

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра “Електроенергетики”

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

НА ТЕМУ:
Електропостачання житлового району міста

Виконав студент гр. ЕТмдн-01Гл

Смик О.М.

Керівник роботи

Лебедка С.М.

Консультант з
економічної частини

Маценко О.М.

Нормоконтроль

Никифоров М.А.

Глухів 2021

Сумський державний університет

ЦЗДВН

Кафедра електроенергетики

Спеціальність: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедрою _____

«__» _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську роботу студента

Смик О.М.

1. Тема роботи: Електропостачання житлового району міста
затверджена наказом по університету № _____ від _____
2. Дата здачі роботи _____ 2021р.
3. Початкові дані проекту: Джерело живлення, точка підключення, категорія електропостачання, розміри будівлі.
4. Зміст пояснювальної записки: Розрахунок навантаження, вибір провода. Розрахунок струму короткого замикання. Розрахунок заземлення. Вибір електрообладнання, розрахунок блискавки захисту, розрахунок повної собівартості продукту, що проектується.
5. Перелік графічного матеріалу: Схема електрична принципова групової мережі, схема заземлення та грозозахисту, схема електромережі, розрахункова схема для вибору провідників, таблиці матеріалів і комплектуючих та калькуляції і собівартості продукції.

6. Консультанти:

Розділ	Керівник	Завдання видав	Завдання прийняв
Економіка	Маценко О.М.		

7. Дата видачі завдання

Керівник роботи _____
(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____
(підпис)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Найменування етапів дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту
1	Пошук літератури	20.09.2021
2	Огляд літератури	01.10.2021
3	Розрахунок електропостачання	25.10.2021
4	Виконання креслення	01.11.2021
5	Розрахунок економічної частини	15.11.2021
6	Розрахунок охорони праці	25.11.2021
7	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2021

Студент-дипломник _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 84, рис. 6, табл. 12

Бібліографічний опис: Смик, О.М. Електропостачання житлового району міста [Текст]: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня магістра; спец.: 141 - електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / О.М. Смик; керівник С.М. Лебедка. - Суми: СумДУ, 2021. – 84 с.

Ключові слова: лінія електропередавання, трансформатор, напруга; линия электропередачи, трансформатор, напряжение; power line, transformer, voltage.

Розроблена система розвитку електропостачання житлової зони.

У проекті визначені розрахункові електричні навантаження на вводах житлових будинків, комунальних споруд, вуличного і внутрішньо-квартирного освітлення. Обрані: схема розподільної мережі 0,4 кВ і 10 кВ, міські трансформаторні підстанції, кабельні лінії. Проведено розрахунок СКЗ і вибрано устаткування ПС, РП і ТП. Вибрані засоби захисту релейного захисту. Проведено аналіз впливу небезпечних і шкідливих виробничих факторів на обслуговуючий персонал, а також економічне обґрунтування системи електропостачання району.

Зміст

Перелік скорочень.....	7
Вступ.....	8
1. Розрахунок системи електропостачання району	10
1.1 Характеристика району міста, що проектується.....	10
1.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів мікрорайону.....	12
1.3 Вибір схем побудови електричних розподільчих мереж	30
1.4 Вибір числа і потужності міських ТП у мікрорайоні.....	37
1.5 Розрахунок навантажень району.....	44
1.6 Вибір варіантів схем розподільчої мережі 10 кВ.....	45
1.7 Розрахунок електричної мережі.....	50
1.8 Розрахунок мережі 10 кВ.....	57
2. Охорона праці.....	62
2.1 Охорона праці при будівництві і монтажі ПС.....	62
2.2 Захист ПС від прямих ударів блискавки.....	66
2.3 Розрахунок висоти блискавковідводу і радіус його захисту.....	67
3. Розрахунок економічних показників мережі	70
3.1 Загальні відомості.....	70
3.2 Визначення суми капітальних вкладень і річних експлуатаційних витрат.....	71
3.3 Розрахунок сумарної вартості втрат електроенергії.....	77
3.4 Розрахунок питомих показників спроектованої мережі.....	79
ВИСНОВКИ	83
Перелік використаної літератури.....	84

					<i>MP 5.8.141.257 ПЗ</i>			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Смик				Електропостачання житлового району міста	Лит.	Лист	Аркуші
Перевір.	Лебедка						5	
Реценз.						<i>СумДУ ЕТмдн-01Гл</i>		
Н. Контр.	Никифоров							
Затвердив.	Лебединський							

Перелік скорочень

- ВН - вища напруга.
- ВРУ - ввідно-розподільчий устрій.
- ДГР - дугогасний реактор.
- КЗ - коротке замикання.
- КЛ - кабельна лінія.
- НН - нижча напруга.
- ПС - підстанція.
- РП - розподільчий пункт.
- РУ- розподільчий устрій.
- СН - середня напруга.
- Т - силовий трансформатор.
- ТН - трансформатор напруги.
- ТП - трансформаторна підстанція.
- ТС - трансформатор струму.
- ТЕЦ - теплоелектоцентраль.
- ЦЖ - центр живлення.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						4
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Вступ

Сучасні умови нормального функціонування комунально-побутового господарства великого міста зв'язані з постійним розширенням і ускладненням його інженерних пристроїв і в першу чергу систем електропостачання. Розвиток і укрупнення міст, підвищення рівня електрифікації міського господарства і побуту приводять до необхідності будувати нові електричні мережі чи підвищувати пропускну здатність існуючих. У зв'язку з фундаментальним значенням електропостачання для життя сучасного великого міста і нестачею палива, у даний час приділяють велику увагу проблемі паливно-енергетичного балансу районів і промислово-житлових агломерацій, питанням оптимізації електропостачання з обліком найближчої і віддаленої перспективи. Питання оптимальної побудови систем електропостачання великих міст здобувають також особливу актуальність через зміну принципів містобудування.

Міська електрична мережа, як технічне спорудження, є дуже дорогим по витраті грошових коштів, міської території і по експлуатаційних витратах. Тому, задачі економічних витрат палива, коштів і кольорового металу, забезпечити належну якість електричної енергії, надійність електропостачання споживачів при найменших втратах.

Система електропостачання великих міст характеризується розгалуженими мережами з численними споживачами, а також значним числом джерел. Відповідно до сучасних містобудівних концепцій, що більш повно враховують проблеми охорони навколишнього середовища, прогресивним для нових районів є виділення промислових зон і агломерацій у виді багатоцільових будівельних комплексів, інженерно-технічних утворень по постачанню технічної води, тепла і електроенергії. При реконструкції сформованих міст, зазначений планувальний принцип виділення промислових зон і житлової частини також знаходить все більше поширення. Аналогічна і закордонна практика.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						5
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розділ 1. Розрахунок системи електропостачання району

1.1 Характеристика району міста, що проектується.

Основним споживачем електроенергії в запроектованому районі є житлова зона. Житловий район забудовується 9-ти, 16-ти поверховими житловими будинками. Район містить у собі необхідну соціальну інфраструктуру: житлові будинки, комунально-побутові підприємства, школи, дитячі сади, лікарні, магазини, ринки, кафе-їдальні, комбінат побутового обслуговування і ін.

Район газифікується. Теплопостачання району - централізоване, від центральної котельні. У мікрорайоні запроектований теплорозподільчий пункт ТРП-130Х. Найближчим джерелом електропостачання району є підстанція 110/10 кВ, що розташована на північ від границі району.

Оскільки район забудови є новим, то величину напруги розподільчої мережі середньої напруги запроектованого району приймаємо 10 кВ, а величину напруги розподільчої мережі нижчої напруги приймаємо 380/220 В.

Більш докладно питання вибору номінальних напруг запроектованої системи будуть розглянуті у відповідних розділах проекту.

Ситуаційний план запроектованої системи електропостачання приведений на листі 1. Даний лист служить для прив'язки до ПС 110/10 кВ трас живильних і розподільчих мереж 10 кВ (розташування РП, ТП і кабельних ліній на плані району).

На генеральному плані мікрорайону (лист 2) показане розташування житлових будинків, громадських споруд, комунально-побутових підприємств, торгових підприємств. Експлікація житлових будинків і громадських споруд мікрорайону приведена в таблицях 1.1 і 1.2 відповідно.

Детальне розроблення мережі електропостачання 10 кВ і 0,4 кВ виконаємо на прикладі мікрорайону.

У процесі виконання проекту будемо вирішувати наступні задачі:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		6

По розділу 1:

- розрахунок електричних навантажень споживачів;
- вибір схеми мереж середньої і нижчої напруги;
- розрахунок мереж середньої і нижчої напруги;
- розрахунок СКЗ і вибір устаткування ПС, РП і ТП;
- розрахунок компенсації ємнісних струмів замикання на землю;
- вибір засобів релейного захисту, автоматики і телемеханіки.

По розділу 2:

- охорона праці при будівництві і монтажі ПС;
- розрахунок висоти блискавковідводу і радіус його захисту;
- розрахунок небезпечної зони при роботі автомобільного крана типа КС-4561

По розділу 3:

- розрахунок техніко-економічних показників спроектованої мережі.

1.2 Розрахунок електричних навантажень споживачів мікрорайону

1.2.1 Обґрунтування методів розрахунку електричних навантажень.

Вихідними даними для розрахунку електричних навантажень мікрорайону є архітектурно-планувальне креслення. Як вихідні дані вказується серія будинку, кількість квартир із вказаною кількістю кімнат і їхньою площею, житлова площа, загальна площа, кількість ліфтів і потужність двигунів, джерело готування їжі (газові чи електричні плити) і потужність електричних плит, а також відповідні технічні дані для громадських будинків.

Експлікація житлових будинків приведена в табл. 1.1, експлікація громадських будинків приведена в табл. 1.2. Там же зазначені вихідні дані, необхідні для розрахунку електричних навантажень. У графі 3 табл. 1.2 зазначені дані, узяті з індивідуальних або серійних проектів зазначених об'єктів.

Дані таблиць 1.1 і 1.2 є вихідними для розрахунку електричних навантажень мікрорайону.

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						7
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

В даний час при проектуванні систем електропостачання застосовують кілька методів розрахунку електричних навантажень:

- метод коефіцієнта попиту;
- метод упорядкованих діаграм (метод коефіцієнта максимуму і коефіцієнта використання);
- метод питомих навантажень і ін.

При проектуванні міських і селищних електричних мереж відповідно до діючої нормативної документації [1,2], застосовують метод питомих навантажень: кВт/кв (од. площі, од. продукції і т.д.) для визначення навантажень квартир і громадських будинків; і метод коефіцієнта попиту (K_n) - для визначення навантаження силових електроприймачів (електродвигуни ліфтів, насосів, вентиляторів і ін.). При розробці системи електропостачання, зазначеної в завданні, будемо використовувати першу методику.

1.2.2 Розрахунок навантажень житлових будинків.

1.2.2.1 Порядок розрахунку:

Відповідно до п. 2.4 [1] розрахункове навантаження житлового будинку (квартир і силових електроприймачів) визначається по формулі:

$$P_{P.Ж.Б} = P_{КВ} + 0,9 \cdot P_C, \text{ кВт} \quad (1.1)$$

де $P_{КВ}$ - розрахункове навантаження електроприймачів квартир, кВт;

P_C - розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку, кВт.

У свою чергу, розрахункове навантаження квартир, приведене до введення житлового будинку визначають по формулі:

$$P_{КВ} = P_{КВ.ПИТ} \cdot n, \text{ кВт} \quad (1.2)$$

де $P_{КВ.ПИТ}$ - питома розрахункове навантаження електроприймачів квартир, прийняте по табл. 1 [1] в залежності від типу застосованих кухонних плит у будинку (електричні плити чи газові плити) і кількості квартир, приєднаних до введення житлового будинку (до лінії, до РП-0.4 кВ ТП), кВт/кв;

n - кількість квартир, приєднаних до введення житлового будинку (до лінії, до

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						8
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Питомі розрахункові навантаження квартир враховують і навантаження освітлення загальнобудинкових споживачів (сходові клітки, під'їзди, підвали та ін.). При цьому питомі розрахункові навантаження дійсні для будь-якого кліматичного району.

Реактивна потужність квартир на введенні житлового будинку :

$$Q_{KB} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{KB}, \text{кВ}\cdot\text{Ар} \quad (1.3)$$

Коефіцієнт реактивного навантаження квартир $\operatorname{tg} \varphi_{KB}$ приймаємо відповідно до рекомендацій табл. 1.3.

Повну потужність квартир знаходимо як,

$$S_{P.KB} = \sqrt{P_{P.KB}^2 + Q_{P.KB}^2}, \text{кВ}\cdot\text{А} \quad (1.4)$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку (трифазних електродвигунів ліфтових установок, насосів підкачування, вентиляторів та інші сантехнічні установки) розраховуємо методом коефіцієнта попиту.

$$P_{C.Ж.Б.} = P_{P.Л.} + P_{P.Н.} = K_{СЛ} \cdot \sum_1^{n_L} P_{PЛi} + K_{СН} \cdot \sum_1^{n_H} P_{PНi}, \text{кВт}$$

Де $P_{Pл}$, $P_{Pн}$ - розрахункові навантаження ліфтових і сантехнічних установок, відповідно;

$K_{Сл}$, $K_{Сн}$ - коефіцієнти попиту ліфтових і сантехнічних установок, $K_{Сл}$ визначаємо по табл. 2 [1] у залежності від кількості ліфтів у будинку і поверховості будинку; $K_{Сн} = 0,7$;

n_L і n_H - кількість ліфтових і сантехнічних установок, що живляться від даної лінії; $P_{Pлi}$, $P_{Pнi}$ - встановлена потужність електродвигуна (по паспорту) і-го ліфта, і-го насосу.

Реактивне навантаження силових приймачів житлового будинку визначаємо по формулі:

$$Q_{C.Ж.Б.} = P_{P.Ж.Б.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ж.Б.}, \text{чи}$$

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						10
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$Q_{C.Ж.Б} = Q_{P.Л} + Q_{P.Н} = P_{P.Л} \cdot tg \varphi_{Л} + P_{P.Н} \cdot tg \varphi_{Н}, \text{ кВ}\cdot\text{Ар} \quad (1.6)$$

Розрахункові коефіцієнти потужності $\cos \varphi$ і $tg \varphi$ для ліфтових установок, насосів пожежегасіння і ін. пристроїв приймаємо по табл. 1.3.

Повне навантаження силових приймачів знаходимо як,

$$S_{C.Ж.Б} = \sqrt{P_{C.Ж.Б}^2 + Q_{C.Ж.Б}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (1.7)$$

Так, як житлові будинки в мікрорайоні є багатоповерховими будинками, то усі вони відносяться до споживачів II категорії. У цьому випадку в будинках установлюються двосекційні ввідно-розподільчі пристрої (ВРП) і електропостачання здійснюється по двох кабелях від різних секцій міських ТП. До однієї секції приєднуються навантаження квартир, а до іншої - ліфти, двигуни сантехнічних установок, освітлення площадок, підвалів, та інш. У післяаварійному режимі, при виході з ладу одного з кабелів, живлення всіх навантажень здійснюється по кабелю, що залишився в роботі. Отже при виборі перерізу кабелів ліній, що живлять будинок, і потужності трансформаторів ТП необхідно визначати навантаження як нормального, так і післяаварійного режимів. Навантаження в післяаварійному режимі відповідає повній розрахунковій потужності будинку.

Розрахункову активну потужність всього житлового будинку будемо знаходити за формулою:

$$P_{P.Ж.Б} = P_{КВ} + 0,9 \cdot P_{C.Ж.Б}, \text{ кВт} \quad (1.8)$$

Розрахункову реактивну потужність всього житлового будинку знаходимо як:

$$Q_{P.Ж.Б} = Q_{КВ} + 0,9 \cdot Q_{C.Ж.Б}, \text{ кВ}\cdot\text{Ар} \quad (1.9)$$

Повна розрахункова потужність житлового будинку:

$$S_{P.Ж.Б} = \sqrt{P_{P.Ж.Б}^2 + Q_{P.Ж.Б}^2}, \text{ кВ}\cdot\text{А} \quad (1.10)$$

Розрахунковий коефіцієнт активної потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.Ж.Б}}{S_{P.Ж.Б}} \quad (1.11)$$

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності:

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		11

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{P.Ж.Б}}{P_{P.Ж.Б}} \quad (1.12)$$

Згідно вище вказаних формул розрахуємо навантаження житлових будинків серії **М-82-08/9** × **12А**:

Питоме навантаження квартир:

$$P_{ПИТ} = 0,325 + \frac{4,4}{n_{КВ}^{0,6}} = 0,325 + \frac{4,4}{204^{0,6}} = 0,51 \text{ кВт/кв}$$

Розрахункове навантаження квартир, приведене до введення житлового будинку:

$$P_{КВ} = P_{КВ.ПИТ} \cdot n = 0,51 \cdot 204 = 103,2 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність квартир на введенні житлового будинку :

$$Q_{КВ} = P_{КВ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{КВ} = 103,2 \cdot 0,29 = 29,9 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повну потужність квартир знаходимо як,

$$S_{P.КВ} = \sqrt{P_{P.КВ}^2 + Q_{P.КВ}^2} = \sqrt{103,2^2 + 29,9^2} = 107,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку:

$$P_{С.Ж.Б.} = P_{P.Л.} + P_{P.Н.} = K_{СЛ} \cdot \sum_1^{n_L} P_{P.Л_i} + K_{СН} \cdot \sum_1^{n_H} P_{P.Н_i} = 0,8 \cdot (4,5 \cdot 8) = 28,8 \text{ кВт}$$

де $P_{P.Л}$, $P_{P.Н}$ - розрахункові навантаження ліфтових і сантехнічних установок, відповідно;

$K_{СЛ}$, $K_{СН}$ - коефіцієнти попиту ліфтових і сантехнічних установок, $K_{СЛ}$ визначаємо по табл. 2 [1] у залежності від кількості ліфтів у будинку і поверховості будинку;

$K_{СН} = 0,7$; $K_{СЛ} = 0,8$ – із довідника [8];

n_L і n_H - кількість ліфтових і сантехнічних установок, що живляться від даної лінії;

$P_{P.Л_i}$, $P_{P.Н_i}$ - встановлена потужність електродвигуна (по паспорту)

Реактивна навантаження силових приймачів житлового будинку:

$$Q_{С.Ж.Б.} = P_{P.Ж.Б.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ж.Б.} = 28,8 \cdot 0,29 = 8,3 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повне навантаження силових приймачів:

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						12
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$S_{C.Ж.Б} = \sqrt{P_{C.Ж.Б}^2 + Q_{C.Ж.Б}^2} = \sqrt{28,8^2 + 8,3^2} = 29,9 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахункове навантаження житлового будинку :

$$P_{P.Ж.Б} = P_{KB} + 0,9 \cdot P_C = 103,2 + 0,9 \cdot 28,8 = 129,1 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність всього житлового будинку:

$$Q_{P.Ж.Б} = Q_{KB} + 0,9 \cdot Q_{C.Ж.Б} = 29,9 + 0,9 \cdot 8,3 = 37,37 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна розрахункова потужність житлового будинку:

$$S_{P.Ж.Б} = \sqrt{P_{P.Ж.Б}^2 + Q_{P.Ж.Б}^2} = \sqrt{129,1^2 + 37,37^2} = 134 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахунковий коефіцієнт активної потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.Ж.Б}}{S_{P.Ж.Б}} = \frac{129,1}{134} = 0,96$$

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{P.Ж.Б}}{P_{P.Ж.Б}} = \frac{37,37}{129,1} = 0,28$$

