

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний аграрний університет  
Інженерно-технологічний факультет  
Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Допущений до захисту:  
Т.в.о. завідувача кафедри ЕЕЕ  
к.т.н. доц. Видмиш А. А.

\_\_\_\_\_  
(Підпис, вчене звання, прізвище, ініціали)  
“    ” \_\_\_\_\_ 2020 р.

«Дослідження електропостачання промислово-житлового району із забезпеченням стандартної якості електроенергії».

Робота на здобуття освітнього ступеня «Магістр»  
за спеціальністю 141 – Електроенергетика,  
електротехніка і електромеханіка

Виконала: студентка групи ЕІ-19-1 (маг.з.)

Жук Лілія Олегівна \_\_\_\_\_

Керівник: к.т.н., доцент, каф. ЕЕЕ

Видмиш Андрій Андрійович \_\_\_\_\_

Вінницький національний аграрний університет  
Факультет Інженерно-технологічний  
Кафедра «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітній ступінь - магістр  
Галузь знань 14 - «Електрична інженерія»  
Спеціальність 141 - «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ  
Т.в.о. завідувача кафедри ЕЕЕ  
к.т.н. доц. Видмиш А. А.

“ 01 ” вересня 2020 року

### ЗАВДАННЯ НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ МАГІСТРАНТА

Жук Лілії Олегівни

1. Тема роботи: «Дослідження електропостачання промислово-житлового району із забезпеченням стандартної якості електроенергії».

Керівник роботи: Видмиш Андрій Андрійович к.т.н., доцент  
затверджені наказом вищого навчального закладу від “ 26 ” лютого 2020 року  
№ 36м

2. Строк подання студентом роботи “ 30 ” жовтня 2020 року

3. Вхідні дані: Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с., Матвійчук В. А. Електротехнології В АПК / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. П. Стаднійчук. – Вінниця: ТВОРИ, 2020. – 272 с. – (Навчальний посібник)., Матвійчук В. А. Діагностування електрообладнання / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. – Вінниця: ТВОРИ, 2020. – 137 с. – (Навчальний посібник)., Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с., Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чаусов, В. М. Швайко та ін.]. – Київ: «Хайт-Тек Прес», 2013. – 528 с. – (Підручник)., Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Пришляк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. – (Навчальний посібник).

4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити): Загальна характеристика мехатронної системи. Розрахунок потужності електродвигуна. Техніко-економічне обґрунтування вибору системи електропривода. Розрахунок та вибір силової частини електропривода. Розрахунок замкненої системи електропривода. Розробка системи автоматизації. Економічна частина. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях.

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основна частина	Видмиш А.А к.т.н., доцент кафедри ЕЕЕ	01.09.2020 р.	01.09.2020 р.

7. Дата видачі завдання « 01 » вересня 2020 р.

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз завдання. Вступ	01.09 -08.09.2020 р.	
2	Розробка електротехнічних розділів	09.09 -25.09.2020 р.	
3	Розробка економічної частини	28.09 -05.10.2020 р.	
4	Розробка розділу з охорони праці	06.10-12.10.2020 р.	
5	Аналіз виконання ІЗ. Висновки	13.10-19.10.2020 р.	
6	Оформлення пояснювальної записки	20.10-26.10.2020 р.	
7	Підготовка доповіді і презентаційного матеріалу	27.10-30.10.2020 р.	
8	Попередній захист	10.11.2020 р.	

Студент

Жук Л. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

Видмиш А.А.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

В даній магістерській роботі розроблялось електропостачання Вінницького житлового мікрорайону. Були проведені розрахунки по знаходженню навантажень мікрорайону, обґрунтування вибору оптимальної потужності трансформаторів, вибір КЛ 10 кВ та вибір КЛ 0,4 кВ, вибір та перевірка обладнання на стороні високої та низької напруги, релейного захисту, системи власних потреб, розрахунок освітлення.

В економічній частині проекту були проведені розрахунки вартості електроенергії, втрат електроенергії та собівартість електроенергії.

По охороні праці були приведені шкідливі небезпечні виробничі, санітарно-гігієнічні фактори. Були запропоновані заходи по забезпеченню безпеки експлуатації підстанції, протипожежні заходи.

Магістерська робота містить \_\_\_\_\_ аркушів пояснювальної записки та \_\_\_\_\_ креслень.

## ANNOTATION

In this master's thesis the power supply of Vinnytsia residential district was developed. Calculations were made to find the loads of the neighborhood, justification for choosing the optimal power of transformers, selection of 10 kV cable and 0.4 kV cable selection, selection and testing of equipment on the high and low voltage side, relay protection, own needs system, lighting calculation.

In the economic part of the project, calculations of the cost of electricity, electricity losses and the cost of electricity were performed.

Harmful hazardous production, sanitary and hygienic factors were cited for labor protection. Measures to ensure the safety of the substation operation and fire-fighting measures were proposed.

The master's thesis contains \_\_\_\_\_ sheets of explanatory note and \_\_\_\_\_ drawings.

## ЗМІСТ

Анотація.....	4
Вступ.....	8
1 Відомості про мікрорайон.....	10
1.1 Короткий опис Летичівського житлового мікрорайону.....	10
1.2 Відомості про електроспоживачі та їх характеристики.....	11
1.3 Техніко-економічне обґрунтування роботи.....	16
2 Автоматизовані розрахунки електричних навантажень, кількості та потужності ТП, живильних ліній.....	18
2.1 Визначення розрахункових навантажень будинків та житлового мікрорайону.....	23
2.2. Визначення кількості та потужності ТП.....	26
2.3. Розрахунок живильної мережі.....	32
3 Розрахунок картограми та визначення ЦЕН.....	41
3.1 Визначення оптичних координат розміщення ТП за критерієм мінімуму затрат в СЕП.....	41
3.2 Розрахунок картограми.....	46
4 Розрахунок розподільної мережі.....	49
5 Вибір електрообладнання 10 кВ системи електропостачання мікрорайону.....	55
5.1 Вибір вимикачів.....	55
5.2 Вибір роз'єднувачів.....	57
6 Розрахунок мережі будинку.....	59
7 Розрахунок системи електричного освітлення будинку.....	69
7.1 Обґрунтування вибору типу джерела світла.....	69
7.2 Розрахунок робочого освітлення.....	70
8 Вибір комутаційно-захисної апаратури.....	77
9 Розрахунок компенсації реактивних навантажень.....	84
10 Енергозбереження за рахунок зовнішнього освітлення.....	90
10.1 Освітлення мікрорайону.....	92
10.2 Імпульсно-фазове регулювання режимами роботи освітлювальних установок.....	93
10.3 Система автоматизованого управління зовнішнім освітленням.....	101
11 Релейний захист.....	107
12 Економічна частина.....	110
12.1 Початкові дані.....	110
12.2 Розрахунок капіталовкладень.....	110

12.3 Розрахунок плати за електроенергію.....	114
12.4 Розрахунок величини існуючих експлуатаційних витрат.....	117
12.4.1 Розрахунок фонду заробітної плати.....	117
12.4.2 Планування вартості витрачених матеріалів.....	124
12.4.3 Визначення амортизаційних відрахувань.....	126
12.5 Розрахунок собівартості електроенергії.....	127
13 Охорона праці.....	130
13.1 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії.....	130
13.2 Мікроклімат.....	131
13.3 Склад повітря робочої зони.....	132
13.4 Виробничий шум.....	133
13.5 Виробничі вібрації.....	134
13.6 Пожежна безпека.....	135
13.7 Технічні рішення системи запобігання пожежі.....	136
13.8 Технічні рішення системи протипожежного захисту.....	137
14 Оцінка стійкості роботи системи електропостачання Летичівського житлового мікрорайону.....	139
14.1 Дія іонізуючих випромінювань та електромагнітних імпульсів на енергетичні системи.....	139
14.2 Оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань.....	140
14.3 Оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу.....	142
Висновки.....	145
Література.....	147
Додатки.....	149

## ВСТУП

За характером електроспоживання та показниками електричних навантажень всі споживачі міста (мікрорайону) діляться на такі групи:

- промислові споживачі;
- комунальні споживачі загальноміського призначення (водопровід, каналізація, і т.д.);
  - споживачі районів прилеглих до міста;
  - житлові зони міста і комунальні суспільні будинки.

Електроприймачі житлових будинків.

Сучасні житлові будинки насичені великою кількістю електроприймачів. До них відносять різні освітлювальні і побутові прилади і силове електроустаткування. Ріст енергетики і обсягів виробництва електроенергії значною мірою сприяє розширенню номенклатури і збільшенню кількості електроприладів які застосовуються у побуті.

Електроприймачі житлових будинків можна розділити на дві основні групи:

- електроприймачі квартир;
- електроприймачі загально будинкового призначення.

До першого відносяться освітлювальні і побутові електроприлади. До другого відносяться світильники сходових кліток та ліфтів.

Електричне освітлення квартир здійснюється за допомогою світильників загального і місцевого освітлення, як правило, з лампами розжарення. Для загального освітлення житлових приміщень застосовуються багатолампові світильники (різних конструкцій та зрізними лампами).

Побутові електроприлади за призначенням можна умовно поділити на такі характерні групи:

- нагрівальні для готування їжі;
- для обробки і зберігання продуктів;
- господарські ( для прибирання приміщення, електроінструменти, та ін.);
- культурно – побутові;
- побутові кондиціонери повітря;
- водонагрівачі;
- прилади для опалення приміщень.

Умовно всі електроприймачі поділяють на дві великі групи:

- освітлювальні;
- силові.



В основних приміщеннях суспільних будинків з метою економії електроенергії і отримання високих рівнів освітленості, як правило, використовуються світильники з люмінесцентними лампами у виконанні, що відповідають умовам середовища і виконуваної роботи. В допоміжних приміщеннях, складах і коморах застосовують лампи розжарення. У ряді випадків для цілей архітектурного і декоративного висвітлення використовуються світильники в спеціальному виконанні з різними лампами.

У залежності від викання технологічних операцій до силового відносяться електроприймачі механічного устаткування, електротеплового устаткування: холодильні машини, підйомно–транспортного устаткування, санітарно – технічних установок, зв'язку, сигналізації і протипожежних пристроїв, апаратури керування і інших видів технологічного устаткування. Енергоємними споживачами є комунальні підприємства.

Проектування електропостачання житлового району являє собою повний розрахунок навантажень будинків, а потім і всього мікрорайону. Під час розрахунку будуть використовуватись всі відомі методи розрахунків навантажень підприємств, але і ряд вказівок проектних інститутів, та норм. В процесі розрахунків будуть прийняття рішення по схемах електричних з'єднань, складу електрообладнання і його розташування.

Кожний проектувальник має володіти не тільки високими знаннями але і вміння приймати рішення і їх обґрунтування при проектуванні нових енергетичних об'єктів є невід'ємною вимогою високої якості.

Нові, ефективні методи рішення інженерних задач при оцінці технічних показників, оптимізації і виборі параметрів обладнання потребує широкого впровадження наукових методів, теорії дослідження, системного підходу та математичного моделювання.

## 1. ВІДОМОСТІ ПРО МІКРОРАЙОН

### 1.1 Короткий опис Вінницького житлового мікрорайону.

В даній роботі було розроблено проект електропостачання житлового сектору Вінницького району. В даному житловому мікрорайоні розміщені п'ять житлових будинків, кожний з яких має по п'ять поверхів. Всі будинки були побудовані за кошти Вінницької районної ради на протязі семи років (1989 – 1996 роки), та були реалізовані сім'ям ветеранів Великої Вітчизняної Війни, які проживають за межами районного центру, сім'ям ветеранів праці, та малозабезпеченим сім'ям. Всі будинки розташовані поблизу районного центру, та мають вигідне географічне положення. Кожний будинок має по два під'їзди, які виходять у спільне між ними подвір'я на якому розміщений дитячий розважальний майданчик на 30 дітей. На кожному поверсі розміщено по дві однакових три-, дво- та однокімнатних квартир, тому на одному поверсі може проживати шість сімей. Загальна чисельність сімей одного будинку складає тридцять сімей, а загальна чисельність сімей всього мікрорайону складає сто п'ятдесят.

Отже, даний житловий мікрорайон є досить заселеним місцем, з значною чисельністю населення, та потребує надійного електропостачання та одночасно і найвищого ступеню захисту жителів від уражень електричним струмом.

Генплан Вінницького житлового мікрорайону. зображений на рисунку 1.1

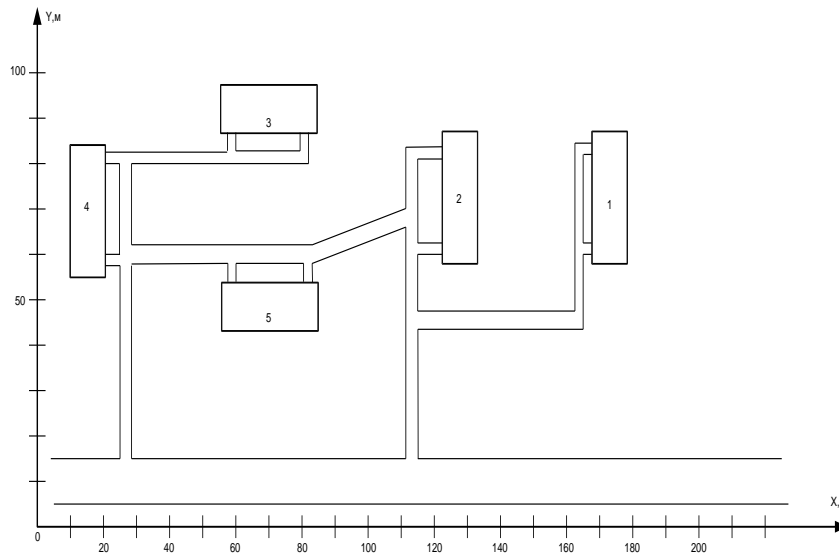


Рисунок 1.1 – Генплан Вінницького житлового мікрорайону.

## 1.2 Відомості про електроспоживачі та їх характеристики

Оскільки в даному випадку будинок має два однакових під'їзди, в кожному з яких проживає п'ятнадцять сімей, і електроспоживачі всіх поверхів також є однаковими, тому розрахунок електропостачання буде проводитись лише для одного поверху одного під'їзду. Всі електроприймачі розміщені переважно на кухнях, за винятком освітлення, яке є в кожній кімнаті, та розеток кількість яких залежить від площі квартири. До силового (трифазного) навантаження ми відносимо: електроплиту, яка знаходиться на кожній кухні та потужністю 6 [кВт], також до такого навантаження було включені електроприймачі обігріву кімнат: це електротягли ЭКО М – 6/220, та ЭКО М – 4/220, потужністю відповідно 5 [кВт] та 4 [кВт]. Також пристрої нагріву води: електроконвектори та електроводонагрівачі SG 100R потужністю 0,75; 1; 1,25; 1,2; 1,5 [кВт], та електрорушникосушки потужністю 1,5 [кВт]. Також під час розрахунку було визначено кількість розеток, маючи площу кожної кімнати та прийнято навантаження на одну розетку 2,5 [кВт]. В якості освітлювального навантаження брались лампи розжарювання та люмінесцентні лампи, потужність яких вибиралась також залежно від площі квартири та нормованої освітленості кожного типу приміщення. Оскільки все навантаження приєднано до спільного вхідного

розподільчого щиту (ВРП), тому розрахунок проводився для всього навантаження одночасно.

Будівельний план першого поверху житлового будинку з нанесеними на ньому місцями розміщення електричних навантажень зображений на рисунку 1.2

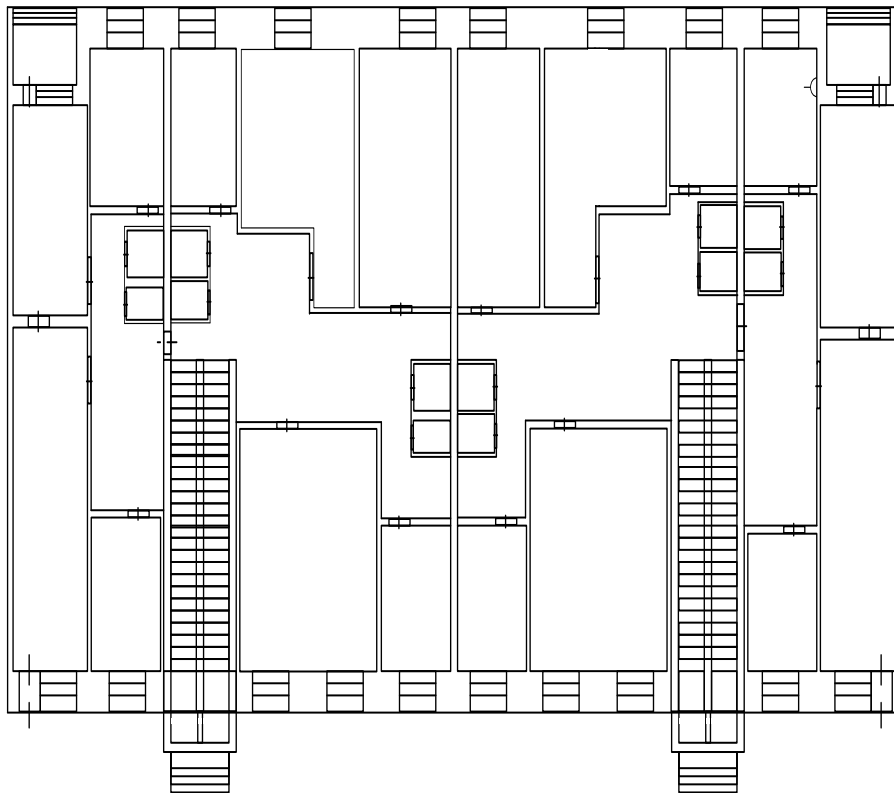


Рисунок 1.2 – Будівельний план першого поверху житлового будинку

Вінницький житловий мікрорайон живиться від повітряної лінії 10 кВ, яка розташована на відстані 400 м від мікрорайону. Кількість годин використання максимального навантаження  $T_m = 3500$  год, та потужність короткого замикання в точці приєднання  $S_{кз} = 60$  МВА. Вхідна реактивна потужність  $Q_{вх} = 70$  кВар. Тариф на спожиту електроенергію становить 0,25 грн/кВт·год.

Категорії надійності електропостачання згідно правил улаштування електроустановок (ПУЕ):

I - категорія – електропостачання споживачів даної категорії надійності електропостачання, як правило, здійснюється від двох близько

розташованих ТП. За неможливості через місцеві умови здійснити живлення від різних ТП допускається живлення від різних трансформаторів однієї ТП. Трансформатори повинні живитися по високій стороні взаєморезервованими лініями, які в свою чергу повинні бути підключені до різних незалежних джерел живлення і мати необхідний резерв пропускної здатності елементів системи залежно від навантаження електроприймачів і категорії надійності електропостачання. Другим незалежним джерелом живлення можуть бути дизельна електростанція (ДЕС), агрегат безперервного живлення (АБЖ). Обов'язковою є вимога автоматичного ввімкнення резерву (АВР) на стороні 0,4 кВ.

Також ПУЕ виділяє з першої категорії електропостачання особливу групу. Електропостачання якої необхідно передбачити додаткове живлення від третього незалежного взаєморезервованого джерела живлення, що забезпечує електропостачання визначеної тривалості. Такими джерелами можуть бути ДЕС, АЖБ та ін..

II - категорія - електропостачання приймачів даної категорії надійності електропостачання рекомендується здійснювати від двох незалежних взаєморезервних джерел. Допускається перерва в електропостачання на час, необхідний для вмикання резервного живлення черговим персоналом чи виїздною оперативною бригадою.

III - категорія – електропостачання приймачів даної категорії надійності електропостачання може здійснюватись від одного джерела живлення за умови, що перерва в електропостачанні, яка необхідна для ремонту і зміни пошкодженого елемента системи не перевищує однієї доби.

Оскільки в даному житловому мікрорайоні квартири є повністю електрифікованими, а саме обігрівання квартир у осінь – зимовий період здійснюється переважно елекрокотлами та елекроконвекторами а також нагрівання води здійснюється водонагрівачами, то згідно державних будівельних норм (ДБН В.2.5-23-2003 С.7) житлові будинки заввишки до 16 поверхів включно (в даному випадку будинки заввишки 5 поверхів) і

електроплитами і електроводонагрівачами для гарячого водопостачання, відносяться до другої категорії по надійності електропостачання. Відомості про категорії надійності електропостачання та потужності будинків зведені у таблиці 1.1

Таблиця 1.1 – Потужність та категорія надійності електропостачання

№ за планом	Найменування	Номинальна потужність, кВт	Категорія надійності згідно ПУЕ
1	Житловий будинок № 88	356,5	2
2	Житловий будинок № 89	356,5	2
3	Житловий будинок № 90	356,5	2
4	Житловий будинок № 91	356,5	2
5	Житловий будинок № 92	356,5	2

Оскільки електричні навантаження розміщені на всіх поверхах житлового будинку однаково, тому для прикладу зобразимо місця розміщення електричних навантажень лише для першого поверху, а для всіх інших воно буде таким самим. На рисунку 1.2 зображено схему електропостачання будинку.

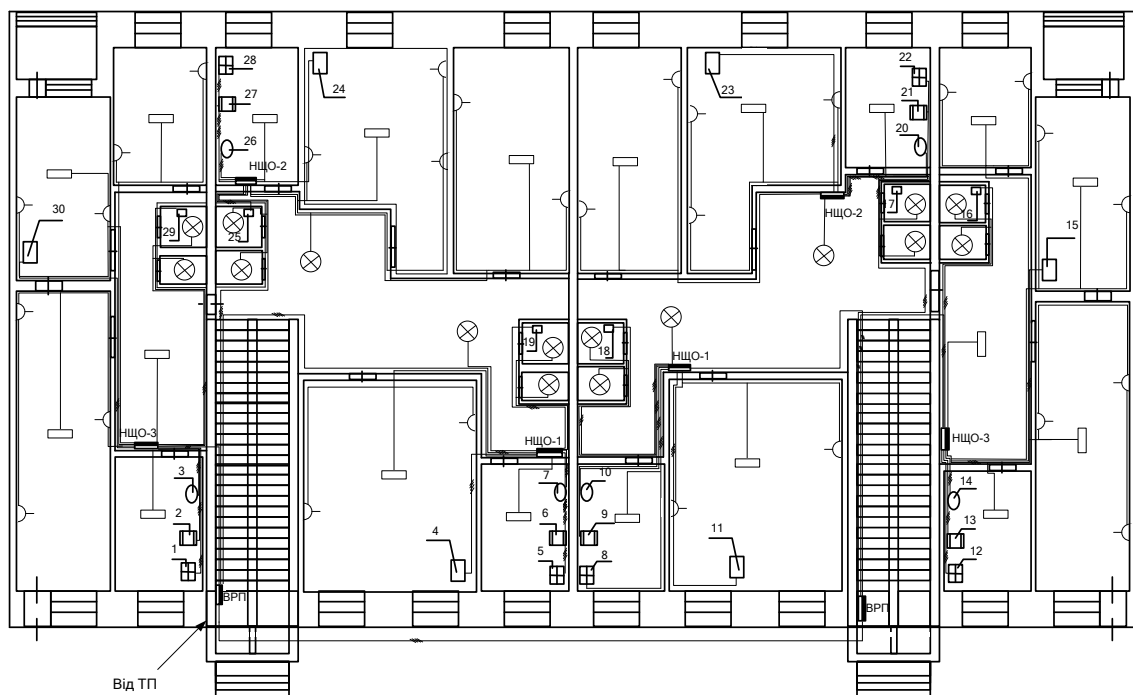




Рисунок 1.2 – Схема електропостачання будинку

Умовні позначення:

 - світильник з лампами розжарення

 - світильник з люмінесцентними лампами

 - розетка

Таблиця 1.2 – Відомості про електричні навантаження будинку

№	Найменування електрообладнання	P <sub>н</sub> , кВт
1,5,8,12,22,28	Електроплита	6
2,6,9,13,27	Електрокотел ЭКО М – 6/220	6
21	Електрокотел ЭКО М – 4/220	4
3,7,10,14,20,26	Електроводонагрівач	1,2
16,17,18,19,25,29	Електрорушникосушка	1,5
4,11	Електроконвектор	0,75
15	Електроконвектор	1
23,24	Електроконвектор	1,25
30	Електроконвектор	1,5

Навантаження та розміщення електричних приймачів всіх інших будинків аналогічне.

Визначення розрахункових навантажень будинків та житлового мікрорайону

Правильне визначення навантажень об'єкту має велике значення при проектуванні СЕП, оскільки і завищення навантажень, і зниження їх призводить до негативних наслідків. В першому випадку відбудеться збільшення вартості на електроприлади, лінії живлення, збільшення витрат на обслуговування та ін., в другому – недостатня пропускна здатність СЕП, можливість перевантаження кабелю чи ТП у після аварійному режимі.

### 1.3 Техніко-економічне обґрунтування роботи

Суть техніко-економічного обґрунтування проекту полягає в проведенні попередніх економічних розрахунків, що підтверджують доцільність капіталовкладень в даний енергетичний об'єкт (систему електропостачання підприємства).

Доцільність реалізації проекту обґрунтовується:

- задоволенням потреб суспільства продукцією підприємства, система електропостачання якого проектується;
- створенням нових робочих місць та працевлаштуванням працездатного населення даного регіону;
- наданням необхідних суспільству послуг;
- прибутковістю;
- нормативною окупністю капіталовкладень і т.д.

Система електропостачання підприємства разом з системою водопостачання, зв'язку, газопостачання, теплопостачання і системою стислого повітря знаходиться в основі створення виробничого процесу. Відсутність цих систем призводить до неможливості виробництва продукції і виробничої діяльності підприємства в цілому. Тому техніко-економічне обґрунтування проекту системи електропостачання є тотожним техніко-економічному обґрунтуванню будівництва даного об'єкту. Проведемо попередні розрахунки прибутковості і терміну окупності капіталовкладень.

Техніко-економічне обґрунтування проведемо використовуючи такі вихідні дані:

- 1.Виручка від реалізації виробленої продукції (обсяг реалізованої продукції або послуг), млн. грн/рік:  $V = 5$ .
- 2.Середньооблікова чисельність персоналу:  $Ч = 10$  чол.
- 3.Нарахування на соціальні потреби, %:  $C_{\text{п}} = 38\%$ .
- 4.Середньомісячна зарплата одного працівника, грн/міс:  $Z_{\text{м}} = 2500$  грн/міс.



5. Питома вага заробітної плати в собівартості продукції:  $d = 11\%$
6. Первісна або балансова вартість основних фондів, млн. грн.:  $\Phi = 10$ .
7. Нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень  $E_n = 0,1$ .
8. Нормативний термін окупності  $T_{он} = 10$  років.

Визначимо середньорічний фонд заробітної плати одного працівника  $Z_{пл}$ :

$$Z_{пл} = Z_m \cdot 12 \cdot 10^{-6} = 0,03 \text{ млн.грн/рік.}$$

Повна собівартість продукції,  $C$ :

$$C = \left(1 + \frac{C_i}{100}\right) \cdot \frac{C_{i1} \cdot \times}{d} = \left(1 + \frac{38}{100}\right) \cdot \frac{0,03 \cdot 100}{11 \cdot 10^{-2}} = 3,76 \text{ (і єí .ãđí/ð³ê).}$$

Балансовий прибуток  $\Pi$ :

$$\Pi = B - C = 5 - 3,76 = 1,24 \text{ (млн. грн/рік).}$$

Розрахунковий термін окупності

$$T_{ок} = \frac{\Phi}{\Pi} = \frac{10}{1,24} = 8,09 \text{ (років).}$$

Оскільки  $T_{ор} < T_{он} \equiv 8,09 < 10$ , то проект є економічно обґрунтованим.

## 2. АВТОМАТИЗОВАНІ РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ НАВАНТАЖЕНЬ МІКРОРАЙОНУ, КІЛЬКОСТІ ТА ПОТУЖНОСТІ ТП, ЖИВИЛЬНИХ ЛІНІЙ.

Виконання автоматизованих розрахунків виконується тільки на ЕОМ за допомогою програмного забезпечення, яке дозволяє виконувати математичні операції. До такого програмного забезпечення можна віднести і електронний процесор Excel. Програми електронних таблиць, до яких відноситься і Excel, являють собою інтерактивне середовище, яке дозволяє працювати з числами і текстом, розташованими в табличній формі.

Файли Excel називають робочими книгами, кожна з яких може містити стільки листів, скільки їй дозволяє відведена пам'ять.

Excel може створювати графічні зображення і діаграми, використовуючи числа, записані в комірки робочого листа, а також використовувати інформацію баз даних, записану в форматі записів і полів.

Електронна таблиця – це інтерактивна комп'ютерна програма, яка має вигляд набору рядків і стовпців де записуються формули. Вони зображуються на екрані в спеціальному вікні, яке можна прокручувати вгору чи вниз. Електронні таблиці можна зберігати в файлі для подальшого використання. Комірки електронної таблиці можна формувати довільно і роздруковувати для ведення документації. Крім того, окремі групи числових комірок можна використовувати для створення діаграм чи карт.

Найбільш важливою перевагою електронної таблиці є те, що при зміні вмісту якоїсь комірки, що використовується в формулі, результат буде автоматично перераховуватись. Це означає, що якщо є електронна таблиця, що працює з визначеними формулами, то, проводячи невеликі зміни, можна розрахувати багато різних варіантів, не набираючи кожний раз формули.

Для початку розрахунку необхідно спочатку на окремому робочому листі електронного процесора Excel створити базу даних, в якій будуть утримуватись всі необхідні дані для проведення розрахунків.

База даних (БД) – сукупність взаємозв’язаних даних, незалежних від програм, що їх використовують разом з технічними та програмними засобами забезпечення єдиних принципів організації, збереження і маніпулювання даними.

Таблиця БД – сукупність атрибутів однієї сутності.

Атрибут – окрема властивість (параметр) сутності, яку потрібну зберігати в БД (активний опір КЛ, допустимий струм КЛ та ін.).

Поле таблиці БД – сукупність даних про один атрибут сутності.

Ключ – сукупність атрибутів (окремих атрибутів), які однозначно ідентифікують конкретний об’єкт (потужність трансформатора, переріз КЛ).

БД повинна дозволити мати вихідні дані тільки в одному екземплярі, а всі електронні таблиці, в яких будуть виконуватись проектні розрахунки повинні вибирати ці дані із БД автоматично.

Таким чином в БД обов’язково будемо включати дані, якщо вони потрібні більш ніж одній проектній задачі.

Наявність БД дасть можливість вводити дані тільки один раз, а у випадку їх заміни – легко виконати корекцію проектних розрахунків автоматично.

Базу Даних будемо розташовувати на одному окремому листі Excel, який будемо називати “БД”. Згідно завдання на цьому листі зверху вниз розташуємо базу загальних даних, базу технічних та економічних даних силових трансформаторів 10 кВ, базу технічних та економічних даних КЛ 10 кВ та КЛ 0,4 кВ.

База загальних даних буде утримувати техніко-економічні параметри, які стосуються проекту в цілому. Такі параметри як:

- 1) час використання максимального навантаження,  $T_m$  (год/рік);
- 2) час максимальних втрат,  $\tau$  (год/рік);
- 3) тариф за активну електроенергію,  $t$  (грн/кВт·год);
- 4) коефіцієнт ефективності капіталовкладень,  $E_e$  (%);

Загальний вигляд електронної таблиці цієї бази наведено на рисунку 2.1

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1												
2												
3												
4		Нормативний коефіцієнт відрахувань							Ee=	0,1		
5		Тариф на активну електроенергію, грн/(кВт*год)							t, грн/кВт=	0,25		
6		Число годин використання максимального навантаження, год							Tm=	3500		
7		Число годин максимальних втрат							τ =	1968,16		
8		Питома вартість втрат							Vo=	492,04		
9												
10		Відрахування на амортизацію				Ea, %	Tc, років					
11		КЛ 6 - 10 кВ алюмінієвою оболонкою				4	25					
12		ТП 10 -750 кВ в цілому				3,60	--					
13												

Рисунок 2.1 – Загальна база даних

Таблиця 2.1 – Імена комірок робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Нормативний коефіцієнт відрахувань, %	Ee	=БД!\$J\$4
Тариф на активну електроенергію, грн/кВт*год	t	=БД!\$J\$5
Число годин використання максимального навантаження, год	Tm	=БД!\$J\$6
Число годин максимальних втрат, год	tau	=БД!\$J\$7
Питома вартість втрат, грн/кВт	Vo	=БД!\$J\$8
Нормативний коефіцієнт відрахувань на амортизацію для КЛ, %	Eакл	=БД!\$G\$11
Нормативний коефіцієнт відрахувань на амортизацію для ТП, %	EaТп	=БД!\$G\$12

Таблиця 2.2 - Формули для розрахунку величин

Математичні формули	Табличні формули
$\tau = \left( 0,124 \cdot \frac{\Delta}{10000} \right)^2 \cdot 8760$	tau=((0,124+Tm/10000)^2)*8760
Vo=t*τ	Vo=t*tau

База технічних та економічних даних силових трансформаторів утримує:

- 1) потужності трансформаторів, St (кВА);
- 2) номінальна напруга трансформаторів ВН, Унт (кВ);
- 3) втрати короткого замикання (к.з.) трансформаторів, ΔРкз (кВт);

- 4) втрати холостого ходу (х.х.) трансформаторів,  $\Delta P_{xx}$  (кВт);
- 5) струм х.х. трансформаторів,  $I_{xx}$  (%);
- 6) напруга к.з. трансформаторів,  $U_{кз}$  (%);
- 7) активний опір обмоток трансформатора,  $R_t$  (Ом);
- 8) індуктивний опір обмоток трансформатора,  $X_t$  (Ом);
- 9) вартість одно-, та двох-трансформаторної підстанції (ТП),  $K$  (тис.грн.)

Дана база зображена на рисунку 2.2.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
14												
15	<b>Параметри трансформаторів 10 кВ</b>											
16		<b>St, кВА</b>	<b>Uнт, кВ</b>	<b><math>\Delta P_{xx}</math>, кВт</b>	<b><math>\Delta P_k</math>, кВт</b>	<b><math>I_{xx}</math>, %</b>	<b><math>U_k</math>, %</b>	<b><math>R_t</math>, Ом</b>	<b><math>X_t</math>, Ом</b>	<b>Kт1, тис.грн</b>	<b>Kт2, тис.грн</b>	
17												
18		63	10	0,24	1,28	2,8	4,5	32,250	63,734	31,536	76,626	
19		100	10	0,33	1,97	2,6	4,5	19,700	40,459	35,496	83,466	
20		160	10	0,51	3,1	2,4	4,5	12,109	25,385	40,302	89,226	
21		250	10	0,74	4,2	2,3	4,5	6,720	16,699	47,016	93,06	
22		400	10	0,95	5,9	2,1	4,5	3,688	10,628	55,638	96,894	
23		630	10	1,31	8,5	2	5,5	2,142	8,463	65,232	127,62	
24		1000	10	2,1	10,5	1,4	6	1,050	5,907	76,032	142,47	
25		1600	10	2,8	18	1,3	5,5	0,703	3,365	89,172	187,2	
26		2500	10	3,85	23,5	1	6,5	0,376	2,573	104,472	214,182	
27												

Рисунок 2.2 - База техніко-економічних характеристик трансформаторів 10 кВ.

Таблиця 2.3 – Імена комірок робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
База даних трансформаторів	БазаДанихТП	=БД!\$B\$18:\$K\$26
Потужність трансформатора, кВА	St	=БД!\$B\$18:\$B\$26
Номінальна напруга трансформатора, кВ	Uн	=БД!\$C\$18:\$B\$26
Потужність втрат х.х., трансформатора, кВт	$P_{xx}$	=БД!\$D\$18:\$D\$26

Продовження табл. 2.3

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Потужність втрат к.з, трансформатора, кВт	$P_{кз}$	=БД!\$E\$18:\$D\$26
Струм х.х, трансформатора, %	$I_{хх}$	=БД!\$F\$18:\$F\$26
Напруга к.з, трансформатора, %	$U_{кз}$	=БД!\$G\$18:\$G\$26
Активний опір обмоток трансформатора, Ом	$R_{т}$	=БД!\$H\$18:\$H\$26
Індуктивний опір обмоток трансформатора, Ом	$X_{т}$	=БД!\$I\$18:\$I\$26
Вартість одно-трансформаторної ТП, тис.грн	$K_{т1}$	= БД!\$J\$18:\$J\$26
Вартість двох-трансформаторної ТП, тис.грн	$K_{т1}$	=БД!\$K\$18:\$K\$26

База технічних та економічних даних кабельних ліній (КЛ) утримує :

- 1) стандартний переріз струмоведучої частини КЛ,  $F$  (мм<sup>2</sup>);
- 2) активний питомий опір для кожного із перерізів КЛ,  $R_0$  (Ом/км);
- 3) реактивний питомий опір для кожного із перерізів КЛ,  $X_0$  (Ом/км);
- 4) допустимий струм для кожного із перерізів КЛ згідно із ПУЕ,  $I_{доп}$  (А);
- 5) питому вартість КЛ кожного з перерізів,  $K_0$  (тис.грн/км).

Дана база зображена на рисунку 2.3

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
31	Алюмінієві кабельні лінії з паперовою ізоляцією									
32	1	2	3	4	5	6	7	8		
33	Пере- різ, мм <sup>2</sup>	Ro Ом/км	0,38 кВ			10 кВ				
34			Хо Ом/км	Ідоп А	Ко1, т.грн/км	Хо Ом/км	Ідоп А	Ко1, т.грн/км		
35										
36	10	3,1	0,073	65	7,711	0,122				
37	16	1,94	0,0675	90	9,072	0,113	75	10,603		
38	25	1,24	0,0662	115	9,45	0,099	90	15,272		
39	35	0,89	0,0637	135	11,793	0,095	115	19,964		
40	50	0,62	0,0625	165	13,541	0,09	140	28,405		
41	70	0,443	0,0612	200	16,425	0,086	165	38,847		
42	95	0,326	0,0602	240	19,638	0,083	205	50,347		
43	120	0,258	0,0602	270	22,742	0,081	240	63,71		
44	150	0,206	0,0596	305	26,858	0,079	275	78,545		
45	185	0,167	0,0596	345	31,62	0,077	310	105,754		
46	240	0,129	0,0587		38,65	0,075	355	146,671		
47	300	0,103								
48										

Рисунок 2.3 - База техніко-економічних характеристик КЛ.

Таблиця 2.4 – Імена комірок робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
База даних КЛ	БазаДанихКЛ	=БД!\$B\$36:\$I\$47
Переріз КЛ, мм <sup>2</sup>	F	=БД!\$B\$36:\$B\$47
Питомий активний опір КЛ, Ом/км	Ro	=БД!\$C\$36:\$C\$47
Питомий індуктивний опір КЛ 0,38 кВ, Ом/км	Хо	=БД!\$D\$36:\$D\$47
Допустимий струм КЛ 0,38 кВ, А	Ідоп	=БД!\$E\$36:\$D\$47
Питома вартість КЛ 0.38 кВ, тис.грн/км	Ко1	=БД!\$F\$36:\$F\$47
Питомий індуктивний опір КЛ 10 кВ, Ом/км	Хо	=БД!\$G\$36:\$G\$47
Допустимий струм КЛ 10 кВ, А	Ідоп	=БД!\$H\$36:\$H\$47
Питома вартість КЛ 10 кВ, тис.грн/км	Ко1	=БД!\$I\$36:\$I\$47

2.1 Визначення розрахункових навантажень будинків та житлового мікрорайону

Правильне визначення навантажень об'єкту має велике значення при проектуванні СЕП, оскільки і завищення навантажень, і зниження їх призводить до негативних наслідків. В першому випадку відбудеться збільшення вартості на електроприлади, лінії живлення, збільшення витрат

на обслуговування та ін. , в другому – недостатня пропускна здатність СЕП, можливість перевантаження кабелю чи ТП у після аварійному режимі.

Розрахунок починається з внесення в таблицю початкових даних про мікрорайон і визначення відповідних довідкових даних.

Складемо електрону таблицю для визначення розрахункових навантажень будинків і житлового мікрорайону.

