

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ ім. ПОТЕБНІ Ю.М.

Електричної інженерії та кіберфізичних систем

(повна назва кафедри)

Кваліфікаційна робота

перший (бакалаврський) рівень

(рівень вищої освіти)

на тему Підвищення якості електричної енергії в системі електропостачання
побутових споживачів

Виконав: студент 4 курсу, групи 6.1419
спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

(код і назва спеціальності)

спеціалізації

(код і назва спеціалізації)

освітньої програми Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Бородавка Р.Е.

Керівник проф. Артемчук В.В.

Консультант

Запоріжжя

2024 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерний навчально-науковий інститут ім. Потебні Ю.М.

Кафедра Електричної інженерії та кіберфізичних систем
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський) рівень
Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка
(код та назва)
Спеціалізація _____
(код та назва)
Освітня програма Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

д.т.н., доц.  В.Л. Коваленко
“ 20 ” травня 2024 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу студенту

Бородавці Ростиславу Едуардовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Підвищення якості електричної енергії в системі електропостачання побутових споживачів

керівник роботи проф. Артемчук В.В.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ЗНУ від « 26 » грудня 2023 року № 2212 - с





2. Строк подання студентом роботи: 20 травня 2024 року

3. Вихідні дані бакалаврської роботи Потужність основного обладнання та режими роботи; поточний тариф за 1 кВт год. електроенергії

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ; загальні відомості про розподільні мережі; аналіз системи енергопостачання;
Покращення якості електричної енергії в системі енергопостачання споживачів

5. Перелік графічного матеріалу (лише у якості рекомендації): Живлення споживачів від тягової підстанції. Діапазон регулювання напруги за умовами. Принципова схема дії РН. Підключення автоматичного вимикача та ПЗВ. Графік роботи реле

6. Консультанти розділів дипломної роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---------------|---|---|------------------|
| | | Завдання прийняв | Завдання прийняв |
| Розділ 1 | Артемчук В.В., проф. |  | |
| Розділ 2 | Артемчук В.В., проф. |  | |
| Розділ 3 | Артемчук В.В., проф. |  | |
| Нормоконтроль | Бандура І.І., асистент |  | |

7. Дата видачі завдання 30.12.2023

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|---|-------------------------------|----------|
| 1 | Загальні відомості про розподільні мережі | 01.03.24 | |
| 2 | Аналіз системи енергопостачання | 01.04.24 | |
| 3 | Покращення якості електричної енергії в системі енергопостачання споживачів | 01.05.24 | |

Студент



(підпис)

Бородавка Р.Е.

(прізвище та ініціали)

Керівник/консультант роботи



(підпис)

Артемчук В.В.

(прізвище та ініціали)

Нормоконтролер



(підпис)

Бандура І.І.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Бородавка І.І. Підвищення якості електричної енергії в системі електропостачання побутових споживачів.

Дипломна робота для здобуття ступеня вищої освіти бакалавра за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, науковий керівник Артемчук В.В. Запорізький національний університет, Навчально-науковий інженерний інститут ім. Ю.М. Потебні, кафедра електричної інженерії та кіберфізичних систем, 2024 рік.

Під час виконання цього дипломного проекту було здійснено детальний розрахунок електронавантаження відповідного району. Було обрано мережі живлення з напругою до 1 кВ та вище 1 кВ, включаючи силові трансформатори, апарати захисту та автоматики. Також проведено розрахунок струмів короткого замикання.

Ключові слова: ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, РЕЛЕ, ТРАНСФОРМАТОР, ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| Вступ | 6 |
| 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ | 8 |
| 1.1 Характеристики об'єктів енергомережі | 9 |
| 1.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення..... | 10 |
| 2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ | 25 |
| 2.1 Розрахунок ліній електроживлення об'єктів (напруга до 1 кВ) | 25 |
| 2.2 Розрахунок ліній електроживлення об'єктів (більше 1 кВ)..... | 34 |
| 2.3 Визначення відгалужень розподільних трансформаторів..... | 42 |
| 3 ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ | 51 |
| ВИСНОВКИ | 62 |
| Перелік посилань | 63 |
| Додаток А | 66 |

ВСТУП

Метою даного дипломного проєкту є аналіз систем, що забезпечують підтримку нормативного рівня якості електричної енергії в системах електропостачання для побутових споживачів. Зважаючи на сучасні вимоги до якості електропостачання, особливу увагу було приділено вивченню різних аспектів функціонування та оптимізації цих систем.

Об'єктом даного дослідження виступає реле контролю напруги, яке є ключовим елементом у забезпеченні стабільності та якості електропостачання. Вибір цього об'єкта зумовлений його важливою роллю у захисті побутових приладів від перепадів напруги, що можуть спричинити їхнє пошкодження або неправильну роботу.

Предметом дипломної роботи є аналіз систем, що забезпечують нормативний рівень якості електричної енергії, а також вивчення ефективності реле контролю напруги в цих системах. Цей аспект дослідження дозволяє виявити потенційні проблеми та шляхи їх вирішення для покращення якості електропостачання.

Основні завдання дипломної роботи включають наступні пункти:

Розглянути вимоги охорони праці та пожежної безпеки під час експлуатації кабельних (розподільчих) мереж. Цей аналіз є необхідним для забезпечення безпеки персоналу та зменшення ризиків аварійних ситуацій.

Показати, як функціонує реле контролю напруги, а також методи його підключення та експлуатації. Важливо зрозуміти, як ці пристрої можуть бути інтегровані в існуючі системи електропостачання та які переваги вони можуть надати.

Перевірити рівень забезпечення нормативного рівня якості електричної енергії для побутових споживачів. Цей етап дослідження включає аналіз показників якості електроенергії до та після впровадження реле контролю напруги, а також оцінку їх ефективності в різних умовах експлуатації.

Виконавши та проаналізувавши всі вище наведені завдання, можна буде

зробити висновок про доцільність та ефективність оновлення реле контролю напруги. Зокрема, буде оцінено, наскільки такі оновлення сприяють покращенню стабільності та якості електропостачання для побутових споживачів. Окрім цього, результати дослідження можуть бути використані для розробки рекомендацій щодо подальшої оптимізації систем електропостачання та впровадження новітніх технологій у цій галузі.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОЗПОДІЛЬНІ МЕРЕЖІ

Структура розподільної мережі формується в залежності від її призначення та вимог до надійності електропостачання. Розподільні мережі середньої напруги (СН) з діапазоном від 6 до 20 кВ можуть бути виконані як кабельними, так і повітряними лініями електропередачі. Вони призначені для передачі електроенергії окремим групам споживачів, серед яких промислові, міські та сільські споживачі.

Міські розподільні мережі складаються з розподільних ліній з напругою 6–10 кВ та трансформаторних підстанцій (ТП) з параметрами 6–10/0,4 кВ, які забезпечують живлення житлових будинків та комунально-побутових споживачів у межах міста. Конструктивне виконання міських розподільних мереж 6–10 кВ залежить від кількості та потужності ТП, що не перевищують 0,63–1 МВт на одне ТП, а також від довжини ліній електропередач (ЛЕП), яка не повинна перевищувати 5 км. У міських умовах розподільні мережі всіх напруг зазвичай виконуються кабельними лініями електропередач. Розподільчі пункти (РП) і трансформаторні підстанції (ТП) зазвичай розташовуються в окремих будівлях. Залежно від вимог до надійності електропостачання, застосовуються одно- або двотрансформаторні підстанції.

Однотрансформаторні підстанції використовують петльові схеми мереж напругою 6–10 кВ з двостороннім живленням та нормально розімкнутим комутаційним апаратом у певному ТП. Вибір місць розмикання є оптимізаційною задачею, спрямованою на мінімізацію втрат електроенергії в мережах середньої напруги. Враховуючи, що у більшості випадків використовуються комутаційні апарати з ручним керуванням, оптимальні точки розмикання мереж визначаються для двох основних режимів їх роботи – осінньо-зимового та весняно-літнього періодів. Ці точки розмикання обираються з урахуванням мінімізації втрат електроенергії та забезпечення максимальної надійності електропостачання для споживачів у різні пори року.

У двотрансформаторних підстанціях забезпечується більш висока

надійність електропостачання за рахунок можливості резервування живлення від другого трансформатора. Це особливо важливо для забезпечення безперервного електропостачання критичних об'єктів, таких як лікарні, водопровідні станції, об'єкти громадського транспорту та інші соціально значущі об'єкти.

1.1 Характеристики об'єктів енергомережі

Останнім часом, з поширенням використання альтернативних джерел енергії в даних мережах з'являється розподілена генерація (РГ), що ускладнює вибір місць розмикання мережі. Через використання відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) з нестабільною вихідною потужністю, виникає проблема у виборі різних місць розмикання мережі. Наприклад, сонячні електростанції (СЕС) та вітрові електростанції (ВЕС) мають непостійний рівень потужності, яку вони можуть віддавати в мережу, залежно від кліматичних та погодних умов.

Зміна конфігурація розподільних мереж залишається однією з найбільш поширених і ефективних завдань багатофункціонального управління їх режимами. Принциповою метою оптимізації місць розмикання електричної мережі 10 (6) кВ є зниження втрат енергії в електричній мережі. Існуючі методи вибору оптимальних місць розмикання електричної мережі можна розділити на дві основні групи.

Перші методи базуються на початковому розімкненому стані мережі, наприклад, випадковому. Нові точки розмикання визначаються, виходячи з зниження сумарних втрат енергії в двох суміжних фідерах. Такий попарний аналіз схем фідерів закінчується тоді, коли подальше зниження втрат енергії стає неможливим.

Другі методи передбачають поступову оптимізацію конфігурації мережі, починаючи з вихідного стану і закінчуючи мінімізацією втрат на всіх рівнях мережі. Цей підхід забезпечує більш детальний аналіз та враховує всі можливі варіанти зміни структури мережі для досягнення максимальної ефективності.

У даній роботі розглянуто систему електропостачання одного з районів

міста. Цей район включає цех обробки корпусних деталей (ЦОКД) та житловий район. ЦОКД є виробничим приміщенням, де здійснюються операції з обробки корпусних деталей за допомогою різноманітного обладнання.

Електропостачання міських споживачів забезпечується через розподільні мережі з напругою 6-10 кВ та 0,38 кВ, що підключені до відповідних джерел живлення. Міські електричні мережі з напругою 6-10 кВ відзначаються тим, що в кожному мікрорайоні можуть бути споживачі всіх трьох категорій за надійністю електропостачання. Це вимагає ретельного підходу до проектування схеми мережі.

Система як джерело живлення має параметри:

- номінальний струм вимкнення вимикача, встановленого на лінії зв'язку з системою, становить 25 кА;
- струм однофазного короткого замикання дорівнює 21 кА;
- класифікація приміщень об'єкта проектування.

За ступенем пожежонебезпеки ЦОКД відноситься до категорії Г. Це означає, що в приміщенні використовуються негорючі речовини та матеріали в гарячому, розжареному або розплавленому стані, процес обробки яких супроводжується виділенням променистого тепла, іскор та полум'я. Також в приміщенні можуть бути горючі гази, рідини та інші речовини, що використовуються як паливо або утилізуються шляхом спалювання.

1.2 Визначення розрахункових навантажень об'єктів цивільного призначення

Для об'єктів цивільного призначення важливо точно визначити розрахункові навантаження, щоб забезпечити надійне та ефективне електропостачання. Це включає аналіз поточних і майбутніх потреб в електроенергії, а також врахування можливих змін у використанні енергоресурсів.

Визначення розрахункових навантажень в електропостачальних системах

міст (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Навантаження в електропостачальних системах міст

| Код об'єкту | К-сть | Характеристика |
|-------------|-------|---|
| А | 3 | Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань |
| В | 1 | Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань |
| Ж | 1 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань |
| З | 1 | Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань |
| М | 2 | Перукарня на 20 робочих місць |
| Н | 1 | Кафе на 100 місць |
| Т | 1 | Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 600 м ² |

Визначаємо розрахункові навантаження в електропостачальних системах міста. Згідно [2]:

$$P_{ж/б} = P_{кв} + 0,9 P_{сил};$$

$$Q_{ж/б} = P_{кв} \operatorname{tg} \varphi_{кв} + 0,9 P_{сил} \operatorname{tg} \varphi_{сил}$$

де $P_{кв}$ – розрахункове навантаження квартир:

$$P_{кв} = p_{пит} N_{кв},$$

де $p_{пит}$ – питоме розрахункове електричне навантаження житла [3].

$N_{кв}$ – кількість квартир;

$P_{\text{сил}}$ – розрахункове навантаження силових ЕП:

$$P_{\text{сил}} = K_{\text{сил}} \sum P_{\text{л}},$$

де $K_{\text{сил}}$ – коефіцієнт попиту для ліфтових установок [1];

$P_{\text{л}}$ – потужність ліфтової установки;

При проведенні розрахунків всі житлові будинки з однаковим характером приготування їжі розглядаються як один житловий будинок з сумарним числом квартир та сумарним числом ліфтових установок.

Визначення розрахункових навантажень громадських і адміністративних будівель знаходимо згідно [4]:

$$P_p = P_{\text{пит}} N,$$

$$Q_p = P_{\text{пит}} N \text{tg} \varphi_{\text{пит}}.$$

де $p_{\text{пит}}$ – питоме розрахункове електричне навантаження будівлі [1].

N – кількість місць;

Розглянемо живлення тягової підстанції ТП1 (рис. 1.1).

У розглядуваному випадку від ТП1 живиться:

- 1 житловий будинок з електричними плитами (24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань);
- 1 житловий будинок з електричними плитами (16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань);
- 1 Кафе на 100 місць
- 1 перукарня на 20 робочих місць.

