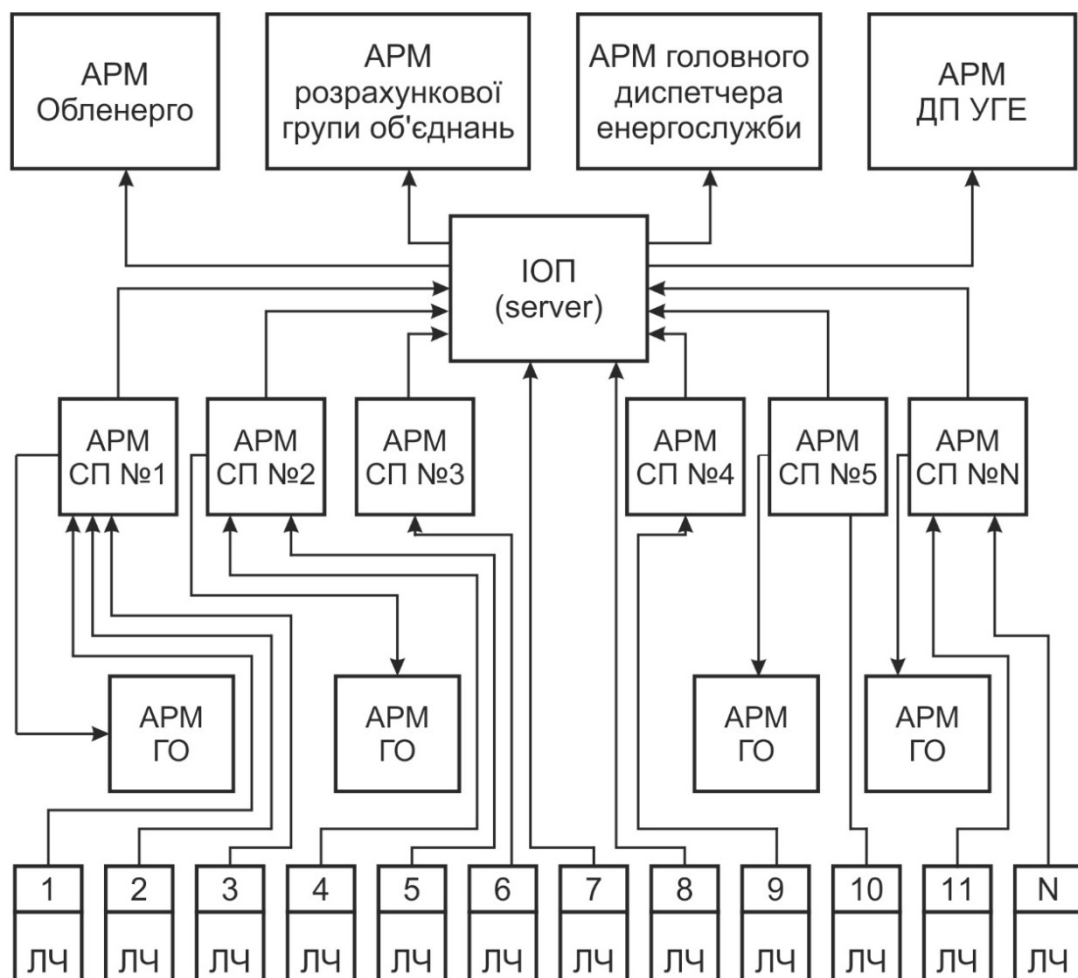


Рис .8.1. Типова структурна схема АСКОЕ

Типова структурна схема організації вимірювального комплексу наведена на рис. 8.1. Відповідно до неї сучасна АСКОЕ являє собою комплексну багаторівневу систему, яка будується за ієрархічним принципом і складається з трьох основних функціональних рівнів:

- вимірювальна підсистема нижнього рівня призначається для безпосереднього вимірювання та первинного фіксування перетікань електричної енергії за допомогою інтелектуальних лічильників у кожній точці обліку (на схемі позначені як ЛЧ1...ЛЧN). Цей рівень є фундаментом для комерційних розрахунків та контролю профілів навантаження. Фізично він включає первинні вимірювальні комплекси: трансформатори струму, трансформатори напруги та безпосередньо самі електролічильники;

- комутаційна та обчислювальна підсистема середнього рівня відповідає за автоматизований збір, первинну обробку, локальне накопичення та безпечну передачу даних про параметри енергоспоживання. До її складу входять пристрої збору та передачі даних (ІОП, маршрутизатори) та локальні автоматизовані робочі місця (АРМ) споживачів. На цьому рівні для промислових підприємств організовується локальні АРМ групи обліку для оперативного внутрішнього моніторингу електроспоживання;

- інформаційна підсистема верхнього рівня створює єдиний інформаційний простір між операторами системи розподілу, електропостачальниками та керівними службами підприємства. Її призначенням є глобальна організація контролю за розподілом електроенергії, зведення загальних фінансових балансів та комерційні розрахунки на енергоринку.

Отже, АСКОЕ являє собою єдину сукупність апаратних та програмних засобів, з'єднаних надійними каналами зв'язку. Вони гарантують автоматичний рух даних від нижнього рівня до верхнього для максимально точного визначення обсягів спожитої електроенергії всіма абонентами.

Проектуючи систему комерційного та технічного обліку безпосередньо для ГЗП 150/35/10 кВ, місця встановлення вимірювальних комплексів обираються відповідно до меж балансової належності за вимогами ПУЕ [1]. Розподіл точок обліку виглядає наступним чином:

- оскільки живильні повітряні лінії напругою 150 кВ (ПЛ-1 та ПЛ-2) не перебувають на балансі енергосистеми, розрахункові лічильники активної та реактивної енергії встановлюються на стороні джерела живлення (на відхідних лініях районної підстанції енергосистеми);

- усі відхідні лінії напругою 35 кВ (для живлення Інгульська шахта) та 10 кВ (для ВАТ «Кіровоградбуд» та ін. суміжних підприємств) належать відповідним промисловим споживачам. Згідно з [1], на цих приєднаннях безпосередньо в комірках проектованої ГЗП монтуються розрахункові лічильники для індивідуального фінансового обліку кожного абонента.

Сучасні апаратно-програмні комплекси обліку електроенергії у промисловому секторі повинні виконувати низку обов'язкових завдань:

- забезпечувати комерційний облік спожитої електроенергії з високим класом точності для розрахунків за актуальними тарифами;
- здійснювати технічний моніторинг електроспоживання на окремих технологічних приєднаннях (лініях 35 кВ та 10 кВ);
- передавати масиви даних диспетчерському персоналу для оптимізації режимів роботи мережі;
- фіксувати перевищення дозволеної договірної потужності в інтеграційному періоді;
- формувати надійні локальні архіви вимірювань.

Звичайне встановлення автономних лічильників не задовольняє вимог сучасного ринку електричної енергії. Вирішення описаних завдань досягається виключно шляхом впровадження інтегрованих інформаційно-вимірювальних систем на базі мікропроцесорних контролерів збору даних.

Апаратною базою розроблюваної системи автоматизованого обліку на рівні підстанції обрано контролер збору даних NIK KC-02. Цей промисловий пристрій забезпечує автоматичне опитування лічильників цифровими каналами зв'язку, тимчасове зберігання даних у незалежній пам'яті та їх передачу на верхній рівень системи захищеними GPRS/LTE або Ethernet каналами.

До конфігурації апаратної частини АСКОЕ проектованої ГЗП належать наступні компоненти:

- промисловий контролер збору даних типу NIK KC-02;
- сервери та автоматизовані робочі місця (АРМ) на базі сучасних персональних комп'ютерів;
- багатофункціональні лічильники Landis+Gyr серії E650 (ZMY405CU0L40.01.1025.S2) для вузлів комерційного обліку на стороні 150 кВ;
- багатофункціональні лічильники NIK 2307 ART.102.0.15 трансформаторного включення для вузлів комерційного обліку споживача на стороні 35 кВ і 10 кВ;
- лічильники з трансформаторним підключенням NIK 2303 ARPT.120.0.15 для організації технічного обліку на відхідних приєднаннях 10 кВ;

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	66

- трансформаторні лічильники NIK 2303 ARPT.120.0.11 для організації технічного обліку в мережі власних потреб 0,4 кВ;
- комунікаційні модулі та промислові GSM-модеми (NIK AGSM-01).

Згідно з Кодексом [12], точки комерційного обліку на стороні 150 кВ належать до 3-го рівня напруги, тому для кожного такого приєднання передбачається встановлення основного та дублюючого лічильників.

Для приєднань 35 кВ і 10 кВ, які належать до 2-го рівня напруги, встановлення дублюючих лічильників не обов'язкове. Для споживачів з приєднаною потужністю понад 1 МВА / 1 МВт достатньо застосування лічильників активної енергії класу C(0,5S).

Для інтеграції лічильників Landis+Gyr та приладів NIK у єдину мережу застосовуються виключно цифрові інтерфейси стандарту RS-485. Використання промислових протоколів обміну даними (зокрема DLMS/COSEM) дозволяє максимально розкрити функціональний потенціал вимірювальних приладів. На відміну від застарілих імпульсних телеметричних виходів, цифровий обмін гарантує стовідсоткову достовірність інформації завдяки алгоритмам підтвердження цілісності пакетів даних. Ця апаратна особливість виступає фундаментом для побудови надійної системи диспетчеризації ГЗП.

Обрані комерційні лічильники Landis+Gyr забезпечують високоточне вимірювання активної та реактивної енергії у двох напрямках, а також фіксацію максимальної потужності. Для роботи у трипровідних лініях з ізольованою нейтраллю (напругою 150 кВ та 35 кВ) застосовуються прилади з класом точності 0,5S для активної енергії при номінальній вторинній напрузі вимірювальних трансформаторів 100 В та номінальному струмі 5 А.

Сучасна апаратна база цих лічильників дозволяє записувати та зберігати глибокий графік електроспоживання без встановлення додаткових плат розширення, що робить їх ідеальним рішенням для комплексної системи обліку промислового об'єкта.

8.3 Вибір каналів зв'язку в АСКОЕ

Надійність функціонування автоматизованої системи обліку безпосередньо залежить від правильного вибору каналів зв'язку. Вони забезпечують своєчасну та безперебійну передачу даних від вимірювальних приладів до контролерів і серверів бази даних. У сучасних умовах до промислових мереж передачі даних висуваються жорсткі вимоги щодо завадостійкості, захищеності інформації та стійкості до електромагнітних впливів.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					67

Архітектура каналів зв'язку на підстанціях зазвичай поділяється на локальну мережу нижнього рівня (збір даних з лічильників) та зовнішню лінію верхнього рівня (передача бази даних диспетчеру або енергокомпанії).

На нижньому рівні системи для обміну інформацією між лічильниками електроенергії (Landis+Gyr, NIK) та контролером збору даних (NIK KC-02) застосовуються дротові лінії зв'язку на базі промислового цифрового інтерфейсу RS-485. Фізичним середовищем тут виступає промисловий кабель типу «екранована кручена пара» (STP або FTP). Використання мідних провідників, попарно скручених між собою та покритих загальним екраном з фольги або мідного обплетення, дозволяє суттєво знизити вплив потужних електромагнітних наведень. На території ГЗП 150/35/10 кВ рівень таких наведень є постійно високим, тому наявність надійного екрану є обов'язковою умовою проектування. Цей тип зв'язку гарантує стабільне з'єднання десятків приладів обліку в єдину інформаційну магістраль (шлейф) на відстанях до 1200 метрів.

Для передачі сформованих масивів інформації від контролера УСПД на верхній рівень системи використовуються бездротові або волоконно-оптичні канали.

Волоконно-оптичні лінії зв'язку (ВОЛЗ) застосовуються у разі необхідності інтеграції підстанції до єдиної високошвидкісної корпоративної мережі підприємства або енергосистеми. Оптичний кабель має абсолютну несприйнятливості до електромагнітних полів, що є величезною перевагою для об'єктів високого класу напруги (150 кВ). Швидкість передачі даних оптичним волокном багаторазово перевищує потреби задач АСКОЕ, а матеріал кабелю гарантує повну гальванічну розв'язку обладнання.