Розрахунок навантаження житлового будинку серії М-82-06/9 × 12А:

Питоме навантаження квартир:

$$P_{ПИТ} = 0,325 + \frac{4,4}{n_{KB}^{0,6}} = 0,325 + \frac{4,4}{188^{0,6}} = 0,52 \text{ кВт/кв}$$

Розрахункове навантаження квартир, приведенне до введення житлового будинку:

$$P_{KB} = P_{KB.ПИТ} \cdot n = 0,52 \cdot 188 = 96,8 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність квартир на введенні житлового будинку :

$$Q_{KB} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{KB} = 96,8 \cdot 0,29 = 28,1 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повну потужність квартир знаходимо як,

$$S_{P.КВ} = \sqrt{P_{P.КВ}^2 + Q_{P.КВ}^2} = \sqrt{96,8^2 + 28,1^2} = 100,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку:

$$P_{C.Ж.Б.} = P_{P.Л.} + P_{P.Н.} = K_{СЛ} \cdot \sum_1^{n_L} P_{P.Л. i} + K_{СН} \cdot \sum_1^{n_H} P_{P.Н. i} = 0,8 \cdot (4,5 \cdot 12) = 43,2 \text{ кВт}$$

де $P_{P.Л.}$, $P_{P.Н.}$ - розрахункові навантаження ліфтових і сантехнічних установок,

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		13

відповідно;

$K_{сл}$, $K_{сн}$ - коефіцієнти попиту ліфтових і сантехнічних установок, визначаємо $K_{сл}$ по табл. 2 [1] у залежності від кількості ліфтів у будинку і поверховості будинку; $K_{сн} = 0,7$; $K_{сл} = 0,8$ – із довідника [8];

$n_{л}$ і $n_{н}$ - кількість ліфтових і сантехнічних установок, що живляться від даної лінії;

$P_{лi}$, $P_{нi}$ - встановлена потужність електродвигуна (по паспорту)

Реактивна навантаження силових приймачів житлового будинку:

$$Q_{с.ж.б} = P_{р.ж.б} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ж.б} = 43,2 \cdot 0,29 = 12,5 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повне навантаження силових приймачів:

$$S_{с.ж.б} = \sqrt{P_{с.ж.б}^2 + Q_{с.ж.б}^2} = \sqrt{43,2^2 + 12,5^2} = 45 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахункове навантаження житлового будинку :

$$P_{р.ж.б} = P_{кв} + 0,9 \cdot P_{с} = 96,8 + 0,9 \cdot 43,2 = 135,7 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність всього житлового будинку:

$$Q_{р.ж.б} = Q_{кв} + 0,9 \cdot Q_{с.ж.б} = 28,1 + 0,9 \cdot 12,5 = 39,35 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна розрахункова потужність житлового будинку:

$$S_{р.ж.б} = \sqrt{P_{р.ж.б}^2 + Q_{р.ж.б}^2} = \sqrt{135,7^2 + 39,35^2} = 140 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахунковий коефіцієнт активної потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P_{р.ж.б}}{S_{р.ж.б}} = \frac{135,7}{140} = 0,97$$

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{р.ж.б}}{P_{р.ж.б}} = \frac{39,35}{140} = 0,28$$

Розрахунок навантаження житлового будинку серії **Ш-164-3П/2:**

Питоме навантаження квартир:

$$P_{шт} = 0,642 + \frac{6,0}{n_{кв}^{0,534}} = 0,642 + \frac{6,0}{118^{0,534}} = 1,11 \text{ кВт/кв}$$

Розрахункове навантаження квартир, приведене до введення житлового будинку:

$$P_{кв} = P_{кв.шт} \cdot n = 1,11 \cdot 118 = 131,2 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність квартир на введенні житлового будинку :

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		14

$$Q_{KB} = P_{KB} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{KB} = 131,2 \cdot 0,29 = 38 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повну потужність квартир знаходимо як,

$$S_{P.KB} = \sqrt{P_{P.KB}^2 + Q_{P.KB}^2} = \sqrt{131,2^2 + 38^2} = 136,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахункове навантаження силових електроприймачів житлового будинку:

$$P_{C.Ж.Б.} = P_{P.Л.} + P_{P.Н.} = K_{СЛ} \cdot \sum_1^{n_L} P_{PLi} + K_{СН} \cdot \sum_1^{n_H} P_{PHi} = 0,8 \cdot (14 \cdot 5) = 56 \text{ кВт}$$

де $P_{пл}$, $P_{рн}$ - розрахункові навантаження ліфтових і сантехнічних установок, відповідно;

$K_{сл}$, $K_{сн}$ - коефіцієнти попиту ліфтових і сантехнічних установок, $K_{сл}$ визначаємо по табл. 2 [1] у залежності від кількості ліфтів у будинку і поверховості будинку; $K_{сн} = 0,7$; $K_{сл} = 0,8$ – із довідника [8];

n_L і n_H - кількість ліфтових і сантехнічних установок, що живляться від даної лінії; $P_{ли}$, $P_{ни}$ - встановлена потужність електродвигуна (по паспорту)

Реактивна навантаження силових приймачів житлового будинку:

$$Q_{C.Ж.Б.} = P_{P.Ж.Б.} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Ж.Б.} = 56 \cdot 0,29 = 16,24 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повне навантаження силових приймачів:

$$S_{C.Ж.Б.} = \sqrt{P_{C.Ж.Б.}^2 + Q_{C.Ж.Б.}^2} = \sqrt{56^2 + 16,24^2} = 58,3 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахункове навантаження житлового будинку :

$$P_{P.Ж.Б.} = P_{KB} + 0,9 \cdot P_C = 131,2 + 0,9 \cdot 56 = 181,6 \text{ кВт}$$

Розрахункова реактивна потужність всього житлового будинку:

$$Q_{P.Ж.Б.} = Q_{KB} + 0,9 \cdot Q_{C.Ж.Б.} = 38 + 0,9 \cdot 16,24 = 52,6 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна розрахункова потужність житлового будинку:

$$S_{P.Ж.Б.} = \sqrt{P_{P.Ж.Б.}^2 + Q_{P.Ж.Б.}^2} = \sqrt{181,6^2 + 52,6^2} = 189 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Розрахунковий коефіцієнт активної потужності:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.Ж.Б.}}{S_{P.Ж.Б.}} = \frac{181,6}{189} = 0,96$$

Розрахунковий коефіцієнт реактивної потужності:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{P.Ж.Б.}}{P_{P.Ж.Б.}} = \frac{52,6}{189} = 0,28$$

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		15

Зводимо розрахункові данні по навантаженню житлових будинків в таблицю 1.2.2.2

1.2.2.2 Розрахункова потужність житлового будинку М-82-08/ 9х12А

Номери будинків на плані.....	9,10,16,17,18,19,29,30
Кількість поверхів.....	9.....
Кількість ліфтів.....	8.....
Потужність ліфтів, кВт.....	4,5.....
Кількість 1 кімнатних кв.....	72.....
Корисна площа, м ²	18.....
Загальна площа, м ²	30,8.....
Кількість 2 кімнатних кв.....	30.....
Корисна площа, м ²	30.....
Загальна площа, м ²	51,2.....
Кількість 3 кімнатних кв.....	30.....
Корисна площа, м ²	42,9.....
Загальна площа, м ²	66,2.....
Кількість 4 кімнатних кв.....	72.....
Корисна площа, м ²	47.....
Загальна площа, м ²	103.....
Джерело приготування їжи.....	газ.....
Всього квартир.....	204.....
Питома потужність, Р _{пит} кВт/кв.....	0,51.....
Загальна розрахункова активна потужність квартир, Р _{кв} кВт.....	103,2.....
Реактивна потужність квартир, Q _{кв} кВ·Ар.....	29,9.....
Повна потужність квартир, S _{р.кв} кВ·А.....	107,5.....
Коефіцієнт попиту ліфтових установок, К _л	0,8.....
Силове навантаження на ввіді житлового будинку, Р _{с.ж.б} кВт.....	28,8.....
Реактивне навантаження силових приймачів, Q _{с.ж.б} кВ·Ар.....	8,3.....
Повне навантаження силових приймачів, S _{с.ж.б} кВ·А.....	29,9.....
Розрахункове активне навантаження житлового будинку, Р _{р.ж.б} кВт.....	129,1.....
Реактивне навантаження на ввіді житлового будинку, Q _{р.ж.б} кВ·Ар.....	37,37.....
Повне навантаження на ввіді житлового будинку, S _{р.ж.б} кВ·А.....	134.....
Коефіцієнт активної потужності cos φ _{ж.б}	0,96.....
Коефіцієнт реактивної потужності tg φ _{ж.б}	0,28.....

1.2.2.3 Розрахункова потужність житлового будинку

М-82-06/ 9х12А

Номери будинків на плані.....	2,3,4,5,6,7,12,20,21,22,23,25.....
Кількість поверхів.....	9.....
Кількість ліфтів.....	12.....
Потужність ліфтів, кВт.....	4,5.....
Кількість 1 кімнатних кв.....	54.....
Корисна площа, м ²	18.....
Загальна площа, м ²	30,8.....
Кількість 2 кімнатних кв.....	40.....
Корисна площа, м ²	30.....
Загальна площа, м ²	51,2.....
Кількість 3 кімнатних кв.....	40.....
Корисна площа, м ²	40,9.....
Загальна площа, м ²	66,2.....
Кількість 4 кімнатних кв.....	54.....
Корисна площа, м ²	67,7.....
Загальна площа, м ²	103.....
Джерело приготування їжи.....	газ.....
Всього квартир.....	188.....
Питома потужність, R _{пит} кВт/кв.....	0,52.....
Загальна розрахункова активна потужність квартир, R _{кв} кВт.....	96,8.....
Реактивна потужність квартир, Q _{кв} кВ·Ар.....	28,1.....
Повна потужність квартир, S _{р.кв} кВ·А.....	100,8.....
Коефіцієнт попиту ліфтових установок, K _л	0,8.....
Силове навантаження на ввіді житлового будинку, R _{с.ж.б} кВт.....	43,2.....
Реактивне навантаження силових приймачів, Q _{с.ж.б.} кВ·Ар.....	12,5.....
Повне навантаження силових приймачів, S _{с.ж.б.} кВ·А.....	45.....
Розрахункове активне навантаження житлового будинку, R _{р.ж.б} кВт.....	135,7.....
Реактивне навантаження на ввіді житлового будинку, Q _{р.ж.б} кВ·Ар.....	39,35.....
Повне навантаження на ввіді житлового будинку, S _{р.ж.б} кВ·А.....	140.....
Коефіцієнт активної потужності cos φ _{ж.б}	0,97.....
Коефіцієнт реактивної потужності tg φ _{ж.б}	0,28.....

1.2.2.4 Розрахункова потужність житлового будинку

III-164-3П/2

Номери будинків на плані.....	1,8,11,24,26.....
Кількість поверхів.....	16.....
Кількість ліфтів.....	5.....
Потужність ліфтів, кВт.....	14.....
Кількість 1 кімнатних кв.....	48.....
Корисна площа, м ²	19,2.....
Загальна площа, м ²	35.....
Кількість 2 кімнатних кв.....	28.....
Корисна площа, м ²	32.....
Загальна площа, м ²	56,4.....
Кількість 3 кімнатних кв.....	28.....
Корисна площа, м ²	42.....
Загальна площа, м ²	66,4.....
Кількість 4 кімнатних кв.....	14.....
Корисна площа, м ²	72,5.....
Загальна площа, м ²	112.....
Джерело приготування їжі.....	ел. плити.....
Всього квартир.....	188.....
Питома потужність, Р _{пит} кВт/кв.....	1,11.....
Загальна розрахункова активна потужність квартир, Р _{кв} кВт.....	131,2.....
Реактивна потужність квартир, Q _{кв} кВ·Ар.....	38.....
Повна потужність квартир, S _{р.кв} кВ·А.....	136,6.....
Коефіцієнт попиту ліфтових установок, К _л	0,8.....
Силове навантаження на ввіді житлового будинку, Р _{с.ж.б} кВт.....	56.....
Реактивне навантаження силових приймачів, Q _{с.ж.б} кВ·Ар.....	16,24.....
Повне навантаження силових приймачів, S _{с.ж.б} кВ·А.....	58,3.....
Розрахункове активне навантаження житлового будинку, Р _{р.ж.б} кВт.....	181,6.....
Реактивне навантаження на ввіді житлового будинку, Q _{р.ж.б} кВ·Ар.....	52,6.....
Повне навантаження на ввіді житлового будинку, S _{р.ж.б} кВ·А.....	189.....
Коефіцієнт активної потужності cos φ _{ж.б}	0,96.....
Коефіцієнт реактивної потужності tg φ _{ж.б}	0,28.....

1.2.3 Розрахунок навантажень громадських будинків і комунально-побутових підприємств.

Розрахункові навантаження громадських будинків, комунально-побутових і промислових підприємств, відповідно рекомендується приймати по проектах електроустановки цих об'єктів [1], за даними аналогічних будинків, підприємств. При підключенні до проектованої системи електропостачання існуючих підприємств, допускається приймати їхнє навантаження за даними фактичних вимірів з урахуванням планів розвитку підприємств і збільшення навантаження на 1,5-2% у рік.

У випадку відсутності даних із проектів електроустановки чи будинків даних фактичних вимірів існуючих об'єктів їхні розрахункові навантаження визначаємо розрахунковим шляхом.

1.2.3.1 Дитячі ясла-сад з басейном на 280 місць

№ на плані: 27, 28

Типовий проект 212-1-167

ВРП, секція 1: $P_{осв}=70$ кВт; $\cos \varphi =0,96$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,29$;

ВРП, секція 2: $P_{сил}=55$ кВт; $\cos \varphi =0,85$; $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$; $K_{п}=0,8$;

У нормальному режимі кожна із секцій живиться по окремому кабелю, причому від однієї секції живиться, переважно, освітлювальне навантаження, а від іншої секції - силове навантаження. У післяаварійному режимі живлення всього комплексу електроприймачів буде здійснюватися по одній кабельній лінії.

Розрахункове навантаження при спільному живленні силових і освітлювальних приймачів (секції 2 і 1 ВРП) у післяаварійному режимі визначаємо по формулі:

$$P_{ГР.БУД} = K_{П.МАКС} \cdot (P_{ОСВ} + P_{СИЛ}), \text{ кВт}$$

де $P_{осв}$ - розрахункове активне навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт;

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		19

$P_{\text{сил}}$ - розрахункове активне навантаження силових електроприймачив, кВт;
 $K_{\text{п.макс}}$ - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силового й освітлювального навантаження (приймається відповідно до даних дод.7 [3]).

При цьому:

$$\frac{P_{\text{осв}}}{P_{\text{сил}}} \cdot 100\% = \frac{70}{55} \cdot 100\% = 127,3\%$$

Тоді активне навантаження в аварійному режимі:

$$P_{\text{гр.буд}} = K_{\text{п}} \cdot (P_{\text{осв}} + P_{\text{сил}}) = 0,8(70 + 55) = 100 \text{ кВт}$$

Знаходимо значення реактивного навантаження для кожної з груп електроприймачів:

$$Q_{\text{осв.гром.буд}} = P_{\text{осв.гром.буд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{осв.гром.буд}} = 70 \cdot 0,29 = 20,3 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

$$Q_{\text{сил.гром.буд}} = P_{\text{сил.гром.буд}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{сил.гром.буд}} = 55 \cdot 0,62 = 34,1 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Тоді реактивне навантаження в аварійному режимі:

$$Q_{\text{р.гром.буд}} = K_{\text{п.макс}} \cdot (Q_{\text{р.осв}} + Q_{\text{р.сил}}) = 0,8 \cdot (20,3 + 34,1) = 43,5 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{\text{р.гром.буд}} = \sqrt{P_{\text{р.гром.буд}}^2 + Q_{\text{р.гром.буд}}^2} = \sqrt{100^2 + 43,5^2} = 109,1 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Коефіцієнт потужності навантаження будинку:

$$\cos \varphi_{\text{гром.буд}} = \frac{P_{\text{р.гром.буд}}}{S_{\text{р.гром.буд}}} = \frac{100}{109,1} = 0,917$$

1.2.3.2 Універсам

№ на плані: 15

Типовий проект 272-13-39. 2-х змінний режим роботи

ВРП, секція 1: $P_{\text{осв}}=70$ кВт; $\cos \varphi =0,96$; $\text{tg } \varphi =0,29$;

ВРП, секція 2: $P_{\text{сил}}=80$ кВт; $\cos \varphi =0,96$; $\text{tg } \varphi =0,29$; $K_{\text{п}}=0,84$;

У нормальному режимі кожна із секцій живиться по окремому кабелі, причому від однієї секції - освітлювальне навантаження, а від іншої секції - силове навантаження. У післяаварійному режимі живлення всього комплексу електроприймачів буде здійснюватися по одній лінії.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						20
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункове навантаження при спільному живленні силових і освітлювальних приймачів (секції 2 і 1 ВРП) у післяаварійному режимі визначаємо по формулі:

$$P_{ГР.БУД} = K_{П,МАКС} \cdot (P_{ОСВ} + P_{СИЛ}), \text{ кВт}$$

де $P_{осв}$ - розрахункове активне навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт;

$P_{сил}$ - розрахункове активне навантаження силових електроприймачів, кВт;

$K_{п-макс}$ - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силового й освітлювального навантаження (приймається відповідно до даного прил.7 [3]).

При цьому:

$$\frac{P_{ОСВ}}{P_{СИЛ}} \cdot 100\% = \frac{70}{80} \cdot 100\% = 87,5\%$$

Тоді активне навантаження в аварійному режимі:

$$P_{ГР.БУД} = K_{П} \cdot (P_{ОСВ} + P_{СИЛ}) = 0,8(70 + 80) = 126 \text{ кВт}$$

Знаходимо значення реактивного навантаження для кожної з груп електроприймачів:

$$Q_{ОСВ.ГРОМ.БУД} = P_{ОСВ.ГРОМ.БУД} \cdot \text{tg } \varphi_{ОСВ.ГРОМ.БУД} = 70 \cdot 0,29 = 20,3 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

$$Q_{СИЛ.ГРОМ.БУД} = P_{СИЛ.ГРОМ.БУД} \cdot \text{tg } \varphi_{СИЛ.ГРОМ.БУД} = 80 \cdot 0,29 = 23,2 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Тоді реактивне навантаження в аварійному режимі:

$$Q_{Р.ГРОМ.БУД} = K_{П,МАКС} \cdot (Q_{Р,ОСВ} + Q_{Р,СИЛ}) = 0,8 \cdot (20,3 + 23,2) = 36,5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{Р.ГРОМ.БУД} = \sqrt{P_{Р.ГРОМ.БУД}^2 + Q_{Р.ГРОМ.БУД}^2} = \sqrt{126^2 + 36,5^2} = 131,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт потужності навантаження будинку:

$$\cos \varphi_{ГРОМ.БКД} = \frac{P_{Р.ГРОМ.БУД}}{S_{Р.ГРОМ.БУД}} = \frac{126}{131,2} = 0,96$$

1.2.3.3 Теплорозподільчий пункт ТРП-130Х

№ на плані: 31

Типовий проект ТРП-130

ВРП, секція 1: $P_{осв}=20$ кВт; $\cos \varphi =0,95$; $\text{tg } \varphi =0,29$;

						МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата			21

ВРП, секція 2: $P_{\text{сил}}=110$ кВт; $\cos \varphi=0,85$; $\text{tg } \varphi =0,62$; $K_{\text{п}}=0,84$;

У нормальному режимі кожна із секцій живиться по окремому кабелі, причому від однієї секції живиться, освітлювальне навантаження, а від іншої секції - силове навантаження. У післяаварійному режимі живлення всього комплексу електроприймачів буде здійснюватися по одній лінії.