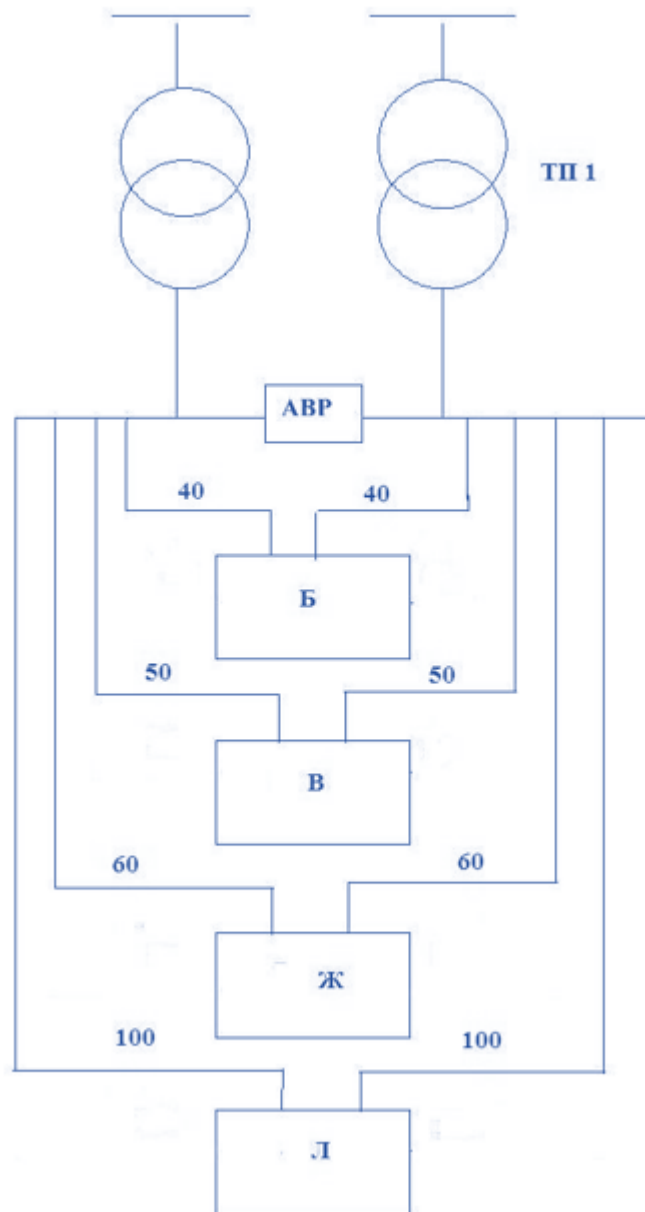


Рисунок 1.1 – Живлення споживачів від тягової підстанції (ТП 1)

Розрахунок нормального режиму.

Визначимо розрахункову активну потужність кожної i -ої ділянки мережі, яка формується розрахунковими активними навантаженнями окремих трансформаторів ТП. При цьому вважаємо, що навантаження кожного трансформатору умовно складає 50% загального розрахункового навантаження відповідних ТП.

Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи 2 секції, 144 помешкань:

$$p_{\text{ПИТ}} = 1,67$$

$$P_{\text{кВА}} = p_{\text{ПИТА}} N_{\text{кВ}} = 1,6 \cdot \frac{144}{2} = 115,2$$

$$P_{\text{жс/бА}} = P_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{силА}} = 115,2 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 126,36$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бА}} &= P_{\text{кВА}} \text{tg}\varphi_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{силА}} \text{tg}\varphi_{\text{силА}} = \\ &= 115,2 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 25,272 \text{ квар} \end{aligned}$$

Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань;

$$p_{\text{ПИТ}} = 1,67$$

$$P_{\text{кВВ}} = p_{\text{ПИТВ}} N_{\text{кВ}} = 1,67 \cdot \frac{128}{2} = 106,88$$

$$P_{\text{жс/бВ}} = P_{\text{кВВ}} + 0,9P_{\text{силВ}} = 106,88 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 118,04$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бВ}} &= P_{\text{кВВ}} \text{tg}\varphi_{\text{кВВ}} + 0,9P_{\text{силВ}} \text{tg}\varphi_{\text{силВ}} = \\ &= 106,88 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 23,608 \text{ квар} \end{aligned}$$

Кафе на 100 місць.

$$P_{\text{к}} = P_{\text{к}} \cdot \frac{n}{2} = 1,03 \cdot \frac{100}{2} = 51,5$$

$$Q_{\text{кафе}} = P_{\text{кафе}} \cdot \text{tg}\phi = 51,5 \cdot 0,2 = 10,3$$

Перукарня на 20 робочих місць.

$$P = P \cdot n/2 = 1,45 \cdot 20/2 = 14,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} \cdot \text{tg}\phi = 14,5 \cdot 0,25 = 3,625 \text{ квар}$$

Тоді розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП знаходимо як:

$$P_{ТПр} = P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}}$$

$$Q_{ТПр} = Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}}$$

де $P_{рmax}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{умі}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} P_{ТП1} &= P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}} \\ &= 126,36 + 106,88 + 0,8 \cdot 14,5 + 0,7 \cdot 51,5 = 297,04 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{ТП1} &= Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}} \\ &= 25,272 + 23,608 + 0,8 \cdot 3,625 + 0,7 \cdot 10,3 = 58,99 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Тоді повна потужність тягової підстанції ТП1 складе:

$$S_{ТП1} = \sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2} = \sqrt{297,04^2 + 58,99^2} = 302,841$$

Проведемо розрахунок для після-аварійного режиму роботи трансформаторів [5].

Розрахуємо комунальні – побутові навантаження:

Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи 2 секції, 144 помешкань:

$$p_{\text{ПИТ}} = 1,6$$

$$P_{\text{КВА}} = p_{\text{ПИТА}} N_{\text{КВ}} = 1,6 \cdot 144 = 230,4 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{Ж/БА}} = P_{\text{КВА}} + 0,9P_{\text{СИЛА}} = 230,4 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 252,72 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж/БА}} &= P_{\text{КВА}} \text{tg}\varphi_{\text{КВА}} + 0,9P_{\text{СИЛА}} \text{tg}\varphi_{\text{СИЛА}} = \\ &= 230,04 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 50,544 \text{ квар} \end{aligned}$$

Житловий будинок з електричними плитами, 16 поверхів, 2 секції, 128 помешкань;

$$P_{\text{КВВ}} = p_{\text{ПИТ}} N_{\text{КВ}} = 1,67 \cdot 128 = 213,76 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{Ж/БВ}} = P_{\text{КВВ}} + 0,9P_{\text{СИЛВ}} = 213,76 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 236,08 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{Ж/БВ}} &= P_{\text{КВВ}} \text{tg}\varphi_{\text{КВВ}} + 0,9P_{\text{СИЛВ}} \text{tg}\varphi_{\text{СИЛВ}} = \\ &= 213,76 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 47,216 \text{ квар} \end{aligned}$$

Кафе на 100 місць

$$P_{\text{К}} = P_{\text{К}} \cdot n = 1,03 \cdot 100 = 103 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{кафе}} = P_{\text{кафе}} \cdot \text{tg}\phi = 103 \cdot 0,2 = 20,6 \text{ квар.}$$

Перукарня на 20 робочих місць.

$$P_{\text{Пер}} = P_{\text{ПИТ}} \cdot n = 1,45 \cdot 20 = 29 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} \cdot \text{tg}\phi = 29 \cdot 0,25 = 7,25 \text{ квар.}$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шинах НН ТП визначається за формулою:

$$P_{\text{ТПр}} = P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{\text{умі}}^{\text{рmax}}$$

$$Q_{\text{ТПр}} = Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{\text{умі}}^{\text{рmax}}$$

де $P_{\text{рmax}}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{\text{умі}}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП1 в післяаварійному режимі:

$$\begin{aligned} P_{\text{ТП1}} &= P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{\text{умі}}^{\text{рmax}} \\ &= 252,72 + 236,08 + 0,8 \cdot 29 + 0,7 \cdot 103 = 584,1 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ТП1}} &= Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{\text{умі}}^{\text{рmax}} \\ &= 50,544 + 47,216 + 0,8 \cdot 7,25 + 0,7 \cdot 20,6 = 117,98 \text{ квар} \end{aligned}$$

Тоді повна потужність ТП1 буде:

$$S_{ТП1} = \sqrt{P_{ТП1}^2 + Q_{ТП1}^2} = \sqrt{584,1^2 + 117,98^2} = 595,896$$

$$\Delta P = S_H \cdot 0,02 = 302,841 \cdot 0,02 = 6,057 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = S_H \cdot 0,1 = 302,841 \cdot 0,1 = 30,284 \text{ квар}$$

$$P_{рВН} = \Delta P + P = 6,057 + 297,04 = 303,097 \text{ кВт}$$

$$Q_{рВН} = \Delta Q + Q = 30,284 + 58,99 = 89,274 \text{ квар}$$

$$S_{ртр} = \sqrt{P_{рВН} + Q_{рВН}} = \sqrt{303,097 + 89,274} = 315,971 \text{ кВА}$$

$$S_{рном} = \frac{S_{ртр}}{0,7} = \frac{315,971}{0,7} = 451,387 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор ТСЗ – 630/10 з параметрами, які наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Параметри трансформатора ТСЗ – 630/10

| ΔP_{xx} , кВт | $\Delta P_{кз}$, кВт | I_{xx} , % | $U_{кз}$, % |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| 2 | 7,3 | 1,5 | 5,5 |

Перевіряємо вибраний трансформатор:

$$k_3 = \frac{S_{п/a}}{S_H} = \frac{595,896}{400} = 1,489 < 1,6\text{м}$$

Тобто вибраний трансформатор підходить.

Проведемо розрахунок для тягової підстанції ТП2, структурна схема якого наведено рисунку 1.2.

Від ТП2 живиться: 1 Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань; 1 Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань; 1 Перукарня на 20 робочих місць.

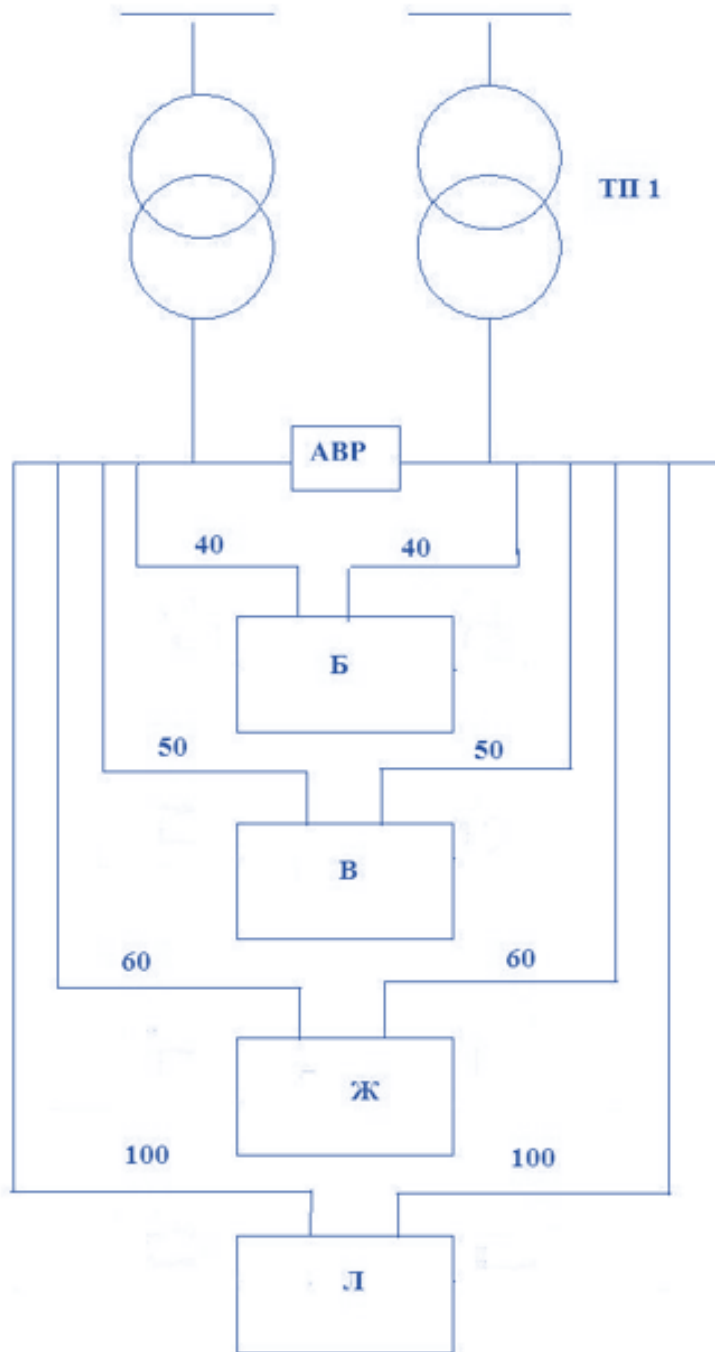


Рисунок 1.2 – Живлення споживачів від ТП 2

Розрахунок нормального режиму:

Визначимо розрахункову активну потужність кожної i -ої ділянки мережі, яка формується розрахунковими активними навантаженнями окремих трансформаторів ТП2 [6]. При цьому вважаємо, що навантаження кожного трансформатору умовно складає 50% загального розрахункового навантаження

відповідних ТП2 [8].

Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи 2 секції, 144 помешкань:

$$p_{\text{пит}} = 1,6$$

$$P_{\text{кВА}} = p_{\text{пिता}} N_{\text{кв}} = 1,6 \cdot \frac{144}{2} = 115,2$$

$$P_{\text{ж/бА}} = P_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{сила}} = 115,2 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 126,36$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бА}} &= P_{\text{кВА}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{сила}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{сила}} = \\ &= 115,2 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot (6,5 + 9) = 25,272 \text{ квар} \end{aligned}$$

Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань;

$$p_{\text{пит}} = 0,86$$

$$P_{\text{квЖ}} = p_{\text{питЖ}} N_{\text{кв}} = 0,86 \cdot \frac{216}{2} = 92,88$$

$$P_{\text{ж/бЖ}} = P_{\text{квЖ}} + 0,9P_{\text{силЖ}} = 92,88 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 106,83$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бЖ}} &= P_{\text{квЖ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{квЖ}} + 0,9P_{\text{силЖ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{силЖ}} = \\ &= 92,88 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,5 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 21,366 \end{aligned}$$

Перукарня на 20 робочих місць

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{пит}} \cdot \frac{n}{2} = 1,45 \cdot \frac{20}{2} = 14,5$$

$$Q_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} \cdot \operatorname{tg} \phi = 14,5 \cdot 0,25 = 3,625$$

Розрахункове навантаження низьковольтних ліній і на шини НН ТП визначається за формулою:

$$P_{ТПр} = P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}}$$

$$Q_{ТПр} = Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}}$$

де $P_{рmax}$ - найбільше з розрахункових навантажень серед об'єктів, котрі живляться від точки мережі, яка розглядається;

P_{pi} - розрахункове навантаження решти будівель $i = 1, \dots, n$;

$K_{умі}$ - коефіцієнт участі у максимумі, котрий відображає якою долею навантаження i -ого житлового або громадського об'єкту бере участь у найбільшому розрахунковому навантаженні.

