

---

**П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова,  
А. І. Котиш, Т. В. Величко, С. П. Плешков**

# **ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ**

Кропивницький  
2021

**А в т о р и :**

- Плешков П. Г.** кандидат технічних наук, професор,  
завідувач кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Зінзура В. В.** кандидат технічних наук, доцент  
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Гарасьова Н. Ю.** кандидат технічних наук, доцент  
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Котиш А. І.** кандидат технічних наук, доцент  
кафедри ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Величко Т. В.** старший викладач кафедри  
ЕТС та ЕМ ЦНТУ
- Плешков С. П.** кандидат технічних наук, доцент  
кафедри АВП ЦНТУ

**Р е ц е н з е н т и :**

**Сінчук О.М.**, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри  
«Автоматизовані електромеханічні системи в промисловості та транспорті»  
Криворізького національного університету, академік АГН України;

**Осадчий С. І.** доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри  
«Автоматизація виробничих процесів» Центральноукраїнського національного  
технічного університету.

Електротехнічні системи електроспоживання / [Плешков П. Г., Зінзура В. В.,  
П 38 Гарасьова Н. Ю., Котиш А. І., Величко Т. В., Плешков С. П.]; під редакцією  
Заслуженого працівника освіти України, кандидата технічних наук, професора  
Плешкова П. Г. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. –  
Кропивницький : ЦНТУ, 2021.– 209 с.  
ISBN 978-617-7942-11-4

Розглянуто загальні положення, основні нормативні вимоги до  
кваліфікаційних робіт на здобуття кваліфікації бакалавра. Приведені  
рекомендації до виконання окремих розділів бакалаврської роботи, програми  
розрахунків, приклади розрахунків окремих розділів та виконання графічної  
частини.

Для бакалаврів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних  
закладів. Може бути корисним для інженерно-технічних працівників, які  
займаються проектуванням електротехнічних систем електроспоживання.

## ЗМІСТ

<b>ПЕРЕДМОВА .....</b>	<b>6</b>
<b>Розділ 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ .....</b>	<b>8</b>
1.1. Основні положення про бакалаврську роботу .....	8
1.2. Процедура виконання бакалаврської роботи .....	9
1.3. Тематика бакалаврської роботи .....	10
1.4. Зміст і обсяг бакалаврської роботи .....	11
<b>Розділ 2. ПРАВИЛА ОФОРМЛЕННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ .....</b>	<b>15</b>
2.1. Вимоги до оформлення тексту .....	15
2.2. Правила нумерації .....	16
2.3. Вимоги до оформлення формул .....	18
<b>Розділ 3. ВИКОНАННЯ ОКРЕМИХ РОЗДІЛІВ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ .....</b>	<b>21</b>
3.1. Вступ .....	21
3.2. Розрахунок електричних навантажень .....	21
3.2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В .....	21
3.2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень .....	33
3.2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В .....	37
3.3. Побудова графіків електричних навантажень підприємства ..	47
3.4. Побудова картограм електричних навантажень та вибір місця розташування головної знижувальної підстанції (ГЗП), центрального розподільчого пристрою (ЦРП) і компенсуючих пристроїв .....	56
3.5. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.....	59
3.5.1. Вибір схеми зовнішнього електропостачання підприємства.....	60
3.5.2. Вибір схеми внутрішнього електропостачання підприємства.....	74
3.6. Режими реактивної потужності системи електропостачання .	78
3.6.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах .....	79

3.6.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.....	84
3.6.3. Вибір закону регулювання і системи автоматизованого керування компенсуючих пристроїв .....	97
3.6.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії .....	104
3.7. Вибір кількості, потужності трансформаторів підстанцій підприємства .....	117
3.7.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП.....	118
3.7.2. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).....	120
3.8. Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання.....	124
3.8.1. Розрахунок струмів коротких замкнень в системі електропостачання промислового підприємства .....	124
3.8.2. Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ для високовольтної мережі підприємства .....	138
3.8.3. Вибір електричних апаратів високої напруги.....	142
3.8.4. Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб .....	149
3.9. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання.....	153
3.9.1. Обґрунтування системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання .....	153
3.9.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників.....	156
3.9.3. Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги .....	164
3.10. Релейний захист та автоматика .....	169
3.11. Спеціальний розділ кваліфікаційної роботи .....	174
3.12. Висновки.....	175
3.13. Список використаних джерел.....	176