Розрахункове навантаження при спільному живленні силових і освітлювальних приймачів (секції 2 і 1 ВРП) у післяаварійному режимі визначаємо по формулі:

$$P_{\text{ГР.БУД}} = K_{\text{п,МАКС}} \cdot (P_{\text{ОСВ}} + P_{\text{СИЛ}}), \text{ кВт}$$

де $P_{\text{осв}}$ - розрахункове активне навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт;

$P_{\text{сил}}$ - розрахункове активне навантаження силових електроприймачів, кВт;

$K_{\text{п,макс}}$ - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силового й освітлювального навантаження (приймається відповідно до даного прил.7 [3]).

При цьому:

$$\frac{P_{\text{осв}}}{P_{\text{сил}}} \cdot 100\% = \frac{20}{110} \cdot 100\% = 18,2\%$$

Тоді активне навантаження в аварійному режимі:

$$P_{\text{ГР.БУД}} = K_{\text{п}} \cdot (P_{\text{осв}} + P_{\text{сил}}) = 0,8(20 + 110) = 109,2 \text{ кВт}$$

Знаходимо значення реактивного навантаження для кожної з груп електроприймачів:

$$Q_{\text{осв.ГРОМ.БУД}} = P_{\text{осв.ГРОМ.БУД}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{осв.ГРОМ.БУД}} = 20 \cdot 0,29 = 5,8 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

$$Q_{\text{сил.ГРОМ.БУД}} = P_{\text{сил.ГРОМ.БУД}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{сил.ГРОМ.БУД}} = 110 \cdot 0,62 = 68,2 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Тоді реактивне навантаження в аварійному режимі:

$$Q_{\text{Р.ГРОМ.БУД}} = K_{\text{п,МАКС}} \cdot (Q_{\text{Р.осв}} + Q_{\text{Р.сил}}) = 0,8 \cdot (5,8 + 68,2) = 62,2 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{\text{Р.ГРОМ.БУД}} = \sqrt{P_{\text{Р.ГРОМ.БУД}}^2 + Q_{\text{Р.ГРОМ.БУД}}^2} = \sqrt{109,2^2 + 62,2^2} = 125,7 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Коефіцієнт потужності навантаження будинку:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		22

$$\cos \varphi_{ГРОМ.БВД} = \frac{P_{Р.ГРОМ.БВД}}{S_{Р.ГРОМ.БВД}} = \frac{109,2}{125,7} = 0,87$$

1.2.3.4 Житлово-комунальне управління з майстернями

№ на плані: 32

Індивідуальний проект:

ВРП, секція 1: $P_{осв}=30$ кВт; $\cos \varphi =0,96$; $\operatorname{tg} \varphi =0,29$;

ВРП, секція 2: $P_{сил}=50$ кВт; $\cos \varphi =0,8$; $\operatorname{tg} \varphi =0,75$; $K_{п}=0,84$;

У нормальному режимі кожна із секцій живиться по окремому кабелі, причому від однієї секції живиться, освітлювальне навантаження, а від іншої секції - силове навантаження. У післяаварійному режимі живлення всього комплексу електроприймачів буде здійснюватися по одній лінії.

Розрахункове навантаження при спільному живленні силових і освітлювальних приймачів (секції 2 і 1 ВРП) у післяаварійному режимі визначаємо по формулі:

$$P_{ГР.БВД} = K_{п,макс} \cdot (P_{осв} + P_{сил}), \text{ кВт}$$

де $P_{осв}$ - розрахункове активне навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт;

$P_{сил}$ - розрахункове активне навантаження силових електроприймачів, кВт;

$K_{п,макс}$ - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силового й освітлювального навантаження (приймається відповідно до даного прил.7 [3]).

При цьому:

$$\frac{P_{осв}}{P_{сил}} \cdot 100\% = \frac{30}{50} \cdot 100\% = 60\%$$

Тоді активне навантаження в аварійному режимі:

$$P_{ГР.БВД} = K_{п} \cdot (P_{осв} + P_{сил}) = 0,8(30 + 50) = 67,2 \text{ кВт}$$

Знаходимо значення реактивного навантаження для кожної з груп електроприймачів:

$$Q_{осв.ГРОМ.БВД} = P_{осв.ГРОМ.БВД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.ГРОМ.БВД} = 30 \cdot 0,29 = 8,7 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

$$Q_{сил.ГРОМ.БВД} = P_{сил.ГРОМ.БВД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сил.ГРОМ.БВД} = 50 \cdot 0,75 = 37,5 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		23

Тоді реактивне навантаження в аварійному режимі:

$$Q_{P.ГРОМ.БУД} = K_{П.МАКС} \cdot (Q_{P.ОСВ} + Q_{P.СИЛ}) = 0,8 \cdot (8,7 + 37,5) = 38,8 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{P.ГРОМ.БУД} = \sqrt{P_{P.ГРОМ.БУД}^2 + Q_{P.ГРОМ.БУД}^2} = \sqrt{67,2^2 + 38,8^2} = 77,6 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Коефіцієнт потужності навантаження будинку:

$$\cos \varphi_{ГРОМ.БВД} = \frac{P_{P.ГРОМ.БУД}}{S_{P.ГРОМ.БУД}} = \frac{67,2}{77,6} = 0,86$$

1.2.3.5 Комбінат побутового обслуговування

№ на плані: 13

Типовий проект 282-1-95; 50 робочих місць;

Згідно табл.5 [1] у даному випадку

$P_{ПИТ} = 0,5$ кВт/роб.місць; $\cos \varphi = 0,9$; $\text{tg } \varphi = 0,48$;

Тоді активна потужність на введенні в будинок:

$$P_{ГР.БУД} = P_{ПИТ} \cdot N = 0,5 \cdot 50 = 25 \text{ кВт}$$

Реактивна потужність на введенні в будинок:

$$Q_{ГР.БУД} = P_{ГР.БУД} \cdot \text{tg } \varphi = 25 \cdot 0,48 = 12 \text{ кВ}\cdot\text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{ГР.БУД} = \frac{P_{ГР.БУД}}{\cos \varphi} = \frac{25}{0,9} = 27,8 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

1.2.3.6 Кафе-їдальня

№ на плані: 14

Типовий проект 272-30-59/76, споживач 2-ї категорії - 80 посадочних місць:

Згідно табл.5 [1] у даному випадку

$P_{ПИТ} = 0,7$ кВт/пос.місць; $\cos \varphi = 0,9$; $\text{tg } \varphi = 0,48$;

Тоді активна потужність на введенні в будинок:

$$P_{ГР.БУД} = P_{ПИТ} \cdot N = 0,7 \cdot 80 = 56 \text{ кВт}$$

Розподілимо навантаження на двухсекційне ВРП. У нормальному режимі кожна із

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		24

секції живиться по окремому кабелі, причому від однієї секції живиться, освітлювальне навантаження, а від іншої секції - силове навантаження. У післяаварійному режимі живлення всього комплексу електроприймачів буде здійснюватися по одній лінії.

ВРП, секція 1: $P_{осв}=25$ кВт; $\cos \varphi =0,96$; $\operatorname{tg} \varphi =0,29$;

ВРП, секція 2: $P_{сил}=31$ кВт; $\cos \varphi =0,91$; $\operatorname{tg} \varphi =0,424$; $K_{п}=0,83$;

Розрахункове навантаження при спільному живленні силових і освітлювальних приймачів (секції 2 і 1 ВРП) у післяаварійному режимі визначаємо по формулі:

$$P_{ГР.БУД} = K_{п,МАКС} \cdot (P_{осв} + P_{сил}), \text{ кВт}$$

де $P_{осв}$ - розрахункове активне навантаження освітлювальних електроприймачів, кВт;

$P_{сил}$ - розрахункове активне навантаження силових електроприймачів, кВт;

$K_{п,макс}$ - коефіцієнт, що враховує розбіжність розрахункових максимумів силового й освітлювального навантаження (приймається відповідно до даного прил.7 [3]).

При цьому:

$$\frac{P_{осв}}{P_{сил}} \cdot 100\% = \frac{25}{31} \cdot 100\% = 80,6\%$$

Тоді активне навантаження в аварійному режимі:

$$P_{ГР.БУД} = K_{п} \cdot (P_{осв} + P_{сил}) = 0,8(25 + 31) = 46,48 \text{ кВт}$$

Знаходимо значення реактивного навантаження для кожної з груп електроприймачів:

$$Q_{осв.ГРОМ.БУД} = P_{осв.ГРОМ.БУД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв.ГРОМ.БУД} = 25 \cdot 0,29 = 7,25 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

$$Q_{сил.ГРОМ.БУД} = P_{сил.ГРОМ.БУД} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{сил.ГРОМ.БУД} = 31 \cdot 0,424 = 13,144 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Тоді реактивне навантаження в аварійному режимі:

$$Q_{Р.ГРОМ.БУД} = K_{п,МАКС} \cdot (Q_{Р.осв} + Q_{Р.сил}) = 0,8 \cdot (7,25 + 13,144) = 16,9 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повна потужність на введенні в будинок:

$$S_{Р.ГРОМ.БУД} = \sqrt{P_{Р.ГРОМ.БУД}^2 + Q_{Р.ГРОМ.БУД}^2} = \sqrt{46,48^2 + 16,9^2} = 49,5 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						25
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Коефіцієнт потужності навантаження будинку:

$$\cos \varphi_{ГРОМ.БКД} = \frac{P_{P.ГРОМ.БУД}}{S_{P.ГРОМ.БУД}} = \frac{46,48}{49,5} = 0,94$$

1.2.4 Розрахунок навантаження зовнішнього освітлення

До зовнішнього освітлення відносять вуличне і внутріквартальне освітлення. Мережі зовнішнього освітлення підключаються до РП-0,4 кВ міського ТП. При цьому мережі розподіляються на ділянки, що прилягають до найближчих ТП. Керування вуличним освітленням здійснюється з диспетчерського пульта підприємства “Міськвіт”. Між ДП “Міськвіт” і найближчої ТП міста є телемеханічний зв'язок.

Розрахункове навантаження вуличного освітлення в даному проекті визначаємо методом питомих навантажень:

$$P_{P.З.О} = \sum_{i=1}^n P_{ПИТ.З.О.i} \cdot L_{ОСВ.i}, \text{ кВт}$$

де $P_{P.З.О.}$, кВт - розрахункове навантаження зовнішнього освітлення мікрорайону;

$P_{ПИТ.З.О.і}$ кВт/км - питома навантаження вулиць і-ї категорії;

$L_{ОСВ.і}$, км - сумарна довжина вулиць і-ї категорії в мікрорайоні.

Розрахункове навантаження внутріквартального освітлення визначимо по формулі:

$$P_{P.КВ.О} = P_{ПИТ.КВ.і} \cdot F_{МР.i}, \text{ кВт}$$

де $P_{ПИТ.КВ.О.і}$ кВт/га - питома навантаження внутріквартального освітлення; $F_{МР}$, га - загальна площа мікрорайону.

Відповідно до рекомендацій [4] приймаємо $P_{ПИТ.КВ.О.і}=1,2$ кВт/га. Значення питомих навантажень вулиць, доріг, площ і ін. об'єктів приймаємо відповідно до даного [4].

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		26

$P_{\text{пит.з.осв.і}}$ кВт/км - питоме навантаження вулиць і-ї категорії;

$L_{\text{осв.і}}$, км - сумарна довжина вулиць і-ї категорії в мікрорайоні.

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення:

$$Q_{P.3.O} = P_{P.3.O} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л.}} = 26 \cdot 0,62 = 16 \text{ кВт} \cdot \text{Ар}$$

Повне навантаження вуличного освітлення:

$$S_{P.3.O} = \sqrt{P_{P.3.O}^2 + Q_{P.3.O}^2} = \sqrt{26^2 + 16^2} = 30 \text{ кВт} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт навантаження зовнішнього освітлення:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.3.O}}{S_{P.3.O}} = \frac{26}{30} = 0,86$$

1.2.4.3 Розрахунок навантаження зовнішнього освітлення

Розрахункове навантаження вуличного освітлення:

$$P_{P.3.O} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пит.з.осв.і}} \cdot L_{\text{осв.і}} = 35 \cdot 0,96 = 34 \text{ кВт}$$

де $P_{\text{р.з.осв.}}$, кВт - розрахункове навантаження зовнішнього освітлення мікрорайону;

$P_{\text{пит.з.осв.і}}$ кВт/км - питоме навантаження вулиць і-ї категорії;

$L_{\text{осв.і}}$, км - сумарна довжина вулиць і-ї категорії в мікрорайоні.

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення:

$$Q_{P.3.O} = P_{P.3.O} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{Л.}} = 35 \cdot 0,62 = 21 \text{ кВт} \cdot \text{Ар}$$

Повне навантаження вуличного освітлення:

$$S_{P.3.O} = \sqrt{P_{P.3.O}^2 + Q_{P.3.O}^2} = \sqrt{35^2 + 21^2} = 40 \text{ кВт} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт навантаження зовнішнього освітлення:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.3.O}}{S_{P.3.O}} = \frac{34}{40} = 0,85$$

1.2.4.4 Розрахунок навантаження зовнішнього освітлення

Розрахункове навантаження вуличного освітлення:

$$P_{P.3.O} = \sum_{i=1}^n P_{\text{пит.з.осв.і}} \cdot L_{\text{осв.і}} = 50 \cdot 0,63 = 32 \text{ кВт}$$

де $P_{\text{р.з.осв.}}$, кВт - розрахункове навантаження зовнішнього освітлення мікрорайону;

$P_{\text{пит.з.осв.і}}$ кВт/км - питоме навантаження вулиць і-ї категорії;

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		28

$L_{осв.i}$, км - сумарна довжина вулиць і-ї категорії в мікрорайоні.

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення:

$$Q_{P.3.O} = P_{P.3.O} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Л.} = 32 \cdot 0,62 = 20 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повне навантаження вуличного освітлення:

$$S_{P.3.O} = \sqrt{P_{P.3.O}^2 + Q_{P.3.O}^2} = \sqrt{32^2 + 20^2} = 37 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт навантаження зовнішнього освітлення:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.3.O}}{S_{P.3.O}} = \frac{32}{37} = 0,86$$

1.2.4.5 Розрахунок навантаження зовнішнього освітлення

Розрахункове навантаження вуличного освітлення:

$$P_{P.3.O} = \sum_{i=1}^n P_{ПИТ.3.O.i} \cdot L_{осв.i} = 50 \cdot 0,90 = 45 \text{ кВт}$$

де $P_{P.3.осв.}$, кВт - розрахункове навантаження зовнішнього освітлення мікрорайону;

$P_{ПИТ.3.осв.i}$ кВт/км - питоме навантаження вулиць і-ї категорії;

$L_{осв.i}$, км - сумарна довжина вулиць і-ї категорії в мікрорайоні.

Розрахункове реактивне навантаження зовнішнього освітлення:

$$Q_{P.3.O} = P_{P.3.O} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Л.} = 50 \cdot 0,62 = 28 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

Повне навантаження вуличного освітлення:

$$S_{P.3.O} = \sqrt{P_{P.3.O}^2 + Q_{P.3.O}^2} = \sqrt{45^2 + 28^2} = 53 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Коефіцієнт навантаження зовнішнього освітлення:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.3.O}}{S_{P.3.O}} = \frac{45}{53} = 0,85$$

1.2.4.6 Розрахунок навантаження внутріквартильного освітлення:

$$P_{P.КВ.O} = P_{ПИТ.КВ.i} \cdot F_{MP.i} = 1,2 \cdot 40 = 48 \text{ кВт}$$

де $P_{ПИТ.КВ.осв.i}$ кВт/га - питоме навантаження внутріквартильного освітлення;

F_{MP} , га - загальна площа мікрорайону.

Розрахункове реактивне навантаження внутріквартильного освітлення:

$$Q_{P.3.O} = P_{P.3.O} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{Л.} = 48 \cdot 0 = 0 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}$$

										Лист
										29
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата						

Повне навантаження вуличного освітлення:

$$S_{P.3.O} = \sqrt{P_{P.3.O}^2 + Q_{P.3.O}^2} = \sqrt{48^2 + 0^2} = 48 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Коефіцієнт навантаження зовнішнього освітлення:

$$\cos \varphi = \frac{P_{P.KB.O}}{S_{P.KB.O}} = \frac{48}{48} = 1$$

1.2.5 Визначення розрахункового навантаження мікрорайону

Розрахункове навантаження мікрорайону можна розраховувати за спрощеною методикою відповідно до п.2.11 [1], чи більш точно з використанням раніше розрахованих (табл.1.3, 1.4, 1.5) навантажень об'єктів мікрорайону (п.2.10 [1]).

Приймаємо рішення про визначення розрахункового навантаження мікрорайону з використанням коефіцієнтів участі в максимумі навантажень різних об'єктів мікрорайону по формулі:

$$P_{P.MP} = P_{max} + k_1 \cdot P_1 + k_2 \cdot P_2 + k_3 \cdot P_3 + \dots + k_i \cdot P_i, \text{ кВт}$$

де $k_1, k_2, k_3 \dots k_i$ - коефіцієнти участі в максимумі навантаження, прийняті по табл. 6[1].

P_{max} - найбільша з однорідних електричних навантажень мікрорайону, кВт;

$P_1, P_2, P_3 \dots P_i$ - розрахункові навантаження інших приймачів мікрорайону, кВт, беремо з таблиць 1.4 і 1.5.;

Найбільшої з однорідних навантажень мікрорайону є навантаження житлових будинків з газовими плитами. Розрахунок навантажень мікрорайону зводимо в табл. 1.6

$$P_{MAX} = \sum_{i=1}^n P_{P.Ж.Б}$$

де $P_{p.ж.б}$ беремо з таблиці 1.3;

При цьому враховуємо вимоги розділу 3.3 [3] про те, що при кількості об'єктів з однорідним навантаженням більш двох впливає коефіцієнта

									Лист
									30
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата					

одночасності $K=0.9$.

При цьому коефіцієнт участі в максимумі для характерного навантаження мікрорайону приймаємо рівним одиниці, а для інших приймачів приймаємо відповідно до таблиці 1.6.

Сумарну активну потужність споживачів знаходимо шляхом множення потужності після аварійного режиму одиничного споживача.