Бездротовий зв'язок реалізується через стільникові мережі стандартів 3G або 4G (LTE) за допомогою промислових терміналів. Цей спосіб відрізняється простотою розгортання та повною незалежністю від кабельної інфраструктури магістральних мереж, що робить його економічно доцільним для віддаленого опитування об'єктів.

Таким чином, у проектованій системі комерційного та технічного обліку ГЗП приймається комбінована структура каналів зв'язку. Локальна магістраль між усіма лічильниками та контролером збору даних виконується дротовим способом за допомогою екранованої крученої пари через інтерфейс RS-485. Зв'язок із сервером верхнього рівня здійснюється стільниковим каналом передачі даних з використанням промислового модема NIK AGSM-01, який монтується безпосередньо біля контролера і забезпечує захищений бездротовий доступ до накопичених архівів електроспоживання.

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	
					68

8.4 Розробка схеми підключення контролера збору даних NIK-KC-02

Підключення контролера збору даних NIK-KC-02 до мережі живлення, пристроїв обліку та каналу передавання інформації на сервер показано на рис. 8.2. Контролер призначений для дистанційного збору, зберігання та передавання даних від пристроїв, що мають відповідні інтерфейси зв'язку. Живлення контролера може здійснюватися від однофазної або трифазної мережі змінного струму. Згідно з інструкцією, підключення до мережі повинно виконуватися через автоматичний вимикач із номінальним струмом 2 А і характеристикою спрацювання В, а переріз кабелю живлення має бути не менше 1,5 мм².

Збір даних від лічильників або інших пристроїв може здійснюватися двома основними способами: через інтерфейс RS-485 або через технологію PLC, тобто передавання даних по силових лініях. Інтерфейс RS-485 є двопровідним напівдуплексним каналом зв'язку з диференційною передачею сигналів і гальванічною розв'язкою. На схемі він показаний як лінія зв'язку між контролером NIK-KC-02 та групою приладів обліку. Для RS-485 передбачені виводи А, В та GND.

Передавання зібраної інформації на сервер може виконуватися через дротове підключення Ethernet або через мобільний зв'язок GSM/GPRS/3G, залежно від виконання контролера. У разі використання GSM-зв'язку до контролера підключається зовнішня антена та SIM-карта з відповідними параметрами доступу. Ethernet-з'єднання застосовується за наявності локальної мережі або каналу доступу до серверної інфраструктури.

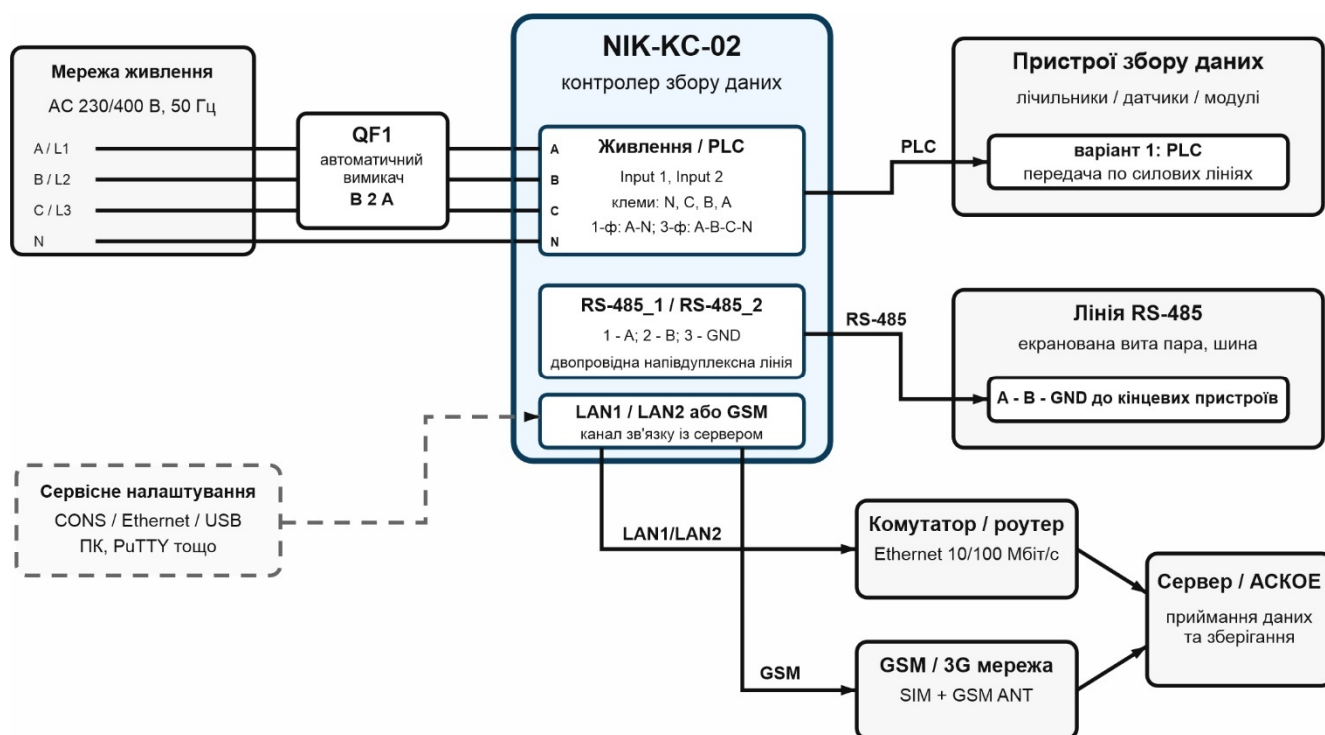


Рис. 8.2. Схема підключення контролера збору даних NIK-KC-02

					Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	69

Таким чином, контролер NIK-KC-02 виконує роль проміжного пристрою між приладами обліку та сервером збору даних. Він приймає інформацію від лічильників через RS-485, обробляє та зберігає її, після чого передає на сервер через Ethernet або мобільну мережу.

8.5 Вибір електричних схем підключення лічильників

Триелементні лічильники типу Landis+Gyr серії E650 підключаються до мережі за допомогою вимірювальних трансформаторів струму та напруги, за схемою приведеною на рис. 8.3. Дана схема є стандартною для високовольних мереж і передбачає використання трьох вимірювальних трансформаторів струму (у кожній з фаз А, В, С) та групи трансформаторів напруги. Вторинні кола вимірювальних трансформаторів підводяться до лічильника через спеціальну випробувальну перехідну колодку. Це дозволяє безпечно проводити заміну приладу обліку або його перевірку шляхом шунтування струмових кіл та відключення кіл напруги без знеструмлення основної лінії 150 кВ. При цьому вторинні обмотки трансформаторів традиційно з'єднуються за схемою «зірка» з обов'язковим заземленням нульової точки.

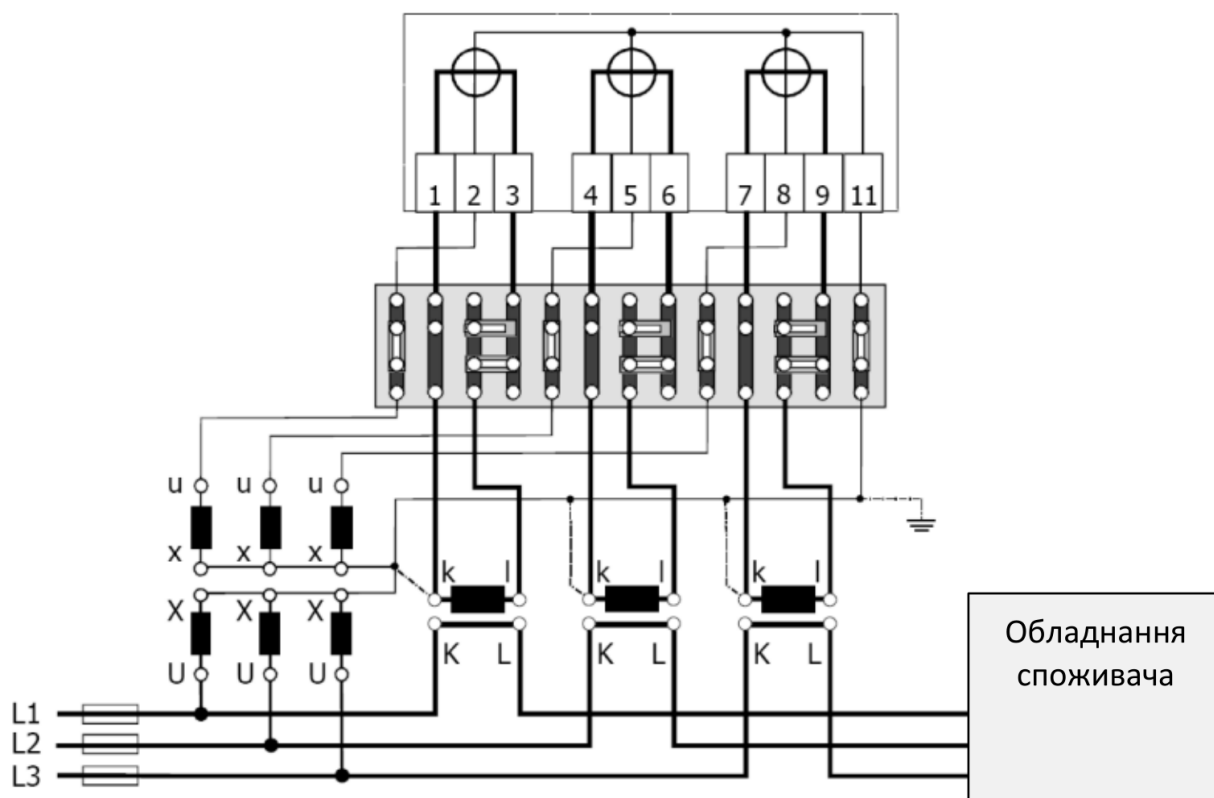


Рисунок 8.3. Схема трансформаторного підключення лічильника Landis+Gyr ZMY405

Підключення трифазних лічильників трансформаторного включення NIK 2307 ART.102.0.15 та NIK 2303 ARPT.120.0.15 до мереж 35 кВ і 10 кВ здійснюється за класичною схемою через вимірювальні ТН і ТС (рис. 8.4). Оскільки ці розподільні мережі працюють у режимі з ізольованою нейтраллю і є трипровідними, для повноцінного обліку активної та реактивної енергії застосовується метод двох ватметрів. Відповідно до цього методу, трансформатори струму монтуються лише у двох фазах (традиційно приймаються фази А та С), а кола напруги лічильника підключаються до лінійних напруг вторинних обмоток трансформатора напруги.

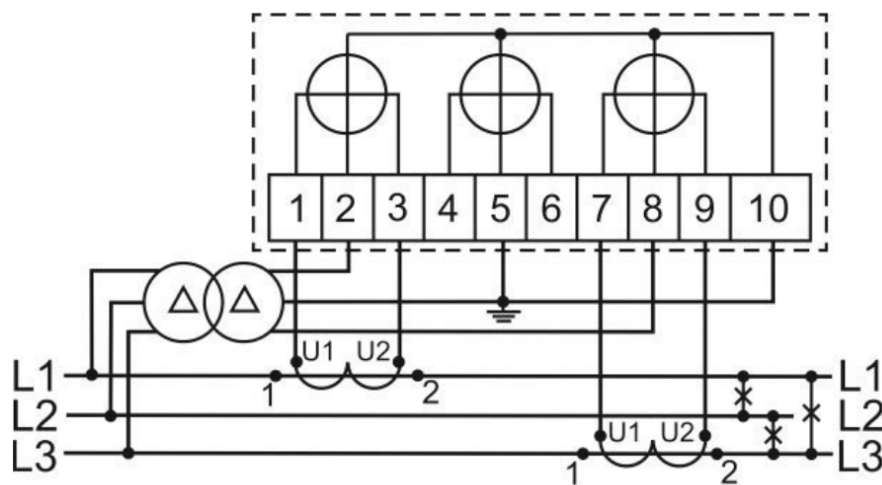


Рис. 8.4. Схема підключення лічильників NIK 2307 ART.102.0.15 та NIK 2303 ARPT.120.0.15 у трипровідну мережу через ТН і ТС

Для організації технічного обліку в системі власних потреб напругою 0,4 кВ застосовується лічильники NIK 2303 ARPT.120.0.11, які підключається до чотирипровідної мережі з глухозаземленою нейтраллю (рис. 8.5). Враховуючи конфігурацію цієї мережі, повноцінний облік електроенергії здійснюється за методом трьох ватметрів. Відповідно до такої схеми, вимірювальні трансформатори струму обов'язково монтуються у всіх трьох фазах (А, В та С). Водночас кола напруги приладу обліку приєднуються безпосередньо до фазних та нульового робочого провідників. Такий комбінований підхід формує стандартну напівнепрямую схему включення лічильника і гарантує високу точність вимірювань навіть за умови сильної несиметрії навантажень у мережі власних потреб підстанції.