Початковими даними для виконання розрахунку є:

- кількість квартир, які розміщені в одному будинку, пкв (жител);
- площа кожного житла;
- силове електричне навантаження кожного із жител;
- кількість поверхів у будинку;

Довідникові дані, необхідні для виконання розрахунків:

- $\cos \varphi$ ;
- Питоме розрахункове навантаження одного житла, яке залежить від кількості квартир, та виду житла, який визначається відповідно до [1],

$$D_{i \text{ èò}}, \text{ (квт/житло)};$$

Згідно [1], житла що проектуються відносяться до жител (квартир) в будинках масового будівництва, спорудженні із загальною площею 35-95м<sup>2</sup>, та встановленою потужністю електроприймачів до 30 кВт, відносять до першого виду. Також в житлах першого виду встановлюються п'ять рівнів електрифікації, та відповідні їм нормативні питомі навантаження. Дані житла відносяться до жител з третім рівнем електрифікації, тобто з електричними плитами до 8,5 кВт.

Отже, у відповідності із цими даними для першого типу виду жител, та третього рівня електрифікації, із [1, таб.4.1], питоме розрахункове навантаження одного житла, при кількості жител рівному 90 становить:

$$D_{i \text{ èò}} = 1,82 \text{ кВт/житло} .$$

- категорія по надійності електропостачання, відповідно до [1];



- коефіцієнт одночасності розрахункових навантажень  $K_o$ , показує яку долю складає сумарне розрахункове навантаження в порівнянні з сумою розрахункових.

Математична модель для розрахунку утримується в таблиці 2.6, в якій наведено опорні формули для розрахунку в математичному вигляді та через адреси відповідних комірок, таблиця 2.5, з використанням функцій електронного процесора EXCEL.

Автоматизований розрахунок, виконаний в табличній формі за допомогою електронного процесора EXCEL, показано на рисунку 2.4.

Таблиця 2.5 – Імена комірок на робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Коефіцієнт потужності, $\cos\varphi$	cos	=сапр!\$K\$6:\$K\$10
Кількість квартир у будинку, пкв	пквартир	=сапр!\$I\$6:\$I\$10
Розрахункова активна потужність мікрорайону, кВт	$P_p$	=сапр!\$M\$11
Розрахункова активна потужність будинку, кВт	$P_m$	=сапр!\$M\$6:\$M\$10
Питома активна потужність на одне житло, згідно [1], кВт/житло	$P_{пит}$	=сапр!\$J\$6:\$J\$10
Розрахункова реактивна потужність мікрорайону, кВар	$Q_p$	=сапр!\$N\$11
Розрахункова реактивна потужність будинку, кВар	$Q_m$	=сапр!\$N\$6:\$N\$10
Розрахункова повна потужність мікрорайону, кВА	$S_p$	=сапр!\$O\$11
Розрахункова повна потужність будинку, кВА	$S_m$	=сапр!\$O\$6:\$O\$10
Коефіцієнт реактивної потужності, $\tan\varphi$	tan	=сапр!\$L\$6:\$L\$10
Номінальна напруга живлення мікрорайону, кВ	$U_H$	=сапр!\$K\$3
Коефіцієнт одночасності	$K_o$	=сапр!\$N\$3

Таблиця 2.6 – Опорні формули та математична модель розрахунку

Назва величини	Математичні формули	Табличні формули
Розрахункова активна потужність будинку, кВт	$D_{\delta} = D_{i\delta\delta} \cdot n_{\epsilon\hat{a}}$	$P_M = P_{\text{пит}} \cdot n_{\text{квартир}}$
Розрахункова реактивна потужність будинку, кВар	$Q_{\delta} = D_p \cdot \text{tg}\varphi$	$Q_M = P_M \cdot \text{tan}$
Розрахункова активна потужність мікрорайону, кВт	$D_{\delta\Sigma} = \sum_{n=1}^5 D_{\delta} \cdot K_o$	$P_p = \text{СУММ}(P_M) \cdot K_o$
Розрахункова повна потужність будинку, кВА	$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$	$S_M = \text{КОРЕНЬ}(P_M^2 + Q_M^2)$
Розрахунковий струм будинку, А	$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_f}$	$P_6 = S_M / (\text{КОРЕНЬ}(3) \cdot U_H)$
Розрахункова реактивна потужність мікрорайону, кВар	$Q_{\delta\Sigma} = \sum_{n=1}^5 Q_{\delta} \cdot K_o$	$Q_p = \text{СУММ}(Q_M) \cdot K_o$
Розрахункова реактивна потужність мікрорайону, кВА	$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}$	$S_p = \text{КОРЕНЬ}(P_p^2 + Q_p^2)$

	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1										
2										
3										
4					U <sub>H</sub> = 0,38					K <sub>o</sub> =1
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										

№ будинку	п, кількість квартир	Рпит, кВт/житло	cosφ	tgφ	Pp, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	Ip, А
88	90	1,82	0,92	0,43	163,80	69,78	178,04	256,98
89	90	1,82	0,92	0,43	163,80	69,78	178,04	256,98
90	90	1,82	0,92	0,43	163,80	69,78	178,04	256,98
91	90	1,82	0,92	0,43	163,80	69,78	178,04	256,98
92	90	1,82	0,92	0,43	163,80	69,78	178,04	256,98
					819	348,8925	890,22	

Рисунок 2.4 – Електронна таблиця розрахунку навантажень будинків та житлового мікрорайону

## 2.2 Визначення кількості та потужності ТП

Початковими даними для формування математичної моделі пошуку оптимальної потужності трансформаторів є:

- розрахункова повна потужність мікрорайону,  $S_p$  (кВА);
- кількість трансформаторів в ТП, кт;

- в) тариф на активну електроенергію,  $t$  (грн/кВт·год);
- г) число годин максимальних втрат,  $\tau$  (год);
- д) коефіцієнт амортизаційних відрахувань,  $E_a$  (%).
- е) потужність трансформаторів встановлення яких допускається. Дані про потужність трансформаторів визначались згідно [1].

Довідникові дані:

1) загальні:

- а) коефіцієнт допустимого перевантаження у післяаварійному режимі,  $k_{па}$  (якщо  $k_T > 1$ ), [3];
- б) коефіцієнт навантаження в нормальному режимі  $k_n$ ;
- в) доля навантаження у післяаварійному режимі,  $k_{ппа}$  (якщо  $k_T > 1$ ), ;
- г) нормативний коефіцієнт відрахувань  $E_e$ .

2) питомі характеристики трансформаторів ТП усіх стандартних потужностей:

- а) втрати х.х. в одному трансформаторі  $\Delta P_{xx}$ , кВт;
- б) втрати КЗ в одному трансформаторі  $\Delta P_{кз}$ , кВт;
- в) повна вартість одно- та двотрансформаторних ТП, тис.грн.

Математична модель має вигляд:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q(S_\delta) = (E_a + A_a) \cdot K_{\delta i} (S_\delta, k_\delta) + \left( \Delta P_{\delta\delta}(S_\delta) + \Delta P_{\delta\epsilon}(S_\delta) \cdot \left( \frac{S_\delta}{S_\delta \cdot k_\delta} \right)^2 \right) \cdot k_\delta \cdot t \cdot \tau \rightarrow \min_{S \in S_{\delta\delta}} ; \\ S_\delta \cdot k_\delta \cdot k_i \geq S_\delta ; \\ k > 1 \Rightarrow k_{i\delta} \cdot S_\delta \geq S_\delta \cdot k_{i\delta} ; \\ S \in S_{\delta\delta}, \end{array} \right. \quad (2.1)$$

В таблиці 2.8 наведено опорні формули, які використовувались для розрахунку в математичному вигляді та через імена відповідних комірок, які задані у таблиці 2.7 з використанням функцій електронного процесора EXCEL.

Таблиця 2.7 – Імена комірок робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Сумарні втрати в трансформаторах $\Delta P$ , кВт	dP	=Tp!\$P\$19:\$P\$27
Розрахункова повна потужність мікрорайону, кВА	Sp	=capr!\$O\$11
Номінальна потужність трансформатора, кВА	St	=Tp!\$I\$19:\$I\$27
Тариф на спожиту електроенергію, грн/кВт·год	t	=БД!\$J\$5
Час максимальних втрат $\tau$ , год	tau	=БД!\$J\$7
Напруга короткого замикання трансформатора, %	Uк	=БД!\$G\$17:\$G\$25
Вартість втрат у трансформаторах, тис.грн	Bв	=Tp!\$U\$19:\$U\$27
Питома вартість втрат, грн/кВт	Bo	=БД!\$J\$8
Вартість трансформаторної ТП, тис.грн	Bтп	=Tp!\$T\$19:\$T\$27
Нормативний коефіцієнт амортизаційних відрахувань	Ea	=Tp!\$T\$8
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора в нормальному режимі	Kn	=Tp!\$T\$5
Струм холостого ходу трансформатора, %	Iхх	=БД!\$F\$17:\$F\$25
Мінімальні затрати у ТП, тис.грн	Зопт	=Tp!\$V\$28
Нормативний коефіцієнт експлуатаційних відрахувань	Ee	=БД!\$J\$4
Приведені затрати $Z$ , тис.грн	Z	=Tp!\$V\$19:\$V\$27

Продовження табл. 2.7

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Частина навантаження ТП, яка має залишитись у роботі в післяаварійному режимі	К <sub>нпа</sub>	=Тр!\$Т\$7
Вартість одно-трансформаторів ТП	К <sub>т1</sub>	=Тр!\$L\$19:\$L\$27
Вартість дво-трансформаторів ТП	К <sub>т2</sub>	=Тр!\$M\$19:\$M\$27
Максимально допустимий коефіцієнт навантаження трансформатора ,(згідно ДСТУ 3463-96)	К <sub>па</sub>	=Тр!\$Т\$6
Кількість трансформаторів ТП	К <sub>т</sub>	=Тр!\$Т\$4
Число годин використання розрахункового максимуму	Т <sub>м</sub>	=БД!\$J\$6
Змінні втрати у трансформаторах ΔР <sub>зм,кВт</sub>	Р <sub>зм</sub>	=Тр!\$O\$19:\$O\$27
Потужність к.з. трансформатора ΔР <sub>кз,кВт</sub>	Р <sub>кз</sub>	=Тр!\$K\$19:\$K\$27
Постійні втрати у трансформаторах ΔР <sub>пост, кВт</sub>	Р <sub>пост</sub>	=Тр!\$N\$19:\$N\$27
Втрати х.х. у трансформаторі ΔР <sub>хх,кВт</sub>	Р <sub>хх</sub>	=Тр!\$J\$19:\$J\$27
Тип трансформатора	тип	=Тр!\$H\$19:\$H\$27
Оптимальна потужність ТП	Т <sub>Попт</sub>	=Тр!\$V\$29

Таблиця 2.8– Формули для визначення оптимальної потужності ТП

Математичні формули	Табличні формули
$\tau=(0,124+T_m/10000)^2 \cdot 8760$	$\tau=(0,124+T_m/1000)^2 \cdot 8760$
Перше обмеження: $S_o \cdot k_o \cdot k_i \geq S_\delta$	Q19=ЕСЛИ(К <sub>н</sub> *К <sub>т</sub> *S <sub>т</sub> >=S <sub>р</sub> ;"доп";"недоп")

Продовження табл. 2.8

Математичні формули	Табличні формули
Друге обмеження: $k_{\delta} > 1 \Rightarrow k_{i.i\grave{a}} \cdot S_{\delta} \geq S_{\delta} \cdot k_{i.i\grave{a}}$	R19=ЕСЛИ(И(КТ>1;Кпа*St>=Кнпа*Sp);"доп"; ;ЕСЛИ(КТ=1;Q19;"недоп"))
Умова допустимості:	S19=ЕСЛИ(И(Q19="доп";R19="доп");"доп"; "не доп")
Витрати на ТП, тис.грн.: $B_{ТП}(S_T) = (E + E_p) \cdot K_{ТП}(S_T, k_T)$	Втп=ЕСЛИ(И(КТ=1;St*КТ>=Sp); (Ea+Ee)*КТ1;ЕСЛИ(И(КТ>1;St*КТ>=Sp);(Ea+Ee) *КТ2;"---"))
Вартість втрат електроенергії, тис.грн: $B_{\hat{A}}(S_T) = [\Delta P_{\omega}(S_T) + \Delta P_{e\zeta}(S_T) \cdot \hat{E}_{\zeta}^2] \cdot k_T \cdot t \cdot \tau$ , де, $\hat{E}_{\zeta} = S_p / (S_T \cdot k_T)$	Вв =ЕСЛИ(КТ*St>=Sp;(Bo*КТ*dP)/1000;"---")
Приведені затрати, тис.грн: $\zeta(S_T) = B_{\alpha}(S_T) + B_{\hat{A}}(S_T)$	З=ЕСЛИ(И(S19="доп";St<=1000);Втп+Вв; "----")
Оптимальне значення приведених витрат, тис.грн	Зопт =МИН(З)
Оптимальна потужність ТП	ТПопт=ИНДЕКС(St;ПОИСКПОЗ(Зопт;3;0);1)
Відмітка рядку, в якому знаходяться дані оптимального розв'язку	W19=ЕСЛИ(Зопт=3;"v";""), та, G19 =ЕСЛИ(тип=ТПопт;"v";"")
Оптимальне значення приведених витрат, тис.грн	Зопт =МИН(З)
Оптимальна потужність ТП	ТПопт =ИНДЕКС(H19:H27; ПОИСКПОЗ(Зопт;V19:V27;0);1)

На рисунку 2.5 представлена таблична форма вибору оптимальної потужності ТП

* тип т- ра	St, кВА	ΔРхх, кВт	ΔРкз,кВт	Кт1, тис.грн	Кт2,тн с.грн	ΔРпост, кВт	ΔРэм, кВт	ΔР, кВт	Кн*Кт*St>=Sp	Кпа*St>=Кпа*Sp	Доп	Втп,тис.грн	Вв,тис.грн	З тис.грн	*
ТМ - 63/10	63	0,24	1,28	31,536	76,626	0,48	127,79	128,27	недоп	недоп	не доп	---	---	----	
ТМ - 100/10	100	0,33	1,97	35,496	83,468	0,66	78,06	78,72	недоп	недоп	не доп	---	---	----	
ТМ - 160/10	160	0,51	3,1	40,302	89,226	1,02	47,98	49,00	недоп	недоп	не доп	---	---	----	
ТМ - 250/10	250	0,74	4,2	47,016	93,06	1,48	26,63	28,11	недоп	недоп	не доп	---	---	----	
ТМ - 400/10	400	0,95	5,9	55,638	96,894	1,9	14,61	16,51	недоп	недоп	не доп	---	---	----	
ТМ - 630/10	630	1,31	8,5	65,232	127,62	2,62	8,49	11,11	доп	недоп	не доп	17,36	10,93	----	
✓ ТМ - 1000/10	1000	2,1	10,5	76,032	142,47	4,2	4,16	8,36	доп	доп	доп	19,38	8,23	27,60	✓
ТМ - 1600/10	1600	2,8	18	89,172	187,2	5,6	2,79	8,39	доп	доп	доп	25,46	8,25	----	
ТМ - 2500/10	2500	3,85	23,5	104,47	214,18	7,7	1,49	9,19	доп	доп	доп	29,13	9,04	----	
ОПТИМАЛЬНЕ ЗНАЧЕННЯ ПРИВЕДЕНИХ ЗАТРАТ														27,60	
ТИП ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІ														ТМ - 1000/10	

Рисунок 2.5 – Електронна таблиця вибору оптимальної потужності ТП

Оскільки, категорія по надійності електропостачання даного мікрорайону прийнята згідно табл. 2.1 [1], а саме (житлові будинки заввишки до 16 поверхів включно з електроплитами і електроводонагрівачами для гарячого водопостачання) - II, а згідно [2], електроспоживачі II категорії по надійності електропостачання рекомендується жити від двох незалежних джерел живлення, тому кількість трансформаторів на ТП приймаємо рівним двом  $k_t = 2$ .

Визначення еквівалентної температури охолоджуючого середовища: Середньорічна температура для м. Хмельницького складає  $\Theta = 10,7 \text{ }^\circ\text{C}$ . Оскільки трансформатор встановлений у приміщенні із доброю циркуляцією повітря, то із врахуванням поправки на температуру охолоджуючого середовища який враховує кількість трансформаторів на ТП, потужності трансформаторів, та їх установці дорівнює  $\Delta\Theta_e = 7^\circ\text{C}$ , відповідно табл. 3 [4], тоді еквівалентна температура охолоджуючого середовища складе  $\Theta_e = \Theta + \Delta\Theta_e$ ,  $\Theta_e = 10,7 + 7 = 17,7^\circ\text{C}$ ,  $\Theta_e \approx 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Визначення коефіцієнту навантаження (кн), в нормальному режимі для трансформаторів з масляним охолодженням (ТМ, ОНАН) .

У відповідності із еквівалентною температурою охолоджуючого середовища  $k_n = 1,00$ , згідно табл. 6 [4], для трансформаторів (ТМ, ONAN).  
Визначення коефіцієнта перевантаження в післяаварійному режимі:  
Коефіцієнт перевантаження в післяаварійному режимі враховувались найгірші умови, коли аварія трапилась влітку, і трансформатор має передавати розрахункову потужність на протязі 24 год. Оскільки максимальна літня температура для м. Хмельницького складає  $\Theta = 17,8$  °С, а із врахуванням поправочного коефіцієнта  $\Delta\Theta_e = 7$ °С, сумарна температура складатиме  $\Theta_e = \Theta + \Delta\Theta_e$ ,  $\Theta_e = 17,8 + 7 = 24,8$ °С, тоді  $k_{па} = 1,3$ , відповідно до табл. Н.1 [4], також для даного типу трансформаторів. Коефіцієнт який враховує долю навантаження яке має залишитись у роботі  $k_{па}$ , прийняли рівним 0,95, оскільки доля навантаження, яке може бути відключене на тривалий термін є мінімальна.

Згідно з рекомендаціями, п.2.12 [1], для живлення житлових масивів застосовують трансформатори потужністю 1000 кВА включно, тому можливість встановлення трансформаторів більшої потужності не розглядається.

Проектне рішення: Для живлення житлового мікрорайону вибираємо одну ТП з двома трансформаторами марки ТМ (ONAN) потужністю по 1000 кВА (2x1000), які будуть розташовані в окремо збудованому цегляному приміщенні.

### 2.3 Визначення оптимальних перерізів зовнішньої лінії живлення

Керованими змінними в даній задачі є перерізи КЛ.

Область допустимих рішень – діапазон всіх стандартних перерізів КЛ.

Для автоматизації пошуку оптимальних перерізів кабельних ліній необхідні наступні початкові дані:

- розрахункова активна потужність мікрорайону з урахуванням втрат в ТП ,  
 $P$  (кВт);
- розрахункова реактивна потужність мікрорайону з врахуванням



втрат у ТП,  $Q$  (кВА);

- розрахунковий струм мікрорайону,  $I$  (А);
- напруга,  $U_n$  (кВ);
- допустима втрата напруги в лінії в нормальному та п/а режимах

$\Delta U_{\text{ноп}}$  і  $\Delta U_{\text{падоп}}$ , %;

- кількість ланцюгів в лінії  $k_{\text{л}}$ ;
- довжина лінії,  $L$  (км);
- доля навантаження у післяаварійному режимі,  $k_{\text{ппа}}$  (якщо  $k > 1$ )
- питома вартість втрат,  $B_0$  (грн/кВт).

Довідникові дані:

1) загальні:

- коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі,  $k_{\text{п}}$  (якщо  $k > 1$ );

- норматив ефективності,  $E_e$  (%);
- коефіцієнт амортизаційних відрахувань,  $E_a$  (%);

2) питомі характеристики ліній усіх стандартних перерізів:

- питомі активний  $R_0$  та реактивний  $X_0$  опори, (Ом/км);
- вартість 1 км лінії,  $K_0$  (грн/км);
- допустимий тривалий струм КЛ,  $I_{\text{доп}}$  (А).

Для вибору перерізу зовнішньої живлячої лінії, необхідно врахувати втрати потужності у ТП, оскільки в трансформаторах також існують втрати, які також передаються через дану лінію, а оскільки збільшиться потужність то і відповідно збільшиться струм.

Розрахунок втрат у ТП:

Таблиця 2.9 - Імена комірок робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Повна потужність трансформатора, кВА	St	=КЛ10!\$D\$44
Розрахункова потужність мікрорайону, кВА	Sp	=КЛ10!\$F\$44
Кількість трансформаторів на ТП	Kт	=КЛ10!\$G\$44
Втрати х.х. у трансформаторі ΔP <sub>хх</sub> ,кВт	dP <sub>хх</sub>	=КЛ10!\$H\$44
Втрати к.з. у трансформаторі ΔP <sub>кз</sub> ,кВт	dP <sub>кз</sub>	=КЛ10!\$I\$44
Струм х.х трансформатора, %	I <sub>х</sub>	=КЛ10!\$K\$44
Напруга к.з. трансформатора, %	U <sub>кз</sub>	=КЛ10!\$L\$44

Продовження табл. 2.9

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Втрати активної потужності у трансформаторах, кВт	P <sub>тр</sub>	=КЛ10!\$M\$44
Втрати реактивної потужності у трансформаторах, кВар	Q <sub>тр</sub>	=КЛ10!\$N\$44

Таблиця 2.10 – Формули для визначення втрат потужності у трансформаторах

Математичні формули	Табличні формули
$\Delta D_{\delta} = \Delta D_{\delta\delta} \cdot k_{\delta} + \Delta D_{\epsilon\epsilon} \cdot \left( \frac{S_p}{k_{\delta} \cdot S_{\delta}} \right)^2$	$P_{тр} = dP_{хх} \cdot K_{т} + dP_{кз} \cdot (S_p^2 / (S_t^2 \cdot K_{т}))$
$\Delta Q_{\delta} = \left( \frac{S_{\delta}}{100} \cdot \left( \frac{S_p}{k_{\delta} \cdot S_{\delta}} \right)^2 \cdot U_{\epsilon\epsilon} + I_{\delta\delta} \right) \cdot k_{\delta}$	$Q_{тр} = (S_t / 100 \cdot (((S_p / (S_t \cdot K_{т}))^2) \cdot U_{кз}) + I_x) \cdot K_{т}$

На рисунку 2.6 представлено табличну форму розрахунків втрат у ТП.

	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
41	Розрахунок втрат в трансформаторі ТП													
42	S <sub>т</sub> , кВА	S <sub>р</sub> , кВА	кіль- ть тран	dP <sub>хх</sub> , кВт	dP <sub>кз</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	U <sub>кз</sub> , %	Втрати ΔP, кВт	Втрати ΔQ, кВАр					
43	1000	890	2	2,1	10,5	1,4	6	8,36	26,57					

Рисунок 2.6 – Розрахунок втрат у трансформаторах ТП

Математична модель визначення оптимального перерізу КЛ 10 кВ:

$$\left\{ \begin{array}{l}
 3(F) = ((E_e + E_a) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I^2 \cdot r_0(F) \cdot B_0) \cdot L \cdot k_{л} \rightarrow \min_{F \in F_{ст}} ; \\
 k_{доп} \cdot I_{доп}(F) \geq I_{л} ; \\
 k_{л} > 1 \Rightarrow k_{па} \cdot k_{доп} \cdot I_{доп}(F) \geq k_{л} \cdot I_{л} \cdot k_{нна} ; \\
 \Delta U_{ндоп} \geq \Delta U_{н}(F) = \frac{r_0(F) \cdot P_{л} + x_0(F) \cdot Q_{л}}{U_{н} \cdot k_{л}} \cdot L ; \\
 k_{л} > 1 \Rightarrow \Delta U_{падоп} \geq \Delta U_{па}(F) = \Delta U_{н}(F) \cdot k_{л} \cdot k_{нна} ; \\
 F \geq F_{кз} = \frac{I_{кз} \cdot \sqrt{t_{п}}}{C} ; \\
 F \in F_{ст} ,
 \end{array} \right. \quad (2.2)$$

В таблиці 2.11 наведено імена комірок, які використовуються при розрахунку оптимального перерізу КЛ 10 кВ. В Таблиці 2.12 наведені опорні формули, які використовувались для розрахунку в математичному вигляді та через адреси відповідних комірок з використанням функцій електронного процесору EXCEL.

Таблиця 2.11 – Імена комірок на робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Допустима втрата напруги, %	dUдоп	=КЛ10!\$M\$8
Втрата напруги у КЛ, %	dUн	=КЛ10!\$I\$26:\$I\$37
Втрата напруги у КЛ в після аварійному режимі, %	dUпа	=КЛ10!\$K\$26:\$K\$37
Мінімальний переріз КЛ, за умовою к.з, мм <sup>2</sup>	Fкз	=КЛ10!\$M\$19
Стандартні перерізи КЛ, мм <sup>2</sup>	Fмм	=КЛ10!\$E\$26:\$E\$37
Оптимальний переріз КЛ, мм <sup>2</sup>	Fопт	=КЛ10!\$S\$39
Коефіцієнт середовища	кс	=КЛ10!\$M\$16
Коефіцієнт допустимого навантаження	кдоп	=КЛ10!\$M\$18
Кількість ліній	кл	=КЛ10!\$M\$13
Частина навантаження яка має залишитись у роботі в післяаварійному режимі	кнпа	=КЛ10!\$M\$15
Коефіцієнт прокладки	кп	=КЛ10!\$M\$17
Коефіцієнт навантаження в після аварійному режимі	кпа	=КЛ10!\$M\$14
Повна потужність к.з, у місці приєднання до мережі	Skз	=КЛ10!\$Q\$2
Довжина КЛ, км	Lкл	=КЛ10!\$M\$7
Розрахункова реактивне потужність КЛ, кВар	Qкл	=КЛ10!\$M\$4
Питомий індуктивний опір КЛ, Ом/км	Xокл	=КЛ10!\$G\$26:\$G\$37
Питомий активний опір КЛ, Ом/км	Rокл	=КЛ10!\$F\$26:\$F\$37
Розрахункова повна потужність мікрорайону	Sp	=сапр!\$O\$11
Розрахункова повна потужність КЛ, кВА	Sкл	=КЛ10!\$M\$5
Тариф на спожиту електроенергію, грн./кВт·год	t	=БД!\$J\$5
Число годин максимальних втрат, год	tau	=БД!\$J\$7
Приведений час к.з.	тп	=КЛ10!\$M\$10
Номінальна напруга КЛ, кВ	Uкл	=КЛ10!\$M\$2
База даних КЛ	БазаДани хКЛ	=БД!\$B\$34:\$I\$46
Вартість втрат у КЛ, тис.грн	Vв	=КЛ10!\$R\$26:\$R\$37
Вартість КЛ, тис.грн	Vкл	=КЛ10!\$Q\$26:\$Q\$37
Питома вартість втрат, грн./кВт	Vo	=БД!\$J\$8
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію, %	Ea	=КЛ10!\$M\$12
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %	Ee	=БД!\$J\$4
Затрати у КЛ, тис.грн	Zкл	=КЛ10!\$\$S\$26:\$S\$37
Мінімальні затрати у КЛ, тис.грн	Zклмін	=КЛ10!\$\$S\$38
Допустимий струм КЛ, А	Iдоп	=КЛ10!\$H\$26:\$H\$37
Струм к.з. на початку КЛ, кА	Iкз	=КЛ10!\$M\$9

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Розрахунковий струм КЛ, А	Ікл	=КЛ10!\$M\$6
Питома вартість КЛ, тис.грн/км	Кo1кл	=КЛ10!\$J\$26:\$J\$37
Розрахована активна потужність КЛ, кВт	Ркл	=КЛ10!\$M\$3
Тепловий коефіцієнт	С	=КЛ10!\$M\$11
Число годин максимального навантаження	Тм	=БД!\$J\$6
Перша умова	У1	=КЛ10!\$L\$26:\$L\$37
Друга умова	У2	=КЛ10!\$M\$26:\$M\$37
Третя умова	У3	=КЛ10!\$N\$26:\$N\$37
Четверта умова	У4	=КЛ10!\$O\$26:\$O\$37
Умова допустимості	Хдоп	=КЛ10!\$P\$26:\$P\$37

Таблиця 2.12– Формули для визначення оптимального перерізу зовнішньої лінії живлення

Назва величини	Математична формула	Таблична формула
Розрахункова активна потужність КЛ, кВт	$\hat{D}_{\text{еє}} = D_{\delta} + \Delta D_{\delta}$	$P_{\text{кл}} = \text{сапр!}P_{\text{р}} + P_{\text{тр}}$
Розрахункова реактивна потужність КЛ, кВар	$Q_{\text{еє}} = Q_{\delta} + \Delta Q_{\delta}$	$Q_{\text{тр}} = \text{сапр!}Q_{\text{р}} + Q_{\text{тр}}$
Втрата напруги у КЛ, %	$\Delta U_{\text{і}} = \frac{r_0(F) \cdot P_{\text{е}} + x_0(F) \cdot Q_{\text{е}}}{U_{\text{і}} \cdot k_{\text{е}}} \cdot L$	$dU_{\text{н}} = (((P_{\text{кл}} \cdot R_{\text{окл}} + Q_{\text{кл}} \cdot X_{\text{окл}}) \cdot L_{\text{кл}}) / (U_{\text{кл}} \cdot k_{\text{л}}) \cdot 10^3) / U_{\text{кл}} \cdot 100$
Вартість КЛ, тис.грн	$\hat{A}_{\text{еє}}(F) = (E_{\text{а}} + E_{\text{а}}) \cdot K_0(F) \cdot L \cdot k_{\text{е}}$	$V_{\text{кл}} = \text{ЕСЛИ}(\text{Хдоп} = \text{"доп"}, (E_{\text{а}} + E_{\text{е}}) \cdot K_{o1\text{кл}} \cdot \text{кл}, \text{"--"})$
Втрата напруги у КЛ у п.а режимі, %	$\Delta U_{\text{іа}}(F) = \Delta U_{\text{і}}(F) \cdot k_{\text{е}} \cdot k_{\text{іа}}$	$dU_{\text{па}} = \text{ЕСЛИ}(\text{кл} > 1; (((P_{\text{кл}} \cdot R_{\text{окл}} + Q_{\text{кл}} \cdot X_{\text{окл}}) \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{нпа}}) / (U_{\text{кл}} \cdot (\text{кл} - 1) \cdot 10^3) / U_{\text{кл}}) \cdot 100; \text{"--"})$
Вартість втрат у КЛ, тис.грн	$\hat{A}_{\text{ао}}(F) = 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F) \cdot \hat{A}_0 \cdot L \cdot k_{\text{е}}$	$V_{\text{в}} = \text{ЕСЛИ}(\text{Хдоп} = \text{"доп"}, (3 \cdot I_{\text{кл}}^2 \cdot R_{\text{окл}} \cdot \text{кл} \cdot L_{\text{кл}} \cdot 10^{-3} \cdot V_0) / 1000; \text{"--"})$

Назва величини	Математична формула	Таблична формула
Затрати у КЛ, тис.грн	$Q(F) = \hat{A}_{\epsilon\epsilon}(F) + \hat{A}_{\alpha\alpha}(F)$	Зкл=ЕСЛИ(Хдоп="доп";Вкл+Вв;"--")
Мінімальні затрати у КЛ, тис.грн		Зклмін==МИН(Зкл)
Коефіцієнт допустимого навантаження	$k_{\alpha\alpha} = k_{\alpha} \cdot k_{\epsilon}$	кдоп = кп* кс
Перевірка першої умови	$k_{\alpha\alpha} \cdot I_{\alpha\alpha}(F) \geq I_{\epsilon}$	У1=ЕСЛИ(кдоп*Ідоп>=Ікл;"доп";"не доп")
Перевірка другої умови	$k_{\epsilon} > 1 \Rightarrow k_{\alpha\alpha} \cdot k_{\alpha\alpha} \cdot I_{\alpha\alpha}(F) \geq k_{\epsilon} \cdot I_{\epsilon} \cdot k_{\alpha\alpha}$	У2=ЕСЛИ(ЕСЛИ(кл>1;кпа*кдоп*Ідоп>=кнпа*(кл-1)*Ікл;кдоп*Ідоп>=Ікл);"доп";"не доп")
Перевірка третьої та четвертої умови	$\Delta U_{\alpha\alpha} \geq \Delta U_{\alpha} = \frac{r_0(F) \cdot P_{\epsilon} + x_0(F) \cdot Q_{\epsilon} \cdot L}{U_{\alpha} \cdot k_{\epsilon}}$ $k_{\epsilon} > 1 \Rightarrow \Delta U_{\alpha\alpha} \geq \Delta U_{\alpha\alpha}(F) = \Delta U_{\alpha}(F) \cdot k_{\epsilon} \cdot k_{\alpha\alpha}$	У3=ЕСЛИ(ЕСЛИ(кл=1;dУн<=dУдоп;dУпа<=dУдоп);"доп";"не доп")
Перевірка п'ятої умови	$F \geq F_{\epsilon\epsilon} = \frac{I_{\epsilon\epsilon} \cdot \sqrt{t_{\alpha}}}{C}$	У4=ЕСЛИ(Фмм>=Фкз;"доп";"не доп")
Умова допустимості	Хдоп	Хдоп=ЕСЛИ(И(У1="доп";У2="доп";У3="доп";У4="доп");"доп";"не доп")
Струм к.з. на початку лінії, кА	$I_{\epsilon\epsilon} = \frac{S_{\epsilon\epsilon}}{\sqrt{3} \cdot U_{\alpha}}$	Ікз=Skз/(КОРЕНЬ(3)*Uкл)
Мінімальний переріз КЛ, мм <sup>2</sup>	$F_{\epsilon\epsilon} = \frac{I_{\epsilon\epsilon} \cdot \sqrt{t_{\alpha}}}{C}$	Фкз=(Ікз*1000*КОРЕНЬ(тп))/С
Питома вартість врат,	$\hat{A}_0 = t \cdot \tau$	Во =t*tau
Пошук оптимального перерізу КЛ		Фопт=ИНДЕКС(Фмм;ПОИСКПОЗ(Зклмін;Зкл;0);1)
Позначення рядка, в якому знаходяться дані оптимального розв'язку		Т26=ЕСЛИ(Зклмін=Зкл;"v";""), та D26=ЕСЛИ(Фопт=Фмм;"v";"")

Коефіцієнт допустимого навантаження  $k_{доп}$  складається із добутку двох коефіцієнтів, коефіцієнта прокладки  $k_p$  яким враховується кількість прокладених поруч кабелів, та коефіцієнта середовища,  $k_c$  яким враховується температура середовища в якому прокладається кабель, та температуру жили кабелю. Оскільки для живлення споживачів другої категорії по надійності електропостачання згідно [2], необхідно прокладати кожний кабель в окремій траншеї, тому із табл.1.3.26 [2],  $k_p = 1$ . Для визначення  $k_c$  приймаємо, що кабель буде прокладатися у нормальній землі вологістю 8%, та питомим опором 120 см К/Вт, температурою жили  $+65^{\circ}\text{C}$ , та температурою навколишнього середовища  $+15^{\circ}\text{C}$ , згідно табл.1.3.3 [2],  $k_c = 1$ . Тоді відповідно і  $k_{доп} = k_c \cdot k_p = 1$ . Тобто в даному випадку реальний струм, який проходить по кабелю рівний допустимому струму кабелю.

Коефіцієнта перевантаження кабелю в післяаварійному режимі  $k_{па}$  вибирається за граничними умовами - початковим навантаженням  $0.8I_{ном}$ , та максимальною тривалістю перевантаження 6 год. Згідно з табл. 1.3.2 [2] прийняли  $k_{па}=1,1$ . Коефіцієнт який враховує долю навантаження яке має залишитись у роботі у післяаварійному режимі  $k_{нпа}$  залишається такий як і у випадку ТП, оскільки частина навантаження яке потрібно залишити у роботі така саме.

На рисунку 2.7 представлена таблична форма вибору КЛ 10 кВ.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1																			
2																			
3																			
4																			
5																			
6																			
7																			
8																			
9																			
10																			
11																			
12																			
13																			
14																			
15																			
16																			
17																			
18																			
19																			
20																			
21																			
22																			
23																			
24																			
25																			
26																			
27																			
28																			
29																			
30																			
31																			
32																			
33																			
34																			
35																			
36																			
37																			

КЛ 10 кВ											Обмеження				Затрати		З	*
*	X, мм <sup>2</sup>	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	Δдоп, А	ΔUн, %	К <sub>01</sub> , тис.грн/км	ΔUпа, %	Δдоп <sup>1</sup> /доп <sup>2</sup> , п	кпа <sup>1</sup> /кдоп <sup>1</sup> /доп <sup>2</sup> , кпа <sup>1</sup> /кп <sup>1</sup> /п	ΔUпа <sup>1</sup> , %	х <sub>хкпз</sub>	Х, доп	Вкл, тис. грн	Вв, тис. грн	З, тис. грн	*		
	10	3,1	0,1	0	0,52	0	0,99	не доп	не доп	доп	не доп	не доп	--	--	--			
	16	1,9	0,1	75	0,33	10,6	0,63	доп	доп	доп	не доп	не доп	--	--	--			
	25	1,2	0,1	90	0,21	15,27	0,40	доп	доп	доп	не доп	не доп	--	--	--			
	35	0,9	0,1	115	0,15	19,96	0,29	доп	доп	доп	не доп	не доп	--	--	--			
	50	0,6	0,1	140	0,11	28,41	0,21	доп	доп	доп	не доп	не доп	--	--	--			
	70	0,4	0,1	165	0,08	38,85	0,15	доп	доп	доп	доп	доп	10,88	0,36	11,24	✓		
	95	0,3	0,1	205	0,06	50,35	0,11	доп	доп	доп	доп	доп	14,10	0,26	14,36			
	120	0,3	0,1	240	0,05	63,71	0,09	доп	доп	доп	доп	доп	17,84	0,21	18,05			
	150	0,2	0,1	275	0,04	78,55	0,08	доп	доп	доп	доп	доп	21,99	0,17	22,16			
	185	0,2	0,1	310	0,03	105,8	0,06	доп	доп	доп	доп	доп	29,61	0,14	29,75			
	240	0,1	0,1	355	0,03	146,7	0,05	доп	доп	доп	доп	доп	41,07	0,10	41,17			
	300	0,1	0	0	0,02	0	0,03	не доп	не доп	доп	доп	не доп	--	--	--			
	Мінімальні затрати															11,24		
	Оптимальний переріз															70		

Рисунок 2.7 – Електронна таблиця вибору оптимального перерізу живлячої мережі

Проектне рішення: Живлення до ТП виконується двоковою кабельною лінією марки ААБ, перерізом 70 мм<sup>2</sup> (ААБ 3х70), яка буде прокладатись у землі в траншеї.



### 3. РОЗРАХУНОК КАРТОГРАМИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЦЕН

3.1 Визначення оптимальних координат розміщення ТП за критерієм мінімуму затрат в СЕП

Керовані змінні – координати розміщення ТП -  $(X_0; Y_0)$ .

Область допустимих рішень – множина координат, які належать території підприємства.

Початкові дані:

1) загальні:

- питома вартість втрат,  $V_0$  (грн/кВт);

2) для кожної лінії від ТП до РП і від точки підводу живильної лінії до ТП:

- кількість кабелів в лінії  $k$ ;

- розрахунковий струм лінії,  $I_p$  (А);

- координати розташування ТП  $(x; y)$ , (км).

Довідникові дані:

1) загальні:

- норматив ефективності,  $E_e$  (%);

- коефіцієнт амортизаційних відрахувань,  $E_a$  (%);

- питомі витрати в лінії, що не залежать від їх перерізу,  $a$  (грн/км).

2) питомі характеристики усіх ліній від ТП до РП і від точки підводу живильної лінії до ТП:

- вартість 1 км лінії,  $K_0$  (грн/км);

питомий активний опір лінії,  $R_0$  (Ом/км.)

Математична модель:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{с0i}}(x_0, y_0) = \sum_{i=1}^n \left[ (E_{\hat{a}} + \hat{A}_{\hat{a}}) \cdot (a + K_o(F_i) \cdot k_i) + 3 \cdot I_i^2 \cdot R_o(F_i) \cdot k_i \cdot \hat{A}_0 \right] \cdot \\ \cdot L((x_0, y_0), (x_i, y_i)) \rightarrow \min_{(x_0, y_0)}; \\ \min_i(x_i) \leq x_0 \leq \max_i(x_i); \\ \min_i(y_i) \leq y_0 \leq \max_i(y_i), \end{array} \right.$$

(3.1)

Оскільки реальні електричні мережі прокладаються вздовж прямокутних проїздів та будівель, то довжина ліній від ТП до РП і від точки підводу живильної лінії до ТП буде визначатися за виразом:

$$L = |x_0 - x_i| + |y_0 - y_i| \quad (3.2)$$

де  $x_0, y_0$ , - координати розміщення ТП;

$x_i, y_i$ , - координати розміщення ВРП та точки підводу живильної лінії

В таблиці 3.1 наведено імена комірок, які використовуються при розрахунку оптимального перерізу КЛ 10 кВ. В Таблиці 3.2 наведені опорні формули, які використовувались для розрахунку в математичному вигляді та через адреси відповідних комірок з використанням функцій електронного процесору EXCEL.

