

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОНІКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

Робота допущена до захисту

Зав. кафедри електроенергетики

\_\_\_\_\_ І. Л. Лебединський

" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 р.

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

на тему:

«ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ТА АСКОВЕ ЗАВОДУ  
ЗАЛІЗОБЕТОННИХ ВИРОБІВ ТОВ «БУДІВЕЛЬНА ВИРОБНИЧО-КОМЕРЦІЙНА  
КОМПАНІЯ «ФЕДОРЧЕНКО»

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТм-91 \_\_\_\_\_ А. С. Лазневої

Керівник, к.ф.-м.н, доцент \_\_\_\_\_ М. В. Петровський

Консультант

з економічної частини, к.е.н., доцент \_\_\_\_\_ О. М. Маценко

Нормоконтроль \_\_\_\_\_ М. А. Никифоров

Суми – 2020

## РЕФЕРАТ

с. 116, рис. 26, табл. 31, додатків 2, джерел 12.

**Бібліографічний опис:** Лазневої А. С. Проектування системи електропостачання та АСКОЕ заводу залізобетонних виробів ТОВ «Будівельна виробничо-комерційна компанія «Федорченко» [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / А.С. Лазневої; наук. керівник М. В. Петровський. – Суми: СумДУ, 2020. – 116 с.

**Ключові слова:** Лінія електропередавання, трансформатор, напруга, електричний кабель, автоматичний вимикач.

Линия электропередачи, трансформатор, напряжение, электрический кабель, автоматический выключатель.

power line, transformer, voltage, electrical cable, circuit breaker.

**Короткий огляд:** Основна частина роботи представлена розрахунком електричних навантажень у мережі 0,4 кВ та 6 кВ за добовим погодинним графіком зимового режимного дня 2019, визначенням кількості і потужності ТП субспоживачів у мережі 0,4 кВ та оптимальних координат центрального розподільного пункту 6 кВ, вибором перерізу провідників і захисних апаратів та перевірка їх за падінням напруги, відомостями щодо обліку електричної енергії, розрахунком трансформаторів струму та трансформаторів напруги субспоживачів, розташованих у центральному розподільному пункті 6 кВ, вибором пристроїв компенсації реактивної потужності у мережі 6 кВ згідно методики. Науково-дослідницька частина містить в собі такі питання як, закон про ринок електричної енергії 2019 та перехід на Європейську модель ринку, поняття локального устаткування збору та обробки даних (АСКОЕ) та актуальність запровадження на сьогодні, проект введення локального устаткування збору та обробки даних (АСКОЕ) у промислову експлуатацію на прикладі субспоживача заводу залізобетонних виробів. У розділі охорони праці приведена характеристика об'єкта проектування та відомості про монтаж систем електропостачання розраховано заземлюючий пристрій території заводу залізобетонних виробів, розкрито питання стосовно організаційних заходів, що забезпечують працівників під час роботи в електроустановках та описана процедура здійснення робіт з комерційними засобами обліку субспоживачів заводу залізобетонних виробів. В економічній частині наведений розрахунок економічної ефективності модернізації обладнання у центральному розподільному пункті 6 кВ шляхом заміни вимикачів 6-10 кВ.

					MP 3.8.141.178 ПЗ	Арку
						3
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

## Перелік умовних скорочень

ПУЕ – Правила улаштування електроустановок

ККО – Кодекс комерційного обліку

ПРРЕЕ – Правила роздрібного ринку електричної енергії

ПБЕЕС – Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

ПЕЕЗ – Правила експлуатації електрозахисних засобів

Методика - Методика обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії

ЗБВ – залізобетонних виробів

БВКК – будівельна виробничо-комерційна компанія

СЕП – система електропостачання

ЦРП – центральний розподільний пункт

ЗРУ – закрите розподільне устаткування

ТП – трансформаторні підстанції

РП- розподільний пункт

ПС – Підстанція

ГПП – головна понижуюча підстанція

СШ – секція шин

КЛ – кабельна лінія

ЦЕН – центр електричних навантажень

ЛУЗОД – локальне устаткування збору та обробки даних

АСКОЕ – Автоматизована система комерційного обліку електроенергії

КРП – компенсація реактивної потужності

ТС- трансформатор струму

ТН – трансформатор напруги

ЕА – електричний апарат

КЗ – коротке замикання

АВ – автоматичний вимикач

ШО – шафа обліку

					МР 3.8.141.178 ПЗ	Арк.
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

## ЗМІСТ

Вступ.....	7
1. ОСНОВНА ЧАСТИНА.....	8
1.1 Відомості про електричні навантаження підприємства.....	8
1.2 Розрахунок електричних навантажень .....	11
1.2.1 Розрахунок електричних навантажень субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, заживлених від ЦРП-6 кВ.....	11
1.2.2 Розрахунок електричних навантажень субспоживачів, обліки яких розташовані у ЦРП-6 кВ .....	21
1.3 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП-6 кВ .....	23
1.4 Визначення кількості, потужності ТП субспоживачів, заживлених від ЦРП-6 кВ .....	27
1.5 Вибір перерізу провідників і захисних апаратів .....	32
1.5.1 Вибір перерізу провідників за нормальним режимом .....	33
1.5.2 Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом навантаження.....	34
1.5.3 Вибір перерізів кабелів від ЦРП-6 кВ до ТП субспоживачів .....	37
1.5.4 Вибір перерізу провідників субспоживачів у ЦРП-6 кВ та їх перевірка за падінням напруги .....	41
1.5.5 Вибір захисних апаратів .....	43
1.5.6 Вибір автоматичних вимикачів у мережі 0,4 кВ .....	48
1.6 Облік електричної енергії субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ .	54
1.7 Розрахунок ТС та ТН субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ.....	57
1.8 Вибір КРП у мережі 6 кВ згідно Методики.....	62
2. НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА .....	64
2.1 Закон про ринок електричної енергії 2019 та перехід на Європейську модель ринку. ....	64

					<b>МР 3.8.141.178 ПЗ</b>					
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування системи електропостачання та АСКОЕ заводу залізобетонних виробів ТОВ «БВКК «Федорченко»			Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		<i>Лазневої А. С.</i>						5	116	
Керівник		<i>Петровський М. В.</i>						<i>СумДУ, ЕТ.м-91</i>		
Консульт.										
Н. контр.		<i>Никифоров М. А.</i>								
Затверд.		<i>Лебединський І. Л.</i>								

2.2	Поняття ЛУЗОД (АСКОЕ) та актуальність запровадження на сьогодні	70
2.2.1	Проект введення ЛУЗОД (АСКОЕ) у промислову експлуатацію на прикладі субспоживача ДП «ПМК №45» ТОВ «Десен» заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»	71
2.2.2	Структура ЛУЗОД	74
2.2.3	Вибір та опис процесу комплексу технічного засобу ЛУЗОД	78
2.2.4	Опис комплексу технічних засобів ЛУЗОД	81
2.2.5	Опис інформаційного забезпечення ЛУЗОД	82
3.	ОХОРОНА ПРАЦІ	89
3.1	Поняття охорони праці	89
3.1.1	Характеристика об'єкта проектування	89
3.1.2	Охорона праці при монтажі СЕП	90
3.2	Розрахунок заземлюючого пристрою території заводу ЗБВ	93
3.3	Роботи в електроустановках та організаційні заходи, що убезпечують працівників під час роботи	98
3.3.1	Електрозахисні засоби для роботи в електроустановках	103
3.3.2	Роботи з комерційними засобами обліку субспоживачів заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»	105
4.	ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	109
4.1	Розрахунок економічної ефективності модернізації обладнання заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»	109
4.1.1	Вихідні дані для розрахунку	109
4.1.2	Доцільність модернізації та заміни обладнання	110
	Висновки	113
	Список використаної літератури	114
	Додатки	115
	Додаток 1.1 – схема електропостачання заводу ЗБВ ТОВ "БВКК"Федорченко"	115
	Додаток 1.2 – схема електропостачання заводу ЗБВ ТОВ "БВКК "Федорченко" мережами ПАТ "Сумхімпром"	116

## Вступ

СЕП – сукупність пристроїв для виробництва, передачі та розподілу електроенергії.

Підвищення рівня методів проектування заводу ЗБВ досягається використанням надійних, раціональних та економічних схем електропостачання, компенсацією реактивної потужності, зменшення технологічних та комерційних втрат електроенергії.

Прийняття проектних рішень, що здійснюється у відповідності до КСР, стосовно електропостачання підприємства впливає на об'єм та трудомісткість монтажних робіт, зручність та безпечність експлуатації електротехнічних установок СЕП.

При проектуванні має бути проведений детальний аналіз економічності проектних рішень та режимів роботи всіх елементів СЕП.

Між АТ «Сумиоблеенерго» та ТОВ «БВКК «Федорченко» укладено договір про спільне використання технологічних електричних мереж – тобто домовленість двох сторін, що встановлює зміст та регулює правовідносини між оператором системи розподілу (АТ «Сумиоблеенерго») та основним споживачем (завод ЗБВ), мережі якого розташовані на території ліцензованої діяльності оператора системи, під час транспортування електричної енергії технологічними електричними мережами основного споживача. Від ЦРП-6 кВ заводу ЗБВ заживлені 15 субспоживачів (6 із них мають облік електричної енергії у мережі 6 кВ, 9 – у мережі 0,4 кВ)

Головною проблемою в найближчому майбутньому є зменшення собівартості передачі та розподілу електроенергії, отримання достовірної інформації про споживання електроенергії для проведення фінансових розрахунків, яка відповідає нормативним документам шляхом введення ЛУЗОД (АСКОЕ) у промислову експлуатацію.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		7

# 1. ОСНОВНА ЧАСТИНА

## 1.1 Відомості про електричні навантаження підприємства

Завод ЗБВ заживлений наступним чином: Від комірок № 20, № 22 ПС "Суми" 330/110 кВ ПЛ-110 кВ, АС-240 заживлена ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ. Схема електропостачання заводу ЗБВ ТОВ «БВК «Федорченко» мережами ПАТ «Сумихімпром» показана у додатку 1.2. На стороні 6 кВ ГПП-4 є чотири СШ. На ГПП-4 встановлені два трансформатори типів ТРДН-40000-110/6, підключені до різних ПЛ-110 кВ. В свою чергу, від ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ III СШ, ком. № 8 та ЗРУ-6 кВ VI СШ №46 заживлений завод ЗБВ КЛ-6кВ. Приведемо основні показники заводу ЗБВ у таблиці 1.1.1.

Таблиця 1.1.1 – Основні показники заводу ЗБВ

Джерело живлення	ПС "Суми" 330/110 кВ, ком. №22, 20
Точка забезпечення потужності	ПАТ "Сумихімпром", ГПП-4 110/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, III СШ, ком. № 8, VI СШ, ком. № 46
Напряга високовольтних мереж	6 кВ, 50 Гц
Напряга низьковольтних мереж	380/220 В, 50 Гц
Категорія електропостачання	III

Основними споживачами електроенергії є електроосвітлення та електрообладнання III категорії електропостачання. Завод ЗБВ забезпечує живленням 15 субспоживачів III категорії електропостачання за схемою, наведеною у додатку 1.1. У відповідності до розділу I п. 1.1 ПРРЕЕ, субспоживач – споживач, електроустановки якого приєднані до технологічних електричних мереж основного споживача [7]. Вихідними даними є погодинні графіки потужності зимового режимного дня 18.12.2019 (рис.1.1, 1.2) для субспоживачів у мережах 6 кВ та 0,4 кВ та коефіцієнти потужності з зазначенням місця встановлення засобів обліку (таблиця 1.1.2 – для мережі 6 кВ, таблиця 1.1.3 – для мережі 0,4 кВ).

					МР 3.8.141.178 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лазневой А. С.			Проектування системи електропостачання та АСКОВЕ заводу залізобетонних виробів ТОВ «БВКК «Федорченко»	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Петровський М. В.					8	116
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. контр.		Никифоров М. А.						
Затверд.		Лебединський І. Л.						

Таблиця 1.1.2 – Перелік субспоживачів, обліки яких розташовані у ЦРП-6 кВ, їх коефіцієнтів потужності  $\cos\varphi$  та місця розташування засобів комерційного обліку згідно схеми електропостачання 1.1

№ з/п	Субспоживач	$\cos\varphi$	Місце встановлення засобів комерційного обліку
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	0,84	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 15
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	0,85	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 14
3)	ППКП "ТЕРРА"	0,83	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 12
4)	ПП Лічний Я.Ю.	0,85	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 10
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	0,84	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 2
6)	ФОП Черниш Г.П.	0,86	ЦРП-6 кВ ЗРУ-6 кВ ком. 5

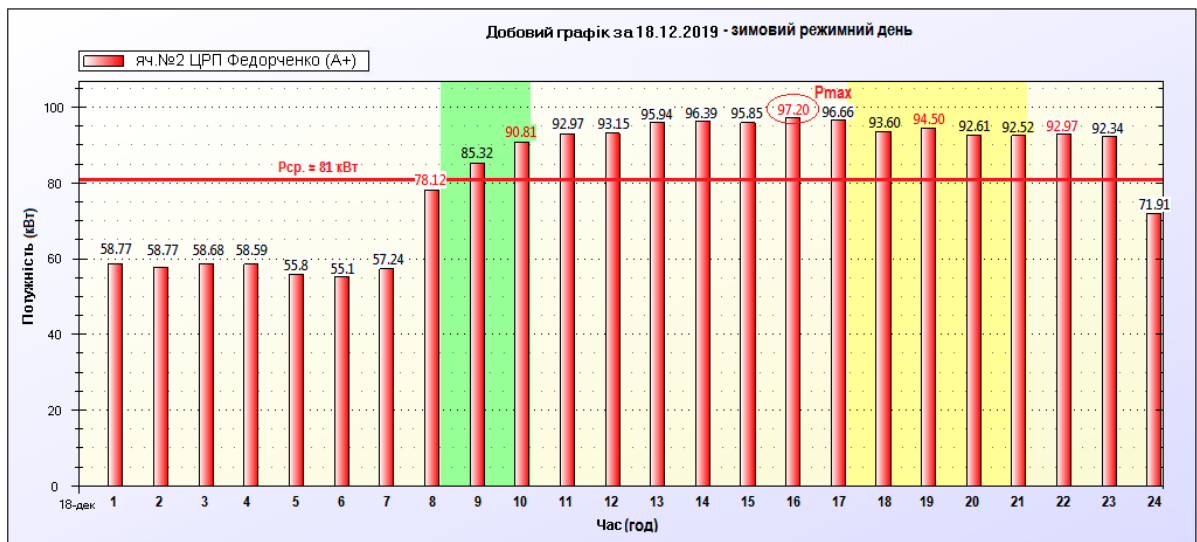


Рисунок 1.1.1 – Добовий графік електричних навантажень зимового режимного дня 2019 для субспоживача № 5 ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"

Як приклад, на рисунку показаний добовий графік електричних навантажень режимного зимового 2019 дня для субспоживача, облік якого знаходиться у ЦРП-6 кВ. Режимний день проводиться два рази на рік – влітку та взимку. Взимку у третю середу грудня, влітку – у третю середу червня. Зеленим та жовтим кольором на рисунку показані часи, за які субспоживачі контролюються за електричним навантаженням порівнюючи його з договірною величиною.



Таблиця 1.1.3 – Перелік субспоживачів, обліки яких знаходяться у мережі 0,4 кВ, заживлених від ЦРП-6 кВ, їх  $\cos \varphi$  та місця розташування засобів комерційного обліку згідно схеми електропостачання 1.1

№ з/п	Субспоживач	$\cos \varphi$	Місце встановлення засобів обліку
7)	ПП Ейбоженко	0,85	ТП-5 РУ-0,4 кВ
8)	ПП Мартиненко О.М.	0,83	ТП-5 РУ-0,4 кВ
9)	ПП Дегтярьов С.М.	0,85	ТП-5 РУ-0,4 кВ
10)	ТОВ "Укрвтормет-Союз"	0,86	ТП-4 РУ-0,4 кВ
11)	ППКФ "Малая Русь"	0,84	ТП-4 РУ-0,4 кВ
12)	ТОВ "Сакура"	0,85	ТП-1 РУ-0,4 кВ
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	0,84	ТП-3 РУ-0,4 кВ
14)	ПП Кривошта Г.П.	0,85	ТП-6 РУ-0,4 кВ
15)	ПП Кульомза Р.М.	0,84	ТП-6 РУ-0,4 кВ

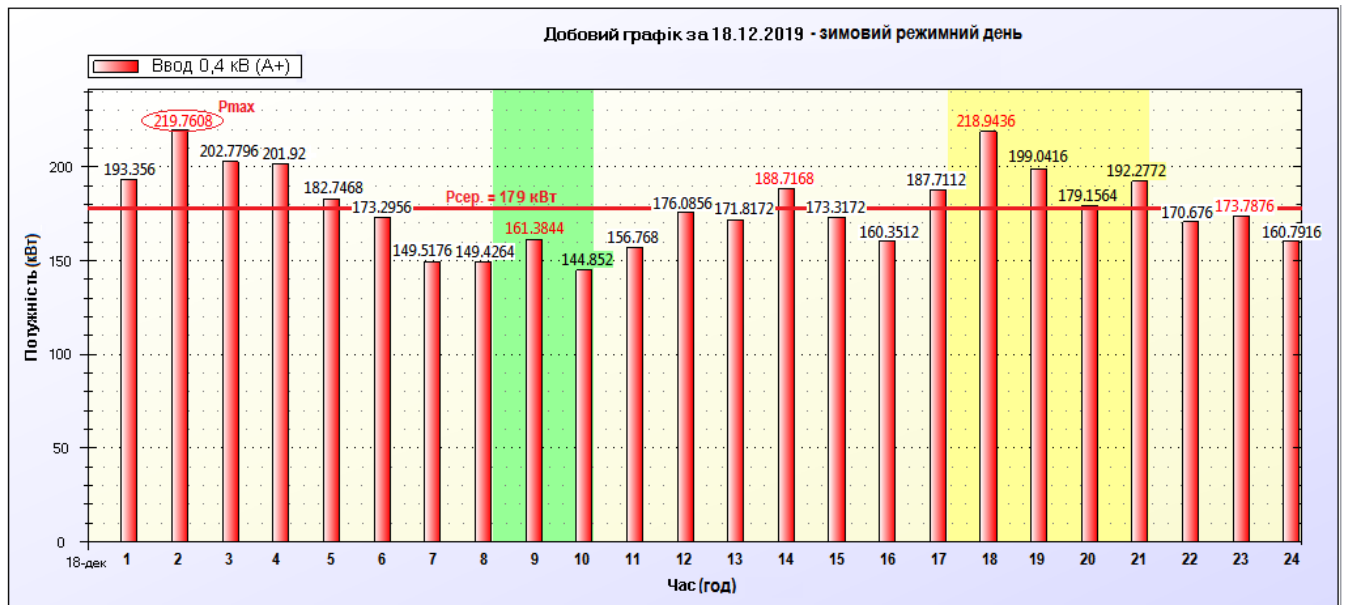


Рисунок 1.1.2 – Добовий графік електричних навантажень зимового режимного дня для субспоживача № 15 ПП Кульомза Р.М.

На рисунку показаний аналогічний добовий графік електричних навантажень для субспоживача, облік якого знаходиться у мережі 0,4 кВ. За даними графіками прогноуються величини лімітів, при перевищенні яких споживачі електричної енергії сплачують донарахування за спожиту електричну енергію.

## 1.2 Розрахунок електричних навантажень

### 1.2.1 Розрахунок електричних навантажень субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, заживлених від ЦРП-6 кВ

Розрахунок електричних навантажень субспоживачів заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко» у мережі 0,4 кВ буде здійснений за добовим погодинним графіком електричних навантажень зимового режимного дня 2019 (рис. 1.1.2).

Електричним навантаженням називають потужність, що споживається електроустановкою у певний момент часу. Розрахункове навантаження обумовлює допустимі нагрівання електричних машин, апаратів і струмопровідних частин у нормальному режимі роботи. За розрахункове навантаження приймають таке умовно незмінне за часом значення навантаження, що викликає найбільш тяжке нагрівання провідника струму за максимальною температурою (піком температури) чи за тепловим зносом ізоляції, як і фактичне змінне за часом повне навантаження  $S_t = f(t)$ , яке безперервно змінюється за часом залежно від режиму роботи електроприладів у групі [10].

Нагрівання є результатом впливу навантаження за визначений час. Вважається, що сталий тепловий стан тіла, яке гріється (наприклад, провідника струму), настає через проміжок часу, що дорівнює трьом сталим часу нагрівання ( $3T_0$ ). Таким чином розрахункове навантаження можна розглядати як максимальне із середніх значень навантажень на інтервал часу  $3T_0$ . Визначення електричних навантажень складає перший етап проектування будь-якої СЕП. У магістерській роботі розрахунок проведено для середньодобового та максимального значень електричних навантажень.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

Метою проведення розрахунку електричних навантажень є вибір та перевірка струмоведучих елементів та трансформаторів за нагрівом та економічним міркуванням, розрахунок відхілень і коливань напруги, вибор компенсуючих установок, захисного обладнання і т.д.

Під СЕП розуміють сукупність електроустановок для забезпечення споживачів електроенергією. Електроустановками називають сукупність електричних машин, апаратів, ЛЕП та допоміжного обладнання (разом із будівлями та приміщеннями, у яких вони розміщені), призначені для виробництва, перетворення, трансформації, передачі, розподілу електричної енергії, у тому числі перетворення її на інші види енергії [10].

СЕП повинна відповідати таким вимогам: безпеки та зручності експлуатації, належної надійності роботи, забезпечення необхідної якості електроенергії, економічності передачі та розподілу електроенергії, можливості подальшого розвитку.

Економічність електропостачання досягається шляхом розробки досконалих систем розподілу електроенергії, використання раціональних конструкцій комплектних розподільних пристроїв (КРП) та ПС, а також вирішення основних проблем оптимізації СЕП.

Від правильної оцінки очікуваних електричних навантажень залежить раціональність вибору схеми і всіх елементів системи електропостачання і її техніко-економічні показники (капітальні вкладення, річні експлуатаційні витрати, приведені затрати, витрати кольорового металу і втрати електроенергії).

Вихідними даними для розрахунку електричних навантажень є криві зміни навантаження в часі  $P(t)$  у вигляді діаграм, тобто графіки навантажень. Зовнішній вигляд добових графіків електричних навантажень зимового режимного дня показаний на рисунках 1.1.1-1.1.2. Червоною лінією показані середньодобові величини електричних навантажень, які розраховуються за формулою:

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		12

$$P_{\text{сеп}} = \frac{\sum P_{\Sigma}}{\sum t_{\Sigma}} = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_{24}}{24}, \quad (1.2.1.1)$$

де  $P_{\Sigma}$  – сумарна добова величина електричних навантажень, кВт.  $t_{\Sigma}$  – кількість годин.

У практиці проектування СЕП застосовують різні методи визначення електричних навантажень, які підрозділяють на основні й допоміжні.

*Основні методи розрахунку* – це методи розрахунку по:

- установленій потужності й коефіцієнту попиту;
- середній потужності й відхиленню розрахункового навантаження від середньої (статистичний метод);
- середній потужності й коефіцієнту форми графіка навантажень;
- середній потужності й коефіцієнту максимуму (метод упорядкованих діаграм).

*Допоміжні методи* – це методи розрахунку за: – питомою витратою електроенергії на одиницю продукції при заданому об'ємі випуску продукції за певний період часу;

- питомим навантаженням на одиницю виробничої площі.

Застосування того або іншого методу визначається допустимою погрішністю розрахунків.

*Метод коефіцієнта попиту.* Для визначення розрахункових навантажень за цим методом необхідно знати установлену потужність  $P_{\text{ном}}$  групи приймачів і коефіцієнти потужності  $\cos \varphi \cos \theta$  і попиту  $K_n$  даної групи, що визначаються за довідниками.

Розрахункове навантаження групи однорідних за режимом роботи приймачів визначають за формулами:

$$P_p = K_n \cdot P_{\text{ном}}, \quad (1.2.1.2)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (1.2.1.3)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (1.2.1.4)$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

Через складність визначення розрахункових  $\cos \varphi$  і  $\operatorname{tg} \varphi$  допускається їх приймати рівними середнім значенням, що визначаються або на підставі обстеження аналогічних електроприймачів, або за каталожним даними.

При відомому графіку активного навантаження  $P(\Delta t)$  з інтервалом  $\Delta t = 1$  година за номінальну потужність електрообладнання субспоживачів приймаємо максимальне значення погодинної потужності  $P_{ном} = P_{max} = \max[P(\Delta t)]$ .

Величини номінальних (максимальних) значень позначені на рисунках 1.1.1-1.1.2 у графіках електричних навантажень зимового режимного дня 2019 як  $P_{max}$ . Приведемо ці значення у таблиці 1.2.1.1.

Таблиця 1.2.1.1 – Перелік субспоживачів у мережі 0,4 кВ, заживлених від ЦРП-6 кВ та значень їх номінальних (максимальних) електричних навантажень

№ з/п	Субспоживач	Номінальне (максимальне) електричне навантаження, $P_{max}$ , кВт
7)	ПП Ейбоженко	81
8)	ПП Мартиненко О.М.	53
9)	ПП Дегтярьов С.М.	405
10)	ТОВ "Укрватормет-Союз"	110
11)	ППКФ "Малая Русь"	90
12)	ТОВ "Сакура"	30
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	75
14)	ПП Кривошта Г.П.	29
15)	ПП Кульомза Р.М.	220

Для субспоживача № 15 ПП Кульомза Р.М. визначемо середнє розрахункове електричне навантаження:

$$P_{сер.і} = \frac{\sum P_i}{\sum t_i} = \frac{P_{\Sigma 24}}{24} = \frac{4288}{24} = 179 \text{ (кВт)}$$

За аналогією для субспоживачів № 7-14 визначаємо значення середньодобових величин електричних навантажень та результати заносимо до таблиці 1.2.1.2.

Таблиця 1.2.1.2 – Перелік субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, заживлених від ЦРП-6 кВ та значень їх середньодобових електричних навантажень

№ з/п	Субспоживач	Середньодобове електричне навантаження, кВт
7)	ПП Ейбоженко	6
8)	ПП Мартиненко О.М.	42
9)	ПП Дегтярьов С.М.	72
10)	ТОВ "Укрватормет-Союз"	56
11)	ППКФ "Малая Русь"	82
12)	ТОВ "Сакура"	40
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	19
14)	ПП Кривошта Г.П.	20
15)	ПП Кульомза Р.М.	179

Обчислення розрахункових навантажень субспоживачів та заводу здійснено *методом коефіцієнта попиту*. Цей метод дозволяє визначити розрахункове максимальне навантаження вузла електропостачання (ділянка субспоживача, субспоживач, підприємство) на стадії проектного завдання при невідомій потужності окремих електроприймачів. Величину розрахункового активного навантаження  $P_p$  та розрахункового реактивного навантаження  $Q_p$  визначають за допомогою коефіцієнта потужності  $\cos \varphi$  для даної групи електроприймачів [3].

Коефіцієнтом попиту називають відношення розрахункового активного навантаження групи електроприймачів  $P_p$  до їх установленної потужності при тривалому режимі (за винятком потужності резервних електроприймачів):

$$K_n = \frac{P_p}{\sum P_{уст}}, \quad (1.2.1.5)$$

де  $P_{уст}$  – установлена активна потужність електроприймача, яка при коефіцієнті тривалості вмикання  $TB = 100\%$  дорівнює його номінальній потужності.