Таблиця 1.6 - Розрахункове навантаження мікрорайону

Найменування споживачів	№ на плані		P_p кВт	S_p кВ·А	ΣP_p кВт	ΣS_p кВ·А	$\cos \varphi$	K_{\max}	$K_{\text{одн}}$
Житлові будинки з газовими плитами	9,10, 16,17, 18,19,29,30	8	129	134	930	965	0,96	1	0,9
	2,3,4,5,6,7,12, 20, 21,22,23,25	12	136	140	1469	1512	0,97	1	0,9
Усього					2399	2477	0,97		
Житлові будинки с електроплитами	1,8,11,24,26	5	182	189	778	808	0,96	0,95	0,9
Дитячі ясла-сад з басейном на 240 місць	27,28	2	100	109	108	118	0,92	0,6	0,9
Універсам	15	1	126	131	126	131	0,96	1	1
Теплорозподільчий пункт ТРП-130Х	31	1	109	126	87	101	0,87	0,8	1
Житлово-комунальне управління з майстернями	32	1	67	78	55	62	0,86	0,8	1
Комбінат побутового обслуговування	13	1	25	28	15	17	0,89	0,6	1
Кафе-їдальня	14	1	46	49	28	30	0,94	0,6	1
Зовнішнє освітлення	37,36,33, 35,38,34	1	212	240	212	240	0,88	1	1
Усього по мікрорайоні					3808	3984	0,92		

Активна: $P_{p,mp}=3808$ кВт

Повна: $S_{p,mp}= 3984$ кВ·А

Коефіцієнт потужності навантажень мікрорайону:

$\cos \varphi =0,92$

Щільність навантаження в мікрорайоні складе:

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						31
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\sigma = \left(\frac{P_{P.MP}}{F} \right) \cdot 100 / 10000 = 9,52 \text{ МВт/км}^2$$

Для подальших розрахунків візьмемо до уваги рекомендації п.4.41 [1] про те що в районах багатоповерхової забудови (5 поверхів і вище) при щільності навантаження більш 5 МВт/км² мінімальне навантаження РП при напрузі мережі 10 кВ складає 12 МВт; при цьому оптимальна потужність ТП складає 630 кВ·А. Кількість трансформаторів у ТП залежить від схеми мережі середньої напруги. При петльовій схемі рекомендується приймати установки однострансформаторні ТП, а при багатопроменевій схемі - двохтрансформаторні ТП - 2х630 кВ·А. Тому намічаємо до застосування двохтрансформаторні ТП 2х630 кВ·А напругою 10/0,4кВ.

1.3 Вибір схем побудови електричних розподільчих мереж напругою 0,4 кВ і 10 кВ

Основними схемами розподільчої мережі є:

для мережі 0,38 кВ:

- петльова схема з живленням від однієї і різних ТП, для живлення споживачів 2-ї і 3-ї категорій;
- двопроменева схема з однобічним живленням від однієї ТП - для живлення споживачів 2-ї категорії;
- двопроменева схема з живленням від однієї і різних ТП, для живлення споживачів 1-ї і 2-ї категорій.

Для мережі 10 кВ: аналогічні схеми мережі з живленням від ЦП чи РП, а також

- двопроменева схема з двостороннім живленням;
- трипроменева схема;
- комбінована двопроменева-петльова схема.

У технічних умовах на підключення енергопостачальна організація для

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист 32
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

районів міської забудови з великою щільністю навантаження рекомендує приймати двопробенеу схему розподільної мережі 10 кВ із двостороннім живленням.

У даному проекті як джерело електропостачання приймемо ПС 110 кВ. Виходячи з рекомендацій електропостачаючої організації і з огляду на високу надійність двопробеневої схеми розподільчої мережі 10 кВ із одностороннім живленням, приймаємо рішення про живлення від ПС 110 кВ. При цьому схему розподільчої мережі 0,4 кВ у мікрорайонах відповідно до рекомендацій п. 4.27 [1] приймаємо двопробеневий з однобічним живленням від різних секцій однієї і тієї ж ТП.

Схема розподільчої мережі 10 кВ представлена на листі №1 проекту, а приклад схеми розподільчої мережі 0,4 кВ представлений на листі 2. У даному проекті як приклад техніко-економічного порівняння варіантів схеми електропостачання розглянемо схеми з РП та без РП. Оскільки схема розподільчої мережі прийнята двопробенева, то приймаємо до проектування двотрансформаторні ТП із трансформаторами 2х630 кВ·А чи 2х400 кВ·А.

1.4 Вибір числа і потужності міських ТП у мікрорайоні

У попередньому розділі був обґрунтований вибір до установки двох трансформаторних ТП. При цьому оптимальна потужність трансформаторів у ТП - 630 кВ·А. Але допускається застосування трансформаторів і потужністю 400 кВ·А. Остаточо приймаємо до проектування в мікрорайонах ТП єдиної серії К-42-630М4 із трансформаторами потужністю 2х630 кВ·А і потужністю 2х400кВ·А.

Потрібну кількість $n_{ТП}$ трансформаторних підстанцій визначимо за формулою:

$$n_{ТП} = \frac{S_{Р.МРН}}{k_3 \cdot S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{3984}{0,75 \cdot 630 \cdot 2} = 4,6 \approx 5$$

де $k_3=0,6...0,9$ - коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі;

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		33

$S_{p\cdot mkr}$, кВ·А -розрахункова потужність мікрорайону;

$S_{тр}$, кВ·А - потужність прийнятих до установки трансформаторів;

$n_{тр}$ - кількість трансформаторів у міській ТП.

Тоді при $k_3=0,75$, $n_{тр}=4,6$. Приймаємо до установки в мікрорайоні 5 ТП серії К-42-630М. Потужності трансформаторів у ТП уточнимо в процесі розрахунку. Кількість трансформаторів у кожній ТП - 2 шт.

Розрахунок навантаження ТП виконуємо за методикою, аналогічної тієї, по якій розраховувалося навантаження мікрорайону, тобто по формулі:

$$S_{P.ТП} = \sum S_{P.MAX} + k_1 \cdot \sum S_{P1} + k_2 \cdot \sum S_{P2} + k_3 \cdot \sum S_{P3} + \dots + k_i \cdot \sum S_{Pi}$$

де $\sum S_{p\cdot max}$ - найбільша з однорідних електричних навантажень для даної ТП кВт (беремо відповідно до даних табл. 1.3 і 1.4);

$k_1, k_2, k_3 \dots k_i$ - коефіцієнти враховуючі сполучення максимумів навантаження інших споживачів.

При цьому також враховуємо вимоги розділу 3.3 [3] про те, що при кількості об'єктів з неоднорідним навантаженням більш двох їхню навантажку слід додавати до найбільшого з урахуванням коефіцієнта одночасності $K=0,9$. Відповідно

$$S_{P.ТП} = S_{P.MAX} + 0,9 \cdot (k_1 S_1 + k_2 S_2 + k_3 S_3 + \dots + k_i S_i)$$

Визначимо коефіцієнти завантаження трансформаторів ТП у нормальному і післяаварійному режимах. При визначенні коефіцієнтів аварійних перевантажень часткове відключення споживачів не передбачаємо.

Формувати навантаження ТП будемо в такий спосіб: сумарне навантаження споживачів, живлених від однієї ТП повинне приблизно складати при $S_{тп}=2 \times 630$ кВ·А: $S_{нагр} = k_{zn} S_{тп} n_{тр} = 750 \dots 1100$ кВ·А.

При $S_{тп}=2 \times 400$ кВ·А: $S_{нагр} = 480 \dots 720$ кВ·А.

Також обчислимо центри навантажень для груп споживачів кожної ТП по формулах (лист 1):

$$X_{тп} = \frac{\sum S_i \cdot X_i}{\sum S_i};$$

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		34

$$Y_{ТП} = \frac{\sum S_i \cdot Y_i}{\sum S_i}$$

де $X_{ТП}$, $Y_{ТП}$ - координати центра навантажень;

S_i , кВт·А - навантаження окремих споживачів;

X_i , Y_i - координати відповідних ВРП.

Початок координат - лівий нижній кут листа 1.

Таблиця 1.7 - Навантаження ТП 10/0,4 кВ мікрорайону

№ будинку на плані мікрорайону	Навантаження, S кВт·А	Коеф. участі в максимумі, $K_{i \max}$	Коеф. одночасності, $K_{i \text{одн}}$	Розрахункове навант. спож. мікрор-ну $S_{\text{мкр}} = S_p K_{i \max} + K_{i \text{одн}}$	X_i	Y_i
1	2	3	4	5	6	7
по ТП 771						
1	189	0,95	0,9	161,6	27,2	42,2
37	32	1	1	32	34,5	44,5
2	140	1	0,9	126	22	38,5
3	140	1	0,9	126	27,2	35
31	126	0,8	1	101	31,1	30
30	134	1	0,9	121	35,5	39,4
28	109	0,6	0,9	59	37	30
Разом				727	30,3	36,8
по ТП 772						
8	189	0,95	0,9	162	9,6	22,8
38	53	1	1	53	4,5	25
4	140	1	0,9	126	19,5	32,6
5	140	1	0,9	126	24,9	27,6
6	140	1	0,9	126	13	28,3
7	140	1	0,9	126	16,6	24,2
16	134	1	0,9	121	19,5	20
32	78	0,8	1	63	27	23,9
Разом				903	16,9	25,6

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата
------	------	----------	--------	------

МР 5.8.141.257 ПЗ

Лист

35

Таблиця 1.7 - Продовження

1	2	3	4	5	6	7
по ТП773						
11	189	0,95	0,9	162	15,6	5,5
9	134	1	0,9	121	12	13
10	134	1	0,9	121	18,5	11,6
35	37	1	1	37	26	4,3
12	140	1	0,9	126	21,5	5
13	28	0,6	1	17	21,5	13,7
14	49	0,6	1	30	26,1	12,8
17	134	1	0,9	121	29	20
Разом				732	19,9	10,5
по ТП 775						
24	189	0,95	0,9	162	53	6,9
20	140	1	0,9	126	45	12,5
21	140	1	0,9	126	46,6	12,5
22	140	1	0,9	126	53	12,5
23	140	1	0,9	126	44,2	7
33	40	1	1	40	38,7	16,9
15	131	1	1	131	34,2	8
Разом				837	46,17	10
по ТП 774						
26	189	0,95	0,9	162	52,5	29,4
34	48	1	1	48	38	32
29	134	1	0,9	121	45,3	36
18	134	1	0,9	121	39,2	20
19	134	1	0,9	121	49,3	20
25	140	1	0,9	126	54	24,4
27	109	0,6	0,9	59	45	27,9
36	30	1	1	30	55,2	19
Разом				788	47,7	26

де $S_{ТП}$ кВ·А - величина навантаження ТП;

$n_{ТР}$ - кількість трансформаторів у ТП;

$S_{ТР}$, кВ·А - потужність трансформаторів у ТП.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 772:

$$k_{зН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{903}{630 \cdot 2} = 0,7;$$

в аварійному режимі:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		36

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{903}{630} = 1,43$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 773:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{732}{630 \cdot 2} = 0,58;$$

в аварійному режимі:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{732}{630} = 1,16$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 774:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{788}{630 \cdot 2} = 0,62;$$

в аварійному режимі:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{788}{630} = 1,25$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 775:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{837}{630 \cdot 2} = 0,66;$$

в аварійному режимі:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{837}{630} = 1,33$$

Дані розрахунку зводимо в таблицю 1.8

Визначимо коефіцієнти завантаження ТП у нормальному і після аварійному режимах.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 771:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{727}{630 \cdot 2} = 0,58;$$

в аварійному режимі:

$$k_{3H} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{727}{630} = 1,15$$

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						37
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

де $S_{ТП}$ кВ·А - величина навантаження ТП;

$n_{ТР}$ - кількість трансформаторів у ТП;

$S_{ТР}$, кВ·А - потужність трансформаторів у ТП.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 772:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{903}{630 \cdot 2} = 0,7;$$

в аварійному режимі:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{903}{630} = 1,43$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 773:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{732}{630 \cdot 2} = 0,58;$$

в аварійному режимі:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{732}{630} = 1,16$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 774:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{788}{630 \cdot 2} = 0,62;$$

в аварійному режимі:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{788}{630} = 1,25$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі для ТП 775:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР} \cdot n_{ТР}} = \frac{837}{630 \cdot 2} = 0,66;$$

в аварійному режимі:

$$k_{ЗН} = \frac{S_{ТП}}{S_{ТР}} = \frac{837}{630} = 1,33$$

Дані розрахунку зводимо в таблицю 1.8

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		38

Таблиця 1.8 Розрахункові навантаження ТП мікрорайону

№ ТП	Повна розрах. потужність ТП, $S_{\text{ТП}}$, кВ·А	Тип і дані силового трансформатора	Тип міський ТП	Коеф. завантаження в нормальному режимі	Коеф. завантаження в аварійному режимі
ТП771	727	ТМ-630-10/04; Δ/Y	К-42-630-М4	0,58	1,15
ТП772	903			0,7	1,43
ТП773	732			0,58	1,16
ТП774	788			0,56	1,33
ТП775	873			0,62	1,25

1.5 Розрахунок навантажень району

Як уже було зазначено, район містить у собі 3 мікрорайона. Основними споживачами електричної енергії в мікрорайонах є житлові будинки, школи, дитячі сади, торгові комплекси, магазини й інші. Район спроектований як єдине функціональне ціле. Техніко-економічні показники мікрорайонів приведені на листі 1.

Електричні навантаження по мікрорайоні були розраховані в розділі 1.4 даного проекту. Відомості про навантаження і розташування ТП по інших мікрорайонах узяті з техноробочих проектів електропостачання. Дані по електричних навантаженнях району зведені в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 Розрахункові навантаження району

№ мікрорайону	№ ТП	Розрахункові потужності ТП, кВ·А
1, 40 га	ТП771	727
	ТП772	903
	ТП773	732
	ТП774	788
	ТП775	873
2,	ТП776	820

42 га	ТП777	810
	ТП778	800
	ТП779	840
	ТП780	810
	ТП781	790
	ТП782	790
3, 68 га	ТП783	800
	ТП784	790
	ТП785	800
	ТП786	820
	ТП787	840
	ТП788	790
Усього		14523

Розрахункове навантаження району, що приведене до шин РП (ЦП) визначимо як суму навантажень окремих ТП з урахуванням коефіцієнта одночасності K_o (визначається в залежності від числа ТП) і з урахуванням коефіцієнта $K_{y.m}$, що враховує розбіжність за часом максимуму навантажень різнорідних споживачів.

$$S_p = K_o \cdot K_{y.m} \cdot \sum_{i=1}^n S_{p.ТП.i}$$

де K_o - коефіцієнт одночасності, приймаємо по табл. 10 [3]; при кількості $n_{ТП}=18$ і однорідному навантаженню $K=0,9$

де $K_{y.m}$ - коефіцієнт участі в максимумі, приймаємо по табл. 11 [3], для даного випадку рекомендується значення $K_{ип}=0,5... 0,81$; приймаємо $K_{y.m}=0,69$;

$$S_p = 0,9 \cdot 0,69 \cdot 14523 = 9019 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Середнє значення коефіцієнта потужності житлових мікрорайонів $\cos \varphi = 0,92$

$$P_p = 0,92 \cdot 9019 = 8297$$

1.6 Вибір варіантів схем розподільчої мережі 10 кВ

Відповідно до завдання на електропостачання району необхідно

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						40
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

передбачити електропостачання району за двопроменевою схемою з живленням від ПС-110 кВ. При цьому на ПС-110 встановлюються у необхідній кількості камери типу К-XXVI. Номінальний струм вимикачів визначається з розрахунку.

Відстань від ПС до найближчої ТП району – 0,950 км. Прийняття схеми розподільної мережі 10 кВ (із РП чи без РП) залежить від необхідного рівня надійності (підвищений, нормальний, знижений) і від величини приведених витрат на кВт розрахункового навантаження на шинах напругою 0,4кВ ТП. Порівнювані варіанти повинні давати однаковий енергетичний ефект, тобто в обох варіантах передбачається один і той же набір споживачів, однакові потужності споживання. Варіанти, що відрізняються по приведених витратах на величину менш 3%. вважаються економічними.

При зіставленні варіантів схем планованої міської електричної мережі будемо вважати, що мережа споруджується в один етап. Раніше вже було відзначено, що якщо до проектування приймається двопроменева мережа середньої напруги, то мережа 0,4 кВ рекомендується виконувати також двопроменевий. Таким чином, приймаємо до проектування мережа 10 кВ за двопроменевою схемою з однобічним живленням від ПС-110 (рис.1.1).

Рішення про будівництво в районі РП приймемо за результатами техніко-економічного порівняння варіантів мережі з РП і без РП. При цьому будемо враховувати, що мережа 0,4 кВ в обох випадках виконана двопроменевою і її схема в обох варіантах однакова.

Далі послідовно виконаємо розрахунок мережі 0,4 кВ мікрорайону, а потім розрахунок мережі 10 кВ усього району в двох варіантах (із РП і без РП). За результатами техніко-економічного порівняння варіантів виберемо один з них для проектування. Для обраного варіанта, виберемо устаткування, повіримо необхідність компенсації ємнісних струмів замкнення на землю, виберемо релейний захист.

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						41
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.7 Розрахунок електричної мережі

1.7.1 Загальні відомості

У розділі “Розрахунок електричної мережі” виконують вибір перерізів кабелів, у разі потреби, роблять розрахунок рівнів напруги і вибирають засоби регулювання. Перевіряють мережі 0,4 кВ за умовою автоматичного відключення ліній при однофазних коротких замиканнях. Перевіряють необхідність компенсації ємнісних струмів однофазного замикання на землю в мережах 10 кВ. Перерізи кабелів у мережі 10 кВ також перевіряються за умовою термічної стійкості.

Відповідно до п. 5.1. [1] переріз проводів і кабелів повинні прийматися по тривалому припустимому струмі в нормальному, аварійному і післяаварійному режимах і припустимих відхиленнях напруги.

Лінії напругою 10 кВ необхідно перевірити по економічній щільності струму в нормальному режимі і по величині струму короткого замикання. Причому, струми короткого замкнення розраховуються для конфігурації мережі нормального режиму.

При перевірці кабельних ліній по довгостроково припустимому струмі нагрівання, необхідно враховувати поправочні коефіцієнти на реальну температуру ґрунту в період розрахункового максимуму навантаження і на реальний питомий тепловий опір ґрунту.

Намічаємо до прокладки кабелі типу ААШВУ на номінальну напругу до 1 кВ і 10 кВ, виконані по ТУ 16.705.249-82. Ці кабелі мають підвищену температуру нагрівання жил і відносно великі нормативні величини довгостроково припустимих токових навантажень, кабелі випускаються по ТУМИ 570-80 і ТУ МИ 619-81. зазначені в ПУЕ.

Припустимі тривалі струми нагрівання для кабелів із застарілою паперовою ізоляцією з підвищеними температурами нагрівання приведені в табл. 16-2 1 [5].

Під аварійним режимом роботи мережі будемо розуміти її роботу в момент

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		42

протікання струмів коротких замикань на різних ділянках мережі.

Під післяаварійним режимом роботи мережі 10 кВ будемо розуміти її роботу на одну кабельну нитку чи лінію якщо в нормальному режимі працює дві чи більше ниток або ліній.

Значення поправочних коефіцієнтів до довгостроково припустимих струмів нагрівання розраховуємо виходячи з умов, викладених нижче.

1.7.2 Розрахунок поправочних коефіцієнтів до припустимих струмів нагрівання для реальних умов прокладки КЛ

Поправочний коефіцієнт до припустимих струмів нагрівання в загальному виді розраховується по формулі:

$$K_{\text{попр}}=K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5$$

де K_1 - поправочний коефіцієнт на реальну температуру середовища в період максимуму навантажень;

K_2 - поправочний коефіцієнт на тепловий опір ґрунту;

K_3 - поправочний коефіцієнт на припустиме перевантаження кабелю в після-аварійному режимі;

K_4 - поправочний коефіцієнт на використання кабелів на напругу 10 кВ у мережах 6 кВ;

K_5 - поправочний коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, що лежать поруч в одній траншеї.

При цьому будемо пам'ятати, що живильні лінії від ЦП до РП в одній траншеї прокладати не допускається.

В одній траншеї будемо прокладати кабелі живильних ліній (якщо їхній більш одного) і в двопробеневиx розподільчих мережах 10 кВ, а також у двопробеневиx розподільчих мережах 0,4 кВ.