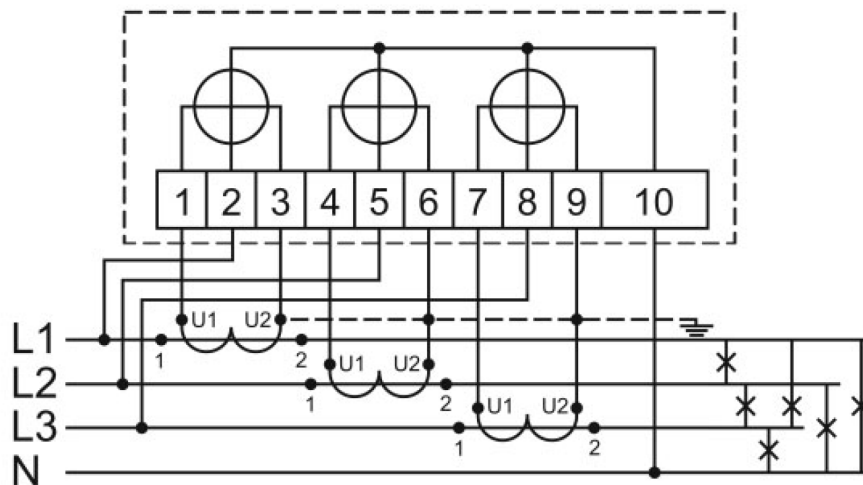


Рис. 8.5. Схема підключення лічильника NIK 2303 ARPT.120.0.11 у чотирипровідну мережу за допомогою ТС

8.6 Вибір трансформаторів струму

Вибір лінійних трансформаторів струму 150 кВ (ПС «Гірничя»)

Основними критеріями вибору трансформатора струму (ТС) є клас напруги, номінальний первинний струм, коефіцієнт трансформації, клас точності вторинних обмоток і допустиме вторинне навантаження. Після вибору за номінальними параметрами ТС перевіряють за умовами стійкості до дії струмів КЗ: електродинамічної та термічної.

Попередньо розглядаємо ТС з елегазовою ізоляцією АВВ TG-170. Розрахункові значення та відповідні каталожні параметри трансформатора струму наведено в табл. 8.1.

Таблиця 8.1. Вибір трансформатора струму АВВ TG-170

Розрахункові дані	Каталожні дані
$U_{уст} = 158,0 \text{ кВ}$	$U_{max} = 170,0 \text{ кВ}$
$I_p = 71,2 \text{ А}$	$I_{ном} = 300 \text{ А}$
$I_{p.ав} = 142,4 \text{ А}$	$I_{max} = 300 \text{ А}$
Клас точності 0,2S	0,2S
$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I'' = \sqrt{2} \cdot 1,71 \cdot 8,7 = 20,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 80 \text{ кА}$
$B_k = I''^2 \cdot (t_b + T_a) =$ $= 8,7^2 (4,54 + 0,03) = 345,9 \text{ кА} \cdot \text{с}^2$	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}$
$Z_2 = 0,85 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

де I_p , $I_{p.\max}$ – розрахункові струми відповідно нормального та післяаварійного режимів роботи, наведені в табл. 7.2.;

Індуктивна складова опору вторинних струмових кіл є незначною, тому повний опір вторинного навантаження приймаємо рівним його активній складовій: $Z_2 = r_2$.

Попередньо допустимий опір з'єднувальних проводів визначаємо за різницею між номінальним вторинним навантаженням трансформатора струму та опорами приладів і контактних з'єднань:

$$r'_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_{\text{конт}} = 1,2 - 0,046 - 0,1 = 1,054 \text{ Ом/}$$

Опір приладів, підключених до вторинного кола трансформатора струму:

$$r_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_2^2 = 1,15 / 5^2 = 0,046 \text{ Ом;}$$

де $r_{\text{конт}}$ – опір контактних з'єднань, приймаємо 0,1 Ом; I_2 номінальний вторинний струм трансформатора струму, А; $S_{\text{прил}}$ – споживана приладами потужність, В·А.

Розрахунок потужності, споживаної приладами, наведено в табл. 8.2.

За допустимим опором з'єднувальних проводів визначаємо їх мінімальний переріз:

$$S_{\min} = \frac{\rho \cdot l_{\text{роз}}}{r'_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{1,054} = 1,66 \text{ мм}^2;$$

де ρ – питомий опір матеріалу з'єднувальних проводів, для міді приймаємо 0,0175, Ом/м·мм²; l – фактична довжина з'єднувальних проводів:

$$l = l_{\text{роз}} = 100 \text{ м;}$$

$l_{\text{роз}}$ – розрахункова довжина з'єднувальних проводів, яка залежить від схеми з'єднання вторинних кіл ТС, для схеми з'єднання «повна зірка»: $l = l_{\text{роз}}$.

Згідно з вимогами ПУЕ, мінімальний переріз мідних проводів вторинних кіл за умовою механічної міцності має становити не менше 2,5 мм². Тому для з'єднувальних проводів приймаємо: 2,5 мм².

Таблиця 8.2. Потужність навантаження ТС (ПС «Гірнич»)

Прилади	Тип приладу	Навантаження В·А		
		А	В	С
Амперметр	Lumel EA19N F	0,5	-	0,5
Ватметр	Lumel PA39AP	0,2	-	0,2
Варметр	Lumel PA39RP	0,2	-	0,2
Лічильник	2×Landis+Gyr ZMY405	2×0,125	2×0,125	2×0,125
Всього		1,15	0,25	1,15

Фактичний опір з'єднувальних проводів становить:

$$r_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{роз}} / s_{\text{ст}} = 0,0175 \cdot 100 / 2,5 = 0,7 \text{ Ом};$$

Фактичне вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = r_{\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 0,7 + 0,046 + 0,1 = 0,85 \text{ Ом}.$$

Оскільки фактичне вторинне навантаження не перевищує допустиме номінальне навантаження ТС, а також виконуються умови вибору трансформатору струму АВВ ТГ-170-300/5 приймається до встановлення.

Вибір ТС для інших приєднань виконується за аналогічною методикою. Результати розрахунку та перевірки наведено в табл. 8.3-8.8.

Таблиця 8.3. Потужність навантажень ТС

Прилади	Місце установки приладів								
	Ввід РУ			КЛ 1, 2			КЛ 3-19		
	Навантаження В·А			Навантаження В·А			Навантаження В·А		
	А	В	С	А	В	С	А	В	С
<i>Сторона 150 кВ</i>									
Амперметр Lumel EA19N F	0,5	-	0,5	-	-	-	-	-	-
Всього	0,5	-	0,5						
<i>Сторона 35 кВ</i>									
Амперметр Lumel EA19N F	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	-	-	-
Ватметр Lumel PA39AP	0,2	-	0,2	-	-	-	-	-	-
Лічильник NIK 2307	-	-	-	0,05	-	0,05	-	-	-
Лічильник NIK 2303	0,05	-	0,05	-	-	-	-	-	-
Всього	0,75		0,75	0,55		0,55	-	-	-
<i>Сторона 10 кВ</i>									
Амперметр Lumel EA19N F	0,5	-	0,5	-	-	-	0,5	-	0,5
Ватметр Lumel PA39AP	0,2	-	0,2	-	-	-	-	-	-
Лічильник NIK 2307	-	-	-	-	-	-	0,05	-	0,05
Лічильник NIK 2303	0,05	-	0,05	-	-	-	-	-	-
Всього	0,75		0,75	-	-	-	0,55		0,55

Таблиця 8.4. Вторинне навантаження трансформаторів струму

Місце встановлення ТС	$r_{\text{прил}}, \text{Ом}$	$r'_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$l_{\text{пр}}, \text{м}$	$s_{\text{min}}, \text{мм}^2$	$s_{\text{ст}}, \text{мм}^2$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$Z_2, \text{Ом}$
<i>Ввід ВРУ 150 кВ</i>	0,02	0,73	155	3,7	4,0	0,678	0,75
<i>Ввід ВРУ 35 кВ</i>	0,03	1,92	130	1,18	2,5	0,91	0,99
СВ 35 кВ	0,02	1,93	130	1,18	2,5	0,91	0,98
КЛ 1, 2	0,022	1,93	130	1,18	2,5	0,91	0,98
<i>Ввід 10 кВ</i>	0,03	0,32	10,4	0,57	2,5	0,073	0,153
СВ 10 кВ	0,02	0,33	10,4	0,55	2,5	0,073	0,143
КЛ 3-19	0,022	0,02	6,9	0,37	2,5	0,048	0,118

Таблиця 8.5. Вибір трансформаторів струму

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС				
		Ввід ВРУ 150 кВ	Ввід ВРУ 35 кВ	Секційний 35 кВ	Виводи 35 кВ Т1	КЛ 1, 2
$U_{уст} < U_{ном}$	кВ	$150,0 \leq 150$	$35,0 \leq 35$	$35,0 \leq 35$	$35,0 \leq 35$	$35 \leq 35$
$I_p < I_{ном}$	А	$71,2 < 200$	$106,2 < 300$	$106,2 < 150$	$106,2 < 300$	$106,2 < 300$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$142,5 < 200$	$212,4 < 300$	$106,2 < 150$	$212,4 < 300$	$212,4 < 300$
Клас точності	-	$3,0 = 3,0$	$0,5 = 0,5$	$2,0 < 0,5$	$10P = 10P$	$0,5S = 0,5S$
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	$17,6 < 24$	$7,8 < 42$	$7,8 < 42$	$7,8 < 10$	$7,8 < 63$
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА ² ·с	$216,6 < 25^2 \cdot 3 = 1875$	$32,4 < 11,6^2 \cdot 3 = 404$	$28,3 < 5,8^2 \cdot 3 = 101$	$216,6 < 28^2 \cdot 3 = 2352$	$23,7 < 11,6^2 \cdot 3 = 404$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0,75 < 0,8$	$0,99 < 2,0$	$0,98 < 2,0$	$0 < 1,6^*$	$0,742 < 1,2$
Тип ТС прийнятого до установки		ТВТ-150-I-600/5	ТФЗМ35А-300/5	ТФЗМ35А-200/5	ТВТ-35-I-300/5	ТФЗМ35А-300/5

продовження табл. 8.5.