Числові значення коефіцієнту попиту встановлені проектними та науково-дослідними установами на основі статистичної обробки графіків добового навантаження конкретних споживачів і наводяться у відповідній технічній літературі та сприймаються як директивні.

Для визначення розрахункового силового навантаження субспоживачів необхідно визначити розрахункове силове активне навантаження для окремого субспоживача при напрузі 0,38/0,22 кВ

$$P_{p.c} = K_n \cdot P_{ном}, \quad (1.2.1.6)$$

де  $K_{n.0}$  – коефіцієнт попиту електрообладнання субспоживача,  $P_{ном}$  – номінальне (максимальне) значення активної потужності електрообладнання субспоживачів.

Розрахункове силове реактивне навантаження субспоживача:

$$Q_{p.c} = P_{p.c} \cdot tg\varphi, \quad (1.2.1.7)$$

де  $tg\varphi_0$  – відповідає значенню коефіцієнта потужності  $\cos\varphi$  субспоживача.

Розрахункове силове повне навантаження субспоживача:

$$S_{p.c} = \sqrt{P_{p.c}^2 + Q_{p.c}^2}, \quad (1.2.1.8)$$

На промислових підприємствах близько 10 % споживаної електроенергії витрачається на електричне освітлення. Освітлювальні мережі живляться від ТП з вторинною номінальною напругою 0,38/0,22 кВ (чотирипровідні мережі з глухозаземленою нейтраллю).

*Методом коефіцієнта попиту* можна визначити розрахункове навантаження загального електричного освітлення субспоживача. Для цього скористаємося формулою:

$$P_{n.0} = k \cdot p_{n.0} \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (1.2.2.1.9)$$

де  $p_{n.0}$  – питоме навантаження загального освітлення субспоживача,  $Вт / м^2$ ,  $F$  – площа субспоживача, що підлягає освітленню,  $м^2$ ,  $k$  – коефіцієнт, що враховує потужність пускових приладів залежно від джерела.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		16

Розрахункове активне навантаження загального освітлення субспоживача визначається так:

$$P_{p.0} = K_{n.0} \cdot P_{n.0} = K_{n.0} \cdot P_{n.0} \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (1.2.1.10)$$

де  $K_{n.0}$  – коефіцієнт попиту загального освітлення.

Розрахункове реактивне навантаження загального освітлення субспоживача визначається як:

$$Q_{p.0} = P_{p.0} \cdot \operatorname{tg} \varphi_0, \quad (1.2.1.11)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_0$  – відповідає значенню коефіцієнта потужності  $\cos \varphi_0$  субспоживача залежно від типу джерела світла.

Розрахункове повне навантаження загального освітлення субспоживача визначається:

$$S_{p.0} = \sqrt{P_{p.0}^2 + Q_{p.0}^2}, \quad (1.2.1.12)$$

Розрахункове навантаження необхідне для вибору номінальної потужності трансформаторів ГПП, визначення економічного значення реактивної потужності, яка споживається від енергосистеми, розрахунку потужності пристроїв компенсації реактивної потужності споживача.

Для визначення розрахункового навантаження підприємства необхідно обчислити загальне розрахункове навантаження субспоживачів. При розрахунку загального розрахункового навантаження субспоживача з урахуванням розрахункового навантаження загального електричного освітлення приймається коефіцієнт одночасності збігання максимумів навантаження  $K_0 = 1,0$ .

Загальне розрахункове активне навантаження субспоживача визначається за формулою :

$$P_{p.\text{субспож.}} = P_{p.c} + P_{p.0}, \quad (1.2.1.13)$$

Загальне розрахункове реактивне навантаження субспоживача визначається за формулою :

$$Q_{p.\text{субспож.}} = Q_{p.c} + Q_{p.0}, \quad (1.2.1.14)$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		17



Загальне розрахункове повне навантаження субспоживача:

$$S_{p.субспож.} = \sqrt{P_{p.суб}^2 + Q_{p.суб}^2}, \quad (1.2.1.15)$$

Загальне розрахункове активне та реактивне навантаження кількох груп або субспоживачів визначають з урахуванням коефіцієнта одночасності збігання максимумів навантаження  $K_0$  цих груп або субспоживачів.

$$P_p = K_0 \sum_{i=1}^m P_{p.субспож.}, \quad (1.2.1.16)$$

$$Q_p = K_0 \sum_{i=1}^m Q_{p.субспож.}, \quad (1.2.1.17)$$

де  $m$  – кількість розрахункових груп (субспоживачів), шт.  $K_0$  – коефіцієнт одночасності  $K_0 = 0,85 \div 0,95$ .

Загальне розрахункове повне навантаження субспоживача:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (1.2.1.18)$$

Складемо таблицю для визначення розрахункової потужності субспоживачів і заводу в цілому. Вихідними даними до цієї таблиці є номінальне (максимальне) значення електричного навантаження погодинного графіку електричних навантажень зимового режимного дня 2019, яке показано на рисунках 1.1.1, 1.1.2 як  $P_{max}$ ; коефіцієнт потужності ( $\cos \varphi$ ); коефіцієнт попиту ( $K_n$ ); коефіцієнт використання ( $K_e$ ).

Використовуючи початкові дані на основі наведених нижче розрахункових формул визначимо середні і розрахункові навантаження субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ та у ЦРП-6 кВ за формулами, які будуть представлені у таблиці 1.2.1.3. Результати розрахунків даного розділу будуть зведені до таблиці 1.2.1.4.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		18

Таблиця 1.2.1.3 – Формули для визначення середніх та розрахункових навантажень методами коефіцієнту попиту та використання:

Назва величини	Формула для розрахунку
Розрахункове освітлювальне навантаження, кВт	$P_{p0} = P_{num.0} \cdot F \cdot k_{n0}$
Максимальне середнє активне навантаження, кВт	$P_c = P_n \cdot k_\epsilon + P_{p0}$
Максимальне середнє реактивне навантаження, кВАр	$Q_c = P_n \cdot tg\varphi + k_\epsilon$
Повне середнє навантаження, кВАр	$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2}$
Середній струм субспоживача, А	$I_c = \frac{S_c}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
Розрахункове активне навантаження, кВт	$P_p = P_n \cdot k_n + P_{p0}$
Розрахункове реактивне навантаження, кВАр	$Q_p = P_p \cdot tg\varphi$
Повне розрахункове навантаження, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$
Розрахунковий струм субспоживача, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
Сумарна номінальна потужність підприємства, кВт	$P_{H\Sigma} = \Sigma P_n$
Сумарна середня активна потужність підприємства, кВт	$P_{c\Sigma} = \Sigma P_c$
Сумарна розрахункова активна потужність підприємства, кВт	$P_{p\Sigma} = \Sigma P_p \cdot k_n$
Сумарна середня реактивна потужність підприємства, кВАр	$Q_{c\Sigma} = \Sigma Q_c$
Сумарна розрахункова реактивна потужність підприємства, кВАр	$Q_{p\Sigma} = \Sigma Q_p \cdot k_n$
Сумарна середня повна потужність підприємства, кВА	$S_{c\Sigma} = \sqrt{P_{c\Sigma}^2 + Q_{c\Sigma}^2}$
Сумарний середній струм субспоживача, А	$I_{c\Sigma} = \frac{S_{c\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
Сумарна розрахункова повна потужність підприємства, кВА	$S_{p\Sigma} = \sqrt{(\Sigma P_p)^2 + (\Sigma Q_p)^2}$
Сумарний розрахунковий струм субспоживача, А	$I_{p\Sigma} = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$

Змін.	
Арк.	
№ докум.	
Підпис	
Дата	
МР 3.8.141 185 ПЗ	
20	Арк.

Таблиця 1.2.1.4 – Значення середніх та розрахункових навантажень методом коефіцієнта попиту та використання

Назва субспоживача	$P_n$ , кВт	$\cos \varphi$	$K_\epsilon$	$K_n$	$K_{n.осв}$	$S$ , м <sup>2</sup>	$P_{num.0}$	$P_{p.0}$ , кВт	$P_c$ , кВт	$Q_c$ , кВАр	$S_c$ , кВА	$I_c$ , А	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$S_p$ , кВА	$I_p$ , А
7) ПП Ейбоженко	81	0,85	0,4	0,8	0,8	321	0,014	1,1	33,5	50,5	60,7	92,2	65,9	40,8	77,5	117,8
8) ПП Мартиненко О.М.	53	0,83	0,4	0,8	0,8	141	0,015	0,7	21,9	36	42,2	64,1	43,1	29	52	79
9) ПП Дегтярьов С.М.	405	0,85	0,3	0,6	0,8	312	0,017	6,8	128,3	251,2	282,1	428,7	249,8	154,8	293,9	446,6
10) ТОВ "Укрватормет-Союз"	110	0,86	0,6	0,8	0,8	217	0,014	1,5	67,5	65,8	94,3	143,3	89,5	53,1	104,1	158,1
11) ППКФ "Малая Русь"	90	0,84	0,5	0,6	0,8	191	0,014	1,26	46,2	58,6	74,6	113,4	55,2	35,6	65,7	99,9
12) ТОВ "Сакура"	30	0,85	0,6	0,8	0,8	133	0,014	0,42	18,4	19,1	26,6	40,4	24,4	15,1	28,7	43,6
13) ТОВ "Сумський механічний завод"	75	0,84	0,6	0,7	0,6	245	0,014	1,05	46	49	67,2	102,2	53,55	34,5	63,7	96,8
14) ПП Кривошта Г.П.	29	0,85	0,8	0,9	0,6	177	0,017	0,4	23,6	18,7	30,2	45,9	26,5	16,4	31,2	47,5
15) ПП Кульомза Р.М.	220	0,84	0,4	0,7	0,6	215	0,014	3,08	91,08	142,5	169,1	256,9	157	101,4	187	284,1
Всього – у субспоживачів, обліки яких знаходяться у мережі 0,4 кВ	1139					1952		16,6	476,9	691,9	847,3	1287,4	792,4	554,9	936,7	1423,2

## 1.2.2 Розрахунок електричних навантажень субспоживачів, обліки яких розташовані у ЦРП-6 кВ

За аналогією для мережі 6 кВ величини номінальних (максимальних) значень позначені на рисунках 1.1.1-1.1.2 у графіках електричних навантажень зимового режимного дня 2019 як  $P_{max}$ . Результати заносимо до таблиці 1.2.2.1.

Таблиця 1.2.2.1 – Перелік субспоживачів у ЦРП-6 кВ та значень їх номінальних (максимальних) електричних навантажень

№ з/п	Субспоживач	Номінальне (максимальне) електричне навантаження, $P_{max}$ , кВт
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	81
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	53
3)	ППКП "ТЕРРА"	405
4)	ПП Лічний Я.Ю.	110
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	90
6)	ФОП Черниш Г.П.	30

Аналогічно за формулою 1.2.1 розраховуємо середньодобове електричне навантаження. Результати розрахунку вносимо до таблиці 1.2.2.2. За формулами таблиці 1.2.1.3 проводимо розрахунок навантажень для субспоживачів у ЦРП-6 кВ і заносимо результати до таблиці 1.2.2.3.

Таблиця 1.2.2.2 – Перелік субспоживачів у ЦРП-6 кВ та значень їх середньодобових електричних навантажень

№ з/п	Субспоживач	Середньодобове електричне навантаження, кВт
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	63
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	212
3)	ППКП "ТЕРРА"	233
4)	ПП Лічний Я.Ю.	57
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	82
6)	ФОП Черниш Г.П.	575



### 1.3 Визначення оптимальних координат розміщення ЦРП-6 кВ

Розташування ЦРП-6 кВ проектованої СЕП повинно сприяти мінімуму витрат на всю СЕП. Для цього необхідно звести до мінімуму довжину мереж, унаслідок чого вартість втрат енергії та напруги в живильних і розподільних мережах СЕП заводу ЗБВ буде мінімальною. На плані заводу ЗБВ визначається умовна точка, що відповідає центру ваги площини підприємства, яка називається ЦЕН.

Необхідно вибрати оптимальне місце розміщення ЦРП по критерію мінімуму затрат в систему електропостачання виходячи з припущення, що ЦРП-6 кВ може бути встановлений на довільному місці території підприємства, не зайнятому субспоживачами. Визначення оптимального розташування ЦРП-6 кВ дозволяє правильно розмістити ЦРП-6 кВ на плані підприємства, що дозволить зменшити витрату кабелів, а значить і зменшити затрати на систему електропостачання.

Для вибору місць розташування підстанцій будується картограма і визначається центр електричних навантажень підприємства. Картограму навантажень будують на кресленні плану підприємства. Навантаження кожного із субспоживачів зображається кругом, площа якого пропорційна розрахунковій активності потужності

$$P_{Mk} = \pi r_k^2 m_p \quad (1.3.1)$$

де  $r_k$  – радіус кола,  $m_p$  – масштаб побудови.

При графічній побудові центр круга суміщають з геометричним центром зображеного на генплані контуру цеха. Масштаб вибирають таким, щоб побудована картограма наглядно відображала співвідношення потужностей цехів.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

Обираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус круга навантажень для субспоживача №1,  $r_1$  (м). Тоді:

$$m_p = \frac{P_{M1}}{\pi r_1^2} \quad (1.3.2)$$

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{M1}}{\pi m_p}} \quad (1.3.3)$$

Аналогічно розраховані радіуси для інших об'єктів.

Розмір сектора освітлювального навантаження на картограмі навантажень розраховується із співвідношення:

$$A = \frac{360 \cdot P_{м.о.}}{P_{м.Σ}} \quad (1.3.4)$$

Аналогічно розраховується і для інших субспоживачів.

Для вибору оптимального місця розташування джерела живлення підприємства визначається точка, в якій функція розкиду навантажень набуває найменших значень. При розташуванні джерела живлення в центрі електричних навантажень затрати на систему електропостачання мінімальні.

Місце розташування ЦРП-6 кВ визначимо по координатах ЦЕН за такими формулами:

$$x_o = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, \quad (1.3.5)$$

$$y_o = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i} \quad (1.3.6)$$

де  $P_i$  – розрахункові потужності субспоживачів;  $X_i, Y_i$  – координати центру економічних навантажень  $x_o = 287,8$  (м),  $y_o = 247,7$  (м).

Результати розрахунку картограми навантажень дозволяють прийняти рішення про встановлення ЦРП-6 кВ безпосередньо біля ТП. При такому розміщенні ЦРП-6 кВ витрати на спорудження заводської мережі будуть мінімальними, ЦЕН (ЦРП-6 кВ) позначається на плані підприємства (рис. 1.3.1).

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

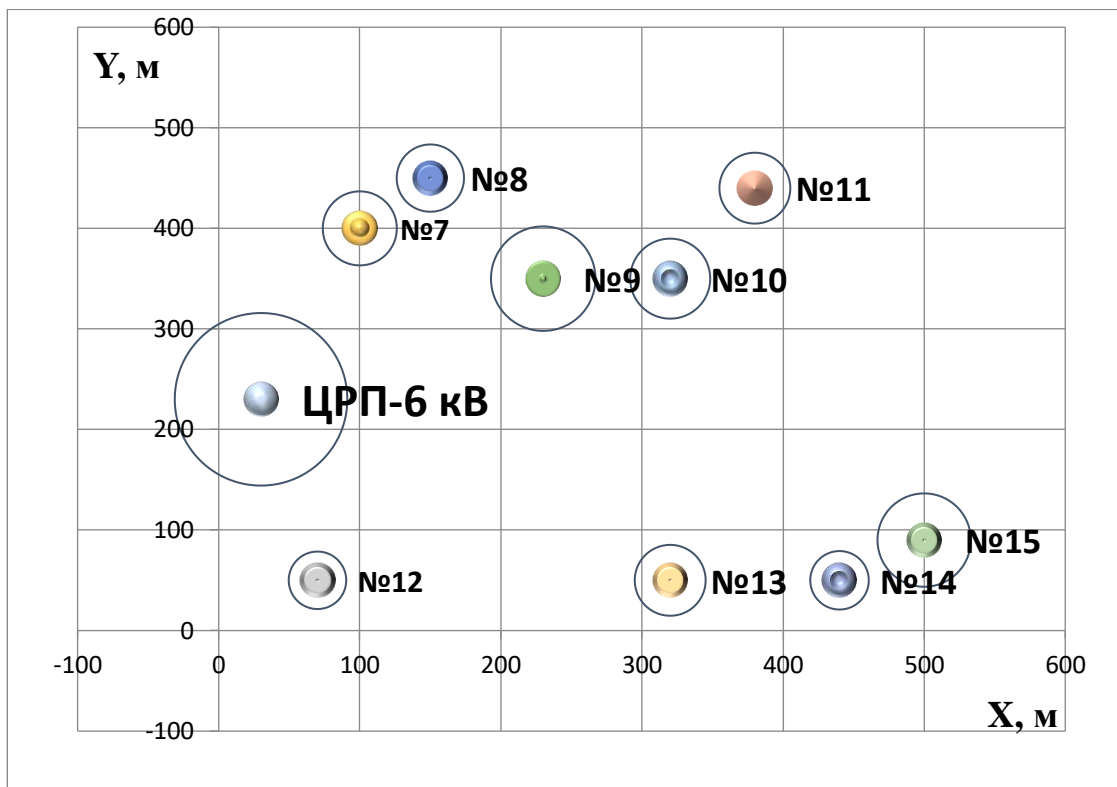


Рисунок 1.3.1 – Генеральний план розташування субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, заживлені від ЦРП-6 кВ

На даному рисунку № 7-15 показані субспоживачі, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, які заживлені від ЦРП-6 кВ та безпосередньо сам ЦРП-6 кВ. Радіуси на даному плані відповідають величинам розрахункових електричних навантажень, значення яких беруться із таблиці 1.2.1.4. Навантаження ЦРП-6 кВ, позначене радіусом на генеральному плані розташування субспоживачів – сумарне навантаження субспоживачів, обліки яких знаходяться у мережі 0,4 кВ та субспоживачів у ЦРП-6 кВ.

Генеральний план побудований за допомогою діаграми Excel за координатами, взятими із проектної документації заводу. Із даного плану бачимо, що розташування ЦРП-6 кВ (ЦЕН) не оптимальне і тому воно повинно бути прораховано за формулами 1.3.5-1.3. та зазначено на картограмі навантажень.

Для наглядності уявлення розташування ЦРП-6 кВ привдемо фото зовнішнього вигляду території розташування на рисунку 1.3.2.





Рисунок 1.3.2 – Територія розташування ЦРП-6 кВ

На даній фотографії (рисунок 1.3.2) показаний зовнішній вигляд ЦРП-6 кВ та території розміщення субспоживачів, живлених від ЦРП-6 кВ, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ. Знайдемо оптимальне місце розміщення ЦЕН на картограмі навантажень (рисунок 1.3.3):

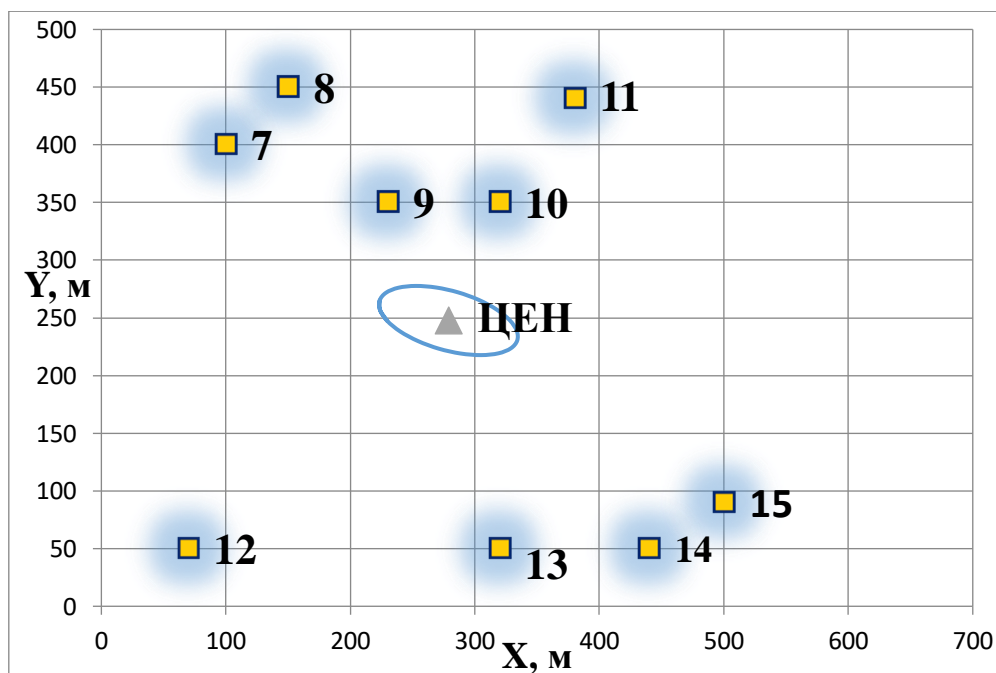


Рисунок 1.3.3 – Картограма навантажень субспоживачів, обліки яких розташовані у мережі 0,4 кВ, живлені від ЦРП-6 кВ

#### 1.4 Визначення кількості, потужності ТП субспоживачів, заживлених від ЦРП-6 кВ

Кількість трансформаторів ТП повинна відповідати категорії надійності споживача за ПУЕ. Вибрані потужності трансформаторів повинні бути допустимими в нормальному та післяаварійному режимі роботи виходячи з умови, що при виході з ладу одного трансформатора двотрансформаторної ТП – інший повинен витримувати розрахункове навантаження споживачів першої та другої категорії.

Метою даного розділу є вибір кількості та потужності трансформаторів ТП субспоживачів, а також кількості та місця розташування самих ТП.

Орієнтовний вибір ТП субспоживачів проводиться по питомій густині навантаження, після цього автоматично перевіряються обмеження по роботі в нормальному та післяаварійному режимах.

Середнє питоме навантаження на  $1\text{ м}^2$  площі:

$$S_{num} = \frac{S_{p\Sigma}}{S}, \quad (1.4.1)$$

$$S_{num} = \frac{936,7}{1952} = 0,48 \frac{\text{кВ} \cdot \text{А}}{\text{м}^2},$$

де  $S_{p\Sigma} = 936,7$  (кВА),  $S = 1952$  ( $\text{м}^2$ ) із таблиці 1.2.2.2.

При  $S_{ек} = S_{ном.т.} = 630$  кВА число ТП:

$$N_{ек} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ек} \cdot k_3}, \quad (1.4.2)$$

$$N_{ек} = \frac{936,7}{630 \cdot (0,7 \div 0,8)} = 2,1 \div 1,8 \approx 3 \text{ шт.},$$

При  $S_{ек} = S_{ном.т.} = 560$  кВА число ТП:

$$N_{ек} = \frac{936,7}{560 \cdot (0,7 \div 0,8)} = 2,4 \div 2,1 \approx 3 \text{ шт.},$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		27

Отже, необхідно буде встановити ТП-630 кВА, ТП-560 кВА (по 3 шт.).

Тобто, обираємо шість однострансформаторних підстанцій потужністю 630 кВА та 560 кВА (потужністю 630 кВА та 560 кВА, тобто рівномірна кількість різного номіналу для зменшення витрат на підстанцію).

Компонування ТП субспоживачів та розрахунків наведено в таблиці 1.4.1.

Умова вибору потужності трансформаторних підстанцій субспоживачів має вигляд:

Потужність трансформаторної підстанції повинна бути більшою або дорівнювати розрахунковій потужності субспоживача чи групи субспоживачів:

$$S_m \cdot k_m \geq S_{сТП} , \quad (1.4.3)$$

Результатом розрахунку є отримання значення потужності трансформаторів, що задовольняє умовам математичної моделі (1.2.3.3-1.2.3.4).

В даному розділі були обрані трансформаторні підстанції субспоживачів згідно схеми електропостачання 1.1 з урахуванням величин електричних навантажень внутрішньої мережі заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко». Тобто для ТП-5, ТП-1, ТП-3, ТП-4, ТП-6, які заживлюють субспоживачів, була обрана кількість, тип та потужність трансформаторних підстанцій.

Слід зазначити, що ТП-2 не розглядається у даному розділі, так як на ній не розташовані субспоживачі, відповідно ми приймаємо директивну проектній документації потужність та кількість трансформаторів на трансформаторній підстанції ТП-2 згідно схеми електропостачання 1.1, тобто маємо однострансформаторну підстанцію з трансформатором ТМ-630 кВА.

Величини електричних навантажень внутрішніх мереж були використані з нормативно-технічної бази та внутрішньозаводської документації заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко».

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

Таблиця 1.4.1 – Компонування ТП субспоживачів та внутрішніх мереж заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»

Назва субспоживача	$S_{роз}$	$S_c$	$S_{роз.тр}$	$k_3$
ТП-5				
7) ПП Ейбоженко	77,5	60,7	560	
8) ПП Мартиненко О.М.	52	42,2		
12) ТОВ "Сакура"	28,7	26,6		
9) ПП Дегтярьов С.М.	293,9	282,1		
Всього	452,3	411,6		0,8
ТП-1				
12) ТОВ "Сакура"	28,7	26,6	560	
Внутрішні мережі заводу ЗБВ (вигрузка вагонів, компресор №1, бетонозміщувальна установка)	393,7	353,2		
Всього	422,42	379,8		0,75
ТП-3				
13) ТОВ "Сумський механічний завод"	63,7	67,2	630	
Внутрішні мережі ЗБВ (РЩ-1, РП-22, РП-20)	352,1	310,8		
Всього	415,8	378		0,74
ТП-4				
10) ТОВ "Укрвтормет-Союз"	104,1	94,3	630	
11) ППКФ "Малая Русь"	65,7	74,6		
10) ТОВ "Укрвтормет-Союз"	104,1	94,3		
Внутрішні мережі ЗБВ (РП-24, Перемичка ТП-3)	87,5	68,4		
Всього	361,5	331,7		0,64
ТП-6				
14) ПП Кривошта Г.П.	31,2	30,2	560	
15) ПП Кульомза Р.М.	187	169,1		
Всього	218,2	199,3		0,4

Із таблиці 1.4.1, умова вибору трансформаторної підстанції за формулою 1.4.3 для ТП-5:

$$452,3 \cdot 1 \geq 411,6,$$

Тобто, умова виконується для ТП-5, аналогічно умова виконується і для ТП-1, ТП-3, ТП-4, ТП-6, відповідно шість одотрансформаторних підстанцій потужністю 630 кВА та 560 кВА обрані вірно.

Знайдемо потужності ТП з врахуванням втрат в трансформаторах. Для ТП вибираємо трансформатори ТМ-630/6/0,4 та ТМ-560/6/0,4.

$$\Delta P_{mp} = k \cdot \Delta P_x + \frac{1}{k} \cdot \Delta P_k \cdot \left( \frac{S_m}{S_{Hmp}} \right)^2, \quad (1.4.4)$$

$$\Delta Q_{mp} = k \cdot \frac{I_x\%}{100} \cdot S_{TP} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_m^2}{S_{Hmp}}, \quad (1.4.5)$$

де  $k$  – кількість трансформаторів на ТП.

$$P = P_{p\Sigma} + \Delta P_{mp} \quad (1.4.6)$$

$$Q = Q_p + \Delta Q_{mp} \quad (1.4.7)$$

Розрахунок втрат представлений на таблиці 1.4.2.