---

3.14. Презентаційна частина бакалаврської роботи .....	178
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ</b>	
<b>ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>180</b>
<b>ДОДАТКИ .....</b>	<b>182</b>
ДОДАТОК А. Порядок розрахунку електричних навантажень в програмі «Навантаження 1.0».....	182
ДОДАТОК Б. Приклад графічної частини бакалаврської роботи .....	196
ДОДАТОК В. Довідкові дані.....	202

## ПЕРЕДМОВА

Даний навчальний посібник призначений для надання допомоги бакалаврам-дипломникам при виконанні випускної кваліфікаційної бакалаврської роботи. Посібник поєднує стислі вимоги до написання випускної кваліфікаційної роботи та основні методичні вказівки до виконання окремих розділів, таких як розрахунок електричних навантажень, побудова графіків та картограми електричних навантажень, техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства, режими реактивної потужності, струми короткого замикання, релейний захист обладнання, облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання. В посібнику наведено перелік та приклади виконання графічної частини, приведена тематика спеціальних розділів роботи.

Виконання випускної бакалаврської кваліфікаційної роботи має на меті:

- систематизацію, закріплення і поглиблення теоретичних та практичних знань з технічних та спеціальних дисциплін за напрямом фахової підготовки;
- формування навичок застосування одержаних знань під час розв'язання конкретних практичних і науково-технічних завдань;
- набуття досвіду проведення технічного інспектування енергогенерування і енергоспоживання підприємств та організацій;
- набуття досвіду виконання технічної документації – пояснювальної записки і креслень відповідно до вимог діючих стандартів;
- набуття досвіду у проведенні аналізу отриманих результатів і формуванні висновків, а також публічного захисту виконаного проекту.

Навчальний посібник розроблено у відповідності до вимог стандарту вищої освіти з підготовки фахівців першого рівня вищої освіти (бакалаврського) спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузі знань 14 «Електрична інженерія», які затверджено наказом Міністерства освіти і науки України від 20.06.2019 р. № 867 [4].

У процесі підготовки навчального посібника використовувався досвід викладачів кафедри «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент» Центральноукраїнського національного технічного університету із викладання дисциплін «Основи електропостачання», «Електричні мережі та системи», «Електричні машини», «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» та ін.

Навчальний посібник орієнтовано перш за все на студентів електроенергетичних спеціальностей, також він буде корисним для підвищення рівня кваліфікації інженерно-технічних працівників, які займаються проектуванням електротехнічних систем електропостачання.

---

---

**РОЗДІЛ 1**

---

---

**ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ**

---

---

**1.1. Основні положення про бакалаврську роботу**

Бакалаврська робота (БР) являється випускною кваліфікаційною роботою на здобуття кваліфікації бакалавра для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня.

Відповідно до вимог стандарту вищої освіти з підготовки фахівців першого рівня вищої освіти (бакалаврського) спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» [4], атестація здобувачів здійснюється у формі публічного захисту кваліфікаційної роботи. Кваліфікаційна робота (кваліфікаційний проект) має передбачати розв'язання складного спеціалізованого завдання або практичної проблеми електроенергетики, електротехніки та/або електромеханіки, що характеризується комплексністю та невизначеністю умов, із застосуванням теорій та методів електричної інженерії.

Кваліфікаційна бакалаврська робота (КБР) повинна відповідати умовам сучасного розвитку науки і техніки, поглибленого дослідження закономірностей прискорення науково-технічного прогресу та росту ефективності виробництва з урахуванням екологічних і економічних проблем.