Таблиця 3.1 - Імена комірок на робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Струм КЛ, А	I	=ЦМ!\$F\$17:\$F\$22
Питомі витрати в лінії, грн./км	$\alpha$	=ЦМ!\$H\$3
Число годин максимальних втрат $\tau$ , год	T	=БД!\$J\$7
Тариф на електроенергію	t	=БД!\$J\$5
Нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, %	Ee.	=ЦМ!\$H\$7
Нормативний коефіцієнт амортизаційних відрахувань, %	Ea.	=ЦМ!\$H\$7
Максимальне та мінімальне значення по осі абсцис	Xmax, Xmin	=ЦМ!\$H\$8 =ЦМ!\$H\$9
Максимальне та мінімальне значення по осі ординат	Ymax, Ymin	=ЦМ!\$H\$10 =ЦМ!\$H\$11
Координати розміщення РП, та точки підводу живлячої мережі по осі абсцис	X	=ЦМ!\$C\$17:\$C\$22
Координати розміщення РП, та точки підводу живлячої мережі по осі ординат	Y	=ЦМ!\$D\$17:\$D\$22
Кількість кабельних ліній	k	=ЦМ!\$E\$17:\$E\$22
Переріз КЛ, мм <sup>2</sup>	F	=ЦМ!\$G\$17:\$G\$22
Питомий активний опір КЛ, Ом/км	Ro	=ЦМ!\$H\$17:\$H\$22
Питома вартість КЛ, тис.грн/км	Ko	=ЦМ!\$I\$17:\$I\$22
Довжина КЛ, км	L	=ЦМ!\$J\$17:\$J\$22
Витрати що не залежить від перерізу, тис.грн.	B	=ЦМ!\$K\$17:\$K\$22
Витрати, що залежать від перерізу КЛ, тис.грн	Bп	=ЦМ!\$L\$17:\$L\$22
Приведені затрати, тис.грн	З	=ЦМ!\$M\$17:\$M\$22
Мінімальні приведені затрати, тис.грн	Змін	=ЦМ!\$M\$23
Початкові координати розміщення ТП:		
Xo	Xo	=ЦМ!\$D\$25
Yo	Yo	=ЦМ!\$C\$25

Таблиця 3.2 – Формули для визначення оптимальних координат розміщення ТП

Назва величини та математична формула	Табличні формули
Струм в лінії Іл, А	=КЛ10!Ікл,=КЛн!Ікл
Переріз F, мм <sup>2</sup>	=КЛ10!Fоп, =КЛн!Fопт
Питомий активний опір кабелю R <sub>0</sub> , Ом/км	R <sub>0</sub> =ВПП(F;БазаДанихКЛ;2;0)
Капіталовкладення K <sub>0</sub> , грн/км	K <sub>0</sub> = ВПП(F;БазаДанихКЛ;8;0)D24:H33;5;0)
Довжина лінії, км: $L =  x_0 - x_i  +  y_0 - y_i $	$L = (ABS(X-X_0) + ABS(Y-Y_0)) / 1000$
$V = [(E_a + \hat{A}_a) \cdot (a + K_0 \cdot k_i)] \cdot L$	$V = (E_e + E_a) \cdot k \cdot (a / 1000) \cdot L + (E_e + E_a) \cdot K_0 \cdot k \cdot L$
$\hat{A}_i = [3 \cdot I_i^2 \cdot R_0 \cdot k_i \cdot \hat{A}_0] \cdot L$	$V_{\pi} = 3 \cdot I^2 \cdot R_0 \cdot k \cdot L \cdot 10^{-6} \cdot T \cdot \text{тариф}$ , де $V_0 = T \cdot \text{тариф}$
Приведені затрати, грн. $C_i(x_0, y_0) = \left[ \begin{array}{l} (E_a + \hat{A}_a) \cdot (a + K_0 \cdot k_i) + \\ + 3 \cdot I_i^2 \cdot R_0 \cdot k_i \cdot \hat{A}_0 \end{array} \right] \cdot L$	$3 = V + V_{\pi}$
Загальні приведені затрати, грн.: $C_{\Sigma}(x_0, y_0) = \sum_{i=1}^n C_i(x_0, y_0)$	$3_{\text{мін}} = \text{СУММ}(3)$
Обмеження:	
$\tilde{O}_0 \leq \tilde{O}_{\text{max}}$	$X_0 \leq X_{\text{max}}$ ,
$\tilde{O}_0 \geq \tilde{O}_{\text{min}}$	$X_0 \geq X_{\text{min}}$
$Y_0 \leq Y_{\text{max}}$	$Y_0 \leq Y_{\text{max}}$
$Y_0 \geq Y_{\text{min}}$	$Y_0 \geq Y_{\text{min}}$

Для розрахунку використаємо засіб “Поиск решения” електронного процесора Excel. В діалоговому вікні цього засобу виставляємо дані про показник ефективності, критерій оптимальності, керовані змінні та обмеження на керовані змінні рисунок 3.1.

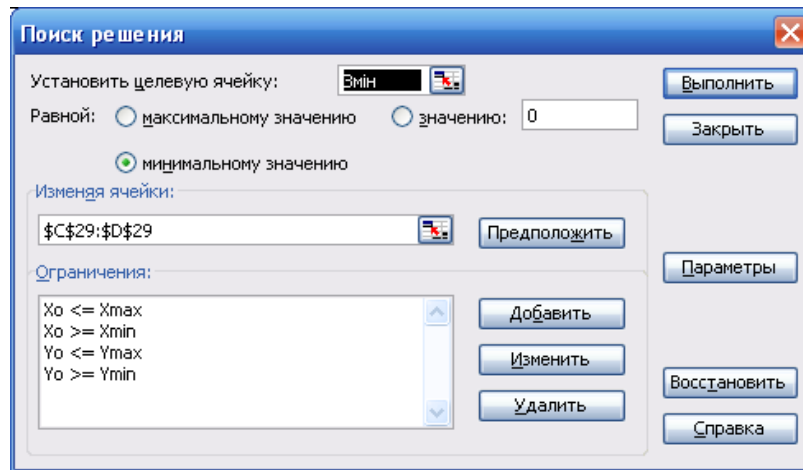


Рисунок 3.1 – Параметри математичної моделі визначення оптимальних координат розміщення ТП.

На рисунку 3.2 представлено табличну форму вибору оптимальних координат розміщення ТП у табличному вигляді.

Вибір оптимального місця розташування ЦРП за мінімумом приведених затрат в мережу												
Питомі витрати в лінії, що не залежать від їх перерізу, грн/км	$\alpha$	3500										
Число годин максимальних втрат	$\tau$	3500										
Тариф на активну електроенергію, грн (кВт*год)	$t$	0,25										
Нормативний коефіцієнт відрахувань	$E_e$	0,1										
Коефіцієнт амортизаційних відрахувань	$E_a$	0,04										
Максимальне значення X	$X_{max}$	200										
Мінімальне значення X	$X_{min}$	0										
Максимальне значення Y	$Y_{max}$	100										
Мінімальне значення Y	$Y_{min}$	-20										
Лінія живлення до ЦРП	x, м	y, м	k	I, А	F, мм <sup>2</sup>	R <sub>0</sub> , Ом/км	K <sub>0</sub> , тис.грн/км	L, км	B, тис.гр	B <sub>п</sub> , тис.грн	Z, тис.грн.	
Від точки підводу живильної лінії	108	-20	2	26,228	70	0,443	38,847	0,071	0,842	0,114	0,955	
ТП - №1	168	24,8	2	128,49	70	0,443	16,425	0,086	0,481	3,310	3,791	
ТП - №2	123	25	2	128,49	70	0,443	16,425	0,041	0,229	1,574	1,803	
ТП - №3	82	22	2	128,49	70	0,443	16,425	0,003	0,017	0,115	0,132	
ТП - №4	20	31	2	128,49	70	0,443	16,425	0,068	0,379	2,611	2,990	
ТП - №5	82	56	2	128,49	70	0,443	16,425	0,031	0,173	1,190	1,363	
											11,04	
	x, м	y, м										
ТП	82	25										

Рисунок 3.2 – Електронна таблиця для вибору оптимальних координат розміщення ТП

Оскільки оптимальні координати розміщення ТП прилягають до житлового будинку, що згідно [1] є недопустимим, зміщуємо місце

встановлення ТП в сторону найменшого зростання витрат, в точку з координатами  $X_0=100$  м,  $Y_0=25$  м

Проектне рішення: Встановлюємо ТП в точці з координатами  $X_0=100$  м,  $Y_0=25$  м.

### 3.2 Розрахунок картограми

На основі розробленого генерального плану мікрорайону, на якому нанесені будинки і їх розрахункові потужності, побудуємо картограму навантажень. Вона дозволяє забезпечити оптимальне розміщення підстанції навантажень, як джерел живлення на території району.

Картограма навантажень – це кола, площі яких у відповідному масштабі (m) відображають розрахункові навантаження ( $P_i$ ).

Вибираємо масштаб побудови картограми навантажень. Прийmemo радіус

круга навантажень будинку  $r_3 \approx 30$  (м).

$$m_p = \frac{P_{M3}}{\pi r_3^2} = \frac{163,8}{3,14 \cdot 30^2} = 0,009 \text{ [кВт/м}^2\text{]}.$$

Вибираємо  $m_p = 0,01$  [кВт/м<sup>2</sup>].

Навантаження кожного цеху зображено кругом. Площа круга пропорційна базовій потужності.

Визначаємо радіуси кругів при даному масштабі:

$$r_3 = \sqrt{\frac{P_{M3}}{\pi m_p}} = \sqrt{\frac{163,8}{3,14 \cdot 0,01}} = 8,4 \text{ [м]}.$$

Аналогічно розраховані величини для інших об'єктів (табл.3.3).

Таблиця 3.3 – Дані для побудови картограми

№ будинку	Рм	R	Координати	
	кВт	м	X	Y
90	163,8	10	82	22
91	163,8	10	21	32
92	163,8	10	82	56
88	163,8	10	168	24,8
89	163,8	10	123	25

Будуємо картограму навантажень:

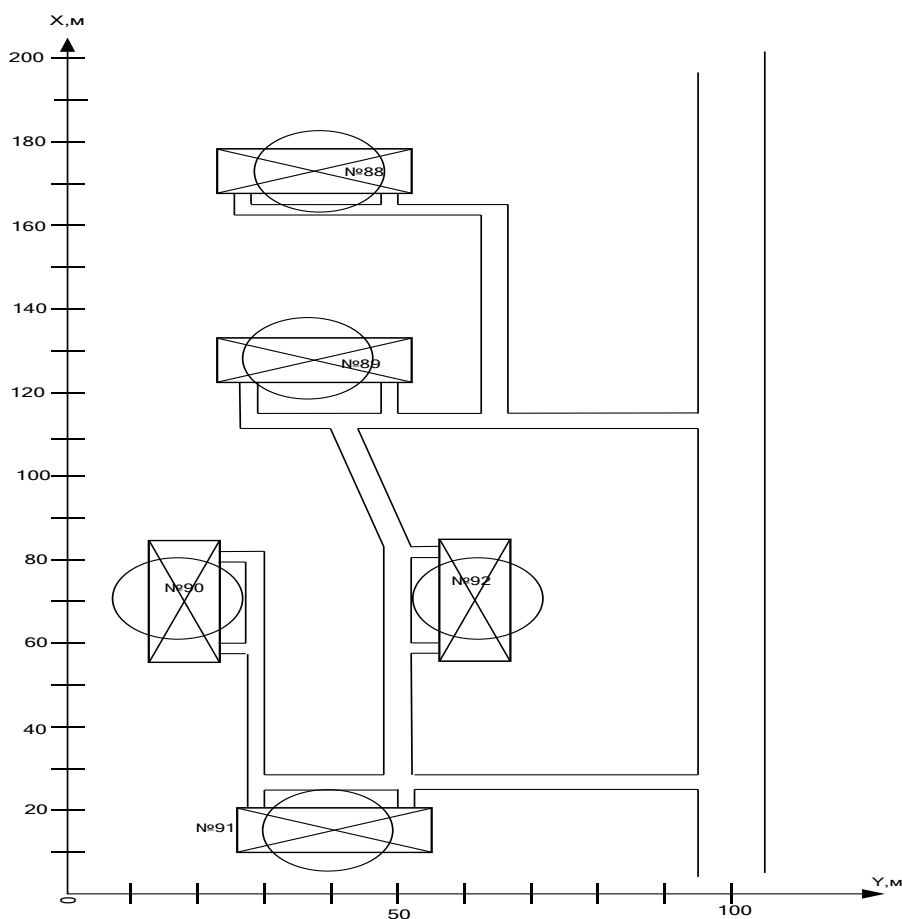


Рисунок 3.3 – Картограма навантажень мікрорайону

ТП виконуємо закритою. Місця для розміщення ТП та ВРП вибираємо таким чином, щоб зменшити довжину кабельних ліній. Місце розташування ТП та ВРП показано на (рис 3.4)

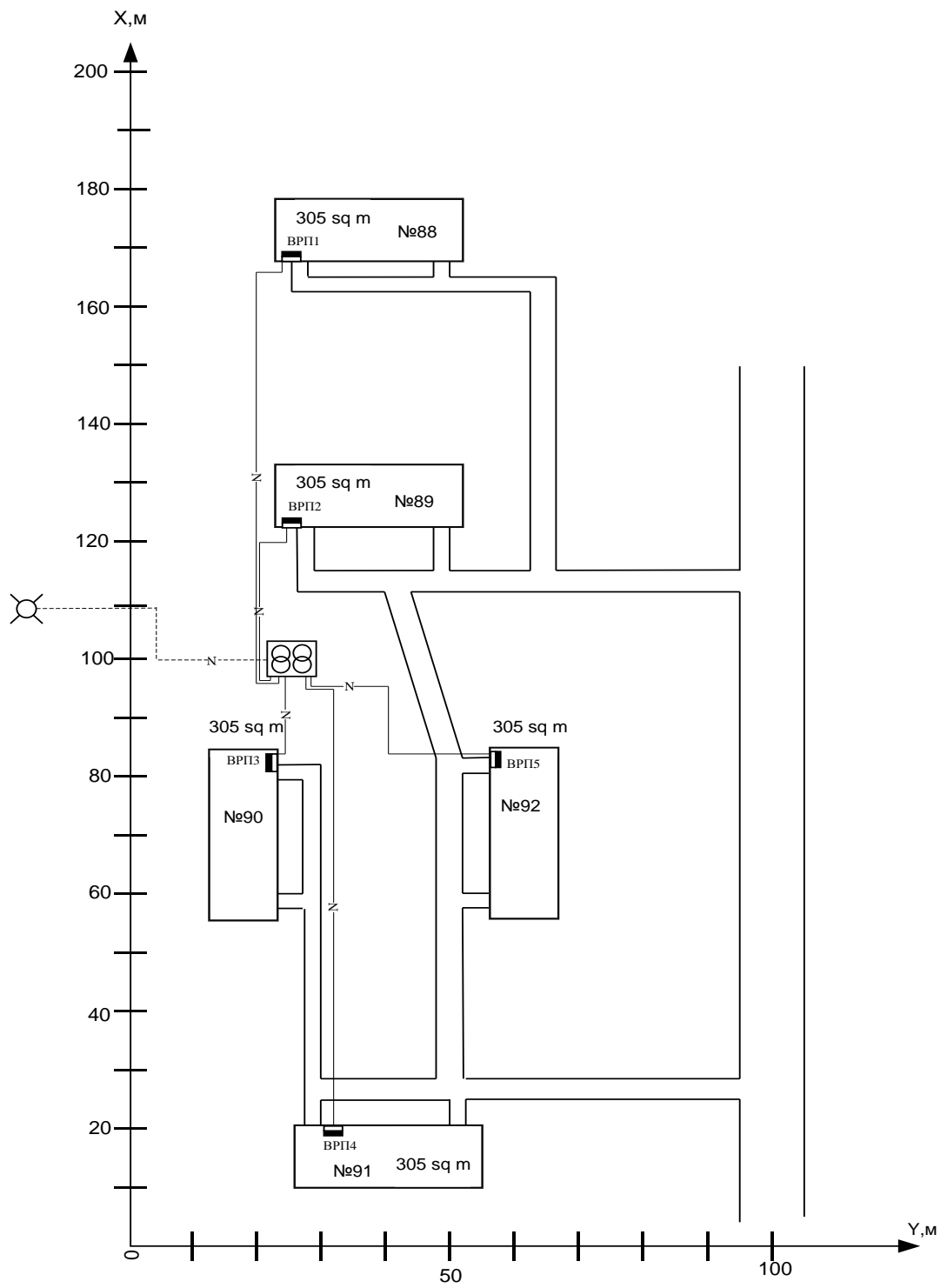


Рисунок 3.4 – Місцями розташування ТП і живлення від нього ВРП.



## 4 РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛЬНОЇ МЕРЕЖІ

Керованими змінними в даній задачі є перерізи КЛ 0,4 кВ.

Область допустимих рішень – діапазон всіх стандартних перерізів КЛ 0,4 кВ.

ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ПОШУКУ ОПТИМАЛЬНИХ ПЕРЕРІЗІВ КАБЕЛЬНИХ ЛІНІЙ НЕОБХІДНІ НАСТУПНІ ПОЧАТКОВІ ДАНІ:

- розрахункова активна потужність будинку,  $P_b$  (кВт);
- розрахункова реактивна потужність будинку,  $Q_b$  (кВА);
- розрахунковий струм будинку,  $I$  (А);
- напруга,  $U_n$  (кВ);
- допустима втрата напруги в лінії в нормальному та п/а режимах  $\Delta U_{\text{ноп}}$  і  $\Delta U_{\text{падоп}}$ , %;
- кількість ланцюгів в лінії  $k_{\text{л}}$ ;
- довжина лінії,  $L$  (км);
- доля навантаження у післяаварійному режимі,  $k_{\text{ппа}}$  (якщо  $k > 1$ );
- питома вартість втрат,  $V_0$  (грн/кВт).

Довідникові дані:

3) загальні:

- коефіцієнт перевантаження у післяаварійному режимі,  $k_{\text{п}}$  (якщо  $k > 1$ );
- норматив ефективності,  $E_e$  (%);
- коефіцієнт амортизаційних відрахувань,  $E_a$  (%);

4) питомі характеристики ліній усіх стандартних перерізів:

- питомі активний  $R_0$  та реактивний  $X_0$  опори, (Ом/км);
- вартість 1 км лінії,  $K_0$  (грн/км);
- допустимий тривалий струм КЛ 0,4 кВ,  $I_{\text{доп}}$  (А).

Математична модель визначення оптимального перерізу КЛ 0,4 кВ:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q(F) = ((E_{\hat{a}} + E_{\hat{a}}) \cdot K_0(F) + 3 \cdot I^2 \cdot r_0(F) \cdot \hat{A}_0) \cdot L \cdot k_{\hat{e}} \rightarrow \min_{F \in F_{\hat{no}}} ; \\ k_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}} \cdot I_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}}(F) \geq I_{\hat{e}} ; \\ k_{\hat{e}} > 1 \Rightarrow k_{\hat{i}\hat{a}} \cdot k_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}} \cdot I_{\hat{a}\hat{i}\hat{i}}(F) \geq k_{\hat{e}} \cdot I_{\hat{e}} \cdot k_{\hat{i}\hat{i}\hat{a}} ; \\ \Delta U_{\hat{i}\hat{a}\hat{i}\hat{i}} \geq \Delta U_{\hat{i}}(F) = \frac{r_0(F) \cdot P_{\hat{e}} + x_0(F) \cdot Q_{\hat{e}}}{U_{\hat{i}} \cdot k_{\hat{e}}} \cdot L ; \\ k_{\hat{e}} > 1 \Rightarrow \Delta U_{\hat{i}\hat{a}\hat{i}\hat{i}} \geq \Delta U_{\hat{i}\hat{a}}(F) = \Delta U_{\hat{i}}(F) \cdot k_{\hat{e}} \cdot k_{\hat{i}\hat{i}\hat{a}} ; \end{array} \right. \quad (4.1)$$

В таблиці 4.1 наведено імена комірок, які використовуються при розрахунку оптимального перерізу КЛ 10 кВ. В Таблиці 4.2 наведені опорні формули, які використовувались для розрахунку в математичному вигляді та через адреси відповідних комірок з використанням функцій електронного процесору EXCEL.

Таблиця 4.1 – Імена комірок на робочого листа Excel

Назва величини	Імена комірок	Комірки
Допустима втрата напруги, %	dUдоп	=КЛН!\$M\$10
Втрата напруги у КЛ, %	dUн	=КЛН!\$I\$23:\$I\$34
Втрата напруги у КЛ в після аварійному режимі, %	dUпа	=КЛН!\$K\$23:\$K\$34
Стандартні перерізи КЛ, мм <sup>2</sup>	Fмм	=КЛН!\$E\$23:\$E\$34
Оптимальний переріз КЛ, мм <sup>2</sup>	Fопт	=КЛН!\$R\$36
Коефіцієнт середовища	кс	=КЛН!\$M\$15
Коефіцієнт допустимого навантаження	кдоп	=КЛН!\$M\$17
Кількість ліній	кл	=КЛН!\$M\$12
Частина навантаження яка має залишитись у роботі в післяаварійному режимі	кнпа	=КЛН!\$M\$14

Продовження табл. 4.1

Коефіцієнт прокладки	кп	=КЛн!\$M\$16
Коефіцієнт навантаження в після аварійному режимі	кпа	=КЛн!\$M\$13
Довжина КЛ, км	Lкл	=КЛн!\$M\$9
Розрахункова реактивне потужність КЛ, кВар	Qкл	=КЛн!\$M\$6
Питомий індуктивний опір КЛ, Ом/км	Xокл	=КЛн!\$G\$23:\$G\$34
Питомий активний опір КЛ, Ом/км	Rокл	=КЛн!\$F\$23:\$F\$34
Розрахункова повна потужність КЛ, кВА	Sкл	=КЛн!\$M\$7
Тариф на спожиту електроенергію, грн./кВт·год	t	=БД!\$J\$5
Число годин максимальних втрат, год	tau	=БД!\$J\$7
Номинальна напруга КЛ, кВ	Uкл	=КЛн!\$M\$4
База даних КЛ	БазаДани хКЛ	=БД!\$B\$34:\$I\$46
Вартість втрат у КЛ, тис.грн	Bв	=КЛн!\$Q\$23:\$Q\$34
Вартість КЛ, тис.грн	Bкл	=КЛн!\$P\$23:\$P\$34
Питома вартість втрат, грн./кВт	Bo	=БД!\$J\$8
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію,%	Ea	=КЛн!\$M\$11
Коефіцієнт ефективності капіталовкладень,%	Ee	=БД!\$J\$4
Затрати у КЛ, тис.грн	Zкл	=КЛн!\$R\$23:\$R\$34
Мінімальні затрати у КЛ, тис.грн	Zклмін	=КЛн!\$R\$35
Допустимий струм КЛ, А	Iдоп	=КЛн!\$H\$23:\$H\$34
Розрахунковий струм КЛ, А	Iкл	=КЛн!\$M\$8
Питома вартість КЛ, тис.грн/км	Кo1кл	=КЛн!\$J\$23:\$J\$34
Розрахована активна потужність КЛ, кВт	Pкл	=КЛн!\$M\$5
Число годин максимального навантаження	Tм	=БД!\$J\$6
Перша умова	У1	=КЛн!\$L\$23:\$L\$34
Друга умова	У2	=КЛн!\$M\$23:\$M\$34

Продовження табл. 4.7

Третя умова	У3	=КЛн!\$N\$23:\$N\$34
Умова допустимості	Хдоп	=КЛн!\$O\$23:\$O\$34

Таблиця 4.2 – Формули для визначення оптимального перерізу КЛ 0,4

кВ

Назва величини	Математична формула	Таблична формула
Розрахункова активна потужність КЛ, кВт	$D_{\hat{e}\hat{e}} = D_{\hat{a}}$	$P_{\text{кл}} = P_{\text{м}}$
Розрахункова реактивна потужність КЛ, кВар	$Q_{\hat{e}\hat{e}} = Q_{\hat{a}}$	$Q_{\text{кл}} = Q_{\text{м}}$
Втрата напруги у КЛ, %	$\Delta U_i = \frac{r_0(F) \cdot P_{\hat{e}} + x_0(F) \cdot Q_{\hat{e}}}{U_i \cdot k_{\hat{e}}} \cdot L$	$dU_{\text{н}} = (((P_{\text{кл}} \cdot R_{\text{окл}} + Q_{\text{кл}} \cdot X_{\text{окл}}) \cdot L_{\text{кл}}) / (U_{\text{кл}} \cdot k_{\text{кл}}) \cdot 10^3) / U_{\text{кл}} \cdot 100$
Втрата напруги у КЛ у п.а режимі, %	$\Delta U_{i\hat{a}}(F) = \Delta U_i(F) \cdot k_{\hat{e}} \cdot k_{i\hat{a}}$	$dU_{\text{па}} = \text{ЕСЛИ}(\text{кл} > 1; (((P_{\text{кл}} \cdot R_{\text{окл}} + Q_{\text{кл}} \cdot X_{\text{окл}}) \cdot L_{\text{кл}} \cdot k_{\text{ппа}}) / (U_{\text{кл}} \cdot (\text{кл} - 1)) \cdot 10^3) / U_{\text{кл}}) \cdot 100; "--")$
Вартість КЛ, тис.грн	$B_{\text{кл}}(F) = (E_e + E_a) \cdot K_0(F) \cdot L \cdot k_{\text{л}}$	$B_{\text{кл}} = \text{ЕСЛИ}(\text{Хдоп} = "доп"; (E_a + E_e) \cdot K_0 \cdot l_{\text{кл}} \cdot k_{\text{л}}; "--")$
Вартість втрат у КЛ, тис.грн	$B_{\text{ем}}(F) = 3 \cdot I^2 \cdot R_0(F) \cdot B_0 \cdot L \cdot k_{\text{л}}$	$B_{\text{в}} = \text{ЕСЛИ}(\text{Хдоп} = "доп"; (3 \cdot I_{\text{кл}}^2 \cdot R_{\text{окл}} \cdot k_{\text{л}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot 10^{-3} \cdot B_0) / 1000; "--")$
Затрати у КЛ, тис.грн	$3(F) = B_{\text{кл}}(F) + B_{\text{ем}}(F)$	$3_{\text{кл}} = \text{ЕСЛИ}(\text{Хдоп} = "доп"; B_{\text{кл}} + B_{\text{в}}; "--")$
Мінімальні затрати у КЛ, тис.грн		$3_{\text{клмін}} = \text{МИН}(3_{\text{кл}})$

Продовження табл. 4.2

Коефіцієнт допустимого навантаження	$k_{\bar{a}\bar{i}} = k_{\bar{i}} \cdot k_c$	кдоп = кп* кс
Перевірка першої умови	$k_{\bar{a}\bar{i}} \cdot I_{\bar{a}\bar{i}}(F) \geq I_{\bar{e}}$	У1=ЕСЛИ(кдоп*Ідоп>=Ікл;"доп";"не доп")
Перевірка другої умови	$k_{\bar{e}} > 1 \Rightarrow k_{\bar{i}\bar{a}} \cdot k_{\bar{a}\bar{i}} \cdot I_{\bar{a}\bar{i}}(F) \geq k_{\bar{e}} \cdot I_{\bar{e}} \cdot k_{\bar{i}\bar{a}}$	У2=ЕСЛИ(ЕСЛИ(кл>1;кпа*кдоп*Ідоп>=кппа*(кл-1)*Ікл;кдоп*Ідоп>=Ікл);"доп";"не доп")
Перевірка третьої та четвертої умови	$\Delta U_{\bar{a}\bar{i}} \geq \Delta U_i = \frac{r_0(F) \cdot P_{\bar{e}} + x_0(F) \cdot Q_{\bar{e}}}{U_i \cdot k_{\bar{e}}} \cdot L$ $k_{\bar{e}} > 1 \Rightarrow \Delta U_{\bar{a}\bar{i}} \geq \Delta U_{\bar{i}\bar{a}}(F) = \Delta U_i(F) \cdot k_{\bar{e}} \cdot k_{\bar{i}\bar{a}}$	У3=ЕСЛИ(ЕСЛИ(кл=1;dUn<=dUдоп;dUpa<=dUдоп);"доп";"не доп")
Умова допустимості	Хдоп	Хдоп=ЕСЛИ(И(У1="доп";У2="доп";У3="доп";У4="доп");"доп";"недоп")
Питома вартість втрат,	$\hat{A}_0 = t \cdot \tau$	Во =t*tau
Пошук оптимального перерізу КЛ		Фопт=ИНДЕКС(Фмм;ПОИСКПОЗ(Зклмін;Зкл;0);1)
Позначення рядка, в якому знаходяться дані оптимального розв'язку		Т26=ЕСЛИ(Зклмін=Зкл;"v";""), та D26=ЕСЛИ(Фопт=Фмм;"v";"")

Згідно з табл. 1.3.26 [2], при прокладанні двох кабелів в одній траншеї із відстанню в світу 300 мм приймаємо кп=0,93, інші коефіцієнти приймаємо як і для живлячої КЛ, виходячи з тих самих міркувань.

На рисунку 4.1 представлено таблична форма вибору КЛ 0,4 кВ.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		

КЛ 0,4 кВ										Обмеження			Затрати		З, тис. грн	*			
№	S, мм²	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	ΔUп, А	ΔUп, %	K <sub>01</sub> , тис. грн	ΔUп <sub>а</sub> , %	ΔUп <sub>а</sub> доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп	ΔUп <sub>а</sub> не доп
10	3.1	0.073	65	16.03	7.711	30.45		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
16	1.84	0.068	90	10.08	9.072	19.15		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
25	1.24	0.066	115	6.49	9.45	12.33		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
35	0.89	0.064	135	4.69	11.79	8.92		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
50	0.62	0.063	165	3.31	13.54	6.289		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
70	0.443	0.061	200	2.40	16.43	4.562		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
95	0.326	0.06	240	1.80	19.64	3.42		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
120	0.258	0.06	270	1.45	22.74	2.759		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
150	0.206	0.06	305	1.18	26.86	2.25		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
185	0.167	0.06	345	0.98	31.62	1.871		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
240	0.129	0.059	0	0.79	38.65	1.498		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
300	0.103	0	0	0.53	0	1.002		не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп	не доп
Мінімальні затрати																	6.76		
Оптимальний переріз																	70		

Рисунок 4.1 - Електронна таблиця вибору оптимального перерізу КЛ 0,4 кВ

Проектне рішення: Кожний із житлових будинків заживлюємо дволанцюговою КЛ марки ААБ, перерізом 70 мм<sup>2</sup> (ААБ 3x70+1x35), прокладену в землі у траншеї.

## 5 ВИБІР ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ 10 кВ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ МІКРОРАОЙНУ

### 5.1 Вибір вимикачів

Вимикач - це комутаційний апарат, який використовується для включення і відключення струму.

Вимикач є основним апаратом в електричних установках. Він служить для включення і виключення в колі в любых режимах: тривале навантаження, перевантаження, коротке замикання, холостий хід, несинхронна робота. Найбільш важкою і відповідальною операцією є відключення струмів КЗ і включення на відповідне коротке замикання.

До вимикачів високої напруги пред'являють такі вимоги:

- надійне відключення (від десятків ампер до номінального струму відключення);
- швидкість дії, тобто найменший час відключення;
- придатність для швидкодіючого автоматичного повторного включення, тобто швидке включення вимикача зразу ж після відключення;
- можливість пофазного (пополюсного) управління для вимикачів 10 кВ і вище;
- легкість ревізії і огляд контактів;
- вибухо і пожежобезпека;
- зручність транспортування і експлуатації;

Вимикачі високої напруги повинні тривало витримувати номінальний струм  $I_{\text{ном}}$  і номінальну напругу  $U_{\text{ном}}$ .

Високовольтні вимикачі вибирають за номінальною напругою і розрахунковим струмом з врахуванням післяаварійних режимів та можливих нерівномірностей розподілу струмів між лініями і секціями шин та на можливість відключення струму короткого замикання.

*Визначаємо розрахунковий струм для нормального і післяаварійного режимів:*

$$I_1 = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{фн}}} = \frac{890,22}{\sqrt{3} \cdot 10} = 51,5 \text{ (А)} \quad (5.1)$$

$$I_{\text{фн}} = \frac{1,3 \cdot S_{\text{фн.д}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{фн}}} = \frac{1,2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 75,2 \text{ (А)} \quad (5.2)$$

Розрахунок трифазного струму к.з у місці приєднання живлячої мережі до ПЛ 10 кВ:

Схема заміщення мережі має наступний вигляд:

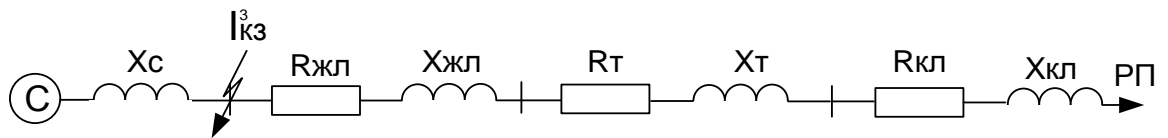


Рисунок 5.1 – Схема заміщення мережі

$$I_{\text{кз}}^2 = \frac{S_{\text{кз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ф}}} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,46 \text{ (А)} \quad (5.3)$$

де  $S_{\text{кз}}$  – повна потужність короткого замикання в точці приєднання, МВА

$U_{\text{н}}$  – номінальна напруга живлячої мережі, кВ.

Для установки на стороні 10 кВ для двох ТП вибираємо електромагнітний вимикачі типу: ВЭМ-10Э-100/12,5УЗ, рисунок 5.2.



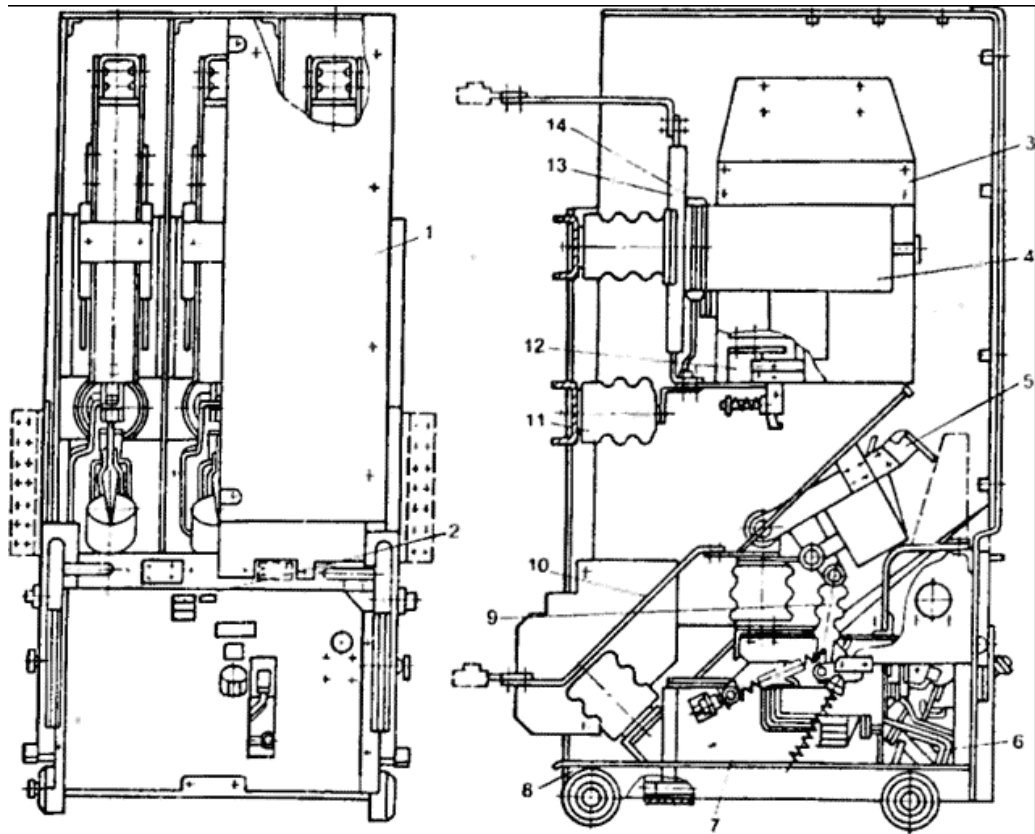


Рисунок 5.2 – Вимикач ВЭМ-10Э-100/12,5УЗ

1, 9 - ізоляційний кожух і тяга; 2 - лічильник; 3 - дугогасильна камера; 4 - магнітопровід; 5, 12 - рухомі і не рухомі контакти; 6 - контактор; 7 - електромагнітний привід; 8 - рама ; 10, 13 - струмовідвід і струмопідвід; 11 - ізолятор; 14 — котушка магнітного дуття

## 5.2 Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувач — це контактний комутаційний апарат, призначений для вимкнення і ввімкнення електричного кола без струму або з незначним струмом, який для забезпечення безпеки має між контактами у відключеному положенні ізоляційний проміжок

Вибір роз'єднувачів і відділювачів проводиться:

- за напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- за струмом

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}};$$

- за конструкцією, родом установки;

- за електродинамічною стійкістю

$$i_y \leq i_{\text{пр,с}}; \quad I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр,с}};$$

де  $i_{\text{пр,с}}$ ,  $I_{\text{пр,с}}$  – граничний наскрізний струм короткозамикача (амплітуда і дійсне значення);

- за термічною стійкістю

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

де  $B_k$  – тепловий імпульс по розрахунку,  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\text{тер}}$  – граничний струм термічної стійкості;

$t_{\text{тер}}$  – тривалість протікання граничного струму термічної стійкості;

Для установки на стороні 10 кВ обираємо роз'єднувачі горизонтально-поворотного типу (РЛНД-10/200).

## 6 РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ БУДИНКУ

Вибираємо радіальну схему мережі, щоб виконати розрахунок електричних навантажень. Радіальними називають мережі, в яких для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія. Радіальні схеми забезпечують високу надійність електропостачання. Однак вони вимагають великих витрат на електрообладнання і монтаж.

На даному рисунку зображено план одного поверху житлового будинку, з наведеному на ньому місцями розташування силового навантажен. Даний будинок складається з двох однакових під'їздів та п'яти поверхів навантаження на яких розподілено рівномірно. Живлення буде подаватись до одного під'їзду, на ВРП, з якого будуть заживлюватись всі решта НЩО, та другий під'їзд.