Ґрунт на критичних ділянках кабельних трас піщано-глинистий.

З обліком вищесказаного визначимо:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						43
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

K_1 - максимум навантаження житлового району має місце в осінньо-зимовий період. Температура землі в зазначений період дорівнює: + 10 °С. Відповідно до табл.23 і табл.24 [5]:

$K_1=1.045$ – для КЛ 0,4кВ;

$K_1=1.045$ – для КЛ 10 кВ.

K_2 - для прийнятої схеми розподільної мережі КЛ виконуються двома кабелями в одній траншеї. Відповідно до таблиці 25 [5], тепловий опір глинясто-піщаного ґрунту для двох кабелів у траншеї з максимальним завантаженням у зимовий період при коефіцієнті попереднього навантаження менш 0,8 і питомому опорі ґрунту 120 см·К/Ом враховується $K_2=1,0$ для КЛ 0,4 кВ і КЛ 10 кВ (по таблиці 1.3.23 [7])

K_3 - для житлових районів з газовими плитами в будинках, при коефіцієнті, заповнення добового графіка 0.65 і тривалості максимуму 6.5 години відповідно до таблиці 26 [5] $K_3=1,3$ для КЛ 0,4 кВ і КЛ 10 кВ.

K_4 - у даному проекті $K_4=1$.

K_5 - згідно табл. 1.3.26 [7]: при двох кабелях і відстані між ними 100 мм (кабелі 0,4 кВ) - $K_5=0,9$;

при двох кабелях і відстані між ними 300 мм (кабелі 10 кВ) - $K_5=0,93$;

Тоді для двох кабелів в одній траншеї:

$K_{\text{попр}}= K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 = 1,26$ для КЛ до 0,4 кВ;

$K_{\text{попр}}= K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 = 1,22$ для КЛ 10 кВ.

У випадку одного кабелю в траншеї:

$K_{\text{попр}}= 1,35$ для КЛ 10 кВ.

При розрахунку перерізів КЛ з урахуванням поправочних коефіцієнтів необхідно пам'ятати, що коефіцієнт попереднього завантаження КЛ приймають у межах 0,8...0,9 (0.9 для кабелів по ТУ 16.705.249.82), що автоматично виконується, тому що навантаження нормального режиму кожного з двох кабелів приблизно 50% від навантаження в аварійному режимі.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						44
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

1.7.3 Розрахунок мережі 0,4 кВ

Раніше було обґрунтовано живлення споживачів мікрорайону (житлові будинки, громадські будинки) по двопробеневиx схемах. Таким чином до кожного споживача прокладається від ТП до ВРП будинку два кабелі. Приймаємо рішення, що в нормальному режимі по одному з кабелів живляться освітлювальне навантаження громадських будинків і навантаження квартир житлових будинків, а по іншому живляться силові навантаження (двигуни ліфтів, насосів, вентиляторів і ін.). При цьому як розрахункове навантаження нормального режиму приймається більше з навантажень.

Оскільки були прийняті до прокладки в мережі 0,4 кВ кабелі з паперовою ізоляцією, то перевірка на термічну стійкість до струмів $I^{(3)}_{кз}$ не потрібна. Перевірка за економічною щільністю струму нормального режиму для цих кабелів також не потрібна. Струм післяаварійного режиму завжди буде більше струму нормального режиму. Тому приймаємо рішення про вибір перерізів КЛ у проєктованій мережі 0,4 кВ по тривалих струмах післяаварійного режиму з перевіркою обраних перерізів по втраті напруги і по надійності спрацьовування захисних апаратів при $I^{(3)}_{кз}$.

У якості РП 0,4 кВ у міських ТП прийняті панелі ЩО-90 із запобіжниками ПН-2. Технічні параметри запобіжників ПН-2 на номінальну напругу 380 В приведені в таблиці 1.10.

Таблиця 1.10 – характеристика запобіжників типу ПН-2 з $U_{ном}=380$ В

Тип запобіжника	Номінальний струм, А		Граничний струм, що підключається, кА
	патрона запобіжника	плавкої вставки	
ПН2-100	100	31.5; 40, 50, 63, 80; 100	50
ПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	40
ПН2-400	400	200;250; 315;355:400	25
ПН2-600	630	3 15; 400; 500; 630	25
ПН2-1000	1000	630; 700; 850; 630	25

Вибір запобіжників виконуємо виходячи з умов:

$$I_{н.вс} \geq I_{роб.мах}$$

де $I_{н.вс}$ - номінальний струм плавкої вставки, А;

$I_{роб.макс.}$ - тривалий максимальний робочий струм лінії, що захищається, А.

Перерізу кабельних ліній, величини припустимих струмів, питомий погонний опір будемо приймати відповідно до таблиці 1.11

Перевірку селективності послідовно включених запобіжників у РП 0,4 кВ ТП і ВРП будинку не робимо, для чого приймаємо рішення про те, що $I_{н.вс}$ у ВРП менше, ніж $I_{н.вс}$ у ЩО-90 у ТП не менше чим на два ступеня.

Вибір перерізів КЛ повинний здійснюватися також виходячи з умов забезпечення нормальної напруги на зажимах електроприймачив. Попередній вибір перерізів, проводів і кабелів допускається робити виходячи із середніх значень граничних втрат напруги в нормальному режимі: у мережах 10 кВ - не більш 6%. у мережах 0,4 кВ (від ТП до введення в будинок) не більш 4-6%. При цьому великі значення (6%) відносяться до ліній живильним будинку з малою втратою напруги у внутрібудинкових мережах (малоповерхові й односекційні будинки), а менші значення (4%) - до багатопверхових багатосекційних будинків. Оскільки в розділі 5 [1] припустимі значення втрат напруги в післяаварійному режимі не зазначені, приймаємо рішення про те, що припустимі значення втрат напруги $\Delta U_{ном} = \Delta U_{ав} < 4-6\%$ при $U_{н} = 0,4$ кВ і $\Delta U_{ном} = \Delta U_{ав} < 6\%$ при $U_{н} = 10$ кВ.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						46
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

$$I_{K3}^{(i)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{Л} + \frac{Z_{TP}}{3}},$$

де U_{ϕ} - фазна напруга в мережі, у даному випадку $U_{\phi}=220$ В:

Z_{TP} - повний опір понижуючого трансформатора на ТП у режимі однофазного замкнення на корпус, Ом (у відп. з табл. 138, 140 [8]);

$Z_{Л}$ - повний опір петлі фаза-нуль кабельної лінії до найбільш вилученої крапки мережі, Ом (у відп. з табл. 146 [8]).

Установка батарей статичних конденсаторів для підвищення коефіцієнта потужності в міських мережах не передбачена.

Величини навантажень споживачів мікрорайону приймаємо з таблиці 1.7 даної роботи.

Вибір перерізів КЛ 0,4 кВ здійснюємо по наступному алгоритму (рис.1.2)

1.У якості вихідних даних маємо довжину КЛ і величину навантаження в аварійному режимі. КЛ W771.1 від ТП771 до житлового будинку № 1:

$S_{ав}=189$ кВ·А; $L=95$ м.

2. Визначаємо розрахунковий струм у КЛ: $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} = \frac{189}{\sqrt{3} \cdot 0,22} = 286$ А

3. Вибираємо струм плавкої вставки, як найближче верхнє значення після I_p відповідно до табл. 1.10. Номінальний струм плавкої вставки : $I_{пл.вст}=315$ А;

4. Вибираємо попередню, переріз КЛ за умовою $I'_{доп} > I_p$ для перерізу F(3x120+1x95) тип кабелю ААШВУ з $I_{доп предв}=300$ А ;

5. Перевіряємо обраний переріз по припустимих втратах напруги:

$\Delta U, \% = 0.0216 \cdot 189 \cdot 95 / 120 = 3,23 \% < 6\%$ - проходить.

У випадку, якщо величина втрат напруги перевищує 6% приймаємо переріз кабелю з наступним, більш високим номером (табл. 1.11) і знову перевіряємо величину втрат. Дію повторюємо, поки величина втрат не стане менш 6%.

У даному випадку остаточно обираємо переріз КЛ (3x120+1x95) тип кабелю ААШВУ з $I_{доп.предв}=300$ А

6. Для обраного перерізу на основі відомого погонного питомого опіру визнача-

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						48
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

ємо опір усієї КЛ:

$$Z_{л} = Z_{п} \cdot L = 0,58 \cdot 0,095 = 0,0551 \text{ Ом.}$$

7. Розраховуємо величину струму короткого замикання:

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{л} + \frac{Z_{тр}}{3}} = \frac{220}{0,0551 + 0,003} = 3786$$

$Z_{тр} = 0,009$ Ом - опір обмоток трансформатора;

8. Перевіряємо обраний переріз за умовою надійності спрацьовування запобіжника: $I_{кз}^{(1)} / I_{н.вс} = 3786 / 315 = 12 > 3$ - проходить.

У випадку, якщо умова надійності спрацьовування запобіжника не виконується, приймаємо наступний більший переріз КЛ і повторюємо розрахунок з пункту 5 доти, поки умова не буде виконуватися.

9. Остаточно приймаємо до установки на ділянці від ТП 771 до житлового будинку № 1 КЛ ААШВУ (3x120+1x95) з реальним припустимим струмом

$$I_{доп.р} = I_{доп} \cdot K_{попр} = 300 \cdot 1,26 = 378 \text{ А.}$$

10. Визначаємо необхідну для подальших розрахунків потужність втрат у нормальному режимі при протіканні максимального струму:

$$P_{втр} = 3 \left(\frac{I_{р.ав}}{2} \right)^2 Z_{л} = 3 \left(\frac{286}{2} \right)^2 0,0551 = 3,38 \text{ кВт}$$

Всі інші ділянки КЛ мережі 0,4 кВ мікрорайону розраховуємо аналогічним образом. Дані розрахунку зводимо в таблицю 1.12.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						49
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

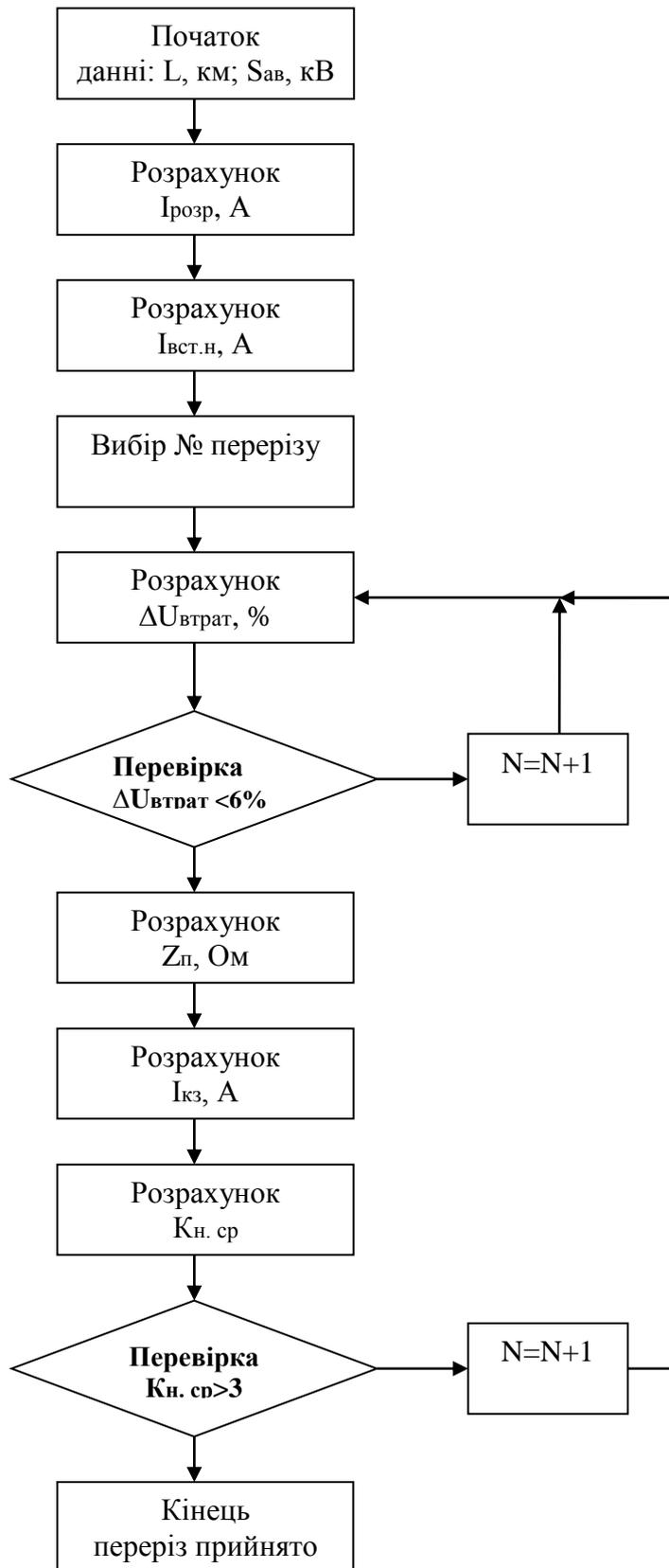


Рис. 1.2 - Алгоритм розрахунку перерізів КЛ розподільчої мережі 0,4 кВ.

1.8 Розрахунок мережі 10 кВ

1.8.1 Вибір трас КЛ і визначення перерізів КЛ

Підключення району необхідно виконати від підстанції 110кВ. Аналізуючи ситуаційний план системи електропостачання можемо зробити висновок про необхідність порівняння варіантів схеми розподільчої мережі 10 кВ із РП та без РП. Траси КЛ від ПС вибираємо відповідно до рекомендацій [5] в відповідності з обраною схемою розподільчої мережі 10 кВ безпосередньо до найближчих ТП. Відповідно до вищенаведених розрахунків усього в районі прийнято до установки 18 ТП із трансформаторами 2х630 кВА.

Схема розподільчої мережі з РП приведена на рис. 1.3, а без РП на рис.1.4.

Від ПС траси прокладаємо в відповідності з обраною схемою розподільчої мережі 10 кВ безпосередньо до найближчих ТП.

Раніше було визначено розрахункову величину навантаження району $S_{района}=9,0$ МВА. Тоді потужність РП також складе $S_{рп}=9,0$ МВА.

Розрахункове значення струму живильної лінії складе:

$$I_{РП.АВ} = \frac{S_{РП}}{\sqrt{3} \cdot U_{Л}} = \frac{9019}{1,73 \cdot 10} = 521 \text{ А}$$

Приймаємо рішення про живлення РП по двох лініях від двох секцій ПС 110. У кожній живильній лінії закладаємо по 2 кабелі. Живильні лінії з метою підвищення надійності системи електропостачання прокладаємо по різних сторонах вулиць. Тоді розрахунковий струм у нормальному режимі одного кабелю складе:

$$I_{каб.н}=521/4=130 \text{ А}$$

Розрахунковий струм у післяварійному режимі для одного кабелю складає:

$$I_{каб.ав}=130 \cdot 2=260 \text{ А}$$

Вибір перерізу КЛ робимо в наступній послідовності (рис. 1.5):

1. Від ПС вихідні дані: довжина КЛ 0,95 км. Струми задані.
2. З урахуванням реальних умов прокладки:

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		51

$$I'_{\text{каб}} = I_{\text{каб}} \cdot K_{\text{загр}} / K_{\text{попр}} = 260 \cdot 0,9 / 1,22 = 191 \text{ А}$$

Перерізи і характеристики кабелів приймаємо відповідно до даних табл.

1.13.

3. Приймаємо мінімальний переріз КЛ, що забезпечує припустимий струм з урахуванням реальних умов прокладки - (3x95) (N=4) для струму аварійного режиму.

4. Розрахуємо переріз економічної щільності струму для нормального режиму

$$F_{\text{ек}} = I_p / J_{\text{ек}} = 130 / 1,4 = 105 \text{ мм}^2.$$

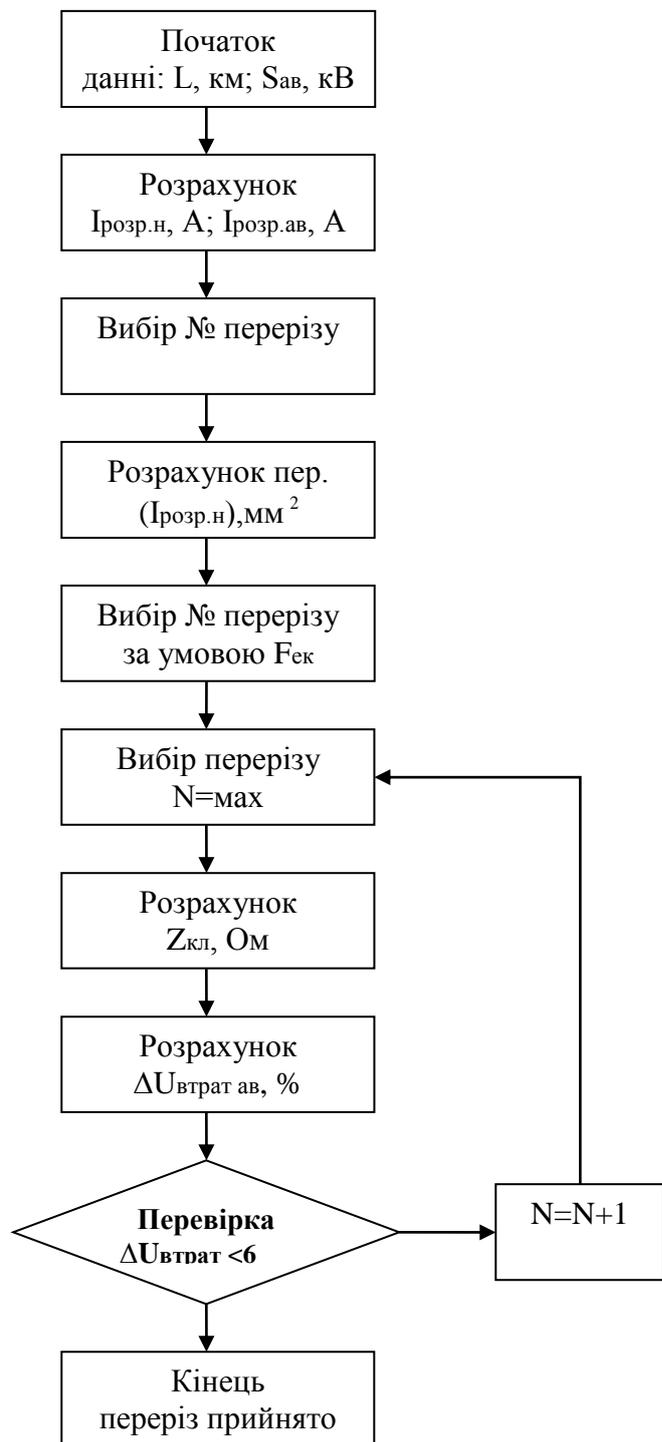
5. Знаходимо найближчий більший переріз до розрахованого перерізу економічної щільності струму - (3x150) (N_e=5).

6. Обираємо більший з отриманих перерізів п.3 і п.5 - max(N_i; N_e).

Таблиця 1.13 - Номенклатура розглянутих перерізів КЛ 10 кВ

№ перерізу	Площа перерізу мм ²	Довгостроково припустимий струм, А	Позначення	Погонний акт. опір, Ом/км	Погонний реакт. опір. Ом/км	Коеф. втрат потужності
1	35	125	(3x35)	0,89	0,095	11
2	50	155	(3x50)	0,62	0,09	7,7
3	70	180	(3x70)	0,443	0,086	5,5
4	95	225	(3x95)	0,326	0,083	4,1
5	120	265	(3x120)	0,258	0,081	3,2
6	150	300	(3x150)	0,206	0,079	2,6
7	185	340	(3x185)	0,167	0,077	2,1
8	240	390	(3x240)	0,129	0,075	1,6

Рис. 1.5 - Алгоритм розрахунку перерізів КЛ розподільчої мережі 10 кВ.



Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

7. Для обраного перерізу розраховуємо опір КЛ на основі відомих погонних опорів:

$$Z_{KL} = (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi) \cdot L = (0,206 \cdot 0,9 + 0,079 \cdot 0,436) \cdot 0,95 = 0,209 \text{ Ом.}$$

8. Розраховуємо втрати напруги в аварійному і нормальному режимах:

$$\Delta U \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot Z}{10,5} \cdot 100 \%$$

Тоді в нормальному режимі:

$$\Delta U = 1,73 \cdot 130 \cdot 0,209 / 10,5 = 0,53\% < 4\%. \text{ (у межах норми).}$$

У післяаварійному режимі

$$\Delta U = 1,73 \cdot 293 \cdot 0,209 / 10,5 = 1\% < 6\%. \text{ (у межах норми).}$$

Отже, обраний переріз ААШВУ (3х150) приймається.

Для подальших розрахунків оцінюємо втрати потужності під час роботи у нормальному режимі з максимумом потужності:

$$P_{\text{втрат}} = K \cdot P^2 \cdot L \cdot 10^{-3}$$

де $P_{\text{втрат}}$ - втрати потужності, кВт;

P - розрахункова потужність, МВт;

L - довжина лінії, км;

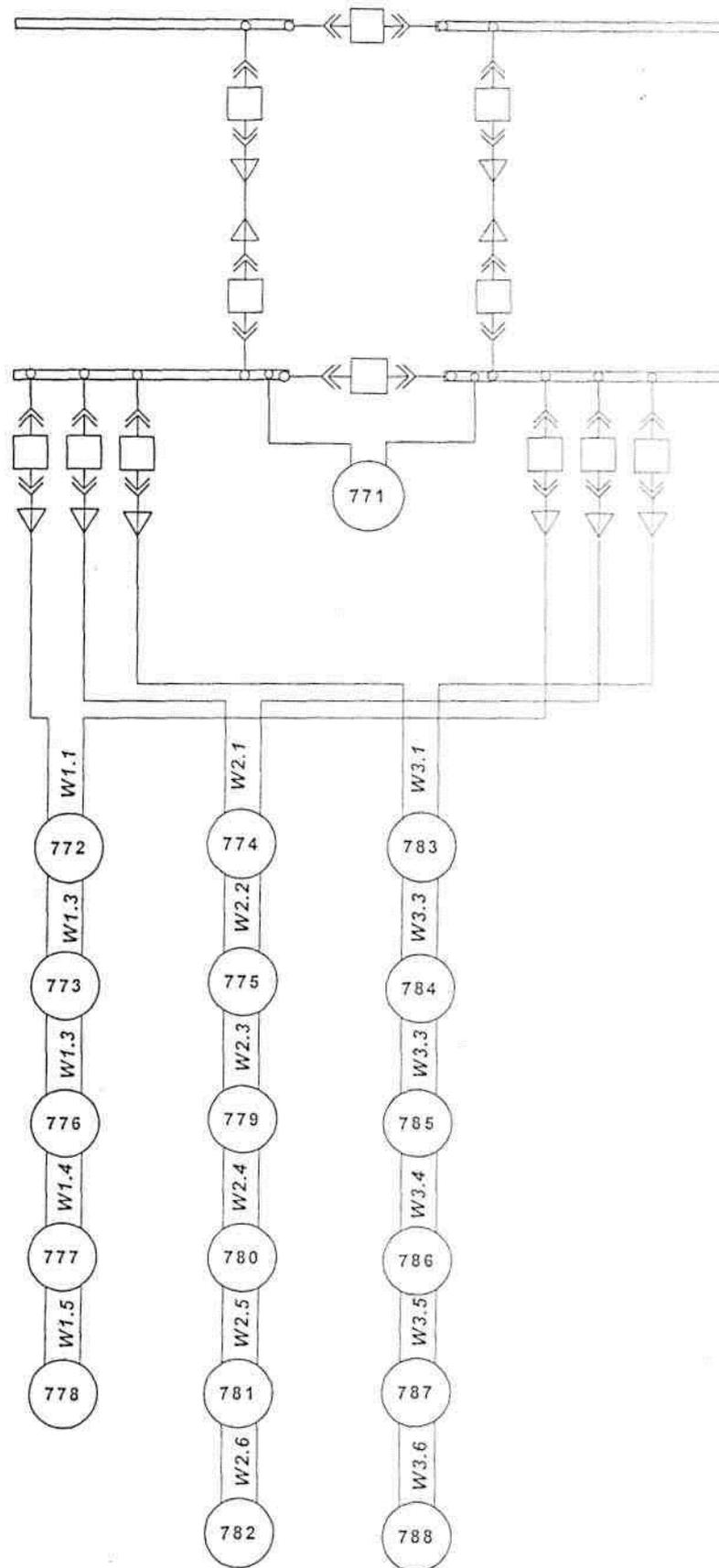
K - коефіцієнт для визначення втрат потужності (табл. 1.1 3)

У даному випадку $P_{\text{втрат}} = 9,88$ кВт

Розрахунок КЛ на інших ділянках та інших променах розраховуються аналогічним образом. Розрахунковий струм кожної ділянки одержуємо підсумовуванням струмів попередніх ділянок. Розрахунки по всіх інших променах на обидва варіанта зводимо в таблиці 1.14- 1.15, відповідно.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		54

Рис. 1.3 варіант 1 (з РП)



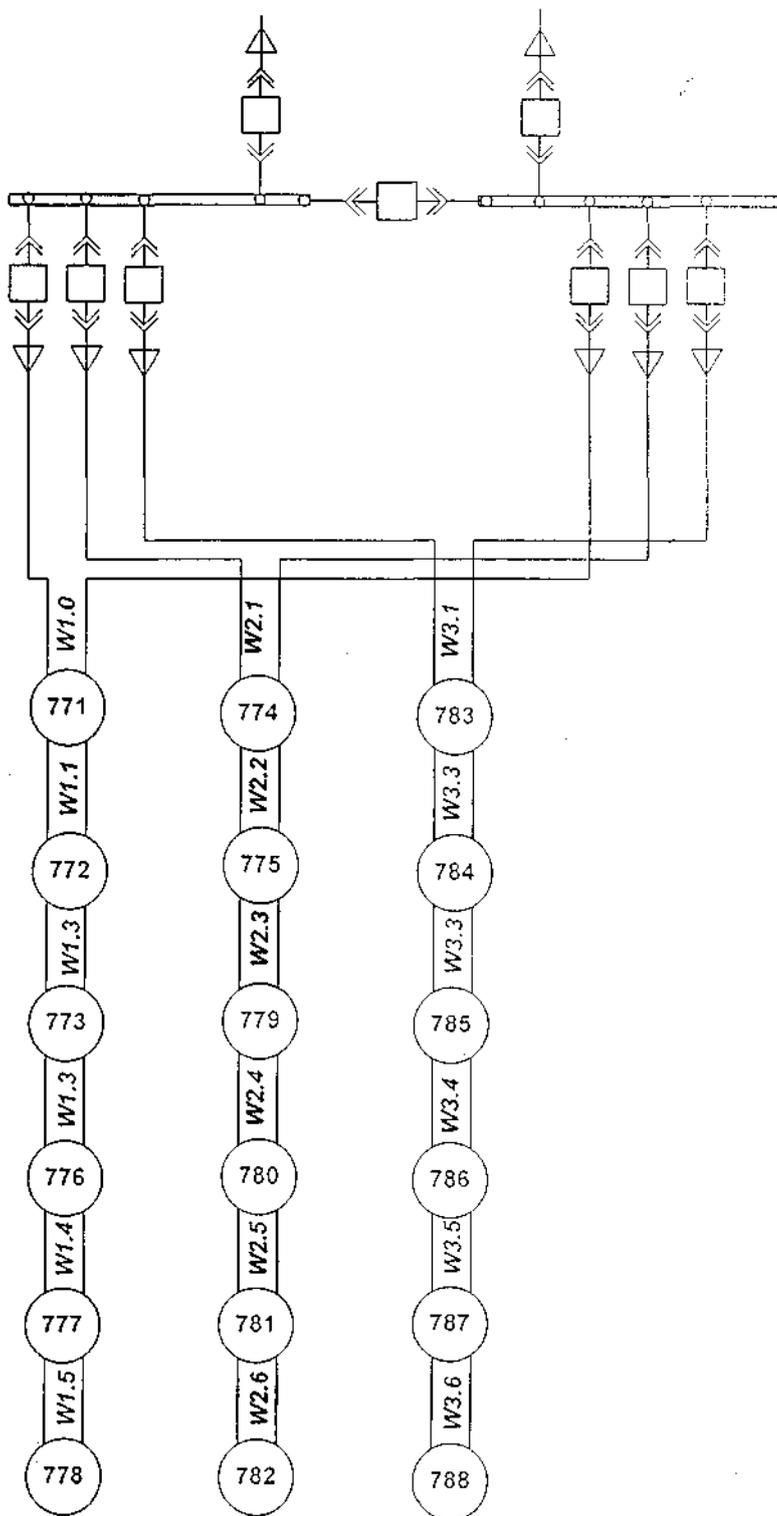
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МР 5.8.141.257 ПЗ

Лист

55

Рис. 1.4 варіант 2 (без РІП)



Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МР 5.8.141.257 ПЗ

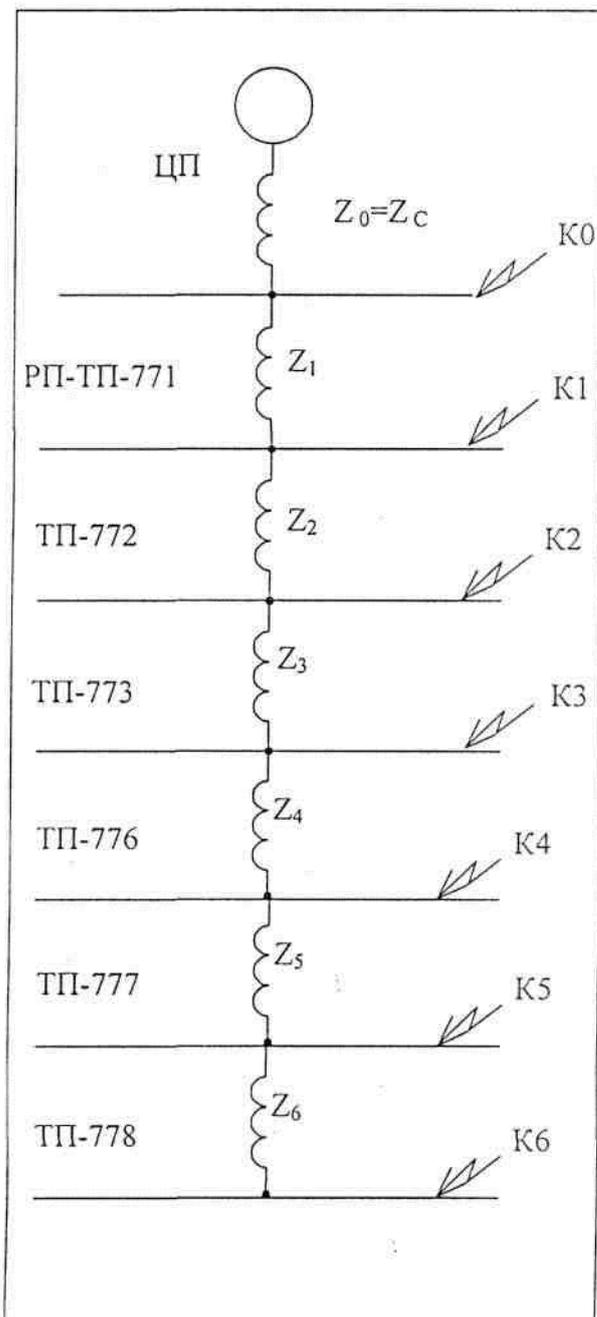
Лист

56

1.8.2 Розрахунок величин струмів короткого замикання розподільчої мережі 10 кВ

Розрахунок струмів короткого замкнення будемо робити спрощеним способом. Оскільки мережа 10 кВ працює з ізольованою нейтраллю, те будемо розглядати тільки струми 3-х фазних коротких замикань. Вихідними даними для розрахунку є потужність 3-х фазного КЗ на шинах 10 кВ центра живлення, тобто шинах 10 кВ ПС 110 кВ. Потужність $S_{КЗ}^{(3)}$ на шинах 10 кВ зазначеної ПС складає 250 МВА.

Рис.1.6 Розрахункова схема мережі. Приймаємо $S_6=100$ МВА; $U_6=10,5$ кВ



Базисний струм для ступіні напруги 10,5 кВ складе:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{100}{1,73 \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Опір живильної мережі в місці приєднання, тобто ПС “Кіровська”

$$Z_c = X_{c(6)} = S_6 / S_{КЗ}^{(3)} = 100 / 250 = 0,4.$$

Розрахункова схема мережі представлена на рис. 1.6.

З урахуванням даних про активний і реактивний погонний опір КЛ табл. 6.80 [6]. таблиця 1,13 розраховуємо активні й індуктивні опори ділянок

$$X_i = X_{oi} \cdot L_i; \quad R_i = R_{oi} \cdot L_i;$$

Повні опори розраховуємо як:

$$Z_i = \frac{\sqrt{X_i \cdot R_i}}{n}$$

де n - кількість кабелів у лінії.

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

Еквівалентні опори $Z_{ек}$, до крапки КЗ одержуємо послідовно підсумовуючи значення Z_i ;

Початкове значення періодичної складовий СКЗ:

$$I_{n0i} = I_6 \cdot Z_{ек} \text{ кА};$$

Значення ударних струмів: $I_{уд} = 2.55 \cdot I_{n0i} \text{ кА};$

Періодична складова СКЗ до моменту розмикання контактів:

$$I_{n.i} = 1.42 \cdot I_{n0i}, \text{ кА};$$

Потужність КЗ у розрахункових крапках:

$$S_{кзi} = 1.73 \cdot U_6 \cdot I_{n0i}, \text{ МВА};$$

Розрахунки $S_{кзi}$ по всіх променях на обидва варіанти зводимо в таблиці 1.16 - 1.17.

Для перевірки прийнятих перерізів КЛ за умовою термічної стійкості розраховуємо переріз трифазного короткого замкнення по формулі:

$$F_{кз} = \frac{I_{n0}}{C} \cdot \sqrt{\tau_{пп}} = \frac{I_{n0}}{0.90} \cdot \sqrt{0.52}$$

де $C=85...90$ - коефіцієнт, приймаємо $C=90$; $\tau_{ин} = \tau_3 + \tau_{відкл} = 0.2...0.6$;

τ_3 - час спрацьовування захисту;

$\tau_{відкл}$ - час спрацьовування вимикача, рівне $0.1...0.2$ с.

Приймаємо $\tau_{ин} = 0.52$.

Розрахунки по всіх променях на обидва варіанта також зводимо в таблиці 1.16 -1.17. На підставі даних табл. 1.17 остаточно обираємо перерізи кабелів розподільчої мережі 10 кВ з задовільними умовами термічної стійкості.

1.8.3 Техніко-економічне порівняння варіантів

Техніко-економічне порівняння варіантів виконуємо за методикою приведених витрат:

$$Z = E_n \cdot K + B$$

де $E_n = 0.12$ - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень;

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		58

К - капітальні витрати, тис. грн.;

В - річні витрати на експлуатацію, тис. грн.

Процес розрахунку величин капітальних витрат зведений у таблицю 1.18.
Річні витрати виробництва розраховуються по формулі:

$$V = V_a + V_{op} + V_{п},$$

де V_a - щорічні амортизаційні відрахування;

V_{op} - щорічні витрати на обслуговування і ремонт;

$V_{п}$ - щорічні витрати, зв'язані з втратами електроенергії.

$$V_a = K_{КОМ} \cdot \alpha_{a.ком} + K_{Л} \cdot \alpha_{a.л}$$

де $K_{КОМ}$, $K_{Л}$ - вартість комірок і ліній, відповідно тис. грн.

$\alpha_{a.ком} = 0,06$, $\alpha_{a.л} = 0,03$ - нормативи амортизаційних відрахувань від вартості комірок і ліній.

$$V_{op} = K_{КОМ} \cdot \alpha_{op.ком} + K_{Л} \cdot \alpha_{op.л}$$

де $\alpha_{op.ком} = 0,02$, $\alpha_{op.л} = 0,015$ - нормативи відрахувань на обслуговування і ремонт комірок і ліній.

$$V_{п} = \Delta E \cdot \beta$$

де β - вартість втрат електроенергії; за даними "Сумиобленерго" вартість втрат складає 24,36 коп/кВт·ч.

ΔE - втрати в лінії.

$$\Delta E = \sum \Delta P_{\max} \cdot \tau$$

де ΔP_{\max} - максимальні втрати активної потужності в лініях при розрахункових навантаженнях, кВт;

τ - приведені на рік час максимальних втрат, визначаємо за графіком рис. 46[5];
для комунально-побутових підприємств $\tau = 2200$ ч.

Визначення витрат на компенсацію втрат у мережі

У схемах варіантів 1 і 2 кількість трансформаторів однаково, режим роботи теж однаковий, тому втрати потужності й енергії будемо визначати тільки в кабельних лініях. Причому втрати будемо розраховувати тільки в КЛ 10 кВ, тому що довжини КЛ 0,4 кВ і їхнього навантаження в обох варіантах однакові.

						Лист
						59
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Втрати потужності в кабелях на кожній з ділянок мережі розраховуємо по формулі:

$$\Delta P = K_{II} \cdot \left(S \cdot \cos \varphi / 2 \right)^2 \cdot L$$

де ΔP - розрахункова потужність, МВт;

L - довжина КЛ, км;

$\cos \varphi = 0,9$;

коефіцієнт 2 - для обліку двох рівнобіжних кабелів.

K_{II} - коефіцієнт втрат потужності, приведений у таблиці 1.13.

Розрахунок втрат потужності по кожному з варіантів зведемо в таблицю 1.17. Розрахунок капітальних витрат по кожному з варіантів зведемо в таблицю 1.18.

Остаточний розрахунок приведених витрат представлений у таблиці 1.19. Зведеного техніко-економічного порівняння видно, що з економічної точки зору кращим є варіант 1 - із РП.

Таблиця 1.17 - Розрахунок втрат.