Таблиця 1.4.2 – Розрахунок втрат в ТП субспоживачів

№ ТП	$S_p$ , кВА	$S_m$ , кВА	$k$	$k_3$	$\Delta P_{кз}$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{кз}$ , %	$\Delta P_m$ , кВт	$\Delta Q_m$ кВАр
5	452,3	560	1	0,8	9,4	2,5	6	5,5	8,6	53,6
1	422,42	560	1	0,75	9,4	2,5	6	5,5	7,8	51,1
3	415,8	630	1	0,74	7,6	1,25	1,7	5,5	4,5	25,8
4	361,5	630	1	0,64	7,6	1,25	1,7	5,5	3,7	22,1
6	218,2	560	1	0,4	9,4	2,5	6	5,5	3,9	38,2
Всього									28,7	191

Для живлення заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко» обираємо однострансформаторні підстанції з трансформаторами із напругою низької сторони 0,4 кВ:

ТП-5: 1×ТМ – 560 / 6

ТП-1: 1×ТМ – 560 / 6

ТП-3: 1×ТМ – 630 / 6

ТП-4: 1×ТМ – 630 / 6

ТП-6: 1×ТМ – 560 / 6

ТП з обраними трансформаторами (без субспоживачів):

ТП-2: 1×ТМ – 630 / 6

Підприємство знаходиться на території міста і до нього неможливо провести повітряну лінію електропередачі напругою 6 кВ, тому буде прокладена кабельна живляча лінія. Розрахункова потужність ТП дорівнює 937 кВА. Живлення ТП на підприємстві буде здійснюватись через ЦРП-6 кВ.

За розрахунковим навантаженням живлення до ЦРП заводу виконується дволанцюговою лінією типу АСБ 3×185, яка розрахована на напругу 6 кВ.

Діючі трансформатори згідно схеми електропостачання 1.1 приведемо в порівняльній таблиці 1.4.3.

Таблиця 1.4.3 – Порівняльна таблиця трансформаторів

№з/п	Субспоживач	Діючий трансформатор	Обраний трансформатор
7)	ПП Ейбоженко	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4
8)	ПП Мартиненко О.М.	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4
9)	ПП Дегтярьов С.М.	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4
10)	ТОВ "Укрвтормет-Союз"	ТМ-630/6/0,4	ТМ-630/6/0,4
11)	ППКФ "Малая Русь"	ТМ-630/6/0,4	ТМ-630/6/0,4
12)	ТОВ "Сакура"	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	ТМ-630/6/0,4	ТМ-630/6/0,4
14)	ПП Кривошта Г.П.	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4
15)	ПП Кульомза Р.М.	ТМ-560/6/0,4	ТМ-560/6/0,4

Тобто, ми бачимо, що діючі трансформатори обрані вірно, відповідають умовам математичної моделі розділу 1.2.1.3.

Згідно ДСТУ – Н Б В.2.5-80:2015 рекомендований коефіцієнт завантаження одно трансформаторної підстанції, що живить споживачів III категорії – 0,9-0,95. Виконаємо перевірку субспоживачів № 7-15, заживлених від ТП-5, ТП-1, ТП-3, ТП-4, ТП-6 за умовою ДСТУ [1]:

$$k_3 \leq k_{3,ДСТУ} \quad (1.3.7)$$

Для ТП-5 коефіцієнт завантаження  $k_3 = 0,8$ , тобто:

$$0,8 \leq 0,9 - 0,95$$

Аналогічно дана вимога ДСТУ виконується для інших ТП.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		31

## 1.5 Вибір перерізу провідників і захисних апаратів

Вибір перерізу провідників (жорсткі та гнучкі шини, кабельні лінії, ізолювані та неізолювані проводи) у магістерській роботі передбачає [11]:

- 1) Вибір перерізу провідників за нормальним режимом навантаження;
- 2) Перевірку вибраного перерізу за максимальним режимом навантаження (форсований режим);
- 3) Перевірку вибраного перерізу на стійкість при аварійному режимі.

Величини перерізу повинні бути обрані так, щоб забезпечити для електричної мережі:

- а) У нормальному режимі – задану пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги, економічність;
- б) У форсованому режимі – необхідну пропускну здатність, допустимі для цього режиму відхилення напруги;
- в) В аварійному режимі – електробезпеку, непошкоджуваність

Для системи внутрішньозаводського електропостачання заводу ЗБВ рекомендується застосовувати кабелі. Вибір перерізу кабелів напругою 6 кВ, які з'єднують трансформатори ТП субспоживачів з шинами ГПП-4 при магістральній схемі здійснюється за трьома першими умовами.

Вибір перерізу провідників у загальному випадку визначається за економічною густиною струму, нагріванням, втратами й відхиленнями напруги, електродинамічною стійкістю й механічною міцністю.

Вибір перерізу кабельної лінії напругою 6 кВ здійснюється за нормальним режимом навантаження, а перевірка вибраного перерізу – за максимальним режимом навантаження і на стійкість за аварійним режимом.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		32

### 1.5.1 Вибір перерізу провідників за нормальним режимом

Нормальний режим – режим роботи, за якого всі елементи СЕП та електротехнічні установки знаходяться в роботі, а параметри їх режиму не виходять за межі номінальних значень.

Провідники будь-якого призначення мають задовольняти вимогам тривалого їх нагрівання струмами як нормального, так і максимального режимів роботи. Вартість провідника і втрат електроенергії в ньому повинні бути мінімальними. У зв'язку з цим переріз провідників напругою понад 1 кВ вибирають за економічно вигідною густиною струму для навантаження нормального режиму.

При виборі перерізу кабелю, який живить ТП субспоживачів з трансформатором (трансформаторами) 6/0,4 кВ, як струм нормального режиму  $I_{\text{норм}}$  незалежно від числа трансформаторів ТП субспоживачів (один або два) приймається номінальний первинний струм трансформатора, який визначається за паспортними даними трансформатора за формулою [11]:

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.Т.1}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Т.1}}}, \text{ А} \quad (1.5.1.1)$$

де  $S_{\text{ном.Т}}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;  $U_{\text{ном.Т.1}}$  – номінальна первинна напруга трансформатора, кВ.

Економічно вигідний переріз кабелів визначається як:

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{ек}}}, \text{ мм}^2, \quad (1.5.1.2)$$

де  $I_{\text{норм}}$  – струм нормального режиму, А;

$J_{\text{ек}}$  – нормоване значення економічно вигідної густини струму, А/мм<sup>2</sup>.

Розрахунковий економічно вигідний переріз  $S_{\text{ек}}$  округляється до найближчого більшого або меншого стандартного перерізу  $S_{\text{СТ}}$ , мм<sup>2</sup>.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33



## 1.5.2 Перевірка перерізу провідників за максимальним режимом навантаження

Режим максимального навантаження провідників може призвести не тільки до їх перегрівання з порушенням ізоляції, але й до розплавлення жил. Тому переріз провідника, вибраний за економічною густиною струму, перевіряють на нагрівання за величиною струму його максимального навантаження.

У режимі максимального навантаження кабелів допустимий для даного кабелю струм з урахуванням умови прокладки та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов  $I_{дон}$  та коефіцієнтів допустимого перевантаження  $K_{пер}$ , які наводяться в таблицях 1.3.1 і 1.3.2 ПУЕ, порівнюють зі струмом його форсованого режиму  $I_{\phi}$  з урахуванням коефіцієнта резервування  $K_{рез}$ :

Допустимий тривалий струм для кабелів напругою 6 кВ з урахуванням умов прокладки та відхилення параметрів навколишнього середовища від стандартних умов при їх тривалому характері визначається так [11]:

$$I'_{дон} = K_{сер} \cdot K_{пр} \cdot I_{дон}, \text{ А} \quad (1.5.2.2)$$

де  $K_{сер}$  – поправочний коефіцієнт на температуру навколишнього середовища, якщо вона відмінна від стандартної (таблиця 1.3.3 ПУЕ);

$K_{пр}$  – поправковий коефіцієнт на кількість кабелів, що лежать поруч у землі (таблиця 1.3.26 ПУЕ) [9];

$I_{дон}$  – допустимий тривалий струм провідника стандартного перерізу для стандартних умов (для однієї окремої лінії; стандартних температур для землі та води +15°C і +25°C для повітря) залежно від матеріалу жил, їх ізоляції, способу прокладання, А (таблиці).

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

Поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища  $K_{сер}$  можна також обчислити за формулою:

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{T_{ж.н} - T_{сер}}{T_{ж.н} - T_{сер.н}}}, \quad (1.5.2.3)$$

де  $T_{ж.н}, T_{сер.н}$  - нормовані тривало допустимі температури жили та середовища відповідно;

$T_{сер}$  - фактична температура навколишнього середовища (у даній магістерській роботі приймається залежно від реальних даних).

Допустимі температури нагрівання провідників залежать від їх конструкції та режиму (таблиця 1.5.2).

Таблиця 1.5.2 – Допустимі температури провідників у нормальному, форсованому та аварійному режимах

Вид провідника	Допустима температура жили $T_{ж.н}$ , °C		
	тривала за нормами	короткотривала при перевантаженнях	гранична при коротких замиканнях
Кабелі з паперовою просоченою ізоляцією:			
- до 1 кВ	80	125	200
- 6 кВ	65	100	200
- 10 кВ	60	90	200
Кабелі і проводи з ізоляцією:			
- гумовою звичайною	55	100	150
- гумовою теплостійкою	65	110	150
- полівінілхлоридною	70	90	150
- поліетиленовою	70	80	120

Якщо по провіднику, який перебуває в середовищі (повітря, земля, вода) при нормованій температурі, тривало протікає струм, що дорівнює допустимому для даного перерізу, то температура жил такого провідника дорівнює зазначеній у стовпчику 2 таблиці 1.5.2. При такій незмінній за величиною температурі строк служби ізоляції провідника становить близько 20-25 років, на який і розрахований провідник.

Таким чином, з таблиці 1.5.2 для кабелів з паперовою просоченою маслоканіфольною та нестікаючою масами ізоляцією (АСБ) нормована тривало допустима температура жили:

$$T_{ж.н} = +65^{\circ}\text{C} \text{ – при напрузі 6 кВ.}$$

На території заводу ЗБВ кабелі прокладають у кабельних спорудах або (при невеликій їх кількості) так:

- 1) На зовнішніх негорючих стінах цехів та споруд;
- 2) Безпосередньо в землі (у траншеях);
- 3) На тросі чи шляхом застосування тросових кабелів;
- 4) На естакадах та інших конструкціях.

У магістерській роботі рекомендовано прокладати кабелі в землі (у траншеях). Прокладку в траншеях (від одного до шести кабелів) застосовують на неасфальтованих територіях у випадку малої ймовірності пошкодження кабелів землерийними механізмами, зсувом ґрунту, корозією.

Перевагами траншейної прокладки вважають малу вартість ліній, хороші умови охолодження кабелю, малу ймовірність поширення аварії одного кабелю на сусідні паралельні кабелі.

Струм форсованого режиму  $I_{\phi}$  для двотрансформаторних ПС з резервуванням між сусідніми ПС за допомогою кабельних перемичок при напрузі до 1 кВ приймається  $K_{рез} = 1,3$ , при резервуванні за допомогою шинних перемичок НН –  $K_{рез} = 1,4$ , без резервування –  $K_{рез} = 1,0$  за відсутності даних.

У разі невиконання умови за формулою (1.5.2.1) необхідно прийняти нове значення найближчого більшого стандартного перерізу кабелю, щоб вона виконувалась.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

### 1.5.3 Вибір перерізів кабелів від ЦРП-6 кВ до ТП субспоживачів

При напрузі понад 1 кВ кабелі, які захищаються запобіжниками, на термічну стійкість при КЗ не перевіряються.

Критерієм термічної стійкості провідників є кінцева температура їх нагрівання при проходженні по них струму КЗ, яка не повинна перевищувати короткотривалу допустиму нормовану температуру.

Термічна здатність може бути оцінена найменшим перерізом кабелю ( $\text{мм}^2$ ), термостійким до струмів КЗ, як:

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{I_K^2 t}}{C} = \frac{I_K \sqrt{t}}{C}, \text{ мм}^2 \quad (1.5.3.1)$$

де  $B_K$  - тепловий імпульс струму КЗ,  $\text{А}^2\text{с}$ ;

$C$  - температурний коефіцієнт, який враховує обмеження допустимої температури кабелю (наводиться в довідниках),  $\text{Ас}^{1/2} / \text{мм}^2$ ;

$I_K = I_{П.0}$  - початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ, А;

$t$  - дійсний час вимикання КЗ, с.

Величина дійсного часу вимикання КЗ  $t$  складається з часу дії основного релейного захисту (РЗ)  $t_{\text{зах}}$ , часу вимикання вимикача  $t_{\text{вимик.в}}$  (можна прийняти  $t_{\text{вимик.в}} = 0,05$  с) і сталої часу аперіодичної складової струму КЗ ( $T_a = 0,05$  с):

$$t = t_{\text{зах}} + t_{\text{вимик.в}} + T_a, \text{ с} \quad (1.5.3.2)$$

На лініях до ТП субспоживачів, які відходять від шин РП, застосовується двоступеневий струмовий РЗ, який складається зі струмової відсічки (СВ) і максимального струмового захисту (МСЗ).

Основним захистом для радіальних схем живлення ТП субспоживачів без електричного апарата на вводі до трансформатора (глухий ввід) при коротких лініях, що характерно для промислових підприємств, є СВ.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		37

Основним захистом для магістральних схем живлення ТП субспоживачів є МСЗ. Для одноступеневої схеми при магістральному живленні ТП субспоживачів від шин ДЖ дійсний час вимикання КЗ можна прийняти  $t = 0,6$  с.

Якщо після розрахунку за формулою (1.5.3.1) виконується умова  $S_{СТ} > S_{Мін}$ , то залишається стандартний переріз кабелю. Якщо в результаті розрахунку  $S_{СТ} < S_{Мін}$ , то необхідно прийняти нове найближче більше значення стандартного перерізу кабелю  $S_{СТ} > S_{Мін}$ . Кабель марки ААШВ застосовують досить часто. Він має алюмінієві жили, паперову просочену масло-каніфольну та нестікаючою масами ізоляцію, алюмінієву оболонку, шланг поверхневий полівінілхлоридний.

Обираємо переріз кабелю напругою 6 кВ до ТП-1:

Номінальна потужність трансформатора  $S_{НОМ.Т} = 560$  кВА. Резервування на стороні передбачене. Від ТП-1 живляться електроприймачі 3-ї категорії. Тому приймається кількість годин використання максимуму навантаження за рік  $T_{макс} = 5000$  год/рік, коефіцієнт допустимого перевантаження кабелю  $K_{пер} = 1$ , марка кабелю АСБ, температура навколишнього середовища (землі)  $T_{сер} - 20$  °С, початкове значення періодичної складової струму трифазного КЗ у максимальному режимі на шинах РП  $I_{П.0} = 6$  кА.

Розрахунок. За формулою (1.5.2.1) визначається номінальний первинний струм трансформатора:

$$I_{ном.Т.1} = \frac{560}{\sqrt{3} \cdot 6} = 53,8 \text{ А.}$$

Для кабелів із паперовою ізоляцією з алюмінієвими жилами при  $T_{макс} = 5000$  год/рік економічна густина струму  $J_{ек} = 1,2$  А/мм<sup>2</sup>. За формулою (4.2) економічно вигідний переріз кабелю в нормальному режимі роботи:

$$S_{ек} = \frac{53,8}{1,2} = 44,905 \text{ мм}^2.$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		38

Вибирається найближчий більший стандартний переріз кабелю  $S_{СТ} = 50$  мм<sup>2</sup>. При нормованій тривало допустимій температурі кабелю марки АСБ напругою 6 кВ  $T_{ж.н} = 65^{\circ}\text{C}$ , нормованій тривало допустимій температурі середовища  $T_{сер.н} = 15^{\circ}\text{C}$  і фактичній температурі навколишнього середовища  $T_{сер} = 20^{\circ}\text{C}$  поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища за формулою (1.5.3.3)

$$K_{сер} = \sqrt{\frac{65 - 20}{65 - 15}} = 0,95.$$

З таблиці 1.3.3 ПУЭ поправковий коефіцієнт на температуру навколишнього середовища  $K_{сер} = 0,94$ .

Поправковий коефіцієнт на кількість кабелів при прокладці кабелю всередині приміщення субспоживача приймається  $K_{пр} = 1$ .

При прокладці в землі для трижильних кабелів марки АСБ напругою 6 кВ і перерізом жили 95 мм<sup>2</sup> допустимий тривалий струм  $I_{дон} = 225$  А. За формулою (1.5.3.2)

$$I_{дон} = 0,95 \cdot 1 \cdot 225 = 213,75 \text{ А}.$$

За вихідними даними резервування на стороні НН передбачене, тому приймається коефіцієнт допустимого резервування  $K_{рез} = 1,4$ .

Умова перевірки перерізу кабелю в режимі максимального навантаження за формулою (1.5.3.1) виконується:

$$1 \cdot 213,75 \geq 1,4 \cdot 53,8 \text{ А} \rightarrow 213,75 \text{ А} \geq 75,44 \text{ А}.$$

Для кабелів з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою ізоляцією при напрузі 6 кВ приймається температурний коефіцієнт  $C = 92 \text{ Ас}^{1/2}/\text{мм}^2$ .

Найменший переріз кабелю, який є термостійким до струмів КЗ, визначається за формулою (4.6):

$$S_{мін} = \frac{6 \cdot 10^3 \sqrt{0,6}}{92} = 50,517 \text{ мм}^2. \text{ Таким чином, } S_{СТ} = 95 \text{ мм}^2 > S_{мін} =$$

50,517 мм<sup>2</sup>, тому вибирається кабель АСБ-6 (3х95).

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		39

Переріз кабелів напругою 6 кВ від ЦРП-6 кВ до ТП-5, ТП-3, ТП-4 та ТП-6 буде обиратися за величиною нагрівання їх електричним струмом у нормальному, форсованому та аварійному режимах. Якщо температура нагрівання перевищить допустиму, то залежно від величини перевищення й тривалості часу елемент може бути пошкоджений, що спричинить порушення нормальної роботи системи, а в гіршому випадку (загорання ізоляції) може призвести до пожежі. Тому для всіх видів провідників та умов їх застосування головним у виборі перерізу є нагрівання, яке визначається двома ефектами теплового впливу: максимально допустимою температурою та тепловим зносом ізоляції для даного режиму й класу ізоляції.

Аналогічно за тим же принципом зробимо вибір кабелів від ЦРП-6 кВ до ТП субспоживачів та результати занесемо до таблиці 1.5.3.

Таблиця 1.5.3 – обрання кабелів від ЦРП-6 кВ до ТП субспоживачів

Тип кабелю, переріз	$I_{ном.Т.1}, А$	$S_{ек}, мм^2$	$I_{дон}, А$
ТП-1			
АСБ-6 3х95	53,8	44,9	213,75
ТП-5			
АСБ-6 3х50	53,8	44,9	147,25
ТП-3			
АСБ-6 3х95	60,6	50,5	213,75
ТП-4			
АСБ-6 3х95	60,6	50,5	213,75
ТП-6			
АСБ-6 3х50	53,8	44,9	147,25

Бачимо, що згідно схеми електропостачання 1.1 маємо ті самі типи та перерізи кабелів, окрім перерізу кабелю від ЦРП-6 кВ до ТП-1, який складає 120 мм<sup>2</sup>. Це пов'язано з тим, що у магістерській роботі не був врахований резервний трансформатор ТМ-630 кВА ТП-1.

Отже обираємо трижильні кабелі типу АСБ напругою 6 кВ з паперовою просоченою маслоканіфольною та нестікаючою масами ізоляцією з перерізами жил 50 та 95 мм<sup>2</sup>.

### 1.5.4 Вибір перерізу провідників субспоживачів у ЦРП-6 кВ та їх перевірка за падінням напруги

У відповідності до розділів 1.5.1-1.5.3 зробимо вибір кабелів у субспоживачів, які розташовані у ЦРП-6 кВ.

Таблиця 1.5.4.1 – розрахунок кабелів до ТП субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ

Тип кабелю, переріз	$I_{дон}, A$
1) ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	
АСБ-6 3x95	213,75
2) ПрАТ "Сумська автобаза №1"	
АСБ-6 3x70	180,5
3) ППКП "ТЕРРА"	
ААШВ-6 3x120	247
4) ПП Лічний Я.Ю.	
АСБ-6 3x50	147,25
5) ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	
АСБ-6 3x95	213,75
6) ФОП Черниш Г.П.	
АСБ-6 3x95	213,75

Нормоване ГОСТ 13109097 допустиме нормальне відхилення напруги у споживача складає  $\Delta U = \pm 5\%$  номінального, максимальне відхилення допускається  $\Delta U_{max} = \pm 10\%$ .

Втрату напруги на ділянках мережі розраховуємо за формулою:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (1.5.4.1)$$

де  $\Delta U$  – втрата напруги, В;  $I$  – струм навантаження, А;  $l$  – довжина ділянки, км;  $r_0$  – активний питомий опір провідника, Ом/км;  $x_0$  – реактивний питомий опір провідника, Ом/км;  $\varphi$  – кут навантаження ( $\cos \varphi = 0,85$ ;  $\sin \varphi = 0,527$ ). Втрату напруги у відсотках по відношенню до номінального значення  $U$  розраховуємо за формулою:

$$\Delta U \% = \Delta U / U \times 100\%, \quad (1.5.4.2)$$

де  $\Delta U$  – втрата напруги, В;  $U$  – напруга мережі, кВ.



Для субспоживачів виконуємо перевірку перетину лінії живлення за падінням напруги. Результати заносимо до таблиці 1.5.4.2.

Таблиця 1.5.4.2 – Перевірка перетину кабелів до ТП субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ

№ з/п	Субспоживач	Марка кабелю, переріз	Акт. опір, Ом/км	Реакт. опір, Ом/км	Номінальне (максимальне), кВт	Струм, А	Розр. $\Delta U$ , В	Розр. $\Delta U$ %, %
1	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	АСБ 3×95	0,326	0,083	76	8,7	8,1	0,135
2	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	АСБ 3×70	0,443	0,086	232	26,2	28	0,467
3	ПВКП «ТЕРРА»	ААШВ 3×120	0,258	0,081	239	27,7	4,5	0,075
4	ФОП Лічний Я.Ю.	АСБ 3×50	0,641	0,09	64	7,2	0,52	0,009
5	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	АСБ 3×95	0,326	0,083	97	11,1	4,9	0,082
6	ФОП Черниш Г.П.	АСБ 3×95	0,326	0,083	583	65,2	21,75	0,363

Тобто згідно схеми електропостачання 1.1 типи кабелів та їх переріз обраний вірно. У відповідності до табличних значень втрати напруги на КЛ-6кВ не перевищують 5%, тобто втрати напруги не перевищують нормовані.

### 1.5.5 Вибір захисних апаратів

Вибір і перевірка всіх ЕА напругою до і понад 1 кВ мають відповідати таким умовам [11]:

1) міцності ізоляції для роботи в тривалому режимі та при короткочасних перенапругах:

$$U_{ном.е.а} \geq U_{ном.м}, \quad (1.5.5.1)$$

де  $U_{ном.е.а}$  і  $U_{ном.м}$  - номінальна напруга ЕА і номінальна напруга електричної мережі (установки) відповідно, у якій застосовується ЕА;

2) допустимого нагрівання струмами в тривалому режимі:

$$I_{ном.е.а} \geq I_{ф}, \quad (1.5.5.2)$$

де  $I_{ном.е.а}$  і  $I_{ф}$  - номінальний струм ЕА і струм форсованого режиму відповідно, тобто тривалий максимальний робочий струм, який може через нього протікати;

3) відповідності навколишньому середовищу (нормальне, пожежо-небезпечне, вибухонебезпечне та ін.), роду установки (внутрішня, зовнішня) і конструктивному виконанню (висувна, стаціонарна) та ін.;

4) параметрам основної функціональної характеристики: комутаційні ЕА – струм вимикання (вмикання) при КЗ (комутаційна здатність), ЕА захисту – номінальний струм плавкої вставки запобіжника чи уставки розчеплювача автомата.

Перевірку вибраних ЕА проводять за їх стійкістю та працездатністю при наскрізних струмах КЗ. Мають виконуватися такі умови:

5) струм електродинамічної стійкості ЕА<sub>д</sub>

$$i_{дин} \geq i_y, \quad (1.5.5.3)$$

де  $i_y$  – розрахунковий ударний струм;

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		43

б) допустимий струм термічної стійкості апарата  $I_T$  за допустимий час термічної стійкості  $t_T$

$$I_T^2 \cdot t_T \geq I_K^2 \cdot t, \quad (1.5.5.4)$$

де  $I_K$  і  $t$  – розрахункові параметри струму КЗ і дійсного часу вимикання КЗ відповідно.

Таким чином, номінальна напруга цих автоматів вибирається як:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.м}. \quad (1.5.5.5)$$

Номінальний струм автоматів і номінальні струми розчеплювачів не повинні бути меншими за струм форсованого режиму:

$$I_{ном.а} \geq I_\phi, \quad (1.5.5.6)$$

$$I_{ном.р} \geq I_\phi. \quad (1.5.5.7)$$

У формулах (1.5.5.6) і (1.5.5.7) беруться найближчі значення номінальних струмів автоматів і розчеплювачів. Автомати звичайно мають кілька номінальних струмів розчеплювача. Найбільше значення номінального струму розчеплювача дорівнює номінальному струму автомата, тому  $I_{ном.а} \geq I_{ном.р}$ .

Струм форсованого режиму визначається за формулою:

$$I_\phi = K_{рез} \cdot I_p, \quad (1.5.5.8)$$

де  $K_{рез}$  – коефіцієнт резервування;

$I_p$  – розрахунковий струм (береться залежно від місця знаходження ЕА в схемі електропостачання).

Уставка струму спрацювання від перевантаження  $I_{с.н}$  (уставка струму теплового розчеплювача  $I_{у.т.р}$ ) вибирається за умови:

$$I_{с.н} = I_{у.т.р} \geq K \cdot I_p, \quad (1.5.5.9)$$

де  $K$  – коефіцієнт, який приймається 1,1.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		44

У лініях з лампами ДРЛ (ДРІ) за умов кратності пускового струму 2,25-3 та його тривалості 60-90 с уставка струму спрацьовування від перевантаження (уставка струму теплового розчеплювача) вибирається так:

$$I_{c.n} = I_{y.m.p} \geq 1,3 \cdot I_{p.o}, \quad (1.5.5.10)$$

де  $I_{p.o}$  – розрахунковий струм лінії освітлення, А.

Для ЛР і ЛЛ низького тиску уставка струму спрацьовування від перевантаження (уставка струму теплового розчеплювача) вибирається як:

Для ЛЛ низького тиску пускові струми не враховуються, бо їх тривалість становить 6-8 с, і за цей час окремі лампи мають різночасне вмикання. ЛР мають пускові струми до 6 номінальних струмів, але їх тривалість всього декілька мілісекунд.

Автомати не повинні вимикати ділянки, які захищають, при короткочасних перевантаженнях (пускові струми, пікові струми та ін.).

Для автомата субспоживача № 7 спрацьовування відсічки розчеплювача миттєвої дії  $I_{c.в}$  визначається за формулою:

$$I_{c.в} \geq (6-10)I_{ном.Т}, \quad (1.5.5.12)$$

де  $I_{ном.Т}$  – номінальний струм трансформатора на стороні НН.

У формулі (1.5.5.12) більші кратності приймаються для трансформаторів з малою номінальною потужністю ( $S_{ном.Т} \leq 400$  кВА), які мають більші опори та відповідно менші струми КЗ.