Знайдемо сумарне навантаження для ТП2 в нормальному режимі:

$$\begin{aligned} P_{ТП2} &= P \sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}} \\ &= 126,36 + 0,9 \cdot 106,83 + 0,8 \cdot 14,5 = 234,107 \text{кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q_{ТП2} &= Q \sum_{i=1}^n Q_{pi} \cdot K_{умі_{рmax}} \\ &= 25,272 + 0,9 \cdot 21,366 + 0,8 \cdot 3,625 = 47,402 \text{кВар} \end{aligned}$$

Повна потужність тягової підстанції (ТП2):

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{234,107^2 + 47,402^2} = 238,857$$

Проведемо розрахунок для післяаварійного режиму роботи трансформаторів.

Розрахуємо комунальні – побутові навантаження.

Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи 2 секції, 144 помешкань:

$$p_{\text{плт}} = 1,6$$

$$P_{\text{кВА}} = p_{\text{плтА}} N_{\text{кв}} = 1,6 \cdot 144 = 230,4$$

$$P_{\text{ж/бА}} = P_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{силА}} = 230,4 + 0,9 \cdot 0,8 \cdot 2 \cdot (6,5 + 9) = 252,72$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бА}} &= P_{\text{кВА}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{кВА}} + 0,9P_{\text{силА}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{силА}} = \\ &= 230,4 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,8 \cdot 2(6,5 + 9) = 50,544 \end{aligned}$$

Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 4 секція, 216 помешкань;

$$p_{\text{плт}} = 0,86$$

$$P_{\text{квЖ}} = p_{\text{плтЖ}} N_{\text{кв}} = 0,86 \cdot 216 = 185,76$$

$$P_{\text{ж/бЖ}} = P_{\text{квЖ}} + 0,9P_{\text{силЖ}} = 185,76 + 0,9 \cdot 0,5 \cdot 4 \cdot (6,5 + 9) = 213,66$$

$$\begin{aligned} Q_{\text{ж/бЖ}} &= P_{\text{квЖ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{квЖ}} + 0,9P_{\text{силЖ}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{силЖ}} = \\ &= 185,76 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 \cdot 0,5 \cdot 4 \cdot (6,5 + 9) = 42,732 \end{aligned}$$

Перукарня на 20 робочих місць;

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{плт}} \cdot n = 1,45 \cdot 20 = 29 \text{ кВт.}$$

$$Q_{\text{пер}} = P_{\text{пер}} \cdot \operatorname{tg} \phi = 29 \cdot 0,25 = 7,25 \text{ квар.}$$

Знайдемо сумарне навантаження для ТП2 в після-аварійному режимі:

$$\begin{aligned} P_{\text{ТП2}} &= P \sum_{i=1}^n P_{\text{pi}} \\ &= 252,72 + 0,9 \cdot 213,66 + 0,8 \cdot 29 = 468,214 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$Q_{\text{ТП2}} = Q \sum_{i=1}^n Q_{\text{pi}}$$

$$= 50,544 + 0,9 \cdot 42,732 + 0,8 \cdot 7,25 = 94,803 \text{ квар}$$

Тоді повна потужність ТП2:

$$S_{\text{ТП2}} = \sqrt{P_{\text{ТП2}}^2 + Q_{\text{ТП2}}^2} = \sqrt{468,214^2 + 94,803^2} = 477,715$$

$$\Delta P = S_{\text{H}} \cdot 0,02 = 238,857 \cdot 0,02 = 4,777 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = S_{\text{H}} \cdot 0,1 = 238,857 \cdot 0,1 = 23,886 \text{ кВАр}$$

$$P_{\text{рВН}} = \Delta P + P = 6,057 + 234,107 = 240,164 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{рВН}} = \Delta Q + Q = 47,402 + 23,886 = 71,288 \text{ кВт}$$

$$S_{\text{ртр}} = \sqrt{P_{\text{рВН}}^2 + Q_{\text{рВН}}^2} = \sqrt{240,164^2 + 71,288^2} = 250,521 \text{ кВА}$$

$$S_{\text{рном}} = \frac{S_{\text{ртр}}}{0,7} = \frac{250,521}{0,7} = 357,887 \text{ кВА}$$

Вибираємо трансформатор ТСЗ – 630/10 з параметрами (таблиця 1.2).

За методикою описаною вище перевіряємо трансформатор. Отримаємо тоді

$$k_3 = \frac{S_{\text{п/а}}}{S_{\text{H}}} = \frac{477,715}{400} = 1,19 < 1,6\text{м}$$

що означає, що обраний трансформатор підходить.

Аналогічний розрахунок проводимо для тягової підстанції ТП3 (рис. 1.3). Від ТП3 живиться: 1 Житловий будинок з електричними плитами, 24 поверхи, 2 секції, 144 помешкань; 1 Житловий будинок з газовими плитами, 9 поверхів, 3 секції, 108 помешкань; 1 Магазин промислових товарів з площею торгівельного залу 600 м.

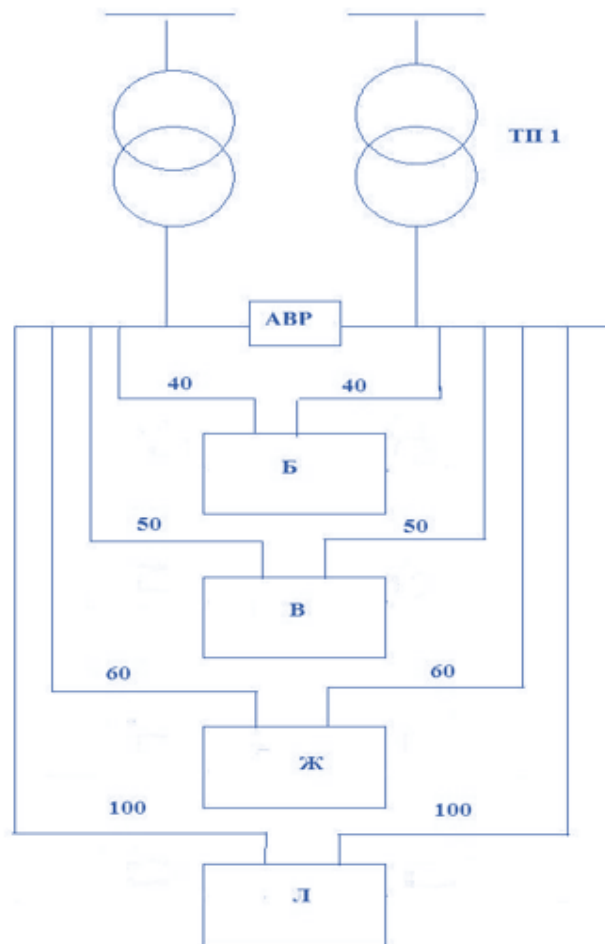


Рисунок 1.3 – Живлення споживачів від ТП 3

Алгоритм розрахунку подібний до попередніх, тому запишемо результати розрахунків:

- повна потужність ТП3 складе 444,3 кВА;
- активна потужність верхньої напруги 206 кВт;
- реактивна потужність верхньої напруги 81 квар;
- розрахункова повна потужність трансформатора складе 221 кВА;
- розрахункова повна номінальна потужність трансформатора складе 315 кВА.

За отриманими результатами розрахунків обираємо трансформатор ТСЗ – 630/10, параметри якого представлені в таблиці 1.3. Після перевірки через коефіцієнт завантаження отримаємо 1,19, що менше ніж 1,6, а значить обраний трансформатор підходить.

2 АНАЛІЗ СИСТЕМИ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ

2.1 Розрахунок ліній електроживлення об'єктів (напруга до 1 кВ)

Для мереж напругою до 1000 В мінімально допустимі перерізи повинні задовольняти певним вимогам [11]. Розглянемо їх:

- втрата напруги в нормальному режимі не повинна перевищувати допустимої величини: $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$;
- втрата напруги в післяаварійному режимі не повинна більш ніж на 5% перевищувати допустиму величину: $\Delta U_{\text{п/а}} \leq \Delta U_{\text{доп}} + 5\%$;
- струмове навантаження в нормальному режимі не повинне перевищувати допустимої величини, визначеної з урахуванням умов прокладки кабельної лінії

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, яке визначається за довідковими даними з урахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і так далі);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – корегуючий (уточнюючий) коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів;

- струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати допустиме значення, визначене з урахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

-

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з

урахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ;

- вибраний переріз повинен відповідати параметрам захисного апарату [12]:

$$I_{\text{доп}} \geq K_3 I_3$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустимий струм вибраного провідника, визначений з урахуванням умов його прокладки;

K_3 – коефіцієнт кратності захисту;

I_3 – номінальний струм або струм спрацьовування захисного апарату.

Визначимо переріз КЛ напругою до 1000 В. Оскільки всі будівлі живляться по петльовій схемі живлення, то кабель вибираємо для всієї петлі однаковий.

Для петлі ТП1-ТП2 (Ц, К, Г): в нормальному режимі від ТП2 живляться об'єкти Г та К, а від ТП1 – об'єкт Ц. Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП2-Г}} = P_{\text{Г}} + 0,5 \cdot P_{\text{К}} = 68,4 + 0,5 \cdot 66 = 101,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2-Г}} = Q_{\text{Г}} + 0,5 \cdot Q_{\text{К}} = 19,836 + 0,5 \cdot 37,62 = 38,65 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП1-Ц}} = P_{\text{Ц}} = 90 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП1-Ц}} = Q_{\text{ТП1-Ц}} = 18 \text{ квар}.$$

Переріз КЛ визначимо за формулою:

$$F = \frac{\rho \cdot \sum_{i=1}^n (P_i \cdot L_i)}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}}$$

де P_i – розрахункове навантаження, що проходить через кабельну лінію 0,4 кВ у нормальному режимі роботи через ділянку довжиною L_i ;

ρ – питомий опір кабельної лінії, для алюмінію $\rho = 26,2-29,5$ Ом/км·мм² (для розрахунків приймаємо 27,85 Ом/км·мм²);

$L_{кл}$ - довжина кабельної лінії, км;

U_n – номінальна напруга, кВ;

$\Delta U_{доп}$ - допустима втрата напруги, %;

Довжину ліній обираємо довільно в діапазоні 0,03...0,1 км.

$$F_{ТП2-Г} = \frac{\rho \cdot (P_{ТП2-Г} \cdot L_{ТП2-Г} + P_{Г} \cdot L_{К-Г})}{10 \cdot U_n^2 \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{27,85 \cdot (101,4 \cdot 0,09 + 68,4 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 48,39 \text{ мм}^2,$$

$$F_{ТП1-Ц} = \frac{\rho \cdot P_{Ц} \cdot L_{ТП1-Ц}}{10 \cdot U_n^2 \cdot \Delta U_{доп}} = \frac{27,85 \cdot 90 \cdot 0,06}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 20,83 \text{ мм}^2.$$

Струмове навантаження в нормальному режимі буде:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

$$I_{ТП2-Г} = \frac{\sqrt{101,4^2 + 38,65^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 164,84 \text{ А},$$

$$I_{ТП1-Ц} = \frac{\sqrt{90^2 + 18^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 139,45 \text{ А}.$$

При виборі максимального перерізу за струмовим навантаженням обираємо кабель, щоб виконувалась умова:

$$I_{доп} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо [8] 1 АВВГ4х95, $I_{доп}=197$ А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 0,9 \cdot 197 = 177,3 \text{ А},$$

$$177,3 \geq 164,84 \text{ А}.$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P_{\text{ТП2-ТП1}}^{\text{п/а}} = P_{\text{Ц}} + P_{\text{К}} \cdot K_{\text{сум}} + P_{\text{Г}} \cdot K_{\text{сум}} = 90 + 66 \cdot 0,8 + 68,4 \cdot 0,4 = 170,16 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2-ТП1}}^{\text{п/а}} = Q_{\text{Ц}} + Q_{\text{К}} \cdot K_{\text{сум}} + Q_{\text{Г}} \cdot K_{\text{сум}} = 18 + 37,62 \cdot 0,8 + 19,836 \cdot 0,4 = 56,03 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТП2-ТП1}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{170,16^2 + 56,03^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 272,19 \text{ А.}$$

Перевірка:

$$0,9 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 197 = 230,49 < 272,19 \text{ А.}$$

Перевірка не виконується. Обираємо кабель АВВГ 4х150 ($I_{\text{доп}}=255 \text{ А}$, $r_0=0,206 \text{ Ом/км}$).

$$0,9 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 255 = 298,35 \geq 272,19 \text{ А.}$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\text{К+Г+Ц}} \cdot L_{\text{ТП2-К}} + P_{\text{Г+Ц}} \cdot L_{\text{К-Г}} + P_{\text{Ц}} \cdot L_{\text{Г-Ц}})}{10 \cdot U_{\text{Н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0,206 \cdot (170,16 \cdot 0,09 + 120,1 \cdot 0,05 + 90 \cdot 0,04)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,55\% < 10\%.$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{0,206 \cdot (170,16 \cdot 0,06 + 101,4 \cdot 0,04 + 66 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,51\% < 10\%.$$

Для петлі ТПЗ-ТП2 (Ф, У):

В нормальному режимі від ТПЗ живеться об'єкт Ф, а від ТП2 – об'єкт У.

Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП2-У}} = P_{\text{У}} = 160 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2-У}} = Q_{\text{У}} = 99,2 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3-Ф}} = P_{\text{Ф}} = 200 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-Ф}} = Q_{\text{Ф}} = 66 \text{ квар}.$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ [11]:

$$F_{\text{ТП3-Ф}} = \frac{\rho \cdot P_{\text{Ф}} \cdot L_{\text{ТП3-Ф}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27,85 \cdot 200 \cdot 0,05}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 38,57 \text{ мм}^2,$$

$$F_{\text{ТП2-У}} = \frac{\rho \cdot P_{\text{У}} \cdot L_{\text{ТП2-У}}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27,85 \cdot 160 \cdot 0,06}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 37,03 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_{\text{р}} = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}},$$

$$I_{\text{ТП3-Ф}} = \frac{\sqrt{200^2 + 66^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 319,99 \text{ А},$$

$$I_{\text{ТП2-У}} = \frac{\sqrt{160^2 + 99,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 286,03 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо 1 АВВГ4х240, $I_{\text{доп}}=330$ А.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 330 = 330 \text{ А},$$

$$330 \geq 319,99 \text{ А}.$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = P_{\Phi} + P_y \cdot K_{\text{сум}} = 200 + 160 \cdot 0,8 = 328 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = Q_{\Phi} + Q_y \cdot K_{\text{сум}} = 66 + 99,2 \cdot 0,8 = 145,36 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{328^2 + 145,36^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 545,09 \text{ А}.$$

Проведемо перевірку:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 330 = 429 < 545,09 \text{ А}.$$

Перевірка не виконується.

Обираємо кабель 2 АВВГ 4х185 згідно з [7] ($I_{\text{доп}} = 2 \times 255 = 510$ А, $r_0=0,206/2=0,103$ Ом/км).

$$0,9 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 510 = 596,7 \geq 545,09 \text{ А}.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТПЗ:

$$\Delta U_{\text{ТПЗ}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\Phi+y} \cdot L_{\text{ТПЗ}-\Phi} + P_y \cdot L_{\Phi-y})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТПЗ}} = \frac{0,103 \cdot (328 \cdot 0,05 + 160 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 1,51\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП2:

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{r_0 \cdot (P_{\Phi+y} \cdot L_{\text{ТП2}-y} + P_{\Phi} \cdot L_{\Phi-y})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП2}} = \frac{0,103 \cdot (328 \cdot 0,06 + 200 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 2,83\% < 10\%.$$

Для петлі ТП1-ТП3 (3Г) в нормальному режимі від ТП1 живляться об'єкт 2Г, а від ТП3 об'єкт Г. Визначимо навантаження для ТП1 та ТП2 в нормальному режимі:

$$P_{\text{ТП1}-2\Gamma} = P_{2\Gamma} = 111,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП2}-2\Gamma} = Q_{2\Gamma} = 32,364 \text{ квар},$$

$$P_{\text{ТП3}-\Gamma} = P_{\Gamma} = 68,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3}-\Gamma} = Q_{\Gamma} = 19,836 \text{ квар}.$$

Визначимо розрахунковий переріз КЛ:

$$\begin{aligned} F_{\text{ТП1}-2\Gamma} &= \frac{\rho \cdot (P_{\text{ТП1}-\Gamma} \cdot L_{\text{ТП1}-\Gamma} + P_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Gamma})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27,85 \cdot (68,4 \cdot 0,08 + 68,4 \cdot 0,05)}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} \\ &= 34,3 \text{ мм}^2, \end{aligned}$$

$$F_{\text{ТП3}-\Gamma} = \frac{\rho \cdot P_{\Gamma} \cdot L_{\text{ТП3}-\Gamma}}{10 \cdot U_{\text{н}}^2 \cdot \Delta U_{\text{доп}}} = \frac{27,85 \cdot 68,4 \cdot 0,09}{10 \cdot 0,38^2 \cdot 5} = 23,75 \text{ мм}^2.$$

Визначаємо струмове навантаження в нормальному режимі:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_i^2 + Q_i^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H},$$

$$I_{\text{ТП1-2Г}} = \frac{\sqrt{111,6^2 + 32,364^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 176,54 \text{ А},$$

$$I_{\text{ТП3-Г}} = \frac{\sqrt{68,4^2 + 19,836^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 108,2 \text{ А}.$$

По максимальному перерізу та струмовому навантаженню обираємо кабель, так щоб виконувалась наступна умова:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p K_1 K_2.$$

Обираємо 1 АВВГ4х120, $I_{\text{доп}}=224 \text{ А}$.

$$K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}} = 1 \cdot 1 \cdot 224 = 224 \text{ А},$$

$$224 \geq 176,54 \text{ А}$$

В післяаварійному режимі від ТП живляться всі об'єкти. Розрахуємо навантаження:

$$P_{\text{ТП3-ТП1}}^{\text{п/а}} = P_{3Г} = 0,89 \cdot 60 = 160,2 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{ТП3-ТП1}}^{\text{п/а}} = Q_{3Г} = 160,2 \cdot 0,29 = 46,458 \text{ квар}$$

Визначимо струмове навантаження в післяаварійному режимі:

$$I_{\text{ТПЗ-ТП2}}^{\text{п/а}} = \frac{\sqrt{160,2^2 + 46,458^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 253,43 \text{ А.}$$

Перевірка:

$$1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 224 = 291,2 > 253,43 \text{ А.}$$

Перевірка виконується. Обираємо кабель АВВГ 4x120 ($I_{\text{доп}}=224 \text{ А}$, $r_0=0,253 \text{ Ом/км}$).

$$0,9 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 224 = 262,08 \geq 253,43 \text{ А.}$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП3:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_0 \cdot (P_{3\Gamma} \cdot L_{\text{ТП1-}\Gamma} + P_{2\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Gamma} + P_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Gamma})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{0,253 \cdot (160,2 \cdot 0,08 + 111,6 \cdot 0,05 + 68,4 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,58\% < 10\%.$$

Розрахуємо падіння напруги зі сторони ТП3:

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{r_0 \cdot (P_{3\Gamma} \cdot L_{\text{ТП3-}\Gamma} + P_{2\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Gamma} + P_{\Gamma} \cdot L_{\Gamma-\Gamma})}{10 \cdot U_{\text{н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{ТП3}} = \frac{0,253 \cdot (160,2 \cdot 0,09 + 111,6 \cdot 0,05 + 68,4 \cdot 0,03)}{10 \cdot 0,38^2} = 3,71\% < 10\%.$$

Результати розрахунків представлені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунків струмів та вибір ліній

| Петля | Марка | $I_{д оп}, A$ | I_p, A | $I_{p^{п/а}}, A$ | $\Delta U_{n/a}, \%$ |
|---------|---------------|---------------|----------|------------------|----------------------|
| ТП1-ТП3 | АВВГ 4x120 | 224 | 108 | 253 | 3,7 |
| ТП1-ТП2 | АВВГ 4x150 | 225 | 139 | 272 | 3,6 |
| ТП2-ТП3 | АВВГ 4x185 | 459 | 365 | 548 | 2,8 |

2.2 Розрахунок ліній електроживлення об'єктів (більше 1 кВ)

Початкові дані для розрахунків наведені у таблицях 2.2 та 2.3
Навантаження розподільчих трансформаторів наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Навантаження розподільчих трансформаторів

| | $P, \text{кВт}$ | $Q, \text{квар}$ |
|-----|-----------------|------------------|
| ТП4 | 450 | 100 |
| ТП5 | 380 | 80 |
| ТП6 | 400 | 75 |
| ТП7 | 400 | 80 |
| ТП8 | 440 | 90 |

Зосереджене навантаження на РП напередодні в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Зосереджене навантаження на РП

| | |
|--------------------|------|
| $P_1, \text{МВт}$ | 1,8 |
| $Q_1, \text{Мвар}$ | 0,3 |
| $P_2, \text{МВт}$ | 2,0 |
| $Q_2, \text{Мвар}$ | 0,45 |

Струмове навантаження будь-якої ділянки в нормальному режимі не повинне перевищувати допустиму величину, визначену з врахуванням умов прокладки кабельної лінії [8]:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2,$$

де $I_{\text{доп}}$ – допустиме тривале струмове навантаження, визначене за довідковими даними з врахуванням марки кабелю і способу його прокладки (у землі, в повітрі, в трубах і т.д.);

K_1 – коефіцієнт, що враховує фактичні температурні умови експлуатації кабелю або повітряної лінії;

K_2 – поправочний коефіцієнт, що враховує кількість паралельно прокладених і працюючих кабелів.

Струмове навантаження в післяаварійному режимі не повинне перевищувати фактичного допустимого значення, визначеного з врахуванням відповідного коефіцієнта допустимого перевантаження:

$$I_p \leq I_{\text{доп}} K_1 K_2 K_{\text{пер}},$$

де $K_{\text{пер}}$ – коефіцієнт допустимого перевантаження, який визначається з врахуванням умов прокладки, тривалості перевантаження і попереднього завантаження КЛ, $K_{\text{пер}}=1,3$;

Для КЛ вибраний перетин не може бути менше мінімально допустимого за умовами термічної стійкості струмам к.з.

$$F_{\text{кл}}^{\text{min}} = \frac{I_{\Sigma}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{C}$$

де $t_{\text{п}}$ – приведений розрахунковий час (час відключення к.з.);

C – термічний коефіцієнт,

$$C = 75 \frac{A \cdot c^{0,5}}{\text{мм}^2};$$

Розрахункове навантаження розподільчих ліній 6...10 кВ визначається добутком суми розрахункових навантажень окремих ТП і коефіцієнту $K_{см}$, який враховує суміщення їх максимумів:

$$P_{рс} = K_{см} \sum_{i=1}^n P_{рТПi}$$

де $P_{рТПi}$ – розрахункове навантаження ТП;

$K_{см}$ – коефіцієнт суміщення максимумів, обирається згідно [1].

При розрахунках необхідно врахувати втрати потужності в трансформаторах ТП. Вибір трансформатора ТП4:

$$P_{ТП4} = 450 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП4} = 150 \text{ квар},$$

$$S_{ТП4} = \sqrt{P_{ТП4}^2 + Q_{ТП4}^2} = \sqrt{450^2 + 150^2} = 474,34 \text{ кВА}.$$

Приймаємо трансформатор ТМ 630/10 [7] з наступними паспортними даними:

- $S_{ТП4} = 630 \text{ кВА}$,
- $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$,
- $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$,
- $P_{К} = 7600 \text{ Вт}$,
- $P_{Х.Х} = 1050 \text{ Вт}$,
- $U_{К} = 5,5 \%$,

- $I_{X.X} = 1,8 \%$.

Перевірка трансформатора в п/а режимі:

$$S_{п/а} = S_{ТП4} = 474,34 \text{ кВА} < 1,4 \cdot 630 = 882 \text{ кВА}.$$

Аналогічні розрахунки здійсимо для інших ТП та обираємо трансформатори. Результати занесемо до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розподіл навантаження

| №ТП | P , кВт | Q , квар | S , кВ·А | $S_{нт}$, кВА | $P_{п/а}$, кВА | $Q_{п/а}$, квар | $S_{п/а}$, кВА | 1,4 $S_{нт}$, кВА |
|---------|-----------|------------|------------|----------------|-----------------|------------------|-----------------|--------------------|
| 1 | 147,6 | 39,564 | 152,81 | 250 | 275,4 | 83,208 | 287,69 | 350 |
| 2 | 240,16 | 137,23 | 276,6 | 400 | 480,16 | 197,79 | 519,3 | 560 |
| 3 | 227,36 | 73,93 | 238,77 | 400 | 392,08 | 164,94 | 424,97 | 560 |
| 4 | 450 | 100 | 460,98 | 630 | - | - | - | - |
| 5 | 380 | 80 | 388,33 | 630 | - | - | - | - |
| 6 | 400 | 75 | 406,97 | 630 | - | - | - | - |
| 7 | 400 | 80 | 407,92 | 630 | - | - | - | - |
| 8 | 440 | 90 | 449,11 | 630 | - | - | - | - |
| Цех | 184,76 | 226,43 | 292,24 | 400 | - | - | - | - |
| Ін.цех* | 184,76 | 226,43 | 292,24 | 400 | - | - | - | - |

* де $P_{ТПін.цех}$, $Q_{ТПін.цех}$ – активне та реактивне навантаження іншого цеху промислового підприємства, для розрахунків приймаємо рівним навантаженню розрахованого цеху у підрозділі 1;

Отже, для ТП1 приймаємо ТМ 250/10, а для ТП2 та ТП3 ТМ 400/10.

Паспорти дані трансформатора ТМ 250/10:

- $S_{ТП4} = 250 \text{ кВА}$,
- $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$,
- $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$,

- $P_K = 3700 \text{ Вт}$,
- $P_{X.X} = 560 \text{ Вт}$,
- $U_K = 4,5 \%$,
- $I_{X.X} = 1,9 \%$.

Паспорті дані трансформатора ТМ 400/10:

- $S_{ТП4} = 400 \text{ кВА}$,
- $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$,
- $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$,
- $P_K = 5500 \text{ Вт}$,
- $P_{X.X} = 830 \text{ Вт}$,
- $U_K = 4,5 \%$,
- $I_{X.X} = 1,5 \%$.

Розраховуємо втрати потужності в трансформаторах всіх ТП в нормальному та післяаварійному режимах.