	Варіант із РП	Варіант без РП
Живляча лінія, кВт	19,76	-
Втрати в промені W1, кВт	13,6	27
Втрати в промені W2, кВт	18,3	32,7
Втрати в промені W3, кВт	20	34,3
Усього втрат за варіантом, кВт	71	94
Приведений час максимальних втрат, годин	2200	2200
Річні втрати, МВт·год	156,2	206,8
Ціна втрат, грн/кВт·год	0,24	0,24
Вартість втрат, грн.	37,4	50

Таблиця 1.18 - Розрахунок капітальних витрат, тис. грн

Устаткування	Од. вим.	Вартість за од. з РП	Кільк. з РП	Вартість усього з РП	Кільк. без РП	Вартість усього без РП
Камери КМ на ПС 100	шт.	3,2	2	6,4	8	25,6
ТП єдиної серії ТПК-42-630М4-2х630	шт.	19	17	323	18	342
ТП єдиної серії ТПК-42-400М4-2х400	шт.	16	-	-	-	-
РП типу П-РПК-2ТМх630	шт.	51	1	51	-	-
Усього кап. витрат на устаткування				374		342

Кабель ААШВУ						
2(3х35)	км	10,1	2,01	20,3	2,01	20,3
2(3х50)	км	10,9	0,69	7,5	0,69	7,5
2(3х70)	км	12,2	1,18	14,3	1,18	14,3
2(3х95)	км	13,5	0,89	12	0,89	12
2(3х120)	км	14,8	1,05	15,5	3,9	58
2(3х150)	км	16,5	1,9	31	-	-
2(3х180)	км	18,1	-	-	-	-
2(3х240)	км	21,3	-	-	-	-
Усього кап. витрат на КЛ				100,6		112,2
Усього кап. витрат				474,6		454,2

Таблиця 1.19 - Розрахунок приведених витрат .

	Норматив	Варіант 1 з РП	Варіант 2 без РП
<i>Амортизаційні відрахування</i>			
Устаткування, тис. грн.	0,06	22,4	20,5
КЛ, тис. грн.	0,03	3	3,4
Усього, тис. грн.		25,4	23,9
<i>Відрахування на ремонт</i>			
Устаткування, тис. грн.	0,02	7,49	6,84
КЛ, тис. грн.	0,015	1,5	1,7
Усього, тис. грн.		8,98	8,54
<i>Вартість втрат, тис. грн.</i>		37,4	50
Усього річних витрат, тис. грн.		71,7	82,4
Приведені капітальні витрати, тис. грн.	0,12	56,9	54,5
Приведені витрати, тис. грн.		128	137

2 Охорона праці

Заходами охорони праці в енергетиці передбачається рішеннями наступних задач:

- навчання персоналу безпечним методам робіт в електроустановках;
- систематичних контроль Правил безпеки при роботі в електроустановках і Правил технічної експлуатації електроустановок;
- контроль відповідності професійного рівня виконавців і робіт виконуваних відповідно до ЕТКС і посадових інструкцій;
- контроль безпеки виконання робіт на електроустановках;
- нормалізація санітарно-гігієнічних умов праці.
- контроль за забезпеченням працюючих засобами індивідуального і колективного захисту;
- контроль за дотриманням оптимальних режимів праці і відпочинку працюючих;
- контроль за лікувально-профілактичним і санітарно-побутовим обслуговуванням працюючих.

2.1 Охорона праці при будівництві і монтажі ПС

3.1.1 Виявлення небезпечних умов праці і шкідливих виробничих факторів при монтажі ПС

Визначимо небезпечні і шкідливі фактори при монтажі ПС відповідно до ДСТ 120003-74 “Небезпечні і шкідливі виробничі фактори”. До таких факторів відносяться:

1. Машини, що рухаються і механізми. Застосування транспорту для перевезення персоналу і матеріалів створює небезпека травмування при маневрах. При виконанні транспортних і такелажних робіт, щоб уникнути травмування, персоналу необхідно дотримуватися правил по експлуатації транспортних засобів, правил техніки безпеки при виконанні транспортних і такелажних робіт.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		62

2. Знижена температура повітря робочої зони. Монтажні роботи виконуються на відкритому повітрі.

3. Можливість опіків при роботі зі зварювальним устаткуванням.

4. Відсутність або недостатність природного світла, що може негативно вплинути на якість роботи.

5. Підвищена напруга в електричному колі, замикання якої може пройти через тіло людини.

6. Розположення робочого місця на значній висоті відносно землі.

7. Наявність гострих кромek, зазубрин на поверхні обладнання, інструментів.

2.1.2 Розробка організаційно-технічних заходів охорони праці, підбір засобів захисту, що забезпечують безпечні умови праці.

За результатами аналізу умов праці при монтажі електроустаткування розробляється розділ “Техніка безпеки при виконанні електромонтажних робіт” даного об'єкта.

Організаційно-технічні заходи щодо підготовки робочого місця містять у собі підготовку під'їзних колій, проходів, огороження небезпечних зон. У необхідних випадках виставляються чергові, установлюються попереджувачі і знаки, що забороняють, сигнальне висвітлення.

Швидкість руху транспорту в монтажній зоні не повинна перевищувати 5 км/ч. До роботи з машинами, що рухаються, і механізмами допускаються обличчя не молодше 18 років, що пройшли спеціальне навчання і відповідні посвідчення.

Перед роботою, персонал проходить інструктаж на робочому місці і розписується в журналі інструктажу.

Знижена температура повітря в холодний час року створює небезпеку-переохолодження організму. Для запобігання переохолодження персонал забезпечується утепленням спецодягом, також обмежується час перебування в холодній зоні.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		63

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт в електроустановках є:

- призначення робітників, відповідальних за безпечне виконання робіт;
- видача наряду чи розпорядження;
- видача дозволу на підготовку робочого місця і на допуск;
- підготовка робочого місця і допуск до роботи;
- нагляд при виконанні робіт;
- перехід на друге робоче місце;
- оформлення перерв в роботі і її закінчення;

Відповідальними за безпечне ведення робіт являються:

- робітник, що видав наряд або розпорядження;
- робітник, що дав дозвіл на підготовку робочого місця і на дозвіл;
- робітник, що підготував робоче місце;
- робітник, що допускав до роботи;
- керівник робіт;
- робітник спостерігаючий за безпечним виконанням робіт;
- члени бригади.

В наряді допуску повинно бути вказано склад бригади, місце робіт, час початку і закінчення роботи, необхідні заходи безпеки і відповідальні за безпечне виконання робіт. Допускається бригада до роботи тільки після виконання всіх технічних заходів.

Робота повинна виконуватись під постійним наглядом керівника робіт чи спостерігача.

Перед початком робіт працівник, що підготовляє робоче місце чи, що видає наряд, робить інструктаж на робочому місці з записом в наряді і розписом журналі.

Для забезпечення безпеки робіт в електроустановках крім організаційних виконуються технічні заходи. До них відносяться:

- провести необхідні відключення і прийняти заходи що перешкоджають

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		64

помилковому включенню комутаційної апаратури;

- перевірка відсутності напруги в робочій зоні, включення заземлень;
- вивішування плакатів і огорожень.

По закінченні, робіт наряд закривається і передається черговому ОДС.

Для захисту від опіків людини працюючого зі зварювальним устаткуванням передбачений захист рук і обличчя, у виді брезентових рукавиць і захисної маски.

При недостатньому освітленні в нічні години встановлюють прожектори.

Небезпечними по відношенню можливості травмування, являються роботи пов'язані з підніманням на висоту і закріпленням важких деталей електрообладнання (роз'єднувачів трансформаторів струму і інш.). При встановленні різних апаратів і інших деталей в закритих РП, закріплених в стінах, стелях і на будівельних конструкціях з допомогою цементних розчинів не варто видаляти піддержуючі їх пристрої до повного затвердіння розчину. Передчасне видалення підпорок і розтяжок може визвати руйнування вузла кріплення і падіння цих конструкцій, що дуже небезпечно. Підняті на висоту для монтажу різні елементи обладнання повинні негайно закріплюватися на своїх місцях. При переміщенні роз'єднувачів, короткозамикачів їх необхідно встановлювати в положення "включено", так як при такому положенні ножів виключається можливість травмування робітників ножовими контактами рублячого типа.

Всі автоматичні вимикачі, електромагнітні приводи і інші апарати у яких є поворотні пружини або механізми вільного розщеплення, потрібно пересувати з місця на місце, коли вони знаходяться в положенні "відключено", справа в тім, що при включеному положенні цих апаратів можливі випадкові спрацювання на відключення і раптовий рух механізма може травмувати робітника, що пересуває апарат. Пересування і підйом, камер або блоків збірних розподільчих пристроїв необхідно з допомогою відтяжок, щоб попередити їх можливе перекидання. В процесі регулювання вимикачів і роз'єднувачів з автоматичними приводами повинні бути прийняті заходи проти самовільного включення або відключення апарата.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						65
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2 Захист ПС від прямих ударів блискавки

Атмосферні перенапруги які виникають в елементах електроустановок у результаті прямих ударів блискавки і при набіганні хвиль перенапруги приводить не тільки до пошкодження обладнання і переривам електропостачання, але і представляє значну небезпеку для людей.

Тому правильний вибір захисних пристроїв від атмосферних перенапруг являється важливою задачею при проектуванні електроустановок, від рішення якої в значній мірі залежить цілість обладнання, надійність енергопостачання споживачів і безпека людей і тварин.

Атмосферні перенапруги виникають при прямих ударах блискавки в елементи електроустановок. При цьому виникають перенапруги з амплітудою, що доходить до мільйона Вольт. Інтенсивність окремих ударів блискавки визначають амплітудою струму блискавки, під яким розуміють струм що протікає при прямому ударі блискавки через об'єкт, володіючи низьким опором заземлюючого пристрою. В деяких випадках амплітуда струму блискавки доходить до 200 кА.

Захист ПС від прямих ударів блискавки здійснюється стрижневими і тросовими блискавковідводами.

Блискавковідвід, як засіб захисту від прямих ударів блискавки складається з блискавкоприймача, що піднімається над об'єктом, що захищається, заземлювача і струмоведучих спусків, які з'єднують блискавкоприймач із заземлювачем. Гарне заземлення блискавковідводу є необхідною умовою надійного захисту. Не менше значення має здійснення надійних електричних з'єднань між усіма частинами блискавковідводу, тому що при проходженні струму блискавки в місцях поганих контактів виникає інтенсивне іскріння, що може спричинити пожежу. Захисна дія блискавковідводів заснована на тім, що заряди, що накоплюються на його вершині в лідерній стадії розряду блискавки).

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						66
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

2.2.1 Конструктивне виконання блискавковідводів.

Блискавкозахисні пристрої повинні мати досить високі техніко-економічні показники. Для цього, поряд з вибором оптимальної висоти і розташування блискавковідводів, необхідно також застосування раціональних конструктивних рішень. У першу чергу рекомендується максимально використовувати конструктивні елементи самого об'єкта, що захищається, (наприклад портами ОРП), а також інших споруджень, розташованих поблизу нього (прожекторні вишки і т.д.)

З метою скорочення термінів будівництва, зниження капітальних вкладів і забезпечення максимальної індустріалізації робіт, рекомендується широко використовувати уніфіковані конструкції і типові деталі, наприклад, типові фундаменти опор ліній електропередачі, уніфіковані залізобетонні стійки й ін.

Окремо розташовані блискавковідводи можуть виконуватися зі сталевих труб чи у виді ґратчастих конструкцій.

Широко використовуються також більш дешеві блискавковідводи, виконані на залізобетонних чи на дерев'яних стійках чи у виді опор. У випадку залізобетонних блискавковідводів у якості струмовідводу служить металева арматура, а по дерев'яним стійкам прокладається спеціальний струмоведучий спуск до заземлювача. Переріз струмовідводу повинний бути достатнім, щоб він не розплавився при протіканні струму блискавки, а у випадку прокладки струмовідводу по дереву - не викликав запалення деревини. За допомогою нескладного орієнтованого розрахунку можна показати, що за умовами нагрівання для сталевих провідників у всіх випадках досить перерізу 25 мм². Однак з метою підвищення механічної міцності і збільшення терміну служби рекомендується застосовувати сталеві провідники перерізом 50 мм².

Для запобігання від корозії струмовідводи повинні бути пофарбовані чи оцинковані. Використання, багатодротового троса за умовами корозії не рекомендується.

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		67

2.2.2 Зони захисту блискавковідводів.

Зоною захисту прийнято називати простір навколо блискавковідводу, попадання в який розрядів блискавки, малоімовірно. У силу того, що розрядні напруги повітряних проміжків, особливо при відстані в десятки метрів, мають значні статичні розброси, блискавковідводи забезпечують захист лише з деяким ступенем імовірності. Ніякий блискавковідвід не дасть стовідсоткової гарантії від поразки об'єкта, що знаходиться в зоні захисту.

Виконаємо розрахунок зони захисту блискавковідвода:

визначаємо висоту блискавковідвода на кінцевій опорі ВЛ 35 кВ.

Найбільша висота захисного елемента (портала) $h_x=7,5$ м.

Відстань від нього до блискавковідвода $r_x= 16,5$ м

Висота блискавковідвода визначаємо із рівняння:

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h_1 - h_x}{h_1 + h_x},$$

де h_1 – повна висота блискавковідвода;

r_x – радіус захисту блискавковідвода.

$$16,5 = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h_1 - 7,5}{h_1 + 7,5}$$

Розв'язуя рівняння $1,6 \cdot h_1^2 - 24 \cdot h_1 - 123,7 = 0$

$$h_1 = \frac{24 \pm \sqrt{24^2 - 4 \cdot 1,6 \cdot 123,7}}{2 \cdot 1,6} = 43$$

Приймаємо з деяким запасом висоту блискавковідвода $h_1=43$ м, тоді радіус захисту:

$$r_x = 1,6 \cdot 43 \cdot \frac{43 - 7,5}{43 + 7,5} = 47 \text{ м}$$

Визначаємо радіус захисту цього блискавковідвода при висоті захищаючих об'єктів $h_x=3,5$ м.

$$r_x = 1,6 \cdot 1 \cdot \frac{19 - 3,5}{19 + 3,5} = 21 \text{ м}$$

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		68

Вибраний радіус цього блискавковідвода захищає лінійні портали ПС.

2.2.3 Небезпечна зона при роботі крана типу КС-4561

Розрахуємо можливу небезпечну зону при роботі автомобільного крана КС-4561. Виліт стріли $R=12$ м При підніманні вантажа масою дві тонни на висоту $h=10$ м, при кутовій швидкості обертання стріли $w=0,1$ c^{-1} .

Відліт вантажа при падінні з висоти h визначається по формулі:

$$S_1 = 0,32 \cdot W \cdot R \cdot h$$

де W – кутова швидкість обертання стріли, c^{-1}

Підставимо значення:

$$S_1 = 0,32 \cdot 0,1 \cdot 12 \cdot 10 = 1,4 \text{ м.}$$

Вітер і парусність вантажа можуть значно збільшити відліт, тому по СНІП 14-4-80 $S_h=7$ м. Таким чином в залежності від погодних умов і габаритів вантажа небезпечну зону визначаємо для компактних вантажів по формулі:

$$S_1 = R \cdot \left(1 + 0,32 \cdot W \cdot h^{1/2} \right) = 11,4 \text{ м.}$$

Для плит і панелів високої парусності і при вітряній погоді $S_1 = R + S_h = 10 + 7 = 17$ м.

Виходячи з розрахунку при роботі крана на цій зоні не повинні знаходитись сторонні особи.

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		69

3 Розрахунок економічних показників мережі електропостачання району

3.1 Загальні відомості

Розрахунок економічних показників спроектованої мережі електропостачання зробимо відповідно до методики, викладеної в [11]. При цьому відзначимо, що раніше, у розділі 1 вже було виконано техніко-економічне порівняння варіантів двопроменевої розподільчої мережі 10 кВ з РП та без РП. Обрана схема мережі приведена на листі 5 (варіант 1). По цій же схемі зроблено і розрахунок економічних показників.

Як це рекомендовано в розділі 2.3 [11], для обраної схеми необхідно зробити розрахунок питомих техніко-економічних показників.

Основними питомими показниками роботи системи електропостачання є:

- собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії;
- собівартість 1 кВт·год корисно доведеної до споживача електроенергії;
- питомі експлуатаційні витрати на умовну одиницю;
- питомі капітальні витрати на одну умовну одиницю;
- питомі капітальні витрати на 1 кВт·год навантаження;
- питомі капітальні витрати на одного працюючого;
- питома трудомісткість обслуговування мережі;
- питомі амортизаційні відрахування на умовну одиницю.

Для обчислення питомих показників необхідно виконати ряд проміжних розрахунків:

- визначити суму капітальних вкладень на спорудження мережі електропостачання;
- визначити суму умовних одиниць (чи суму фізичних обсягів) експлуатаційних витрат;
- визначити річні експлуатаційні витрати по передачі електроенергії;
- зробити розрахунок річного фонду оплати праці персоналу;

					МП 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		70

амортизаційних відрахувань, витрат на ремонт і на керування.

Таблиця 3.1. Структура капітальних витрат на спорудження мережі електропостачання

№	Найменування об'єкту, од. вим.	Кількість	Вартість, тис. грн.		Кількість ум. од.	
			За од.	Усього	На од.	Усього
1,1	Камери КМ на ПС 110кВ	2	2.3	4.6	2.4	9.6
1,2	ТП єдиної серії ТПК-42-630М4-2х630	17	18.5	18.5	8.2	139.4
1,3	РП типу П-РПК-2ТМх630	1	50.9	50.9	8.2	8.2
2	Кабель ААШВУ U _{ном} =10 кВ, КМ, у т.ч. 2(3х35)	8,74		96,6	7.0	61.2
2,1	2(3х50)	2,01	7,77	15,6		
2,2	2(3х70)	0,69	8,39	5,78		
2,3	2(3х95)	1,18	9,36	11		
2,4	2(3х120)	0,89	10,41	10,2		
2,5	2(3х150)	1,05	11,43	12,00		
2,6	2(3х185)	1,9	13,95	26,5		
2,7		0,00	17,10	0,00		
3	Кабель ААШВУ U _{ном} =0,4 кВ, КМ, у т.ч.	16.94		94.7	2.3	39.0
3,1	2(3х35+1х25)	3.77	3.98	15.01		
3,2	2(3х50+1х35)	1.59	4.58	7.26		
3,3	2(3х70+1х50)	6.14	5.32	32.66		
3,4	2(3х95+1х70)	2.50	6.26	15.63		
3,5	2(3х120+1х95)	2.06	7.72	15.89		
3,6	2(3х150+1х120)	0.89	9.20	8.21		
3,7	2(3х185+1х150)	0.00	10.45	0.00		
4	Відно-розподільчі пристрої житлових будинків, громадських будинків і комунально-побутових підприємств. шт.	138	0.53	73.7	0.10	13.8
Разом по всій мережі				363		271

3.2.1 Визначення кількості і складу експлуатаційного персоналу.

Для визначення величини фонду оплати праці визначимо необхідну чисельність обслуговуючого персоналу мережі. Розрахунок загальнорічної облікової чисельності обслуговуючого персоналу мережі $Ч_{\text{пп}}^{\text{сп}}$ виконаємо виходячи із суми умовних одиниць УО і штатного коефіцієнта $K_{\text{шт}}$, що нормує явочну чисельність, що приходить на 100 УО.

$$Ч_{\text{пп}}^{\text{сп}} = K_{\text{шт}} \cdot УО \cdot K_{\text{пер}} / 100,$$

де $K_{\text{пер}}$ - коефіцієнт перекладу явочної чисельності в облікову, обумовленим балансом робочого часу.

Відповідно до рекомендацій Міненерго України прийmemo $K_{\text{шт}} = 2,63$.

Коефіцієнта перекладу явочної чисельності в облікову визначається в залежності від запланованого відсотка неявок L_n працюючих, обумовленим законодавством:

$$K_{\text{пер}} = 1 + L_n$$

Відсоток неявок L_n визначається в результаті розрахунку балансу одного працюючого. Розрахунок балансу робочого часу на одного працюючого на 2007 р. виконаємо за методикою [11]. Дані розрахунку зведемо в табл. 3.2.

Знаючи облікову чисельність виробничого персоналу, розподілимо його по категоріях. Розрахунок зводимо в табл. 3.3.