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС				
		Виводи 10 кВ Т1	Ввід ЗРУ 10 кВ	СВ ЗРУ 10 кВ	КЛ 3, 4, 9, 10	КЛ 14, 15
$U_{уст} < U_{ном}$	кВ	$10 \leq 10$	$10,0 \leq 10$	$10,0 \leq 10$	$10,0 \leq 10$	$10,0 \leq 10,0$
$I_p < I_{ном}$	А	$688,3 < 5000$	$688,3 < 1500$	$688,3 < 800$	$688,3 < 400$	$131,0 < 300$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$1376,0 < 5000$	$1376,6 < 1500$	$688,3 < 800$	$688,3 < 400$	$262,0 < 300$
Клас точності	-	$2,0 < 0,5$	$0,5 = 0,5$	$0,5 = 0,5$	$0,5S = 0,5S$	$0,5S = 0,5S$
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	$18,2 < 10$	$18,2 < 81$	$18,2 < 81$	$18,2 < 52$	$18,2 < 52$
$B_{кр} < B_{к.н}$	кА ² ·с	$216,6 < 28^2 \cdot 3 = 2352$	$145,2 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$	$122 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$	$98,8 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$	$98,8 < 31,5^2 \cdot 3 = 2977$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0 < 1,2^*$	$0,153 < 0,4$	$0,143 < 0,4$	$0,118 < 0,4$	$0,118 < 0,4$
Тип ТС прийнятого до установки		ТВТ-10-І-5000/5	ТЛК-10-3-1500/5	ТЛК-10-3-800/5	ТЛК-10-2-400/5	ТЛК-10-2-300/5

* ТС призначений для релейного захисту

продовження табл. 8.5.

Умова вибору	Од. вим.	Призначення ТС				
		КЛ 7, 8	КЛ 18, 19	КЛ 5, 6	КЛ 11, 12, 16, 17	КЛ 13
$U_{уст} < U_{ном}$	кВ	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10$	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$	$10,0 \leq 10,0$
$I_p < I_{ном}$	А	$77,1 < 200$	$69,5 < 150$	$48,9 < 100$	$36,1 < 75$	$31,2 < 50$
$I_{ав} < I_{ном}$	А	$154,2 < 200$	$139 < 150$	$97,8 < 100$	$72,2 < 75$	$31,2 < 50$
Клас точності	-	$0,5S = 0,5S$	$0,5S = 0,5S$	$0,5S = 0,5S$	$0,5S = 0,5S$	$0,5S = 0,5S$
$i_{уд} < i_{дин}$	кА	$18,2 < 52$	$18,2 < 52$	$18,2 < 52$	$18,2 < 52$	$18,2 < 25$
$B_{к.р} < B_{к.н}$	кА ² ·с	$98,8 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$98,8 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$29,3 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$98,8 < 10^2 \cdot 3 = 300$	$29,3 < 4^2 \cdot 3 = 48$
$Z_2 < Z_{ном}$	Ом	$0,118 < 0,4$	$0,118 < 0,4$	$0,118 < 0,4$	$0,118 < 0,4$	$0,118 < 0,4$
Тип ТС прийнятого до установки		ТЛК-10-2-200/5	ТЛК-10-2-150/5	ТЛК-10-3-100/5	ТЛК-10-3-75/5	ТЛК-10-3-50/5

8.7 Вибір трансформаторів напруги

На ГЗП приймаємо попередньо до установки трансформатори напруги:

- на стороні 150 кВ:

ЗхНКФ-220-58У1 зі з'єднанням обмоток $Y_{-o}/Y_{-o}/u_{-o}$;

- на стороні 35 кВ:

НАМИ-35 з'єднані за схемою $Y_{-o}/Y_{-o}/u_{-o}$;

- на стороні 10 кВ:

НАМИ-10-66УЗ зі з'єднанням обмоток $Y_{-o}/Y_{-o}/u_{-o}$, так як у ЗРУ встановлюються шафи серії КУ-10Ц.

Визначення вторинного навантаження вимірювальних трансформаторів напруги (ТН) та їх остаточний вибір наведено у таблицях 8.6 та 8.7 відповідно.

Таблиця 8.6. Вторинне навантаження трансформаторів напруги

Прилад	Тип	S, В·А	Кількість обмоток	Кількість приладів	Загальна споживана потужність, В·А
<i>сторона 150 кВ</i>					
Вольтметр (Lumel)	EA19N E	4,5	1	1	4,5
Реєструючий вольтметр	H-344	10	1	1	10
Всього				2	14,5
<i>сторона 35 кВ</i>					
Ватметр (Lumel)	PA39AP	4,3	2	1	8,6
Лічильник універсальний	NIK 2303	2,0	2	1	4,0
Вольтметр (Lumel)	EA19N E	4,5	1	1	4,5
Лічильник	NIK 2703	2	2	1	4,0
Всього				4	21,1
<i>сторона 10 кВ</i>					
Ватметр (Lumel)	PA39AP	4,3	2	1	8,6
Вольтметр (Lumel)	EA19N E	2	1	2	2
Лічильник універсальний	NIK 2307	2	2	9	36
Лічильник універсальний	NIK2303	2	2	1	4
Всього				13	50,6

Таблиця 8.7. Вибір трансформаторів напруги

Умова вибору	Од. вим.	Місце встановлення ТН		
		шини 150 кВ	шини 35 кВ	шини 10 кВ
$U_{уст} \leq U_{ном}$	кВ	$150 < 154$	$35 = 35$	$10 = 10$
Схема з'єднань:	-	$Y_{-0}/Y_{-0}/u_{-0}$	$Y_{-0}/Y_{-0}/u_{-0}$	$Y_{-0}/Y_{-0}/u_{-0}$
Клас точності:	-	0,2S	$0,5 = 0,5$	$0,5 = 0,5$
$S_p \leq S_{ном}$	В·А	$14,5 < 3 \times 200 = 600$	$21,1 < 360$	$50,6 < 120$
Тип ТН прийнятого до установки	-	3хНКФ-220-58У1	НАМІ-35-65У	НАМІ-10-66У3

Отже, за результатами перевірки трансформатори напруги відповідають вимогам вибору за номінальною напругою, класом точності та допустимим вторинним навантаженням, тому приймаються до встановлення..

ВИСНОВКИ

У роботі виконано комплексне проектування системи електропостачання промислових споживачів ГЗП «Південно-східна» напругою 150/35/10 кВ.

Електричні навантаження цехів базового підприємства ПрАТ «Завод «Сегмент» обчислено за методом впорядкованих діаграм. Загальне розрахункове навантаження групи промислових споживачів отримано шляхом підсумовування відповідних ступенів добових графіків. У результаті максимальне розрахункове навантаження на шинах 150 кВ проектованої ГЗП становить 37,6 МВт активної та 10,5 Мвар реактивної потужності.

Для аналізу режимів електроспоживання побудовано добові графіки на основі типових профілів промислових підприємств із розбиттям на зимовий та літній періоди (з урахуванням робочих і вихідних днів). На базі цих даних визначено річну витрату електроенергії, час використання максимального навантаження та час максимальних втрат.

При виборі схеми приєднання промислових споживачів виконано техніко-економічне порівняння двох варіантів комплектації підстанції:

- 1) на проектованій ГЗП встановлюються два трансформатори ТДТН 25000/150/35. ГЗП отримує живлення по двох ПЛ 150 кВ;
- 2) на проектованій ГЗП встановлюються два трансформатори ТДТН 40000/150/35. ГЗП отримує живлення по двох ПЛ 150 кВ.

На основі техніко-економічних розрахунків був прийнятий варіант №1.

Струми КЗ в мережах 10, 35 та 150 кВ розраховано в системі відносних базисних одиниць. Отримані значення стали підґрунтям для перевірки та вибору високовольтного комутаційного і вимірювального обладнання. До встановлення прийнято:

- 1) елегазові вимикачі LTB 170D1/В (на стороні 150 кВ) і вакуумні вимикачі серій: ВР35НС-35-1600У1 (сторона 35 кВ), ВР1-10-20/630У3, ВР1-10-20/1000У3, ВР1-10-20/1600У3з (сторона 10 кВ) ЕМ приводом;
- 2) вимірювальні трансформатори струму марок ТВТ-150, ТФЗМ-35 та ТЛК-10-5;
- 3) високовольтні роз'єднувачі типів РНДЗ.1-150/1000У1 та РНДЗ.2-35/1000У1;
- 5) кабельні лінії для розподільних мереж 35 кВ та 10 кВ.

					Арк. 79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата	

У спеціальному розділі роботи розроблено сучасну автоматизовану систему комерційного та технічного обліку електроенергії (АСКОЕ) на базі промислового контролера NIK KC-02. Облік на вводах 150 кВ реалізовано на лічильниках Landis+Gyr ZMY405CU0L40.01.1025.S2. Комерційний облік на приєднаннях 35 кВ та 10 кВ виконується лічильниками NIK 2307 ART.102.0.15, а технічний моніторинг забезпечується лічильниками NIK 2303 ARPT.120.0.15.

Впровадження такої багаторівневої системи обліку дозволить оперативно керувати режимами електроспоживання підприємств, аналізувати технологічні показники виробництва та ефективно виявляти резерви для енергозбереження.

Розроблений проект системи електропостачання промислових споживачів повністю відповідає чинним нормативно-технічним вимогам та обґрунтованою економічною доцільністю прийнятих інженерних рішень.

						Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		

ЛІТЕРАТУРА

1. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
2. Попов В. А. Проектування систем забезпечення споживачів електричною енергією / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк. КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 222 с.
3. Василега П. О. Електропостачання: підручник / П. О. Василега. – Суми: Сумський державний університет, 2019. – 521 с.
4. Бурбело М. Й. Системи електропостачання. Елементи теорії та приклади розрахунків: навчальний посібник / М. Й. Бурбело, О. О. Бірюков, Л. М. Мельничук – Вінниця: ВНТУ, 2011. – 204 с.
5. Мілих В.І. Електропостачання промислових підприємств: Підручник для студентів електромеханічних спеціальностей / В. І. Мілих, Т. П. Павленко. Харків : ФОП Панов А. М., 2018. – 269 с.
6. Рудницький В. Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.
7. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів./ Г. Г. Півняк, В. М. Винославський, А. Я. Рибалко, Л. І. Несен / За ред. Г. Г. Півняка – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.
8. Перехідні процеси в системах електропостачання: / М. М. Черемісін, О. М. Мороз, О. Б. Єгоров, С. В. Швець. – Харків: ТОВ «В справі», 2016. – 260 с.
9. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання / А. Ю. Орлович, П. Г. Плешков, О. А. Козловський та ін. – М-во освіти і науки України, Центральн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 274 с.
10. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
11. Рубаненко О. Є. Релейний захист та автоматика електричних станцій : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Гунько І. О. □ Вінниця : ВНТУ, 2023. □125 с.
12. Кодекс комерційного обліку електричної енергії : затв. постановою НКРЕКП від 14.03.2018 № 311, поточна редакція від 09.10.2025 // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0311874-18>

						Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата		81

ДОДАТОК А.
РОЗРАХУНОК ГРАФІКІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Таблиця А.1. Погодинні значення активної потужності (кВт) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж робочої зими доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	1908,6	504,8	1372,0	2928,0	938,6	107,5	2166,6	884,0	2337,5	
1 – 2	1908,6	605,4	1484,0	3172,0	780,0	107,5	2072,4	949,0	2272,5	
2 – 3	2181,2	428,9	1344,0	2806,0	585,0	107,5	1884,0	858,0	2402,5	
3 – 4	1908,6	651,3	1428,0	2562,0	520,0	116,5	1601,4	1001,0	2305,0	
4 – 5	2453,9	504,8	1400,0	2867,0	643,5	124,3	2307,9	910,0	2272,5	
5 – 6	2453,9	552,4	1400,0	3050,0	539,5	140,0	1978,2	962,0	2337,5	
6 – 7	2726,5	605,4	1148,0	3172,0	1155,7	175,8	2166,6	988,0	2272,5	
7 – 8	3708,0	1295,5	1120,0	5795,0	1300,0	319,8	3485,4	923,0	2337,5	
8 – 9	4089,8	1667,9	2100,0	6100,0	1105,0	560,0	4474,5	1157,0	2272,5	
9 – 10	4362,4	1710,3	2576,0	5856,0	965,9	504,0	4710,0	1209,0	2500,0	
10 – 11	5453,0	1765,0	2548,0	5368,0	1040,0	399,8	4521,6	1300,0	2435,0	
11 – 12	5453,0	1667,9	2744,0	4880,0	1157,0	319,8	4144,8	1235,0	2435,0	
12 – 13	4635,1	1611,4	2520,0	5551,0	1300,0	259,8	4050,6	1170,0	2402,5	
13 – 14	4635,1	1667,9	2380,0	5612,0	1170,0	240,2	4286,1	1196,0	2402,5	
14 – 15	3544,5	1722,6	2772,0	5124,0	815,1	226,2	4333,2	1261,0	2207,5	
15 – 16	3817,1	1576,1	2800,0	4880,0	932,1	216,2	3956,4	1170,0	2337,5	
16 – 17	5180,4	1667,9	1820,0	5185,0	975,0	300,2	3532,5	1222,0	2370,0	
17 – 18	5180,4	1765,0	1960,0	4941,0	932,1	268,8	3815,1	1300,0	2305,0	
18 – 19	4362,4	1710,3	1904,0	4575,0	975,0	235,2	4003,5	1300,0	2370,0	
19 – 20	4089,8	1765,0	1680,0	4697,0	1105,0	221,8	3532,5	1261,0	2467,5	
20 – 21	3271,8	1667,9	1680,0	4453,0	925,6	160,2	3626,7	1235,0	2435,0	
21 – 22	3271,8	1618,5	1540,0	4026,0	1105,0	160,2	3438,3	1222,0	2370,0	
22 – 23	2726,5	1570,9	1400,0	3904,0	1040,0	140,0	3014,4	1196,0	2402,5	
23 – 24	2726,5	1302,6	1260,0	3172,0	932,1	134,4	2731,8	1092,0	2272,5	