Розрахунок здійснимо на прикладі ТП2.

$$\Delta P_{ТП2} = \Delta P_{кз} \left(\frac{S_{ТП2}}{S_{НТ}} \right)^2 + \Delta P_{НХ} = 5,5 \left(\frac{276,6}{400} \right)^2 + 0,83 = 3,45 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП2} = \frac{U_{кз}}{100} \frac{S_{ТП2}^2}{S_{НТ}} + \frac{I_{НХ}}{100} S_{НТ} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{276,6^2}{400} + \frac{1,5}{100} \cdot 400 = 14,61 \text{ квар.}$$

$$\Delta P_{ТП1-ТП4} = \Delta P_{ТП1} + \Delta P_{ТП2} + \Delta P_{ТП3} + \Delta P_{ТП4} = 1,94 + 3,45 + 2,79 + 5,11 = 13,29 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ТП1-ТП4} = \Delta Q_{ТП1} + \Delta Q_{ТП2} + \Delta Q_{ТП3} + \Delta Q_{ТП4} = 8,95 + 14,61 + 12,41 + 29,89 = 65,86 \text{ квар,}$$

$$\Delta Q_{ТП5-ТП8} = \Delta Q_{ТП5} + \Delta Q_{ТП6} + \Delta Q_{ТП7} + \Delta Q_{ТП8} = 24,5 + 25,79 + 25,87 + 28,94 = 105,1 \text{ квар.}$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в нормальному режимі роботи:

$$P_{Л1} = K_{см} \cdot (P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + \Delta P_{ТП5-ТП8}),$$

$$P_{Л1} = 0,85 \cdot (380 + 400 + 400 + 440 + 17,31) = 1397,74 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1} = K_{см} \cdot (Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП5-ТП8}),$$

$$Q_{Л1} = 0,85 \cdot (80 + 75 + 80 + 90 + 105,1) = 365,585 \text{ квар.}$$

$$S_{Л1} = \sqrt{P_{Л1}^2 + Q_{Л1}^2},$$

$$S_{Л1} = \sqrt{1397,74^2 + 365,585^2} = 1438,93 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1} = \frac{S_{Л1}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}},$$

$$I_{Л1} = \frac{1438,93}{\sqrt{3} \cdot 10} = 83,07 \text{ А.}$$

Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі Л1 в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (P_{ТП1} + P_{ТП2} + P_{ТП3} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ТП7} + P_{ТП8} + \Delta P_{ТП1-ТП8})$$

$$P_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (147,6 + 240,16 + 227,36 + 450 + 380 + 400 + 400 + 440 + 47,39) = 2186,008 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л1п/а} = K_{см} \cdot (Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + Q_{ТП8} + \Delta Q_{ТП1-ТП8}),$$

$$Q_{Л1п/а} = 0,8 \cdot (39,564 + 137,23 + 73,93 + 100 + 80 + 75 + 80 + 90 + 217,229) = 714,36 \text{ квар},$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{P_{Л1п}^2 + Q_{Л1п}^2}$$

$$S_{Л1п/а} = \sqrt{2186,008^2 + 714,6^2} = 2299,771 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п/а}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{2299771}{\sqrt{3} \cdot 10} = 132,7 \text{ А}.$$

Приймаємо кабель АПВП 3х35 з $I_{доп}=119 \text{ А}$ та $r_0=0,868 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,095 \text{ Ом/км}$ [12].

$$I_{Л1 п/а} = 132,7 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,3 \cdot 119 = 154,7 \text{ А}.$$

Аналогічно для Л2 знайдемо навантаження в нормальному режимі та занесемо результати в таблицю

Знайдемо навантаження живлячої лінії Л3 в нормальному режимі:

$$P_{Л3} = 0,85 \cdot (P_{Л2} + P_{РП2} + P_{ТП \text{ ін.цех.}} + \Delta P_{ТП \text{ ін.цех.}}),$$

$$P_{Л3} = 0,85 \cdot (916,64 + 2000 + 184,76 + 3,77) = 2639,4 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л3} = 0,85 \cdot (Q_{Л2} + Q_{РП2} + Q_{ТП \text{ ін.цех.}} + \Delta Q_{ТП \text{ ін.цех.}}),$$

$$Q_{Л3} = 0,85 \cdot (354,0964 + 450 + 226,43 + 15,6) = 889,2035 \text{ квар}$$

$$S_{Л3} = \sqrt{P_{Л3}^2 + Q_{Л3}^2}$$

$$S_{Л3} = \sqrt{2639,4^2 + 889,2035^2} = 2785,16 \text{ кВА},$$

$$I_{ЛЗ} = \frac{S_{ЛЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

$$I_{ЛЗ} = \frac{2785,16}{\sqrt{3} \cdot 10} = 160,8 \text{ А.}$$

Навантаження лінії ЛЗ в післяаварійному режимі буде рівним навантаженню лінії Л4. Знайдемо навантаження головної ділянки розподільної мережі ЛЗ в післяаварійному режимі роботи:

$$P_{ЛЗп/а} = 0,8 \cdot (P_{Л2} + P_{РП2} + P_{Л1} + P_{РП1} + P_{ТП \text{ ін.цех.}} + P_{ТП \text{ цех.}} + \Delta P_{ТП \text{ ін.цех.}}),$$

$$P_{ЛЗп/а} = 0,8 \cdot (916,64 + 2000 + 1391,74 + 1800 + 184,76 + 184,76 + 3,77) = 5185,318 \text{ кВт},$$

$$Q_{ЛЗп/а} = 0,8 \cdot (Q_{Л2} + Q_{РП2} + Q_{Л1} + Q_{РП1} + Q_{ТП \text{ ін.цех.}} + Q_{ТП \text{ цех.}} + \Delta Q_{ТП \text{ ін.цех.}}),$$

$$Q_{ЛЗп/а} = 0,8 \cdot (354,0964 + 450 + 365,585 + 300 + 226,43 + 226,43 + 15,6) = 1550,506 \text{ квар},$$

$$S_{ЛЗп/а} = \sqrt{P_{\frac{ЛЗп}{а}}^2 + Q_{\frac{ЛЗп}{а}}^2}$$

$$S_{ЛЗ} = \sqrt{5185,318^2 + 1550,506^2} = 5412,171 \text{ кВА},$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{S_{Л1п}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}$$

$$I_{Л1п/а} = \frac{5412,171}{\sqrt{3} \cdot 10} = 312,472 \text{ А.}$$

Приймаємо кабель АПвП 3×150 з $I_{доп} = 260 \text{ А}$ та $r_0 = 0,206 \text{ Ом/км}$, [10].

$$I_{Л1 п/а} = 312,472 \leq K_1 \cdot K_2 \cdot I_{доп} = 1 \cdot 1,3 \cdot 260 = 338 \text{ А.}$$

Результати розрахунку струмів ліній наведені в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Результати розрахунку струмів при виборі лінії

| | Марка | $I_{доп}, \text{ А}$ | $I_p, \text{ А}$ | $I_p^{п/а}, \text{ А}$ |
|----|------------|----------------------|------------------|------------------------|
| Л1 | АПВП 3×35 | 119 | 83,07 | 132,77 |
| Л2 | АПВП 3×35 | 119 | 56,73 | 132,77 |
| Л3 | АПВП 3×150 | 260 | 160,8 | 312,472 |
| Л4 | АПВП 3×150 | 260 | 161,65 | 312,472 |

2.3 Визначення відгалужень розподільних трансформаторів

Для вибору необхідних відгалужень регуляторів напруги розподільних трансформаторів та ліній на напругу 10 кВ Л1, Л2 наведемо початкові дані в (табл. 2.6).

Регульовальні відгалуження розподільчих трансформаторів мають бути вибрані так, щоб компенсувати втрату напруги в розподільній мережі в режимі максимальних навантажень [9]. Втрати напруги на ділянках розподільчої мережі:

$$\Delta U = \frac{(Pr + Qx)L}{10U_H^2},$$

де P – активне навантаження елемента мережі, кВт;

r - активний опір мережі, Ом;

Q – реактивне навантаження елемента мережі, квар;

x – реактивний опір мережі, Ом.

Таблиця 2.6 - Початкові дані

| Довжини ланок ліній Л1 і Л2 (км) | |
|----------------------------------|-----|
| п/ст-РП | 1,7 |
| РП -ТП1 | 0,5 |
| ТП1 - ТП2 | 0,6 |
| ТП2 - ТП3 | 0,6 |
| ТП3 - ТП4 | 0,4 |
| ТП5 - ТП6 | 0,4 |
| ТП6 - ТП7 | 0,3 |
| ТП7 - ТП8 | 0,5 |
| ТП8 - РП | 0,9 |

Вибір відгалуження трансформатора проводять за умови допустимого усталеного відхилення напруги у споживачів. У режимі максимальних навантажень напруга на затискачах найвіддаленіших ЕП не повинна бути нижча за $0,95U_n$, тобто $\delta U_{y-} \geq -5\%$. У режимі мінімальних навантажень напруга на шинах низької напруги ЦЖ не повинна перевищувати номінальну напругу більш як на 5%, тобто $\delta U_{y+} \leq +5\%$ [1]. У якості максимального беруть розрахункове навантаження, а мінімальне навантаження становить 25...30% від

розрахункового.[6]

Забезпечення зазначених вище відхилень напруги на затискачах електроприймачів може бути здійснене в результаті раціонального вибору робочих відгалужень розподільчих трансформаторів і закону регулювання напруги в центрі живлення.

Розраховуємо відхилення напруги у будь якій точці мережі та для будь- якого режиму

$$U_y = E_{\text{п}} + E_{\text{т}} + \beta(\Delta U_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{нн}}),$$

де $E_{\text{п}}$ - добавка напруги в ЦЖ у розглянутому режимі, %;

β - коефіцієнт завантаження (оскільки ми розглядаємо два режими, то приймаємо 1,0 - для режиму максимального навантаження і 0,25 - для мінімального навантаження);

$\Delta U_{\text{тр}}$ - втрата напруги в трансформаторі у режимі максимального навантаження (приймається середня для розглянутої мережі величина), %;

$\Delta U_{\text{с}}$ - втрата напруги у режимі максимальних навантажень у мережі середньої напруги, %;

$\Delta U_{\text{нн}}$ - допустимі втрати у мережі низької напруги, %;

Розрахуємо навантаження на початку ліній, в кінці ліній та втрати потужності на прикладі ділянки ТП3-ТП4:

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U^2} r_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(280 + 2,63)^2 + (65 + 18,55)^2}{10^2} \cdot 0,868 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} = 0,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{ТП3-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}})^2 + (Q_{\text{ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}})^2}{U^2} x_0 \cdot L_{\text{ТП3-ТП4}} \cdot 10^{-3}$$

$$\Delta P_{\text{ТПЗ-ТП4}} = \frac{(280 + 2,63)^2 + (65 + 18,55)^2}{10^2} \cdot 0,095 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ квар.}$$

$$P_{\text{ТПЗ-ТП4}} = P_{\text{ТП4}} + \Delta P_{\text{ТПЗ-ТП4}} + \Delta P_{\text{ТП4}},$$

$$P_{\text{ТПЗ-ТП4}} = 280 + 0,3 + 2,63 = 282,93 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{ТПЗ-ТП4}} = Q_{\text{ТПЗ}} + \Delta Q_{\text{ТПЗ-ТП4}} + \Delta Q_{\text{ТП4}}$$

$$Q_{\text{ТПЗ-ТП4}} = 65 + 0,03 + 18,5 = 83,59 \text{ квар,}$$

Результати аналогічних розрахунків для інших ланок зведемо в таблицю 2.7.

Розрахуємо втрати напруги в лініях:

$$\Delta U_{\text{Л.ТПЗ-ТП4}} = \frac{(P_{\text{ТПЗ-ТП4}} \cdot r_0 + Q_{\text{ТПЗ-ТП4}} \cdot x_0) L_{\text{ТПЗ-ТП4}}}{10 U_{\text{Н}}^2},$$

$$\Delta U_{\text{Л.ТПЗ-ТП4}} = \frac{(282,93 \cdot 0,87 + 83,59 \cdot 0,10) \cdot 0,4}{10 \cdot 10^2} = 0,1\%,$$

Результати розрахунку втрат напруги на інших ланках зведемо в таблицю 2.8.

Розрахуємо втрати напруги в трансформаторах:

$$\Delta U_{\text{ТП1}} = \frac{r_{\text{Т}} \cdot P_{\text{ТП1}} + Q_{\text{ТП1}} \cdot x_{\text{Т}}}{10 U_{\text{Н}}^2},$$

де $r_{\text{Т}}$ – активний опір трансформатора, Ом

$$r_{\text{Т}} = \frac{P_{\text{К}} \cdot U_{\text{НН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} \cdot 10^6,$$

$$r_{\text{Т}} = \frac{3,7 \cdot 10^2}{250^2} \cdot 10^3 = 5,92 \text{ Ом,}$$

x_T – реактивний опір трансформатора, Ом;

Таблиця 2.7 – Втрати потужності та навантаження на ланках ліній Л1 та Л2

| Ділянка мережі | ΔP , кВт | ΔQ , <u>квар</u> | P , кВт | Q , <u>квар</u> |
|-------------------|---------------------|-----------------------------|--------------|----------------------|
| ЦЖ-РП(Л4) | 1,95 | 0,91 | 4038, 17 | 899,3 5 |
| РП-ТП8(Л1) | 5,38 | 0,59 | 806,2 3 | 218,4 4 |
| ТП5-ТП6 | 0,34 | 0,04 | 303,1 8 | 79,55 |
| ТП6-ТП7 | 0,72 | 0,08 | 509,7 7 | 132,3 9 |
| ТП7-ТП8 | 1,88 | 0,21 | 637,8 4 | 171,4 1 |
| ЦЖ-РП(Л3) | 1,96 | 0,92 | 4519, 14 | 1081, 43 |
| РП-ТП1(Л2) | 3,03 | 0,33 | 777,1 8 | 315,5 1 |
| ТП1-ТП2 | 2,55 | 0,28 | 647,0 3 | 273,9 4 |
| ТП2-ТП3 | 1,23 | 0,13 | 463,0 4 | 153,0 9 |
| ТП3-ТП4 | 0,3 | 0,03 | 282,9 3 | 83,59 |

Таблиця 2.8 – Втрати напруги на ланках ліній Л1 та Л2

| Ділянка мережі | $\Delta U_M, \%$ |
|----------------|------------------|
| ЦЖ-РП(Л4) | 1,01 |
| РП-ТП8(Л1) | 0,65 |
| ТП5-ТП6 | 0,11 |
| ТП6-ТП7 | 0,14 |
| ТП7-ТП8 | 0,28 |
| ЦЖ-РП(Л3) | 1,15 |
| РП-ТП1(Л2) | 0,35 |
| ТП1-ТП2 | 0,35 |
| ТП2-ТП3 | 0,25 |
| ТП3-ТП4 | 0,1 |

$$z_T = \frac{U_K \cdot U_{HH}^2}{S_H^2} \cdot 10^6,$$

$$z_T = \frac{4,5 \cdot 10^2}{250} \cdot 10^3 = 18 \text{ Ом},$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2};$$

$$x_T = \sqrt{18^2 - 5,92^2} = 17$$

$$\Delta U_{ТП1} = \frac{5,92 \cdot 149,54 + 48,52 \cdot 17}{10 \cdot 10^2} = 1,71\%$$

Результати розрахунків опорів та втрат напругидля інших трансформаторів ТП зведемо в таблицю 2.9.