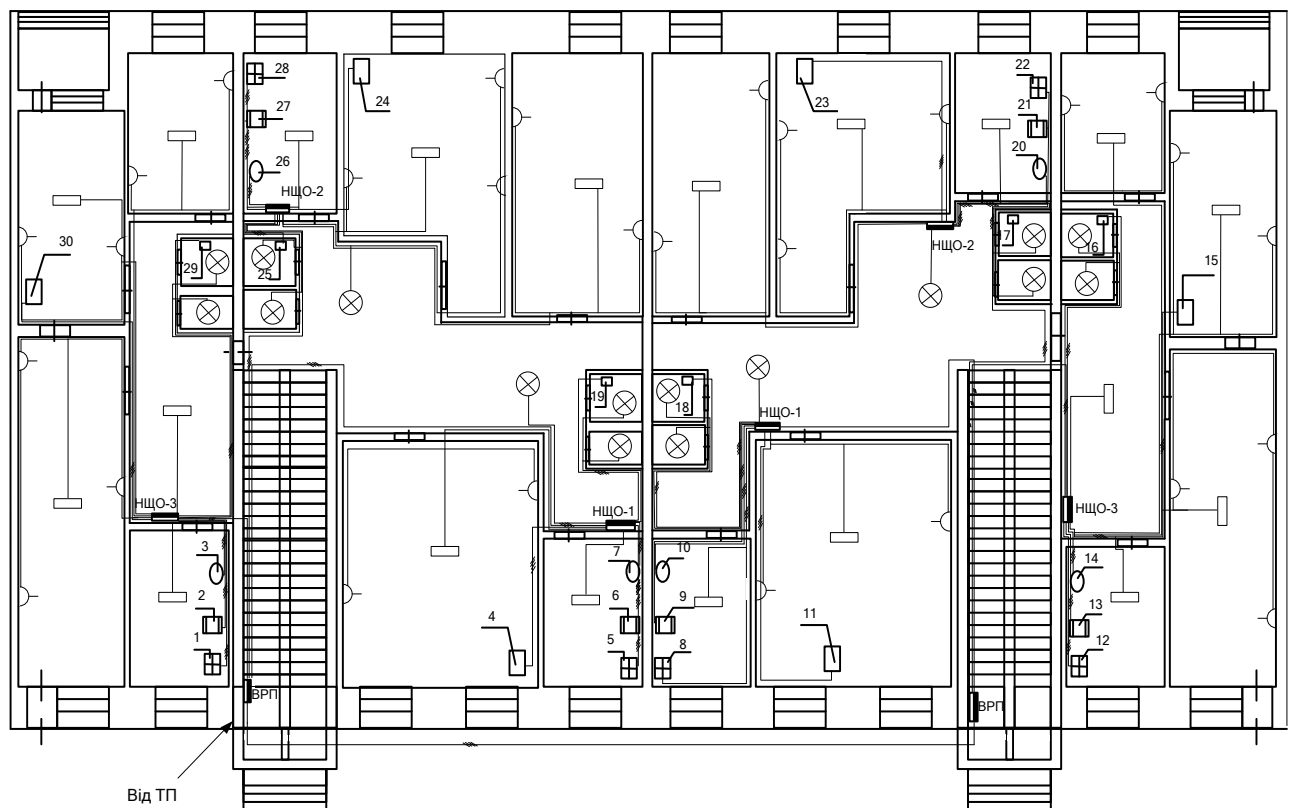


Рисунок 6.1 - Схема електропостачання житлового будинку

В процесі розробки систем електропостачання проектувальник опирається на найважливіші вихідні дані – активні та реактивні навантаження. По величині електричних навантажень вибираються елементи системи електропостачання, уставки захистів, розраховуються компенсації реактивної потужності, рівнів і засобів регулювання напруги, визначаються витрати і втрати електроенергії. У зв'язку з цим фактор точності визначення електричних навантажень при проектуванні набуває особливого значення. Завищення навантажень призводить до збільшення капітальних витрат, заниження – до зменшення надійності роботи системи електропостачання. В обох випадках приведені витрати на систему електропостачання будуть більші оптимального значення.

Розрахункові навантаження (на усіх ступенях розподільчих і живлячих мереж, включно з трансформаторами і перетворювачами) визначаються методом впорядкованих діаграм, який є основним при розробці технічних і робочих проектів електропостачання.

Розрахункова активна потужність  $P_p$  відповідає такому тривалому навантаженню струмом  $I_p$ , яке еквівалентно очікуваному змінному навантаженню по найбільш тяжкій тепловій дії – максимальній температурі – або тепловому зносу ізоляції.

Розрахункове навантаження умовно приймається рівним імовірному максимальному значенню навантаження  $P_m$  за інтервал часу 30 хв. – так званий півгодинний максимум.

З багаточислених випадкових факторів, від яких залежить утворення максимуму  $P_m$ , прийнято враховувати вплив лише різниці потужностей окремих електроприймачів. Для цього вводиться поняття про ефективне число електроприймачів  $n_e$  – число однорідних по режиму роботи електроприймачів однакової потужності, яке зумовлює ту ж величину, що й група з  $n$  різних по потужності і режиму роботи електроприймачів.

Всі електроприймачі розбиваються на характерні групи з більш або

менш однаковим режимом.

Визначимо номінальну загальну активну потужність для кожного виду електроприймачів (для прикладу електроплита);

$$P_{н1} = p_n \cdot n, \quad (6.1)$$
$$P_{н1} = 1 \cdot 6 = 6 \text{ (кВт)}.$$

Розраховуємо середнє активне і реактивне навантаження для кожного електро – приймача (для прикладу електроплита );

$$P_{см1} = P_{н1} \cdot K_b, \quad (6.2)$$

$$P_{см1} = 6 \cdot 0,5 = 3 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{см1} = P_{см1} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (6.3)$$

$$Q_{см1} = 3 \cdot 0,2 = 0,6 \text{ (кВАр)}.$$

де  $K_b$  – коефіцієнт використання

Розраховуємо розрахункову активну потужність вона дорівнює номінальній потужності даного ЕП :

$$P_{рп} = P_{рном} = 6 \text{ [кВт]}.$$

розрахункова реактивна потужність ЕП :

$$Q_{рп} = P_{рп} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (6.4)$$

$$Q_{рп} = 6 \cdot 0,2 = 1,2 \text{ (кВАр)}.$$

розрахункова повна потужність ЕП :

$$S_{рп} = \sqrt{6^2 + 1,2^2} = 6,11 \text{ (кВА)}.$$

розрахунковий струм ЕП :

$$I_{Pi} = \frac{S_{Pi}}{\sqrt{3} \cdot U_i} , \quad (6.5)$$

$$I_{Pi} = \frac{6,11}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 8,7 \text{ (А)}.$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів для НЦО – 3, (Група А):

$$P_{н.А.нцО-3} = \sum_{i=1}^{10} P_i , \quad (6.6)$$

$$P_{н.А.нцО-3} = 7 \cdot 2,5 + 1 \cdot 5 + 1 \cdot 6 + 1 \cdot 1,5 = 25 \text{ (кВт)}.$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів для НЦО – 3:

$$P_{см.А.нцО-3} = \sum_{i=1}^{10} P_{i,\lambda} , \quad (6.7)$$

$$P_{см.А.нцО-3} = 7 \cdot 2,5 \cdot 0,2 + 1 \cdot 5 \cdot 0,55 + 1 \cdot 1,5 \cdot 0,2 = 9,55 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{см.А.нцО-3} = \sum_{i=1}^7 Q_{i,\lambda} , \quad (6.8)$$

$$Q_{см.А.нцО-3} = 3,5 \cdot 0,87 + 2,75 \cdot 0,87 + 3,0 \cdot 0,2 + 0,3 \cdot 0,87 = 6,3 \text{ (кВАр)}.$$

Визначаємо середній коефіцієнт використання для електроприймачів НЦО – 3, (Група А):

$$K_{в.ср} = \frac{P_{\hat{m}\Sigma}}{P_{i\Sigma}} , \quad (6.9)$$

$$K_{B,cp} = \frac{9,55}{25,00} = 0,38 .$$

Для визначення розрахункового коефіцієнта навантаження потрібно знати коефіцієнт використання  $K_B$  даної групи приймачів і  $n_{E\Phi}$  – ефективне число ЕП групи.

$$n_{\hat{A}\hat{O}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{i,3} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{i,3}^2} ; \quad (6.10)$$

$$n_{\hat{A}\hat{O}} = \frac{107,0}{25,0} = 5,84$$

Отже, розрахунковий коефіцієнт визначається в залежності від  $K_B$  і  $n_{E\Phi}$

$$K_M = f(n_{E\Phi}, K_B);$$

$$K_M = 1,16 - \text{згідно [1- ст.10. таб. 1.1].}$$

Розраховуємо максимально – розрахункову активну, повну та реактивну потужності для усіх електроприймачів НЦО – 3,(групи А) :

а) активна потужність:

$$P_{i,\hat{A}} = K_i \cdot P_i \cdot K_{\hat{A}}, \quad (6.11)$$

$$P_{i,\hat{A}} = 25,0 \cdot 1,16 \cdot 0,38 = 11,08 \text{ (кВт).}$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{M,A} = K_B \cdot K_M \cdot P_H \cdot \text{tg} \varphi, \quad (6.12)$$

$$Q_{i,\hat{A}} = 0,38 \cdot 1,16 \cdot 25 \cdot 0,87 = 6,93 \text{ (кВАр).}$$

в) повна потужність:

$$S_{\text{м.А.нщО-3}} = \sqrt{P_{\text{м.А}}^2 + Q_{\text{м.А}}^2}, \quad (6.13)$$

$$S_{\text{м.А.нщО-3}} = \sqrt{11,08^2 + 6,93^2} = 13,07 \text{ (кВА)}.$$

Розраховуємо номінальну сумарну активну потужність електроприймачів для НЩО – 3, (Група Б).

$$P_{\text{н.Б.нщО-3}} = \sum_{s=1}^3 P_{s}, \quad (6.14)$$

$$P_{\text{н.Б.нщО-3}} = 1 \cdot 1 + 1 \cdot 1,2 = 2,2 \text{ (кВт)}.$$

Розраховуємо середнє активне та реактивне навантаження за період максимально навантаження споживачів НЩО – 3:

$$P_{\text{см.Б.нщО-3}} = \sum_{s=1}^3 P \hat{m}_s, \quad (6.15)$$

$$P_{\text{см.Б.нщО-3}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,8 + 1 \cdot 1,2 \cdot 0,7 = 1,64 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{\text{см.Б.нщО-3}} = \sum_{s=1}^3 Q \hat{m}_s, \quad (6.16)$$

$$Q_{\text{см.Б.нщО-3}} = 0,8 \cdot 0,0 + 0,84 \cdot 0,75 = 0,63 \text{ (кВАр)}.$$

Розраховуємо максимально – розрахункову активну, повну та реактивну потужності для усіх електроприймачів НЩО – 3, (групи Б) :

а) активна потужність:

$$P_{\text{м.Б}} = P_{\text{см.Б.нщО-3}} = 1,64 \text{ (кВт)}. \quad (6.17)$$

б) реактивна потужність:



$$Q_{м.Б} = Q_{см.Б.нщО - 3} = 0,63 \text{ (кВАр)} \quad (6.18)$$

в) повна потужність:

$$S_{м.Б.нщО - 3} = \sqrt{P_{м.Б}^2 + Q_{м.Б}^2}, \quad (6.19)$$

$$S_{м.Б.нщО - 3} = \sqrt{1,64^2 + 0,63^2} = 1,76 \text{ (кВА)}.$$

Розраховуємо сумарне розрахункове активне, реактивне та повне навантаження для споживачів НЩО – 3, (Група А, та Група Б):

а) активна потужність:

$$P_{м.Σ} = P_{м.А} + P_{м.Б} = 11,08 + 1,64 = 12,72 \text{ (кВт)}. \quad (6.20)$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{і.Σ} = Q_{і.А} + Q_{і.Б} = 6,93 + 0,63 = 7,56 \text{ (кВАр)}. \quad (6.21)$$

в) повна потужність:

$$S_{м.нщО - 3} = S_{м.А.нщО - 3} + S_{м.Б.нщО - 3} = 13,07 + 1,76 = 14,83 \text{ (кВА)}. \quad (6.22)$$

$$I_{і.нщО - 3} = \frac{S_{і.нщО - 3}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{14,83}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 21,2 \text{ (А)}.$$

Аналогічно проводяться розрахунки для інших НЩО і всі інші розрахунки зображені на рисунку 6.2

3	Назва НЩО	п, шт	рн, кВт	Рн, кВт	Кл	tgφ	КлРн	КлРнтgφ	n*рн^2	пе	Кл	Рл, кВт	Qл, кВАр	Sl, кВА	Il, А
4	<b>НЩО- 3</b>														
5	<b>Група А</b>														
6	<b>Гр.1</b>														
7	розетки	7,00	2,50	17,50	0,20	0,87	3,50	3,05	43,75	7,00	1,54	5,39	3,35	6,35	28,85
8	електрокотел м-6/220	1,00	5,00	5,00	0,55	0,87	2,75	2,39	25,00						
9	розетки	7,00	2,50	17,50	0,20	0,87	3,50	3,05	43,75						
10	Електроплита	1,00	6,00	6,00	0,50	0,20	3,00	0,60	36,00						
11	електрорушничкосушилка	1,00	1,50	1,50	0,20	0,87	0,30	0,26	2,25						
12	<b>Всього по А</b>	10,00		25,00	0,38		9,55	6,30	107,00	5,84	1,16	11,08	6,93	13,07	18,86
13	<b>Група Б</b>														
14	<b>Гр.2</b>														
15	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	3,64
16	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00							
17	електроводонагрівач 100R	1,00	1,20	1,20	0,70	0,75	0,84	0,63							
18	<b>Всього по Б</b>	2,00		2,20			1,64	0,63			1,64	0,63	1,76		
19	<b>Всього по НЩО- 3</b>	12,00		27,20			11,19	6,93			12,72	7,56	14,82	21,40	
20	<b>НЩО- 1</b>														
21	<b>Група А</b>														
22	<b>Гр.1</b>														
23	розетки	2,00	2,50	5,00	0,20	0,87	1,00	0,87	12,50	2,00	3,39	3,39	0,96	3,52	16,01
24	розетки	2,00	2,50	5,00	0,20	0,87	1,00	0,87	12,50						
25	Електроплита	1,00	6,00	6,00	0,55	0,20	3,30	0,66	36,00						
26	електрорушничкосушилка	1,00	1,50	1,50	0,20	0,87	0,30	0,26	2,25						
27	<b>Всього по А</b>	4,00		12,50	0,37		4,60	1,79	50,75	3,08	1,45	6,67	1,97	6,95	10,04
28	<b>Група Б</b>														
29	<b>Гр.2</b>														
30	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	3,64
31	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00							
32	електроводонагрівач 100R	1,00	1,20	1,20	0,70	0,75	0,84	0,63							
33	електроконвектор	1,00	1,50	1,50	0,65	0,75	0,98	0,73							
34	електроконвектор	1,00	0,75	0,75	0,65	0,75	0,49	0,37							
35	<b>Всього по Б</b>	4,00		4,45			3,10	1,73			3,10	1,73	3,55		
36	<b>Всього по НЩО- 1</b>	8,00		16,95			7,70	3,52			9,77	3,70	10,51	15,16	
37	<b>НЩО- 2</b>														
38	<b>Група А</b>														
39	<b>Гр.1</b>														
40	розетки	5,00	2,50	12,50	0,20	0,87	2,50	2,18	31,25	5,00	1,72	4,30	2,39	4,92	22,37
41	розетки	5,00	2,50	12,50	0,20	0,87	2,50	2,18	31,25						
42	електрокотел м-4/220	1,00	4,00	4,00	0,55	0,87	2,20	1,91	16,00						
43	Електроплита	1,00	6,00	6,00	0,50	0,20	3,00	0,60	36,00						
44	електрорушничкосушилка	1,00	1,20	1,20	0,20	0,87	0,24	0,21	1,44						
45	<b>Всього по А</b>	8,00		23,70	0,34		7,94	4,90	84,69	6,63	1,28	10,16	5,39	11,50	16,60
46	<b>Група Б</b>														
47	<b>Гр.2</b>														
48	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	3,64
49	освітлення	1,00	1,00	1,00	0,80	0,00	0,80	0,00							
50	електроводонагрівач 100R	1,00	1,20	1,20	0,70	0,75	0,84	0,63							
51	електроконвектор	1,00	1,25	1,25	0,65	0,75	0,81	0,61							
52	<b>Всього по Б</b>	3,00		3,45			2,45	1,24			2,45	1,24	2,75		
53	<b>Всього по НЩО- 2</b>	11,00		27,15			10,39	6,14			12,62	6,63	14,25	20,57	
54	Всього по А	22,00		61,20	0,36		22,09	12,99	242,44	15,45	1,02	22,53	14,29	26,68	
55	Всього по Б	9,00		10,10			7,20	3,60			7,20	3,60	8,04		
56	<b>Всього на НЩО - поверху</b>	31,00		71,30			29,29	16,58			29,73	17,88	34,72	50,12	

Рисунок 6.2 – результати розрахунків

Розраховуємо сумарне розрахункове активне, реактивне та повне навантаження яку формують споживачі під'їзду одного поверху.

$$\begin{aligned}
 P_{\text{нУ.А.нщО}} &= P_{\text{нУ.А.нщО-3}} + P_{\text{нУ.А.нщО-2}} + P_{\text{нУ.А.нщО-1}} = \\
 &= 25,0 + 12,5 + 23,7 = 61,2 \text{ (кВт)}, \quad (6.23)
 \end{aligned}$$

$$P_{\text{НУ.Б.НЩО}} = P_{\text{НУ.Б.НЩО-3}} + P_{\text{НУ.Б.НЩО-2}} + P_{\text{НУ.Б.НЩО-1}} = 3,45 + 2,2 + 3,45 = 10,1 \text{ (кВт)}. \quad (6.24)$$

Кількість споживачів групи А:  $n_{\text{ш.А}} = \sum_{i=1}^3 n_{\text{споживачів}} = 22 \text{ (шт.)}$ ,

Кількість споживачів групи Б:  $n_{\text{ш.Б}} = \sum_{i=1}^3 n_{\text{споживачів}} = 9 \text{ (шт.)}$ .

$$P_{\text{смУ.нЩО}} = \sum_{i=1}^3 P_{\text{нЩО}},$$

$$P_{\text{смУ.нЩО}} = 9,55 + 4,6 + 7,94 = 22,09 \text{ (кВт)}.$$

$$Q_{\text{смУ.нЩО}} = \sum_{i=1}^3 Q_{\text{нЩО}},$$

$$Q_{\text{смУ.нЩО}} = 6,3 + 1,79 + 4,9 = 12,99 \text{ (кВАр)}.$$

Визначаємо середній коефіцієнт використання:

$$K_{\text{в.}} = \frac{P_{\text{нЩО}}}{D_{\text{нЩО}}} = \frac{22,09}{61,2} = 0,36.$$

Ефективне число приєднань:

$$n_{\text{еф}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n D_{i3} \right)^2}{\sum_{i=1}^n D_{i3}^2} = \frac{61,2^2}{242,44} = 15,45 \approx 15.$$

Отже, розрахунковий коефіцієнт визначається в залежності від  $K_{\text{в}}$  і  $n_{\text{еф}}$

$$K_{\text{м}} = f(n_{\text{еф}}, K_{\text{в}});$$

$$K_{\text{м}} = 1,02 \text{ – згідно [1]}.$$

Розраховуємо максимально – розрахункову активну, повну та реактивну потужності для споживачів одного під'їзду, одного поверху, на якому знаходяться три НЩО (Група А):

а) активна потужність:

$$P_{i.\dot{A}.\Sigma} = K_i \cdot P_{\dot{m}.\Sigma.\dot{A}.\dot{A}} = 1,02 \cdot 22,09 = 22,53 \text{ (кВт)}.$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{M.A.\Sigma} = 1,1 \cdot Q_{cm.\Sigma.H\dot{H}\dot{O}} = 1,1 \cdot 12,99 = 14,29 \text{ (кВАр)}.$$

в) повна потужність:

$$S_{M\Sigma.A} = \sqrt{P_{M.A.\Sigma}^2 + Q_{M.A.\Sigma}^2} = \sqrt{22,53^2 + 14,29^2} = 26,68 \text{ (кВА)}.$$

Розраховуємо максимально – розрахункову активну, повну та реактивну потужності для споживачів одного поверху, під'їзду, на якому знаходяться НЦО (Група Б):

а) активна потужність:

$$P_{i.\dot{A}.\Sigma} = \sum_{j=1}^3 P_{i.\dot{A}} = 1,64 + 3,1 + 2,45 = 7,2 \text{ (кВт)}.$$

б) реактивна потужність:

$$Q_{i.\dot{A}.\Sigma} = \sum_{j=1}^3 Q_{i.\dot{A}} = 0,63 + 1,73 + 1,24 = 3,6 \text{ (кВАр)}.$$

в) повна потужність;

$$S_{M\Sigma.B} = \sqrt{P_{i.\dot{A}.\Sigma}^2 + Q_{i.\dot{A}.\Sigma}^2} = \sqrt{7,2^2 + 3,6^2} = 8,04 \text{ (кВА)}.$$

Сумарні потужності: (Група А, та Група Б).

$$P_{\dot{m}.\Sigma} = P_{\dot{m}.\dot{A}} + P_{\dot{m}.\dot{A}} = 22,09 + 7,2 = 29,29 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{\dot{m}.\Sigma} = Q_{\dot{m}.\dot{A}} + Q_{\dot{m}.\dot{A}} = 12,99 + 3,6 = 16,58 \text{ (кВАр)},$$

$$P_{i.\Sigma} = P_{i.\dot{A}.\Sigma} + P_{i.\dot{A}.\Sigma} = 22,53 + 7,2 = 29,73 \text{ (кВт)},$$

$$Q_{i.\Sigma} = Q_{i.\dot{A}.\Sigma} + Q_{i.\dot{A}.\Sigma} = 14,29 + 3,6 = 17,88 \text{ (кВАр)},$$

$$S_{i.\Sigma} = S_{i.\dot{A}.\Sigma} + S_{i.\dot{A}.\Sigma} = 26,68 + 8,04 = 34,72 \text{ (кВА)},$$

$$I_{i.\Sigma} = \frac{S_{i.\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{34,72}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 49,6 \text{ (А)}.$$

## 7 РОЗРАХУНОК СИСТЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОГО ОСВІТЛЕННЯ БУДИНКУ

Проектування штучного освітлення промислових підприємств виконують на основі правил і норм штучного освітлення. Найважливішою вимогою, яка пред'являється до освітлювальних установок, є добра видимість освітлювальних предметів.

В виробничих приміщеннях в практиці проектування електричного освітлення застосовують дві системи робочого освітлення:

- систему загального освітлення, призначену для освітлення робочих поверхонь всього приміщення в цілому;
- систему комбінованого освітлення, яке складається із загального освітлення приміщення і місцевого освітлення робочих поверхонь.

Система освітленості, що розробляється, повинна забезпечувати норму освітленості. Згідно з ДБН В. 2.5-23-2003 для об'єктів цивільного призначення (додаток Г), приймаємо такі норми освітлення для різних приміщень.

Таблиця 7.1 – Норми освітленості для різних приміщень

Назва приміщення	Норма освітленості
Житлової кімнати	150
Кухні	100
Ванна, туалет	10
Коридор	50

### 7.1 Обґрунтування вибору типу джерела світла

Для освітлення житлових кімнат використовуються люмінесцентні лампи відповідно з ДБН В. 2.5-23-2003 (додаток И), вони володіють порівняно високою світловою віддачею, поліпшеним спектральним складом, що дозволяє забезпечити більш правильну світло передачу, і

досить високою тривалістю горіння. Освітлення санітарних вузлів буде здійснюватися лампами розжарення.

Основні задачі світлотехнічних розрахунків:

- визначити число і потужність джерел світла, які забезпечують нормовану освітленість;
- визначити фактичну освітленість, яку створює освітлювальна установка.

## 7.2 Розрахунок робочого освітлення

Розрахунок освітлення житлового будинку (рисунок 7.1) будемо проводити методом коефіцієнта використання, який враховує відбивну складову освітленості від робочої поверхні, стелі і стін приміщення і застосовують його для розрахунку загального рівномірного внутрішнього освітлення горизонтальних поверхонь.

Дана будівля є п'ятиповерховою, і має однакові два під'їзди.

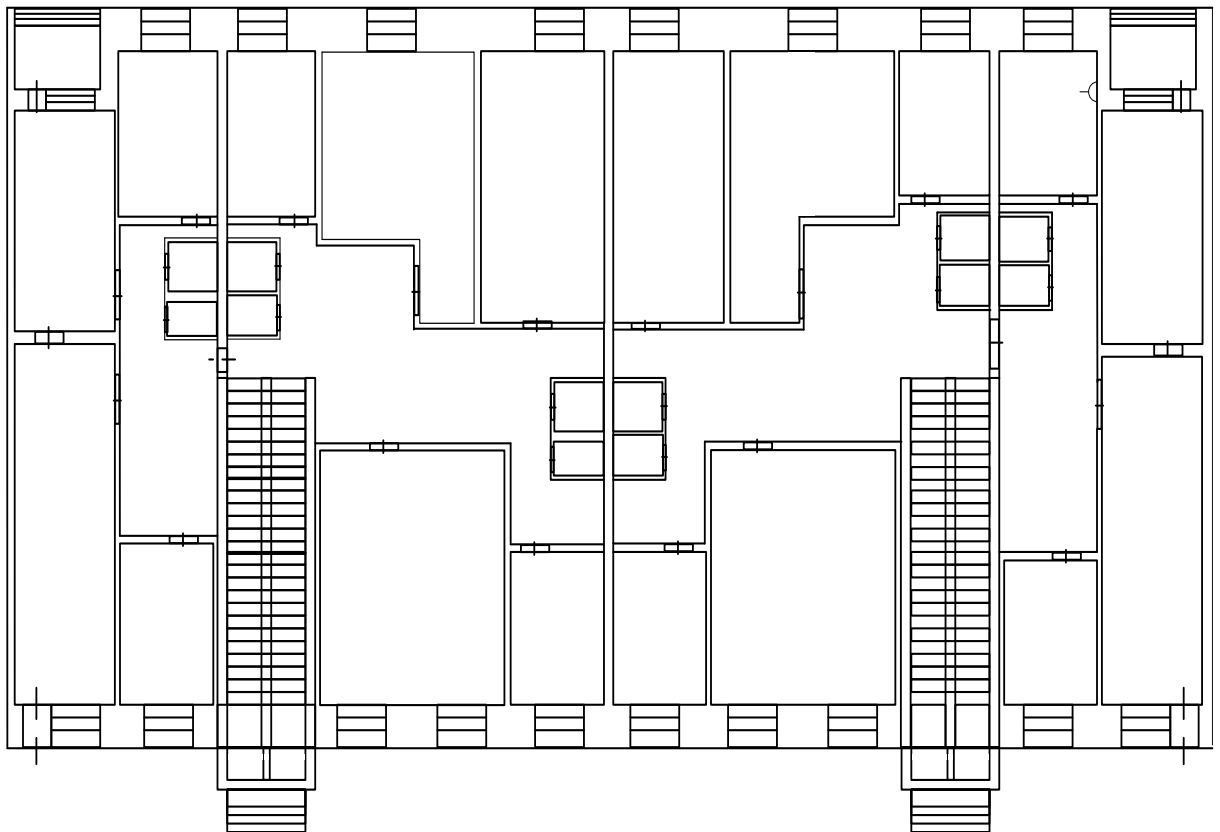


Рисунок 7.1 – план одного поверху житлового будинку

Оскільки поверх складається із двох однакових під'їздів, тому розрахунок будемо проводити лише для одного під'їзду, для іншого він буде аналогічний.

Для прикладу розрахунок проведемо для однієї кімнати трикімнатної квартири план якої зображений на рисунку 7.2

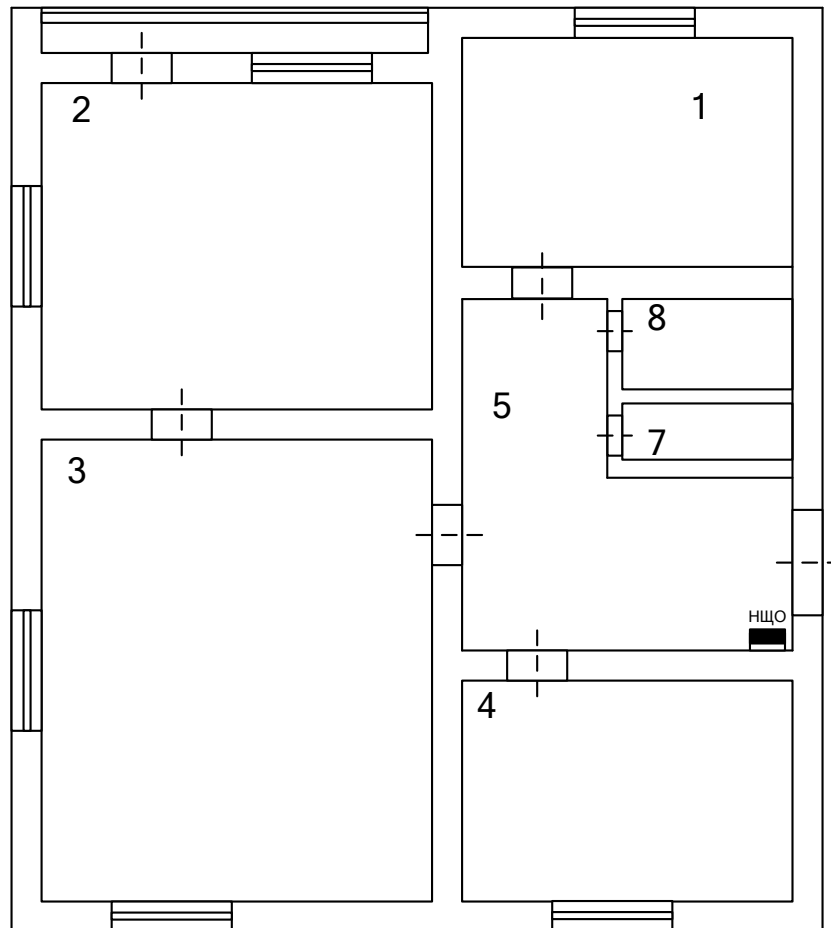


Рисунок 7.2 – План три кімнатної квартири

Для прикладу наведемо розрахунок для однієї із житлових кімнат (спальня, на рисунку - №3), всі інші розрахунки проведемо за допомогою електронного процесора Excel, отримані дані подані на рисунку 7.3

Нормована освітленість при штучному освітленні, складає  $E_n = 150$  лк.

Висота поверху – 2,6 метрів, розміри – 3x5,95 м.

Для освітлення приймаємо світильники ЛПО (Юпітер) з

люмінесцентними лампами ЛБ-36, та лампи розжарення у санітарних вузлах із використанням плафонів НПБ Альфа.

Визначимо розрахункову висоту, м :

$$h = \dot{H} - h_{\delta} - h_{\epsilon} = 2,6 - 0,8 - 0,2 = 1,6 (\text{м}) \quad (7.1)$$

де  $\dot{H}$  – висота приміщення, м;

$h_{\delta}$  – висота розрахункової поверхні, м;

$h_{\epsilon}$  – висота підвісу світильника, м;

$h$  – розрахункова висота, м.

Задаємося коефіцієнтами відбиття стель, стін і розрахункової поверхні:

$$\rho_{\text{п}} = 70 \%, \rho_{\text{с}} = 70 \%, \rho_{\text{р}} = 70 \%,$$

Визначаємо індекс приміщення:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{3 \cdot 5,95}{1,6 \cdot (3 + 5,95)} = 1,25 \quad (7.2)$$

де  $A$  – довжина приміщення, м;

$B$  – ширина приміщення, м.

Виходячи з індексу приміщення і коефіцієнту відбиття, визначаємо для прийнятого типу світильника коефіцієнт використання освітлювальної установки (при  $i = 1,25$  і прийнятих коефіцієнтах відбиття  $\eta = 0,48 \%$ ).

Задаємося значеннями коефіцієнту запасу:  $k_3 = 1,3$  і коефіцієнту нерівномірності освітлення для люмінесцентних ламп  $z = 1,1$ .

Визначаємо необхідну кількість світильників ЛВО (Юпітер) при розрахунковому світловому потоці ламп ЛБ-36  $\Phi_{\text{л}} = 2800$  лм:

$$N_{\text{наб}} = \frac{\dot{A}_1 \cdot S \cdot k_3 \cdot z}{\hat{O}_{\epsilon} \cdot n \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 3 \cdot 5,95 \cdot 1,3 \cdot 1,1}{2800 \cdot 4 \cdot 0,48} = 1 \quad (7.3)$$

де  $S$  – площа приміщення, м<sup>2</sup>;

$\Phi_{\text{л}}$  – світловий потік лампи ЛБ-36, лм;

$n$  – кількість ламп у світильнику.

Приймаємо загальну кількість світильників 1 шт. Він буде розміщений по середині приміщення.



Загальна установлена потужність світильника (без врахування втрат у ПРА):

$$\mathcal{D}_{\text{онд}} = N \cdot n \cdot \mathcal{D}_{\text{е}} = 1 \cdot 4 \cdot 18 = 72 (\text{А} \cdot \text{д}) \quad (7.4)$$

де  $\mathcal{P}_{\text{л}}$  – потужність лампи, Вт;

Питома потужність освітлювальної установки:

$$\mathcal{D}_{i \text{дд}} = \mathcal{D}_{\text{онд}} / S = 72 / 3 \cdot 5,95 = 4,03 (\text{А} \cdot \text{д} / \text{м}^2) \quad (7.5)$$

Споживана потужність з врахуванням ПРА:

$$\mathcal{D}_{\text{дт}} = \mathcal{D}_{\text{онд}} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{i \text{дА}} = 72 \cdot 0,95 \cdot 1,3 = 89 (\text{А} \cdot \text{д}) \quad (7.6)$$

де  $K_{\text{ПРА}}$  – коефіцієнт втрат в пускорегулюючій апаратурі.

Результати всіх інших розрахунків наведені на рисунку 7.3

Квартира	назва	А, м	В, м	h, м	S, м <sup>2</sup>	H, м	hp, м	hl, м	i	η	Фл, лм	рстелі	рстін	рповерх	n, шт	Нсвіт, шт	Руст, Вт	Рплт, (Вт/м <sup>2</sup> )	Рро, Вт
1	Спальня	4,8	3,1	1,6	14,88	2,6	0,8	0,2	0,72	0,39	2800	0,7	0,7	0,7	4	1	52,61	3,54	64,97511
	Кухня	2	3,2	1,6	6,4	2,6	0,8	0,2	0,77	0,42	2800	0,5	0,5	0,5	2	1,00	36,00	5,63	44,46
	Ванна	2,5	2	1,6	5	2,6	0,8	0,2	0,69	0,18	366,7	0,5	0,5	0,5	1	1,00	60,00	12,00	60,00
	Туалет	1,2	2	1,6	2,4	2,6	0,8	0,2	0,47	0,13	243,7	0,5	0,5	0,5	1	1,00	40,00	16,67	40,00
	Коридор	2,4	3	1,6	7,2	2,6	0,8	0,2	0,83	0,33	2800	0,5	0,5	0,7	2	1,00	36,00	5,00	44,46
2	Спальня	3,6	4,7	1,6	16,92	2,6	0,8	0,2	1,27	0,48	2800	0,7	0,7	0,7	4	1,00	72,00	4,26	88,92
	Кухня	2,6	3	1,6	7,8	2,6	0,8	0,2	0,87	0,44	2800	0,5	0,5	0,5	2	1,00	36,00	4,62	44,46
	Заг.кімната	3,35	4,7	1,6	15,745	2,6	0,8	0,2	1,22	0,48	2800	0,7	0,7	0,7	4	1,00	72,00	4,57	88,92
	Ванна	2,5	2	1,6	5	2,6	0,8	0,2	0,69	0,18	366,67	0,5	0,5	0,5	1	1,00	60,00	12,00	60,00
	Туалет	1,2	2	1,6	2,4	2,6	0,8	0,2	0,47	0,13	243,69	0,5	0,5	0,5	1	1,00	40,00	16,67	40,00
	Коридор	2,6	3,1	1,6	8,06	2,6	0,8	0,2	0,88	0,35	2800	0,5	0,5	0,7	2	1,00	36,00	4,47	44,46
3	Спальня	3	5,95	1,6	17,85	2,6	0,8	0,2	1,25	0,48	2800	0,7	0,7	0,7	4	1,00	72,00	4,03	88,92
	Кухня	2,4	3,1	1,6	7,44	2,6	0,8	0,2	0,85	0,4	2800	0,5	0,5	0,5	2	1,00	36,00	4,84	44,46
	Заг.кімната	2,95	4,2	1,6	12,39	2,6	0,8	0,2	1,08	0,46	2800	0,7	0,7	0,7	4	1,00	72,00	5,81	88,92
	Ванна	2,5	2	1,6	5	2,6	0,8	0,2	0,69	0,18	366,67	0,5	0,5	0,5	1	1,00	60,00	12,00	60,00
	Туалет	1,2	2	1,6	2,4	2,6	0,8	0,2	0,47	0,13	243,69	0,5	0,5	0,5	1	1,00	40,00	16,67	40,00
	Коридор	2,5	3	1,6	7,5	2,6	0,8	0,2	0,85	0,35	2800	0,5	0,5	0,7	2	1,00	36,00	4,80	44,46
	Заг.кімната	3,5	2,2	1,6	7,7	2,6	0,8	0,2	0,84	0,44	2800	0,7	0,7	0,7	2	1,00	36,00	4,68	44,46

Рисунок 7.3 – Результати всіх інших розрахунків

За вимогами ДБН В.2.5-23-2003 п. 3.6, аварійне освітлення для евакуації мешканців виконується у будівлях із шістьма і більше поверхами. Оскільки дана будівля має лише п'ять поверхів, тому евакуаційне освітлення не встановлюємо.

Визначимо поперечний переріз провідників живлячої лінії

Напруга мережі 380/220 В. Втрати напруги в лініях не повинні перевищувати 0,5 %. На рисунку 1.4 зображено схему живлячої мережі від РП до НЦО.

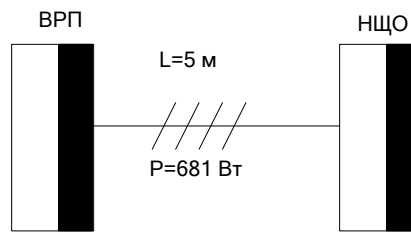


Рисунок 7.4 – Схема живлячої мережі освітлення

Для М1 визначаємо момент навантаження:

$$\begin{aligned}
 \dot{M}_{\text{вд}} = & P_{\text{АВ}} \cdot l_{\text{АВ}} + 1,85 \cdot (P_{\text{ВГ}} \cdot l_{\text{ВГ}} + P_{\text{ГД}} \cdot (l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}})) + P_{\text{ДЕ}} \cdot (l_{\text{ДЕ}} + l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}}) + \\
 & + P_{\text{ЖЗ}} \cdot (l_{\text{ЖЗ}} + l_{\text{ДЕ}} + l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}}) + P_{\text{ИИ}} \cdot (l_{\text{ИИ}} + l_{\text{ЖЗ}} + l_{\text{ДЕ}} + l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}}) + \\
 & + P_{\text{КК}} \cdot (l_{\text{КК}} + l_{\text{ИИ}} + l_{\text{ЖЗ}} + l_{\text{ДЕ}} + l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}}) + \\
 & + P_{\text{ЛЛ}} \cdot (l_{\text{ЛЛ}} + l_{\text{КК}} + l_{\text{ИИ}} + l_{\text{ЖЗ}} + l_{\text{ДЕ}} + l_{\text{ГД}} + l_{\text{ВГ}}) = 82,53 \text{ (кВ}\cdot\text{м)}
 \end{aligned}
 \tag{7.7}$$

Визначаємо коефіцієнт С:

$C = 50$  для мережі 380/220 В.

Розраховуємо переріз:

$$S_{\text{ф}} = \frac{M}{C \cdot \Delta U_{\text{аіі}}} = \frac{82,53}{50 \cdot 0,5} = 3,3 \text{ (мм}^2\text{)}
 \tag{7.8}$$

Приймаємо переріз 4 мм<sup>2</sup>.

Фактичне значення втрат напруги:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{аіі}} \cdot \frac{S_{\text{ф}}}{S} = 0,5 \cdot \frac{3,3}{4} = 0,41\%
 \tag{7.9}$$

Таблиця 7.2 – Вибір перерізів живлячої лінії

	РП-НЩО
Переріз, S, мм <sup>2</sup>	4
Фактичні втрати напруги, ΔU, %	0,41

Визначимо поперечний переріз провідників групових ліній після НЩО напруга мережі 220 В, що зображена на рисунку 1.5. Сумарна втрата напруги в лініях не повинна перевищувати 4%.

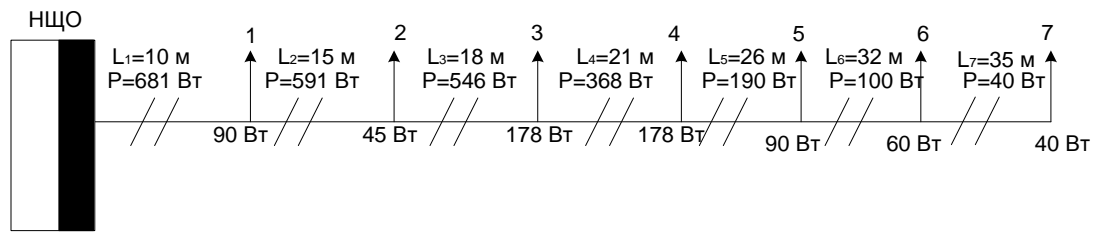


Рисунок – 7.5 Схема живлячої мережі

Визначаємо момент навантаження для групової лінії (НЩО-1):

$$P = 0,09 + 0,045 + 0,178 + 0,178 + 0,09 + 0,06 + 0,04 = 0,681 (\text{кВт})$$

$$M = P \cdot l = 0,681 \cdot 10 = 6,81 (\text{кВт} \cdot \text{м})$$

Розраховуємо переріз:

Визначаємо коефіцієнт C:

$C = 8,3$  для мережі 220 В .

$$S_{\text{доп}} = \frac{M}{C \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{6,81}{8,3 \cdot 0,5} = 1,64 (\text{мм}^2)$$

Приймаємо переріз 2,5 мм<sup>2</sup>.