Умова перевірки від пікових струмів для групи електроприладів і від пускових струмів для одного електроприлада полягає у виборі уставки струму спрацьовування відсічки розчеплювача миттєвої дії  $I_{c.в}$  (уставки струму електромагнітного розчеплювача  $I_{y.e.p}$ ) більше цих струмів відповідно не менш ніж на 25 %, тому що похибка від розкиду характеристик може досягати до 15 %

$$I_{c.в} = I_{y.e.p} \geq 1,25I_{пик}, \quad (1.5.5.13)$$

$$I_{c.в} = I_{y.e.p} \geq 1,25I_{пуск}, \quad (1.5.5.14)$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		45

де  $I_{нік}$  і  $I_{пуск}$  – піковий струм групи електроприймачів і пусковий струм одиночного електродвигуна.

У лініях з ККУ струм спрацьовування відсічки (електромагнітного розчеплювача) вибирається за формулою:

$$I_{с.в} = I_{у.е.р} \geq 1,3I_{ном.ККУ}, \quad (1.5.5.15)$$

де  $I_{ном.ККУ}$  – номінальний струм ККУ.

Як комутаційний апарат автомати перевіряють щодо здатності вимикання за умови:

$$I_{ном.в.а} \geq I_{п.о} = I_{к}^{(3)}, \quad (1.5.5.16)$$

де  $I_{ном.в.а}$  – номінальний струм вимикання автомата при нормованих умовах роботи;

$I_{п.о} = I_{к}^{(3)}$  – початкове діюче значення періодичної складової струму трифазного КЗ, до того ж для автоматів вводу й секційних автоматів цей струм визначають для металевого КЗ без перехідних опорів.

Відповідно до пункту 4 (функціональне призначення) для чутливості захисту (надійного його спрацювання) мінімальний струм КЗ (звичайно це струм однофазного КЗ у найбільш віддаленій точці лінії, яка захищається) має перевищувати уставки розчеплювачів залежно від їх типів у таких співвідношеннях:

для розчеплювача миттєвої дії (електромагнітного або напівпровідникового) з номінальним струмом більше 100 А

$$I_{к}^{(1)} \geq 1,25I_{с.в}, \quad (1.5.5.17)$$

та при струмі до 100 А включно:

$$I_{к}^{(1)} \geq 1,4I_{с.в}. \quad (1.5.5.18)$$

- для розчеплювача уповільненої дії:

$$I_{к}^{(1)} \geq 3I_{с.в}. \quad (1.5.5.19)$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		46

Вибірковість дії послідовно встановлених автоматів забезпечується за умови, що їх захисні характеристики на карті селективності не повинні перетинатися. [11].

Автоматичний вимикач (автомат) – це комутаційний апарат, призначений для автоматичного розмикання електричних ланцюгів при ненормальних режимах (струмах КЗ або перевантаженнях) та нечастих вмиканнях і розмиканнях у нормальних режимах роботи.

Згідно глави 3.1 ПУЕ електрообладнання електричних мереж напругою до 1 кВ має відповідати вимогам Технічного регламенту низьковольтного електричного обладнання. Захист електричної мережі напругою до 1 кВ змінного струму необхідно улаштовувати так, щоб одночасно виконувалися такі вимоги [9]:

- електрична мережа має проводити струм повного розрахункового навантаження протягом необмеженого часу;
- електрична мережа має проводити передбачений струм короткочасного перевантаження (пуск електродвигунів, вмикання трансформаторів і електронагрівальних пристроїв тощо) протягом часу, за який струмовідні частини та ізоляція не нагріваються понад допустимі температури;
- електрична мережа повністю або її частина мають вимикатися за визначений проміжок часу, якщо вона може створювати загрозу для майна або здоров'я людей і свійських тварин.

Під час улаштування електричної мережі напругою до 1 кВ змінного струму потрібно передбачати захисти від надструмів, ураження електричним струмом у разі пошкодження ізоляції струмовідних частин та відхилень напруги. Для захисту електричної мережі від надструмів треба застосовувати: автоматичні вимикачі; запобіжники; комбінації комутаційних апаратів з тепловими реле і запобіжниками; спеціалізовані електронні пристрої.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		47

## 1.5.6 Вибір автоматичних вимикачів у мережі 0,4 кВ

Згідно ПУЕ живильна мережа – це мережа від розподільчого пристрою ПС чи відгалуження від лінії електропередач до ввідного пристрою, ввідно-розподільного пристрою, головного розподільного щитка [9]. Вибираємо автомат для субспоживача № 7:  $S_{ном.Т} = 560$  кВА. Вибираємо автомат вводу ЕІК ВА88-43 струмообмежувальний з тепловим і електромагнітним розчеплювачем.

За формулою (6.5) номінальна напруга автомата вибирається як:

$$380 \geq 380 \text{ В.}$$

За формулою (1.5.1.1) визначимо номінальний вторинний струм трансформатора:

$$I_{ном.Т2} = \frac{560}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 850,8 \text{ А.}$$

Для однострансформаторної ПС за відсутності даних систематичного перевантаження коефіцієнт резервування приймається  $K_{рез} = 1,4$ , тому форсований струм трансформатора за формулою (1.5.5.8) дорівнює:

$$I_{\phi} = 1,4 \cdot 850,8 = 1191 \text{ А.}$$

Тоді за формулою (1.5.5.6) номінальний струм автомата ВА88-43:

$$I_{ном.а} = 1250 > I_{\phi} = 1191 \text{ А.}$$

Для автомату ЕІК ВА88-43 номінальний струм теплового розчеплювача  $I_{ном.т.р}$  такі: 1250 А. Тоді за формулою (6.7) номінальний струм теплового розчеплювача:

$$I_{ном.р} = 1 \cdot I_{ном.а} = 1250 \geq I_{\phi} = 1191 \text{ А.}$$

Для автомату ЕІК ВА8843 кратність струму спрацьовування (уставки) теплового розчеплювача  $I_{у.т.р}$  до номінального струму теплового розчеплювача  $I_{ном.т.р}$  ( $I_{у.т.р} / I_{ном.т.р}$ ) становить 1,25. Таким чином, уставка струму теплового розчеплювача:

$$I_{у.т.р} = 1,25 \cdot I_{ном.р} = 1,25 \cdot 1191 = 1562,5 \text{ А.}$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		48

За формулою (1.5.5.9)

$$I_{c.n} = I_{y.m.p} = 1563 > 1,1 \cdot 1250 = 1310,2 \text{ A.}$$

Для автомату ВА88-43 у разі наявності теплового розчеплювача відношення струму спрацьовування відсічки  $I_{c.в}$  (електромагнітного розчеплювача  $I_{y.e.p}$ ) до номінального струму теплового розчеплювача  $I_{ном.т.р}$  ( $I_{y.m.p} / I_{ном.т.р}$ ) становить 10. Таким чином, струм спрацьовування відсічки (електромагнітного розчеплювача)

$$I_{c.в} = I_{y.e.p} = 10 \cdot I_{ном.т.р} = 10 \cdot 1250 = 12500 \text{ A.}$$

За формулою (1.5.5.12)

$$I_{c.в} = 6300 \text{ A} > 10 \cdot 379,836 = 3798 \text{ A.}$$

Остаточню вибирається автомат ВА88-43 з такими параметрами:

$U_{ном.а} = 380 \text{ В}$ ;  $I_{ном.а} = 1250 \text{ А}$ ;  $I_{ном.т.р} = 1250 \text{ А}$ ;  $I_{y.m.p} = 1562,5 \text{ А}$ ;  $I_{y.e.p} = 12500 \text{ А}$ ; Результати вибору ЕА зручно подати у вигляді таблиці (таблиця 1.5.6.2): у першій колонці записують умови вибору, у другій - каталожні дані ЕА, у третій – розрахункові дані (дивися таблицю 1.5.6.1).

Таблиця 1.5.6.1 – Каталожні та розрахункові дані автомата для субспоживача № 7 типу ВА88-43

Умови вибору	Каталожні дані автомата ВА88-43	Розрахункові дані
За номінальною напругою $U_{ном.а} \geq U_{ном.м}$	$U_{ном.а} = 380 \text{ В}$	$U_{ном.м} = 380 \text{ В}$
За номінальним струмом автомата $I_{ном.а} \geq I_{\phi}$	$I_{ном.а} = 1250 \text{ А}$	$I_{\phi} = K_{рез} \cdot I_{ном.т} = 850,8 \cdot 1,4 = 1191,1 \text{ А}$
За номінальним струмом розчеплювача $I_{ном.р} \geq I_{\phi}$	$I_{ном.р} = 1250 \text{ А}$	$I_{\phi} = K_{рез} \cdot I_{ном.т} = 850,8 \cdot 1,4 = 1191,1 \text{ А}$
За номінальним струмом автомата та його розчеплювачів $I_{ном.а} \geq I_{ном.р}$	$I_{ном.а} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном.р} = 1250 \text{ А}$



Продовження таблиці 1.5.6.1

Умови вибору	Каталожні дані автомата ВА88-43	Розрахункові дані
За номінальним струмом теплового розчеплювача $I_{c.n} = I_{y.m.p} \geq 1,1I_{\phi}$	$I_{y.m.p} = 1,25 \cdot I_{ном.т.р} =$ $= 1,25 \cdot 1250 = 1563 \text{ A}$	$1,1I_{\phi} = 1,1 \cdot 531,77 =$ $= 584,947 \text{ A}$
За умовою відстройки від пікових струмів $I_{c.в} \geq (6 - 10)I_{ном.т}$	$I_{c.в} = I_{y.e.p} = 10I_{ном.т.р} =$ $= 10 \cdot 1250 = 12500 \text{ A}$	$I_{c.в} = 6I_{ном.т} =$ $= 10 \cdot 850,8 = 8508 \text{ A}$

Таблиця 1.5.6.2 – Результати вибору автоматичних вимикачів

Субспоживач	Тип автомата	$U_{ном.а},$ В	$I_{ном.а},$ А	$I_{ном.т.р},$ А	$I_{y.m.p},$ А	$I_{y.e.p},$ А
ПП Ейбоженко	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500
ПП Мартиненко О.М.	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500
ПП Дегтярьов С.М.	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500
ТОВ "Укрвтормет- Союз"	ВА53-39	660	1600	1600	2000	16000
ППКФ "Малая Русь"	ВА53-39	660	1600	1600	2000	16000
ТОВ "Сакура"	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500
ТОВ "Сумський механічний завод"	ВА53-39	660	1600	1600	2000	16000
ПП Кривошта Г.П.	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500
ПП Кульомза Р.М.	ВА53-39	660	1250	1250	1563	12500

З отриманих результатів даної методики бачимо, що обрані номінальні струми автоматичних вимикачів не відповідають діючим насправді. Тому, проводимо вибір АВ за значеннями номінальних (максимальних) розрахункових електричних навантажень  $P_{max}$  розрахуємо розрахункові струми для трьохфазної мережі за формулою, А:

$$I_{p.} = \frac{P_p \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \quad (1.5.6.1)$$

де  $U$  – напруга мережі, значення якої дорівнює 380 В,  $P_p = P_{max}$  – номінальне (максимальне) розрахункове електричне навантаження добового погодинного графіку електричних навантажень, кВт.

Для субспоживачів № 7-15 в мережі 0,4 кВ оберемо ЕА.

Для субспоживача № 15 ПП Кульомза Р.М. визначемо розрахунковий струм для трьохфазної мережі:

$$I_p = \frac{P_p \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{220 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,84} = 398(\text{А}),$$

Оберемо в якості ЕА автоматичний вимикач згідно величини розрахункового струму – номіналом 400 А. Результати занесемо до таблиці 1.2.1.2. Діючі ЕА для порівняння будуть представлені у таблиці 1.2.1.3.

Таблиця 1.2.1.2 – Вибір ЕА для субспоживачів № 7-15 у мережі 0,4 кВ

№з/п	Субспоживач	Розрахунковий струм, А	$I_{ном.а}$ , А	Тип АВ
7)	ПП Ейбоженко	145	160	ЕІК ВА88-33
8)	ПП Мартиненко О.М.	97	100	ЕІК ВА88-32
9)	ПП Дегтярьов С.М.	724	1000	ЕІК ВА88-43
10)	ТОВ "Укрватормет-Союз"	194	250	ЕІК ВА88-35
11)	ППКФ "Малая Русь"	163	250	ЕІК ВА88-35
12)	ТОВ "Сакура"	54	63	ЕІК ВА88-32
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	136	160	ЕІК ВА88-33
14)	ПП Кривошта Г.П.	52	63	ЕІК ВА88-32
15)	ПП Кульомза Р.М.	397	400	ЕІК ВА88-37

Таблиця 1.2.1.3 – Порівняльна таблиця з діючими ЕА у мережі 0,4 кВ

№з/п	Субспоживач	Діюче комутаційне обладнання	Обраний автоматичний вимикач, тип, номінал
7)	ПП Ейбоженко	АВ 160 А	ЕІК ВА88-33, 160 А
8)	ПП Мартиненко О.М.	АВ 125 А	ЕІК ВА88-32, 100 А
9)	ПП Дегтярьов С.М.	АВ 800 А	ЕІК ВА88-43, 1000 А
10)	ТОВ "Укрватормет-Союз"	АВ 250 А	ЕІК ВА88-35, 250 А
11)	ППКФ "Малая Русь"	АВ 100 А	ЕІК ВА88-35, 250 А
12)	ТОВ "Сакура"	АВ 125 А	ЕІК ВА88-32, 63 А
13)	ТОВ "Сумський механічний завод"	АВ 160 А	ЕІК ВА88-33, 160 А
14)	ПП Кривошта Г.П.	ПН 100 А	ЕІК ВА88-32, 63 А
15)	ПП Кульомза Р.М.	АВ 800 А	ЕІК ВА88-37, 400 А

З даного етапу розрахунку робимо висновок про те, що діюче комутаційне обладнання обрано з завищеним або заниженим номіналом, що негативно впливає на облік електричної енергії та СЕП в цілому. З метою унеможливлення недообліку електричної енергії та роботи СЕП обираємо автоматичні вимикачі з номіналом відповідно до величини розрахункового струму типу ЕІК. Автоматичні вимикачі типу ЕІК ВА88 призначені для проведення струму у нормальному режимі та відключення струму при коротких замиканнях, перевантаженні, неприпустимих зниженнях напруги, а також для оперативних включень і відключень ділянок електричних ланцюгів і розраховані для експлуатації в електроустановках з номінальною робочою напругою до 400 В і на номінальні струми від 12,5 до 1600 А.

У відповідності до п. 1.4.2 ПУЕ апарати, які призначені для вимикання струмів КЗ і за умовами своєї роботи можуть вмикати короткозамкнутий ланцюг, повинні мати здатність проводити ці операції при всієї можливих струмах КЗ. Тому перевіряють комутаційну здатність вимикача як при вимиканнях струмів КЗ, так і при вмиканні короткозамкнутого ланцюга [9].

При перевірці здатності вимикання вимикачів ВН враховують зміну періодичної та аперіодичної складових струму КЗ. Розрахунковим часом вимикання вважають власний час вимикання вимикача  $t_{\text{вимик.в}}$  (знаходиться в межах 0,05-0,24 с залежно від його швидкодії).

При вимиканні повинні виконуватись умови

$$I_{\text{ном.вимик}} \geq I_{n(t)}. \quad (1.5.6.2)$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.вимик}} (1 + \beta_{\text{ном}} / 100) \geq \sqrt{2} \cdot I_{n(t)} + i_{\text{в}(t)}. \quad (1.5.6.3)$$

де  $I_{\text{ном.вимик}}$  – номінальний струм вимикання при нормованих умовах роботи,  $I_{n(t)}, i_{\text{в}(t)}$  – відповідно діюче значення періодичної і миттєве значення аперіодичної складових струму КЗ для часу  $t$ ,  $\beta_{\text{ном}}$  – номінальне значення відносного змісту аперіодичної складової в струмі вимикання, %.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		52

Якщо ударний коефіцієнт менше ніж 1,8 то умову 1.5.6.3 можна не перевіряти. При вмиканні повинна виконуватись умова:

$$I_{нб.вмик} \geq I_k \cdot \quad (1.5.6.4)$$

де  $I_{нб.вмик}$  – найбільший гарантований струм вмикання при найбільшій напрузі та нормованих умовах. Для вимикачів з напругою понад 1 кВ:

$$I_{нб.вмик} \geq I_{ном.вимик} \cdot \quad (1.5.6.5)$$

У СЕП ЦРП-6 кВ у якості ЕА монтажним проектом передбачені масляні вимикачі ВМГ-133 (трьохбакові горшкові), що призначені для комутації під навантаженням електричних мереж трьохфазного струму з номінальною напругою 6 кВ та струмом 1000 А.

ВМГ-133 застосовуються для внутрішньої установки у приміщеннях. Приміщення ЗРУ-6 кВ ЦРП-6 кВ, що призначено для установки вимикача, повинно бути сухим та захищеним від безпосереднього проникнення атмосферних опадів. Двері або решітка, що закриває доступ до камери масляного вимикача, повинна постійно знаходитися під замком. Періодичний огляд вимикачів має проводитися не рідше одного разу на шість місяців.



Рисунок 1.5.7 – Вигляд масляного вимикача ВМГ-133 у субспоживача № 6 ФОП Чернишиш Г.П.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		53

## 1.6 Облік електричної енергії субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ

Згідно розділу I п. 1.2.1 ПРРЕЕ на роздрібному ринку електричної енергії споживання та використання електричної енергії для потреб електроустановки споживача здійснюється за умови забезпечення розподілу/передачі та продажу (постачання) електричної енергії на підставі договорів про розподіл/передачу, постачання електричної енергії, надання послуг комерційного обліку, які укладаються відповідно до цих Правил, КСР, ККО [7].

У разі використання оператором системи технологічних електричних мереж власника мереж, який не виконує функцій оператора системи згідно з умовами ліцензії або законодавством, для забезпечення транспортування електричної енергії електричними мережами, що не належать оператору системи відносини між власником цих мереж та оператором системи, у тому числі їх взаємна відповідальність, регулюються договором про спільне використання технологічних електричних мереж, що укладається між ними на основі типового договору. У відповідності до ПРРЕЕ завод ЗБВ виступає власником мереж, який за договором про спільне використання технологічних електричних мереж має 15 субспоживачів [7].

У відповідності до розділу II п. 2.1.2 ККО, метою організації комерційного обліку електричної енергії на ринку електричної енергії є надання учасникам ринку повної та достовірної інформації про обсяги виробленої, відпущеної, переданої, розподіленої, імпортованої та експортованої, а також спожитої електричної енергії у визначений проміжок часу для її подальшого використання та здійснення розрахунків між учасниками ринку [5].

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

Для улаштування комерційного обліку електроенергії у субспоживачів, розташованих у ЦРП-6кВ заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко» передбачається встановлення у ШО, що монтуються на зовнішніх сторонах комірок ЦРП-6кВ лічильників електричної енергії наступних типів (таблиця 1.6):

Таблиця 1.6 – Відомості про засоби комерційного обліку електричної енергії субспоживачів ЦРП-6кВ

№ з/п	Субспоживач	Місце розташування обліку електричної енергії		Тип лічильника електричної енергії
2	ФОП Черниш Г.П.	ЦРП-6кВ, ЗРУ-6 кВ,	ком.5	СТК3-02G2T4Mt
3	ПрАТ "Сумська автобаза №1"		ком.14	ZMG 410CR4.0416.3752
5	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"		ком.2	LZQS-XC
9	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"		ком.15	ZMG 405CR4.041b.37S2
12	ФОП Лічний Я.Ю.		ком.10	ZMG405CR4.041B.37,S2
15	ПВКП «ТЕРРА»		ком.12	СТК3-05Q2T3Mt

Облік електричної енергії має трансформаторний тип включення, тобто лічильники підключені через вимірювальні ТС та ТН, які розташовані в комірках ЦРП-6кВ. Кола обліку виведені на самостійну збірку затискачів (колодки типу НІК-КП25), яка надає можливість закорочування вторинних кіл ТС та відключенням струмових кіл і кіл напруги лічильника, а також підключення зразкового лічильника без від'єднання проводів та кабелів. Конструкція колодки НІК-КП25 забезпечує можливість пломбування для захисту від несанкціонованого втручання в кола обліку.

Для наглядного уявлення зовнішнього вигляду обліку електричної енергії субспоживачів ЦРП-6кВ, приведемо фотофіксацію деяких із них (рисунок 1.6):



Рисунок 1.6 – Облік електричної енергії субспоживачів № 3 та № 5  
ПВКП «ТЕРРА» та ТОВ «ВП «ПОЛІСАН»

На даних фото представлені пломби електропередавальної організації АТ «Сумиобленерго», розташовані на кожучі льчильника, клемній кришці лічильника, на оптичному порті для унеможливлення втручання та запобігання крадіжок електричної енергії. Облік розташований в ШО на зовнішній стороні комірки в приміщенні ЦРП-6кВ.

Окрім лічильників електричної енергії, які представлені на даних фото вузол обліку електричної енергії включає систему АСКОЕ разом з модемом, яка ввімкнена у розетку, ТС та ТН розміщені у комірках, які закриті захисними решітками та опломбовані для закриття доступу до дооблікових силових кіл.

Проміжна колодка типу НІК, яка також опломбована використана для підключення даних лічильників електричної енергії, які мають трансформаторний тип включення, тобто вони підключені через вимірювальні ТС та ТН за типовою схемою. ШО також опломбована (на даному фото вже знята з неї пломба), на ШО є оглядове віконце для зняття показів у ручному режимі, яке вироблене з оргскла.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		56

## 1.7 Розрахунок ТС та ТН субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ

За значеннями номінальних (максимальних) розрахункових електричних навантажень добового погодинного графіка електричних навантажень зимового режимного дня розраховуємо розрахункові струми для трьохфазної мережі за формулою, А:

$$I_{p.} = \frac{P_p \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}. \quad (1.7.1)$$

де  $U$  – напруга мережі, значення якої дорівнює 6000 В,  $P_p$  – номінальне (максимальне) розрахункове електричне навантаження добового погодинного графіку електричних навантажень зимового режимного дня, кВт. Результати розрахунку приведемо у таблиці 1.7.1.

Таблиця 1.7.1 – Величини розрахункових струмів субспоживачів, розташованих у ЦРП-6 кВ

№ з/п	Субспоживач	$\cos \varphi$	Розрахунковий струм, А
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	0,84	8,7
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	0,85	26,2
3)	ППКП "ТЕРРА"	0,83	27,7
4)	ПП Лічний Я.Ю.	0,85	7,2
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	0,84	11,1
6)	ФОП Черниш Г.П.	0,86	65,2

На прикладі для субспоживача №1 ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен" виконуємо розрахунок ТС. Розрахунковий струм згідно таблиці 1.7.1 складає 8,7 А. Обираємо вимірювальний ТС з литою ізоляцією типу ТПЛУ-10 10/5 з урахуванням термічної та електродинамічної стійкості під час роботи в аварійних режимах. Клас точності ТС обираємо 0,5, згідно вимог глави 1.5 п. 1.5 п.п. 1.5.16 ПУЕ [9]:



Класи точності трансформаторів струму і трансформаторів напруги для приєднання розрахункових лічильників електроенергії мають бути не гіршими від наведених у табл. 1.7.2.

Таблиця 1.7.2 – Класи точності ТС і ТН

Напруга, кВ	Приєднана потужність	Клас точності трансформаторів струму
6-35	Від 150 кВт до 1 МВт	0,5

Даний ТС має наступні технічні характеристики:

- номінальна напруга  $U_{ном} = 6$  кВ;
- номінальний первинний струм  $I_{1.ном} = 10$  (А);
- номінальний вторинний струм  $I_{2.ном} = 5$  (А);
- номінальний клас точності – 0,5;

Проведемо перевірку ТС у відповідності до пункту 1.5.17 ПУЕ [9]:

- дозволено застосовувати ТС із завищеним коефіцієнтом трансформації за умов електродинамічної та терміної стійкості або захисту шин, якщо у разі застосування ТС класу точності 0,5 за максимального навантаження в точці обліку струм у вторинній обмотці ТС становитиме не менше ніж 40 % номінального струму лічильника, а за мінімального навантаження – не менше ніж 5 %.

*Робимо перевірку ТС при максимальному навантаженні*

При виборі трансформаторів струму необхідно дотримувати умови:

$$I'_{\max} \geq 0,4 \cdot I_{ном.ліч}, \quad (1.7.2)$$

$$I'_{\max} = I_{\max} / k_m, \quad (1.7.3)$$

$$I_{\max} = I_{розр}, \quad (1.7.4)$$

$$I_{розр} / k_m \geq 0,4 \cdot I_{ном.ліч}, \quad (1.7.5)$$

Тобто згідно ПУЕ, за максимального навантаження в точці обліку  $I'_{\max}$  струм у вторинній обмотці ТС повинен становити не менше  $0,4 \cdot I_{ном.ліч}$ .

Маємо,  $I_{розр} = 67 \text{ А}$ , коефіцієнт трансформації  $k_m = 10/5$ :

$$8,7 \text{ А} / 10 / 5 \geq 0,4 \cdot 5 \text{ А}$$

$$8,7 \text{ А} / 2 \geq 2 \text{ А}$$

$$4,353 \text{ А} \geq 2 \text{ А}$$

Тобто, обраний ТС типу ТПЛУ-10 10/5 (клас точності 0,5) задовольняє даній вимозі й обраний правильно згідно ПУЕ.

За аналогією для інших субспоживачів розрахуємо ТС при максимальному навантаженні згідно вимог ПУЕ, оберемо коефіцієнти трансформації та оберемо тип ТС.

*Робимо перевірку ТС при мінімальному навантаженні*

Мінімальне навантаження для субспоживача №1 складає 5 кВт. Таким чином:

$$I'_{\min} \geq 0,05 \cdot I_{\text{ном.ліч}}, \quad (1.7.6)$$

$$I'_{\min} = I_{\min} / k_m, \quad (1.7.7)$$

$$I_{\min} = \frac{P_{\min}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}, \quad (1.7.8)$$

$$\left( \frac{P_{\min}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} \right) / k_m \geq 0,05 \cdot I_{\text{ном.ліч}}, \quad (1.7.9)$$

Тобто згідно ПУЕ, за мінімального навантаження в точці обліку  $I'_{\min}$  струм у вторинній обмотці ТС повинен становити не менше  $0,05 \cdot I_{\text{ном.ліч}}$ .

$$I'_{\min} = \frac{P_{\min}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi} = \frac{5}{\sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 0,84} = 0,573 \text{ (А)}$$

Маємо,  $I'_{\min} = 0,286 \text{ А}$ , коефіцієнт трансформації  $k_m = 10/5$ :

$$0,286 \text{ А} / \geq 0,25 \text{ А}$$

Тобто, обраний ТС типу ТПЛУ-10 75/5 (клас точності 0,5) задовольняє вимозі ПУЕ, вимогам з метрологічного забезпечення при мінімальному навантаженні й обраний вірно.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		59

Таблиця 1.7.3 – Розрахунок ТС для субспоживачів, розташованих у ЦРП-6кВ

№ з/п	Субспоживач	Вибір за максимальним навантаженням $I'_{\max} \geq 0,4 \cdot I_{\text{ном.ліч}}$	Вибір за максимальним навантаженням $I'_{\min} \geq 0,05 \cdot I_{\text{ном.ліч}}$	Тип ТС, коефіцієнт трансформації, клас точності
2	ФОП Черниш Г.П.	4,35 А $\geq$ 2 А	0,286 А $\geq$ 0,25 А	ТПФМ -10 10/5; 0,5
3	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	4,37 А $\geq$ 2 А	0,267 А $\geq$ 0,25 А	ТПЛУ-10 30/5; 0,5
5	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	4,61 А $\geq$ 2 А	0,305 А $\geq$ 0,25 А	ТПФМ-10 30/5; 0,5
9	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	3,62 А $\geq$ 2 А	0,573 А $\geq$ 0,25 А	ТПЛ-10 УЗ 10/5; 0,5
12	ФОП Лічний Я.Ю.	3,7 А $\geq$ 2 А	0,3 А $\geq$ 0,25 А	ТПФМ - 10 15/5; 0,5
15	ПВКП «ТЕРРА»	4,34 А $\geq$ 2 А	0,27 А $\geq$ 0,25 А	ТПЛ-10 УЗ 75/5; 0,5

Порівняємо отримані номінали ТС таблиці 1.7.3 з діючими ТС субспоживачів таблиці 1.7.4.