Вибираємо відгалуження регуляторів напруги E_T розподільних трансформаторів, згідно з втратами напруги в мережі від ЦЖ до відповідного трансформатора ТП, для того щоб компенсувати втрату напруги. Результати зведемо до таблиці 2.9, а відгалуження регуляторів напруги розподільних

трансформаторів до таблиці 2.10 [12].

Таблиця 2.9 – Зведені результати розрахунків опорів та втрат напруги для трансформаторів ТП

| Трансформатор | r_T , Ом | x_T , Ом | ΔU_T , % |
|---------------|------------|------------|------------------|
| ТП1 | 5,92 | 17 | 1,71 |
| ТП2 | 3.43 | 10.71 | 2.46 |
| ТП3 | 3.43 | 10.71 | 1.71 |
| ТП4 | 1.91 | 5.06 | 1.53 |
| ТП5 | 1.91 | 5.06 | 1.26 |
| ТП6 | 1.91 | 5.06 | 1,28 |
| ТП7 | 1.91 | 5.06 | 1,31 |
| ТП8 | 1.91 | 5.06 | 1,45 |

Таблиця 2.20 - Відгалуження регуляторів напруги розподільних трансформаторів

| | ΔU_M , % | E_T , % |
|------------|------------------|-----------|
| ЦЖ-РП(Л4) | 1.1 | - |
| РП-ТП8(Л1) | 1.53 | 0 |
| ТП7-ТП8 | 1.81 | 0 |
| ТП6-ТП7 | 1.95 | 0 |
| ТП5-ТП6 | 2.06 | 0 |
| ЦЖ-РП(Л3) | 0.97 | - |
| РП-ТП1(Л2) | 1.53 | 0 |
| ТП1-ТП2 | 1.79 | 0 |
| ТП2-ТП3 | 1.91 | 0 |
| ТП3-ТП4 | 2.4 | 0 |

Приймаємо для Л1 $\Delta U_{\text{трсп}} = 1.33$, а для Л2 $\Delta U_{\text{трсп}} = 1.85$.

Надбавка напруги в режимі максимального навантаження вибирається таким чином, що б відхилення напруги в на шинах 0,4 кВ найближчого ТП не перевищувало верхній допустимий рівень:

$$E'_{\text{пЛі}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{в}} - E_{\text{т}} + \beta_{\text{max}} (\Delta U_{\text{м}} + \Delta U_{\text{тр}} + \Delta U_{\text{н.м.}})$$

$$E'_{\text{пЛі}} = 5 + 0 + 1(0 + 1.33 + 0) = 6.33 \%,$$

$$E'_{\text{пЛі}} = 5 + 0 + 1(0 + 1.85 + 0) = 6.85 \%.$$

Для режиму мінімальних навантажень необхідно, що б у першого ТП, який має максимальну надбавку напруги, напруга на шинах 0,4 кВ не перевищувала верхнього допустимого рівня:

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{в}} - E_{\text{т}}^{\text{найб}} + \beta_{\text{min}} (\Delta U_{\text{м}}^{\text{найб}} + \Delta U_{\text{тр1}}),$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = 5 + 0 + 0,25(2.06 + 1.33) = 5.85 \%,$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = 5 + 0 + 0,25(2.4 + 1.85) = 6.06 \%.$$

Для найбільш віддаленого споживача останнього трансформатора з мінімальною надбавкою напруги, відхилення напруги не повинне вийти за границю нижнього допустимого рівня [18]:

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = \delta U_{\text{доп}}^{\text{в}} - E_{\text{т}}^{\text{найб}} + \beta_{\text{min}} (\Delta U_{\text{м}}^{\text{найм}} + \Delta U_{\text{тр1}} + \Delta U_{\text{н.м.}}),$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = -5 - 0 + 0,25(1.1 + 1.33 + 7,5) = -2,52 \%,$$

$$E'_{\text{п(в)Лі}} = -5 - 0 + 0,25(0,97 + 1,85 + 7,5) = -2,42 \%.$$

Отримані значення зобразимо графічно на рисунках 2.1 та 2.2

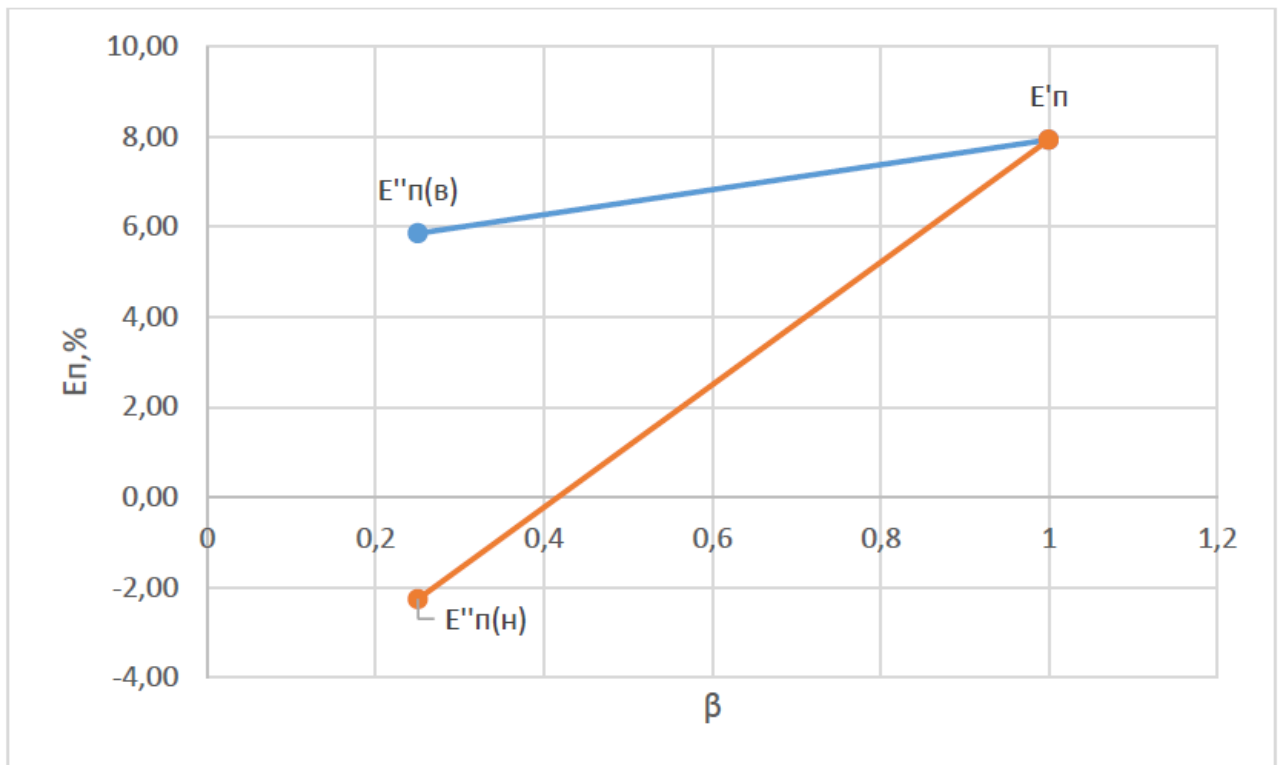


Рисунок 2.1 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л1

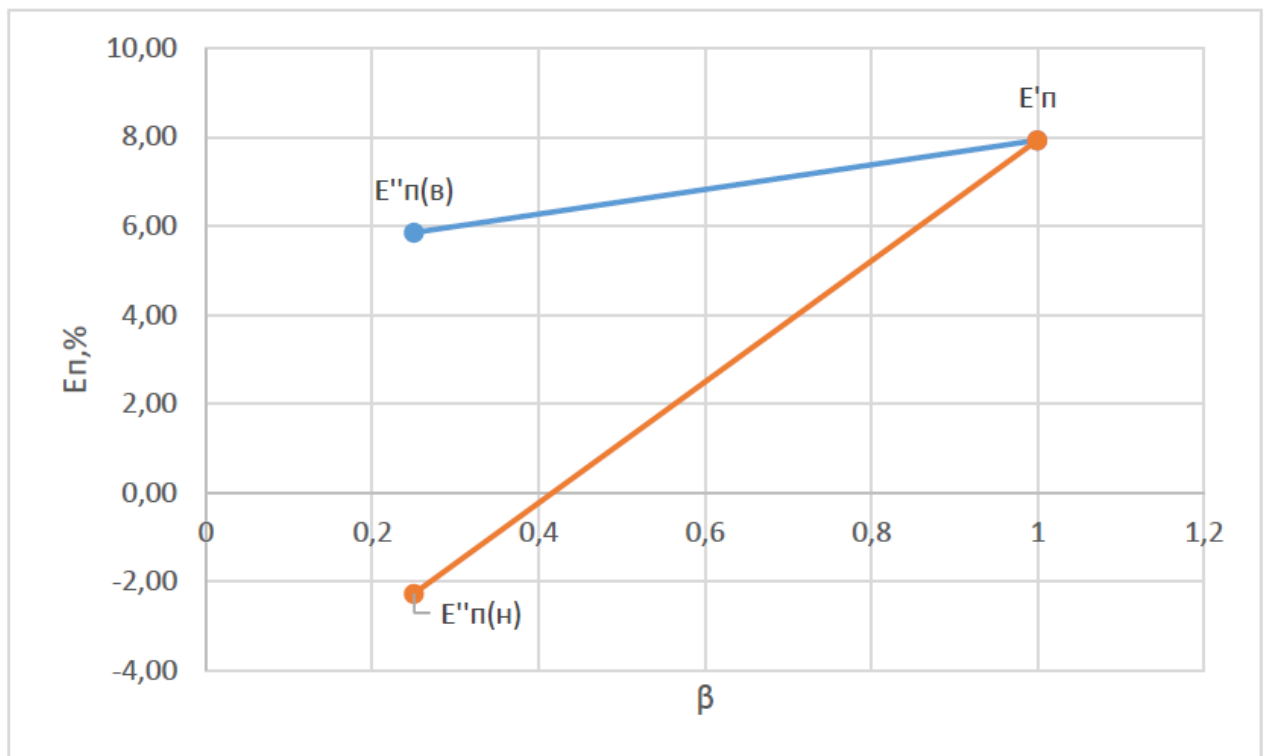


Рисунок 2.2 – Діапазон регулювання напруги за умовами Л2

3 ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕНЕРГОПОСТАЧАННЯ СПОЖИВАЧІВ

Тема дипломного проекту детально розглядає питання забезпечення нормативного рівня якості електричної енергії для побутових споживачів. Для досягнення необхідного рівня якості важливо встановлювати сучасні реле контролю напруги. Враховуючи поточний стан інфраструктури системи енергопостачання, що є застарілою, перепади напруги в мережах є частим явищем. Ці стрибки напруги негативно впливають на роботу підключених електроприладів і можуть призвести до їх виходу з ладу. Щоб захистити побутову техніку від пошкоджень, викликаних перепадами напруги, необхідно забезпечити захист мережі. Для цього використовуються надійні пристрої - реле контролю напруги.

На ринку України одним з найпопулярніших виробників реле є компанія ZUBR. Вона виробляє реле, розраховані на різні номінальні струми. Цифра в назві пристрою вказує на номінальний струм, на який воно розраховане. Наприклад, реле напруги ZUBR d40 розраховане на номінальний струм 40 ампер, при цьому протягом 10 хвилин витримує струм 50 ампер. Моделі з індексом t у назві оснащені термозахистом від внутрішнього перегріву, наприклад, реле напруги ZUBR d40t. Використання таких пристроїв дозволяє уникнути проблем зі стрибками напруги та забезпечує надійний захист електроприладів.

Для захисту побутової техніки від стрибків і перепадів напруги використовуються пристрої, які називаються реле напруги (РН). Ці пристрої підтримують напругу електричної мережі в номінальному режимі. Реле напруги мають свої особливості та спосіб підключення. Серед обладнання, чутливого до відхилень напруги мережі, можна виділити холодильники, телевізори, відео- та аудіотехніку, комп'ютери та інше. Якість напруги мережі повинна відповідати державним стандартам, згідно з якими напруга має становити 230 В із незначними відхиленнями. На цю напругу орієнтуються виробники побутової техніки під час проектування та виготовлення.

Однак, реальна напруга мережі не завжди відповідає цим стандартам, і можуть траплятися перепади напруги від 160 до 380 В. Ці перепади можуть бути спричинені різними факторами, серед яких: обрив і потрапляння нульового проводу на одну з фаз у повітряних лініях; перекіс фаз, викликаний перенавантаженням однієї з фаз потужним споживачем; застаріле обладнання підстанції, яке не відповідає збільшеній потужності споживачів.

На рисунку 3.1 наведено принципову схему дії реле напруги, що демонструє його роботу в умовах перепадів напруги та забезпечує захист підключених електроприладів.