Таблиця А.2. Погодинні значення активної потужності (кВт) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж вихідної зимої доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	1690,4	277,1	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2337,5	
1 – 2	1690,4	294,8	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2272,5	
2 – 3	1690,4	263,0	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2402,5	
3 – 4	1690,4	307,1	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2305,0	
4 – 5	1690,4	277,1	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2272,5	
5 – 6	1690,4	287,7	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2337,5	
6 – 7	1690,4	298,3	840,0	2074,0	351,0	107,5	1601,4	494,0	2272,5	
7 – 8	1690,4	252,4	700,0	1647,0	351,0	68,3	1271,7	494,0	2337,5	
8 – 9	1145,1	326,5	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	494,0	2272,5	
9 – 10	1145,1	335,4	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2500,0	
10 – 11	1145,1	345,9	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2435,0	
11 – 12	1145,1	326,5	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2435,0	
12 – 13	1145,1	315,9	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2402,5	
13 – 14	1145,1	326,5	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2402,5	
14 – 15	1145,1	337,1	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2207,5	
15 – 16	1145,1	308,9	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2337,5	
16 – 17	1145,1	282,4	700,0	1647,0	221,0	68,3	1271,7	364,0	2370,0	
17 – 18	1690,4	300,1	700,0	1647,0	351,0	68,3	1271,7	494,0	2305,0	
18 – 19	1690,4	264,8	700,0	1952,0	351,0	68,3	1507,2	494,0	2370,0	
19 – 20	1690,4	300,1	700,0	1952,0	351,0	107,5	1507,2	494,0	2467,5	
20 – 21	1690,4	282,4	840,0	2074,0	351,0	118,7	1601,4	494,0	2435,0	
21 – 22	1690,4	264,8	840,0	2074,0	351,0	118,7	1601,4	494,0	2370,0	
22 – 23	1690,4	250,6	840,0	2074,0	351,0	118,7	1601,4	494,0	2402,5	
23 – 24	1690,4	261,2	840,0	2074,0	351,0	118,7	1601,4	494,0	2272,5	

Таблиця А.3. Погодинні значення активної потужності (кВт) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж робочої літньої доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	1715,0	429,1	1118,6	2592,5	797,8	46,6	1681,5	751,4	2090,0	
1 – 2	1761,3	514,6	1261,4	2748,1	663,0	46,6	1721,5	773,5	2090,0	
2 – 3	1761,3	364,6	1118,6	2540,7	552,5	59,0	1961,7	685,1	2280,0	
3 – 4	1761,3	553,6	1213,8	2229,6	442,0	60,9	1721,5	806,7	2280,0	
4 – 5	1946,7	429,1	1190,0	2437,0	464,1	69,0	1881,6	685,1	2137,5	
5 – 6	1946,7	469,6	1190,0	2696,2	458,6	69,0	1681,5	784,6	2090,0	
6 – 7	2317,5	514,6	952,0	2799,9	884,0	145,2	2081,8	828,8	2137,5	
7 – 8	3012,8	501,1	1071,0	4822,1	1105,0	370,3	3483,0	861,9	2232,5	
8 – 9	3939,8	1417,7	1785,0	5185,0	939,3	476,0	3723,3	828,8	2375,0	
9 – 10	4635,1	1453,7	2189,6	4977,6	821,0	449,3	4003,5	1027,7	2327,5	
10 – 11	4635,1	1500,3	2165,8	4562,8	983,5	370,3	3843,4	1105,0	2232,5	
11 – 12	3708,0	1417,7	2332,4	4148,0	1105,0	193,7	3523,1	1016,6	2232,5	
12 – 13	3708,0	1369,7	2094,4	4355,4	994,5	239,4	3403,0	972,4	2280,0	
13 – 14	3476,3	1417,7	1951,6	4562,8	692,8	209,4	3362,9	1016,6	2185,0	
14 – 15	4635,1	1464,2	2380,0	4251,7	792,3	225,1	3523,1	1060,8	2090,0	
15 – 16	4635,1	1339,7	2189,6	3836,9	828,8	180,9	3282,9	994,5	2185,0	
16 – 17	4171,5	1417,7	1570,8	4459,1	828,8	138,0	2962,6	1038,7	2090,0	
17 – 18	3986,1	1500,3	1666,0	4199,9	792,3	225,1	3443,0	1105,0	1947,5	
18 – 19	2781,0	1453,7	1618,4	3888,8	828,8	209,4	3242,8	1105,0	1995,0	
19 – 20	2781,0	1500,3	1380,4	4044,3	939,3	161,8	3002,6	1038,7	2018,8	
20 – 21	2317,5	1417,7	1380,4	4251,7	786,8	133,3	3122,7	1027,7	2303,8	
21 – 22	2317,5	1375,7	1309,0	3318,4	939,3	123,8	3282,9	1005,6	2232,5	
22 – 23	2317,5	1335,2	1190,0	3007,3	884,0	66,6	2682,3	939,3	2042,5	
23 – 24	2085,8	1107,2	1071,0	2696,2	797,8	57,1	2562,2	884,0	1900,0	

Таблиця А.4. Погодинні значення активної потужності (кВт) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж вихідної літньої доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	1622,3	235,5	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2090,0	
1 – 2	1622,3	250,5	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2090,0	
2 – 3	1622,3	223,5	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2280,0	
3 – 4	1622,3	246,0	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2280,0	
4 – 5	1622,3	235,5	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2137,5	
5 – 6	1622,3	244,5	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2090,0	
6 – 7	1622,3	253,5	571,2	1244,4	276,3	25,7	960,8	375,7	2137,5	
7 – 8	1112,4	214,5	571,2	1244,4	276,3	25,7	960,8	265,2	2232,5	
8 – 9	1112,4	277,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2375,0	
9 – 10	1112,4	285,0	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2327,5	
10 – 11	1112,4	294,0	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2232,5	
11 – 12	1112,4	277,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2232,5	
12 – 13	1112,4	268,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2280,0	
13 – 14	1112,4	277,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2185,0	
14 – 15	1112,4	286,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2090,0	
15 – 16	1112,4	262,5	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2185,0	
16 – 17	1112,4	225,0	571,2	1244,4	165,8	25,7	960,8	265,2	2090,0	
17 – 18	1112,4	255,0	690,2	1503,7	276,3	25,7	1161,0	265,2	1947,5	
18 – 19	1622,3	225,0	690,2	1503,7	276,3	25,7	1161,0	375,7	1995,0	
19 – 20	1622,3	255,0	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2018,8	
20 – 21	1622,3	240,0	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2303,8	
21 – 22	1622,3	225,0	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2232,5	
22 – 23	1622,3	213,0	714,0	1555,5	276,3	46,6	1201,1	375,7	2042,5	
23 – 24	1622,3	222,0	714,0	1555,5	298,4	46,6	1201,1	375,7	1900,0	

Таблиця А.5. Погодинні значення реактивної потужності (квар) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж робочої зимової доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	293,5	49,1	108,0	285,0	136,5	17,3	288,0	52,5	328,1	
1 – 2	293,5	62,2	108,0	292,5	120,9	17,3	280,8	55,7	300,0	
2 – 3	293,5	74,1	84,6	262,5	83,9	17,3	252,0	58,8	321,4	
3 – 4	251,6	62,2	100,8	240,0	83,9	18,7	230,4	55,7	300,0	
4 – 5	293,5	49,1	100,8	270,0	97,5	18,7	259,2	53,6	300,0	
5 – 6	377,3	69,1	75,6	307,5	81,9	22,5	295,2	56,7	332,3	
6 – 7	419,3	69,1	73,8	270,0	165,8	28,8	410,4	56,7	353,6	
7 – 8	545,0	153,1	90,0	697,5	195,0	54,0	482,4	54,6	332,3	
8 – 9	670,8	174,7	135,0	750,0	163,8	90,0	669,6	65,1	330,0	
9 – 10	712,7	200,1	171,0	697,5	140,4	90,0	720,0	85,1	375,0	
10 – 11	838,5	210,0	180,0	630,0	152,1	67,5	669,6	102,9	342,8	
11 – 12	821,7	200,1	171,0	570,0	179,4	54,4	619,2	105,0	353,6	
12 – 13	670,8	173,0	158,4	675,0	195,0	45,0	604,8	67,2	375,0	
13 – 14	754,7	195,9	156,6	682,5	179,4	40,5	648,0	89,3	364,1	
14 – 15	670,8	195,9	174,6	615,0	124,8	40,5	655,2	89,3	367,5	
15 – 16	503,1	163,2	180,0	570,0	140,4	36,4	590,4	66,2	332,3	
16 – 17	838,5	173,0	108,0	592,5	144,3	46,8	518,4	70,4	310,9	
17 – 18	805,0	185,0	135,0	577,5	140,4	40,5	554,4	89,3	321,4	
18 – 19	503,1	185,0	117,0	525,0	152,1	36,0	568,8	89,3	342,8	
19 – 20	503,1	185,0	120,6	532,5	165,8	36,0	504,0	84,0	321,4	
20 – 21	419,3	163,2	117,0	532,5	136,5	23,4	511,2	70,4	332,3	
21 – 22	419,3	181,4	100,8	427,5	165,8	23,4	511,2	75,6	332,3	
22 – 23	419,3	170,1	95,4	427,5	152,1	21,6	410,4	70,4	321,4	
23 – 24	335,4	126,2	81,0	300,0	138,5	21,6	288,0	88,2	321,4	

Таблиця А.6. Погодинні значення реактивної потужності (квар) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж вихідної зимової доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	251,6	26,7	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	328,1	
1 – 2	251,6	29,2	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	300,0	
2 – 3	251,6	31,7	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	321,4	
3 – 4	251,6	29,2	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	300,0	
4 – 5	251,6	26,7	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	300,0	
5 – 6	251,6	30,7	64,8	270,0	50,7	18,0	259,2	25,2	332,3	
6 – 7	251,6	30,7	64,8	240,0	50,7	16,2	230,4	25,2	353,6	
7 – 8	251,6	29,4	48,6	187,5	50,7	10,8	180,0	25,2	332,3	
8 – 9	167,7	33,6	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	25,2	330,0	
9 – 10	167,7	38,9	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	375,0	
10 – 11	167,7	40,7	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	342,8	
11 – 12	167,7	38,9	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	353,6	
12 – 13	167,7	33,4	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	375,0	
13 – 14	167,7	38,0	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	364,1	
14 – 15	167,7	35,9	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	367,5	
15 – 16	167,7	31,3	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	332,3	
16 – 17	167,7	34,7	48,6	187,5	29,3	10,8	180,0	17,9	310,9	
17 – 18	251,6	37,0	48,6	187,5	50,7	10,8	180,0	25,2	321,4	
18 – 19	251,6	34,9	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	342,8	
19 – 20	251,6	37,0	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	321,4	
20 – 21	251,6	32,6	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	332,3	
21 – 22	251,6	36,3	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	332,3	
22 – 23	251,6	34,0	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	321,4	
23 – 24	251,6	29,4	64,8	277,5	50,7	19,8	266,4	25,2	321,4	