Фактичне значення втрат напруги:

$$\Delta U = \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{S_{\text{доп}}}{S} = 0,5 \cdot \frac{1,64}{2,5} = 0,33\%$$

Аналогічно розраховуємо переріз для всіх інших ділянок, результати приведені у таблиці 7.3

Таблиця 7.3 – Розрахунок перерізів провідників

	$L, \text{м}$	$P, \text{кВт}$	$M, \text{кВт} \cdot \text{м}$	$\Delta U_{\text{доп}}$	$S_{\text{роз}}, \text{мм}^2$	$S_{\text{пр}}, \text{мм}^2$	$\Delta U$
РП-НЩО	5	0,681	3,405	0,5	3,30	4	0,41
НЩО-1	10	0,681	6,81	0,5	1,64	2,5	0,33
1-2	15	0,591	8,865	0,5	2,14	2,5	0,43
2-3	18	0,546	9,828	0,5	2,37	2,5	0,47
3-4	21	0,368	7,728	0,5	1,86	2,5	0,37
4-5	26	0,19	4,94	0,5	1,19	2,5	0,24
5-6	32	0,1	3,2	0,5	0,77	2,5	0,15
6-7	35	0,04	1,4	0,5	0,34	2,5	0,07

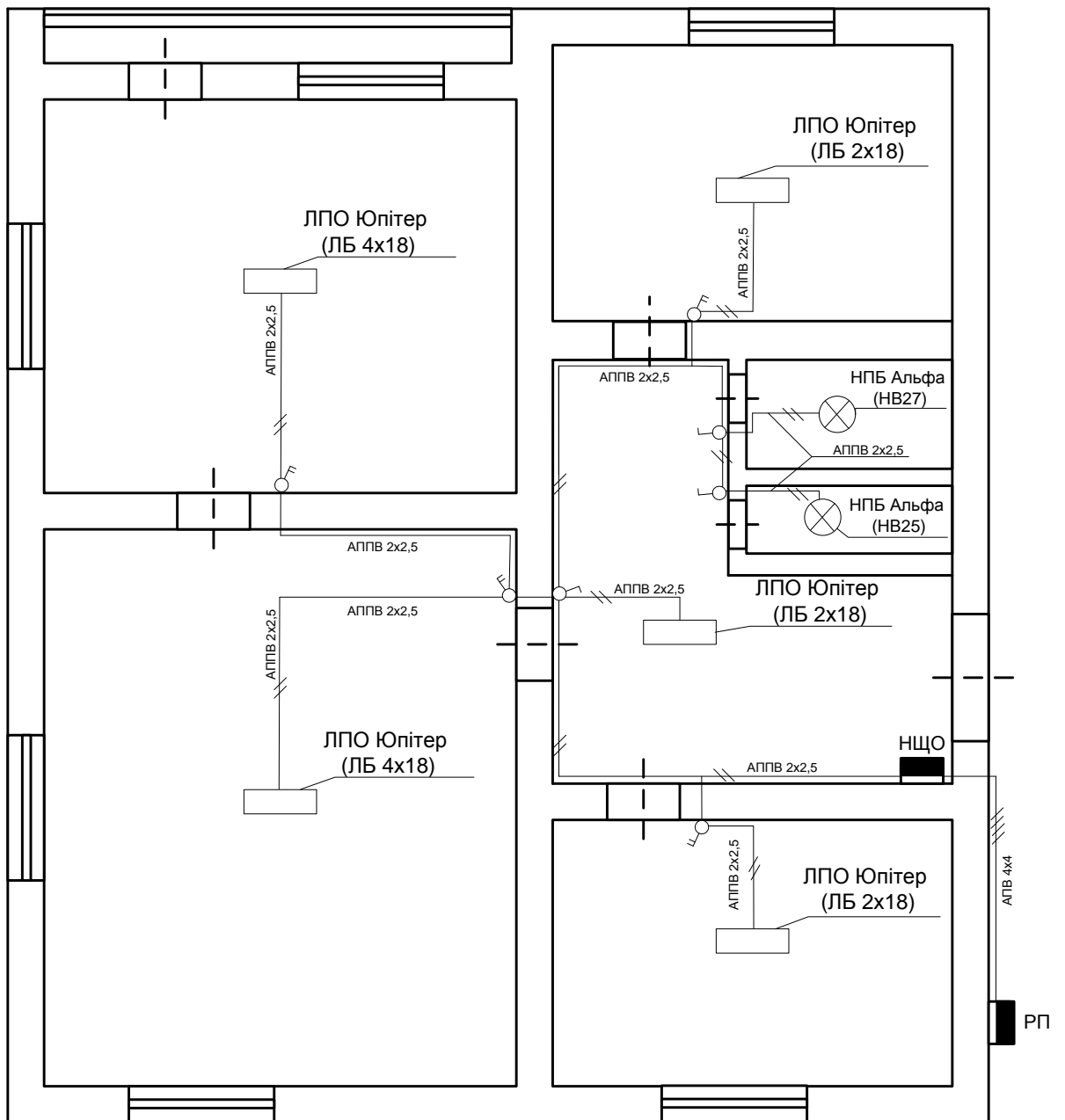


Рисунок 7.6 – Схема освітлення житлової кімнати

## 8 ВИБІР КОМУТАЦІЙНО-ЗАХИСНОЇ АПАРТУРИ

В залежності від схеми мережі поділяють на радіальні, магістральні і змішані.

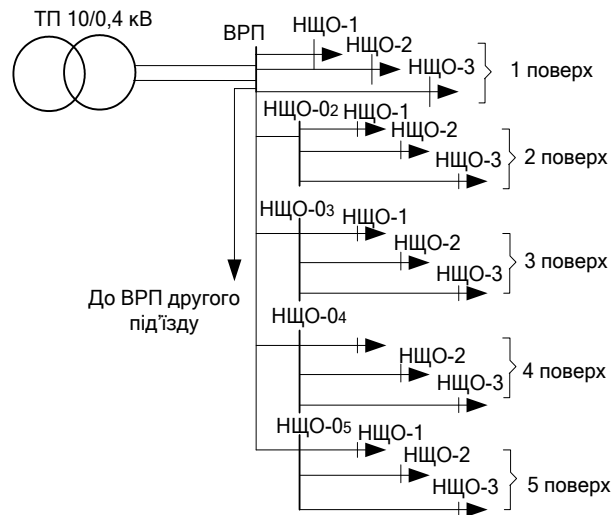


Рисунок 8.1 – Схема електропостачання житлового будинку.

Вибираємо радіальну схему живлення, в якій для передачі електричної енергії до споживача використовується окрема лінія.

Кабелі від трансформаторної підстанції до будинку прокладені в траншеях, а з'єднання між НЩО виконується кабелями прокладених по стінах під штукатуркою. Приєднання ЕП до відповідних НЩО здійснюється кабелями або проводами, що прокладені по стінах під штукатуркою.

Вибираємо захисний апарат для лінії ТП – ВРП.

- Знаходимо розрахунковий максимальний струм:

$$I_m = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$
$$I_{1,1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{178,04}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 256,98 \text{ (A)}.$$

У зв'язку з тим, що під час проходження такого струму по кабельній лінії, в ній виникатиме значний спад напруги, тому для зменшення його

прокладемо два кабелі, чим зменшимо струм.

$$\text{Тоді: } I_1 = \frac{I_{1.1}}{2} = \frac{256,98}{2} = 128,49 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 55-39 з номінальним струмом  $I_{н.а} = 250 \text{ [}\hat{\text{A}}\text{]}$ .

Захисний апарат вибираємо за параметрами:

$$1) I_{н.дс}^2 \geq \hat{E}_{а3дн} \cdot I_1 \quad (8.1)$$

де,  $K_{відс}=1,1$  для автоматів типу ВА з напівпровідниковим розчіплювачем, згідно [1].

$$I_{н.дс}^2 = 1,1 \cdot 128,49 = 141,34 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)},$$

$$I_{н.розч} = 0,8 \cdot 200 = 160 \text{ (A)},$$

$$160 \text{ (A)} > 141,34 \text{ (A)}.$$

- Знаходимо розрахунковий максимальний струм найпотужнішого споживача:

$$I_{н.мак} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot \cos\varphi}, \quad (8.2)$$

$$I_{н.мак} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,8} = 11,6 \text{ (A)}.$$

- Знаходимо пусковий струм:

$$I_{н.п}^2 = 2,5 \cdot I_{н.мак}^2 \quad (8.3)$$

$$I_{н.п}^2 = 2,5 \cdot 11,6^2 = 29 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}.$$

- Знаходимо піковий струм лінії:

$$I_n = I_1 + I_{н.п} - \hat{E}_a \cdot I_{н.мак}, \quad (8.4)$$

$$I_n^2 = 128,49 + 29 - 0,5 \cdot 11,6 = 151,7 \text{ (A)}.$$

$$2) I_{c.v.} \geq K_n \cdot I_n$$

де,  $K_n$  – коефіцієнт надійності

$K_n = 1,5$  для автоматів типу ВА з напівпровідниковим розчеплювачем, згідно [ ].

$$I_{c.v.} \geq 1,5 \cdot 151,7 = 227,5 \text{ (A)},$$

$$I_{c.v.} = 2 \cdot I_{n.pozch} = 2 \cdot 160 = 320 \text{ (A)},$$

$$320 \text{ (A)} > 227,5 \text{ (A)}.$$

Отже, вибираємо автоматичний вимикач ВА 55-39

Для даної ділянки вибираємо кабель 2хААБ(3х70+1х35) прокладений в землі в траншеї, з  $I_{доп} = 200 \text{ (A)}$ , ( $I_{доп} \geq I_{м1}$ ).

Вибираємо захисний апарат для лінії ВРП – НЦО-1 .

- Знаходимо розрахунковий максимальний струм:

$$I_m = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_1 = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{10,51}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 15,16 \text{ (A)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-31, з номінальним струмом

$$I_{i.a} = 100 \text{ (A)}.$$

Захисний апарат вибираємо за параметрами:

$$1) I_{i.d} \geq \hat{E}_{a\delta n} \cdot I_1$$

де  $K_{відс} = 1$  для автоматів типу ВА 51-31 з комбінованим розчіплювачем, згідно [ ].

$$I_{i.d} = 1 \cdot 15,16 = 15,16 \text{ (A)},$$

$$I_{н.розч} = 20 \text{ (A)},$$

$$20 \text{ (A)} > 15,16 \text{ (A)}.$$

- Знаходимо піковий струм лінії:

$$I_n^2 = I_1^2 + I_{i.і.а\delta}^2 - \hat{E}_a \cdot I_{i.і.а\delta},$$

$$I_n^2 = 15,16^2 + 29^2 - 0,5 \cdot 11,6 = 38,36 \text{ (A)}.$$

$$2) I_{с.в.} \geq K_n \cdot I_n$$

де  $K_n$  – коефіцієнт надійності

$K_n = 2,1$  для автоматів типу ВА з комбінованим розчеплювачем

$$I_{с.в.} \geq 2,1 \cdot 38,36 = 80,6 \text{ (A)},$$

$$I_{с.в.} = 3 \cdot I_{н.розч} = 3 \cdot 20 = 60 \text{ (A)},$$

$$60 \text{ (A)} > 80,6 \text{ (A)}.$$

Отже, вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-31.

Для даної ділянки вибираємо кабель АВВГ(3x16+1x10) з  $I_{доп} = 82,8$  (A), щоб зменшити втрати напруги в лінії, прокладений в стіні під штукатуркою, з  $I_{доп} = 26,7$  (A), ( $I_{доп} \geq I_M$ ).

Вибираємо захисний апарат для лінії НЦО-1 – ЕП5.

- Знаходимо розрахунковий максимальний струм:

$$I_M = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

$$I_1 = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,8 \text{ (A)}.$$

Вибираємо автоматичний вимикач ВА 51-31, з номінальним струмом

$$I_{i.а} = 100 \text{ (A)}, \text{ та } I_{i.а\delta} = 16 \text{ (A)}.$$

- Знаходимо піковий струм лінії:

$$I_n^2 = 2,5 \cdot I_{i.маx}^2,$$



$$I_n^2 = 2,5 \cdot 11,6 = 29 \text{ (A)}.$$

$$2) I_{c.v.} \geq K_n \cdot I_n$$

де  $K_n$  – коефіцієнт надійності

$K_n = 2,1$  для автоматів типу ВА з комбінованим розчеплювачем.

$$I_{c.v.} \geq 2,1 \cdot 29 = 60,9 \text{ (A)},$$

$$I_{c.v.} = 3 \cdot I_{n.pozch} = 3 \cdot 16 = 94,5 \text{ (A)},$$

$$112 \text{ (A)} > 60,9 \text{ (A)}.$$

Для даної ділянки вибираємо кабель АВВГ(3х4+1х2,5) прокладений в стіні під штукатуркою, з  $I_{доп} = 26,7 \text{ (A)}$ , ( $I_{доп} \geq I_M$ ).

Розрахунок однофазного навантаження.

Розетки:

$$I_i^2 = \frac{S_{\delta}}{U_{i\hat{i}}} = \frac{3,52 \cdot 1000}{220} = 16,1 \text{ (A)}.$$

Вбираємо провідник АППВ 2х8 прокладений по стіні під штукатуркою,  
3

$I_{доп} = 38 \text{ (A)}$ . та автоматичний вимикач АЕ2040М, з  $I_{i.\hat{a}}^2 = 63 \text{ (A)}$  та  $I_{i.\hat{a}}^2 = 20 \text{ (A)}$ .

Освітлення:

$$I_i^2 = \frac{S_{\delta}}{U_{i\hat{i}}} = \frac{0,8 \cdot 1000}{220} = 3,64 \text{ (A)}.$$

Вбираємо провідник АППВ 2х8 прокладений по стіні під штукатуркою,  
3

$I_{доп} = 38 \text{ (A)}$ , та автоматичний вимикач АЕ2040М, з  $I_{i.\hat{a}}^2 = 12,5 \text{ (A)}$  та  $I_{i.\hat{a}}^2 = 5 \text{ (A)}$ .

Перевіряємо вибрані перерізи за допустимими втратами напруги. Для перевірки втрат напруги візьмемо найбільш електрично віддалений електроприймач №30, п'ятого поверху.

$$\Delta U_1 = \frac{P_i \cdot R_{i\text{èò}} + Q_i \cdot \tilde{O}_{i\text{èò}}}{U_{i\hat{i}}} \cdot L. \quad (8.5)$$

Втрати напруги в лінії ТП – ВРП:

$$\Delta U_1 = \frac{P_i \cdot R_{i\text{èò}} + Q_i \cdot \tilde{O}_{i\text{èò}}}{U_{i\hat{i}}} \cdot L = \frac{(113,29 \cdot 0,208 + 113,29 \cdot 0,063)}{380} \cdot 205 = 15,75 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}$$

,

Втрати напруги в лінії ВРП – НЦО-05 п'ятого поверху:

$$\Delta U_2 = \frac{P_i \cdot R_{i\text{èò}} + Q_i \cdot \tilde{O}_{i\text{èò}}}{U_{i\hat{i}}} \cdot L = \frac{(29,73 \cdot 1,54 + 17,88 \cdot 0,073)}{380} \cdot 13 = 0,52 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}$$

,

Втрати напруги в лінії НЦО-05 п'ятого поверху – НЦО-1 п'ятого поверху:

$$\Delta U_3 = \frac{P_i \cdot R_{i\text{èò}} + Q_i \cdot \tilde{O}_{i\text{èò}}}{U_{i\hat{i}}} \cdot L = \frac{(9,77 \cdot 3,8 + 3,7 \cdot 0,088)}{380} \cdot 10 = 0,61 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)},$$

Втрати напруги в лінії НЦО-1 п'ятого поверху – ЕП №30 п'ятого поверху:

$$\Delta U_4 = \frac{P_i \cdot R_{i\text{èò}} + Q_i \cdot \tilde{O}_{i\text{èò}}}{U_{i\hat{i}}} \cdot L = \frac{(6 \cdot 6,41 + 0,6 \cdot 0,094)}{380} \cdot 8 = 0,2 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}.$$

Тоді загальні втрати складатимуть:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 = 15,75 + 0,52 + 0,61 + 0,2 = 17,08 \text{ (}\hat{\text{A}}\text{)}.$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{380} \cdot 100\% = \frac{17,08}{380} \cdot 100\% = 4,5\% .$$

В нормальному режимі переріз і довжина провідників повинні забезпечувати відхилення напруги на затискачах ЕП, що не перевищує 5%, отже втрати напруги в лінії ТП – ЕП №30 не перевищують нормовані значення.

Аналогічно проводимо вибір захисної апаратури та провідників для інших споживачів. Дані заносимо в таблиці 8.2 та 8.3.

Лінія	Sm	Im, (A)	Inik, (A)	Тип зах. Апарату	In.в, (A)	In.розч, (A)	Kвідс. Im	Is.в, (A)	Kн-Inik (A)
ТП - ВРП	178,0	135,3	157,3	ВА 55-39	250,0	200,0	148,8	314,6	236,0
ВРП - НЩО-1	10,5	15,2	37,2	ВА 51-31	100,0	31,5	15,2	111,6	78,2
НЩО-1 - ЕП 4	0,8	1,1	2,7	ВА 51-31	100,0	6,3	1,1	8,1	5,7
НЩО-1 - ЕП 5	6,0	11,4	28,5	ВА 51-31	100,0	31,5	11,4	85,5	59,8
НЩО-1 - ЕП 6	5,0	7,6	19,0	ВА 51-31	100,0	31,5	7,6	57,0	39,9
НЩО-1 - ЕП 7	1,2	1,8	4,6	ВА 51-31	100,0	6,3	1,8	13,7	9,6
НЩО-1 - ЕП 19	1,5	2,3	5,7	ВА 51-31	100,0	6,3	2,3	17,1	12,0
НЩО-1 - розетки	3,52	16,01	-	АЕ 2040М	63,0	20,0	-	-	-
НЩО-1 - освітлення	0,80	3,64	-	АЕ 2040М	12,5	5,0	-	-	-
ВРП- НЩО-3	14,3	21,65	43,7	ВА 51-31	100,0	31,5	21,7	131,1	91,8
НЩО-3 - ЕП 1	6,0	9,12	22,8	ВА 51-31	100,0	31,5	9,1	68,4	47,9
НЩО-3 - ЕП 2	5,0	7,60	19,0	ВА 51-31	100,0	31,5	7,6	57,0	39,9
НЩО-3 - ЕП 3	1,2	1,82	4,6	ВА 51-31	100,0	6,3	1,8	13,7	9,6
НЩО-3 - ЕП 29	1,5	2,28	5,7	ВА 51-31	100,0	6,3	2,3	17,1	12,0
НЩО-3 - ЕП 30	1,5	2,28	5,7	ВА 51-31	100,0	6,3	2,3	17,1	12,0
НЩО-3 - розетки	4,92	22,37	-	АЕ 2040М	63,0	30,0	-	-	-
НЩО-3 - освітлення	0,80	3,64	-	АЕ 2040М	12,5	5,0	-	-	-
ВРП - НЩО-2	14,8	22,52	44,6	ВА 51-31	100,0	31,5	22,5	133,7	93,6
НЩО-2 - ЕП 24	1,3	1,90	4,7	ВА 51-31	100,0	6,3	1,9	14,2	10,0
НЩО-2 - ЕП 25	1,5	2,28	5,7	ВА 51-31	100,0	6,3	2,3	17,1	12,0
НЩО-2 - ЕП 26	1,2	1,82	4,6	ВА 51-31	100,0	6,3	1,8	13,7	9,6
НЩО-2 - ЕП 27	5,0	7,60	19,0	ВА 51-31	100,0	31,5	7,6	57,0	39,9
НЩО-2 - ЕП 28	6,0	9,12	22,8	ВА 51-31	100,0	25,0	9,1	68,4	47,9
НЩО-2 - розетки	6,35	28,85	-	АЕ 2040М	63,0	35,0	-	-	-
НЩО-2 - освітлення	0,80	3,64	-	АЕ 2040М	12,5	5,0	-	-	-
ВРП - ВРП1`	171,75	123,95	187,4	ВА 55-39	250,0	200	136,3	281,0	374,7
ВРП - НЩО-02	34,7	52,76	74,8	ВА 51-31	100,0	80	52,8	224,4	150,0
ВРП - НЩО-03	34,7	52,76	74,8	ВА 51-31	100,0	80	52,8	224,4	150,0
ВРП - НЩО-04	34,7	52,76	74,8	ВА 51-31	100,0	80	52,8	224,4	150,0
ВРП - НЩО-05	34,7	52,76	74,8	ВА 51-31	100,0	80	52,8	224,4	150,0

Рисунок 8.2 – Вибір захисної апаратури

ділянка	Тип провідника	Спосіб прокладання	S <sub>п</sub> (мм <sup>2</sup> )	I <sub>доп</sub> (A)	L <sub>л</sub> (м)	ΔU	R <sub>пит</sub> , (МОм/м)	X <sub>пит</sub> , (МОм/м)
ТП-ВРП	ААБ	в землі в траншеї	2х(3х70+1х35)	200	205	15,75	0,208	0,063
ВРП - ВРП1`	ААБ	в землі в траншеї	2х(3х70+1х35)	200	15	1,15	0,208	0,063
НЩО-0 - НЩО-02	АВВГ	по стінах під штукатуркою	3х25+1х16	161	13	0,27	0,79	0,072
НЩО-02 - НЩО-1	АВВГ	по стінах під штукатуркою	3х10+1х6	64,4	10	0,61	3,84	0,088
НЩО-1 - ЕП	АВВГ	по стінах під штукатуркою	3х6+1х4	42,32	8	0,20	6,41	0,094

Рисунок 8.3 – Вибір кабелів та провідників

## 9 РОЗРАХУНОК КОМПЕНСАЦІЇ РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ

Розрахунок потужність КУ з низької сторони ТП будемо проводити по мінімуму річних приведених затрат з врахуванням вартості КУ, затрат на їх експлуатацію та затрат на передачу реактивної потужності по зовнішній лінії живлення, розподільним мережам 0,4 кВ та трансформаторах ТП.

Оскільки ТП мікрорайону - двотрансформаторна, а навантаження всіх ВРП симетрично розподілене між вдома секціями шин НН ТП, то складемо схему заміщення для розрахунку балансової задачі КРН. Для визначення оптимальної реактивної потужності КУ на окрему секцію шин НН ТП та окрему зовнішню лінію живлення. Інша секція шин та лінія живлення буде мати таку ж схему та навантаження.

Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН представлена на Рисунок4.1.

Складемо математичну модель економічної задачі оптимальної КРН згідно отриманої схеми заміщення.

Вектор керованих змінних ( $Q_{к1}, Q_{к2}, \dots, Q_{к5}$ ) – потужності КУ на одну секцію шин ТП ( $Q_{ki}, i = 1, \dots, 5$ ).

Показник ефективності  $Z$  – річні приведені затрати.

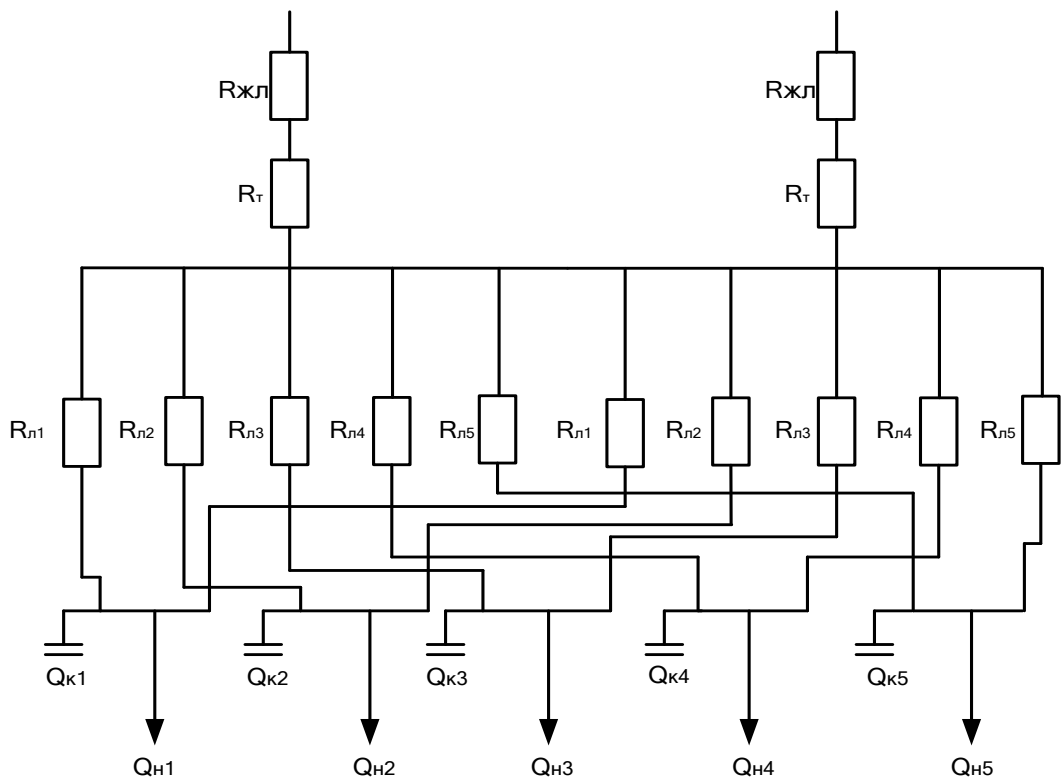


Рисунок 9.1 – Схема заміщення електричної мережі

Оскільки дана схема є симетричною, тому розрахунок КРН будемо проводити лише для однієї частини. Враховуючи дане припущення отримані результати розрахунку помножимо на два, для отримання потужностей конденсаторних установок.

Схема заміщення мережі для розрахунку балансової задачі КРН зображена на рисунку 9.2

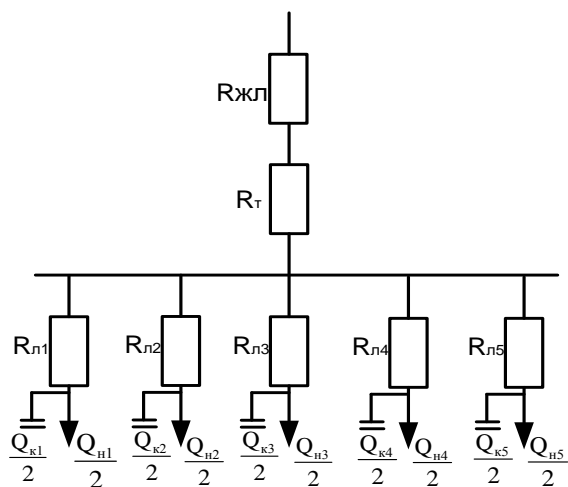


Рисунок 9.2 – Схема заміщення для розрахунку балансової задачі КРН

Математична модель економічної задачі оптимальної КРН згідно отриманої схеми заміщення буде мати вигляд:

$$\begin{aligned}
 Q(q_{\hat{e}}) = & \frac{t \cdot \tau}{U_{\hat{i}}^2} \cdot \left[ (q_{\hat{i}1} - q_{\hat{e}1})^2 \cdot R_{\hat{e}1} + (q_{\hat{i}2} - q_{\hat{e}2})^2 \cdot R_{\hat{e}2} + (q_{\hat{i}3} - q_{\hat{e}3})^2 \cdot R_{\hat{e}3} + \right. \\
 & \left. + (q_{\hat{i}4} - q_{\hat{e}4})^2 \cdot R_{\hat{e}4} + (q_{\hat{i}5} - q_{\hat{e}5})^2 \cdot R_{\hat{e}5} + (q_{\hat{i}1} + q_{\hat{i}2} + q_{\hat{i}3} + \right. \\
 & \left. + q_{\hat{i}4} + q_{\hat{i}5} - q_{\hat{e}1} - q_{\hat{e}2} - q_{\hat{e}3} - q_{\hat{e}4} - q_{\hat{e}5})^2 \cdot (R_{\hat{a}\hat{e}} + R_{\hat{o}}) \right] + \\
 & + [(\hat{A}_{\hat{a}} + \hat{A}_{\hat{o}}) \cdot \hat{A}_{\hat{e}i} + t \cdot \tau \cdot \Delta \hat{D}_{\hat{e}}] \cdot (q_{\hat{e}1} + q_{\hat{e}2} + q_{\hat{e}3} + q_{\hat{e}4} + q_{\hat{e}5}) \rightarrow \min \\
 & q_{\hat{e}1} \geq 0 \\
 & q_{\hat{e}2} \geq 0 \\
 & q_{\hat{e}3} \geq 0 \\
 & q_{\hat{e}4} \geq 0 \\
 & q_{\hat{e}5} \geq 0 \\
 & q_{\hat{i}1} + q_{\hat{i}2} + q_{\hat{i}3} + q_{\hat{i}4} + q_{\hat{i}5} - q_{\hat{e}1} - q_{\hat{e}2} - q_{\hat{e}3} - q_{\hat{e}4} - q_{\hat{e}5} = Q_{\hat{a}\hat{o}}
 \end{aligned} \tag{9.1}$$

де  $t$  – тариф на електроенергію;

$\tau$  – кількість годин максимальних втрат;

$U_{\hat{n}}$  – номінальна напруга, до якої приведені активні опори схеми заміщення;

$n$  – кількість вузлів навантаження;

$m$  – кількість віток у мережі;

$B_{ko}$  – питома вартість КУ;

$\Delta R_k$  – питомі втрати активної потужності у КУ;

$R_{li}$  – активний опір  $i$  – тої вітки мережі;

$q_{ni}$  – сума реактивних навантажень, які отримують живлення через  $i$  – ту вітку мережі;

$q_{ki}$  – сума потужностей КУ тих вузлів мережі, які отримують живлення через  $i$  – ту вітку мережі;

$E_a$  – нормативний коефіцієнт амортизаційних відрахувань;

$E_e$  – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Розрахунок виконаємо з допомогою САПР MathCad.

Для цього у відповідності з наведеною математичною моделлю задачі створимо комп'ютерну модель на робочому листі MathCad . Дана комп'ютерна модель з вихідними даними та результатами розрахунку наведена на далі.

#### В Х І Д Н І Д А Н І

$U \equiv 0.4$  - напруга мережі кВ.

$B_0 \equiv 492.04$  - питома вартість втрат потужності та енергії, грн/кВт.

$B_k \equiv 100$  - питома вартість КП, грн/квар.

$\Delta P_k \equiv 4.5$  - питомі втрати активної потужності в КП, кВт/Мвар.

$E_a \equiv 0.044$  - нормативний коефіцієнт амортизаційних відрахувань

$E_e \equiv 0.1$  - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень.

Активні опори елементів мережі (Ом):

$R_{ж} \equiv 0.000038$  - опір живлячої лінії;

$R_T \equiv 1.05$  - опір тр-ра ТП;

$R_{л1} \equiv 0.03$  - опір КЛ від ТП до ВРП1;

$R_{л2} \equiv 0.01$  - опір КЛ від ТП до ВРП2;

$R_{л3} \equiv 0.01$  - опір КЛ від ТП до ВРП3;

$R_{л4} \equiv 0.04$  - опір КЛ від ТП до ВРП4;

$R_{л5} \equiv 0.02$  - опір КЛ від ТП до ВРП5;

Реактивні потужності (квар):

$q_{вх} \equiv 35$  - вхідна реактивна потужність;

$q_{н1} \equiv \frac{69.78}{2}$  - реактивна потужність ВРП1;

$q_{н2} \equiv \frac{69.78}{2}$  - реактивна потужність ВРП2;

$q_{н3} \equiv \frac{69.78}{2}$  - реактивна потужність ВРП3;

$q_{н4} \equiv \frac{69.78}{2}$  - реактивна потужність ВРП4;

$$q_{H5} = \frac{69.78}{2} - \text{реактивна потужність ВРП5.}$$

### БАЛАНСОВА ЗАДАЧА КРН

$$q_{K1} := 0 \quad q_{K2} := 0 \quad q_{K3} := 0 \quad q_{K4} := 0 \quad q_{K5} := 0$$

Показник ефективності балансової задачі:

$$Z_B(q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}) := \frac{B_0}{U^2 \cdot 1000} \cdot \left[ \begin{aligned} &(q_{H1} - q_{K1})^2 \cdot R_{Л1} + (q_{H2} - q_{K2})^2 \cdot R_{Л2} \dots \\ &+ (q_{H3} - q_{K3})^2 \cdot R_{Л3} + (q_{H4} - q_{K4})^2 \cdot R_{Л4} \dots \\ &+ (q_{H5} - q_{K5})^2 \cdot R_{Л5} \dots \\ &+ \left( \begin{aligned} &q_{H1} + q_{H2} + q_{H3} + q_{H4} + q_{H5} \dots \\ &- q_{K1} - q_{K2} \dots \\ &- q_{K3} - q_{K4} - q_{K5} \end{aligned} \right)^2 \cdot (R_T + R_J) \end{aligned} \right] \dots \\ + (q_{K1} + q_{K2} + q_{K3} + q_{K4} + q_{K5}) \cdot \left[ (E_a + E_e) \cdot B_K + \frac{\Delta P_K}{1000} \cdot B_0 \right]$$

### Given

Обмеження на керовані змінні балансової задачі:

$$q_{K1} \geq 0,$$

$$q_{K2} \geq 0,$$

$$q_{K3} \geq 0,$$

$$q_{K4} \geq 0,$$

$$q_{K5} \geq 0,$$

$$q_{BX} = q_{H1} + q_{H2} + q_{H3} + q_{H4} + q_{H5} - q_{K1} - q_{K2} - q_{K3} - q_{K4} - q_{K5}$$

Розв'язок балансової задачі КРН:

$$\begin{pmatrix} q_{K1} \\ q_{K2} \\ q_{K3} \\ q_{K4} \\ q_{K5} \end{pmatrix} := \text{Minimize}(Z_B, q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}) \quad \begin{pmatrix} q_{K1} \\ q_{K2} \\ q_{K3} \\ q_{K4} \\ q_{K5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 31.1057 \\ 23.5388 \\ 23.5388 \\ 32.0523 \\ 29.2145 \end{pmatrix}$$



Вхідна реактивна потужність (кВар):

$$q_{H1} + q_{H2} + q_{H3} + q_{H4} + q_{H5} - q_{K1} - q_{K2} - q_{K3} - q_{K4} - q_{K5} = 35$$

Мінімальні затрати (грн):

$$Z_B(q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}) = 6284.7488 .$$

Оскільки отримані результати лише для однієї частини схеми, тому отримані розв'язки потрібно збільшити вдвічі.

Тоді потужність КУ і затрати будуть становити:

$$\begin{pmatrix} 2q_{K1} \\ 2q_{K2} \\ 2q_{K3} \\ 2q_{K4} \\ 2q_{K5} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 62.2114 \\ 47.0775 \\ 47.0775 \\ 64.1046 \\ 58.4289 \end{pmatrix}$$

Мінімальні затрати (грн.):

$$2Z_B(q_{K1}, q_{K2}, q_{K3}, q_{K4}, q_{K5}) = 1.2569 \times 10^4 .$$

Проектне рішення: Для встановлення на першому ВРП1, обираємо ККУ-0,4-65/4-5-21УЗ, потужністю 65 кВар, для установки на ВРП2 обираємо ККУ-0,4-50/4-5-21УЗ потужністю 50 кВар, на ВРП3 ККУ-0,4-50/4-5-21УЗ потужністю 50 кВар, на ВРП4 ККУ-0,4-65/4-5-21УЗ потужністю 65 кВар, на ВРП5 ККУ-0,4-60/4-5-21УЗ потужністю 60 кВар.

## 10 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ ЗА РАХУНОК ЗАВНІШНЬОГО ОСВІТЛЕННЯ

Зовнішнє висвітлення вулиць міст є одним з головних елементів їхнього благоустрою, результатами якого користуються практично всі громадяни. Сукупною дією установок зовнішнього освітлення різного функціонального призначення (утилітарними, архітектурно-художніми, світлорекламними, вітряними) створюється середовище міста, його зовнішній вигляд в нічний час. Завдяки своїм найбагатшим можливостям штучне світло стає важливою категорією вечірнього міста, що дозволяє повному вирішувати задачі композиції, пластики й організації простору.

Специфіка зовнішнього освітлення складається, насамперед, у тім, що око людини постійно працює в сутінковому діапазоні яскравостей.

Гарне зовнішнє висвітлення міст дозволяє в темний час доби:

- знизити кількість аварій на 20-30%, у першу чергу число серйозних аварій;

- знизити кількість пограбувань, крадіжок, зґвалтувань та інших злочинів на вулицях;

Вартість устаткування гарної освітлювальної установки зовнішнього висвітлення цілком окуплюється за короткий термін завдяки зниженню числа людських жертв і матеріального збитку, заподіяного транспортними катастрофами, а також різними злочинними діями.

В даний час можна виділити три основні групи користувачів зовнішнього освітлення вулиць і доріг: водії автотранспорту, пішоходи і жителі навколишніх будинків. У табл. 10.1 сформульовані основні їхні вимоги до штучного освітлення вулиць.

У найбільш важких умовах знаходяться водії механізованого транспорту, тим більше що саме вони можуть стати причиною самих фатальних наслідків. У зв'язку з цим принципами нормування параметрів

зовнішнього освітлення вулиць у першу чергу передбачається забезпечення необхідних умов бачення саме для водіїв транспортних засобів.

Для пішоходів видимість об'єктів також є важливим чинником, хоча і менш значимим, чим для водіїв, однак для них при цьому необхідно бачити обличчя зустрічних. Крім того, для пішоходів бажано, щоб освітлювальний пристрій забезпечував правильну передачу кольору людського обличчя.

Зовнішнє освітлення має ряд істотних відмінностей від інших видів освітлення

- у нічний час очі людей постійно працюють в умовах низької яскравості навколишніх об'єктів; сутінкове освітлення характеризується зрушенням кривої відносної чутливості ока в короткохвильову частину спектра, що приводить до розходження у відчуттях освітлення об'єктів при висвітленні джерелами світла різного спектрального складу при однаковому рівні фотометричної яскравості;

- як правило, є тільки одна поверхня, що знаходиться в полі зору водіїв транспорту - дорожнє покриття, при цьому стіни і стелі, наявність яких характерно для ОУ внутрішнього висвітлення, як правило, відсутні;

- робоча поверхня - асфальтове чи асфальтобетонне покриття - має дуже складні характеристики, що відбивають, мінливими в залежності від умов навколишнього середовища;

- освітлювальні прилади працюють у тяжких умовах експлуатації - перепади температури, дощ, пил, сніг, механічні навантаження.

Таблиця 10.1 - Вимоги різних користувачів до зовнішнього освітлення

Водії автотранспорту	Пішоходи	Жителі
Добра видимість проїзної частини, своєчасне виявлення перепон, просторова зорова орієнтація	Добра видимість маркування, розмітки перепон і добра видимість людського обличчя	Відсутність освітленості у вікнах житлових і лікувальних закладів

## 10.1 Освітлення мікрорайону

Задачею зовнішнього освітлення території мікрорайонів є створення комфортного середовища для жителів і пішоходів, а також зниження злочинності в нічний час. Як відомо, фактор освітлення дуже істотно впливає на кількість правопорушень. Засобу зовнішнього освітлення повинні забезпечувати безперешкодну візуальну орієнтацію і безпеку жителів у вечірній і нічний час, а також служити декоративним цілям - підсвічування чагарників, крон дерев, клумб.

Зорова задача спостерігача значно відрізняється від тієї, котра стоїть перед водієм. Якщо водій повинен розрізняти перешкоду на проїзній частині, то пішохід на території житлового району повинен мати можливість не тільки помітити зловмисника, але і вчасно визначити його намір. Оскільки людське око сприймає яскравість у світловому обсязі, необхідно забезпечувати інтегральну характеристику насиченості простору світлом - циліндричну освітленість. У зв'язку з цим на території мікрорайонів крім горизонтальної освітленості дорожнього покриття може нормуватися вертикальна, циліндрична, напівциліндрична чи напівсферична освітленість на рівні людського обличчя. Те ж саме відноситься і до сприйняття форми архітектурних деталей, пам'ятників і інших об'ємних об'єктів. У наших нормах регламентується значення напівцеліндричної освітленості. Істотне значення для ока має співвідношення яскравості проїзної частини, смуги дерев, тротуару, фасадів, а також співвідношення яскравості у межах однієї зони.