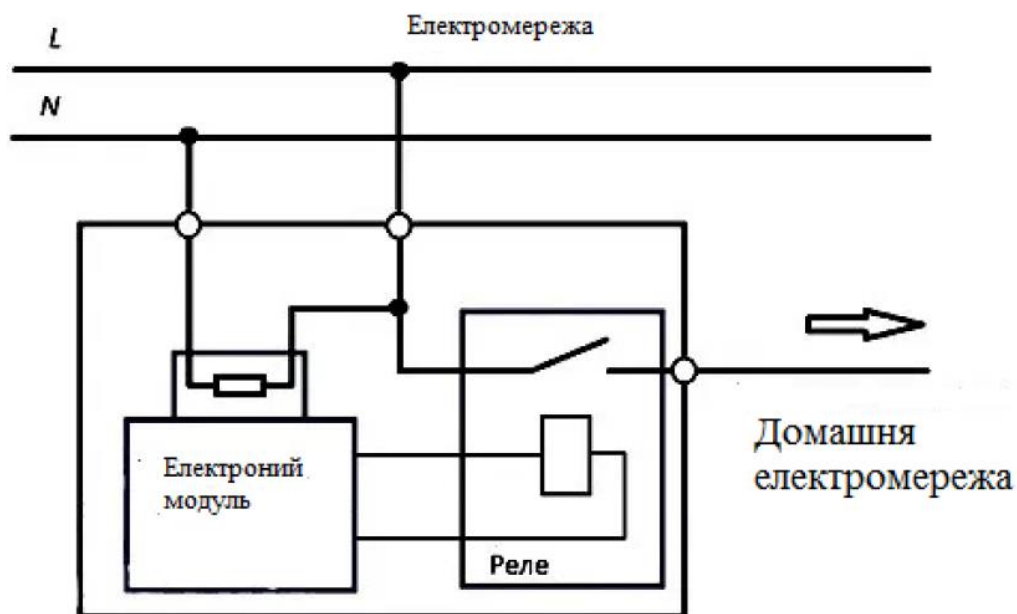


Рисунок 3.1 – Принципова схема дії РН

Принцип дії реле напруги (РН) полягає в запобіганні виникненню надмірної або недостатньої напруги живлення. Для кращого розуміння необхідності встановлення РН, розглянемо деякі причини, що цьому сприяють:

- обрив і потрапляння нульового проводу на одну з фаз у повітряних лініях: Ця ситуація може призвести до значного перекосу напруги в мережі, що створює ризик пошкодження підключених приладів;
- перекос фаз, викликаний перенавантаженням однієї із фаз потужним споживачем: Коли одна з фаз піддається значному навантаженню, це

може спричинити нерівномірний розподіл напруги по мережі, що негативно впливає на роботу побутових приладів;

- застаріле обладнання підстанції, що не відповідає збільшеній потужності споживачів: Використання старих трансформаторів та іншого обладнання, яке не розраховане на сучасні навантаження, може призводити до частих перепадів напруги та ненадійної роботи електропостачання.

Встановлення реле напруги дозволяє своєчасно виявляти і реагувати на ці проблеми, забезпечуючи стабільну і безпечну роботу електричних мереж. Цей пристрій автоматично відключає живлення у разі виявлення небезпечного рівня напруги, захищаючи таким чином підключені електроприлади від можливих пошкоджень.

При обриві проводів лінії живлення приватних будинків може статися значний перепад напруги в мережі, який перевищує норму на 160 вольт. Це часто призводить до виходу з ладу незахищених електроприладів, які швидко згорають та стають несправними.

У негоду або за інших обставин, коли відключаються дроти нейтралі, виникає підвищене навантаження, що спричиняє несправності побутової та іншої техніки. Довгі лінії електромережі від трансформатора також сприяють зниженню напруги до критичних значень, що негативно впливає на електричні пристрої, підключені до цієї лінії.

При запуску потужного електропристрою відбувається перевантаження фази, що призводить до падіння напруги та можливих проблем з приладами, підключеними до мережі.

Реле напруги включає мікросхему, яка контролює величину напруги в мережі. Якщо напруга підвищується або знижується, мікросхема надсилає сигнал на електромагнітне реле, яке швидко реагує та вирівнює напругу. Робочий інтервал реле напруги становить від 100 до 400 В. Під час грози розряд блискавки може перевищити ці межі, тому не рекомендується включати електричні пристрої під час грози, оскільки реле напруги не зможе впоратися з

такими умовами. Для цього використовуються спеціальні прилади, що обмежують напругу.

Реле напруги складається з силової та електронної частин. Електронна частина контролює напругу, а силова частина розподіляє навантаження. Основним компонентом реле є мікропроцесор. Реле з мікропроцесором перевершують інші типи реле за своїми характеристиками, оскільки забезпечують плавне регулювання напруги.

Основним параметром реле напруги є його швидкодія. Межа спрацьовування налаштовується потенціометром. Принцип роботи реле відрізняється від стабілізатора. При перепадах напруги реле відключає ділянки, де напруга не відповідає нормі, тоді як стабілізатори працюють по всій мережі рівномірно. У разі аварійної ситуації реле напруги забезпечить відключення проблемних ділянок, що робить його більш ефективним у таких умовах.

Реле напруги (РН) широко застосовуються завдяки великій кількості пристроїв, які використовуються в різних сферах життя, а також у багатьох установах і організаціях.

Застосування реле напруги:

- 1) захист фаз мережі від перекосу, злипання та обриву.
- 2) використання у пристроях із тривалим періодом переходу.
- 3) захист мереж із однією та трьома фазами.
- 4) установки з навантаженими електромоторами.
- 5) блокування неправильної послідовності фаз.
- 6) захист електрообладнання від несправностей.
- 7) на підприємствах для забезпечення безперебійної та безаварійної роботи технологічних процесів.
- 8) використання у громадських установах, кінотеатрах, комп'ютерних залах, супермаркетах, школах, лікарнях для захисту дорогого електрообладнання від несправностей.
- 9) Спеціальні установки, де вимагається висока якість живлення (повні фази, якісна напруга).

10) Захист побутової техніки та приладів від перепадів напруги в квартирах і житлових будинках.

Різноманітні реле наведено на рисунку 3.2.



а



б



в



г

Рисунок 3.2 –Реле:

а – однофазне; б – трифазне; в - контролю напруги ZUBR D25t; г - контролю напруги «ZUBR 3t»

Переваги використання реле напруги:

- 1) Велика кількість модифікацій реле дозволяє вибрати пристрій відповідно до фінансових можливостей і функціональних вимог.
- 2) Пристрої мають оригінальний зовнішній вигляд і легко вписуються в інтер'єр приміщень.
- 3) Можливість застосування при будь-яких температурних умовах як всередині, так і зовні приміщень (діапазон температур від -20 до +40 градусів).
- 4) Під час роботи реле, навіть при перепадах напруги в мережі, освітлення функціонує нормально, без видимих змін у світловому потоці.
- 5) Реле захищає дороге обладнання від надмірної та недостатньої напруги, а також від виникнення несправностей.

Підключення реле контролю напруги. Напруга живлення (100–420 В, 50 Гц) подається на клеми 1 і 2, при цьому фаза (L) визначається індикатором і підключається до клеми 2, а нуль (N) — до клеми 1. З'єднувальні проводи навантаження підключаються до клеми 3 і до нульового клемника (до комплекту не входить) [20]. Спрощену внутрішню схему підключення реле показано на рисунку 3.3.

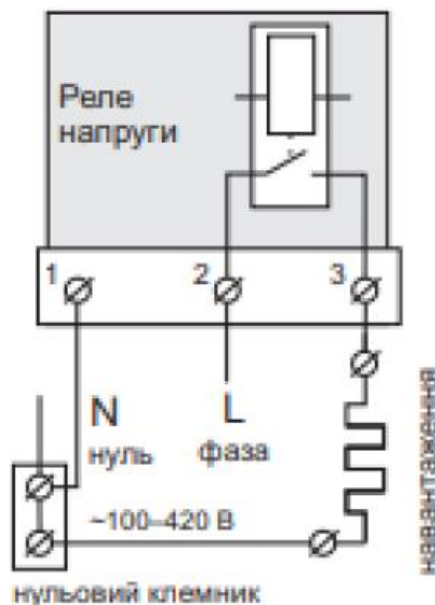


Рисунок 3.3 – Спрощена внутрішня схема підключення

Для безпечного підключення реле напруги необхідно дотримуватися наступних п'яти правил:

- 1) Підготовка: Спочатку необхідно зібрати все обладнання, яке знадобиться для підключення. Сюди входять: індикаторна викрутка, захисні гумові рукавиці, шматок дроту, реле, рейка, мультиметр, саморізи, плоскогубці та ліхтарик. Бажано, щоб ліхтарик знаходився у вашого помічника або був закріплений на головному уборі для зручності роботи.
- 2) Відключення мережі живлення та автоматичних вимикачів: Одягніть гумові рукавички. Повністю вимкніть живлення мережі та вимкніть усі автоматичні вимикачі на вході напруги.
- 3) Перевірка: Навіть після знеструмлення мережі обов'язково перевірте її ще раз. Додаткові п'ять секунд перевірки можуть убезпечити ваше здоров'я.
- 4) Установка реле напруги: Встановіть реле напруги на рейку та закріпіть контролер за допомогою спеціального кріплення.
- 5) Підключення системи: Використовуйте мультиметр для визначення, де знаходиться нуль, а де фаза на автоматичному вимикачі на вході. Розріжте провід фази. Частина від автоматичного вимикача підключіть до клеми In, а другу частину – до клеми Out. Використовуючи підготовлений шматок дроту, з'єднайте клему N на реле з нульовою шиною на щитку.

Схема підключення реле контролю напруги показано на рисунку 3.4.

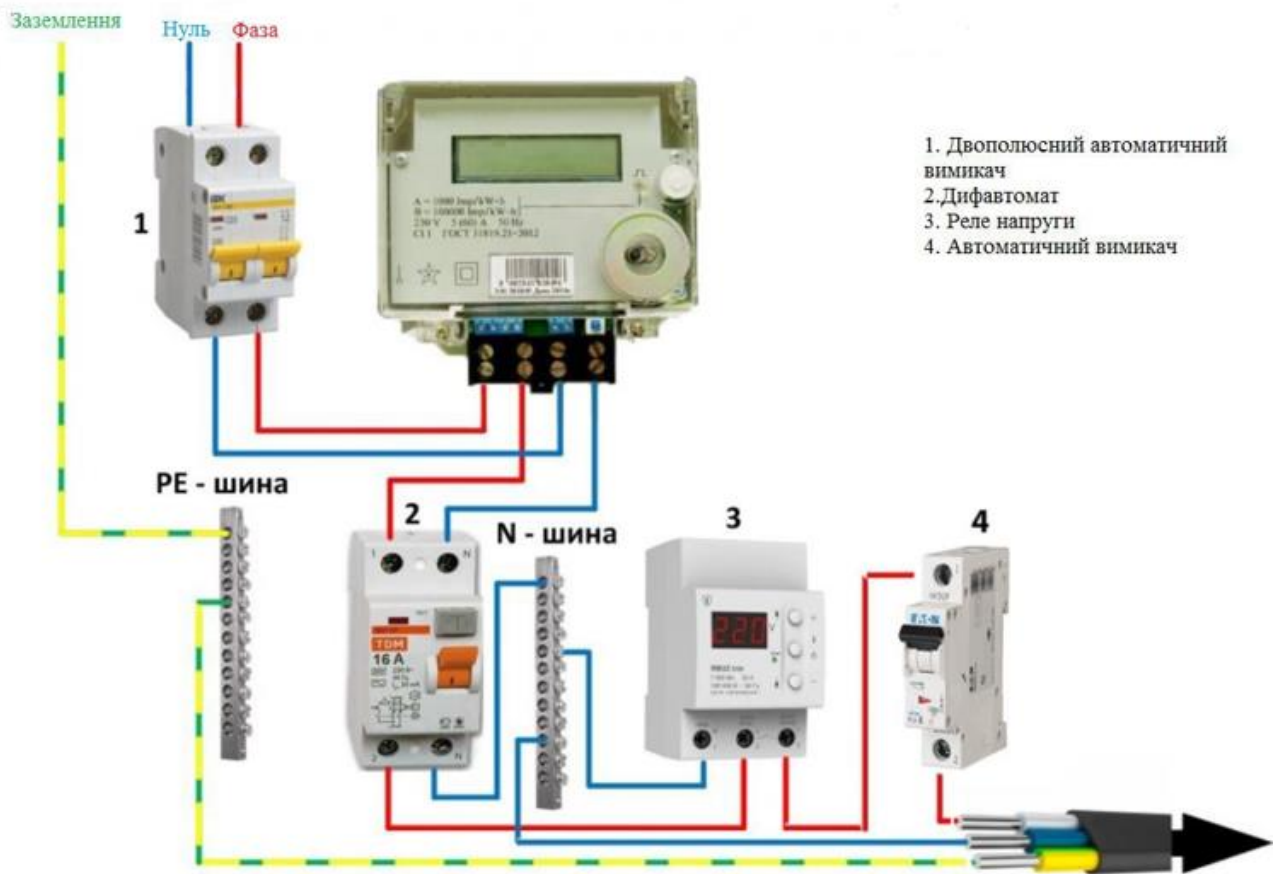


Рисунок 3.4 – Схема підключення реле контролю напруги

Установка реле контролю напруги

Реле напруги призначене для встановлення всередині приміщень, де ризик потрапляння вологи та рідин мінімальний. Якщо реле встановлюється у вологих приміщеннях, таких як ванна кімната, туалет, кухня або басейн, воно повинно бути захищене оболонкою зі ступенем захисту не нижче IP55 згідно з ДСТУ 14254 (частковий захист від пилу та захист від бризок у будь-якому напрямку). Температура навколишнього середовища під час монтажу повинна бути в межах від -5 до $+45$ °С.

Реле монтується у спеціальну шафу, яка забезпечує зручний монтаж та експлуатацію. Шафа повинна бути обладнана стандартною монтажною рейкою шириною 35 мм (DIN-рейка). Реле займає три стандартні модулі по 18 мм кожен. Висота установки реле повинна бути в межах 0,5–1,7 м від рівня підлоги.

Після встановлення та перевірки навантаження, реле монтується та підключається. Для захисту від короткого замикання та перевищення потужності

в колі навантаження перед реле необхідно встановити автоматичний вимикач (АВ), який розміщується у розриві фазного проводу. Він повинен бути розрахований на номінальний струм навантаження вашого реле напруги. Для захисту від ураження електричним струмом встановлюється пристрій захисного вимкнення (ПЗВ).