Таблиця А.7. Погодинні значення реактивної потужності (квар) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж робочої літньої доби на напрузі 10 кВ

Інтервал t , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	249,5	41,8	87,2	248,6	116,0	6,1	238,7	42,8	292,1	
1 – 2	249,5	52,8	91,8	255,0	102,8	6,1	244,8	45,5	295,7	
2 – 3	256,6	45,2	71,9	325,1	71,3	10,7	312,1	46,4	320,6	
3 – 4	256,6	52,8	81,1	229,5	74,6	10,7	220,3	50,0	313,5	
4 – 5	270,8	41,8	81,1	242,3	82,9	10,7	232,6	44,6	317,1	
5 – 6	270,8	40,9	67,3	267,8	69,6	13,8	257,0	45,5	277,9	
6 – 7	320,7	40,9	67,3	306,0	140,9	24,5	348,8	45,5	334,9	
7 – 8	427,6	58,7	76,5	592,9	165,8	61,2	471,2	49,1	320,6	
8 – 9	620,1	148,5	114,8	637,5	139,2	72,7	569,2	62,5	356,3	
9 – 10	712,7	170,1	145,4	624,8	119,3	76,5	612,0	72,3	338,4	
10 – 11	677,1	178,5	153,0	599,3	129,3	65,0	599,8	89,3	334,9	
11 – 12	570,2	170,1	145,4	497,3	165,8	30,6	599,8	75,0	327,8	
12 – 13	534,5	147,1	134,6	535,5	157,5	38,3	501,8	57,1	349,1	
13 – 14	463,3	166,5	125,5	535,5	116,0	34,4	514,1	75,9	299,3	
14 – 15	712,7	166,5	153,0	522,8	106,1	38,3	514,1	75,9	292,1	
15 – 16	684,2	138,7	145,4	452,6	124,3	30,6	501,8	56,2	320,6	
16 – 17	641,5	147,1	97,9	522,8	129,3	26,8	434,5	59,8	292,1	
17 – 18	605,8	157,3	108,6	484,5	119,3	36,7	501,8	78,5	292,1	
18 – 19	413,4	157,3	97,9	395,3	129,3	33,7	465,1	78,5	288,6	
19 – 20	427,6	157,3	84,2	459,0	140,9	26,8	379,4	71,4	302,8	
20 – 21	356,4	138,7	99,5	510,0	116,0	23,0	440,6	59,8	342,0	
21 – 22	356,4	154,2	70,4	382,5	140,9	23,0	489,6	65,2	306,4	
22 – 23	320,7	144,6	65,8	357,0	129,3	11,5	275,4	59,8	299,3	
23 – 24	285,1	107,3	64,3	223,1	117,7	11,5	214,2	75,0	285,0	

Таблиця А.8. Погодинні значення реактивної потужності (квар) промислових споживачів ПС «Південно-Східна»
м. Кропивницький впродовж вихідної зимової доби на напрузі 10 кВ

Інтервал <i>t</i> , год	Номер споживача на генплані									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
0 – 1	249,5	22,7	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	292,1	
1 – 2	249,5	24,8	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	295,7	
2 – 3	249,5	27,0	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	320,6	
3 – 4	249,5	24,8	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	313,5	
4 – 5	249,5	22,7	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	317,1	
5 – 6	249,5	26,1	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	277,9	
6 – 7	249,5	26,1	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	334,9	
7 – 8	178,2	23,2	39,8	159,4	43,1	3,8	153,0	13,4	320,6	
8 – 9	178,2	28,6	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	356,3	
9 – 10	178,2	33,0	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	338,4	
10 – 11	178,2	34,6	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	334,9	
11 – 12	178,2	33,0	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	327,8	
12 – 13	178,2	28,4	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	349,1	
13 – 14	178,2	32,3	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	299,3	
14 – 15	178,2	30,5	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	292,1	
15 – 16	178,2	26,6	39,8	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	320,6	
16 – 17	178,2	22,3	38,3	159,4	24,9	3,8	153,0	13,4	292,1	
17 – 18	178,2	31,4	38,3	159,4	43,1	3,8	153,0	13,4	292,1	
18 – 19	249,5	29,6	38,3	178,5	43,1	6,1	171,4	19,6	288,6	
19 – 20	249,5	31,4	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	302,8	
20 – 21	249,5	27,7	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	342,0	
21 – 22	249,5	30,9	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	306,4	
22 – 23	249,5	28,9	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	299,3	
23 – 24	249,5	25,0	50,5	223,1	43,1	7,7	214,2	19,6	285,0	

Таблиця А.9. Результати розрахунку добових графіків електроспоживання промислових споживачів на напрузі 10 кВ

Інтервал t , год	$P_{з.р.і.}$ кВт	$Q_{з.р.і.}$ квар	$S_{з.р.і.}$ кВА	$P_{з.в.і.}$ кВт	$Q_{з.в.і.}$ квар	$S_{з.в.і.}$ кВА	$P_{л.р.і.}$ кВт	$Q_{л.р.і.}$ квар	$S_{л.р.і.}$ кВА	$P_{л.в.і.}$ кВт	$Q_{л.в.і.}$ квар	$S_{л.в.і.}$ кВА
0 – 1	13147,6	1558,0	13239,6	9773,0	1294,2	9858,3	11222,5	1322,8	11300,2	8117,0	1122,4	8194,2
1 – 2	13351,4	1530,8	13438,8	9725,6	1268,6	9808,0	11580,0	1344,0	11657,7	8132,0	1128,1	8209,8
2 – 3	12597,1	1448,0	12680,1	9823,8	1292,5	9908,5	11323,5	1459,9	11417,2	8295,0	1155,2	8375,0
3 – 4	12093,7	1343,1	12168,1	9770,5	1268,6	9852,5	11069,3	1289,1	11144,2	8317,5	1146,0	8396,0
4 – 5	13483,9	1442,4	13560,8	9708,0	1266,1	9790,2	11240,1	1323,8	11317,8	8164,5	1147,4	8244,7
5 – 6	13413,5	1618,1	13510,7	9783,5	1302,4	9869,8	11386,1	1310,6	11461,3	8126,0	1111,6	8201,6
6 – 7	14410,5	1847,4	14528,5	9729,1	1263,1	9810,8	12661,3	1629,5	12765,7	7467,4	1168,6	7558,3
7 – 8	20284,2	2603,9	20450,7	8812,3	1116,0	8882,7	17459,7	2223,6	17600,7	6903,0	934,5	6966,0
8 – 9	23526,7	3049,0	23723,4	8146,2	1012,7	8208,9	20669,8	2720,6	20848,1	6998,1	957,2	7063,2
9 – 10	24393,6	3191,8	24601,5	8252,5	1055,6	8319,7	21885,0	2871,5	22072,6	6958,1	943,9	7021,8
10 – 11	24830,4	3193,4	25034,9	8198,1	1025,2	8261,9	21398,5	2826,0	21584,3	6872,1	941,9	6936,3
11 – 12	24036,5	3074,4	24232,3	8178,7	1034,2	8243,8	19677,1	2581,7	19845,7	6855,6	933,2	6918,8
12 – 13	23500,4	2964,2	23686,6	8135,6	1050,1	8203,1	19416,9	2455,6	19571,5	6894,1	949,9	6959,2
13 – 14	23589,8	3111,0	23794,1	8146,2	1043,8	8212,8	18875,2	2330,4	19018,6	6808,1	904,0	6867,8
14 – 15	22006,1	2933,6	22200,8	7961,8	1045,1	8030,1	20422,3	2581,4	20584,8	6722,1	895,1	6781,4
15 – 16	21685,4	2581,8	21838,6	8063,5	1005,2	8125,9	19473,3	2454,5	19627,4	6793,0	919,6	6855,0
16 – 17	22252,9	2802,8	22428,7	8069,6	987,2	8129,7	18677,3	2351,7	18824,7	6660,5	885,3	6719,1
17 – 18	22467,4	2848,4	22647,2	8827,5	1112,7	8897,3	18865,2	2384,8	19015,3	7237,0	912,7	7294,3
18 – 19	21435,4	2519,0	21582,9	9397,7	1333,6	9491,8	17122,9	2059,0	17246,3	7874,8	1024,6	7941,2
19 – 20	20819,5	2452,3	20963,4	9569,7	1314,3	9659,5	16867,1	2049,4	16991,2	8065,2	1141,9	8145,6
20 – 21	19455,2	2305,6	19591,3	9887,0	1320,8	9974,8	16741,5	2085,9	16871,0	8335,2	1177,3	8417,9
21 – 22	18751,8	2237,2	18884,7	9804,3	1324,5	9893,4	15904,6	1988,4	16028,4	8249,0	1144,9	8328,0
22 – 23	17394,3	2088,1	17519,1	9822,7	1311,3	9909,8	14464,8	1663,3	14560,1	8047,0	1135,8	8126,7
23 – 24	15623,9	1700,2	15716,1	9703,3	1306,7	9790,9	13161,3	1383,1	13233,8	7935,6	1117,6	8013,9

Таблиця А.10. Результати розрахунку добових графіків електроспоживання промислових споживачів на напрузі 35кВ

Інтервал t , год	$P_{з.р.і}$, кВт	$Q_{з.р.і}$, квар	$S_{з.р.і}$, кВА	$P_{з.в.і}$, кВт	$Q_{з.в.і}$, квар	$S_{з.в.і}$, кВА	$P_{л.р.і}$, кВт	$Q_{л.р.і}$, квар	$S_{л.р.і}$, кВА	$P_{л.в.і}$, кВт	$Q_{л.в.і}$, квар	$S_{л.в.і}$, кВА
0 – 1	8236,8	1890,0	8450,9	8236,8	1890,0	8450,9	6552,5	1440,8	6709,0	6552,5	1440,8	6709,0
1 – 2	9398,4	2100,0	9630,2	9398,4	2100,0	9630,2	8134,5	1785,0	8328,0	8134,5	1785,0	8328,0
2 – 3	6494,4	1419,0	6647,6	6494,4	1419,0	6647,6	5666,1	1206,2	5793,1	5666,1	1206,2	5793,1
3 – 4	7748,4	1701,0	7932,9	7748,4	1701,0	7932,9	6114,9	1445,9	6283,5	6114,9	1445,9	6283,5
4 – 5	8830,8	1965,0	9046,8	8830,8	1965,0	9046,8	7730,6	1670,3	7909,0	7730,6	1670,3	7909,0
5 – 6	7260,0	1620,0	7438,5	7260,0	1620,0	7438,5	6171,0	1377,0	6322,8	6171,0	1377,0	6322,8
6 – 7	10929,6	2445,0	11199,7	10929,6	2445,0	11199,7	9290,2	2078,3	9519,8	9290,2	2078,3	9519,8
7 – 8	12474,0	2775,0	12778,9	12474,0	2775,0	12778,9	10602,9	2358,8	10862,1	10602,9	2358,8	10862,1
8 – 9	10507,2	2415,0	10781,2	10507,2	2415,0	10781,2	8931,1	2052,8	9164,0	8931,1	2052,8	9164,0
9 – 10	12183,6	2745,0	12489,0	12183,6	2745,0	12489,0	10356,1	2333,3	10615,7	10356,1	2333,3	10615,7
10 – 11	12540,0	2760,0	12840,1	12540,0	2760,0	12840,1	10659,0	2346,0	10914,1	10659,0	2346,0	10914,1
11 – 12	11312,4	2580,0	11602,9	11312,4	2580,0	11602,9	9615,5	2193,0	9862,4	9615,5	2193,0	9862,4
12 – 13	12988,8	2850,0	13297,8	12988,8	2850,0	13297,8	11040,5	2473,5	11314,2	11040,5	2473,5	11314,2
13 – 14	12843,6	2850,0	13156,0	12843,6	2850,0	13156,0	10917,1	2550,0	11210,9	10917,1	2550,0	11210,9
14 – 15	11418,0	2610,0	11712,5	11418,0	2610,0	11712,5	11220,0	2519,4	11499,4	11220,0	2519,4	11499,4
15 – 16	13200,0	3000,0	13536,6	13200,0	3000,0	13536,6	9817,5	2167,5	10053,9	9817,5	2167,5	10053,9
16 – 17	11391,6	2535,0	11670,3	11391,6	2535,0	11670,3	9682,9	2249,1	9940,6	9682,9	2249,1	9940,6
17 – 18	12606,0	2835,0	12920,9	12606,0	2835,0	12920,9	11085,4	2409,8	11344,3	11085,4	2409,8	11344,3
18 – 19	11074,8	2550,0	11364,6	11074,8	2550,0	11364,6	10715,1	2167,5	10932,1	10715,1	2167,5	10932,1
19 – 20	11391,6	2550,0	11673,5	11391,6	2550,0	11673,5	9682,9	2167,5	9922,5	9682,9	2167,5	9922,5
20 – 21	12474,0	2805,0	12785,5	12474,0	2805,0	12785,5	10266,3	2384,3	10539,5	10266,3	2384,3	10539,5
21 – 22	12157,2	2805,0	12476,6	12157,2	2805,0	12476,6	10333,6	2384,3	10605,1	10333,6	2384,3	10605,1
22 – 23	7194,0	1650,0	7380,8	7194,0	1650,0	7380,8	6114,9	1402,5	6273,7	6114,9	1402,5	6273,7
23 – 24	9121,2	2100,0	9359,8	9121,2	2100,0	9359,8	7753,0	1785,0	7955,8	7753,0	1785,0	7955,8