Таблиця 1.7.4 – Діючі ТС субспоживачів, розташовані у ЦРП-6кВ

№ з/п	Субспоживач	ТС	Коефіцієнт трансформації; клас точності
2	ФОП Черниш Г.П.	ТПФМ -10	75/5; 0,5
3	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	ТПЛУ-10	100/5; 0,5
5	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	ТПФМ-10	75/5, 0,5
9	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	ТПЛ-10 УЗ	50/5, 0,5
12	ФОП Лічний Я.Ю.	ТПФМ - 10	150/5, 0,5
15	ПВКП «ТЕРРА»	ТПЛ-10 УЗ	150/5, 0,5

З даного етапу розрахунку робимо висновок про те, що діючі ТС обрані з завищеним номіналом, що негативно впливає на облік електричної енергії та СЕП в цілому.

Трансформатори напруги – різновид понижаючого трансформатора, що призначений для безпечного виміру напруги в високовольтних мережах (вище 1000 В), первинна обмотка якого розрахована на номінальну напругу електроустановки, а напруга вторинних обмоток стандартизована, зазвичай 100 В. Він обирається:

- за номінальною напругою первинного кола;
- за класом точності;
- за схемою з'єднання обмоток.

Обираємо ТН типу НТМИ-6 6000/100, що призначений для масштабного перетворення електричної напруги змінного струму з метою подальшої подачі її на прилади виміру, захисту і сигналізації у мережах автоматики трьохфазних мереж з ізольованою нейтраллю. Застосовується для зниження високовольтної напруги 6 кВ до 100 В.

Зовнішній вигляд ТН покажемо на рисунку 1.7:



Рисунок 1.7 – НТМИ 6000/100, розташовані у ЦРП-6 кВ

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		61

## 1.8 Вибір КРП у мережі 6 кВ згідно Методики

Згідно розділу VIII КСР п. 8.5.10 необхідність встановлення компенсуючих пристроїв (далі - КП) та місця їх розміщення ОСР визначає виходячи з необхідності забезпечення потрібної пропускної спроможності мережі в нормальних і післяаварійних режимах за підтримання нормативних рівнів напруги та запасів стійкості [6].

У відповідності до розділу I п. 1.1 ПРРЕЕ, компенсація перетікань реактивної електричної енергії - комплекс технологічних заходів, які виконуються споживачем та спрямовані на забезпечення електромагнітної збалансованості його електроустановок [7];

Пристрої КРП обираються згідно Методики, яка встановлює порядок обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії між енергопостачальником і непобутовими споживачами плати за послуги, які енергопостачальник надає непобутовому споживачу, якщо останній експлуатує електромагнітно незбалансовані електроустановки, та застосовується для адресного економічного стимулювання ініціативи непобутового споживача до компенсації перетікань реактивної електроенергії.

Пояснення до знаходження  $tg\varphi$  (з тригонометрії):

$$tg\varphi = \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1^2 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi}, \quad (1.8.1)$$

Необхідний бажаний коефіцієнт  $\cos\varphi = 0,92$ :

$$k = tg\varphi_{дійсн.} - tg\varphi_{баж.}, \quad (1.8.2)$$

де  $tg\varphi_{баж.}$  - значення, пораховане для бажаного значення  $\cos\varphi = 0,92$ ;

$tg\varphi_{дійсн.}$  - значення, відоме із таблиці 1.1.2;  $k$  - коефіцієнт для розрахунку потужності конденсаторної установки (КУ).

Потужність КУ визначається за формулою:

$$Q_c = P \cdot k, \quad (1.8.3)$$

де  $P$  - електричне навантаження, кВт (із таблиці 1.2.2.1).

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		62

Результати знаходження дійсних значень  $tg\varphi$  покажемо у таблиці 1.8.1.

Таблиця 1.8.1 – Дійсні значення  $tg\varphi$  субспоживачів, розташованих у ЦРП-6кВ

№ з/п	Субспоживач	$P_{max}$ , кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	81	0,84	0,646
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	53	0,85	0,62
3)	ППКП "ТЕРРА"	405	0,83	0,672
4)	ПП Лічний Я.Ю.	110	0,85	0,62
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	90	0,84	0,646
6)	ФОП Черниш Г.П.	30	0,86	0,593

На прикладі субспоживача № 2 ФОП Черниш Г.П. розрахуємо КУ:

$$tg\varphi_{дійсн.} = \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1^2 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1^2 - 0,86^2}}{0,84} = 0,646$$

$$tg\varphi_{баж.} = \frac{\sin\varphi}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1^2 - \cos^2\varphi}}{\cos\varphi} = \frac{\sqrt{1^2 - 0,92^2}}{0,92} = 0,426$$

$$k = tg\varphi_{дійсн.} - tg\varphi_{баж.} = 0,646 - 0,426 = 0,22$$

$$Q_c = P \cdot k = 600 \cdot 0,22 = 17 \text{ (кВАр)}$$

Тобто передбачається установка КУ 17 кВАр.

Таблиця 1.8.1 – Бажані значення  $tg\varphi$  та обрані КУ субспоживачів, розташованих у ЦРП-6кВ

№ з/п	Субспоживач	$P_{max}$ , кВт	$k$	$P$ , кВАр
1)	ДП "ПМК-45" ТОВ "Десен"	81	0,22	17
2)	ПрАТ "Сумська автобаза №1"	53	0,194	45
3)	ППКП "ТЕРРА"	405	0,246	59
4)	ПП Лічний Я.Ю.	110	0,194	12
5)	ТОВ "ВП "ПОЛІСАН"	90	0,22	21
6)	ФОП Черниш Г.П.	30	0,167	98

## 2. НАУКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКА ЧАСТИНА

### 2.1 Закон про ринок електричної енергії 2019 та перехід на Європейську модель ринку.

З 1996 року по 2019 рік в Україні діяв єдиний оптовий ринок електричної енергії (далі – ОРЕ). Суб'єктами цього ринку були:

- Генеруючі компанії (ТЕС, ТЕЦ з сумарною потужністю 27225 МВт (47,3%), АЕС з сумарною потужністю 13835 МВт (46,9%), ГЕС – 4552 МВт, ГАЕС – 537,5 МВт (5,9%), ВЕС – 83,95 МВт (0,1%));
- збутові компанії (27 обленерго у кожній області, АРК, Києві та Севастополі, приватні енергозбутові компанії (нерегульований тариф);
- Єдиний покупець (функції єдиного покупця і оптового продавця електричної енергії монополюсно належав ДП "Енергоринок");
- Системний оператор (підприємство, що відповідає за цілісність ОЕС, передачу електричної енергії, в тому числі магістральними та міждержавними мережами)

З моменту створення ОРЕ функціонував за моделлю Пула в Великобританії: генеруючі компанії поставляють електроенергію ДП "Енергоринок", використовуючи мережі НЕК "Укренерго" (оператор системи). ДП "Енергоринок" у свою чергу продає електроенергію енергозбутовим компаніями. ДП "Енергоринок" продає її споживачам. Покажемо на рисунку 2.1.1 функціонування ОРЕ до 2019 року.

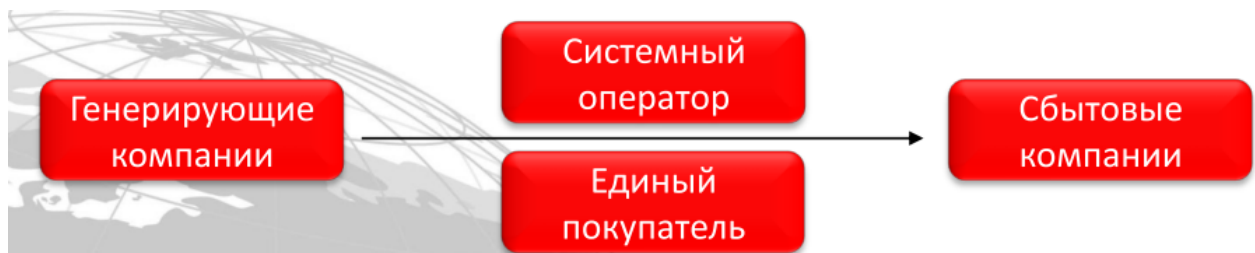


Рисунок 2.1.1 – функціонування ОРЕ

					МР 3.8.141.178 ПЗ			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.		Лазневой А. С.			Проектирование системы электропитания та АСКОВЕ заводу заводу залізобетонних виробів ТОВ «БВКК «Федорченко»	Літ.	Арк.	Акрушів
Керівник		Петровський М. В.					64	116
Консульт.						СумДУ, ЕТ.м-91		
Н. контр.		Никифоров М. А.						
Затверд.		Лебединський І. Л.						

Після реформи ринку електричної енергії 2019 та переходу до Європейської моделі двосторонніх договорів і балансуючого ринку, ринок "єдиного покупця-продавця" заміщений повноцінним ринком, на якому конкурують виробники, постачальники та крупні споживачі електроенергії.

В Україні з 01.07.2019 відповідно до вимог п. 2 Розділу XVII «Прикінцеві та перехідні положення» Закону України «Про ринок електричної енергії» запроваджено новий ринок електричної енергії.

Після того, як закон набрав чинності 1 січня 2019, на ринку електроенергії відбулись суттєві зміни. Зокрема, з'явилися нові учасники ринку – оператор системи розподілу та постачальник електроенергії. ОСР – це власники розподільчих мереж або ж звичні для всіх обленерго. Електропостачальники – це суб'єкти господарювання, які здійснюють продаж електроенергії за договором постачання електричної енергії споживачу. Приведемо діючу модель на рисунку 2.1.2:



Рисунок 2.1.2 – діюча модель ринку електричної енергії

- Генеруючі компанії займаються виробництвом електричної енергії.
- «ДП Енергоринок» – є оптовим покупцем виробленої в Україні електроенергії та її продавцем. Він купує вироблену об'єктами генерації електричну енергію та продає її електропостачальникам, ОСП, ОСР та юридичним споживачам які мають ліцензію на постачання електричної енергії та є членами ОРЕ.



- Електропостачальники здійснюють постачання електричної енергії для фізичних та юридичних споживачів.
- Кожен юридичний споживач має право на вільний вибір свого постачальника.
- ОСР, ОСП беруть на себе функцію з розподілу та передачі електричної енергії відповідно. ОСР розподіляє електричну енергію всім споживачам, електроустановки яких знаходяться в межах території його діяльності.
- Ціни на постачання електричної енергії населенню та малим побутовим споживачам встановлюються державним Регулятором – Національною комісією, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг України (НКРЕКП) згідно затвердженою нею методикою.
- Після запровадження нового ринку змінилася і модель ринку, і ціноутворення відповідно. Нова модель ринку виглядає так (рисунок 2.1.3):

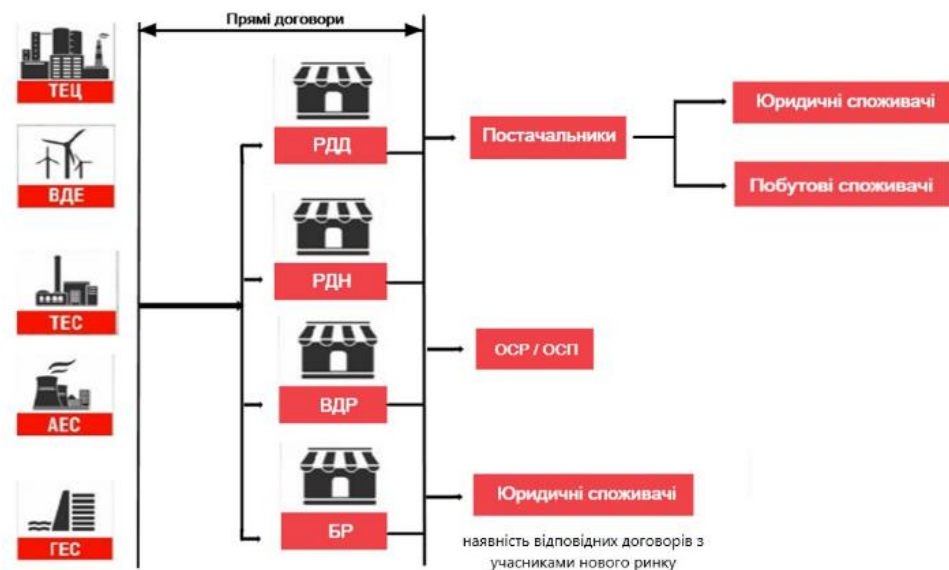


Рисунок 2.1.3 – нова модель ринку електричної енергії

- В умовах Нового ринку купівля-продаж електроенергії буде здійснюватися на декількох платформах.

- РДД – ринок двосторонніх договорів. Частину виробленої електричної енергії ДП «НАЕК «Енергоатом» та ПрАТ «Укргідроенерго» будуть реалізовувати на аукціонах з продажу електроенергії за допомогою платформи «Українська енергетична біржа». Обсяги, які купуються на РДД будуть реалізовуватись населенню за цінами встановленими НКРЕКП.

- Крім того, взаємовідносини між виробниками та споживачами або енергопостачальниками будуть здійснюватися за допомогою прямих договорів. Дані щодо об'ємів, що купуються/продаються за прямими договорами, будуть завантажуватися на платформу MMS (MARKET MANAGEMENT SYSTEM) для обліку виробленої/спожитої електричної енергії.

- РДН – ринок на добу наперед. Купівля-продаж електричної енергії для юридичних споживачів на наступну добу за вільними цінами.

- ВДР – внутрішньодобовий ринок. Здійснення купівлі-продажу електричної енергії за декілька годин до її споживання.

- Робота з РДН та ВДР буде здійснюватися за допомогою платформи ХМ/TRADE, на якій учасники ринку зможуть виконувати відповідні операції.

- Останнім сегментом ринку буде балансуєчий ринок. На балансуєчому ринку буде відбуватись купівля-продаж електричної енергії, виробництво або споживання якої не було заплановано.

- «ДП Енергорінок» буде виконувати функцію оператора ринку та не матиме змоги продавати або купувати електроенергію.

Для наглядного розуміння що змінилося після реформи ринку електричної енергії 2019 та переходу на Європейську модель ринку покажемо на рисунках 2.1.4-2.1.6 модель роздрібного ринку електричної енергії до реформи та після, алгоритм дій при укладенні договору непобутового споживача про надання послуг з розподілу електричної енергії. На рисунку 2.1.3 представлені зміни на ринку електричної енергії.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

До реформи

Після реформи

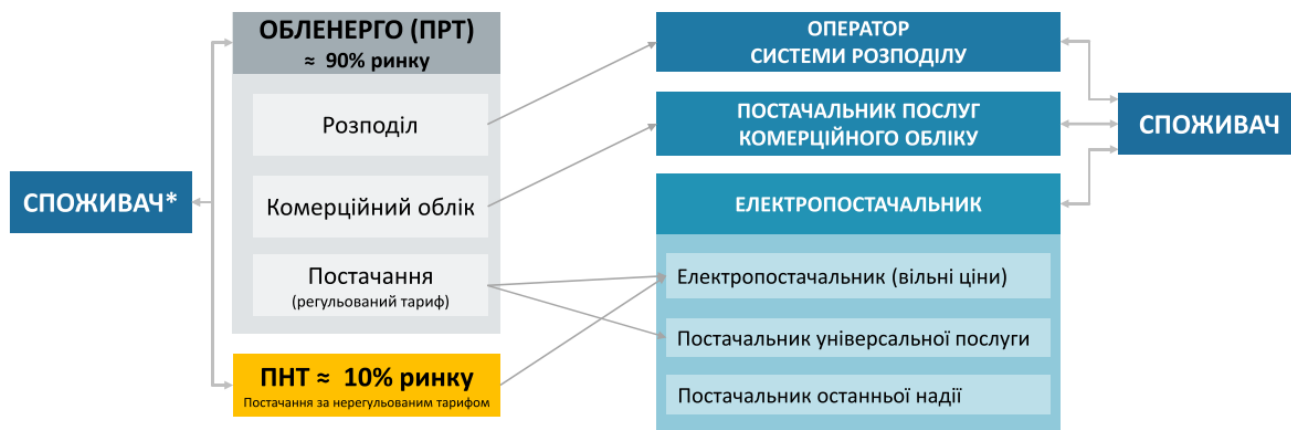


Рисунок 2.1.3 – модель ринку до реформи та після

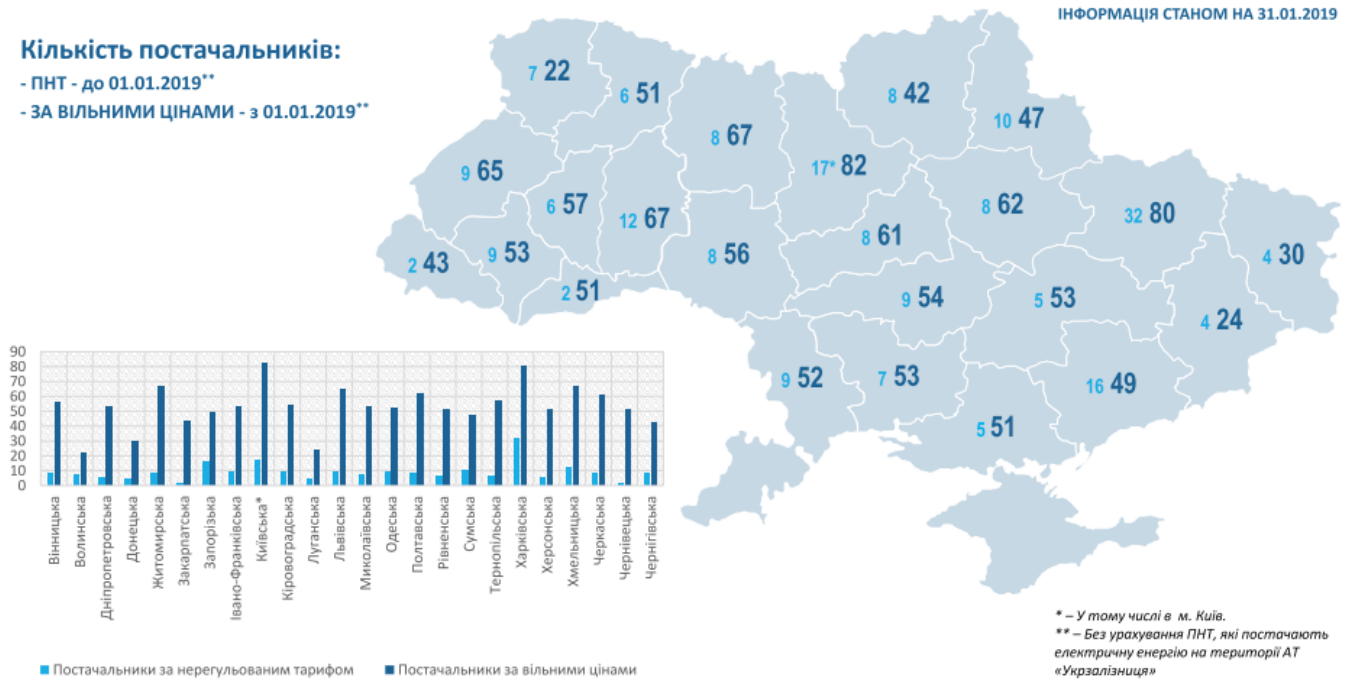
Насьогодні затверджено 25 постачальників універсальної послуги, 33 оператора системи, 1 постачальник "останньої надії" (далі – ПОН). Відомості щодо електропостачальників (кому відбувається постачання) представлено на рис. 2.1.5:



Рисунок 2.1.5 – Різновиди електропостачальників після реформи

На рисунках 2.1.5-2.1.6 на карті України зазначена кількість електропостачальників згідно нової моделі та кількість побутових споживачів, які знаходяться на ПОН (рисунок 2.1.7).

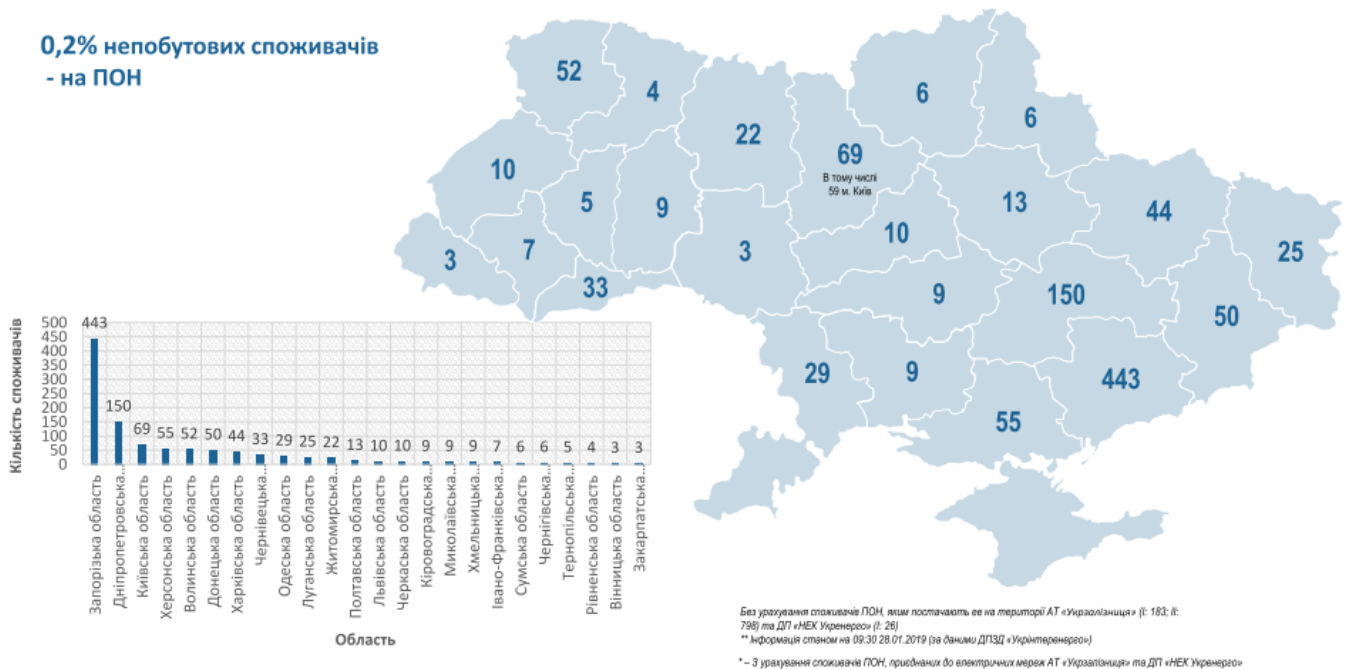
**Кількість постачальників:**  
 - ПНТ - до 01.01.2019\*\*  
 - ЗА ВІЛЬНИМИ ЦІНАМИ - з 01.01.2019\*\*



\* – У тому числі в м. Київ.  
 \*\* – Без урахування ПНТ, які постачають електричну енергію на території АТ «Укрзалізниця»

Рисунок 2.1.6 – Кількість постачальників за нерегульованим тарифом та за вільними цінами

**0,2% побутових споживачів - на ПОН**



Без урахування споживачів ПОН, яким постачають еє на території АТ «Укрзалізниця» (і: 183; іі: 798) та ДП «НЕК Укренерго» (і: 26)  
 \*\* Інформація станом на 09:30 28.01.2019 (за даними ДПЗД «Укрінтеренерго»)  
 \* – з урахування споживачів ПОН, приєднаних до електричних мереж АТ «Укрзалізниця» та ДП «НЕК Укренерго»

Рисунок 2.1.7 – Кількість побутових споживачів на ПОН

## 2.2 Поняття ЛУЗОД (АСКОЕ) та актуальність запровадження на сьогодні

Згідно розділу I п. 1.2 ККО АСКОЕ - різновид автоматизованої системи, що складається із засобів вимірювальної техніки, а також з устаткування, що забезпечує збір, обробку, збереження та відображення інформації, засобів зв'язку та синхронізації часу, функціонально об'єднаних для забезпечення комерційного обліку електричної енергії [5].

У відповідності до розділу XI п. 12.3.1 ККО, основною метою встановлення АСКОЕ є сприяння активній участі споживачів у регулюванні свого споживання (управління попитом), забезпечення інформаційної підтримки заходів зі зниження витрат електричної енергії в електричних мережах, скорочення часу збору та обробки результатів вимірювання, отримання точної інформації для формування рахунків на основі фактичного енергоспоживання та фактичного часу споживання [5].

Запровадження диференційованих за періодами часу тарифів на електроенергію надало новий поштовх у розвитку АСКОЕ, які забезпечували облік електроенергії за тарифними зонами на базі однозонних лічильників електроенергії. Це спонувало споживачів на зменшення "пікового" навантаження і використання електричної потужності в "позапикові" години доби на економічних засадах. Новий рівень використання АСКОЕ для формування інформаційного забезпечення розрахунків за електроенергію за тарифами, диференційованими в часі, пов'язаний із початком застосування в

Зі створенням нової моделі функціонування ринку електричної енергії України, де диференціація обліку електроенергії здійснюється погодинно, а розрахунки за неї проводяться щоденно, АСКОЕ стали базовим інструментом визначення обсягів купівлі-продажу електроенергії [8].

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		70

## 2.2.1 Проект введення ЛУЗОД (АСКОЕ) у промислову експлуатацію на прикладі субспоживача ДП «ПМК №45» ТОВ «Десен» заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»

Актуальним питанням насьогодні є впровадження ЛУЗОД (АСКОЕ) у промислову експлуатацію для спрощення контролю за споживанням, забезпечення щоденного контролю за роботою засобів обліку

*Метою створення ЛУЗОД (АСКОЕ) є:*

- організація обліку електроенергії ДП "ПМК № 45" ТОВ "Десен" на основі ЛУЗОД з підключенням в нову систему розрахункової точки обліку;
- забезпечення комерційного обліку електроенергії відповідно до вимог чинних нормативних актів;
- забезпечення повноти, достовірності, точності та оперативності інформації про кількість електроенергії, що надходить в ДП "ПМК № 45" ТОВ "Десен";
- забезпечення передачі інформації про споживання електроенергії в систему АСКОВ АТ "Сумиобленерго".

*Призначення системи:*

- ЛУЗОД повинна забезпечувати збирання та первинну обробку інформації про комерційний облік надходження і відпуску електроенергії по всіх точках, обліку на межі розподілу мереж енергопостачальної компанії.
- ЛУЗОД повинна встановлюватись у відповідності з концепцією побудови автоматизованих систем обліку електроенергії, схваленою Державною міжвідомчою комісією з виробництва і впровадження приладів обліку споживання паливно-енергетичних ресурсів 11.04.2000 р

*Метою створення й впровадження підсистеми ЛУЗОД є:*

- отримання достовірної, відповідно вимогам діючих нормативних документів, інформації про споживання електроенергії для проведення фінансових розрахунків між АТ "Сумиобленерго" і ДП "ПМК № 45" ТОВ "Десен".