Для підключення реле потрібно виконати наступні кроки:

- закріпити реле на монтажній рейці (DIN-рейці);
- підвести необхідні проводи до реле;
- виконати з'єднання згідно з інструкцією, зазначеною в паспорті реле.

Клеми реле розраховані на провід із перерізом не більше 16 мм². Для зменшення механічного навантаження на клеми рекомендується використовувати м'який провід. Зачистіть кінці проводів на $10 \pm 0,5$ мм. Якщо кінець буде довший, це може спричинити коротке замикання, а коротший – ненадійне з'єднання. Використовуйте кабельні наконечники.

Вставлення та закручування проводів. Необхідно відкрутити гвинти клем, вставте зачищений кінець проводу в клему та затягніть клему з моментом 2,4 Н·м. Слабке затягування може призвести до перегріву клем і проводів через слабкий контакт, а надмірне затягування – до пошкодження клем і проводів. Проводи затягуються в клемах за допомогою викрутки з шириною жала не більше 6 мм. Викрутка з більш широким жалом може пошкодити клеми та корпус, що призведе до втрати права на гарантійне обслуговування.

Переріз проводів електропроводки, до якої підключається реле напруги, повинен відповідати величині електричного струму, який споживає навантаження. Підключення автоматичного вимикача та ПЗВ показано на рисунку 3.5.

Крім того необхідно враховувати, що навантаження 3 000 ВА при 220 В — складатиме 4 400 ВА при 270 В. Тому не можна допускати перевищення паспортного значення комутованої потужності реле при максимально можливому відхиленні напруги у верхню сторону. При перевищенні паспортного значення комутованої потужності реле використовують контактор (магнітний

пускач, силове реле), який розрахований на дану потужність.

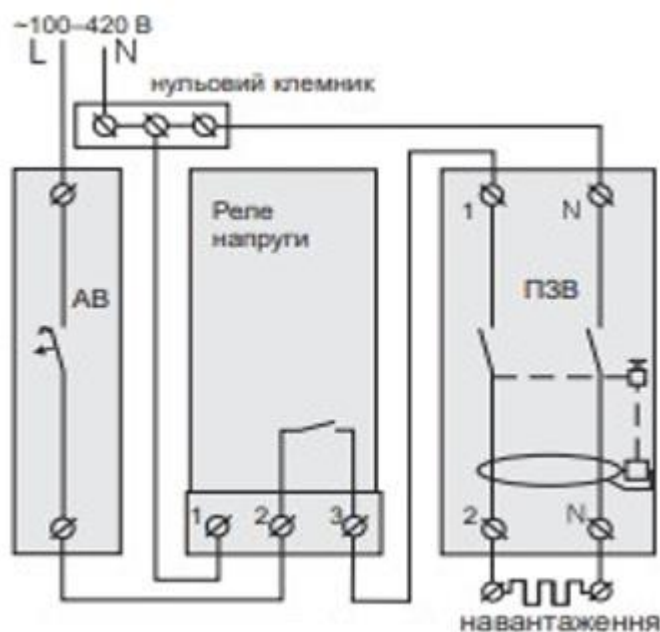


Рисунок 3.5 – Підключення автоматичного вимикача та ПЗВ

Конструктивна схема всіх типів реле напруги складається з двох основних частин - силової та електронної. Електронна частина містить мікропроцесор, який безпосередньо контролює напругу. Якщо значення напруги виходить за встановлені межі, мікропроцесор надсилає сигнал до силової частини реле. Силова частина оперативно (від часток секунди до кількох секунд) відключає напругу від навантаження. Ця характеристика реле напруги називається його швидкодією.

Межі спрацьовування реле ZUBR:

Нижній межа: 120 - 210 В.

Верхній межа: 220 - 280 В.

Після стабілізації напруги в мережі у реле спрацьовує таймер затримки підключення приладів (3 - 600 секунд). Це додатковий захисний фактор для компресорного устаткування, чутливого до частих повторних запусків. Рекомендується встановлювати час затримки від 120 до 180 секунд для такого обладнання.

Налаштування реле (пороги спрацьовування, час затримки тощо)

здійснюється за допомогою трьох кнопок (механічних або сенсорних).

У всіх реле торгової марки ZUBR (крім моделей D16, D25-63) реалізовано алгоритм True RMS, який забезпечує більш точне вимірювання напруги та відключення живлення від навантаження до того, як остання отримає пошкодження. Завдяки True RMS зменшується вплив мережевих перешкод на вимірювання напруги, форма якого відрізняється від синусоїди.

У всіх моделях реле напруги ZUBR (за винятком моделей D16, D25-63) є професійна модель часу відключення навантаження. Вона не відключає захищене обладнання при безпечних за величиною та тривалістю відхиленнях напруги. Основою для цього є графік терпимості, який вбудований у прошивку мікропроцесора реле напруги. Якщо коливання напруги та їх тривалість не перевищують запас міцності підключеного навантаження, від'єднання живлення не відбувається.

На рисунку 3.6 наведено графік роботи реле напруги, який ілюструє принцип його дії при різних значеннях та тривалості коливань напруги [21].

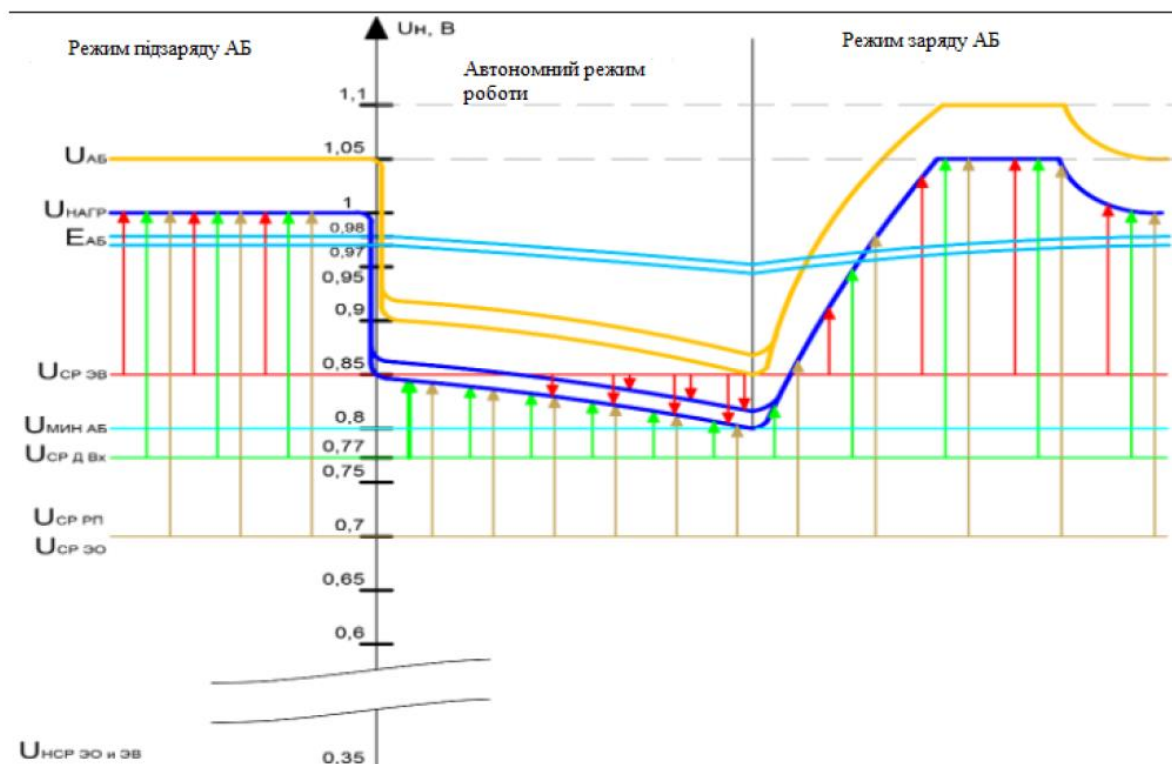


Рисунок 3.6 – Графік роботи реле напруги

ВИСНОВКИ

У представленій дипломній роботі було розроблено систему електропостачання для житлово-промислового району міста. Визначено розрахункові навантаження для району міста та цеху обробки корпусних деталей (ЦОКД), обрано силові трансформатори, кабельну продукцію та комутаційні апарати. Було здійснено розрахунок струмів короткого замикання для перевірки струмоведучих частин та комутаційної апаратури на термічну та електродинамічну стійкість.

У спеціальній частині проекту було розглянуто структуру реле контролю напруги та його застосування в побутових умовах. Було представлено схеми підключення реле, описано його конструкцію, процес монтажу та експлуатації. Було показано, як реле напруги забезпечує захист побутової техніки від перепадів напруги, що є критично важливим для забезпечення надійності та довговічності електроприладів.

Аналіз також передбачав аналіз впливу різних факторів на стабільність електропостачання та заходи для підвищення надійності мережі. Було розглянуто питання оптимізації енергоспоживання та використання сучасних технологій для зниження втрат електроенергії. Особлива увага була приділена використанню відновлюваних джерел енергії та інтеграції їх у загальну систему електропостачання району.

У рамках даної роботи також були розглянуті можливі сценарії аварійних ситуацій та розроблені заходи для їх запобігання. Було створено план дій на випадок аварій та визначено ключові параметри, які необхідно контролювати для забезпечення безперебійної роботи системи електропостачання.

Таким чином, дипломна робота не лише вирішила завдання проектування системи електропостачання для конкретного району, але й запропонував комплексні рішення для підвищення надійності, ефективності та безпеки електропостачання, враховуючи сучасні вимоги та тенденції розвитку галузі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.[Текст] Введ. 1999-01-01. - М. : Изд-во стандартов, 1999. - 33 с.
2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-37471933-55_2011 Методика вимірювання якості електричної енергії в системах електропостачання загального призначення.
3. Правила улаштування електроустановок [Текст]: вид. 3-є, перероб. і доп.– Офіц. вид. – К. : Мінпаливенерго України, 2017. – 736 с.
4. ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення». Прийнято ДП «Державний науково-дослідний інститут будівельних конструкцій» (НДІБК) від 03.10.2018 № 264
5. IEEE Std 519-1992 // IEEE Recommend practices and Requirements for harmonic control in electrical power system.
6. Волошко А.В. Устранение влияния неустойчивости частоты сети на на точность определения показателей качества электрической энергии / А.В. Волошко, О.В. Коцарь // Техническая электродинамика. - 1994. - № 4. - С. 73 - 77. 19.
7. Шершень О. І. Вплив коливання частоти електричної мережі на точність проведення гармонічного аналізу, та способи їх зменшення / О. І. Шершень, А.В. Волошко // «ЕНЕРГЕТИКА. ЕКОЛОГІЯ. ЛЮДИНА» 2018
8. Лагутін Г.І. Вищі гармоніки в системах електропостачання / Г.І. Лагутін, А.М. Панченко, А.І. Гарагуля // Системи озброєння і військова техніка, 2012, № 2(30) ISSN 1997-9568.
9. Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення : 4 В.2.5-23:2010. – Офіц. вид. – К. : Мінрегіонбуд України, 2010. – 104 с. – Державні будівельні норми України.
10. С. Ю. ШЕВЧЕНКО, канд. техн. наук, професор, НТУ «ХПІ»; В. В. ВОЛОХІН, канд. техн. наук, доцент, СумДУ, Суми; І. М. ДЯГОВЧЕНКО,

аспірант, СумДУ, Суми; Д. М. МАКУХА, асистент, СумДУ, Суми; Стаття «АКТУАЛЬНІСТЬ УРАХУВАННЯ ВПЛИВУ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ НАПРУГИ ПРИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ»

11. Лагутін Г.І. Вищі гармоніки в системах електропостачання / Г.І. Лагутін, А.М. Панченко, А.І. Гарагуля // Системи озброєння і військова техніка, 2012, № 2(30) ISSN 1997-9568

12. Жезеленко И.В. Показатели качества электрической энергии и их контроль на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 1986. 168с.

13. Тітов, Ю. П. Насосні станції водопостачання і водовідведення [Текст] / Ю. П. Тітов, М. М. Яковенко. Навчально-методичний посібник. – Харків, 2004. – 203 с.

14. Никитин, В. М. Энергосберегающие электроприводы [Текст] / В. М. Никитин, А.Д. Поздеев, Ф.И. Ковалёв, Г.Н. Шестопёров // Электротехника. – 1996. – №4. – С. 52–55.

15. Попович, Н. Г. Электромеханические системы автоматизации и задача энергосбережения [Текст] / Н. Г. Попович, Н. В. Печник // Вісник ХДПУ. Збірка наукових праць: Тематичний випуск 113. – Харків: ХДПУ, 2000. – С. 297–300.

16. Потапенко, Е. М. Определение скорости и постоянной времени ротора асинхронного двигателя с помощью адаптивного наблюдателя [Текст] / Е. М. Потапенко, Е. Е. Потапенко, А. В. Соломаха // Матеріали 12-ої міжнародної конференції з автоматичного управління —Автоматика–2005, 30 травня – 3 червня 2005 р. – Харків: НТУ —ХПШ, 2005. – Т. 2. – С. 123,124.

17. Бондаренко, В. І. Основи електричного привода [Текст] / В. І. Бондаренко. Навчальний посібник. - Запоріжжя: ЗНТУ, 2003. – 314 с.

18. Правила улаштування електроустановок. Четверте видання, перероблене й доповнене — Х.: Вид-во «Форт», 2011.— 736 с.

19. Blaschke, F. Das Prinzip der Feldorientierung die Grundlage fur die TRANSVECTOR – Regelung von Asynchronmaschinen [Текст] / F. Blaschke // SiemensZeitschrift.–1971.– 45.– P.757.

20. Потапенко, Е. М. Синтез инвариантных и адаптивных к изменению сопротивления статора алгоритмов векторного управления асинхронным двигателем [Текст] / Е. М. Потапенко, Е. Е. Потапенко // Проблемы управления и информатики. – 2007. – №2. – С. 16–29.

21. ДСТУ-Н В.2.5-80:2015 Настанова з проектування систем електропостачання підприємств – К.: Мінрегіон, Київ – 2015