Таблиця. А.11. Результати розрахунку добових графіків сумарного електроспоживання промисловими підприємствами

Інтервал t , год	$P_{зр,i}$, кВт	$Q_{зр,i}$, квар	$S_{зр,i}$, кВА	$P_{зв,i}$, кВт	$Q_{зв,i}$, квар	$S_{зр,i}$, кВА	$P_{лр,i}$, кВт	$Q_{лр,i}$, квар	$S_{зр,i}$, кВА	$P_{лв,i}$, кВт	$Q_{лв,i}$, квар	$S_{зр,i}$, кВА
0 – 1	21384,4	3448,0	21660,6	18009,8	3184,2	18289,1	17774,9	2763,6	17988,5	14669,4	2563,2	14891,7
1 – 2	22749,8	3630,8	23037,7	19124,0	3368,6	19418,4	19714,5	3129,0	19961,3	16266,5	2913,1	16525,3
2 – 3	19091,5	2867,0	19305,6	16318,2	2711,5	16542,0	16989,6	2666,1	17197,5	13961,1	2361,4	14159,3
3 – 4	19842,1	3044,1	20074,3	17518,9	2969,6	17768,8	17184,2	2735,0	17400,5	14432,4	2591,8	14663,2
4 – 5	22314,7	3407,4	22573,3	18538,8	3231,1	18818,2	18970,7	2994,0	19205,5	15895,0	2817,6	16142,8
5 – 6	20673,5	3238,1	20925,5	17043,5	2922,4	17292,3	17557,1	2687,6	17761,6	14297,0	2488,6	14511,9
6 – 7	25340,1	4292,4	25701,1	20658,7	3708,1	20988,9	21951,4	3707,8	22262,4	16757,6	3246,8	17069,2
7 – 8	32758,2	5378,9	33196,9	21286,3	3891,0	21639,0	28062,6	4582,4	28434,3	17505,9	3293,2	17813,0
8 – 9	34033,9	5464,0	34469,7	18653,4	3427,7	18965,7	29600,9	4773,4	29983,3	15929,2	3010,0	16211,1
9 – 10	36577,2	5936,8	37055,9	20436,1	3800,6	20786,5	32241,1	5204,8	32658,5	17314,1	3277,1	17621,5
10 – 11	37370,4	5961,0	37841,7	20738,1	3785,2	21080,7	32057,5	5172,0	32472,1	17531,1	3287,9	17836,7
11 – 12	35348,9	5654,4	35798,3	19491,1	3614,2	19823,3	29292,6	4774,7	29679,2	16471,1	3126,2	16765,1
12 – 13	36489,2	5814,2	36949,6	21124,4	3900,1	21481,4	30457,4	4929,1	30853,6	17934,5	3423,4	18258,3
13 – 14	36433,4	5961,0	36917,8	20989,8	3893,8	21347,9	29792,3	4880,4	30189,4	17725,1	3454,0	18058,5
14 – 15	33424,1	5543,6	33880,7	19379,8	3655,1	19721,4	31642,3	5100,8	32050,8	17942,1	3414,5	18264,1
15 – 16	34885,4	5581,8	35329,1	21263,5	4005,2	21637,5	29290,8	4622,0	29653,2	16610,5	3087,1	16895,0
16 – 17	33644,5	5337,8	34065,3	19461,2	3522,2	19777,3	28360,1	4600,8	28730,9	16343,4	3134,4	16641,3
17 – 18	35073,4	5683,4	35530,8	21433,5	3947,7	21794,0	29950,5	4794,5	30331,9	18322,3	3322,4	18621,1
18 – 19	32510,2	5069,0	32903,0	20472,5	3883,6	20837,6	27838,0	4226,5	28157,1	18589,9	3192,1	18862,0
19 – 20	32211,1	5002,3	32597,2	20961,3	3864,3	21314,5	26550,0	4216,9	26882,8	17748,1	3309,4	18054,0
20 – 21	31929,2	5110,6	32335,6	22361,0	4125,8	22738,4	27007,8	4470,2	27375,3	18601,5	3561,6	18939,4
21 – 22	30909,0	5042,2	31317,5	21961,5	4129,5	22346,4	26238,2	4372,7	26600,1	18582,6	3529,2	18914,7
22 – 23	24588,3	3738,1	24870,8	17016,7	2961,3	17272,4	20579,7	3065,8	20806,8	14161,9	2538,3	14387,5
23 – 24	24745,1	3800,2	25035,2	18824,5	3406,7	19130,2	20914,3	3168,1	21152,9	15688,6	2902,6	15954,8

Таблиця А.12. Розрахунок річного графіка тривалості навантажень на шинах 10 кВ
ГЗП промислових споживачів

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність P_j , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність Q_j , квар	Тривалість ступеня, год	Потужність S_j , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	180	13200,0	180	3000,0	180	13536,6
2	32	13200,0	32	3000,0	32	13536,6
3	32	12988,8	32	2850,0	32	13297,8
4	180	12988,8	32	2850,0	180	13297,8
5	32	12843,6	180	2850,0	32	13156,0
6	180	12843,6	180	2850,0	180	13156,0
7	180	12606,0	180	2835,0	180	12920,9
8	32	12606,0	32	2835,0	32	12920,9
9	32	12540,0	180	2805,0	32	12840,1
10	180	12540,0	180	2805,0	180	12840,1
11	180	12474,0	32	2805,0	180	12785,5
12	32	12474,0	32	2805,0	32	12785,5
13	180	12474,0	180	2775,0	180	12778,9
14	32	12474,0	32	2775,0	32	12778,9
15	32	12183,6	32	2760,0	32	12489,0
16	180	12183,6	180	2760,0	180	12489,0
17	180	12157,2	32	2745,0	180	12476,6
18	32	12157,2	180	2745,0	32	12476,6
19	32	11418,0	32	2610,0	32	11712,5
20	180	11418,0	180	2610,0	180	11712,5
21	180	11391,6	32	2580,0	180	11673,5
22	180	11391,6	180	2580,0	32	11673,5
23	32	11391,6	129	2550,0	180	11670,3
24	32	11391,6	180	2550,0	32	11670,3
25	32	11312,4	180	2550,0	32	11602,9
26	180	11312,4	32	2550,0	180	11602,9
27	129	11220,0	24	2550,0	129	11499,4
28	24	11220,0	32	2550,0	24	11499,4
29	129	11085,4	180	2535,0	180	11364,6
30	24	11085,4	32	2535,0	32	11364,6
31	180	11074,8	129	2519,4	129	11344,3
32	32	11074,8	24	2519,4	24	11344,3
33	24	11040,5	24	2473,5	24	11314,2
34	129	11040,5	129	2473,5	129	11314,2
35	32	10929,6	32	2445,0	129	11210,9
36	180	10929,6	180	2445,0	24	11210,9
37	129	10917,1	32	2415,0	32	11199,7
38	24	10917,1	180	2415,0	180	11199,7
39	129	10715,1	129	2409,8	129	10932,1
40	24	10715,1	24	2409,8	24	10932,1
41	24	10659,0	129	2384,3	24	10914,1
42	129	10659,0	129	2384,3	129	10914,1
43	24	10602,9	24	2384,3	24	10862,1
44	129	10602,9	24	2384,3	129	10862,1
45	32	10507,2	24	2358,8	32	10781,2
46	180	10507,2	129	2358,8	180	10781,2

Продовження табл. А.12.

1	2	3	4	5	6	7
47	24	10356,1	24	2346,0	24	10615,7
48	129	10356,1	129	2346,0	129	10615,7
49	129	10333,6	24	2333,3	129	10605,1
50	24	10333,6	129	2333,3	24	10605,1
51	129	10266,3	129	2249,1	129	10539,5
52	24	10266,3	24	2249,1	24	10539,5
53	129	9817,5	24	2193,0	129	10053,9
54	24	9817,5	129	2193,0	24	10053,9
55	24	9682,9	24	2167,5	129	9940,6
56	129	9682,9	129	2167,5	24	9940,6
57	129	9682,9	129	2167,5	24	9922,5
58	24	9682,9	24	2167,5	129	9922,5
59	24	9615,5	129	2167,5	24	9862,4
60	129	9615,5	24	2167,5	129	9862,4
61	180	9398,4	180	2100,0	180	9630,2
62	32	9398,4	180	2100,0	32	9630,2
63	24	9290,2	32	2100,0	24	9519,8
64	129	9290,2	32	2100,0	129	9519,8
65	32	9121,2	24	2078,3	32	9359,8
66	180	9121,2	129	2078,3	180	9359,8
67	24	8931,1	24	2052,8	24	9164,0
68	129	8931,1	129	2052,8	129	9164,0
69	180	8830,8	32	1965,0	32	9046,8
70	32	8830,8	180	1965,0	180	9046,8
71	180	8236,8	180	1890,0	180	8450,9
72	32	8236,8	32	1890,0	32	8450,9
73	24	8134,5	24	1785,0	24	8328,0
74	129	8134,5	24	1785,0	129	8328,0
75	24	7753,0	129	1785,0	129	7955,8
76	129	7753,0	129	1785,0	24	7955,8
77	180	7748,4	180	1701,0	180	7932,9
78	32	7748,4	32	1701,0	32	7932,9
79	24	7730,6	24	1670,3	24	7909,0
80	129	7730,6	129	1670,3	129	7909,0
81	180	7260,0	180	1650,0	180	7438,5
82	32	7260,0	32	1650,0	32	7438,5
83	32	7194,0	180	1620,0	32	7380,8
84	180	7194,0	32	1620,0	180	7380,8
85	24	6552,5	129	1445,9	129	6709,0
86	129	6552,5	24	1445,9	24	6709,0
87	180	6494,4	24	1440,8	32	6647,6
88	32	6494,4	129	1440,8	180	6647,6
89	129	6171,0	32	1419,0	129	6322,8
90	24	6171,0	180	1419,0	24	6322,8
91	24	6114,9	24	1402,5	24	6283,5
92	129	6114,9	129	1402,5	129	6283,5
93	129	6114,9	129	1377,0	129	6273,7
94	24	6114,9	24	1377,0	24	6273,7
95	129	5666,1	129	1206,2	24	5793,1
96	24	5666,1	24	1206,2	129	5793,1
Всього	8760		8760		8760	