Метою написання і захисту КБР є перевірка рівня професійної підготовленості студента за рівнем вищої освіти «бакалавр», розширення, закріплення і систематизація теоретичних знань, отримання навичок практичного застосування цих знань при вирішенні конкретної наукової або організаційно-управлінської задачі, розвиток навиків ведення самостійних теоретичних досліджень, набуття досвіду пошуку фахової інформації в Інтернет, спеціальній літературі, обробки, аналізу і систематизації результатів досліджень, оцінки їх практичної значущості і можливої сфери застосування, набуття досвіду надання і публічного захисту результатів своєї діяльності.



Кваліфікаційна робота (кваліфікаційний проект) не повинна містити плагіату, фабрикації та фальсифікації.

Кваліфікаційна робота (кваліфікаційний проект) має бути розміщена на сайті закладу вищої освіти або його структурного підрозділу, або у репозитарії закладу вищої освіти [4].

## **1.2. Процедура виконання бакалаврської роботи**

На виконання КБР в навчальному плані передбачено 9 кредитів ЄКТС. Крім того, перед виконанням КБР, для збору необхідних матеріалів для виконання роботи, студент проходить переддипломну практику, яка складає 6 кредитів ЄКТС.

Перед проведенням дипломного проектування, наказом по університету затверджується тема випускної кваліфікаційної роботи та призначається керівник роботи. На засіданні кафедри затверджується індивідуальний план виконання випускної бакалаврської роботи з зазначенням термінів виконання кожного розділу. Дипломник повинен дотримуватися виконання індивідуального плану, з'являтися на консультації та не втрачати зв'язку з керівником роботи.

До захисту КБР допускається студент, який склав іспити, заліки, захистив курсові проекти та звіти по практикам, що передбачені навчальним планом.

Кожна виконана кваліфікаційна робота подається на рецензію. Науковий керівник складає відгук, який містить характеристику студента, та його ставлення до виконання кваліфікаційної роботи.

Для доповіді кваліфікаційної роботи студенту відводиться не більше 10 хвилин. У ході доповіді студенту необхідно використовувати ілюстративний матеріал у вигляді презентаційних матеріалів.

Захист бакалаврської роботи проводиться на відкритих засіданнях екзаменаційної комісії. Екзаменаційній комісії випускник представляє наступні матеріали:

- оформлену і зброшуровану бакалаврську роботу;
- відгук керівника бакалаврської роботи;
- рецензію на бакалаврську роботу;
- ілюстративні матеріали (скріплену презентацію).

Захист бакалаврської роботи проходить на відкритому засіданні екзаменаційної комісії в наступному порядку:

- доповідь студента тривалістю до 10 хвилин;
- відповіді на питання членів ЕК;
- оголошення відгуку та рецензії;
- відповіді студента на зауваження рецензента.

Студенти, які виконали освітньо-професійну програму підготовки бакалавра, склали екзамени і захистили кваліфікаційну роботу одержують документ державного зразка.

### **1.3. Тематика бакалаврської роботи**

Тематика КБР визначається випусковими кафедрами відповідно до змісту і завдань ОПП. Вона повинна бути актуальною і тісно пов'язаною з вирішенням теоретичних і практичних фахових завдань. За актуальність теми, її відповідність тематиці, керівництво й організацію виконання відповідальність несе випускова кафедра і безпосередньо керівник роботи.

Студентам надається право вільного вибору теми роботи із запропонованого кафедрою переліку. Студенти також можуть обґрунтовано пропонувати свої теми.

На кафедрі «ЕТС та ЕМ» тематика випускних кваліфікаційних робіт бакалаврів розроблена з урахуванням вимог стандарту вищої освіти та представлена двома блоками: «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент».

Тематикою першого блоку є розробка або реконструкція системи електропостачання промислового підприємства. У ряді випадків може бути розглянуто питання електропостачання, електрозбереження промислових районів, міських мікрорайонів, сільських агропромислових районів, а також окремих корпусів і цехів промислових підприємств.