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		71

- автоматизація комерційного обліку обсягів споживання електроенергії й потужності на межах балансової приналежності між Замовником та оператором системи розподілу;
- контроль надходження, розподілу (при наявності додаткових обліків) й споживання електроенергії по підприємству;
- організація контролю за дотриманням лімітів споживаної півгодинної потужності в години дії добових максимумів по точкам обліку, які включені до системи;
- організація контролю за режимом споживання півгодинної потужності по точкам обліку, які включені до системи.

Об'єкт автоматизації являє собою ШО, яка знаходиться в ЦРП-6 кВ, ком. 15.

Для організації комерційного обліку, прийому, передачі і розподілу електричної енергії в ШО встановлюється лічильник електроенергії ZMG405, який внесений в перелік рекомендованих до використання в АТ "Сумиобленерго" та в реєстр ЗВТ України.

В комплекс завдань, для автоматизованої реалізації яких створюється ЛУЗОД ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН", входять:

*Комплекс завдань (функцій) ЛУЗОД.*

Вимір, обчислення, формування, архівування, перегляд і друк в графічному й табличному виді:

- добових графіків 30-ти хвилинних значень електроенергії (активна споживання, генерація; реактивна - споживання, генерація) з лічильника або групи лічильників;
- максимумів фіксованої 30-ти хвилинної потужності в години дії лімітів споживання електроенергії (активна - споживання, реактивна - споживання, генерація) з міткою часу.- Обчислення й формування відомості значень електроспоживання за обраний проміжок часу з лічильника або групи лічильників за обраним законом групування.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		72

- Автоматичне визначення обсягів сальдо-перетікань (споживання) електроенергії й потужності (прийом, віддача), за кожен годину (півгодини) доби, за добу, за розрахунковий період (з урахуванням класу напруги).
- Облік обсягів надходження, відпустки, транзиту й споживання електроенергії по кожній контрольованій точці (групі) обліку із заданим періодом контролю.
- Зберігання даних обліку в базі даних, архівування інформації на зовнішньому носії.
- Забезпечення оперативного автоматизованого дистанційного виміру величини електроенергії й потужності в точках надходження електроенергії відповідно до чинних вимог.
- Передача даних із приладів комерційного обліку електроенергії на верхній рівень, їх обробка й зберігання.
- Захист інформації від несанкціонованого доступу, обмеження доступу до системи на основі паролів.
- Забезпечення ручного введення даних (у звітних формах).
- Ведення єдиного системного часу з можливістю його корегування.
- ЛУЗОД повинна забезпечувати можливість передачі інформації в АТ "Сумиобленерго".
- Обсяг, зміст, формат, перелік макетів, способи й процедури обміну. режими й канали обміну зі споживачами визначаються при виконанні проекту після додаткового узгодження.
- Забезпечення виконання комплексу завдань (функцій).
- Забезпечення виконання комплексу завдань (функцій) ЛУЗОД забезпечується наявністю і складом інформації, що надходить в систему і системою, що репродукується.



## 2.2.2 Структура ЛУЗОД

ЛУЗОД ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" є дворівневою, будується по ієрархічному принципу й містить у своєму складі:

- Обчислювальну й комунікаційну підсистему верхнього рівня ЛУЗОД, що складається із пристроїв передачі даних (комунікаційного устаткування системи передачі даних), які забезпечують автоматизований збір, передачу, обробку й накопичування даних про параметри потоків електроенергії й потужності.

- Вимірювальну підсистему нижнього рівня ЛУЗОД, що складається з вимірювального комплексу на основі використання мікропроцесорних вимірювальних приладів (лічильника), вимірювальних трансформаторів струму, що забезпечує вимір і облік електроенергії в точці обліку, вимір параметрів електроспоживання, первинну обробку, архівування, збереження й передачу інформації на верхній рівень підсистеми ЛУЗОД.

Структурна схема ЛУЗОД ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" наведена на рисунку 2.2.2.1.

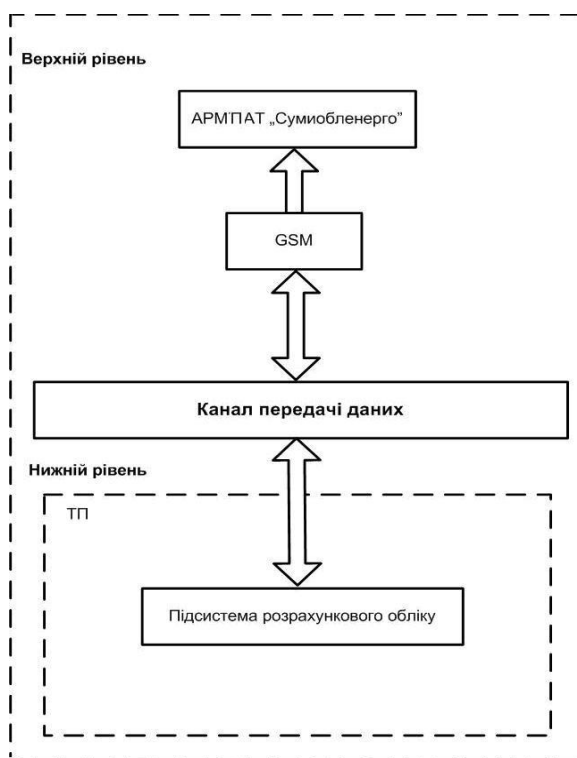


Рисунок 2.2.2.1 – Структурна схема ЛУЗОД (АСКОЕ)

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		74

Для зв'язку сервера ЛУЗОД з нижнім рівнем використовується GSM канали передачі даних.

На нижньому рівні, рівні об'єкта контролю, встановлюється устаткування, обране для рішення завдань комерційного обліку електроенергії.

Для розрахункового обліку електроенергії встановлюються електронний багатофункціональний лічильник електроенергії ZMG405, який має стійкі метрологічні характеристики.

У зв'язку з тим, що даний тип приладів має інтерфейс типу RS-485, вони поєднуються послідовно з підключенням до GSM (GPRS)- модему з інтерфейсом RS-485.

Функціональна схема ЛУЗОД ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" наведена на рисунку 2.2.2.2. Однолінійна схема живлячої мережі наведена на рисунку 2.2.2.3. Схема компоновки ШО наведена на рисунку. 2.2.2.4.

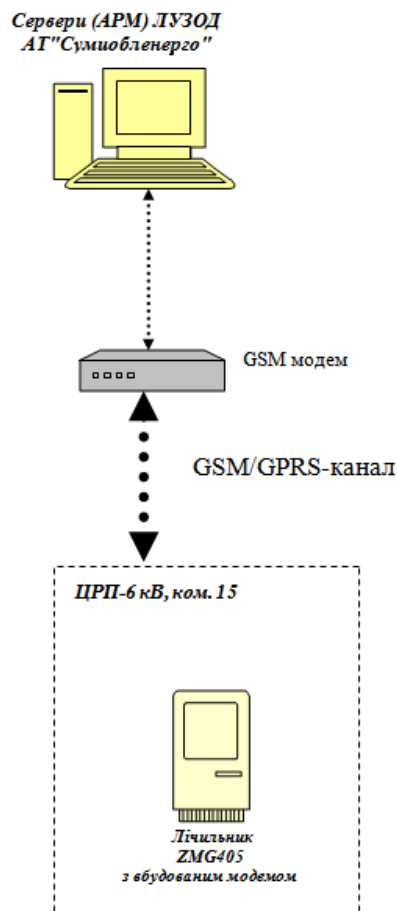


Рисунок 2.2.2.2 - Функціональна схема ЛУЗОД

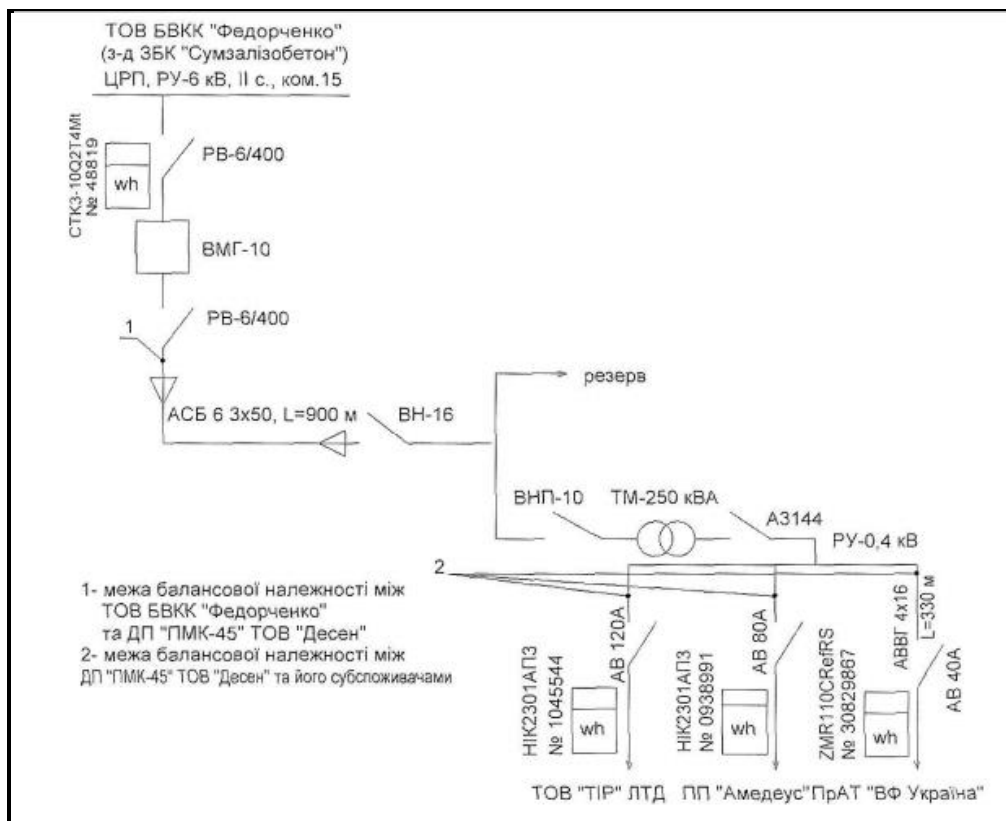


Рисунок 2.2.2.3 – Схема живлення субспоживача



Рисунок 2.2.2.4 – Схема компоновки ШО

Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МР 3.8.141.185 ПЗ

Арк.

76

*Технічні характеристики лічильника ZMG405:*

Технічні особливості (в залежності від виконання) електролічильника ZMG:

- Робочий діапазон напруг: 3x57.7/100...240/415 В
  - Робочий діапазон струмів: 5 А ... 120А
  - Тип підключення: 3-х або 4-х провідне включення
  - Клас точності 0,5S/1,0
  - Частота: 50 Гц
  - Власне споживання в струмових ланцюгах: менше 0,03 VA
  - Власне споживання в ланцюгах напруги: менш 1,1-2,5 VA (в залежності від рівня напруги)
  - Діапазон робочих температур: від -40 ° С до +70 ° С
  - Вимірювані параметри:
    - Активна, реактивна, повна енергія і потужність в двох напрямках (А +, А-, R +, R-)
    - Миттєві пофазні значення струмів, напруги, потужність, фазних кутів, частота, коефіцієнта потужності
    - 48 тарифних реєстрів енергії
    - 24 тарифних реєстра потужності
    - Моніторинг параметрів мережі
    - Період інтеграції потужності / енергії: програмований
    - Графіки навантаження: два незалежних графіка навантаження, період інтеграції програмується для кожного графіка навантаження індивідуально
- Комунікаційні інтерфейси:
- Два незалежних інтерфейсу: RS232 і RS485 (протоколи MEK 62056-21 і DLMS)
  - Оптичний інтерфейс

					MP 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		77

### 2.2.3 Вибір та опис процесу комплексу технічного засобу ЛУЗОД

Для обліку електроенергії використовується електронний лічильник електроенергії, ZMG405 який перебуває у реєстрі ЗВТ України.

Ланцюги обліку електронного лічильника електроенергії виводяться на самостійні клеми вимірювальних колодок. Вимірювальні колодки забезпечують закорочення вторинних ланцюгів трансформаторів струму, відключення ланцюгів напруги в кожній фазі лічильника при їхній заміні або перевірці, а також включення еталонного лічильника без від'єднання проводів і кабелів. Вимірювальні колодки забезпечують пломбування доступу до вказаних ланцюгів обліку.

Для передачі даних від лічильника до серверів АСКОЕП АТ "Сумиобленерго" реалізується GSM канал передачі даних з використанням GSM (GPRS) модемів, що мають можливість реалізовувати технологію передачі даних GPRS та (або) CSD, при необхідності.

На нижньому рівні, рівні об'єкта контролю, встановлюється устаткування, обране для рішення завдань комерційного обліку електроенергії.

У зв'язку з тим, що даний тип лічильників має інтерфейс типу RS-485, вони поєднуються послідовно з підключенням до GSM модемів, з використанням кабелів типу FTP.

Для забезпечення безперебійної роботи обладнання ЛУЗОД, його змонтовано в шафі БМ-40 з оглядовим віконцем.

Лічильник електроенергії підключається через трансформатори струму класу точності не нижче ніж 0,5s.

Комплекс технічного засобу ЛУЗОД ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" виконує наступні функції:

- вимір параметрів;
- обчислення даних;

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		78

- зберігання інформації;
- архівування інформації;
- відображення параметрів і даних;
- передачу інформації.

#### *Вимір параметрів*

Вимір аналогових величин, що ставляться до розрахункового обліку електроенергії, відбувається за допомогою електронного лічильника електроенергії, за рахунок використання програмно-апаратних елементів. При вимірі три інтегрованих вторинних сигнали від вимірювальних ТС лічильника й три сигнали напруги надходять в аналогово-цифровий перетворювач (АЦП), що забезпечує видачу цифрових сигналів струму й напруги. Вимірюються діючі значення напруг, при цьому фіксуються зниження, підвищення й зникнення напруги.

#### *Обчислення даних*

Процедура обчислення відбувається на двох рівнях – у вимірювальних приладах і персональному комп'ютері, на якому встановлене відповідне програмне забезпечення (ПЗ). У вимірювальних приладах (електронний лічильник,) вхідними сигналами є струм і напруга. Інші параметри (потужність, енергія й т.д.) є обчисленими. При обчисленні розрахункових пофазних значень енергії використовується векторний метод. Обчислені шляхом перемноження цифрові значення сигналів струму й напруги, значення активної й реактивної потужності й енергії інтегруються.

Інформація в персональний комп'ютер передається у вигляді вторинних вимірюваних величин (показники, струм, напруга, потужність і т.д.). Вся інформація в лічильнику електроенергії обчислюється без урахування коефіцієнтів вимірювальних трансформаторів і приводиться до первинних значень в сервері ЛУЗОД (програмне забезпечення ЛУЗОД виконує додаткові математичні операції).

					<b>MP 3.8.141.185 ПЗ</b>	Арк. 79
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

### *Зберігання інформації*

Зберігання інформації також відбувається на двох рівнях - у вимірювальних приладах (лічильниках) і в сервері АСКОЕ (персональному комп'ютері). При цьому в електронних приладах зберігаються розрахункові величини електричної енергії (потужності) відповідно до запрограмованого періоду інтеграції.

Глибина зберігання інформації визначається ємністю пам'яті даних, набором параметрів, які фіксуються, і періодом інтеграції.

Лічильник типу ZMG405 забезпечує одночасний запис графіків навантаження для енергії з однаковим періодом інтеграції від 1 до 60 хвилин (1,3,5,10,15,30,60).

У персональному комп'ютері зберігаються тільки ті дані, які обрані для зберігання (як поточні величини, так і інтегральні). Зберігання відбувається в спеціальному архіві інтегрованої оболонки ПЗ. Глибина зберігання кожної величини визначається можливостями бази даних і ємністю накопичувача.

### *Архівування інформації*

Архівування інформації виробляється для захисту даних від ушкодження й економії ємності накопичувача інформації в персональному комп'ютері. При цьому можливо копіювання інформації на зовнішній носій (CD/DVD-R) або в окремий файл даних з його подальшим стиском.

### *Відображення параметрів і даних*

Відображення інформації відбувається на дисплеї мікропроцесорного вимірювального приладу й моніторі персонального комп'ютера у формі, зручної для подання - цифрові й символні значення, мнемосхеми, графіки.

Лічильник ZMG405 має багатосегментний рідиннокристалічний дисплей, що забезпечує безпосереднє зчитування вимірюваних лічильником параметрів:

- поточні дані реєстрів енергії й потужності;
- дані тарифних реєстрів;

					MP 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		80

- набори архівних даних;
- значення струмів, напруги, кутів зрушення фаз, частоти й т.д.;
- різні піктограми, повідомлення, аварійні сигнали й т.д.

Список параметрів, які виводяться на дисплей, і режим його роботи програмується.

#### *Передача інформації*

Передача інформації здійснюється на кожному рівні ЛУЗОД. Лічильник здійснює передачу вимірних і обчислених значень електроспоживання в GSM мережу передачі даних. Далі інформація передається на верхній рівень, у сервер АСКОЕ АТ "Сумиобленерго". По запиту інформація надходить рівень в АРМ АСКОЕ через локальну обчислювальну мережу.

#### **2.2.4 Опис комплексу технічних засобів ЛУЗОД**

Тому що на підстанції контролюється тільки одне або кілька приєднань, найбільш раціональне застосувати на об'єкті контролю децентралізовану структуру побудови ЛУЗОД, що дозволить значно знизити загальні витрати на апаратуру, відмовитися від створення спеціалізованого ПЗ для контролерів і їхньої метрологічної атестації.

Для забезпечення розрахункового обліку передбачається застосувати електронний лічильник ZMG405. Лічильник має кілька комунікаційних інтерфейсів і має розширені функціональні можливості, що дозволяють організувати багатотарифний облік споживання електроенергії, автоматичне зчитування й архівацію даних вимірів, у т.ч. у складі автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії.

Даний тип лічильників має стійкі метрологічні характеристики, і два комунікаційних інтерфейси - "оптопорт" і RS-485. Трифазний модуль живлення забезпечує автоматичне налаштування на необхідну робочу напругу для лічильника електроенергії ZMG405.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		81



## 2.2.5 Опис інформаційного забезпечення ЛУЗОД

Інформаційне забезпечення АСКОЕ (ЛУЗОД) являє собою сукупність масивів інформації, правил класифікації й кодування інформації, уніфікованої системи документації, включаючи вхідні й вихідні форми, і реалізованих рішень по обсягах, розміщенню й формам існування інформації, застосовуваної в АСКОЕ (ЛУЗОД) при її функціонуванні.

*Інформаційне забезпечення АСКОЕ (ЛУЗОД) забезпечує:*

- ведення, обробку, нагромадження й зберігання інформації, необхідної для реалізації функцій системи;
- подання інформації у формі, зручної для роботи користувача, відповідно до його функціональних обов'язків і встановленого розмежування доступу;
- актуальність і вірогідність інформації в базах даних, її зберігання з мінімальною необхідною надмірністю, а також контроль повноти й несуперечності інформації;
- відсутність втрати точності технічної інформації при зборі, зберіганні, обробці й наданні інформації в зовнішні інформаційні системи;
- адаптованість до можливих змін інформаційних потреб користувачів;
- незалежність від використовуваних програмних і технічних засобів.

Масиви інформації АСКОЕ (ЛУЗОД) ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" включають технічну, технологічну, службову інформацію й нормативно-довідкову інформацію.

Найменування масивів інформації:

*На нижньому рівні:*

- Первинна база даних (ПБД) багатофункціональних лічильників;
- масиви конфігурацій багатофункціональних лічильників.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		82

*На верхньому рівні:*

- ПБД багатофункціональних лічильників, передана по каналах зв'язку й утримуючу миттєву інформацію, комерційні (архівні) дані, графіки (профіль) навантажень, і масив подій. До складу інформації, що зберігається в ПБД середнього й верхнього рівнів, входять значення: активної й реактивної енергії (прийом, віддача, по 4-х квадрантах, окремо по фазах): повної потужності (прийом, віддача); струму; напруги; коефіцієнта потужності; частоти; вищевказаних параметрів окремо по фазах.
- ПБД пристроїв обліку (при їхній наявності) включає: значення параметрів активної й реактивної енергії за проміжки часу, які визначаються нормативною документацією.

*Нормативно-довідкова інформація*

Нормативна документація (НДІ) включає дані, необхідні для функціонування ЛУЗОД. Це інформація про конфігурацію ЛУЗОД. У тому числі й таблиця відповідності логічних каналів лічильників до точок обліку, режими роботи окремих програм, наприклад, графік зчитування даних із ПБД лічильників; коефіцієнти, константи, правила (формули) формування віртуальних каналів, електронні адреси, номери телефонів, шаблони вихідних форм і звітів, довідники об'єктів, точок обліку, лічильників тощо.

НДІ ведеться адміністратором ЛУЗОД за допомогою спеціальних сервісних програм, забезпечених паролем доступом, і зберігається в базі даних ЛУЗОД під керуванням засобу керування базою даних (ЗКБД) або файлової системи окремо від облікових даних.

Масив даних ручного уведення. До інформації ручного уведення належить оперативна облікова інформація (показання лічильників, обсяги електроенергії за різні інтервали часу та інше).

Масив даних обробленої інформації з елементарних і групових точок обліку.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		83

Масив обробленої інформації повинен включати певну нормативну документацію (НД) на створення ЛУЗОД, номенклатуру облікових даних (як за складом, так і за тимчасовим фактором) по елементарним або/і групових точках обліку.

При цьому враховується той факт, що оброблені дані за певний інтервал часу можуть складатися з інформації, отриманої із ПБД декількох лічильників, тому що ПБД завжди відповідає конкретному приладу обліку, а самі прилади обліку можуть переміщатися з однієї точки обліку до іншої (перемикання приєднання на обхідний вимикач. заміна лічильників).

Уніфікований масив подій. В уніфікованому масиві подій (єдиний формат для всіх подій і різних типів приладів обліку) зберігається протягом часу, що визначається НД. вся інформація про події, які пов'язані з позаштатними змінами зовнішньої (зникнення й відновлення живлення, відсутність зв'язку між компонентами системи. спроби несанкціонованого доступу та інше) і внутрішньої (помилки в роботі компонентів системи, порушення цілісності даних та інше) середовища.

Дані зберігаються протягом не менше 3х розрахункових періодів, використовуються при формуванні ознак якості облікової інформації й доступні для аналізу.

Звітні форми й макети. Звітні форми й макети зберігаються в базі даних АСКОВЕ(ЛУЗОД) протягом їх терміну дії.

Протоколи роботи й діагностики системи (log файли). У вигляді протоколу роботи протягом заданого часу зберігається інформація щодо діагностики системи й операцій, які виконуються програмними засобами автоматично (наприклад, зчитування даних з лічильників) або при участі персоналу (наприклад, зміна НДІ).

Протоколи роботи доступні для проведення аналізу процесу функціонування системи.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		84

## *Організація інформаційного забезпечення*

### *Принципи організації інформаційного забезпечення системи:*

- Для зберігання технічної, технологічної й службової інформації й НДІ використовується система керування реляційними базами даних у відповідності зі стандартом 180/1 ЄС 9075:1992.
- Запису бази даних супроводжуються додатковою інформацією про джерело даних, астрономічній даті, часу моменту здійснення запису в базу даних.
- Внесення змін у базу даних реалізовано за принципом незастосування операцій видалення й корекції записів (дозволене тільки доповнення). При цьому використовується механізм тимчасового діапазону актуальності запису.
- В АСКОЕ (ЛУЗОД) забезпечене зберігання технічної, технологічної, службової інформації й НДІ.
- Строк зберігання інформації в БД визначається нормативними документами й забезпечує проведення розрахунків, рішення спірних питань, виконання функцій перспективного планування й прогнозування, а також статистичної звітності.
- В системі передбачене формування резервних копій інформації з баз даних на довгострокові зовнішні носії, що не стираються, для архівного зберігання.
- Як носій даних для ПБД багатофункціональних лічильників, вимірювальних перетворювачів, пристроїв обліку й інших пристроїв нижнього рівня використовується їхня внутрішня пам'ять (ОЗУ, ПЗУ, ППЗУ та ін.).
- Для зберігання інформації на середньому й верхньому рівні використовуються зовнішні запам'ятовувальні пристрої ЕОМ (наприклад, жорсткі диски).

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		85

- Для резервної копії бази даних передбачене її збереження на однократно записувані й/або перезаписувані компакт-диски.
- В основу створення ЛУЗОД покладені відкритість архітектури й підтримка стандартних протоколів і технологій.
- ЛУЗОД забезпечує можливість інтеграції в сучасні корпоративні системи керування підприємством за рахунок наявності в ній програмних модулів виконання виробничих завдань, які є проміжною сполучною ланкою між ЛУЗОД й системами керування підприємством.
- ЛУЗОД забезпечує надання інформації в погодженому обсязі й із установленою періодичністю у АСКОЕ АТ "Сумиобленерго". При створенні ЛУЗОД використовуються діючі державні, галузеві класифікатори, а також уніфіковані документи.

*При аваріях і збоях в електроживленні ЛУЗОД забезпечується:*

- на нижньому рівні ЛУЗОД - збереження протягом часу, що відповідає вимогам діючих НД, первинних даних у лічильниках і пристроях обліку;
- у серверах бази даних АСКОЕ (ЛУЗОД) верхнього рівня - збереження всієї інформації.

Інформація, що зберігається на серверах БД, включаючи й нормативно-довідкову інформацію, періодично копіюється на зовнішні носії й відновлюється при необхідності.

Програмно-технічні засоби АСКОЕ (ЛУЗОД), технологія її експлуатації, дії обслуговуючого персоналу максимально сприяють досягненню точності, вірогідності, повноти даних, своєчасності їхнього одержання й зручності подання.

- Із цією метою в АСКОЕ (ЛУЗОД) передбачені:
- підключення до ЛУЗОД максимального числа лічильників;
- періодичні перевірки й перевірки засобів вимірювальної техніки;
- автоматизований контроль повноти даних;

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		86

- порівняння даних;
- автоматизоване дублювання даних;
- ручне введення інформації (у звітних формах);

За результатами впровадження ЛУЗОД (АСКОЕ) ДП "ПМК № 45" ТОВ "ДЕСЕН" приведемо можливості програмного забезпечення АРМ обліку електроспоживання на рисунках 2.7.1 – 2.7.4.