Для освітлення житлових районів особливо важливий правильний вибір джерела світла. При поганій передачі кольору сприйняття людського лица спотворюється, що викликає негативні емоції. У залежності від умов розв'язуваної задачі можуть використовуватися лампи ДРЛ із поліпшеною передачею кольору, лампи ДРИ, ДНаТ, компактні люмінісцентні (КЛЛ). Для освітлення мікрорайонів не варто застосовувати джерела світла великої потужності, щоб не викликати осліплення.

На території мікрорайонів можна виділити наступні функціональні зони:

- зона руху транспорту - проїжджу частину;
- пішохідні зони, тротуари;
- архітектурні об'єкти;
- вітрини;
- зони відпочинку;
- спортивні площадки;
- господарські зони.

Освітлювальні прилади вибираються відповідно до архітектурного задуму і схеми їхнього розміщення. Для освітлення території, зелених насаджень, архітектурних об'єктів найчастіше застосовуються світильники з рівномірною кривою сили світла, що вкручуються і підвісні. Для освітлення внутрішніх і службово – господарських проїздів, автостоянок, ігрових і спортивних майданчиків використовуються консольні і підвісні світильники із широкою кривою сили світла. Для висвітлення клумб, газонів, квітників, доріжок застосовують декоративні світильники, розташовані на малій висоті (від 0,7 до 1,0 м).

Для висвітлення внутрішньої дорожньої мережі мікрорайону рекомендується використовувати однібічну схему розміщення світильників, передбачаючи можливе наближення в плані ОП до освітлюваної смуги.

## 10.2 Імпульсно-фазове регулювання режимами роботи освітлювальних установок

Створення енергоефективних систем освітлення неможливо без застосування сучасних методів регулювання режимами їх роботи. Заощаджувати електроенергію, яка споживається освітлювальними установками (ОУ) можливо за рахунок відключення в нічний час, коли зменшується число транспортних засобів і пішоходів, - частини джерел

світла або світильників. Однак така практика суперечить рекомендації МКО щодо якості освітлення, оскільки призводить до підвищення контрастності і, як наслідок, до зорової втоми пішоходів і водіїв та зниження безпеки пересування. В теперішній час розроблені загальноєвропейські стандарти якості освітлення DALI та DMX, що дають змогу адресно керувати ОУ, програмуючі режими їх роботи як в ручному, так і в автоматичному режимах.

Важливими вимогами до роботи сучасних керованих ОУ, крім забезпечення нормованих рівней освітленості і створення комфортних та безпечних умов функціонування об'єктів міського господарства незалежно від пори року та часу доби, є також відповідність:

- світлотехнічним стандартам;
- електротехнічним стандартам;
- вимогам надійності та безпеки;
- забезпечувати швидку окупність.

Без врахування цих важливих вимог ніяка система керованого освітлення не може бути впроваджена.

Регулювання освітленості ОУ може здійснюватись дискретно або повільно, - в залежності від прийнятого способу керування режимами живлення освітлювальних приладів. На відміну від прийнятого в СНД способу дискретного регулювання, яке реалізується відключенням частини джерел світла або світильників в нічний час, що створює при цьому різко нерівномірне освітлення, яке негативно впливає, наприклад, на роботу транспортних засобів, збільшуючи їх аварійність, - більш ефективними методами керування режимами роботи ОУ, є системи повільного регулювання освітлення по заданій програмі, (або в залежності від рівня зовнішнього освітлення), які забезпечують рівномірний розподіл освітленості робочих поверхонь у всьому діапазоні регулювання.

Внаслідок ряду технічних та економічних факторів в Україні та в СНД системи автоматичного керування освітленням не знайшли широкого

впровадження, в той час як на Заході вони широко використовуються. Так, наприклад, в ФРН до 80% всіх ОУ мають системи автоматичного керування рівнем освітленості. Зокрема, розроблені і впроваджені в комплекс інженерного обладнання приміщень цифрові інтелектуальні системи світлорегулювання, які дають змогу здійснювати на протязі доби динаміку світлового середовища в залежності від інтенсивності природного освітлення, економлячи при цьому від 20% до 50% електроенергії, порівняно з нерегульованими ОУ. Це пояснюється також і тією обставиною, що в нерегульованих ОУ для компенсації коефіцієнту спаду світлового потоку лампи в процесі горіння, який досягає 0,6-0,8 від початкового рівня, встановлюють рівень напруги живлення на 30% вищій, за номінальний, що приводить до значної перевитрати електроенергії. Використання систем автоматичного регулювання режимами ОУ дає змогу відмовитись від такої методики і, крім економії електроенергії, одночасно суттєво (майже удвічі) збільшити строк служби розрядних ламп (РЛ). Проведені розрахунки і дослід експлуатації таких установок за кордоном переконливо доводить, що економія електроенергії складає при цьому більш ніж 50%, що дає змогу відшкодувати витрати на впровадження таких керованих ОУ на протязі 1,5 – 2 років.

Дослід експлуатації таких установок за кордоном довів, що економічно більш вигідною є централізована система керування, при якій пускорегулюючі апарати (ПРА) в світильниках регулюються за допомогою одного силового блока. Таки системи можуть бути укомплектовані стандартними пультами керування, завдяки чому велика кількість світильників може керуватись від одного блока по команді з лінії, або таймером по астрономічному календарному часі. При цьому центральний блок управління встановлюється на стороні електророзподільного пристрою і налаштовується на забезпечення нормованого рівня освітленості. Від нього сигнали управління поступають на регулятори потужності джерел світла (ДС). При цьому всі світильники комплектуються

стандартними електромагнітними баластами і запалюючими пристроями для розрядних ламп високого тиску (РЛВТ). У випадку використання РЛВТ типу ДНаТ, така система дає змогу регулювати світловий потік в межах від 100% до 50%, що відповідає зміні потужності від 100% до 65%. Дискретне регулювання режимами ОУ може здійснюватись завдяки використанню баластних дроселів з відводами, які приєднуються до мережі за допомогою контактів реле або тиристорів. Але для реалізації такої системи регулювання необхідні додаткові проводи для передачі команд управління.

Більш перспективною є система регулювання режиму шляхом зміни форми напруги живлення. РЛ. Потужність, що споживають лампи, може регулюватись, якщо вони живляться через баластні індуктивного типу і не містять в колах живлення баластних конденсаторів. При цьому компенсація коефіцієнта потужності може здійснюватись на стороні живлячої мережі, де розташований регулятор потужності. Другою важливою перевагою цього методу є те, що на відміну від всіх інших методів, де в процесі регулювання режимів суттєво змінюється кольорова температура і індекс кольоропередачі випромінювання, - при регулюванні зміною форми напруги живлення практично не відбувається зміна кольорових характеристик випромінювання. Крім того, при визначенні найбільш ефективного способу управління світловим потоком ламп, необхідно враховувати ступень лінійності робочої характеристики. Вибір оптимальної схеми керування ОУ повинен здійснюватись на базі комплексного врахування усіх цих факторів.

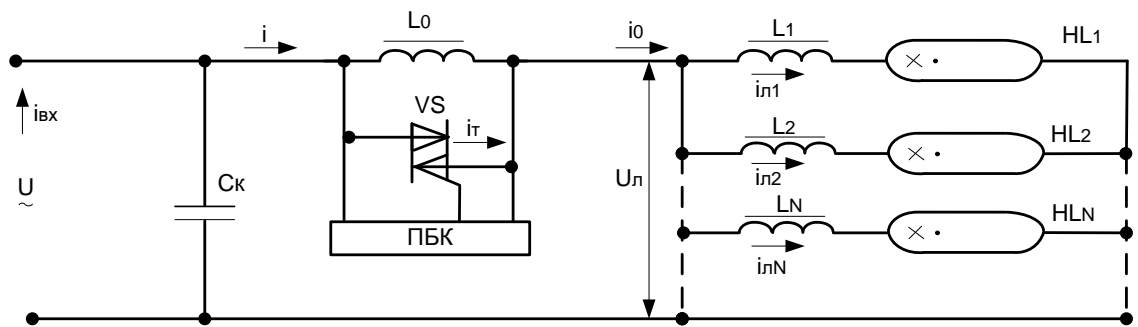
Позитивним результатом роботи регуляторів з електромагнітними ПРА і нестандартною формою струму, - є також, підвищена світлова віддача в режимі повільного світлорегулювання. Зокрема, при зниженні світлового потоку на 50% споживання електроенергії складало лише 45% .

Керування світловим потоком ОУ шляхом зміни електричного режиму роботи розрядних ламп (РЛ), одним з двох методів – дискретним або повільним. призводить до різних фізичних процесів в газовому розряді

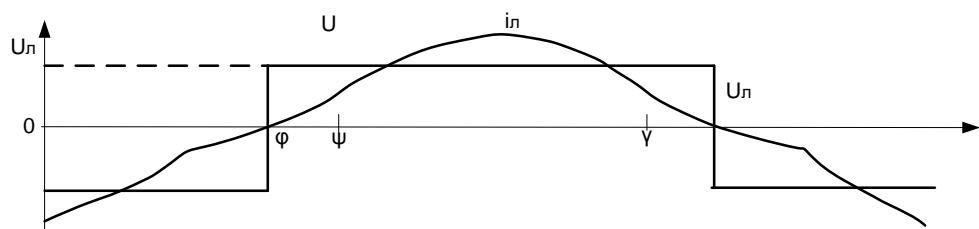


лампи і її світловіддачі, і в той же час, висуває відповідні умови до схемотехніки побудови самого регулятора, - тому виникає необхідність в проведенні аналізу імпульсно-фазового методу з метою визначення оптимальних параметрів елементів схеми і режимів регулювання.

На рис. 10.1 наведена схема, яка реалізує імпульсно-фазове регулювання режиму роботи РЛВТ в ОУ зовнішнього освітлення з дросельним ( $L_0$ ) підтриманням розряду в лампі (при вимкненому симістріві VS); де  $i_{л}$ ,  $u_{л}$  - струм і напруга на лампі;  $u$  - напруга мережі;  $\psi$ ,  $\gamma$  - кути ввімкнення та провідності симістора VS;  $\omega$  - частота живлячої напруги;  $n$  - кількість ламп в ланцюгу регулятора; ПБК- програмний блок керування.



а)



б)

Рисунок 10.1, а - схема імпульсно-фазового регулювання режиму роботи РЛВТ; б- діаграма роботи схеми

Аналіз роботи схеми будемо проводити при наступних припущеннях:

- розрядні лампи мають ідентичні параметри;
- струми в паралельно з'єднаних лампах однакові:  $i_{л1} = i_{л2} = i_{л3} = \dots i_{лn}$ ;

- дроселі L1-LN - без активних втрат і з лінійною індуктивністю;
- форма напруги  $u_n$  на лампах - прямокутна з амплітудою  $U_n$ .

При ввімкненні напруги живлення, симістор VS ввімкнений і на лампу подана повна мережна напруга, завдяки чому в ній запалюється розряд. В цьому стані відбувається імпульсно-фазове регулювання тривалості провідного стану симістора VS на протязі напівперіода мережної напруги.

В діапазоні кутів  $\varphi \leq \omega t \leq \psi$  симістор VS відключений і струм дроселя  $L_0$  зростає від 0 до  $I_0$ . Цей процес може бути описаний рівняннями:

$$u = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi) = (L_0 + \frac{L}{n}) \frac{di}{dt} + U_{\dot{e}};$$

$$z_{\dot{e}} = \frac{z}{n}, u_r = u - L_0 \left( \frac{di}{dt} \right), \quad (10.1)$$

де,  $u_n$  - напруга на виході схеми,

$i$  - струм навантаження.

Складова середньої величини струму навантаження  $i$ , який протікає в ланцюгу схеми регулювання в діапазоні кутів роботи симістора:  $\varphi \leq \omega t \leq \psi$  дорівнює:

$$I_{\bar{n}d1} = \frac{1}{\pi} \int_0^{\psi-\varphi} z \cdot d\omega t = \frac{I_{m0}}{\pi} \left[ \frac{(\psi - \varphi) \cos \varphi - \sin \psi + \sin \varphi - \nu(\psi - \varphi)^2}{2} \right]$$

(10.2)

В інтервалі кутів  $\psi \leq \omega t \leq \gamma$  симістор VS ввімкнутий і процеси в схемі можна описати рівняннями:

$$u = U_m \cdot \sin(\omega t + \varphi) = \left( \frac{L}{n} \right) \frac{di}{dt} + U_{\dot{e}};$$

$$z = i_0 + i_r, i_0 = I_0, i_{\dot{e}} = \frac{i}{n}, u_r = u. \quad (10.3)$$

За час  $t_a = (\pi/2 - \arcsin v)/\omega$  струм  $i$  зростає до величини амплітудного значення  $I_{\max}$ . При цьому, складова середньої величини струму  $i$  для діапазону кутів  $\psi \leq \omega t \leq \gamma$  дорівнює:

$$I_{\bar{\delta}2} = \frac{1}{\pi} \int_0^{\gamma-\psi} i^3 \cdot d\omega t = \frac{I_{m0}}{\pi} \left[ \frac{(\gamma-\psi) \cos \psi - \sin \gamma + \sin \psi - v(\gamma-\psi)^2}{2} + \frac{I_0}{\pi(\gamma-\psi)} \right]. \quad (10.4)$$

При зменшенні струму  $i$  до величини  $I_0$ , яке відбувається за час  $t_{3m} = (\gamma - \psi)/\omega$ , симістор VS вимикається і в діапазоні кутів  $\gamma \leq \omega t \leq \varphi + \pi$  він знаходиться у вимкненому стані. При цьому, струм  $i$  в дроселі  $L_0$  зменшується від величини  $I_0$  до нуля. Величину кута  $\gamma$  можна визначити з рівняння  $i = I_0$  і вона приблизно дорівнює:  $\gamma \approx \pi - 2(\psi - \varphi)$ . Цей процес може бути описаний при раніше вказаних початкових умовах  $i(0) = I_0$

$$\begin{aligned} u &= U_m \cdot \sin(\omega t + \gamma) = (L_0 + \frac{L}{n}) \frac{di}{dt} + U_{\bar{e}}; \\ i_{\bar{e}} &= \frac{i}{n}, \quad u_i = u - L_0 \left( \frac{di}{dt} \right). \end{aligned} \quad (10.5)$$

Для даного діапазону кутів  $\gamma \leq \omega t \leq \varphi + \pi$  складова середньої величини струму  $i$ , визначається з виразу:

$$I_{\bar{\delta}3} = \frac{1}{\pi} \int_0^{\gamma+\varphi} i^3 \cdot d\omega t = \frac{I_{m0}}{\pi} \left[ \frac{(\pi + \varphi - \gamma) \cos \gamma + \sin \varphi + \sin \gamma - v(\pi + \varphi - \gamma)^2}{2} \right]. \quad (10.6)$$

Середня величина струму в ланцюгу регулювання визначається як сума складових за весь цикл роботи симістора:

$$I_{\bar{\delta}} = I_{\bar{\delta}1} + I_{\bar{\delta}2} + I_{\bar{\delta}3}. \quad (10.7)$$

І знаходиться в межах:  $I_{\bar{\delta} \min} \leq I_{\bar{\delta}} \leq I_{\bar{\delta} \max}$

Мінімальна величина середнього струму відповідає вимкненому стану симістора VS:

$$I_{\tilde{n}\delta\min} = \frac{2aI_{m0}}{\pi}. \quad (10.8)$$

Максимальний середній струм протікає при ввімкненому симістріві:

$$I_{\tilde{n}\delta\max} = \frac{2aI_m}{\pi}. \quad (10.9)$$

$$\text{де, } a = \sqrt{1 - \left(\frac{\neq V}{2}\right)^2}.$$

З міркувань технологічності схеми, величину індуктивності підтримуючого дроселя  $L_o$  доцільно брати рівної індуктивності баластного дроселя розрядних ламп:  $L_o = L$ , що також відповідає номінальному режиму роботи схеми імпульсно-фазового регулятора.

Приведена на рис.10.2 експериментальна залежність світлового потоку  $\Phi^*$  від величини діючого струму  $I^*_{\text{вх}}$  для РЛ типу ДНат-400 Вт свідчить, що при зниженні величини струму майже на 35%, світловий потік РЛ зменшується в два рази, що свідчить про ефективність даного методу регулювання режимами роботи ОУ для забезпечення нормованого рівня освітленості і одночасно суттєвої економії електроенергії. При зниженні світлового потоку на 50% споживання електроенергії складало лише 45%.

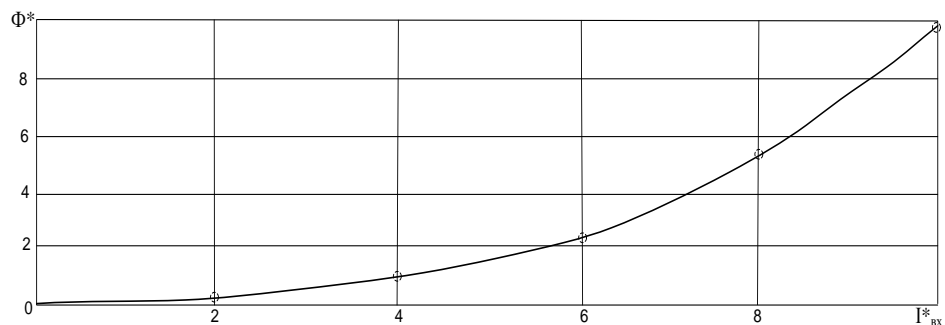


Рисунок 10.2 – Експериментальна залежність світлового потоку  $\Phi^*$  РТВТ від величини струму навантаження  $I^*_{\text{вх}}$ .

### 10.3 Система автоматизованого управління зовнішнім освітленням

Розглядається схема побудови, основні можливості та переваги систем автоматизованого управління зовнішнім освітленням.

Покращення вуличного освітлення є одним з перспективних напрямків розвитку сучасної світлотехніки. Це надає можливість для впровадження новітніх освітлювальних технологій одночасно з сучасними видами дизайну архітектурних форм.

В умовах обмеженості і вичерпності енергоресурсів, проблема раціонального використання виробленої електроенергії має особливу актуальність.

Ефективно й економічно управляти складним господарством зовнішнього освітлення міських автомобільних магістралей, транспортних розв'язок та пішохідних зон, внутрішньо кварталним освітленням дворів, шкіл, дитсадків та лікарень, а також здійснювати художню під-світку фасадів будинків і т.п. неможливо без використання сучасних автоматизованих систем, оснований на оперативному представленні інформації про стан контрольованих параметрів та об'єктів.

Існуючі системи управління зовнішнім освітленням можна розділити на декілька класів.

Міське управління здійснюється комутаційними та керуючими апаратами, встановленими безпосередньо в лініях, які живлять освітлювальну апаратуру (на щитах підстанцій, магістральних щитах і т.п.). Але такі схеми використовуються тільки в невеликих місцевих освітлювальних мережах. В основному мережі вуличного освітлення мають складну розгалужену структуру і багато центрів живлення. У таких мережах широко використовують каскадну схему дистанційного управління, при якій управління дільницями розподільчих ліній зовнішнього освітлення відбувається підключенням котушки магнітного пускача другої дільниці в лінію першої, котушки пускача третьої дільниці – в лінію другої і т.д. Також можливе використання і телемеханічної схеми,

при якій включення та відключення магнітних пускачів проводиться з диспетчерського пункту за допомогою телемеханічних пристроїв.

Крім цього, широко використовується автоматичне або фото-автоматичне управління із встановленням магнітних пускачів у лініях освітлення та програмного реле, фотореле або фотоелектричного автомата, що вимикають систему, залежно від рівня природного освітлення або часу доби.

Для вуличного освітлення міст та населених пунктів системи дистанційного управління передбачають два режими роботи освітлювальних установок – вечірній та нічний.

При вечірньому режимі ввімкнені всі освітлювальні пристрої, при нічному, коли інтенсивність руху на вулицях зменшується, – частина приладів відключається (відключають світильники, підключені до однієї або двох фаз). Але при цьому збільшується до недопустимих значень коефіцієнт нерівномірності освітленості дорожнього полотна:

$$K_{i\text{од}} = \frac{A_{\text{max}}}{A_{\text{min}}} \quad (10.10)$$

де,  $K_{\text{нер}}$  - коефіцієнт нерівномірності освітленості;

$E_{\text{max}}$  - максимальна освітленість, Лк;

$E_{\text{min}}$  - мінімальна освітленість, Лк.

Вищевказані системи управління освітленням не є високоефективними через ряд причин. По-перше, з точки зору енергозбереження ручні системи комутації освітлення, як показує практика їх експлуатації, призводять до надмірного використання електроенергії (в більшості випадків це пов'язано з людським фактором). По-друге, як уже зазначалося, низька ефективність управління потужністю системи освітлення (в вечірні та нічні години) призводить до підвищення коефіцієнту нерівномірності освітлення. По-третє, відсутність оперативного контролю стану освітлювальних мереж.

Таким чином, можна зробити висновок про необхідність вдосконалення автоматизованих систем управління освітленням (АСУО).

Побудована система управління освітленням на базі АСУО відповідно до призначення та об'єму вирішуваних завдань має бути ієрархічною, територіально розподіленою, трьох рівневою з необхідним складом обладнання на кожному рівні:

- на першому (верхньому) рівні системи знаходиться диспетчерський пункт управління з комплексом апаратури зв'язку та обладнання;

- на другому (середньому) рівні системи розміщуються територіально розташовані розподільчі живлячі пункти (ПЖ) з контролерами. На цьому рівні можуть розміщуватись головні ПЖ при каскадній структурі організації мереж зовнішнього освітлення;

- на третьому (нижньому) рівні системи встановлюються електронні або електромагнітні пристрої пускорегулюючої апаратури (ПРА) та прилади контролю цілісності лінії (рисунок).

Розглянемо детальніше обладнання, що має стояти на вищевказаних рівнях.

Перший рівень повинен мати автоматизоване робоче місце (АРМ) диспетчера, обладнане персональним комп'ютером (сервер) та засобами для обміну інформацією між сервером і ПЖ. Встановлений на сервері програмний комплекс АРМ дозволяє:

- відображати топографічні та технологічні схеми об'єктів зовнішнього освітлення з врахуванням поточного стану об'єктів;

- оперативно сповіщати про аварійні ситуації на об'єктах у графічному, текстовому та звуковому видах;

- зберігати та відображати протокол-журнал подій;

- зберігати та відображати графіки параметрів, що вимірюються;

- відтворювати стан системи телеметрії і каналів зв'язку;

- дистанційно керувати технологічними об'єктами з автоматизацією доступу.

До програмного комплексу АРМ диспетчера мають входити такі програми:

- «Збір» - для здійснення збору та обробки цифрових даних з інтелектуальних лічильників електроенергії (оброблені дані записуються в базу даних на SQL-сервер для подальшого використання іншими програмами);

«Облік», яка здійснює уточнення груп обліку, відображає інформацію на графіках потужності (відображає втрату електроенергії по групах за будь-який період часу, а також ведення оперативного контролю спожитої потужності та електроенергії за групами в режимі реального часу);

«Звіт» – для складання звітів за результатами програм «Збір» та «Облік».

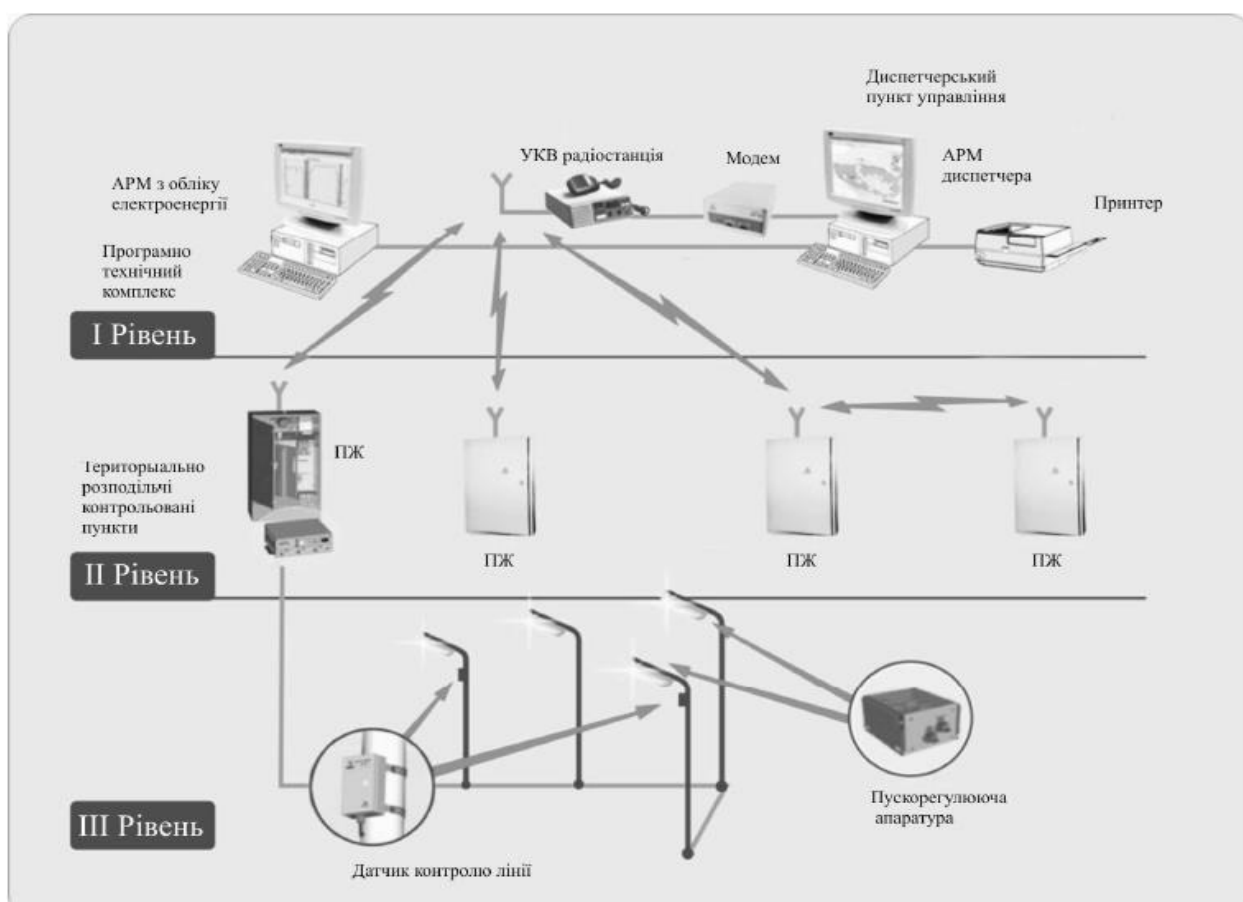


Рисунок 10.3 - Структура автоматичної системи управління зовнішнім освітленням

На другому рівні знаходяться живильні пункти.

ПЖ повинні мати такі функції: контроль стану ділянки мережі зовнішнього освітлення (ЗО); контроль величин струму та напруги;



реалізація функцій контрольованого пункту (КП) телемеханіки; управління режимами освітлення (вечірній, нічний, ранковий, денний), що здійснюється двома способами:

- пофазною комутацією однієї третьої, двох третіх світильників, підключених до лінії ЗО;

- регулюванням освітленості без відключення частини світильників (що не збільшує  $K_{\text{нер}}$ ).

Функція регулювання рівня освітленості можлива тільки при використанні в світильниках ламп типу ДНаТ та електронних пускорегулюючих апаратів.

Використання ДНаТ зумовлене тим, що даний вид джерел світла відрізняється не тільки екологічною безпечністю, а також він має більшу світловіддачу, та більший термін використання, що є важливим фактором, який впливає на енергоекономічність всієї освітлювальної системи.

Передача даних з ПЖ на АРМ диспетчера може здійснюватись з використанням радіоканалу (радіостанція УКВ діапазону або за існуючими телефонними мережами).

На третьому рівні знаходяться електронні ПРА та датчики контролю ліній.

За допомогою електронного ПРА здійснюється дистанційне перемикання режимів живлення лампи:

- номінальне 100% потужності;
- економічне 50-37% потужності.

Керування режимами роботи відбувається по силових проводах живлення з блокуванням однієї півхвилі напруги.

Датчик лінії підключається до контролера лінії і повинен виконувати такі функції:

- виявлення обриву проводів із визначенням фаз і відгалужень;
- виявлення короткого замикання (КЗ) між фазою та нейтраллю;
- виявлення міжфазного замикання.

Отже, розглянута система управління зовнішнім освітленням, побудована на базі АСУО, має переваги, які дозволять заощадити кошти: на використанні електроенергії для освітлення вулиць (економічний режим освітлення без відключення частини світильників у нічні години), та на обслуговування самої системи. Крім того система має функції захисту обладнання від струмів КЗ, повідомляє про несанкціоноване проникнення в ПЖ чи демонтаж ліній.

Система, має проводити облік електроенергії в режимі дійсного часу, з можливістю багатотарифного обліку. Вразі відключення ділянки системи, або і всієї системи від джерела живлення інформація про електроспоживання повинна зберегтися.

Крім економічних та технічних переваг дана система має також інші переваги - забезпечення нормативної освітленості міста з урахуванням якості комфорту. Ця перевага дає можливість зменшити кількість дорожно-транспортних пригод і травматизму в вечірні та нічні години, а також поліпшення криміногенної ситуації на вулицях міст. Використовуючи системи ОЗ та інші системи, розроблені на базі АСУ, групування їх в комплекс систем, можна врівноважити добовий графік навантаження міста, селища або району та оптимізувати роботу енергосистеми.

## 11 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ

Згідно з вимогами «Правил улаштування електроустановок ПУЕ» для трансформаторів передбачені захисти від наступних видів ушкоджень і ненормальних режимів: 1) міжфазних внутрішніх к. з. в обмотках і на їхніх виводах; 2) однофазних к. з. струмоведучих частин на металеві частини трансформатора, з'єднані з «землею»; 3) міжвиткових к. з. в обмотках; 4) струмів перевантаження більше 140%, у тому числі викликаних зовнішніми к. з. на лініях, що відходять; 5) зниження рівня охолоджувального масла. Вибір типів захистів залежить від потужності трансформатора і напруги обмотки ВН. Для захисту від між-фазних внутрішніх к. з. при потужності  $S < 1000$  (кВА) застосовують запобіжники. При потужності  $1000 < S < 4000$  (кВА) застосовують струмову відсічку без витримки часу, але якщо коефіцієнт чутливості відсічки  $K_{ч} < 2$ , а також при паралельній роботі трансформаторів застосовують диференціальний захист. При потужності  $S > 6300$  (кВА) застосовують обов'язково диференціальний захист. Для захисту від зовнішніх одно- і двофазних к. з. застосовують обов'язково при потужності  $400 < S < 4000$  (кВА) максимальний струмовий захист із витримкою часу, а при  $S > 6300$  (кВА) максимальний струмовий захист нульової і зворотної послідовності з витримкою часу. Для захисту від міжвиткових к. з. в обмотках і зниження рівня масла застосовують газовий захист. Для захисту від струмів перевантаження, у тому числі від трифазних зовнішніх к. з. застосовують максимальний струмовий захист із витримкою часу, що діє на сигналізацію для оперативного персоналу.

Оскільки в даному випадку потрібно вибрати захист для трансформатора 1000 (кВА), на напрузі 10 кВ, а як основний захист в таких мережах використовується максимальний струмовий захист (МСЗ).

Розрахунок параметрів спрацювання МСЗ зводиться до вибору струму спрацювання захисту:

$$I_{\bar{N}.C}^{(2)} = \frac{\hat{E}_I \cdot \hat{E}_{\bar{N}.C}}{\hat{E}_I} \cdot I_{\bar{d}.i}^{(2)} \quad (11.1)$$

де  $K_H$  – коефіцієнт надійності, який враховує похибку реле та необхідний запас,  $K_H=1,3-1,5$ ;

$K_P$  – коефіцієнт повернення (відношення струму повернення до струму спрацювання реле) дорівнює 0,85.

$K_{C3}$  – коефіцієнт самозапуску двигунів,  $K_{C3}=2-2,4$ ; у разі відсутності двигунів  $K_{C3}=1$

$I_{\text{роб MAX}}$  – максимальне значення струму навантаження лінії з урахуванням вимикання резервної лінії,  $I_{\text{роб MAX}}=1,1-1,4$  від  $I_{\text{ном}}$ .

Отже, для даного випадку:

$$I_{\bar{d}.i}^{(2)} = 1,2 \cdot 26,23 = 31,5 \text{ (A)};$$

$$I_{\bar{N}.C}^{(2)} = \frac{1,4 \cdot 1}{0,85} \cdot 31,5 = 51,8 \text{ (A)}.$$

Знаходимо струм спрацювання реле:

$$I_{\bar{N}.P}^{(2)} = \frac{I_{\bar{N}.C}^{(2)} \cdot \hat{E}_{\bar{N}.O}}{\hat{E}_{O\bar{O}}} \quad (11.2)$$

де  $K_{TT}$  - коефіцієнт трансформації трансформатора струму;

$K_{CX}$  - коефіцієнт схеми, який дорівнює в даному випадку  $\sqrt{3}$ .

Для даного випадку:

$$I_{\bar{N}.P}^{(2)} = \frac{51,8 \cdot \sqrt{3}}{50} = 1,8 \text{ (A)}.$$

Чутливість МСЗ оцінюється коефіцієнтом чутливості:

$$\hat{E}_x = \frac{I_{\bar{e}.C}^{(2)}}{I_{\bar{N}.C}^{(2)}} \geq 1,5, \quad (11.3)$$

$$I_{\hat{e}_{\zeta}.\max}^{(2)} = 0,866 \cdot I_{\hat{e}_{\zeta}.\max}^{(3)}, \quad (11.4)$$

де  $I_{\hat{e}_{\zeta}.\max}^{(3)}$  - максимальний струм трифазного короткого замикання.

Отже,

$$I_{\hat{e}_{\zeta}.\max}^{(2)} = 0,866 \cdot 3460 = 2996 \text{ (А)}.$$

$$\hat{E}_{\times} = \frac{2996}{51,8} = 57,8 \geq 1,5.$$

Із розрахунку видно, що даний захист є чутливим до дії струму короткого замикання.

Вибраність захисту забезпечується вибором витримки часу за умовою:

$$t_{c\zeta} = t_1 + \Delta t, \quad (11.5)$$

де  $t_2$  – витримка часу захисту, яка розміщена ближче до джерела живлення в зрівнянні з захистом, який має витримку часу  $t_1$ .

$\Delta t$  - ступінь вибраності захисту, дорівнює 0,4 -0,5 (с).

$$t_{c\zeta} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ (н)}.$$

На рисунку 11.1 приведена схема захисту трансформаторів при встановленні на стороні ВН високовольтних вимикачів, захист виконано з реле типу РТ-85/1 з залежною характеристикою:

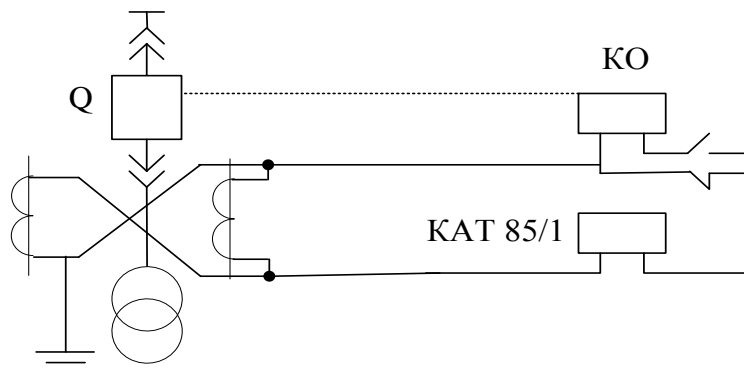


Рисунок 11.1 – Схема захисту трансформаторів

## 12 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

### 12.1 Початкові дані

Дані про вибрані трансформатори наведені у таблиці 12.1 трансформатори

Таблиця 12.1 – Відомості про трансформатори

Тип	$S_n$ , КВА	Кіль- кість	$S_\phi$ , КВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$P_{xx}$ , кВт	$P_{кз}$ , кВт	$U_k$ , %	$I_{xx}$ , %
ТМ 1000/10	1000	2	890,22	10	0,4	2,1	10,5	6	1,4

Дані про вибрані кабельні лінії (КЛ) наведені у таблиці 12.2

Таблиця 12.2 – Відомості про КЛ

Назва	кількіс ть ліній	Довжи на , км	Марка	Потужність лінії, кВт	Струм лінії, А	Клас напруги
ПЛ - ТП	2	0,053	ААБ -70	827,4	26,18	10
ТП - №1	2	0,068	ААБ -70	163,8	127,2	0,4
ТП - №2	2	0,023	ААБ -70	163,8	127,2	0,4
ТП - №3	2	0,021	ААБ -70	163,8	127,2	0,4
ТП - №4	2	0,086	ААБ -70	163,8	127,2	0,4
ТП - №5	2	0,049	ААБ -70	163,8	127,2	0,4

### 12.2 Розрахунок капіталовкладень

Капіталовкладення являють собою сукупність усіх витрат на створення нових або модернізацію діючих основних фондів. Знання одноразових капітальних витрат, що включають вартість устаткування і будівельно-монтажних робіт, необхідно при проектуванні будь-якого об'єкта.

Капітальні вкладення – одноразові витрати на придбання основних і оборотних фондів. Оскільки оборотні засоби при впровадженні електроенергетичних об'єктів складають незначну частку (не більше 2 %), то при техніко-економічних розрахунках ними можна нехтувати, а капітальні вкладення визначати за вартістю основних фондів. Капітальні вкладення в кабельні лінії електропередач враховують вартість спорудження траншей, каналів, естакад тощо. Капіталовкладення в лінії електропередач і електроустановки необхідно визначати за повною їх вартістю з урахуванням спорудження будівель та монтажних робіт.

При відсутності даних на нове обладнання і матеріали можна користуватися прейскурантами і цінниками на електромонтажні роботи, а також збільшеними будівельними нормами на конструкції, частини будинків і види робіт.

Загальний розмір капіталовкладень у схему електропостачання може бути розрахований:

а) капітальні вкладення для електричних ліній:

$$K_{\text{л}} = (K_{\text{пит}} \cdot k_{\text{л}} + K_{\text{прок}}) \cdot L, \quad (12.1)$$

де  $K_{\text{пит}}$  - питома вартість одного кілометра лінії, грн./км ;

$K_{\text{прок}}$  - питома вартість прокладання, тис. грн./км;

$L$  - довжина лінії електропередачі, км;

$k_{\text{л}}$  - кількість ліній, що прокладаються в траншеї.

Розрахуємо капіталовкладення для прикладу проведемо для ділянки ПЛ-ТП. На даній ділянці прокладається в одній траншеї два кабелі марки ААБ перерізом 70 мм<sup>2</sup> (ААБ 3x70), в ґрунті II категорії без урахування переходів.

$$K_{\text{пл-тп}} = (13,13 \cdot 2 + 2,73) \cdot 0,053 = 3130 \cdot 4 = 1,54 \text{ (тис.грн);}$$

Розрахунок інших ділянок мережі проводяться аналогічно, результати зведені у таблиці 12.3

Таблиця 12.3 – Результати розрахунку капіталовкладень у лінії електричних передач.