Тематику блоку «Енергетичний менеджмент» може бути присвячено питанням енергетичного контролю та маркетингу енергоспоживання, енергетичного аудиту системи електропостачання, енергетичного аудиту системи теплопостачання, енергетичного менеджменту.

## 1.4. Зміст і обсяг кваліфікаційної роботи

Зміст КБР для тематики «Електротехнічні системи електроспоживання» по розробці систем електропостачання промислових підприємств:

1. Вступ.
2. Розрахунок електричних навантажень.
  - 2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.
  - 2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень.
  - 2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В.
3. Побудова графіків електричних навантажень підприємства.
4. Побудова картограм електричних навантажень та вибір місця розташування головної знижувальної підстанції (ГЗП), центрального розподільчого пристрою (ЦРП) і компенсуючих пристроїв.
5. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.
  - 5.1. Вибір схеми зовнішнього електропостачання підприємства.
  - 5.2. Вибір схеми внутрішнього електропостачання підприємства.
6. Режим реактивної потужності системи електропостачання.
  - 6.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах.
  - 6.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.
  - 6.3. Вибір закону регулювання і системи автоматизованого керування компенсуючих пристроїв.
  - 6.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії.
7. Вибір кількості, потужності трансформаторів підстанцій підприємства.
  - 7.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП.

- 7.2. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).
  8. Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання.
    - 8.1. Розрахунок струмів коротких замкнень в системі електропостачання промислового підприємства.
    - 8.2. Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ для високовольтної мережі підприємства.
    - 8.3. Вибір електричних апаратів високої напруги.
    - 8.4. Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.
  9. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання.
    - 9.1. Обґрунтування системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.
    - 9.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників і т.д.
    - 9.3. Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.
  10. Релейний захист та автоматика.
  11. Спеціальний розділ бакалаврської роботи.
  12. Висновки.
  13. Список використаних джерел.
- В наведений вище зміст можуть бути внесені зміни, що узгоджуються з керівником бакалаврської роботи.
- Бакалаврська робота повинна мати обов'язкові складові частини, що розташовуються в послідовності:
1. Титульний аркуш.
  2. Завдання до бакалаврської роботи.
  3. Список умовних позначень (у разі потреби).
  4. Зміст.
  5. Вступ.
  7. Основна частина.
  8. Висновки.
  9. Список використаних джерел.

#### 10. Додатки (за необхідності).

До бакалаврської роботи додаються відгук наукового керівника та рецензія.

Титульний аркуш кваліфікаційної роботи містить:

- назву університету, факультету та кафедри де була виконана кваліфікаційна робота;
- прізвище та ініціали студента;
- назву кваліфікаційної роботи (українською та англійською мовою);
- шифр і найменування спеціальності;
- науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали наукового керівника;
- місто і рік.

Зміст подають на початку кваліфікаційної роботи. Він містить найменування та номери початкових сторінок усіх розділів, підрозділів та пунктів, а також вступу, загальних висновків, списку літератури та додатків.

Список умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів подається у вигляді окремого списку, якщо в кваліфікаційній роботі вжита специфічна термінологія, а також використано маловідомі скорочення, нові символи, позначення і таке інше. Перелік треба друкувати двома колонками, в яких зліва за алфавітом наводять скорочення чи символ, а справа – їх детальну розшифровку або пояснення. Наприклад:

**ЕПП** – електропостачання промислового підприємства;

**ТП** – трансформаторна підстанція;

**РП** – розподільчий пункт.

Якщо в кваліфікаційній роботі спеціальні терміни, скорочення, символи, позначення і таке інше повторюються менше трьох разів, перелік не складають, але їх розшифровку у будь-якому випадку наводять у тексті при першому згадуванні.

Вступ розкриває сутність і стан роботи та її значення, підстави і вихідні дані для розробки теми, обґрунтування необхідності проведення дослідження.