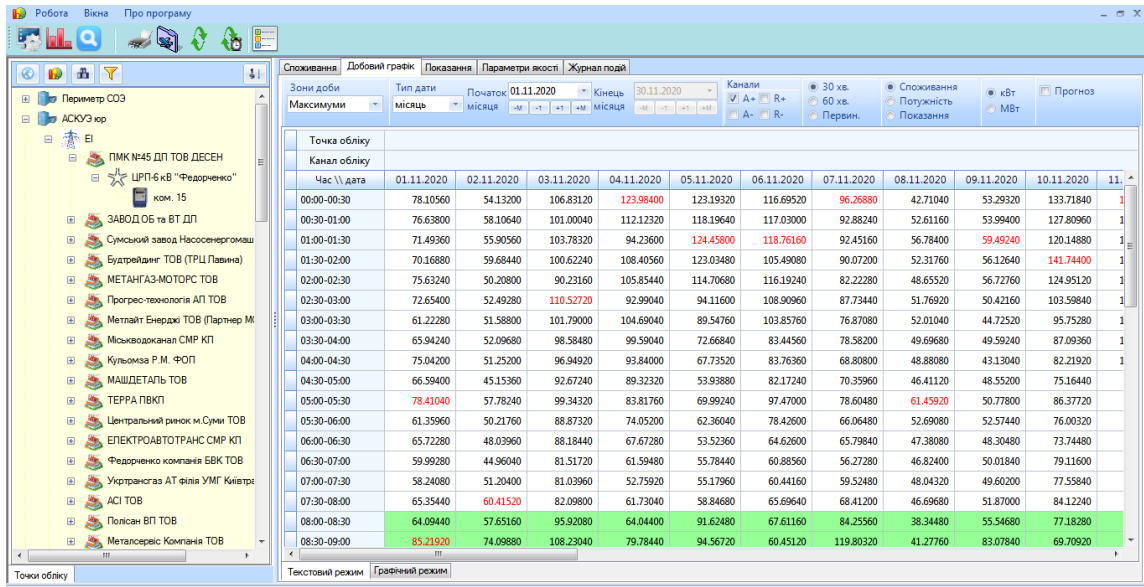


Рисунок 2.7.1. – відображення добового графіку споживання (з 30 та 60 хвилинною розбивкою), потужності, показань, кВт, МВт

Точка обліку	Серійн...	Дата-час	Код	Опис
ком. 15	54861727	12.08.2020 12:15:55	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 12:16:00	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:01:50	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:01:58	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:08:33	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:04	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:13	18	Зниження напруги нижче припустимого по фазі L2
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:13	19	Зниження напруги нижче припустимого по фазі L3
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:13	21	Перенапруга по фазі L2
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:13	22	Перенапруга по фазі L3
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:15	17	Зниження напруги нижче припустимого по фазі L1
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:10:15	20	Перенапруга по фазі L1
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:15:50	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:16:09	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:34:30	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 13:38:15	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 14:01:44	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 14:24:17	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	12.08.2020 15:50:27	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	13.08.2020 9:24:44	24	Відновлення напруги
ком. 15	54861727	13.08.2020 10:07:37	23	Провал напруги
ком. 15	54861727	13.08.2020 10:08:37	24	Відновлення напруги

Рисунок 2.7.2. – журнал подій – всі/критичні (провал, відновлення, зниження нижче припустимого рівня напруги, перенапруга і т.д.)

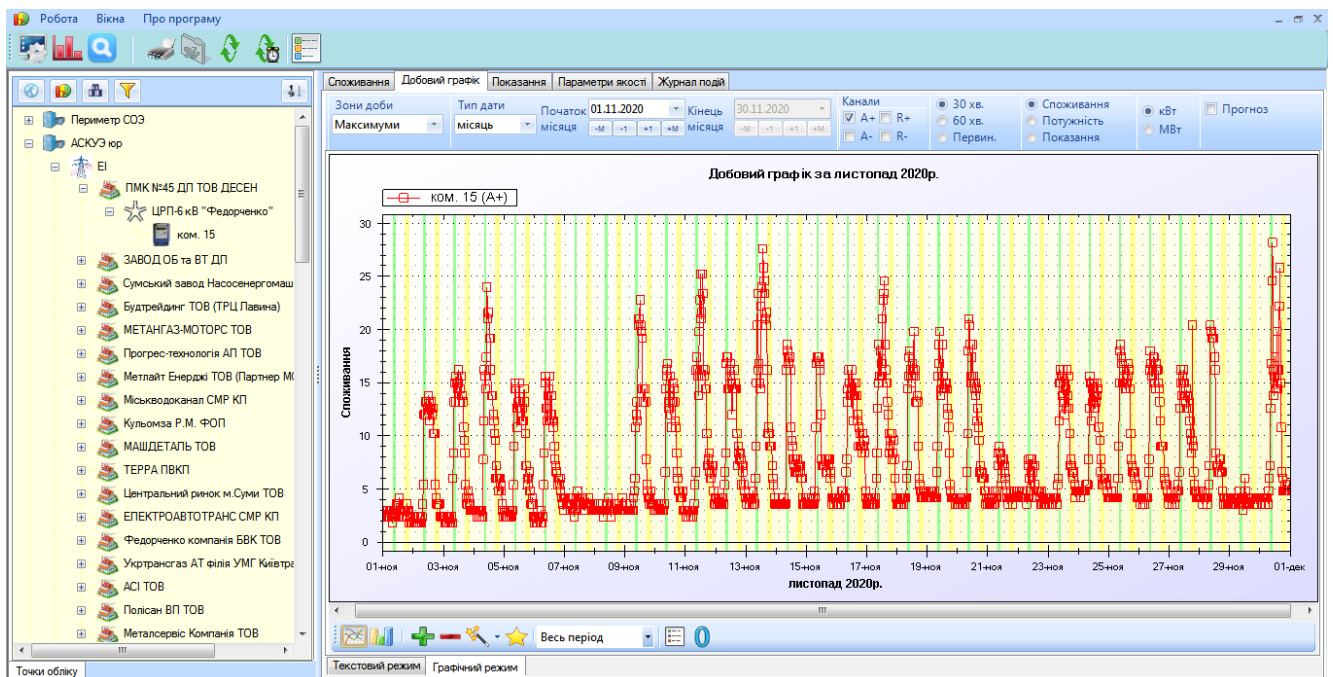


Рисунок 2.7.3. – відображення у графічному режимі добового графіку споживання (з 30 та 60 хвилинною розбивкою), потужності, показань, кВт, МВт

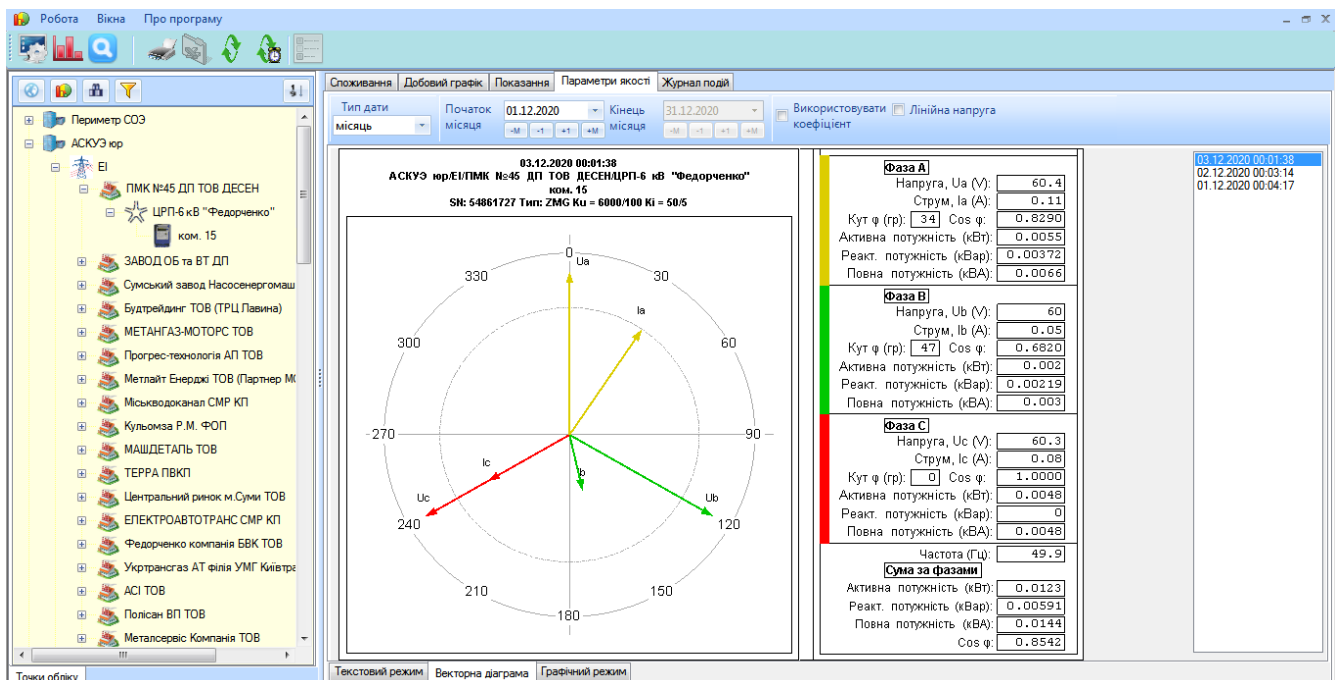


Рисунок 2.7.2. – параметри якості (потужність – активна, реактивна, повна), напруга, струм, частота, кут зсуву фаз (коефіцієнт потужності) у вигляді векторної діаграми, текстовому та графічному режимі

### 3. ОХОРОНА ПРАЦІ

#### 3.1 Поняття охорони праці

На сьогоднішній день в умовах розвитку технологій та обладнання, охорона праці відіграє дуже важливу роль, адже з виникненням нових технологій і, відповідно, нових приладів та пристроїв, підвищується ймовірність небезпечних ситуацій, а отже, збільшується кількість нещасних випадків.

Згідно розділу I статті 1 Закону України про охорону праці, охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини у процесі трудової діяльності.

#### 3.1.1 Характеристика об'єкта проектування

Проектування СЕС заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко» разом зі субспоживачами. Об'єкт знаходиться за адресою: м. Суми, вул. І. Піддубного. Приймачі електроенергії мають III категорію надійності електропостачання, які живляться від ТП № 1-6. Комерційні обліки електричної енергії субспоживачів знаходяться у мережах 6 та 0,4 кВ. Приміщення субспоживачів мають висоту 8 м. Стіни приміщень мають різні коефіцієнти відбиття світла від 0,1 до 0,8. У кабінетах приміщень субспоживачів поверхня знаходиться на різній висоті в залежності від робочого місця, висота складає від 0,1 до 0,8 м від підлоги. Мережа живлення і мережа електроосвітлення живиться фазною напругою 220 В, 380 В.

					<b>МР 3.8.141.178 ПЗ</b>			
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	Проектування системи електропостачання та АСКОЕ заводу залізобетонних виробів ТОВ «БВКК «Федорченко»	Літ.	Арк.	Акрушів
Розроб.		<i>Лазневої А. С.</i>						
Керівник		<i>Петровський М. В.</i>					89	116
Консульт.						<i>СумДУ, ЕТ.м-91</i>		
Н. контр.		<i>Никифоров М. А.</i>						
Затверд.		<i>Лебединський І. Л.</i>						



### 3.1.2 Охорона праці при монтажі СЕП

При монтажі та експлуатації силових електропроводок повинні обов'язково виконуватись Інструктивні вказівки з техніки безпеки при електромонтажних роботах, Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів і Правила техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

До виконання робіт з монтажу та експлуатації електропроводок допускаються особи, які пройшли медичний огляд, вступний інструктаж та інструктаж на робочому місці. Інструктаж проводить безпосередньо керівник робіт.

Використовувані при монтажі та експлуатації інструменти, інвентар, пристосування і механізми повинні бути випробувані у відповідності з нормами і термінами, передбаченими відповідними нормами Правил техніки безпеки.

Перед початком робіт з монтажу електропроводок перевіряється підготовка робочих місць, наявність необхідного інвентарю, інструменту та пристроїв.

Всі роботи на висоті 1,5 м і вище необхідно виконувати на лісах з огорожею або на сходах і драбинах. Електромонтери, які працюють на висоті, повинні мати індивідуальні комплекти інструменту та необхідних деталей.

На сходах і драбинах дозволяється працювати на висоті не більше 4 м, а також не можна користуватися електричним або пневматичним інструментом. Сходи і драбини не можна ставити на проміжні опори (ящики, бочки та ін.)

Роботи з електрозварювання і пайку проводів, наконечників та інших деталей слід виконувати в захисних окулярах і брезентових рукавицях.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		90

Ручні переносні лампи при виконанні монтажних робіт дозволяється застосовувати на напругу 24 В, а в особливо небезпечних приміщеннях - на 12 В, при цьому вторинна обмотка понижуючого трансформатора повинна бути заземлена.

Робота під напругою допускається у виняткових випадках. Монтажні роботи при цьому виконують під наглядом інженера або техника-електрика з дотриманням спеціальних застережних заходів:

- застосовувані інструменти повинні мати ізолюючі рукоятки або ж працюючий повинен бути в діелектричних рукавичках;
- працюючий повинен дотримуватися обережності, щоб не торкнутися одночасно двох фаз або фази і заземлених частин.

При роботі в безпосередній близькості від частин установки, що знаходяться під напругою, повинні застосовуватися огороження та гумові накладки.

Основною умовою безпеки персоналу, що обслуговує діючі електроустановки та електропроводки, є виключення можливості випадкового дотику його до частин електроустановок і електропроводок, що знаходяться під напругою.

Захист від ураження електричним струмом повинен передбачатися при проектуванні, монтажі та ремонті електроустановок.

При обслуговуванні електропроводок перш ніж доторкатися до струмоведучих частин слід переконатися у відсутності напруги за допомогою покажчика напруги. Всі ремонтні, профілактичні та інші експлуатаційні роботи виконують при повністю відключеній установці. При цьому на комутаційний апарат вивішують забороняючий плакат «Не вмикати - працюють люди!»

Забороняються роботи в темряві. Не допускається під напругою замінювати електричні лампи, чистити арматуру світильників.

					МП 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		91

Роботи з техобслуговування електропроводки дозволяється проводити лише електромонтерами, які пройшли перевірку знань з техніки безпеки.

Не дозволяється виконувати роботи з техобслуговування та поточного ремонту на устаткуванні, що знаходиться під напругою.

Щоб виключити можливість ураження людини струмом, в електроустановках з ізольованою нейтраллю влаштовують захисне заземлення, що складається із заземлювача і провідника, який з'єднує металеві частини електроустановок, що не знаходяться під напругою, із заземлювачем.

Заземлення підлягають корпуси електродвигунів, трансформаторів, генераторів, електротеплових приладів, світильників, приводи електричних апаратів, металеві каркаси і шафи розподільчих і силових щитів, металеві кабельні муфти, оболонки силових кабелів, сталеві труби електропроводок, металеві корпуси пересувних та переносних електроприймачів.

Заземлювачем служать сталеві труби, металеві стрижні, профільна сталь, які забивають землю на глибину до 25 м і з'єднують між собою

У чотирипровідних мережах 380/220 в с глухозаземленою нейтраллю генератора або трансформатора металеві частини, нормально не перебувають під напругою, приєднують до нульового проводу.

На кінцевій опорі, близько введення в будівлю, нульовий провід повторно заземлюють. Опір повторного заземлення повинен бути не більше 10 Ом, а в установках, де опір основного заземлення допускається не більше 10 Ом, має бути не більше 30 Ом, при цьому число заземлювачів повинно бути не менше трьох.

Надійним засобом захисту людини від дотику до струмоведучих частин, що знаходяться під напругою, є захисні пристрої, що відключають по струму витоку, які відключають установку при струмі витоку 20 мА і вище протягом 0,05 сек.

					МП 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		92

### 3.2 Розрахунок заземлюючого пристрою території заводу ЗБВ

У межах території ТП №1-6 можливе замикання на землю у будь-якій точці. У місці переходу струму в землю, якщо не передбачені особливі пристрої для проведення струму в землю, виникають значні потенціали, небезпечні для людей, що перебувають поблизу. Для усунення цієї небезпеки на підстанції передбачають заземлюючі пристрої, призначення яких полягає в зниженні потенціалів до прийнятних значень.

Допоміжними заземлювачами є металеві предмети будь-якого призначення, так чи інакше з'єднаних із землею, наприклад, сталевих каркасів будинків, арматури залізобетонних підстав, труб будь-якого призначення й т.п.

До основного заземлювача в загальному випадку приєднують:

- допоміжні заземлювачі;
- нейтралі генераторів, трансформаторів, що підлягають заземленню відповідно до прийнятої системи робочого заземлення;
- металеві частини електричного встаткування, що нормально не перебувають під напругою, але здатні виявитися під напругою при ушкодженні ізоляції, наприклад підстави й кожухи електричних машин, трансформаторів, апаратів, токопроводів, металеві конструкції РУ, огороження й т.ін.;
- вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів, нейтралі обмоток 380/220 В силових трансформаторів. Розрахунок заземлюючого пристрою проводиться в наступному порядку: у відповідності до ПУЕ встановлюють припустимий опір заземлюючого пристрою  $R_z$ . Якщо заземлюючий пристрій є загальним для установок на різну напругу, то за розрахункове приймається найменше із припустимих.

					МП 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		93

Визначають необхідний опір штучного заземлювача з урахуванням використання природного заземлювача, включеного паралельно, з виразу:

$$R_u = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3}. \quad (3.4.1)$$

де  $R_3$  – припустимий опір заземлюючого пристрою;  
 $R_u$  – опір штучного заземлювача;  $R_e$  – опір природного заземлювача.

Визначають розрахунковий питомий опір ґрунту  $\rho_p$  для горизонтальних і вертикальних електродів з урахуванням підвищувального коефіцієнта  $K_p$ , що враховує висихання ґрунту влітку й промерзання його взимку по формулах:

$$\rho_{p.2} = \rho_{nut} \cdot K_{n.2}. \quad (3.4.2)$$

$$\rho_{p.6} = \rho_{nut} \cdot K_{n.6}. \quad (3.4.3)$$

де  $K_{n.2}$  і  $K_{n.6}$  – підвищувальні коефіцієнти для горизонтальних і вертикальних електродів відповідно;  $\rho_{nut}$  – питомий опір ґрунту.

Визначають опір розтіканню одного вертикального електрода по формулі:

$$R_{e.0} = \frac{\rho_{p.6}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \right) \ln \frac{4t+l}{4t-l}. \quad (3.4.4)$$

де  $l$  – довжина стрижня, м;  $d$  – діаметр стержня, м;  $t$  – глибина закладення, відстань від поверхні ґрунту до середини стрижневого заземлювача, м;

Визначають орієнтовне число вертикальних заземлювачів при попередньо прийнятому коефіцієнті використання  $K_{u.6}$ :

$$N = \frac{R_{o.6.э}}{K_{u.6} \cdot R_u}. \quad (3.4.5)$$

де  $R_{o.6.э}$  – опір розтікання одного вертикального електрода;  
 $d$  – діаметр стержня, м;  $R_u$  – опір штучного заземлювача, знайдене вище.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		94

Коефіцієнт використання заземлителя враховує збільшення опір заземлителя внаслідок явища екранування сусідніх електродів.

Визначають розрахунковий опір розтіканню горизонтальних електродів  $R_{p.z.e}$  по формулі:

$$R_{p.z.e} = \frac{R_{z.e}}{K_{u.z.e}}. \quad (3.4.6)$$

де  $R_{p.z.e}$  – опір розтіканню горизонтальних електродів, обумовлене вираженням:

$$R_{p.z.e} = \frac{\rho_{p.z}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt}. \quad (3.4.7)$$

де  $l$  – довжина електрода;  $b$  – ширина смуги;  $t$  – глибина закладення електрода.

Уточнюють необхідний опір вертикальних електродів з урахуванням провідності горизонтальних сполучних електродів:

$$R_{\delta.e} = \frac{R_{p.z.e} \cdot R_u}{R_{p.z.e} - R_u}. \quad (3.4.8)$$

Визначають число вертикальних електродів з урахуванням уточненого опору вертикального заземлителя:

$$N = \frac{R_{o.v.e}}{K_{u.v.} R_{\delta.e}}. \quad (3.4.9)$$

Приймають остаточне число вертикальних електродів, намічають розташування заземлителів.

Розглянемо розрахунок заземлюючого пристрою ТП.

Заземлюючий пристрій і грозозахист підстанції повинні бути виконані відповідно до ПУЕ пп. 51 п. 1.7. Опір заземлюючого пристрою не повинне перевищувати 0,5 Ом у будь-який час року [9].

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		95

Питомий опір ґрунту (суглинок):  $\rho = 100$  (Ом·м).

При розрахунку заземлюючого пристрою опором природних заземлителів зневажаємо, вони зменшують загальний опір заземлюючого пристрою, їхня провідність іде в запас надійності. Тоді:  $R_H = 4$  (Ом).

Визначимо розрахункові питомі опори ґрунту для горизонтальних і вертикальних заземлювачів, приймаючи:

$$K_{n.z} = 2,5 \text{ та } K_{n.g} = 1,5$$

$$\rho_{p.z} = \rho_{num} \cdot K_{n.z} = 250 \text{ (Ом)}$$

$$\rho_{p.g} = \rho_{num} \cdot K_{n.g} = 150 \text{ (Ом)}$$

Знаходимо опір стікання струму одного вертикального електрода. Як вертикальний електрод приймемо круглий сталевий стрижень діаметром 20 мм, довжиною 3 м. Верхні кінці стрижнів заглиблені на глибину 0,2 м від поверхні землі.

Таким чином:

$$H = 0,8 \text{ (м)}$$

$$t = H + \frac{l}{2} = 0,8 + \frac{3}{2} = 2,3 \text{ (м)}$$

$$l = 3 \text{ (м)}$$

$$d = 20 \cdot 10^{-3} \text{ (м)}$$

$$R_{e.0} = \frac{\rho_{p.g}}{2\pi l} \left( \ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \right) \ln \frac{4t+l}{4t-l} = \frac{150}{2\pi \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 1}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 48 \text{ (Ом)}$$

Визначимо зразкове число вертикальних заземлювачів при попередньо прийнятому коефіцієнті використання  $K_{u.g} = 0,8$

$$N = \frac{R_{o.g.э}}{K_{u.g} \cdot R_u} = \frac{48}{4 \cdot 0,8} = 15 \text{ шт.}$$

Визначимо опір стеканию струму горизонтального заземлювача.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		96

Для вирівнювання потенціалів по всій площі підстанції виконується зрівняльний контур зі сталевих смуг перетином  $40 \times 4 \text{ мм}^2$ , що прокладає на глибині 0,8 м від поверхні землі.

$$H = 0,8 \text{ (м)}$$

$$t = 0,802 \text{ (м)}$$

$$l = 120 \text{ (м)}$$

$$b = 0,04 \text{ (м)}$$

$$R_{p.z.e} = \frac{\rho_{p.z.e}}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{bt} = \frac{5,3}{2\pi \cdot 120} \ln \frac{2 \cdot 120^2}{0,04 \cdot 0,802} = 22 \text{ (Ом)}$$

Уточнюємо необхідний опір вертикальних електродів:

$$R_{в.е} = \frac{R_{p.z.e} \cdot R_u}{R_{p.z.e} - R_u} = \frac{22,8 \cdot 4}{(22,8 - 4)} = 3,85 \text{ (Ом)}$$

Визначаємо остаточне число вертикальних електродів:

$$N = \frac{R_{o.в.е}}{K_{u.в.} \cdot R_{в.е}} = \frac{48,1}{0,8 \cdot 3,85} = 15 \text{ шт.}$$

Таким чином, заземлюючий пристрій підстанції складається з горизонтальних і вертикальних заземлювачів. Горизонтальний заземлювач (сталеві смуги) прокладається на відстань 0,8 - 1 м від фундаментів або основи устаткування. Заземлюючі стрижні заглиблюються в ґрунт за допомогою вібромолота з відстанню між стрижнями  $15/15 = 1,00$  м. Захисне заземлення підстанції задовольняє вимогам робочих заземлень і заземлень засобів грозозахисту.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		97



### 3.3 Роботи в електроустановках та організаційні заходи, що забезпечують працівників під час роботи

У відповідності до ПБЕЕС розділу 1 п.1.1.1 Вимоги цих Правил поширюються на працівників, що обслуговують діючі електроустановки споживачів напругою до 220 кВ включно і є обов'язковими для всіх споживачів та виробників електроенергії, незалежно від їх відомчої належності і форми власності на засоби виробництва [12].

Згідно п. 2.3.1 ПБЕЕС Роботи в електроустановках стосовно заходів безпеки поділяються на три категорії [12]:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги;
- без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою.

2.3.2. До робіт, які виконуються зі зняттям напруги, належать роботи, що проводяться в електроустановці (або її частині), в якій зі струмовідних частин знято напругу і доступ в електроустановки (або їх частини), що перебувають під напругою, унеможливлено.

2.3.3. До робіт, які виконуються без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них, належать роботи, що проводяться безпосередньо на цих частинах. В електроустановках напругою понад 1000 В, а також ПЛ напругою до 1000 В до цих самих робіт належать роботи, які виконуються на відстанях від струмовідних частин, менших від вказаних в таблиці 2.3.

Роботи без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них слід виконувати не менше як двом працівникам, з яких керівник робіт повинен мати групу IV, інші – групу III.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		98

2.3.4. Роботою без зняття напруги віддалік від струмовідних частин, що перебувають під напругою, вважається робота, під час якої є неможливим випадкове наближення працівників і ремонтного оснащення та інструменту, що застосовуються ними, до струмовідних частин на відстань, меншу від зазначеної в таблиці 2.3, проведення технічних або організаційних заходів для запобігання такому наближенню не потрібно.

2.3.5 В електроустановках напругою понад 1000 В роботи без зняття напруги на струмовідних частинах та поблизу них слід виконувати із застосуванням засобів захисту для ізоляції працівника від струмовідних частин або від землі. У випадку ізоляції працівника від землі роботи слід виконувати згідно зі спеціальними інструкціями або технологічними картами, в яких передбачено необхідні заходи безпеки.

Таблиця 2.3 – допустимі відстані до струмовідних частин

Напруга, кВ	Відстань від людини у будь-якому можливому її положенні та інструментів і пристосувань, що використовуються нею, від тимчасових огорож, м, не менше	Відстань від механізмів та вантажопідіймальних машин у робочому та транспортному положеннях від стропів, вантажозахоплюючих пристосувань та вантажів, м, не менше
До 1: На ПЛ, в решті електроустановок	0,6 Не нормується (без дотику)	1,0 1,0
6-35	0,6	1,0
110	1,0	1,5
150	1,5	2,0
220	2,0	2,5

*Організаційні заходи, що забезпечують працівників під час роботи:*

3.1.1 Роботи в електроустановках стосовно їх організації поділяються на такі, що виконуються за нарядом-допуском, за розпорядженням та в порядку поточної експлуатації.

*Наряд-допуск (наряд)* – складене на спеціальному бланку розпорядження на безпечне проведення роботи, що визначає її зміст, місце, початок і закінчення, необхідні заходи безпеки, склад бригади і осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи.

*Розпорядження* – завдання на безпечне виконання роботи, що реєструється в журналі, визначає її зміст, час, заходи безпеки (якщо вони вимагаються) і осіб, яким доручено її виконання.

3.1.2 Організаційними заходами, якими досягається безпека робіт в електроустановках, є:

- затвердження переліку робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації;
- призначення осіб, відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт нарядом, розпорядженням або затвердженням переліку робіт, що виконуються в порядку поточної експлуатації;
- підготовка робочих місць;
- допуск до роботи;
- нагляд під час виконання роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- Оформлення перерв в роботі та її закінчення.

3.2.1 *Працівники, відповідальні за безпеку робіт:* Відповідальними за безпеку робіт, що виконуються в електроустановках є:

- працівник, який видає наряд, розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця;
- працівник, який готує робоче місце, допуск;
- працівник, який допускає до роботи (допускач);
- керівник робіт;
- працівник, який наглядає за безпечним виконанням робіт (наглядач);

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		100

- члени бригади.