назва лінії	марка кабелю	к-сть	довжина	Кпит	Кпрок	К
ПЛ-ТП	ААБ 3x70	2	0,053	13,13	2,73	1,54
ТП- 1	ААБ 3x70+1x35	2	0,068	9,45	2,73	1,47

Продовження табл. 15.3

ТП-2	ААБ 3x70+1x35	2	0,023	9,45	2,73	0,50
ТП-3	ААБ 3x70+1x35	2	0,021	9,45	2,73	0,45
ТП-4	ААБ 3x70+1x35	2	0,086	9,45	2,73	1,86
ТП-5	ААБ 3x70+1x35	2	0,049	9,45	2,73	1,06
разом						6,88

б) капітальні вкладення для електричних підстанцій:

$$K_{\text{пс}} = \sum_{i=1}^I K_{\text{псі}} + K_{\text{пост}}, \quad (12.2)$$

де  $K_{\text{псі}}$  – вартість однієї трансформаторної підстанції, тис. грн.;

$I$  – кількість підстанцій;

$K_{\text{пост}}$  - постійні витрати, що практично не залежать від потужності підстанції і пов'язані з устроєм території, зі створенням майстерень, лабораторій і диспетчерських пунктів, з будівництвом житла тощо, тис. грн. Постійні витрати прийняти у розмірі 20 % від повної вартості всіх підстанцій.

$$K_{\text{пс}} = 280 + 56 = 336 \text{ (тис.грн)}$$

Результати розрахунку зведені у таблиці 12.4



Таблиця 12.4 – Результати розрахунку

№	тип	к-сть	Sф, кВА	Ктп, тис.грн	Кпост, тис.грн	К, тис.грн
КТП1	ТМ-1000	2	890,22	280	56	336

Розрахуємо сумарну вартість вимикачів. Відповідно до схеми, зображеної на рис.15.1, кількість вимикачів 10 кВ – 2 шт., а вимикачів 0,4 кВ – 13 шт., із яких три вимикачі серії ВА – 55 із номінальним струмом 1000 А, та десять вимикачів серії ВА – 51 із номінальним струмом 200 А.

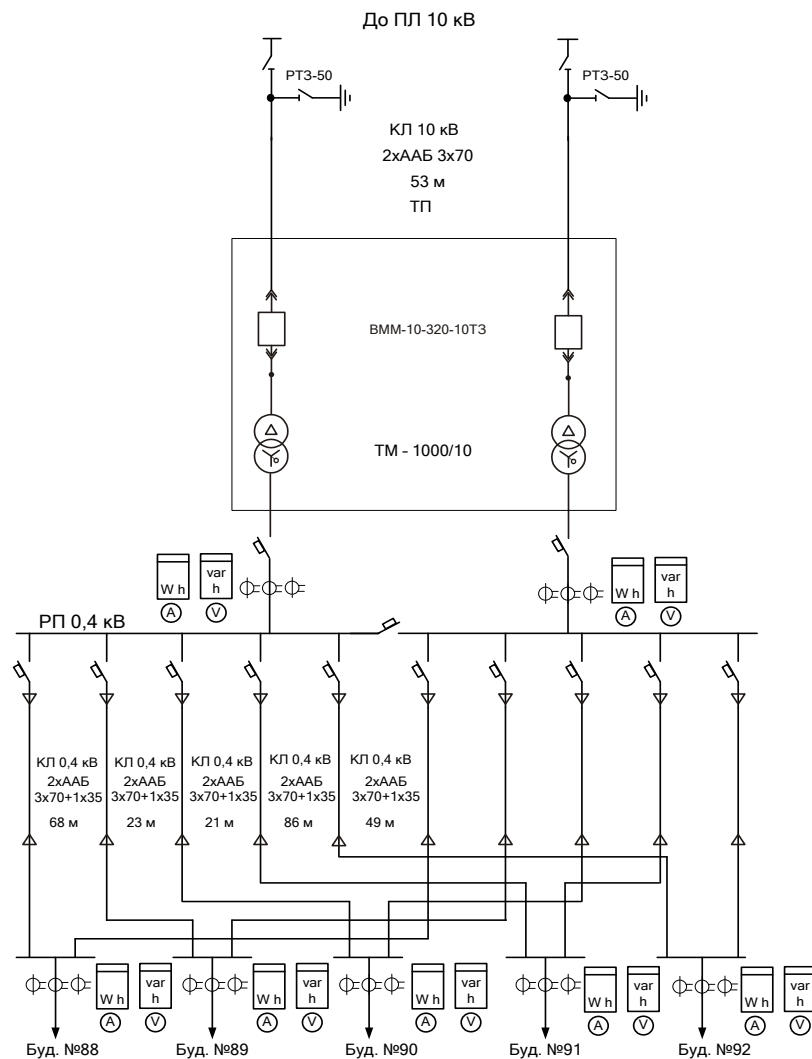


Рисунок 12.1 – Схема електропостачання житлового мікрорайону

Для живлення будинку потрібно в кожному будинку встановити ввідний розподільчий пристрій (ВРП) в якості якого буде використовуватись розподільчий пристрій підвісного виконання типу ПР11-3090-21УЗ, який коштує 2,534 тис.грн.

Сумарна вартість ВРП:  $K_B = 5 \cdot 2,534 = 12,67$  тис. грн.

Вартість підстанцій з вимикачами:

$$K_{пс} = K + K_B = 336 + 12,67 = 348,67 \text{ (тис.грн.)}$$

Відповідно сумарна величина капітальних вкладень в систему електропостачання підприємства.

$$K_{сум} = K_{пс} + K_{кл} = 348,67 + 6,88 = 355,55 \text{ (тис.грн.)}$$

### 12.3 Розрахунок плати за електроенергію

Показники витрати і втрат потрібні для визначення собівартості 1 кВт·г. електроенергії, що споживається.

Річні витрати активної електроенергії визначаються як сума витрат електроенергії силових і освітлювальних споживачів з урахуванням втрат у лініях і трансформаторах. У даному випадку рекомендується виконувати розрахунок кількості корисної електроенергії виходячи з установленної потужності електроспоживачів і числа годин використання максимуму навантаження, тис. кВт·год./рік:

$$\mathcal{E}_a = P_p \cdot T_m \quad (12.3)$$

де  $P_p$  - розрахункове (тривале максимальне) навантаження підприємства, кВт;

$T_m$  - річна кількість годин використання максимуму активного навантаження, год;

Річна витрата активної електроенергії:

$$\mathcal{E}_a = P_p \cdot T_m = 163,8 \cdot 3500 = 573288,8 \text{ (кВт год./ рік)}$$

Результати інших розрахунків заносимо до таблиці 12.5

Таблиця 12.5 – Результати розрахунків

№	Найменування цеху	T <sub>м</sub> , год	P <sub>p</sub>	E <sub>a</sub>
1	Будинок № 88	3500	163,8	573288,8
2	Будинок № 89	3500	163,8	573288,8
3	Будинок № 90	3500	163,8	573288,8
4	Будинок № 91	3500	163,8	573288,8
5	Будинок № 92	3500	163,8	573288,8
Σ			818,9	2866444

Кількість електроенергії, розрахована раніше, не враховує втрат у розподільчій мережі. Тому для визначення повної потреби в електроенергії необхідно до отриманого результату додати її втрати в лініях і трансформаторах.

Втрати електроенергії в лініях розраховуємо так:

$$\Delta E_{л} = 3 \cdot I_{м}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (12.4)$$

де  $I_{м}$  – максимальний струм у лінії, А;

$\tau$  – час максимальних втрат, год./рік.

$R$  – активний опір проводу або кабелю однієї фази, Ом;

$$R = r_0 \cdot L \quad (12.5)$$

де  $r_0$  – питомий опір однієї фази кабелю, Ом / км,

Для прикладу розрахуємо опір кабелю на ділянці ПЛ-ТП. Результати всіх інших розрахунків аналогічні, тому їх зведемо у таблицю 12.6

$$R_{пл-тп} = 0,549 \cdot 0,053 = 0,029 \text{ (Ом)}.$$

Оскільки в даному випадку використовуються КЛ із двома кабелями, тому і їх опір буде в два рази меншим.

$$R_1 = 0,029 / 2 = 0,015 \text{ (Ом)}.$$

Величина  $\tau$  визначається за часом використання максимального навантаження  $T_{м}$  :

$$\tau_i = \left( 0,124 + \frac{\dot{O}_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (12.6)$$

$$\tau_i = \left( 0,124 + \frac{3500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1968 \quad (\text{год}).$$

Для прикладу розрахунок втрат електроенергії в КЛ проведемо для ділянки мережі ПЛ-ТП. Розрахунок інших ділянок аналогічний, результати зведені у таблиці 12.6

$$\Delta E_{\text{е}} = 3 \cdot 26,18^2 \cdot 0,015 \cdot 1968 \cdot 10^{-3} = 58,89 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)}.$$

Таблиця 12.6 – Результати розрахунку опорів та втрат електроенергії у КЛ

назва лінії	марка кабелю	к-сть	$p$	L, км	R1	Rзаг	Im	$t$	dЭл
ПЛ-ТП	ААБ 3x70	2	0,549	0,053	0,029	0,015	26,18	1968	58,89
ТП- 1	ААБ 3x70+1x35	2	0,549	0,068	0,037	0,019	127,17	1968	1782,43
ТП-2	ААБ 3x70+1x35	2	0,549	0,023	0,013	0,006	127,17	1968	602,88
ТП-3	ААБ 3x70+1x35	2	0,549	0,021	0,012	0,006	127,17	1968	550,46
ТП-4	ААБ 3x70+1x35	2	0,549	0,086	0,047	0,024	127,17	1968	2254,25
ТП-5	ААБ 3x70+1x35	2	0,549	0,049	0,027	0,013	127,17	1968	1284,40
$\Sigma$							662		5336,8

Втрати енергії групи однакових паралельно включених трансформаторів можуть бути визначені по формулі, кВт·г./рік:

$$\Delta \dot{A}_{\text{o}} = n \cdot \Delta \dot{E}_{\text{oo}} + \frac{1}{n} \cdot \Delta \dot{E}_{\text{е}\zeta} \cdot \left( \frac{S_{\text{o}}}{S_{\text{i}\text{o}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (12.7)$$

де  $n$  - кількість трансформаторів;

$\Delta P_{кз}$  і  $\Delta P_{хх}$  – величини номінальних втрат у трансформаторах, відповідно, при короткому замиканні і холостому ході, кВт;

$T_p$  - час роботи трансформаторів, год./рік (приймається рівним 8760 год./рік);

$S_{ф}$  - фактична потужність, яка передається через трансформатори, кВА;

$S_n$  - номінальна потужність одного трансформатора, кВА.

Відповідно втрати енергії в трансформаторах КТП:

$$\Delta E_{\phi} = 2 \cdot 2,1 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 10,5 \cdot \left( \frac{890,22}{1000} \right)^2 \cdot 1968 = 44980,7 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)} .$$

Загальна потреба підприємства в електроенергії:

$$E = E_a + \Delta E_{л} + \Delta E_T \quad (12.8)$$

$$E = 2866444 + 6533,3 + 44980,7 = 2917958 \text{ (кВт}\cdot\text{год./рік)} .$$

Оплата за спожиту електроенергію:

$$П = t \cdot E \quad (12.9)$$

де  $t$ - тариф на спожиту електроенергію, грн./кВт·год

$E$ - загальна потреба підприємства у електроенергії, кВт·год./рік

$$П_1 = 0,23 \cdot 2917958 = 671,13 \text{ (тис. грн./рік)}$$

## 12.4 Розрахунок величини існуючих експлуатаційних витрат

### 12.4.1 Розрахунок фонду заробітної плати

Чисельність робітників, яка необхідна для технічного обслуговування і поточного ремонту всього енергоустаткування та мереж, визначається виходячи з трудомісткості виконуваних робіт. При цьому рекомендується скористатися нормативами системи планово-попереджувальних робіт промислових електричних мереж.

Трудомісткість оглядів, які проводять як самостійні операції, складає

25% від трудомісткості поточного ремонту, а для шинопроводів, ошиновування РУ, мереж заземлення та заземлювальних пристроїв 10% від трудомісткості капітального ремонту.

Трудомісткість технічного обслуговування не залежить від змінності роботи споживачів, тому планується в розмірі 10% від трудомісткості поточного ремонту всіх прокладених електромереж, а для мереж заземлення та заземлювальних пристроїв, поточний ремонт для яких не планується, у розмірі 3% від вказаної в таблиці трудомісткості капітального ремонту.

Планова трудомісткість, відповідно, визначається як, люд.-год./рік:

$$T = \Pi \cdot t_{\text{норм}} \cdot h, \quad (12.10)$$

де  $\Pi$  – кількість ремонтів даного виду за рік, на одиницю обладнання;

$t_{\text{норм}}$  – норма трудомісткості поточного ремонту або огляду, люд.-год. (табл.2.12 [6]);

$h$  – кількість обладнання певного діапазону потужності, що належить до цього виду ремонтних робіт.

Для схеми, представленої на рис.12.1 трудомісткість ремонту розподільчих пристроїв 0,4 кВ:

$$T = 1 \cdot 8 \cdot 5 = 40 \text{ (люд.-год/рік.)}$$

Слід зазначити, що норми тривалості міжремонтних періодів і пов'язана з ними розрахункова кількість ремонтів за рік, розроблені для енергоустаткування, яке працює в двох змінах, тобто при  $K_{\text{зм}} = 2$ . При іншій змінності вводиться поправочний коефіцієнт  $\beta_p$ , який знаходимо за табл. 2.15[6].

Планова трудомісткість технічного обслуговування кожної групи енергетичного устаткування і мереж складає, люд.-год./рік:

$$T_{\text{т.о}} = 12 \cdot t_{\text{пр}} \cdot K_{\text{с.р}} \cdot K_{\text{зм}} \cdot h, \quad (12.11)$$

де 12 – кількість місяців у році;

$t_{\text{пр}}$  – планова (таблична) трудомісткість поточного ремонту одиниці устаткування люд.-год. (табл. 2.13[6]);

$K_{c.p}$  – коефіцієнт складності ремонту, який показує частку трудомісткості поточного ремонту, необхідну для технічного обслуговування одиниці енергетичного обладнання і мереж на кожен місяць планованого року, 1/міс,

$$K_{c.p} = 0,1.$$

$n$  – кількість обладнання в групі.

Для розподільчих пристроїв 0,4 кВ:

$$T_{т.о} = 12 \cdot 8 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 5 = 96 \text{ (люд-год/рік) .}$$

Розрахунок для іншого обладнання проводиться аналогічно, результати записані у таблицях 12.7 та 12.8

Таблиця 12.7 - Трудомісткість поточного ремонту та огляду

Обладнання	К-сть, шт	Поточний ремонт			Огляд		
		К-сть на одиницю обладнання рем/рік	Норма трудо-місткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.	К-сть на одиницю обладнання огл./рік	Норма трудо-місткості люд.-год.	Заг. трудомісткість люд.-год.
Розподільчі пристрої 0,4 кВ	5	1	8	40	12	1	60
КТП-1000	2	0,33	300	198	12	16	384
Кабельна лінія 70 мм <sup>2</sup> , км	0,3	1	46	13,8	1	11,5	3,45
Разом:				291,8			447,45

Таблиця 12.8 - Трудомісткість технічного обслуговування та загальна трудомісткість

Обладнання	Кількість, шт.	Технічне обслуговування				Загальна трудомісткість обслуговування люд.-год.
		Змінність роботи	Коеф. склад. ремонтів К <sub>ср</sub>	К-сть місяців в році	Загал. трудомісткість люд.-год.	
Розподільчі пристрої 0,4 кВ	5	2	0,1	12	96	156,0
КТП-1000	2	2	0,1	12	960	1824,0
Кабельна лінія 70 мм <sup>2</sup> , км	0,3	2	0,1	12	33,12	36,57
Разом:					1569,12	2016,57

Якщо ремонтний персонал виконує лише поточні ремонти, то його найменша чисельність 2 чол.

$$N_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{пр}}}{\Phi_{\text{д}} \cdot K_{\text{вн}}}, \quad (12.12)$$

Експлуатаційні робітники, чол.:

$$N_{\text{обс}} = \frac{T_{\text{обс}}}{\Phi_{\text{обс}} \cdot K_{\text{вн}}}, \quad (12.13)$$

де  $T_{\text{пр}}$  – річна планова трудомісткість поточного ремонту, люд·год;

$\Phi_{\text{д}}$  – дійсний (ефективний) фонд часу роботи одного робітника за рік; приймається рівним 1850-1900 год;

$K_{\text{вн}}$  – плановий коефіцієнт виконання норм для даної категорії робітників. При розрахунках приймаємо для ремонтного персоналу  $K_{\text{вн}} = 1,10$ , а для експлуатаційного -  $K_{\text{вн}} = 1,05$ ;



$T_{\text{обс}}$  – річна планова трудомісткість технічного обслуговування з урахуванням витрат праці на огляди, люд·год.

Планова трудомісткість відповідного виду робіт  $T$  залежить від кількості однотипного устаткування, трудомісткості одиниці таких робіт і числа їх повторень протягом року.

Відповідно знаходимо кількість експлуатаційних робітників:

$$\hat{I}_{\text{іаі}} = \frac{2016,57}{1900 \cdot 1,1} = 1,011 (\div \hat{\text{і}} \text{ё}),$$

та персоналу для ремонтних робіт.:

$$N_{\text{тр}} = \frac{291,8}{1900 \cdot 1,05} = 0,14 (\text{чол}).$$

Приймаємо  $N_{\text{тр}} = 2$  чол.,  $N_{\text{обс}} = 2$  чол.

Для розрахунку оплати праці експлуатаційних робітників рекомендується використовувати погодинно-преміальну систему, а для ремонтного персоналу – відрядно-преміальну. Преміювання експлуатаційних робітників здійснюється за безаварійну і надійну роботу енергообладнання та мереж, економію енергоресурсів, компенсацію реактивної потужності. Ремонтний персонал преміюється за високоякісне і своєчасне виконання ремонтних робіт.

Величина премії (відповідно до категорій енергоперсоналу) може бути прийнята в розмірі 20 і 25%.

Фонд прямої заробітної плати:

а) для робітників, зайнятих на роботах по експлуатації й обслуговуванню енергообладнання і мереж, розраховується за формулою :

$$\Phi_e = N_{\text{обс}} \cdot \beta_n \cdot t_{\text{ге}} \cdot \Phi_d, \quad (12.14)$$

де  $\Phi_d$  – заробітна плата робітників-погодинників за тарифом;

$\beta_n$  – коефіцієнт використання річного номінального фонду робочого часу (приймаємо рівним 0.9);

$t_{ге}$  – годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду експлуатаційних робітників

Годинну тарифну ставку рекомендується розраховувати за формулою:

$$t_{ге} = ((K3+K4)/2) \cdot C_1, \quad (12.15)$$

де  $K3$ ,  $K4$  – тарифні коефіцієнти III та IV розрядів, відповідно, (табл. 1.1[1]);

$C_1$  – годинна тарифна ставка, що відповідає I розряду  $C_1 = 5$  грн./год.

Тоді годинна тарифна ставка 3,5 розряду становитиме:

$$t_{ге} = ((1,18+1,27)/2) \cdot 5 = 6,125 \text{ (грн./год.)};$$

Заробітна плата робітників-погодинників:

$$\Phi_e = 2 \cdot 0,9 \cdot 6,125 \cdot 1900 = 20947,5 \text{ (грн./рік)};$$

б) для робітників, які виконують поточний ремонт енергоустаткування, фонд прямої заробітної плати розраховується за формулою:

$$\Phi_p = T_{пр} \cdot t_{гр}, \quad (12.16)$$

де  $T_{пр}$  – сумарна річна планова трудомісткість поточного ремонту всіх груп енергообладнання і мереж, люд.-год;

$t_{гр}$  – годинна тарифна ставка, що відповідає середньому тарифному розряду ремонтних робітників

$$t_{гр} = ((K4+K5)/2) \cdot C_1,$$

де  $K4$ ,  $K5$  – тарифні коефіцієнти IV та V розрядів, відповідно, (табл. 1.1[6]).

Розраховуємо годинну тарифну ставку 4,5 розряду:

$$t_{гр} = ((1,27+1,36)/2) \cdot 5 = 6,575 \text{ (грн./год.)};$$

$$\Phi_p = 291,8 \cdot 6,575 = 1918,59 \text{ (грн./рік)}.$$

Фонд основної заробітної плати, грн./рік:

$$\Phi_o = \Phi(1+0.05+0.01+\alpha), \quad (12.17)$$

де  $\Phi$  - тарифний фонд  $\Phi_e$  експлуатаційних робітників або фонд прямої заробітної плати  $\Phi_p$  ремонтного персоналу, грн./рік;

0.01 - частка доплат за роботу у святкові дні;

0.05 - частка доплат за роботу в нічний час;

$\alpha$  - частка преміальних доплат для відповідної категорії робітників.

Величина основної заробітної плати для експлуатаційних робітників:

$$\Phi_{oe} = 20947,5 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,2) = 26393,85 \text{ (грн./рік);}$$

Для ремонтних робітників:

$$\Phi_{op} = 1918,59 \cdot (1 + 0,05 + 0,01 + 0,25) = 2513,35 \text{ (грн./рік).}$$

Величина додаткової заробітної плати визначається в розмірі 15% від фонду основної заробітної плати. Тому сумарна величина фонду з врахуванням додаткової заробітної плати складе, грн./рік:

$$\Phi_{од} = \Phi_o \cdot 1,15; \quad (12.18)$$

$$\Phi_{оед} = 26393,85 \cdot 1,15 = 30352,927 \text{ (грн./рік);}$$

$$\Phi_{орд} = 2513,35 \cdot 1,15 = 2890,35 \text{ (грн./рік).}$$

З метою утворення фонду соціального страхування здійснюються нарахування на заробітну плату. З цього фонду кошти витрачаються на виплату по тимчасовій втраті працездатності, оплату відпусток по вагітності, санаторно-курортні лікування й організацію відпочинку працівників, оздоровчі заходи для дітей працівників та інше.

Крім того, на заробітну плату здійснюються нарахування в пенсійний фонд та фонд зайнятості. Отже, витрати по заробітній платі ( $C_{зп}$ ) розраховуються так, грн./рік:

$$C_{зп} = \Phi_{об} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{п} + \beta_{з} + \beta_{с}}{100}\right), \quad (12.18)$$

де  $\beta_{п}$  - нарахування в пенсійний фонд (32%),

$\beta_{з}$  - нарахування у фонд зайнятості (15%),

$\beta_{с}$  - нарахування на соціальне страхування (1,5%).

Відповідно розраховуємо витрати по заробітній платі експлуатаційному персоналу:

$$C_{\text{зпе}} = 30352,92 \cdot \left(1 + \frac{32+1,5+1,5}{100}\right) = 40976,452 \text{ (грн./рік)};$$

Ремонтного персоналу:

$$\tilde{N}_{\text{гїд}} = 2891,35 \cdot \left(1 + \frac{32+1,5+1,5}{100}\right) = 3901,97 \text{ (гїдї ./д³ê)}.$$

#### 12.4.2 Планування вартості витрачених матеріалів

Розрахунок необхідної на рік кількості основних матеріалів для усіх видів ремонтів і технічного енергетичного обслуговування устаткування та мереж розробляється на основі трудомісткості і існуючих норм витрат матеріалів. Якщо на окремі види матеріалів норми відсутні, підприємство розробляє їх самостійно і затверджує.

Розрахунок трудомісткості спрощується при виконанні його в табличній формі. Оскільки вартість конкретного виду матеріалу можна визначити як добуток норми його витрат на ціну, то доцільно по кожному виду устаткування і мереж визначити підсумкову вартість усіх матеріалів, а потім її помножити на трудомісткість поточного ремонту чи технологічного обслуговування.

Таблиця 12.9– Розрахунок вартості матеріалів, включених у норму витрат

Матеріал	Ціна матеріалу, грн	Норми витрат матер. на 100 люд.-год. трудомісткості ремонту і тех. обслуговування	Вартість матеріалу, грн.
<b>Силові трансформатори</b>			
Сталь сортова, кг	2,497	6	14,982
Провід установочний, м	0,3	0,5	0,15
Мідь/Алюміній(гола), кг	23,252	62	1441,624
Картон електроізоляційний, кг	11,208	1,4	15,691
Лакотканина шириною 700мм,м	31,088	0,2	6,218
Кабельний папір, кг	9,167	0,6	5,500
Стрічка кіперна, кг	112,11	40	4484,400
Стрічка тафтяна, кг	83,28	18	1499,040
Стрічка азбестова електроізол.,м	2447,01	0,05	122,351
Лаки ізоляційні, кг	13,408	1,5	20,112
Емалі ґрунтові, кг	14,711	2,5	36,778
Масло трансформаторне, кг	4,545	0,58	2,636
Бензин, кг	2,306	0,7	1,614
Розчинники, кг	6,499	0,8	5,199
Маслостійка гума, кг	16,665	0,4	6,666
Гума профільна, кг	16,665	0,13	2,166
Припой олов'яно-свинйевий, кг	158,757	0,02	3,175
Припой мідно-фосфористий, кг	29,543	0,02	0,591
Електроди, кг	5,484	0,15	0,823
Закріплювальні вироби, кг	6,984	2	13,968
Дріт кручений, м	0,912	0,3	0,274
Обтиральні матеріали, кг	9,09	0,4	3,636
разом:			7687,593
<b>Кабельні лінії</b>			
Сталь сортова, кг	2,497	2	4,994
Електроди,кг	5,484	0,1	0,548
Разом:			5,542

Необхідні дані для розрахунку беремо з табл. 2.19 та 2.20 [1] , результати розрахунків заносимо до таблиці 12.9.

Отже, вартість матеріалів, потрібних на ремонт:

$$C_{\text{мтр}} = 0,01 \cdot ((198 \cdot 7687,593) + (13,8 \cdot 5,542)) = 15222,13 \text{ (грн./рік)}$$

Вартість матеріалів, потрібних на технічне обслуговування:

$$C_{\text{мто}} = 0,01 \cdot ((1824 \cdot 7687,59) + (36,57 \cdot 5,542)) = 140223,73 \text{ (грн./рік)}.$$

Витрати на обслуговування електроустановок і мереж:

$$C_{\text{обс}} = C_{\text{зпе}} + C_{\text{мто}}, \quad (12.19)$$

$$C_{\text{обс}} = 40976,452 + 140223,73 = 181,2 \text{ ( тис.грн/рік)}$$

Витрати на їх поточний ремонт:

$$C_{\text{пр}} = C_{\text{зпр}} + C_{\text{мтр}}, \quad (12.20)$$

$$C_{\text{пр}} = 3901,97 + 15222,199 = 19,124 \text{ ( тис.грн/рік)}.$$

### 12.4.3 Визначення амортизаційних відрахувань

Основні фонди в процесі експлуатації піддаються фізичному і моральному зносу. Це вимагає безупинного їхнього відтворення, а також виконання капітальних ремонтів і модернізації. Засоби, призначені для повної заміни і часткового відновлення основних фондів, називаються амортизаційними відрахуваннями. Вони включаються в собівартість виготовленої на підприємстві продукції і реалізуються при її продажі.

Амортизаційні відрахування визначаються від первісної вартості ОФ по нормах. Норма амортизації являє собою встановлений у плановому порядку щорічний відсоток погашення вартості відповідних ОФ за рахунок амортизаційних відрахувань.

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у розділі 12.4.2.

Амортизаційні відрахування, тис. грн/рік:

Для визначення річного амортизаційного фонду необхідно знати вартість амортизаційних ОФ (величину капіталовкладень), розрахованих у розділі 15.1.

Амортизаційні відрахування, тис. грн/рік:

$$C_a = a \cdot K, \quad (12.21)$$

де  $a$  – норма амортизації, %

$K$  – капіталовкладення, тис.грн.

$$C_a = 0,06 \cdot 355,55 = 20,573 \text{ (тис.грн.)}.$$

## 12.5 Розрахунок собівартості електроенергії

Собівартість корисної, споживаної підприємством кіловат-години електроенергії, коп./кВт·год:

$$S = \frac{C_{\text{н\o}} \cdot 100}{E_a}, \quad (12.22)$$

де  $C_{\text{сум}}$  – величина сумарних витрат підприємства на електроенергію, тис.грн/рік;

$E_a$  – річна кількість корисно споживаної підприємством електроенергії, тобто без врахування втрат у лініях і трансформаторах, кВт·год./рік.

Розрахунок сумарних витрат. Промислові підприємства, що споживають електроенергію від зовнішнього джерела, з одного боку, оплачують кількість отриманої енергії за тарифом, а з іншого – несуть додаткові витрати при передаванні та розподілі електроенергії від мереж енергосистеми до цехових споживачів. Отже, загальні (сумарні) витрати підприємства на електроенергію за рік будуть складати, тис. грн./рік:

$$C_{\text{сум}} = П + C_{\text{п}}, \quad (12.23)$$

де  $П$  – оплата за спожиту електроенергію;

$C_{\text{п}}$  – річні витрати підприємства при передаванні електроенергії.

Річні витрати промислового підприємства, зв'язані з передаванням і розподілом електричної енергії, включають такі складові, тис.грн/рік:

$$C_{\pi} = C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a + C_{\text{ip}}, \quad (12.24)$$

де  $C_{\text{обс}}$  – витрати підприємства на матеріали та зарплату персоналу при обслуговуванні електромереж і устаткування, тис.грн/рік.;

$C_{\text{пр}}$  – річні витрати на поточний ремонт устаткування і мереж, тис.грн/рік;

$C_a$  – амортизаційні відрахування при експлуатації електроустановок підприємства, тис.грн/рік;

$C_{\text{ін}}$  – інші витрати, тис.грн/рік.

Окремою складовою в кошторисі річних поточних витрат виділяються інші витрати. Вони включають витрати на допоміжні матеріали, послуги виробничим підрозділам підприємства, частину загальнозаводських витрат. Їх можна приймати в розмірі 20 - 30% від суми витрат на обслуговування, поточний ремонт і амортизацію, тис. грн/рік:

$$C_{\text{ip}} = \beta_{\text{ін}}(C_{\text{обс}} + C_{\text{пр}} + C_a), \quad (12.25)$$

де  $\beta_{\text{ін}}$  - коефіцієнт відрахувань на інші витрати.

$$C_{\text{ін}} = 0,3 \cdot (181,2 + 19,124 + 20,573) = 66,27 \text{ ( тис.грн/рік.)}$$

$$C_{\pi} = 181,2 + 19,124 + 20,573 + 66,27 = 287,17 \text{ ( тис.грн/рік.)}$$

Отже, сумарні витрати визначаються так:

$$C_{\text{сум}} = 1110,682 + 287,17 = 1397,85 \text{ ( тис.грн/рік.)}$$

Отже, собівартість електроенергії:

$$S = \frac{1397848 \cdot 100}{2866444} = 48,77 \text{ (€ · 1000 · кВт · год.)}$$

Для наочності результати розрахунків зводимо в таблицю 12.10



Таблиця 12.10–Результати розрахунків

Показники	Позна- чення	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисної споживаної підприємством ел.енергії	E <sub>a</sub>	2866444	кВт·год.
Річне споживання ел.енергії з урахуванням втрат	E	2917958	кВт·год.
Плата ен.системі за ел.енергію:	П	671,13	тис.грн.
Річні витрати на передавання і розподіл ел.енергії	C <sub>п</sub>	287,17	тис.грн.
Сумарні витрати підприємства	C <sub>сум</sub>	1397,85	тис.грн.
Собівартість електроенергії	S	48,77	коп/кВт·год.

## 13 ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці.

### 13.1 Технічні рішення з гігієни праці та виробничої санітарії

Підстанція розміщується на території, яка передбачена схемою або генеральним проектом міста в залежності з вимогами [ ].

Генеральні плани розробляються в залежності з вимогами безпеки праці та санітарне - гігієнічними.

Площадка підстанції повинна мати відносно рівну поверхню й нахил 0,001 – 0,002% для стікання поверхневих вод. На території підстанції передбачається два в'їзди. Силова частина підстанції повинна бути огорожена . Будівлі розміщуються не менше ніж за 50 м від силової частини підстанції. Для підвищення працездатності й запобіганню хвороб, потрібно створити для людини стабільні метеорологічні умови - мікроклімат повітряного середовища, куди входять: температура, відносна вологість, швидкість руху повітря.

Значне коливання параметрів мікроклімату приводить до порушення терморегуляції організму, тобто здатності організму підтримувати постійну температуру тіла. Це призводить до порушення систем кровообігу, нервової і потовиділяючої, що може визвати підвищення або пониження температури тіла, слабкість, зомління, привести до зниження працездатності і до професійних захворювань.

### 13.2 Мікроклімат

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні, встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря в певних діапазонах у залежності від пори року й категорій робіт.

Фізичні роботи на проектуємій підстанції відносяться до категорії Пб (середньої важкості) охоплює види діяльності, при яких утрата енергії складає від 200 до 250 ккал/ч (232-293 Дж/с). До категорії Пб відносять роботи, які виконуються, стоячи, пов'язані з рухом, перенесенням невеликих (до 10 кг) вантажів супроводжуючі помірним фізичним навантаженням.

Таблиця 13.1 – Параметри мікроклімату, які нормуються

Пора року	Категорія робіт	Температура допуст. на роб.місці t, °С		Відносна Вологість W, %	Швидкість руху повіт. V, м/с
		постійних	непостійних	Допуст. на пост. і непост. роб. місцях	Допуст. на пост. і непост. роб. місцях
Холодний	Пб	15-21	13-23	75	Не більше 0,4
Теплий	Пб	16-27	15-29	70 при 25 °С	0,2-0,5

Слід зазначити, що галузевими нормами для приміщень щитів управління встановленні оптимальні температури: 18-20 °С взимку, а влітку – не більше ніж на 3 °С вище зовнішньої температури повітря; для ЗРУ – 10 кВ така температура не нормується.

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено :

1. в залежності від напрямку руху повітря на робочому місці застосовувати приточну, витяжну або приточно-витяжну вентиляцію.

2. організація природної вентиляції (аерації).

### 13.3 Склад повітря робочої зони

Робочою зоною на підстанції є простір, який загороджено конструкціями промислових приміщень, що мають висоту 2 м над рівнем підлоги чи майданчика, на якому знаходяться місця непостійного перебування робочого персоналу. Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і дії на нього ряду шкідливих факторів, що здійснюється в процесі трудової діяльності людини. Кількість та границя допустимої концентрації шкідливих речовин на підстанції приведено в таблиці 13.2 Повітря робочої зони рідко має допустимий хімічний та іонний склад, так як більшість технологічних процесів супроводжуються виділенням в повітря виробничих приміщень шкідливих речовин: пари, газів, твердих часток, - та генеруванням різних випромінювань. Можливими забруднювачами є трансформатори, а саме трансформаторне масло, мастила, розчинники.

Таблиця 13.2 - Допустима концентрація шкідливих речовин на підстанції

№ п/п	Назва шкідливих речовин	Кількість речовини, що виділяються ( тон/рік )	ГДК можливе	ГДК середнє	Клас небезпечності
1	Оксид вуглецю	0,34	3	1	4
2	Діоксид азоту	0,46	0,085	0,085	2
4	Зварювальний аерозоль	0,00673	-	-	4
5	Масло нафтове	0,004	-	-	4
6	Пари бензину	0,026	0,5	0,05	4
7	Дерев'янистий пил	0,00186	6	6	4

Забруднення повітря призводить до зниження працездатності та погіршення умов праці людини. Шкідлива дія забрудненого повітря викликається не лише первинними компонентами промислових викидів,

але й новими токсичними речовинами, що з них утворилися.

Для забезпечення складу повітря робочої зони потрібно здійснювати якісну вентиляцію (прівітрюваність) приміщення. Для захисту працівників від шкідливих випарів при роботі з токсичними речовинами потрібно використовувати респіратори та противогази.

#### 13.4 Виробничий шум

За своєю природою шум є пружним коливанням твердих тіл, газів та рідин. Джерелом шуму на підстанції є: трансформатори, компресори, синхронні компенсатори, які створюють механічний шум. Шум шкідливо впливає на здоров'я та працездатність людини і заважає сприйняттю корисної інформації. При систематичному впливі шум притуплює слух, порушує роботу серця та центральної нервової системи, змінює кров'яний тиск. На робочих місцях шум даної підстанції є непостійним, еквівалентний рівень якого становить 80 дБ.

При розробці технологічних процесів, проектуванні, виготовленні та експлуатації машин, виробничих приміщень, а також організації робочого місця слід виконувати усі необхідні заходи по зниженню шумів, що впливають на людину на її робочому місці.

Захист від шкідливої дії шуму проводиться такими методами:

- усунення коливань у джерелі виникнення; ретельне балансування обладнання, мас, які обертаються;
- усунення коливань на шляху розповсюдження шляхом звукоізоляції, звукопоглинання, встановлення багатошарових огорож;
- організаційно-технологічні рішення: своєчасне і якісне проведення планово-попереджувальних ремонтів, контроль за правильною експлуатацією, вибір мало шумних технологій;

- установлення кожухів та екранів;
- використання віброізолюючих фундаментів і амортизаторів під обладнання для перешкодження передачі вібрацій на будівельні конструкції;
- облицювання звукопоглинаючими матеріалами стін і стелі приміщень ТП.

На підприємстві має бути забезпечено контроль шуму на робочих місцях не рідше одного разу на рік.

### 13.5 Виробничі вібрації

Відповідно [5,19] нормуються допустимі величини віброшвидкості (м/с) чи віброприскорення (м/с<sup>2</sup>), або логарифмічні рівні віброшвидкості

$$L=20\lg(V_1/V_0), \text{ дБ} \quad (13.1)$$

де  $V_1$  – середньоквадратичне значення віброшвидкості за повний період часу, м/с,  $V_0 = 5 \cdot 10^{-8}$ , м/с – вихідне значення віброшвидкості залежно від частоти коливань, їх виду (транспортні, транспортно-технологічні, технологічні, вібрації робочого інструменту чи робочих місць), напрямку (X, Y, Z) і часу дії протягом зміни.

Джерелами вібрацій в умовах, що розглядаються в проекті, являються вентиляційна установка, яка відноситься до типу загальної вібрації, а також, технологічна вібрація – робота трансформатора.

Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях приведені у таблиці 13.3

Таблиця 13.3 - Допустимі рівні вібрації на постійних робочих місцях

Вид вібрації	Октавні полоси з середньгеометричними частотами, Гц									
	2	4	8	16	31, 5	63	125	250	50 0	100 0
Загальна вібрація: на постійних робочих місцях в виробничих приміщеннях	$\frac{1,3^*}{108}$	$\frac{0,45}{99}$	$\frac{0,22}{93}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	$\frac{0,2}{92}$	-	-	-	-

В чисельнику середньоквадратичне значення вібрації,  $\text{м/с} \cdot 10^{-2}$ , в знаменнику – логарифмічні рівні вібрації, дБ.

Для зменшення дії вібрацій, згідно з [18], проектом передбачено:

- вентиляційні установки, які є основними джерелами вібрації, встановлені на віброізолюючих амортизаторах і окремих фундаментах;
- використання гнучких вставок між вентиляторами та газоходами;
- вибір оптимальних швидкостей руху повітря і теплоносія.
- застосування засобів індивідуального захисту, а саме рукавиці і перчатки, вкладиші і прокладки [20], віброзахисне взуття з пружнодемпферуючим низом.

### 13.6 Пожежна безпека

Умовами виникнення пожеж в електроустановках є одночасне поєднання трьох факторів: горючого середовища, наявності окислювача (кисень) та джерела запалювання. Горючим середовищем є електроізоляційні матеріали, які горять при температурі 120 – 550 °С ,

трансформаторні масла, розчинники, мастила. Джерелом запалювання є великі струми витоку на землю, електрична дуга в місці замикання, перевантаження струмоведучих частин, контакт розжарених поверхонь нагрівальних приладів. Струми короткого замикання або струми витоку на землю створюють:

- дуги з температурою для міді 2000 °С, для алюмінію – 1800 °С;
- місцевий нагрів контактних поверхонь у місцях з'єднання струмоведучих частин – до 500 °С;
- загальний нагрів провідників при проходженні струмів перевантаження або короткого замикання: тривалого – до 70 °С, короткочасного – до 300 °С.

Даний об'єкт відноситься до категорії Г за пожежною небезпекою (негорючі рідини і матеріали в холодному стані).

### 13.7 Технічні рішення системи запобігання пожежі

Запобігання появі джерела запалювання забезпечується дотриманням нормального режиму роботи мережі, споживачів та застосування надійного електрозахисту. Найбільш пожежонебезпечним обладнанням підстанції є понижувальні трансформатори та трансформатори власних потреб з масляним охолодженням, масляні вимикачі, покриття з пластика ( всередині споруд ), корпуси реле та інших приладів, які виготовлені з пластмас, фарбовані покриття стін, огорож тощо.

Запобігання пожежі здійснюється наступними заходами:

- недопущення проникнення горючих речовин в повітря приміщень за допомогою ущільнення, герметизації, провітрювання;
- застосування негорючих та важкогорючих речовин, обладнання, конструкцій, споруд, будівель;
- обмеження кількості горючих речовин та продуманим розміщенням;



- ізоляцією горючого середовища в окремих спеціальних приміщеннях або на відкритих площинах.