Таблиця А.13. Розрахунок річного графіка тривалості навантажень на шинах 35 кВ ГЗП промвузла

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність P_j , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність Q_j , квар	Тривалість ступеня, год	Потужність S_j , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	180	13200,0	180	3000,0	180	13536,6
2	32	13200,0	32	3000,0	32	13536,6
3	32	12988,8	32	2850,0	32	13297,8
4	180	12988,8	32	2850,0	180	13297,8
5	32	12843,6	180	2850,0	32	13156,0
6	180	12843,6	180	2850,0	180	13156,0
7	180	12606,0	180	2835,0	180	12920,9
8	32	12606,0	32	2835,0	32	12920,9
9	32	12540,0	180	2805,0	32	12840,1
10	180	12540,0	180	2805,0	180	12840,1
11	180	12474,0	32	2805,0	180	12785,5
12	32	12474,0	32	2805,0	32	12785,5
13	180	12474,0	180	2775,0	180	12778,9
14	32	12474,0	32	2775,0	32	12778,9
15	32	12183,6	32	2760,0	32	12489,0
16	180	12183,6	180	2760,0	180	12489,0
17	180	12157,2	32	2745,0	180	12476,6
18	32	12157,2	180	2745,0	32	12476,6
19	32	11418,0	32	2610,0	32	11712,5
20	180	11418,0	180	2610,0	180	11712,5
21	180	11391,6	32	2580,0	180	11673,5
22	180	11391,6	180	2580,0	32	11673,5
23	32	11391,6	129	2550,0	180	11670,3
24	32	11391,6	180	2550,0	32	11670,3
25	32	11312,4	180	2550,0	32	11602,9
26	180	11312,4	32	2550,0	180	11602,9
27	129	11220,0	24	2550,0	129	11499,4
28	24	11220,0	32	2550,0	24	11499,4
29	129	11085,4	180	2535,0	180	11364,6
30	24	11085,4	32	2535,0	32	11364,6
31	180	11074,8	129	2519,4	129	11344,3
32	32	11074,8	24	2519,4	24	11344,3
33	24	11040,5	24	2473,5	24	11314,2
34	129	11040,5	129	2473,5	129	11314,2
35	32	10929,6	32	2445,0	129	11210,9
36	180	10929,6	180	2445,0	24	11210,9
37	129	10917,1	32	2415,0	32	11199,7
38	24	10917,1	180	2415,0	180	11199,7
39	129	10715,1	129	2409,8	129	10932,1
40	24	10715,1	24	2409,8	24	10932,1
41	24	10659,0	129	2384,3	24	10914,1
42	129	10659,0	129	2384,3	129	10914,1
43	24	10602,9	24	2384,3	24	10862,1
44	129	10602,9	24	2384,3	129	10862,1
45	32	10507,2	24	2358,8	32	10781,2
46	180	10507,2	129	2358,8	180	10781,2

Продовження табл. А.13.

1	2	3	4	5	6	7
47	24	10356,1	24	2346,0	24	10615,7
48	129	10356,1	129	2346,0	129	10615,7
49	129	10333,6	24	2333,3	129	10605,1
50	24	10333,6	129	2333,3	24	10605,1
51	129	10266,3	129	2249,1	129	10539,5
52	24	10266,3	24	2249,1	24	10539,5
53	129	9817,5	24	2193,0	129	10053,9
54	24	9817,5	129	2193,0	24	10053,9
55	24	9682,9	24	2167,5	129	9940,6
56	129	9682,9	129	2167,5	24	9940,6
57	129	9682,9	129	2167,5	24	9922,5
58	24	9682,9	24	2167,5	129	9922,5
59	24	9615,5	129	2167,5	24	9862,4
60	129	9615,5	24	2167,5	129	9862,4
61	180	9398,4	180	2100,0	180	9630,2
62	32	9398,4	180	2100,0	32	9630,2
63	24	9290,2	32	2100,0	24	9519,8
64	129	9290,2	32	2100,0	129	9519,8
65	32	9121,2	24	2078,3	32	9359,8
66	180	9121,2	129	2078,3	180	9359,8
67	24	8931,1	24	2052,8	24	9164,0
68	129	8931,1	129	2052,8	129	9164,0
69	180	8830,8	32	1965,0	32	9046,8
70	32	8830,8	180	1965,0	180	9046,8
71	180	8236,8	180	1890,0	180	8450,9
72	32	8236,8	32	1890,0	32	8450,9
73	24	8134,5	24	1785,0	24	8328,0
74	129	8134,5	24	1785,0	129	8328,0
75	24	7753,0	129	1785,0	129	7955,8
76	129	7753,0	129	1785,0	24	7955,8
77	180	7748,4	180	1701,0	180	7932,9
78	32	7748,4	32	1701,0	32	7932,9
79	24	7730,6	24	1670,3	24	7909,0
80	129	7730,6	129	1670,3	129	7909,0
81	180	7260,0	180	1650,0	180	7438,5
82	32	7260,0	32	1650,0	32	7438,5
83	32	7194,0	180	1620,0	32	7380,8
84	180	7194,0	32	1620,0	180	7380,8
85	24	6552,5	129	1445,9	129	6709,0
86	129	6552,5	24	1445,9	24	6709,0
87	180	6494,4	24	1440,8	32	6647,6
88	32	6494,4	129	1440,8	180	6647,6
89	129	6171,0	32	1419,0	129	6322,8
90	24	6171,0	180	1419,0	24	6322,8
91	24	6114,9	24	1402,5	24	6283,5
92	129	6114,9	129	1402,5	129	6283,5
93	129	6114,9	129	1377,0	129	6273,7
94	24	6114,9	24	1377,0	24	6273,7
95	129	5666,1	129	1206,2	24	5793,1
96	24	5666,1	24	1206,2	129	5793,1
Всього	8760		8760		8760	

Таблиця А.14. Розрахунок річного графіка тривалості навантажень на шинах 150 кВ ГЗП промвузла

№ п/п	Тривалість ступеня, год	Потужність P_j , кВт	Тривалість ступеня, год	Потужність Q_j , квар	Тривалість ступеня, год	Потужність S_j , кВА
1	2	3	4	5	6	7
1	180	37370,4	180	5961,0	180	37841,7
2	180	36577,2	180	5953,4	180	37055,9
3	180	36489,2	180	5936,8	180	36949,6
4	180	36433,4	180	5814,2	180	36917,8
5	180	35348,9	180	5683,4	180	35798,3
6	180	35073,4	180	5654,4	180	35530,8
7	180	34885,4	180	5581,8	180	35329,1
8	180	34033,9	180	5543,6	180	34469,7
9	180	33644,5	180	5464,0	180	34065,3
10	180	33424,1	180	5378,9	180	33880,7
11	180	32758,2	180	5337,8	180	33196,9
12	180	32510,2	180	5110,6	180	32903,0
13	129	32241,1	180	5069,0	129	32658,5
14	180	32211,1	180	5042,2	180	32597,2
15	129	32057,5	180	5002,3	129	32472,1
16	180	31929,2	180	4292,4	180	32335,6
17	129	31642,3	32	4129,5	129	32050,8
18	180	30909,0	32	4125,8	180	31317,5
19	129	30457,4	32	4005,2	129	30853,6
20	129	29950,5	32	3947,7	129	30331,9
21	129	29792,3	32	3900,1	129	30189,4
22	129	29600,9	32	3893,8	129	29983,3
23	129	29292,6	32	3891,0	129	29679,2
24	129	29290,8	32	3883,6	129	29653,2
25	129	28360,1	32	3864,3	129	28730,9
26	129	28062,6	32	3800,6	129	28434,3
27	129	27838,0	180	3800,2	129	28157,1
28	129	27007,8	32	3785,2	129	27375,3
29	129	26550,0	180	3738,1	129	26882,8
30	129	26238,2	32	3708,1	129	26600,1
31	180	25340,1	32	3655,1	180	25701,1
32	180	24745,1	180	3630,8	180	25035,2
33	180	24588,3	32	3614,2	180	24870,8
34	180	22749,8	129	3561,6	180	23037,7
35	32	22361,0	24	3561,6	32	22738,4
36	180	22314,7	129	3529,2	180	22573,3
37	32	21961,5	24	3529,2	32	22346,4
38	129	21951,4	32	3522,2	129	22262,4
39	32	21433,5	129	3454,0	32	21794,0
40	180	21384,4	24	3454,0	180	21660,6
41	32	21286,3	180	3448,0	32	21639,0
42	32	21263,5	32	3427,7	32	21637,5
43	32	21124,4	24	3423,4	32	21481,4
44	32	20989,8	129	3423,4	32	21347,9
45	32	20961,3	129	3414,5	32	21314,5
46	129	20914,3	24	3414,5	129	21152,9

Продовження табл. А.14

1	2	3	4	5	6	7
47	32	20738,1	180	3407,4	32	21080,7
48	180	20673,5	32	3406,7	32	20988,9
49	32	20658,7	32	3368,6	180	20925,5
50	129	20579,7	24	3322,4	32	20837,6
51	32	20472,5	129	3322,4	129	20806,8
52	32	20436,1	129	3309,4	32	20786,5
53	180	19842,1	24	3309,4	180	20074,3
54	129	19714,5	24	3293,2	129	19961,3
55	32	19491,1	129	3293,2	32	19823,3
56	32	19461,2	24	3287,9	32	19777,3
57	32	19379,8	129	3287,9	32	19721,4
58	32	19124,0	24	3277,1	32	19418,4
59	180	19091,5	129	3277,1	180	19305,6
60	129	18970,7	24	3246,8	129	19205,5
61	32	18824,5	129	3246,8	32	19130,2
62	32	18653,4	180	3238,1	32	18965,7
63	24	18601,5	32	3231,1	24	18939,4
64	24	18589,9	129	3192,1	24	18914,7
65	24	18582,6	24	3192,1	24	18862,0
66	32	18538,8	32	3184,2	32	18818,2
67	24	18322,3	129	3134,4	24	18621,1
68	32	18009,8	24	3134,4	32	18289,1
69	24	17942,1	24	3126,2	24	18264,1
70	24	17934,5	129	3126,2	24	18258,3
71	129	17774,9	129	3087,1	24	18058,5
72	24	17748,1	24	3087,1	24	18054,0
73	24	17725,1	180	3044,1	129	17988,5
74	129	17557,1	24	3010,0	24	17836,7
75	24	17531,1	129	3010,0	24	17813,0
76	32	17518,9	32	2969,6	32	17768,8
77	24	17505,9	32	2961,3	129	17761,6
78	24	17314,1	32	2922,4	24	17621,5
79	129	17184,2	129	2913,1	129	17400,5
80	32	17043,5	24	2913,1	32	17292,3
81	32	17016,7	129	2902,6	32	17272,4
82	129	16989,6	24	2902,6	129	17197,5
83	24	16757,6	180	2867,0	24	17069,2
84	24	16610,5	129	2817,6	24	16895,0
85	24	16471,1	24	2817,6	24	16765,1
86	24	16343,4	32	2711,5	24	16641,3
87	32	16318,2	129	2591,8	32	16542,0
88	24	16266,5	24	2591,8	24	16525,3
89	24	15929,2	24	2563,2	24	16211,1
90	24	15895,0	129	2563,2	24	16142,8
91	24	15688,6	129	2538,3	24	15954,8
92	24	14669,4	24	2538,3	24	14891,7
93	24	14432,4	129	2488,6	24	14663,2
94	24	14297,0	24	2488,6	24	14511,9
95	24	14161,9	24	2361,4	24	14387,5
96	24	13961,1	129	2361,4	24	14159,3
Всього	8760		8760		8760	