3.2.2 Працівник, який видає наряд, розпорядження встановлює можливість безпечного виконання роботи і відповідає за достатність і правильність зазначених у наряді заходів безпеки, за якісний і кількісний склад бригади і призначення працівників, відповідальних за безпечне виконання робіт, відповідність груп з електробезпеки працівників, які зазначені в наряді, роботі, що виконується. Право видачі нарядів та розпоряджень надається адміністративно-технічним працівникам підприємства, які мають групу V в електроустановках понад 1000 В та групу IV – в електроустановках до 1000 В.

2.3.4 Працівник, який дає дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск, несе відповідальність за достатність передбачених для безпечного виконання робіт заходів по вимкненню та заземленню устаткування і можливість їх здійснення, а також за координацію часу і місця роботи бригад, що допускаються. Давати дозвіл на підготовку робочих місць і на допуск мають право оперативні працівники з групою V в електроустановках понад 1000 В та групу IV – в електроустановках до 1000 В.

2.3.5 Працівник, який готує робоче місце, відповідає за правильне виконання заходів щодо підготовки робочого місця, вказаних у наряді, а також тих, що вимагаються умовами роботи (встановлення замків, плакатів, огорож). Готувати робочі місця мають право чергові або оперативно-ремонтні працівники, які допущені до оперативних перемикачів в даній електроустановці.

2.3.6 Допускач відповідає за правильність і достатність вжитих заходів безпеки та їх відповідність до характеру і місця роботи, зазначених у наряді, за правильний допуск до роботи, а також за повноту та якість проведеного ним інструктажу. Допускачами призначаються оперативні або оперативно-ремонтні працівники.

					MP 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		101

Допускачі повинні мати IV в електроустановках понад 1000 В та групу III – в електроустановках до 1000 В.

2.3.7. Керівник робіт відповідає за вжиття заходів безпеки, передбачених нарядом чи розпорядженням, та їх достатність; чіткість і повноту інструктажу членів бригади; наявність, справність і правильне застосування необхідних засобів захисту, інструменту, інвентарю та пристосувань; збереження та постійність перебування на робочому місці заземлень, огорожень, знаків і плакатів безпеки, запірних пристроїв протягом робочої зміни; організацію і безпечно виконання робіт і дотримання цих Правил. Керівник робіт повинен мати групу з електробезпеки IV під час виконання робіт в в електроустановках понад 1000 В та групу III – в електроустановках до 1000 В.

2.3.8 Наглядач призначається для нагляду за бригадами будівельних робітників, різноробочих та інших неелектротехнічних працівників під час виконання ними робіт в електроустановках за нарядами і розпорядженнями. Наглядач контролює наявність встановлених на робочому місці заземлень, огорожень, плакатів, запірних пристроїв та відповідає за безпеку членів бригади відносно ураження електричним струмом. Наглядачеві забороняється поєднувати нагляд з виконанням будь-якої роботи і залишати бригаду без нагляду під час роботи. Наглядачами призначаються електротехнічні працівники з групою III.

3.2.9 Списки працівників, які мають право на видачу нарядів, розпоряджень, керівників робіт, до пускачів, переліки робіт, що виконуються за нарядами, розпорядженнями і в порядку поточної експлуатації, визначаються особою, відповідальною за електрогосподарство, і затверджуються керівником підприємства.

Зазначені списки і переліки підлягають щорічному перегляду та поновному затвердженню.

					МП 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		102

### 3.3.1 Електрозахисні засоби для роботи в електроустановках

Згідно розділу 4 Правил експлуатації електрозахисних засобів, затверджених наказом Міністерства праці та соціальної політики України 05.06.2001 [2]:

4.1.1. Під час обслуговування електроустановок повинні застосовуватися засоби захисту від ураження електричним струмом (електрозахисні засоби), від впливу електричного поля, а також засоби індивідуального захисту (далі – ЗІЗ) та колективного захисту згідно з ГОСТ 12.4.011.

4.1.2. Ізолювальні електрозахисні засоби, які повинні застосовуватись в електроустановках наведені у таблиці 4.1:

Таблиця 4.1 – основні електрозахисні засоби

До 1000 В включно	Понад 1000 В
Ізолювальні штанги	Ізолювальні штанги всіх видів
Ізолювальні кліщі	Ізолювальні кліщі
Електровимірювальні кліщі	Електровимірювальні кліщі
Показчики напруги	Показчики напруги
Діелектричні рукавички	Пристрої для створення безпечних умов праці під час проведення випробувань і вимірювань в електроустановках (показчики напруги для фазування, показчики пошкодження кабелів та ін.
Інструмент з ізолювальним покриттям	

4.1.5. До засобів захисту від дії електричних полів напруженістю, що перевищує допустиму для перебування працівників в електричному полі без засобів захисту, згідно з вимогами ГОСТ 12.1.002 належать індивідуальні екранувальні комплекти, які необхідно застосовувати під час виконання робіт на потенціалі проводу ПЛ і на потенціалі землі у ВРУ і на ПЛ, а також знімні і переносні екранувальні пристрої та плакати безпеки.

4.1.8. У разі необхідності захисту працівника від напруги кроку дозволяється використовувати діелектричне взуття без застосування основних засобів захисту.

Таблиця 4.2 – додаткові електрозахисні засоби для роботи в електроустановках

До 1000 В включно	Понад 1000 В
Діелектричне взуття	Діелектричні рукавички
Діелектричні килими	Діелектричне взуття
Ізолювальні підставки	Діелектричні килими
Ізолювальні накладки	Ізолювальні підставки
Ізолювальні ковпаки	Ізолювальні накладки
Сигналізатори напруги	Ізолювальні ковпаки
Захисні огороження (щити, ширми)	Штанги для перенесення і вирівнювання потенціалу
Переносні заземлення	Сигналізатори напруги
Плакати і знаки безпеки	Захисні огороження (щити, ширми)
Інші засоби захисту	Переносні заземлення
	Плакати і знаки безпеки
	Інші засоби захисту

4.1.6. Крім наведених в таблицях 4.1 і 4.2 засобів захисту в електроустановках повинні використовуватись такі ЗІЗ [2]:

- захисні каски – для захисту голови;
- захисні окуляри і щитки – для захисту очей і обличчя;
- протигази і респіратори – для захисту органів дихання;
- рукавиці – для захисту рук;
- запобіжні пояси та страхувальні канати.

4.4.1. Усі електрозахисні засоби і запобіжні пояси, що перебувають в експлуатації, повинні мати інвентарні номери, за винятком захисних касок, діелектричних килимів, ізолювальних підставок, плакатів і знаків безпеки, захисних огорожень, а також штанг, які застосовують для перенесення і вирівнювання потенціалів.

В підрозділах підприємств і організацій, які використовують засоби захисту необхідно вести «Журнал обліку та зберігання засобів захисту». Наявність і стан усіх засобів захисту повинні перевірятись періодичним оглядом не рідше 1 разу на 6 міс. Працівником, який відповідає за їх стан, із записом результатів огляду в журнал.

### 3.3.2 Роботи з комерційними засобами обліку субспоживачів заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»

Роботи в діючих електроустановках, тобто тих, які перебувають під напругою, або на які напруга може бути подана (роботи з вузлами обліку електричної енергії) виконуються за технологічними картами по організації роботи. Розглянемо технологічну карту по перевірці трифазних засобів обліку електроенергії, підключених через ТС непобутових споживачів.

Технічну перевірку трифазного приладу обліку, підключеного через трансформатори струму, проводить бригада у складі двох працівників - керівник робіт з IV кваліфікаційною групою з електробезпеки і член бригади з III кваліфікаційною групою з електробезпеки (може бути представник споживача).

#### *Вказівки з охорони праці:*

- Працівники, що виконують роботи по перевірці трифазних приладів обліку електричної енергії з трансформаторами струму, повинні мати право виконання робіт під робочою напругою до 1000 В.
- Робота по перевірці трифазних приладів обліку електричної енергії з трансформаторами струму виконується за розпорядженням.
- При перевірці трифазних приладів обліку електричної енергії з трансформаторами струму потрібно користуватись інструментом з ізольованими ручками (у викруток повинен бути ізольований стержень) або діелектричними рукавицями стоячи на ізолюючій підставці чи діелектричному килимку.
- Забороняється перевіряти трифазні засоби обліку електричної енергії прямого включення, якщо підлога в приміщенні залита водою.
- Забороняється виконання роботи по перевірці трифазного приладу обліку електричної енергії з трансформаторами струму при наявності напруги на металевих частинах ніші.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		105



*Організація виконання роботи:*

- Визначити перелік розрахункових засобів обліку, по яких планується провести технічну перевірку.
- Отримати розпорядження на роботу і цільовий інструктаж.
- Ознайомити споживача (його уповноваженого представника) з метою перевірки.

*Виконання роботи по перевірці працездатності електролічильника:*

- Показчиком напруги перевірити відсутність напруги на металевих частинах ніші.
- Зняти пломби енергонагляду з місць їх встановлення
- Вимкнути напругу шляхом вимкнення ввідного комутаційного апарату.
- Показчиком напруги перевірити відсутність напруги на вихідних клеммах ввідного комутаційного апарату.
- Виконати обстеження всіх елементів схеми обліку (тип, №, наявність пломб та дату останньої держпівірки), провести їх ревізію (дотягнути контактні з'єднання). Перевірити номінали вимірювальних трансформаторів струму.
- Подати напругу шляхом ввімкнення ввідного комутаційного апарату.
- Перевірити правильність схеми підключення та роботи трифазного засобу обліку з трансформаторами струму одним із наступних методів:
  - з використанням струмовимірювальних кліщів та секундоміра:
  - увімкнути постійне навантаження;
  - провести вимірювання величини навантаження струмовимірювальними кліщами на кожній із фаз;
  - визначити секундоміром час одного (декількох) оберту (імпульсу) електролічильника на кожній із фаз;

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		106

- визначити по формулі правильність роботи електролічильника.
- З використанням взірцевого лічильника СЕ–602:
- увімкнути постійне навантаження (струм у вторинних колах трансформаторів струму не має бути нижчим 0,25 А. встановити кліщі нульового проводу на заземлюючий пристрій ШО або на нульовий провід приладу обліку, а у випадку встановлення приладу обліку електроенергії без ШО на нульовий провід;

- встановити затискачі виміру напруги окремо на кожну фазу з урахуванням кольорового забарвлення кожної з фаз (фаза А – жовті кліщі, фаза В – зелені, фаза С – червоні);

- встановити струмовимірювальні кліщі № 1, 2, 3 (фаза А – кліщі № 1, фаза В – кліщі № 2, фаза С – кліщі № 3) приладу на вхідні проводи окремо на кожну фазу з урахуванням напрямку струму (дотримання напрямків струмів є обов'язковим);

- для електронного лічильника: закріпити фоточутливий елемент біля діоду індикації навантаження лічильника або приєднати контакти на імпульсний вихід лічильника;

- для індукційного лічильника: закріпити фото чутливий елемент на корпусі на рівні диску;

- провести виміри похибки приладу обліку електроенергії, визначити пофазний струм та напругу, при яких проводились виміри; після проведення виміру похибки вимкнути прилад, зняти струмовимірювальні кліщі та затискачі виміру напруги в порядку зворотньому від порядку їх встановлення (затискачі нульового проводу знімати в останню чергу).

*Засоби захисту, інструмент, пристосування, прилади*

- Показчик напруги двополюсний до 1000В.
- Показчик напруги однополюсний до 1000В.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		107

- Комплект інструменту з ізольованими ручками або діелектричні рукавиці.
- Діелектричний килимок або ізолююча підставка.
- Прилад СЕ-602.
- Прилади типу "Дятел", "Белтон".
- Струмовимірювальні кліщі.
- Секундомір.
- Фазовказівник

Діюча група з електробезпеки – IV (рис.3.7.1).

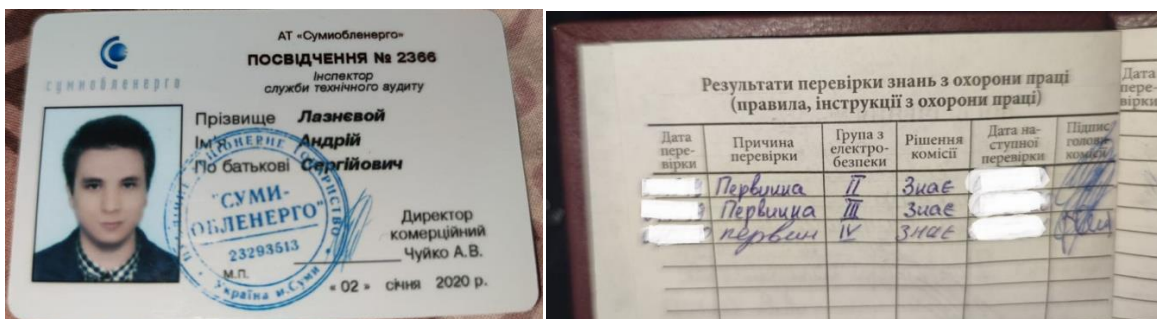


Рисунок 3.7.1 – зовнішній вигляд службового посвідчення

На рисунку 3.7.2 покажемо приклад технічної перевірки за технологічною картою по перевірці трифазних засобів обліку електроенергії, підключених через ТС непобутових споживачів, а саме у субспоживача № 15 ФОП Кульмоза Р.М.

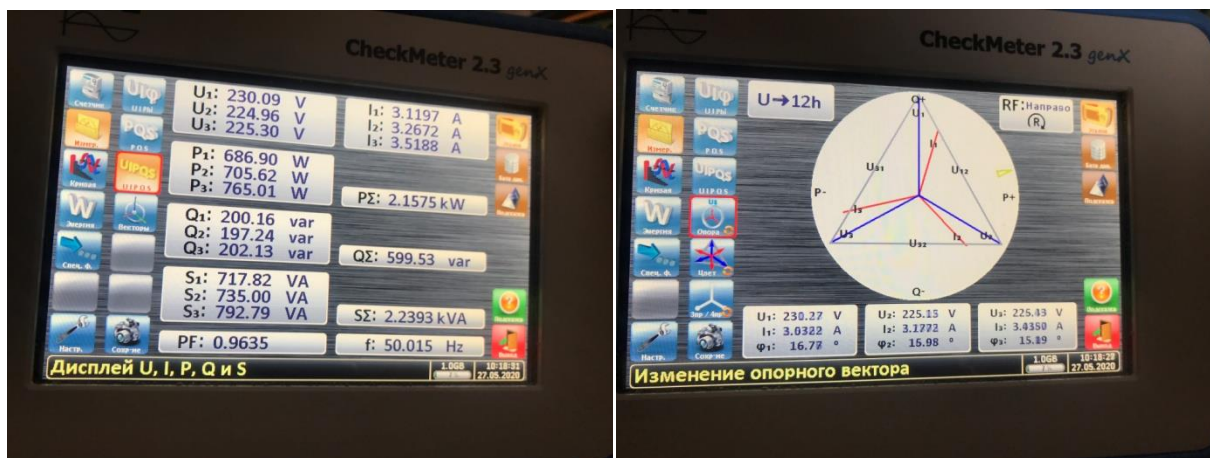


Рисунок 3.7.2 – технічна перевірка трифазного засобу обліку взірцевим показниковим приладом CheckMeter 2.3 genX

## 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 4.1 Розрахунок економічної ефективності модернізації обладнання заводу ЗБВ ТОВ «БВКК «Федорченко»

#### 4.1.1 Вихідні дані для розрахунку

В економічній частині проведена оцінка економічної ефективності проекту заміни масляних вимикачів горшкового типу ВМГ-133 на вакуумні вимикачі типу ВВ-TEL 6 (10) кВ 20кА 1000 А, які встановлені у ЗРУ-6 кВ ЦРП-6 кВ.

Вихідні дані: у ЦРП-6 кВ експлуатуються 17 шт. вимикачів 6 кВ (рисунок 4.1). Більша частина вимикачів 6-10 кВ відпрацювали свій нормативний експлуатаційний ресурс.

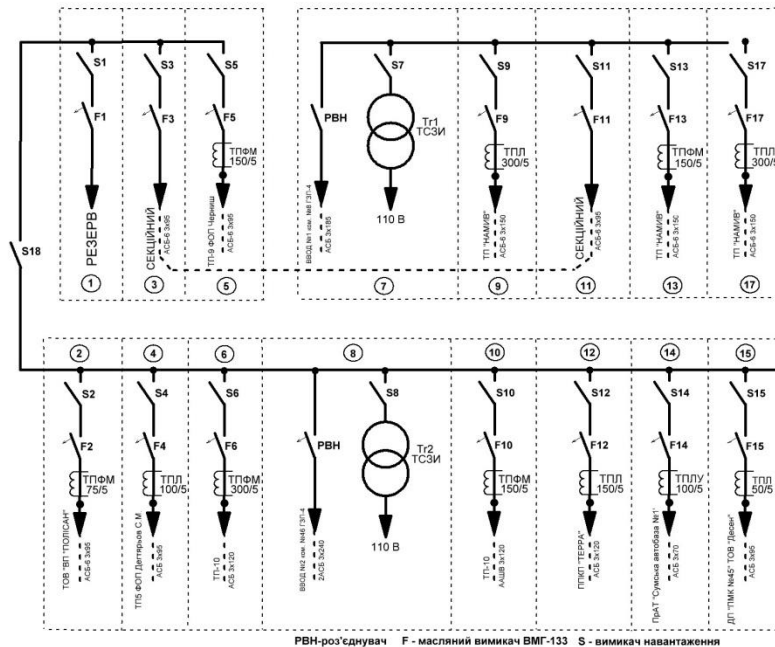


Рисунок 4.1 – Діюча схема субспоживачів у ЦРП-6 кВ

На ЦРП-6 кВ встановлено ЗРУ з вимикачами типу ВМГ-133, які мають занижені конструктивні ізоляційні характеристики, що не дає можливості випробувувати їх нормованою напругою і підтримувати необхідну електричну міцність, яка в свою чергу, є причиною перекриття ізоляції, тобто аварії.

<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 40%;"></div> <div style="width: 50%; text-align: center;"> <h3 style="margin: 0;">МР 3.8.141.178 ПЗ</h3> </div> </div>							
Змн.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 40%;"> <p style="margin: 0;">Проектування системи електропостачання та АСКОЕ заводу залізобетонних виробів ТОВ «БВКК «Федорченко»</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p style="margin: 0;">Літ.</p> <p style="margin: 0;">109</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p style="margin: 0;">Арк.</p> <p style="margin: 0;">116</p> </div> <div style="width: 20%; text-align: center;"> <p style="margin: 0;">Акрюшів</p> <p style="margin: 0;">116</p> </div> </div> <p style="margin: 0; text-align: center;">СумДУ, ЕТ.м-91</p>		
Розроб.		Лазневої А. С.					
Керівник		Петровський М. В.					
Консульт.		Маценко О. М.					
Н. контр.		Никифоров М. А.					
Затверд.		Лебединський І. Л.					

#### 4.1.2 Доцільність модернізації та заміни обладнання

Ремонт та експлуатація приведеного нижче обладнання, яке відпрацювало свій ресурс є економічно не вигідними через те, що [4]:

- ✓ запасні частини до такого обладнання в основному відсутні у зв'язку з припиненням їх випуску заводами-виробниками;
- ✓ технічні характеристики такого обладнання технічно недосконалі, що ускладнює їх ремонт і вимагає значних витрат матеріалів, часу на їх ремонт та скорочення міжремонтних термінів;
- ✓ таке оснащення практично не піддається телемеханізації.

Тому, в даному випадку доцільно здійснювати заміну такого обладнання на нове, сучасне.

Здійснимо розрахунок економії витрат електроенергії на обігрів та технологічні потреби вимикачів та їх приводів при заміні масляних вимикачів на вакуумні.

Витрати електричної енергії на роботу масляних вимикачів. За даними Гідрометеоцентру середньодобова температура повітря нижче  $+5^{\circ}\text{C}$  у Сумській області спостерігається з 10 жовтня по 02 квітня і становить 210 днів на рік. При температурі  $+5^{\circ}\text{C}$  і нижче повинен включатися обігрів осередків вимикачів та їх приводів, про що зазначається у технічній документації на даний тип вимикачів.

$$T = t_{5^{\circ}\text{C}} \times t_{\text{доб.}} \quad (4.2.1)$$

$$T = t_{<5^{\circ}\text{C}} \times t_{\text{доб.}} = 210 \times 24 = 5040 \text{ (годин)}$$

де  $T$  – число годин роботи,  $t_{<5^{\circ}\text{C}}$  – середньодобова температура повітря у Сумській області нижче  $+5^{\circ}\text{C}$ ;

Споживання електроенергії на обігрів масляного вимикача та його приводу. Для вимикачів 6 кВ потужність обігрівача зі сторони приводу – 0,7 кВт. При часі роботи обігрівача  $T = 5040$  годин використання електричної енергії на обігрів вимикача складе:

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		110

$$W_1 = P_{обігр.} \times T . \quad (4.2.2)$$

$$W_1 = P_{обігр.} \times T = 0,7 \times 5040 = 3528 \text{ (кВт} \cdot \text{годин)}$$

Використання електроенергії на роботу вакуумного вимикача – обігрів для вакуумних вимикачів 6 кВ не потрібно. Тобто:

$$W_2 = 0. \quad (4.2.3)$$

Таким чином, річна економія електричної енергії при заміні одного масляного вимикача на вакуумний складе:

$$\Delta W_{обігр.} = W_1 . \quad (4.2.3)$$

$$\Delta W_{обігр.} = 3528 \text{ (кВт} \cdot \text{годин)}$$

При тарифі за електроенергію 1 грн 83 копійки за кВт·годину:

$$\Delta E_{обігр.} = \Delta W_{обігр.} \times T_e . \quad (4.2.3)$$

$$\Delta E_{обігр.} = \Delta W_{обігр.} \times T_e = 3528 \times 1,83 = 6456,24 \text{ (грн)}$$

*Витрати на ремонт.* Капітальний ремонт кожного вимикача виконується 1 раз на 6 років, а поточний ремонт – кожен рік згідно періодичності, затвердженої АТ «Сумиобленерго».

Вартість капітального ремонту одного вимикача:

$$C'_{кап} = 1,12 \text{ (тис. грн)}$$

Вартість поточного ремонту одного вимикача:

$$C_{поточн.} = 0,423 \text{ (тис. грн)}$$

Через незадовільний стан мереж 6 кВ, знос масляних вимикачів та їх приводів у міжремонтний період додатково виконується ще один капітальний ремонт, тоді повна вартість капітального ремонту:

$$C'_{кап} = 1,12 \times 2 = 2,24 \text{ (тис. грн)}$$

Вартість капітального ремонту одного вимикача за 6 років складає:

$$C'_{кап} = 1,12 \times 2 = 2,24 \text{ (тис. грн)}$$

Вартість поточного ремонту одного вимикача за 5 років складає:

$$C_{поточн.} = 0,423 \times 5 = 2,115 \text{ (тис. грн)}$$

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		111

Разом вартість поточних та капітальних ремонтів за 6 років складає:

$$C_{\text{поточн.}} = 2,24 + 2,115 = 4,355 \text{ (тис. грн)}$$

Вакуумні вимикачі не потребують проведення капітального ремонту (лише експлуатаційне обслуговування та контроль перехідного опору при наближенні до граничної цифри відключень).

Загальна економія від заміни масляного вимикача на вакуумний та строк окупності останнього.

Економія за рік складе:

$$\Delta E_{\text{рем}} = \frac{C_{\text{поточн.}}}{6} = \frac{4,355}{6} = 0,725 \text{ (тис. грн)}$$

Загальна економія при заміні 17 масляних вимикачів на вакуумні:

$$\Delta E_{17} = n \times \Delta E = 17 \times 0,725 = 12,325 \text{ (тис. грн/рік)}$$

Річний економічний ефект від заміни одного масляного вимикача на вакуумний складе:

$$E_{\text{рік}} = \Delta E - \frac{\Delta K}{T_{\text{срок}}} = 0,725 - \frac{20}{30} = 0,059 \text{ (тис. грн/рік)}$$

де  $\Delta K$  – капітальні затрати на заміну одного вимикача.

Річний економічний ефект від заміни 17 масляних вимикачів на вакуумні складе:

$$E_{17} = n \times E_{\text{рік}} = 17 \times 0,059 = 1,003 \text{ (тис. грн/рік)}$$

При затратах на придбання вакуумного вимикача у розмірі  $C = 18$  тис. грн термін окупності складатиме:

$$T = \frac{C}{\Delta E} = \frac{18}{0,725} = 22 \text{ (років)}$$

З урахуванням терміна служби вакуумного вимикача в 30 років строк є прийнятним. Враховуючи технічні переваги вакуумних вимикачів та економію експлуатаційних затрат при обслуговуванні, можна зробити висновок про цілісність установки вакуумних вимикачів.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		112

## Висновки

В магістерській роботі виконаний проект системи електропостачання заводу ЗБВ, що спрямований на забезпечення надійного електропостачання встановлених електроприймачів.

В результаті виконання роботи для підприємства знайдені проектні рішення по проектуванню системи електропостачання, а саме: визначенні середньодобові та розрахункові навантаження субспоживачів та заводу методами коефіцієнтів використання та попиту; визначенні оптимальні потужності трансформаторів ТП субспоживачів; визначений переріз КЛ-6 кВ; визначенні оптимальні координати розміщення ЦРП-6 кВ; визначенні оптимальної потужності компенсуючих пристроїв 6 кВ.

Для захисту ліній передбачено використання автоматичних вимикачів. Зроблений вибір комутаційно-захисної апаратури і провідників.

Проведені розрахунки забезпечують максимально надійне електропостачання даного підприємства. При цьому гарантується також забезпечення технічних, фізичних, та економічних показників системи електропостачання.

У розділі охорони праці здійснено опис заходів, що убезпечують працівників під час роботи, електрозахисних засобів для роботи в електроустановках, охорони праці при монтажі СЕП, роботі з комерційними обліками субспоживачів заводу ЗБВ. Проведено розрахунок заземлюючого контуру ЦРП-6 кВ.

У економічній частині проведений порівняльний техніко-економічний аналіз модернізації ЗРУ-6 кВ ЦРП-6 кВ шляхом заміни вимикачів. В результаті розрахунків зроблений висновок про доцільність використання вакуумних вимикачів.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		113



## Список використаної літератури

1. ДСТУ-Н Б В.2.5-80:2015 – 83 с.
2. Красінський В.М., Кравченко А.М. Правила експлуатації електрозахисних засобів: Рівненське дослідне підприємство «Рівнеелектротехнологія», 1987 – 103 с.
3. Методичні вказівки до оформлення дипломних робіт / Укладачі: М.А. Никифоров, І.Л. Лебединський. – Суми: Вид-во СумДУ, 2008. – 74 с.
4. Мельник Л.Г., Карінцева О.І., Сотник І.М. Економіка енергетики: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 238 с.
5. НКРЕКП. Кодекс комерційного обліку електричної енергії. Постанова № 716 – м. Київ, 2020 – 98 с.
6. НКРЕКП. Кодекс системи розподілу № 1209. Постанова – м. Київ, 2020 – 160 с.
7. НКРЕКП. Правила роздрібного ринку електричної енергії. Постанова № 1219 – м. Київ, 2020 – 238 с.
8. О.В. Коцар. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням [електронне видання], Дніпро, 2017. – 44 с.
9. Правила улаштування електроустановок. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.
10. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.
11. Рудницький В.Г. Внутрішньоцехове електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2007. – 280 с.
12. Ясинський В. М., Гаждан В. І., Єліпашев В. М. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів, 1998 – 394 с.

					МР 3.8.141.185 ПЗ	Арк.
Изм.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		114