Для забезпечення пожежної безпеки на підстанції, разом із технічними, застосовуються і організаційні заходи, до яких входять:

- вивчення робітниками підстанції правил техніки безпеки;
- створення пожежно-технічної комісії на підстанції;
- розробка та реалізація норм та правил пожежної безпеки для об'єкту, встановлення пожежної сигналізації;

Особа, призначена відповідальною за протипожежний стан обладнання (головний електрик, інженерно-технічний працівник відповідної кваліфікації), зобов'язана:

- організовувати і проводити профілактичні огляди та планово-попереджувальні ремонти електрообладнання, а також своєчасне усунення порушень, які можуть призвести до пожежі;

- забезпечувати правильність застосування обладнання, кабелів, електропроводок залежно від класу пожежонебезпечності зон і умов навколишнього середовища, а також справний стан апаратів захисту від короткого замикання, перевантажень та інших небезпечних режимів роботи;

- організовувати навчання та інструктажі чергового персоналу з питань пожежної безпеки під час експлуатації електроустановок.

### 13.8 Технічні рішення системи протипожежного захисту

Понижувальна підстанція відноситься до III ступеня вогнестійкості [20]. Це будівлі з несучими та відгороджуючими конструкціями з природних та штучних кам'яних матеріалів, бетону або залізобетону із застосуванням листових та плиткових негорючих матеріалів. В покриттях будівель допускається застосування незахищених металевих конструкцій. Обмеження розповсюдження пожежі досягається за рахунок протипожежних перешкод: негорючі перекриття та протипожежні стіни, які

розділяють споруду або відділяють пожежонебезпечні ділянки; протипожежні зони – негорючі смуги (покриття шириною 6 м, які проходять через споруду). В таблиці 13.4 наведено мінімальні межі вогнестійкості будівельних конструкцій (в год.) та мінімальні межі розповсюдження полум'я (в см) для III ступеня вогнестійкості будівель.

Таблиця 13.4 - Межі вогнестійкості будівельних конструкцій та розповсюдження полум'я

Ступінь вогнестійкості будівель	Стіни				Коло ни	Драбин ні площад ки, балки	Плити, настили	Елементи покриття	
	несучі	самоне сучі	зовні шні	внутрі шні				плити, настил	балки, рами
III	2	1	0,25	0,25	2	1	0,75	0,25	0,25

В якості первинних засобів пожежегасіння на підстанції площею близько 1000 м<sup>2</sup> застосовуються один протипожежний щит:

- порошкові переносні вогнегасники ВП-5 - 3 шт.;
- пожежний інвентар (покривало з негорючого теплоізоляційного полотна - 2×2 м<sup>2</sup>, совкові лопати – 2 шт., гаки – 3 шт., ломы – 2 шт., сокири – 2 шт.);
- один резервуар із сухим піском (місткістю 1 м<sup>2</sup> та укомплектовані совковою лопатою).

Для визначення видів та кількості первинних засобів пожежегасіння слід врахувати фізико-хімічні та пожежонебезпечні властивості горючих речовин, їх взаємодію з вогнегасниками речовинами, а також розміри площ виробничих приміщень, відкритих майданчиків та установок.

Пожежі, що виникли на підстанції, гасяться підрозділами державної пожежної охорони.

## 14 ОЦІНКА СТІЙКОСТІ РОБОТИ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ВІННИЦЬКОГО ЖИТЛОВОГО МІКРОРАЙОНУ. В УМОВАХ ДІЇ ІОНІЗУЮЧИХ ВИПРОМІНЮВАНЬ ТА ЕЛЕКТРОМАГНІТНОГО ІМПУЛЬСУ

14.1 Дія іонізуючих випромінювань та електромагнітних імпульсів на енергетичні системи.

Оцінка стійкості роботи об'єкта в надзвичайній ситуації (НС) мирного та воєнного часу має велике значення, тому що вона дозволяє не тільки оцінити можливі втрати, нанесені об'єкту, але й розробити комплекс заходів, направлених на підвищення його стійкості.

Оцінка стійкості роботи об'єкта може бути проведена за допомогою моделювання його ураження при дії деяких еквівалентних факторів ураження, що враховують можливі наслідки руйнувань, пожеж і уражень людей у НС мирного та воєнного часу.

При оцінці стійкості потрібно приймати до уваги такі положення :

1. Оцінка стійкості роботи ОНГ передбачає максимальні значення факторів ураження.

2. Стійкість роботи об'єкта в цілому визначається стійкістю роботи кожного елемента ОНГ окремо. Як правило, зі всієї сукупності елементів ОНГ вибираються ті, без яких неможливий випуск продукції (функціонування ОНГ).

3. Обов'язково повинна враховуватись можливість виникнення на ОНГ повторних факторів ураження.

Дія радіації на матеріали і деталі апаратури залежить від виду випромінювання, дози радіації, природи опроміненої речовини та умов навколишнього середовища.

ЗТП 10/0,4 кВ складається з таких основних частин: двох трансформаторів (ТМ - 1000/10), ЗРП – 0,4 кВ, приміщення з шафами

релейного захисту і автоматики, приміщення чергового персоналу та мережі власних потреб.

Найбільш чутливим елементом трансформаторної підстанції до дії електромагнітного імпульсу є струмоведучі мережі власних потреб. Внаслідок дії електромагнітного імпульсу в струмоведучих частинах може наводитися напруга, яка призведе до пошкодження ізоляції, як у самій мережі власних потреб, так і елементів, які вона обслуговує. Що в свою чергу може вивести з ладу всю підстанцію.

В енергетичних системах використовуються елементи, до складу яких входять матеріали: метали, неорганічні матеріали, напівпровідники та різні органічні сполуки (діелектрики, смоли та ін.). Серед цих матеріалів метали найбільш чутливі до радіації, оскільки їм властива висока концентрація вільних носіїв.

Отже, оцінювати стійкість роботи системи електропостачання є важливою складовою при проектуванні кожного не залежно від типу та призначення проектного об'єкту. Адже кожна система електропостачання має забезпечувати надійність та стійкість в різних надзвичайних ситуацій.

#### 14.2 Оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції в умовах дії іонізуючих випромінювань

За критерій стійкості приймається максимальне значення дози радіоактивного опромінення. Функціонування РЕА при дії іонізуючих випромінювань залежить від стійкості її окремих елементів.

Таблиця 14.1 – Результати стійкості роботи РЕА

№	Блоки	Елементи РЕА	Дгр , Р	Дгр , Р
1	Блок живлення	Транзистори	$10^4$	$10^4$
		Діоди	$10^5$	
		Резистори	$10^7$	
		Конденсатори	$10^9$	
		Мікросхема	$10^5$	
		Діалектричні матеріали	$10^{10}$	
2	Блок управління	Резистори	$10^8$	$10^4$
		Конденсатори	$10^9$	
		Транзистори	$10^4$	
		Напівпровідники	$10^6$	
		Мікросхема	$10^5$	

За критерій стійкості приймається Дгр – мінімальне значення дози радіоактивного випромінювання для всіх елементів. В нашому випадку

$$Дгр = 10^4 \text{ Р.}$$

Тепер визначимо можливу дозу опромінення:

$$D_m = \frac{2 \cdot P_1 (\sqrt{t_k} - \sqrt{t_n})}{K_{\text{носл}}} \quad (\text{Р}) \quad (14.2)$$

Тоді можлива доза опромінення буде дорівнювати:

$$\ddot{A}_i = \frac{2 \cdot 6,7 (\sqrt{30000} - \sqrt{1})}{2} = 1153,8 \quad (\text{Р})$$

Так як  $D_m > Дгр$  то РЕА в енергетичній системі буде працювати стійко.

Визначимо допустимий час:

$$t_{\ddot{a}} = \frac{(\ddot{A}_{\ddot{a}0} \cdot \hat{E}_{\ddot{a}\ddot{a}} + 2 \cdot D_1 \sqrt{1})}{2 \cdot D_1} \quad (\ddot{a} \ddot{a}) \quad (14.3)$$

$$t_{\ddot{a}} = \frac{(10^4 \cdot 2 + 2 \cdot 6,7 \cdot \sqrt{1})}{2 \cdot 6,7} = 67044,9 \quad (\ddot{a} \ddot{a})$$

Отж, електрична апаратура буде працювати стійко, оскільки допустима доза радіоактивного випромінювання є більшою за максимальну дозу іонізуючого випромінювання яке може діяти на елементи системи.

### 14.3 Оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції в умовах дії електромагнітного імпульсу

За критерій стійкості роботи СЕП або окремих її елементів в умовах дії електромагнітного імпульсу можна прийняти коефіцієнт безпеки:

$$K_B = 20 \cdot \lg \frac{U_D}{U_{B(\Gamma)}} \geq 40 \text{ (дБ)} \quad (14.4)$$

де  $U_D$  – допустиме коливання напруги живлення, В

$U_{B(\Gamma)}$  – напруга наведена за рахунок електромагнітних випромінювань у вертикальній (горизонтальній) струмопровідних частинах, В.

Вхідні дані. Вертикальна складова напруженості електричного поля,

$$E_B = 12,8 \text{ (кВ/м)}$$

Напруга живлення,  $U_{\text{ж}} = 12, 220, 380 \text{ (В)}$ .

Напруга наводки:

$$U_{\Gamma 1} = E_{B1} \cdot l_{\Gamma 1} \text{ (кВ)} \quad (14.4)$$

де  $l_{\Gamma}$  – максимальна довжина горизонтальних струмоведучих частин схеми,  $l_{\Gamma} = 40 \text{ м}$ ,  $E_B$  – вертикальна складова напруженості електромагнітного імпульсу.

$$U_{\bar{A}} = \dot{A}_{\bar{A}} \cdot l_{\bar{A}} = 12,8 \cdot 40 = 512 \text{ (кВ)}$$

Допустиме коливання напруги живлення дорівнює

$$U_{\bar{A}1} = U_{\bar{A}1} + \frac{U_{\bar{A}1}}{100} \cdot N \text{ (В)} \quad (14.5)$$

де  $U_{\text{ж}}$  – напруга живлення ;

N – допустимі коливання.

$$U_{\dot{A}1} = 380 + \frac{380}{512} \cdot 5 = 383,5 \text{ (В)}$$

Визначаються коефіцієнти безпеки :

$$\hat{E}_{\dot{A}1} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\dot{A}1}}{U_{\dot{A}1}} \text{ (дБ)} \quad (14.6)$$

$$\hat{E}_{\dot{A}1} = 20 \cdot \lg \frac{383,5}{512000} = -62,5 \text{ (дБ)} < 40 \text{ (дБ)}$$

$$\hat{E}_{\dot{A}1} = 20 \cdot \lg \frac{U_{\dot{A}1}}{U_{\dot{A}1}} = 20 \cdot \lg \frac{383,5}{512} = -2,5 \text{ (дБ)} < 40 \text{ (дБ)}$$

Результати всіх інших розрахунків зведені у таблиці 14.2

Таблиця 14.2 – Результати розрахунків

№	Блок	Напруга живлення	Кбг, дБ	Кбв, дБ	Стійкість
1	Блок живлення	380 В	-62,5	-2,5	Не стійкий
2	Блок управління	220 В	-7,25	-7,25	Не стійкий

Так, як умова не виконується, то система власних потреб нестійка до дії електромагнітного імпульсу. Тому необхідно застосувати екранування, в якості матеріалу для екрану вибираємо сталь, для якої перехідне затухання визначається за формулою:

$$A = 5,2 \cdot t \cdot \sqrt{f} \quad (14.7)$$

де t – товщина стінки екрана, см ; f = 15000 (Гц)

Отже, визначимо з даної формули товщину стінки екрана для кожного елемента СЕП:

$$t_1 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} = \frac{108}{5,2 \cdot \sqrt{f}} = \frac{108}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,17 \text{ (см)},$$

$$t_2 = \frac{A}{5,2 \cdot \sqrt{f}} = \frac{114}{5,2 \cdot \sqrt{f}} = \frac{114}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,18 \text{ (см)},$$

Висновки: Таким чином в результаті проведеного аналізу визначено, що трансформаторна підстанція може попасти під дію іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу. В першому розділі були проаналізовані і визначені елементи та вузли, які не стійкі до дії цих факторів. В другому розділі приведено аналіз і дана оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції при дії іонізуючих випромінювань при цьому виявлено, що система працює стійко в заданих умовах. Оцінка стійкості роботи трансформаторної підстанції при дії електромагнітного імпульсу показала, що вона буде працювати стійко при застосуванні захисних сталених екранів товщиною 0,17, 0,18 см.



## ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської роботи на тему «Дослідження електропостачання промислово-житлового району із забезпеченням стандартної якості електроенергії. », виконана автоматизація знаходження оптимальних проектних рішень за допомогою електронного процесору Excel та програмного математичного засобу MathCad.

Прийняті та обґрунтовані наступні проектні рішення.

Для живлення мікрорайону вибрано двотрансформаторну ТП потужністю трансформаторів по 1000 кВА. Живлення ТП мікрорайону буде здійснюватися через дві КЛ типу ААБ-10, перерізом  $3 \times 70$  мм<sup>2</sup> прокладених у землі у трубах. Живлення кожного житлового будинку буде здійснюватись двоколовою кабельною лінією типу ААБ-0,4, перерізом  $4 \times 70$  мм<sup>2</sup> прокладеною в землі в трубах. За допомогою електронного процесору Excel, а саме за допомогою використання засобу ПОИСКРЕШЕНИЯ, було визначено оптимальні координати місця розташування ТП:  $X_0 = 82$  м,  $Y_0 = 25$  м. Для забезпечення норм п.2.11 [1], для розміщення ТП обрано місце із такими координатами -  $X_0 = 100$  м,  $Y_0 = 25$  м.

Для забезпечення умов енергосистеми прийняте наступне проектне рішення про потужності ККУ, та місця їх розміщення:

Для встановлення на першому ВРП1, обираємо ККУ-0,4-65/4-5-21УЗ, потужністю 65 кВар, для установки на ВРП2 обираємо ККУ-0,4-50/4-5-21УЗ потужністю 50 кВар, на ВРП3 ККУ-0,4-50/4-5-21УЗ потужністю 50 кВар, на ВРП4 ККУ-0,4-65/4-5-21УЗ потужністю 65 кВар, на ВРП5 ККУ-0,4-60/4-5-21УЗ потужністю 60 кВар.

Таким чином за допомогою засобів інформаційного та програмного забезпечення ми змогли виконати автоматизоване проектування системи електропостачання Вінницького житлового мікрорайону. Для вирішення даної задачі, ми розбивали її на декілька етапів.

Згідно даного принципу на кожному з етапів отримуються оптимальні рішення, що не гарантує в кінцевому результаті оптимального розв'язку по системі в цілому.

Тому, для покращення результату в цілому, ми в кожній задачі задавали обмеження, а також пов'язували їх між собою. Таким чином ми отримали необхідний і достатній опис проектованої СЕП.

Також були проведені розрахунки впливу іонізуючого випромінювання та електромагнітного імпульсу на роботу системи електропостачання.

## ЛІТЕРАТУРА

- 1 Матвійчук В.А. Методичні вказівки по оформленню дипломних робіт магістра для студентів ОКР «Магістр» спеціальності 8.10010101 «Енергетика сільсько-господарського виробництва» та студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка»/ Матвійчук В.А., Стаднік М.І., Рубаненко О.О. – Вінниця: ВНАУ, 2016. - 63 с.,
- 2 Матвійчук В. А. Електротехнології В АПК / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. П. Стаднійчук. – Вінниця: ТВОРИ, 2020. – 272 с. – (Навчальний посібник)., Матвійчук В. А.
- 3 Діагностування електрообладнання / В. А. Матвійчук, О. Є. Рубаненко, І. О. Гунько. – Вінниця: ТВОРИ, 2020. – 137 с. – (Навчальний посібник).
- 4 Інтелектуальні системи в електроенергетиці. Теорія та практика: навчальний посібник. / Стаднік М.І., Видмиш А.А., Штуць А.А., Колісник М.А. Вінниця: ТОВ «ТВОРИ», 2020. 332 с.
- 5 Основи інженерних методів розрахунків на міцність і жорсткість / [Г. М. Калетнік, М. Г. Чаусов, В. М. Швайко та ін.]. – Київ: «Хайт-Тек Прес», 2013. – 528 с. – (Підручник).
- 6 Калетнік Г. М. Біопалива. Ефективність їх виробництва та споживання в АПК України. / Г. М. Калетнік, В. М. Пришляк. – Вінниця: ВНАУ, 2008. – 192 с. – (Навчальний посібник).
- 7 Державні будівельні норми України. – К.: Академія, 2004. – 129 с.
- 8 Правила устрою електроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с
- 2 Державний стандарт України (ДСТУ 3463-96)
- 3 Государственной стандарт (ГОСТ 14209-97)
- 4 Методичні вказівки до виконання дипломних проектів (робіт) для студентів спеціальності 7.090603 „Електротехнічні системи електроспоживання” /Уклад. М.Й. Бурбело, А.М. Волоцький. - Вінниця, ВНТУ, 2007. – 45 с.
- 5 Гриб О.Г., Куцан Ю.Г, та інші. Методичні вказівки до виконання

розрахунково – графічної роботи з дисципліни «Електропостачання та енергозбереження». Навчальний посібник. – Харків, 2007. – 50с.

6 Бурбело М.Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник.- 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148с

7 Розрахунок собівартості електроенергії на промисловому підприємстві. Навчальний посібник. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 92 с.

8 Ю.Б. Айзенберг. Довідник по світлотехніці. – 3-е видання, - Москва, 2006. – 972с.

9 Г.М.Кноррінг. Довідник для проектування електричного освітлення. Ленинград. – 1960. – 343 с.

10 Федоров А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию, в 2-х т., - М.: Энергоиздат, 1987.

11 Рожков Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987.

12 В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов, та другие. Справочник по проектированию энергетических систем. – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

13 Я.О. Серіков. Основи охорони праці. Навчальний посібник для студентів вищих закладів освіти.- Харків, ХНАМГ, 2007.-227 с.

14 Кобилянський О.В., Терещенко О.П. Основи охорони праці. Лабораторний практикум. – Вінниця: ВНТУ, 2007. – 67 с.

15 Федеров А.А. Основы ЭПП. – Москва; Энергоиздат, 1987

16 Рогальський Б.С. Компенсація реактивної потужності. – Вінниця: ВДТУ, 2002, - 90 с.

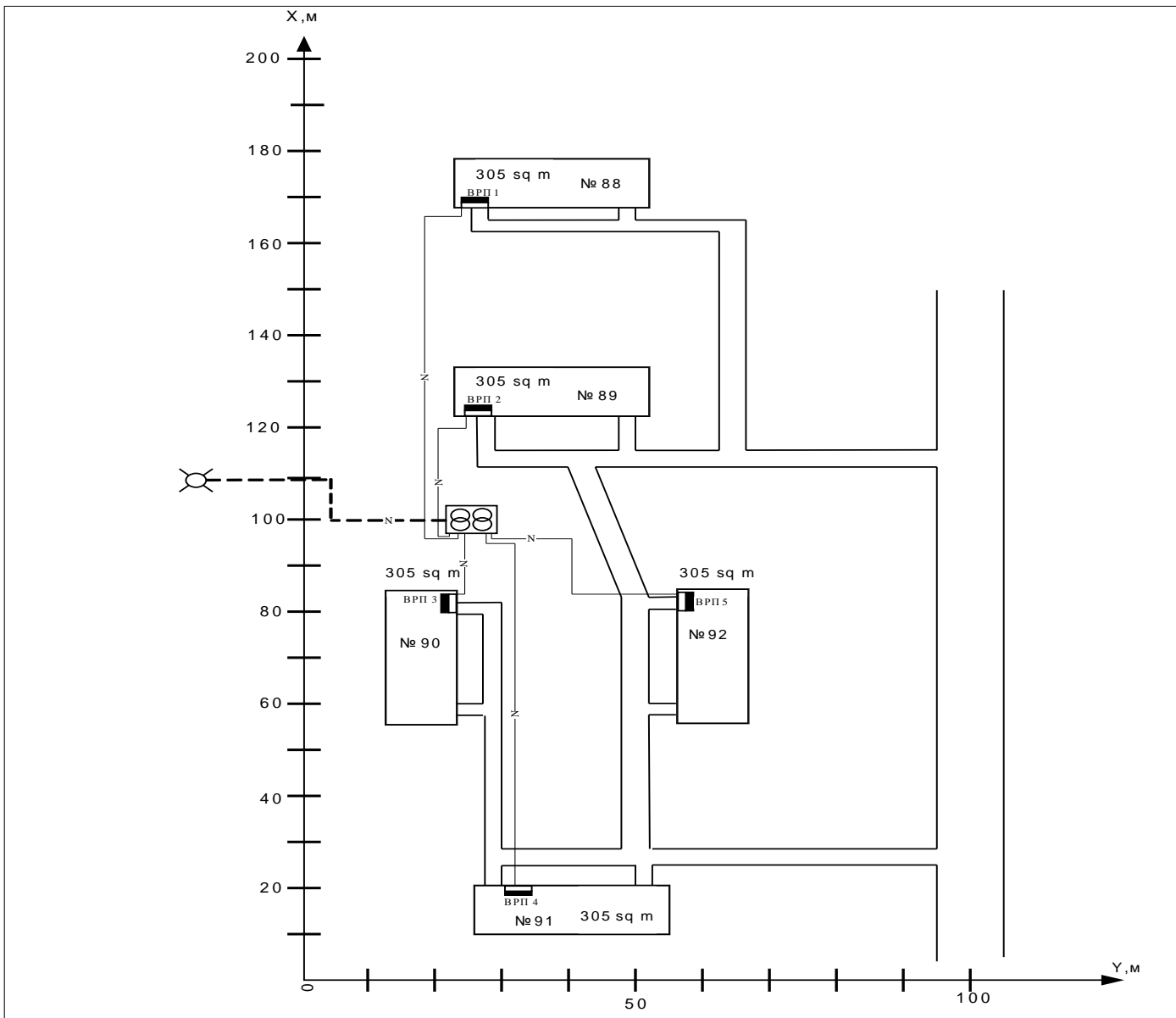
17 В.М. Ковальов, Конспект лекцій з дисципліни “Релейний захист та автоматики», - Харків:, ХНАМГ, - 2008. – 108 с.

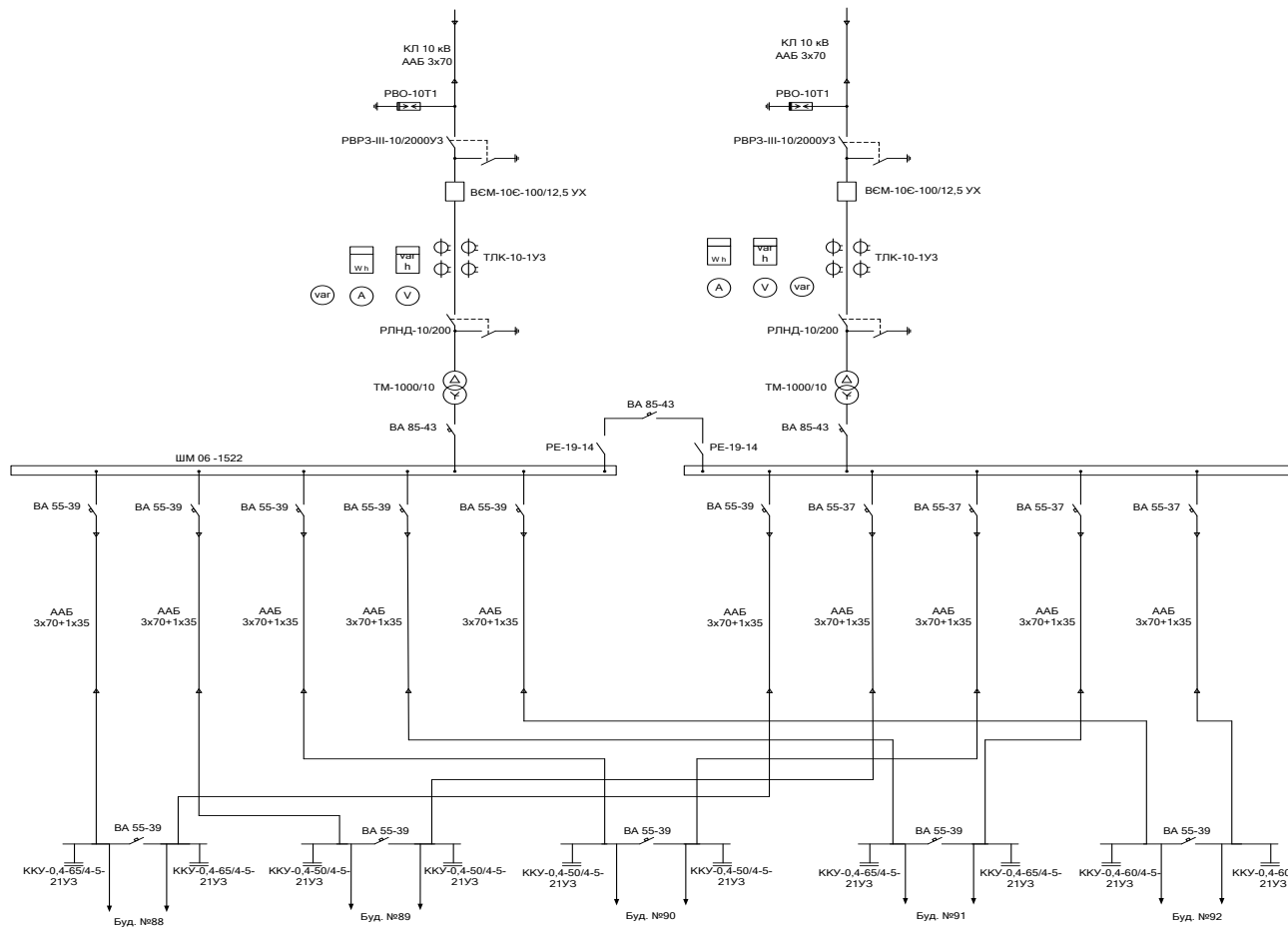
18 [http://docs.google.com/viewer=v&q=cachexZ\\_RUfvGud4Jwww.nbu.v.gov.uaportalnaturalSte2010\\_1staty40-44.pdf](http://docs.google.com/viewer=v&q=cachexZ_RUfvGud4Jwww.nbu.v.gov.uaportalnaturalSte2010_1staty40-44.pdf)

19 <http://www.mrmz.ru/price/elektro/transform.htm>

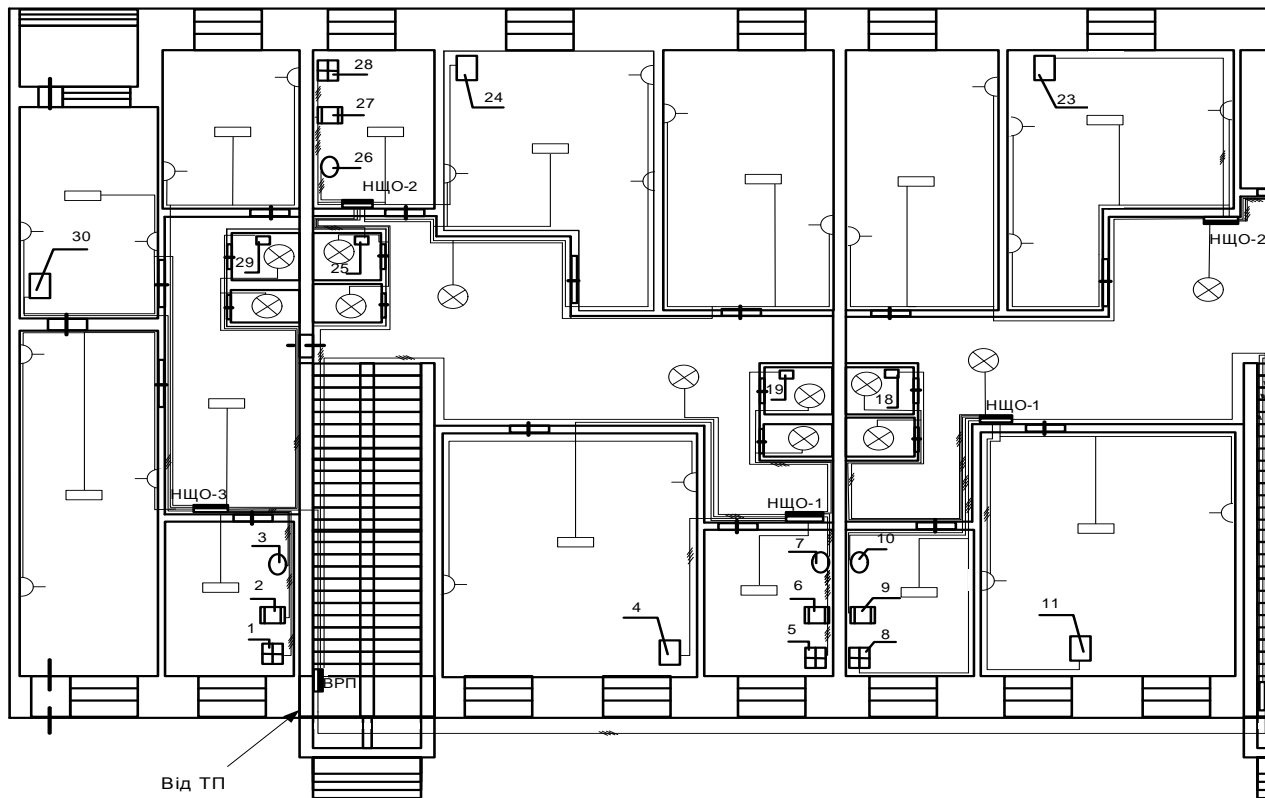
# Додатки

# Генеральний план Вінницького житлового мікрорайону.





## Силова мережа будинку



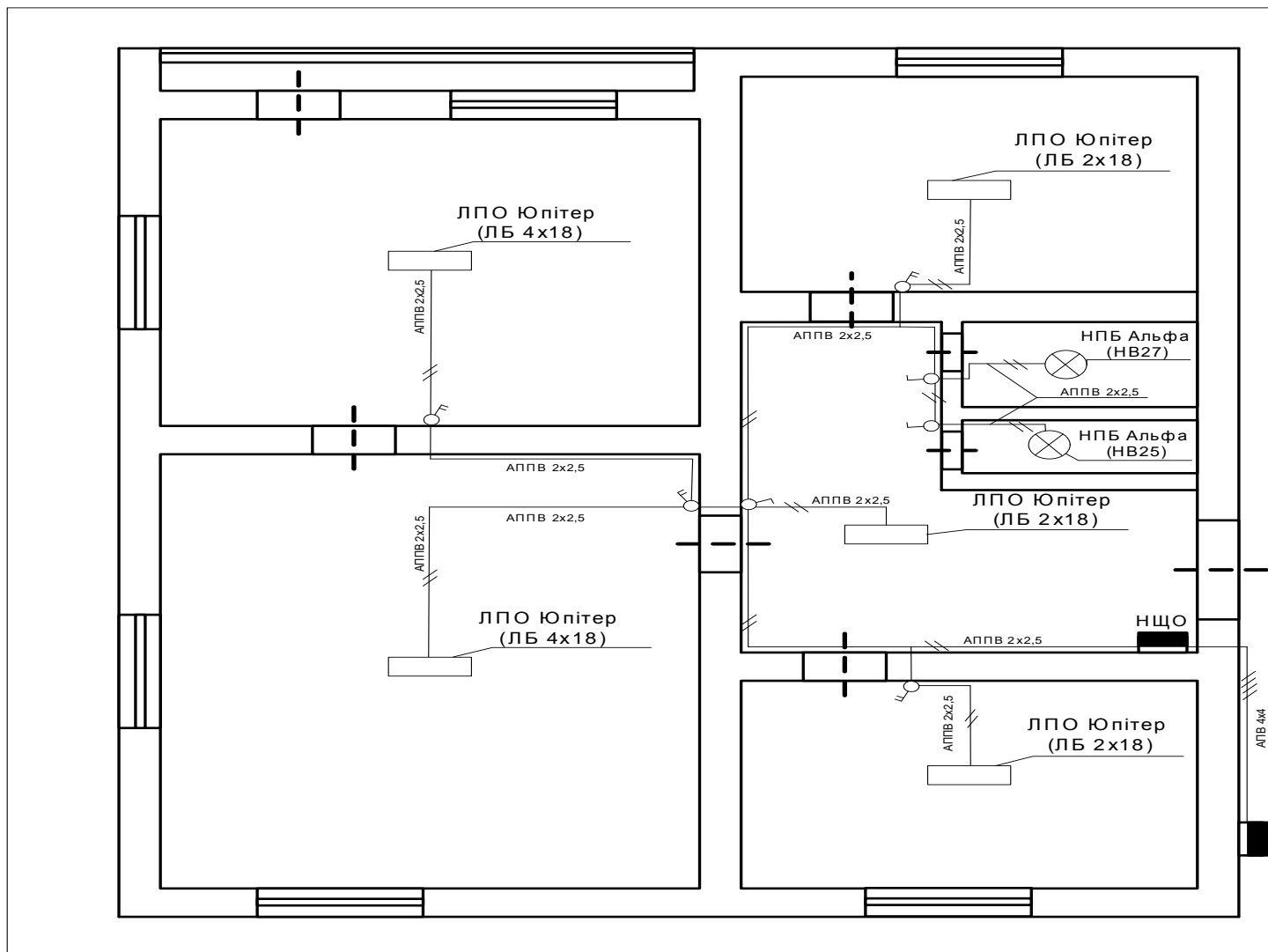
№	Найменування	Рн, кВт	Ім, А	Вимикачі
1,5,8,12,22,28	Електроплита	6	11,9	ВА 51-31
2,6,9,13,27	Електрокотел ЭКО М - 6/220	5	7,6	ВА 51-31
21	Електрокотел ЭКО М - 4/220	4	6,08	ВА 51-25
3,7,10,14,20,26	Електроводонагрівач SG 100R	1,2	1,8	ВА 51-25
16,17,18,19,25,29	Електрорушніткосушка	1,5	2,3	ВА 51-25
4,11	Електроконвектор	0,75	1,1	ВА 51-25
15	Електроконвектор	1	1,52	ВА 51-25
23,24	Електроконвектор	1,25	1,9	ВА 51-25
30	Електроконвектор	1,5	2,3	ВА 51-25



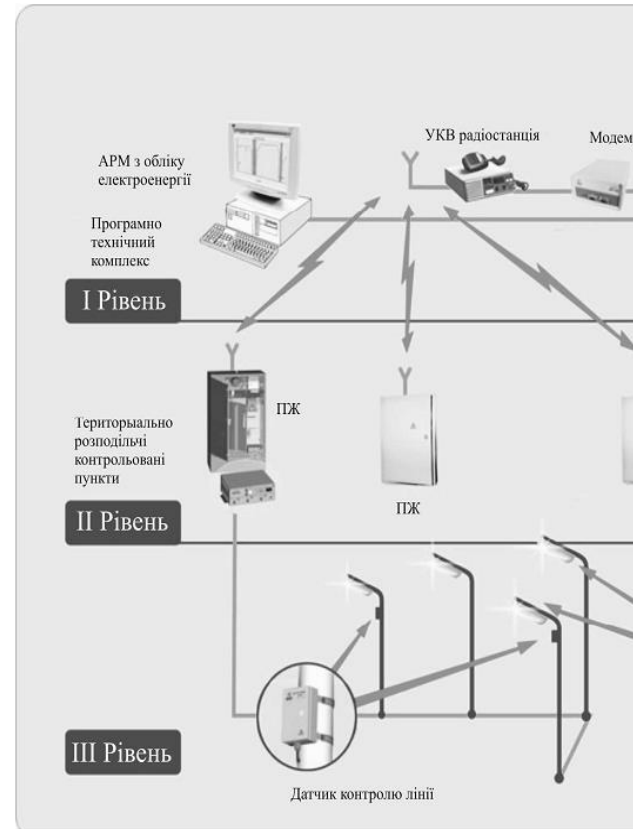
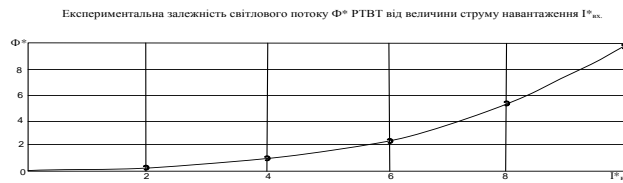
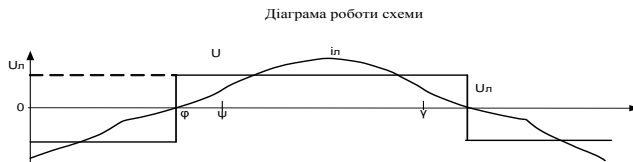
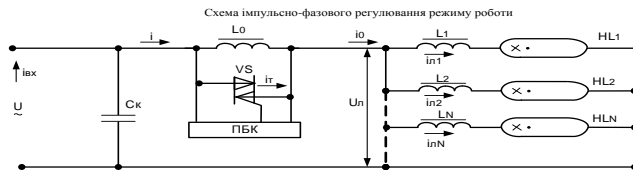
## Розрахунково-монтажна таблиця

ТП	Закрит						Струмоведача лінія					Закрит						Розподільна лінія						Закрит						Розподільна лінія																																						
	Тип авт	I <sub>н</sub> , А	I <sub>св</sub> , А	I <sub>н</sub> , А	I <sub>св</sub> , А	I <sub>н</sub> , А	Спосіб прокладки	Марка і переріз	I <sub>н</sub> , А	НЩО	Тип авт	I <sub>н</sub> , А	I <sub>св</sub> , А	I <sub>н</sub> , А	Спосіб прокладки	Марка і переріз	I <sub>н</sub> , А	НЩО	Тип авт	I <sub>н</sub> , А	I <sub>св</sub> , А	I <sub>н</sub> , А	Спосіб прокладки	Марка і переріз	I <sub>н</sub> , А	НЩО	Тип авт	I <sub>н</sub> , А	I <sub>св</sub> , А	I <sub>н</sub> , А	Спосіб прокладки	Марка і переріз	I <sub>н</sub> , А	НЩО																																		
ТП																																																																				
	BA 55-39	250	200	314,6	135,3	В землі	2xAAAB(3x70+1x35)	317,4	ВВГ	BA 51-31	100	111,6	15,2	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6	64,4		НЩО-1	BA 51-31	100	85,5	11,4	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	8,1	1,1	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	57	7,6	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	13,7	1,8	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	17,1	2,3	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		AE2040M	63	35	16,01	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8		AE2040M	12,5	5	3,64	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8		
											BA 51-31	100	133,7	22,52	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6	64,4		НЩО-3	BA 51-31	100	85,5	11,4	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	57	7,6	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	13,7	1,8	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	17,1	2,3	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	17,1	2,3	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		AE2040M	63	35	28,25	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8		AE2040M	12,5	5	3,64	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8	
											BA 51-31	100	131,1	21,7	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6	64,4		НЩО-2	BA 51-31	100	17,1	2,3	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	17,1	2,3	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	13,7	1,8	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	57	7,6	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		BA 51-31	100	85,5	11,4	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x6-1x4		AE2040M	63	35	22,37	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8		AE2040M	12,5	5	3,64	По стіні під шпунтуванням	АІВ 2x8	
											BA 51-31	100	224,4	52,76	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x25+1x16	161		НЩО-6	BA 51-31	100	111,6	15,2	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6		BA 51-31	100	133,7	22,52	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6		BA 51-31	100	131,1	21,7	По стіні під шпунтуванням	ABBГ 3x10-1x6																													

# Схема освітлення квартири



## Енергозбереження за рахунок зовнішнього освітлення



Структура автоматичної системи управління зовнішнім освітленням

Показники	<u>Позначення</u>	Величина показників	Одиниця вимірювання
Кількість корисної споживаної підприємством <u>ел. енергії</u>	<u>E<sub>a</sub></u>	2866444	<u>кВт·год.</u>
Річне споживання <u>ел. енергії</u> з урахуванням втрат	E	2917958	<u>кВт·год.</u>
Плата <u>ен. системі</u> за <u>ел. енергію</u> :	П	671,13	<u>тис. грн.</u>
Річні витрати на передавання і розподіл <u>ел. енергії</u>	<u>C<sub>п</sub></u>	287,17	<u>тис. грн.</u>
Сумарні витрати підприємства	<u>C<sub>сум</sub></u>	1397,85	<u>тис. грн.</u>
Собівартість електроенергії	S	48,77	<u>коп/кВт·год.</u>