Основна частина кваліфікаційної роботи складається з розділів, підрозділів, пунктів. Кожний розділ починається з нової сторінки. Основний текст розділів та підрозділів може

розпочинатися передмовою з коротким описом вибраного напрямку та обґрунтуванням застосованих методів досліджень або розрахунків.

У висновках викладають найбільш важливі результати, одержані в роботі, які повинні містити формулювання розв'язаної практичної або наукової задачі. У висновках необхідно звернути увагу на якісні та кількісні показники здобутих результатів, обґрунтувати достовірність результатів, викласти рекомендації щодо їх використання.

Перелік посилань слід складати в порядку згадування джерел у тексті за їх наскрізною нумерацією. Бібліографічний опис джерел складають відповідно до чинних стандартів з бібліотечної та видавничої справи. Зокрема, потрібну інформацію можна одержати із стандарту ДСТУ ГОСТ 7.1 - 2006 «Бібліографічний запис, Бібліографічний опис. Загальні вимоги та правила складання», ДСТУ 3582-97 «Інформація та документація. Скорочення слів в українській мові у бібліографічному описі. Загальні вимоги та правила».

До додатків доцільно включати допоміжний матеріал, необхідний для повноти сприйняття кваліфікаційної роботи:

- проміжні математичні доведення, формули і розрахунки;
- таблиці допоміжних цифрових даних;
- інструкції і методики, опис алгоритмів і програм вирішення задач на ПК, які розроблені в процесі виконання кваліфікаційної роботи;
- ілюстрації допоміжного характеру.

---

---

**РОЗДІЛ 2**

---

---

**ПРАВИЛА ОФОРМЛЕННЯ  
БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

---

---

**2.1. Вимоги до оформлення тексту**

Кваліфікаційну роботу друкують за допомогою ПК на одній сторінці аркуша білого паперу формату А4 (210х297мм). Виключенням є лише бланк завдання, який друкується з обох боків одного аркушу. Параметри друку наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Параметри оформлення кваліфікаційної роботи

№ з/п	Параметр	Значення
1	Міжрядковий інтервал	1,5
2	Шрифт	Times New Roman 14 пт
3	Розмір абзацного відступу	1,25-1,27 см
4	Кількість знаків у рядку	70-80
5	Рядків на сторінці	Не більше 40
6	Лівий відступ	25 мм
7	Правий відступ	10 мм
8	Верхній відступ	10 мм
9	Нижній відступ	25 мм

Текст основної частини кваліфікаційної роботи поділяють на розділи, підрозділи та пункти.

Заголовки структурних частин кваліфікаційної роботи потрібно оформлювати відповідно до діючого стандарту ДСТУ ГОСТ 7.80:2007 Система стандартів з інформації, бібліотечної та видавничої справи. Бібліографічний запис. Заголовок. Загальні вимоги та правила.

Заголовки структурних частин кваліфікаційної роботи “ЗМІСТ”, “ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ”, “ВСТУП”, “РОЗДІЛ”, “ВИСНОВКИ”, “СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ”,

“ДОДАТКИ” друкують великими літерами симетрично до тексту. Заголовки підрозділів друкують маленькими літерами (крім першої великої) без абзацного відступу симетрично до тексту. Крапку в кінці заголовка не ставлять. Якщо заголовок складається з двох або більше речень, їх розділяють крапкою. Заголовки розділів та підрозділів можуть бути надруковані жирним шрифтом. Заголовки пунктів друкують маленькими літерами (крім першої великої) з абзацного відступу в підбір до тексту. В кінці заголовка, надрукованого в підбір до тексту, ставиться крапка.

Між заголовком (за виключенням заголовка пункту) та текстом повинен вставлятися один пустий рядок.

Кожний розділ кваліфікаційної роботи необхідно починати з нової сторінки. Підрозділи та пункти друкуються в підбір до тексту. Після основного тексту підрозділів та пунктів повинен вставлятися один пустий рядок.