Таблиця 3.2 Баланс робочого часу одного працюючого на 2021 р.

№	Складові елементи фонду часу	Фактич. за 2021 р., нормо-годин
1	Кількість днів у році (календар)	365
2	Число неробочих днів, усього (календар)	113
	у т.ч. вихідних (календар)	104
	у т.ч. святкових, не співпад. з вихідними (календар)	9
3	Число робочих днів	252
	Тривалість зміни	8
	Номінальний фонд часу роботи	2016
4	Витрати робочого часу, усього годин	288
	те ж днів	36
	у т.ч. чергова відпустка, дн.	22
	у т.ч. навчальна відпустка, дн.	3
	у т.ч. через хворобу, дн.	4
	у т.ч. з родами, дн.	4
	у т.ч. у зв'язку з громад. обов'язками, дн.	2
5	у т.ч. інші невиходи, дн.	1
	Внутрішні втрати, ч	18
	у т.ч. скорочені передсвяткові дні	9
	у т.ч. скорочення робочого дня для підлітків	4
	у т.ч. інші втрати	5

6	Ефективний фонд робочого часу Ф _{еф} , ч.	1710
7	% неявок на роботу, L _н	15, 18%

3.2.2 Визначення фонду оплати праці працюючих і нарахувань на нього.

У мережних організаціях прийнята почасово-преміальна оплата праці. Вихідні дані для розрахунку заробітної плати беремо з додатка 3 [11].

Дані розрахунку зводимо в таблицю 3.4. Відкіля і беремо величину основного фонду ЗП.

Сума відрахувань на соціальне страхування розраховується за формулою:

$$O_{cc} = \Phi_{OP} \cdot \Phi,$$

де Φ - норматив відрахувань, куди, відповідно до діючого законодавства, входять відрахування:

- 32% у пенсійний фонд;
- 4% у фонд соціального страхування;
- 1,5 % у фонд зайнятості;
- усього 37,5 %.

Таблиця 3.3 Розрахунок складу виробничого персоналу

Функції	Категорії	% від загальної чисел.		Чисельність	
		Рекоменд.	Обрана	Облікова	Явочна Усього
Експлуатаційно-ремонтний персонал	Основні виробничі робітники	50-55%	55%	5,00	4,00
	Допоміжні виробничі робітники	22-25%	25%	2,00	2,00
	Фахівці ІТП	10-12%	12%	1,00	1,00
Управлінський персонал	Керівники	2-4%	2%	0,25	0,25
	Фахівці	5-7%	6%	0,50	0,50
	Службовці	1-2%			
	Разом	100%	100%	8,75	7,75

3.2.3 Визначення суми амортизаційних відрахувань на відновлення основних фондів, транспортно-заготівельних витрат і витрат на електроенергії на власні нестатки

$$AB_{\sigma}^P = AB_{\nu}^P + AB_{\phi}^P,$$

де AB_{ν}^P - відрахування на повне відновлення;

$AB_{\kappa p}^P$ - відрахування на капітальний ремонт і модернізацію.

$$AB_{\nu}^P = K_{zi} \cdot \alpha_{\epsilon} i$$

$$AB_{\kappa p}^P = K_{zi} \cdot \alpha_{\kappa p}$$

де K_{zi} - капітальні витрати по i -му елементі мережі;

α_{ϵ} і $\alpha_{\kappa p}$ - нормативи відрахування на відновлення і капітальний ремонт, відповідно, беруться в із дод.1 [11]. Дані розрахунку амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю 3.5.

Суму транспортно-заготівельних витрат укрупнено приймаємо в розмірі 10% від вартості матеріалів, тобто:

$$TЗВ = 0,1 \cdot M$$

Дані вносимо в табл. 3.7

До витрати електроенергії на власні потреби віднесемо витрату електроенергії при ремонтах і іспитах електроустаткування, а також на освітлення РП і ТП, на підігрів приміщень і приводом МВ і лічильників у зимовий час.

Середньодобове споживання енергії для спроектованої системи складає приблизно 3 кВт·год у день, вартість 1 кВт·год - 1,24 коп. Тоді:

$$B_{\nu p} = 3 \cdot 364 \cdot 1,24$$

3.2.4. Витрати по статті “Охорона праці”, управлінські та інші

Величину витрат на управлінські витрати визначаємо на підставі кошторису, що складаємо за методикою [1]:

Зміст управлінського персоналу:

$$B_{\text{уп}} = \text{ФОП}_{\text{уп}} \cdot (1 + \Phi)$$

де $\text{ФОП}_{\text{уп}}$ з табл 3.4.

$\Phi = 0,375$ - величина нарахувань на ФОП згідно норм діючого законодавства.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						75
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Витрати на будівельну частину: оскільки вартість будівельної частини ПС і ТП врахована в їхній повній вартості, то й амортизаційне відрахування і виграти матеріалів у будівельній частині вже також враховані.

Дані по визначенню величини управлінських витрат зводимо в табл. 3.6

В електричних мережах витрати на ОП прямо залежать від величини нормованої чисельності виробничого персоналу, що, у свою чергу, є похідною величиною від фізичного обсягу (умовних одиниць) по ремонті і технічному обслуговуванні електричних мереж.

На основі досвіду експлуатації прийmemo норматив питомих витрат по статті ОП: $V_{от.пит} = 20$ грн·рік/1 УО.

Таблиця 3.6 Кошторис управлінських витрат

Стаття витрат	Зміст статті	Сума, тис. грн.
Утримання управлінського персоналу	Річний фонд оплати праці працівників керування з нарахуваннями на нього	16,91
	Забезпечення безпечної експлуатації елементів мережі, витрати на спецодяг	5,42
Інші витрати	Раціоналізація й ін.	1,12
Усього		23,45

Ця сума враховує зміст персоналу служби охорони праці, навчання і контроль знань персоналу підприємства, видачу спецодягу і спецхарчування й ін. Інші витрати розраховуємо по формулі:

$$V_{пр} = 0,05 \cdot (V_{уп} + ОП).$$

Дані з розрахунку $V_{пр}$, $V_{уп}$, ОП вносимо в таблицю 3.6. А результуючі дані табл. 3.6 вносимо в табл. 3.7.

На підставі даних табл. 3.7 визначаємо суму річних витрат на обслуговування запроектованої електромережі:

$$EB^P = 209 \text{ тис. грн.}$$

Таблиця 3.7 Річні витрати на технічне обслуговування мережі електроживлення

Статті витрат	Позн.	Витрати, тис. грн.
1. Фонд оплати праці, усього	ФОП	120,2
1.1. в.т.ч. фонд основний ЗП виробничих робітників	ФЗП _{ос}	55,4
1.2. у т.ч. фонд додатк. ЗП виробничих робітників	ФЗП	48,5
1.3. у т.ч. оплата усіх видів відпусток	ФЗП	15,59
2. Нарахування на зарплату	Осс	45,1
2.1. у т.ч. пенсійний фонд		38,4
2.2. у т.ч. соц.страхування		4,81
2.3. у т.ч. фонд зайнятості		1,80
3. Амортизаційні відрахування на відновлення	АВ _в ^р	9,90
4. Амортизаційні відрахування на капітальний ремонт і модернізацію устаткування	АВ _{кр} ^р	4,45
5. Основні і допоміжні матеріали	М	5,46
6. Транспортно-заготівельні витрати	ТЗВ	0,55
7. Електроенергія й ін. енергоносії на власні потреби	В _{вп}	0,17
8. Управлінські витрати	В _у	23,45
Усього		209

3.3 Розрахунок сумарної вартості втрат електроенергії

Сумарна вартість витрат $V^P_{\text{повн}}$ містить у собі витрати на експлуатаційне обслуговування і витрати на покриття вартості загубленої електричної енергії в мережах запроектованої системи $V^P_{\text{пот}}$, тобто

$$V^P_{\text{повн}} = E V^P + V^P_{\text{пот}}$$

У свою чергу, $V^P_{\text{пот}}$ у мережах містить у собі втрати в трансформаторах і втрати в КЛ 0,4 кВ і КЛ 10 кВ.

На підставі даних табл. 1.15 витрати на компенсацію втрат у КЛ 10 кВ (прийнятий варіант 1) складають 44,7 тис. грн. Результат вносимо в таблицю 3.8.

Вартість річних втрату мережах 0,4 кВ по всьому районі оцінімо пропорційно втратам в одному мікрорайоні. Пропорцію визначимо як відношення сумарної потужності всіх ТП району до сумарної потужності ТП мікрорайону

Витрати потужності в мережах 0,4 кВ для мікрорайону по сумі дані таблиці 1.12 складуть:

Усього втрат при розрахунковому значенні струму потужності, кВт $3 \cdot I_{\text{макс}} \cdot R=90$.

Приведений час максимальних витрат, годин - 2200.

Річні втрати, МВт·год- 199.

Ціна втрат, тис.грн/МВт·год – 0,156.

Вартість витрат, тис. грн. – 31,1.

Сумарна потужність ТП мікрорайону, МВт – 4,0.

Сумарна потужність ТП району, МВт – 14,5.

Приведена вартість витрат по району $V_{\text{пот кл } 0,4}^p$, тис.грн. - 113.

Суму вносимо в таблицю 4.9

Витрати потужності в силових трансформаторах при вихідних даних: $n_{\text{тр}}=36$ шт., $S_{\text{тр}}=630$ кВ·А, середній коефіцієнт завантаження трансформаторів: $K_3=0,40$.

Витрати потужності в трансформаторах розраховуються по формулі:

$$\Delta B_{\text{тр}} = \sum n_{\text{тр}} \cdot (K_3^2 \cdot \Delta B_{\text{кз}} + \Delta B_{\text{хх}}),$$

де $\Delta B_{\text{кз}}$ - коефіцієнт перемінних витрат; $\Delta B_{\text{кз}} = 6,56$ кВт/тр630 кВ·А;

$\Delta B_{\text{хх}}$ - коефіцієнт постійних витрат. $\Delta B_{\text{хх}} = 1,66$ кВт/тр630 кВ·А;

Розрахунок витрат на компенсацію втрат у трансформаторах зведемо в таблицю 3.8.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
						78
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 3.8 - Розрахунок витрат на компенсацію втрат у трансформаторах 10/0,4 кВ (коефіцієнт завантаження – 0,40).

Потужність	К-ть трансформаторів	$\Delta B_{кз}$	$\Delta B_{кз}$	Витрати на 1 тр	Витрати, кВт
630	36	6,56	1,66	2,70	97,20
Усього					97,20
Приведений час максимальних витрат, година					2200
Річні втрати, МВт·ч					214
Ціна втрат, грн./МВт·ч					156
Вартість витрат, тис. грн.					33,4

Сумарні витрати на покриття втрат електроенергії в мережі зведемо в таблицю 3.9, відкіля одержуємо величину $B_p=191$ тис.грн.

Таблиця 3.9 Розрахунок вартості втрат електроенергії.

Типи втрат	Витрати, тис. грн.
Витрати на компенсацію втрат у мережі 10 кВ	44,7
Витрати на компенсацію втрат у мережі 0,4 кВ	113,2
Витрати на компенсацію втрат у трансформаторах	259,0
Усього витрат на компенсацію втрат	191

Повні витрати на зміст мережі (повна собівартість мережі) знаходимо як суму результатів таблиці 3.7 і 3.9.

$$B_{повн}^p = 209 + 191 = 400 \text{ тис. грн.}$$

Результат поміщаємо в таблицю 3.10.

4.4 Розрахунок питомих показників спроектованої мережі.

Кількість енергії, отриманої від енергогенеруючої компанії визначимо спрощеним методом:

$$E_{ш} = B_p \cdot T_{п}, \text{ кВт}\cdot\text{год},$$

де $B_p=15000$ кВт розрахункове навантаження району $T_{п}=2200$ ч.

Собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії:

$$C_{ш} = V_{повн}^P / E_{ш}, \text{ коп/кВт·год.}$$

Собівартість корисно доведеної до споживача електроенергії:

$$C_{к.д} = V_{повн}^P / (E_{ш} \cdot E_{пот}) \text{ грн/кВт·год.}$$

де $E_{пот} = V_{пот} / V_{1кВт·год}$, кВт·год;

Питомі експлуатаційні витрати на одну умовну одиницю:

$$ПЕВ_{уо} = E \cdot V^P / УО, \text{ грн/УО в рік.}$$

Питомі експлуатаційні витрати на 1 грн. капітальних вкладень:

$$ПЕВ_{кв} = E \cdot V^P / КВ, \text{ коп/грн. у рік.}$$

Питомі експлуатаційні витрати на 1 км кабельних ліній 0,4 кВ і 10 кВ:

$$ПЕВ_{кл} = E \cdot V^P / l_{сум}, \text{ грн./км у рік.}$$

де $l_{сум}$ - сумарна довжина КЛ 10 і 0,4 кВ (беремо по табл. 3.1)

Питомі капітальні витрати на одну умовну одиницю устаткування:

$$ПКВ_{уо} = КВ / УО, \text{ грн/УО.}$$

Питомі капітальні витрати на 1 км кабельних ліній 0,4 кВ і 10 кВ:

$$ПКВ_{кл} = КВ / l_{сум}, \text{ грн./км.}$$

Питомі капітальні витрати на 1 кВт навантаження системи електропостачання:

$$ПКВ_p = КВ / В, \text{ грн./кВт.}$$

Питомі капітальні витрати на 1 працюючого:

$$ПКВ_п = КВ / Ч_п^{сп}, \text{ грн./люд.}$$

Питома трудомісткість обслуговування 1 км мережі з урахуванням усіх видів устаткування:

$$ПВ = T_r / S, \text{ н.годин/км,}$$

де T_r - загальна річна трудомісткість обслуговування (табл. 3.2);

$$T_r \cdot \Phi_{еф} \cdot Ч_п^{яв}, \text{ н.годин;}$$

Питома трудомісткість на одну умовну одиницю обслуговування:

$$ПВ_{уо} = T_r / УО, \text{ н.годин/УО.}$$

Продуктивність праці експлуатаційного персоналу:

Коефіцієнт обслуговування по УО:

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		80

$$K_{об} = УО / Ч_{п}^{сп} , УО / люд.$$

Коефіцієнт обслуговування по довжині мережі:

$$K'_{об} = Ч_{п}^{сп} / I_{сум} , люд / км.$$

Питомі амортизаційні відрахування на одну умовну одиницю устаткування:

$$ПАВ_{об} = АВ_{об}^p / УО , грн / УО.$$

$$АВ_{об}^p = АВ_{в}^p + АВ_{кр}^p , грн.$$

Середня норма амортизаційних відрахувань у цілому по мережі:

$$\alpha_{про} = \alpha_y + \alpha_{кр}$$

$$\alpha_y = АВ_{в}^p / KB$$

де $АВ_{в}^p$ - амортизаційні відрахування на відновлення (поточний ремонт), табл. 3.6.

$$\alpha_{кр} = АВ_{кр}^p / KB,$$

де $АВ_{кр}^p$ - амортизаційні відрахування на капітальний ремонт, табл. 3.7.

Розраховані значення питомих техніко-економічних показників зводимо в таблицю 3.10.

					МР 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		81

Таблиця 3.10 Питомі техніко-економічні показники спроектованої мережі електропостачання.

№	Найменування показника	Од. вим.	Отримана величина
1	Усього витрат на утримання мережі	тис. грн.	400
2	Потужність навантаження району	кВт	8 308
5	Закуповується від компанії, що генерує	кВт·год рік	18.3
4	Собівартість передачі 1 кВт·год електроенергії	коп. кВт·год	2.19
5	Собівартість корисно доведеної до споживача електроенергії	коп. кВт·год	2.21
6	Питомі експлуатаційні витрати на 1 УО	грн. УО	772
7	Питомі експлуатаційні витрати на 1 грн. капітальних вкладень	коп. грн.	57.6
8	Питомі експлуатаційні витрати на 1 км кабельних ліній 0,4 кВ і 10 кВ:	грн. км	8150
9	Питомі капітальні витрати на одну 1 УО	грн. УО	1300
10	Питомі капітальні витрати на 1 км кабельних ліній	грн. км	14000
11	Питомі капітальні витрати на 1 кВт розрахункового навантаження	грн. кВт	43.7
12	Питомі капітальні витрати на 1 працюючого:	грн. люд	41000
13	Питома трудомісткість обслуговування 1 км мережі	н. годин км	516
14	Питома трудомісткість на одну умовну одиницю обслуговування	н. годин УО	48,9
15	Коефіцієнт обслуговування по УО	УО люд.	31.0
16	Коефіцієнт обслуговування по довжині мережі	люд. км	0.34
17	Питомі амортизаційні відрахування на 1 УО	грн. УО	52.9
18	Середня норма амортизаційних відрахувань	%	3.95%

Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата

МР 5.8.141.257 ПЗ

Лист

82

Висновки

В роботі розраховано систему електропостачання району міста. Основними споживачами електричної енергії є житлові будинки, школи, дитячі сади, торгові комплекси, магазини, їдальні і інше. Були розраховані електричні навантаження житлових будинків, громадських і комунально-побутових підприємств, а також зовнішнього освітлення. Повна розрахункова потужність району складає 9019 кВ·А .

На основі повної розрахункової потужності району вибрано кількість і потужність міських ТП. Також розраховано вибір перерізів кабельних ліній на 0,4 і 10 кВ. Були проведені розрахунки струму короткого замикання, на основі яких проведено вибір засобів релейного захисту, а також устаткування ТП і РП.

Вибрало і розраховано варіанти схем розподільчої мережі 10 кВ із РП і без РП. Обґрунтовано техніко-економічне порівняння цих варіантів. Із даного порівняння видно, що схема з РП більш економічна.

В розділі охорони праці виявлені небезпечні і шкідливі виробничі фактори при монтажі ПС. Розроблені організаційно-технічні заходи охорони праці. Підібрані засоби захисту, що забезпечують безпечні умови праці. Розраховано висоту блискавковідводу і радіус його захисту на ПС.

В економічному розділі були проведені розрахунки економічних показників мережі електропостачання спроектованого району. Було визначено: суму капітальних вкладень на спорудження мережі електропостачання, суму умовних одиниць експлуатаційних витрат, річні експлуатаційні витрати по передачі електричної енергії. Проведені розрахунки річного фонду заробітної плати. Річні амортизаційні відрахування і витрати на матеріали. Витрати на технічне обслуговування мережі. Розрахована сумарна вартість втрат електроенергії і питомі показники спроектованої мережі.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		83

Перелік використаної літератури

1. Інструкція по проектуванню міських і селищних електричних мереж. К: Міненерго, 2013.
2. Інструкція з проектування електрообладнання житлових споруд. К.: Будвидат, 2016.
3. Методичні вказівки до дипломного проекту. Суми, СумДУ, 2013.
4. СН 541-82. Інструкція по проектуванню зовнішнього освітлення міст, селищ і сільських населених пунктів. К: Будвидат, 2018.
5. Посібник по проектуванню міських і селищних електричних мереж. К: Будвидат, 2005.
6. Правила улаштування електроустановок(ПУЕ). Х: Форт, 2017.
7. Довідник для розрахунку електричних мереж. І.Ф.Шаповалов, Київ., 2016.
8. Методичні вказівки по курсовому і дипломному проектуванню систем електропостачання міста. Ю.М.Блажко, Харків 2002.
9. Електротехнічний довідник, К: 2018. Книга 1, розділ 47.
10. Методичні вказівки по виконанню економічної частини дипломних проектів, СумДУ, 2019.

					MP 5.8.141.257 ПЗ	Лист
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата		84