## **2.2. Правила нумерації**

Нумерацію сторінок, розділів, підрозділів, пунктів, рисунків, таблиць, формул подають арабськими цифрами без знака “№”.

Першою сторінкою кваліфікаційної роботи є титульний аркуш, який включають до загальної нумерації сторінок кваліфікаційної роботи. Другою та третьою сторінкою є бланк завдання. На титульному аркуші та бланку завдання номер сторінки не ставлять, на наступних сторінках номер проставляють у верхньому правому кутку.

Зміст та перелік умовних позначень не нумерують. Розділи, підрозділи, пункти, підпункти роботи слід нумерувати арабськими цифрами. Розділи повинні мати порядкову нумерацію в межах викладення суті роботи і позначатися арабськими цифрами без крапки, наприклад: 1, 2, 3, і т.д.

Підрозділи нумерують у межах кожного розділу. Номер підрозділу складається з номера розділу і порядкового номера підрозділу, між якими ставлять крапку, наприклад: “2.3” (третій підрозділ другого розділу). Потім у тому ж рядку йде заголовок підрозділу.



Пункти нумерують у межах кожного підрозділу. Номер пункту складається з порядкових номерів розділу, підрозділу та пункту, між якими ставлять крапки, наприклад: «1.3.2» (другий пункт третього підрозділу першого розділу). Потім у тому ж рядку йде заголовок пункту.

Ілюстрації (фотографії, креслення, схеми, графіки, карти) і таблиці необхідно подавати безпосередньо після тексту (проміж абзацами), де вони згадані вперше, або на наступній сторінці.

Ілюстрації і таблиці, які розміщені на окремих сторінках, включають до загальної нумерації сторінок. Таблицю, малюнок або креслення, розміри якого більше формату А4, враховують як одну сторінку і розміщують у відповідних місцях після згадування в тексті або у додатках.

Ілюстрації позначають словом «Рисунок» і нумерують послідовно в межах розділу, за виключенням ілюстрацій, поданих у додатках.

Номер ілюстрації повинен складатися з номера розділу і порядкового номера ілюстрації, між якими ставиться крапка, наприклад: «Рисунок 3.1» (перший рисунок третього розділу). Ілюстрації подані у додатках нумеруються аналогічно, вважаючи кожний додаток окремим розділом, наприклад, «Рисунок Б.3».

Номер ілюстрації та її назва, які розділяються знаком тире, а також пояснювальні підписи розміщують під ілюстрацією. Якщо в кваліфікаційній роботі подано одну ілюстрацію, то її нумерують за загальними правилами.

Таблиці нумерують послідовно (за винятком таблиць, поданих у додатках) в межах розділу. Над таблицею розміщують напис «Таблиця» із зазначенням її номера та назву таблиці, які розділяються знаком тире (див. Таблиця 3.1). Номер таблиці повинен складатися з номера розділу і порядкового номера таблиці, між якими ставиться крапка, наприклад: «Таблиця 3.1» (перша таблиця третього розділу).

Якщо в кваліфікаційній роботі одна таблиця, її нумерують за загальними правилами.

При переносі частини таблиці на інший аркуш (сторінку) слово «Таблиця», її номер та назву вказують один раз над першою частиною таблиці, над іншими частинами пишуть слова

«Продовження таблиці» і вказують номер таблиці, наприклад: «Продовження таблиці 3.1».

Формули в кваліфікаційній роботі (якщо їх більше однієї) нумерують у межах розділу. Номер формули складається з номера розділу і порядкового номера формули в розділі, між якими ставлять крапку. Нумери формул пишуть біля правого краю аркуша на рівні відповідної формули в круглих дужках, наприклад: “(3.1)” (перша формула третього розділу).

Примітки до тексту і таблиць, в яких вказують довідкові і пояснювальні дані, нумерують послідовно в межах одної сторінки. Якщо приміток на одному аркуші декілька, то після слова «Примітки» ставлять двокрапку, наприклад:

Примітки:

1. ...
2. ...

Якщо є одна примітка, то її не нумерують і після слова “Примітка” ставлять крапку.

### **2.3. Вимоги до оформлення формул**

При використанні формул необхідно дотримуватися певних техніко-орфографічних правил.

Найбільші, а також довгі і громіздкі формули, котрі мають у складі знаки суми, добутку, диференціювання, інтегрування, розміщують на окремих рядках. Це стосується також і всіх нумерованих формул. Для економії місця кілька коротких однотипних формул, відокремлених від тексту, можна подати в одному рядку, а не одну під одною. Невеликі і нескладні формули, що не мають самостійного значення, вписують всередині рядків тексту.

Рівняння і формули треба виділяти з тексту вільними рядками, тобто вище і нижче кожної формули потрібно залишити по одному вільному рядку. Якщо рівняння не вміщуються в один рядок, його слід перенести після знака рівності (=) або після знаків плюс (+), мінус (-), множення (·) і ділення (:).

Пояснення значень символів і числових коефіцієнтів треба подавати безпосередньо під формулою в тій послідовності, в якій

вони дані у формулі. Значення кожного символу і числового коефіцієнта треба подавати з нового рядка. Перший рядок пояснення починають зі слова «де» без двокрапки.

Наприклад:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi t}}, \quad (3.4.1)$$

де  $P_i$  – сумарне (силове і освітлювальне) електричне навантаження  $i$ -го цеху, кВт;

$t$  – масштаб кола, кВт/мм<sup>2</sup>.

Якщо формула займає декілька рядків, її номер розміщується проти останнього рядка.

Формули, що йдуть одна за одною й не розділені текстом, відокремлюють комою.

Нумерувати слід лише ті формули, на які є посилання у наступному тексті. Інші нумерувати не рекомендується. Порядкові номери позначають арабськими цифрами в круглих дужках біля правого відступу сторінки без крапок від формули до її номера.

Якщо формула знаходиться у рамці, то номер такої формули записують ззовні рамки з правого боку навпроти основного рядка формули. Номер формули-дробу подають на рівні основної горизонтальної риски формули.

Номер групи формул, розміщених на окремих рядках і об'єднаних фігурною дужкою (парантезом), ставиться справа від вістря парантеза, яке знаходиться в середині групи формул і звернене в сторону номера.

Загальне правило пунктуації в тексті з формулами таке: формула входить до речення як його рівноправний елемент. Тому в кінці формул і в тексті перед ними розділові знаки ставлять відповідно до правил пунктуації. Двокрапку перед формулою ставлять лише у випадках, передбачених правилами пунктуації: а) у тексті перед формулою є узагальнююче слово, б) цього вимагає побудова тексту, що передує формулі.

Розділовими знаками між формулами, які йдуть одна за одною і не відокремлені текстом, можуть бути кома або крапка з комою безпосередньо за формулою до її номера. Розділові знаки між формулами при парантезі ставлять всередині парантеза. Після таких громіздких математичних виразів, як визначники і матриці, можна розділові знаки не ставити.

Формула центрується посередині сторінки без абзацного відступу, а її номер по правому краю. Для центрування формули та номеру бажано користуватися табуляцією.

Формули набираються за допомогою основного тексту. Лише у випадку складних формул, які не можливо набрати за допомогою основного тексту необхідно користуватися редакторами формул Microsoft Equation або MathType.

---

---

## РОЗДІЛ 3

---

---

### ВИКОНАННЯ ОКРЕМИХ РОЗДІЛІВ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ

---

---

В третьому розділі посібника детально описані вимоги до виконання кожного з розділів випускної кваліфікаційної роботи, а також приведені короткі теоретичні відомості та приклади розрахунків.

#### 3.1. Вступ

У вступі обґрунтовується актуальність теми бакалаврської роботи, формулюється її мета та задачі, які необхідно вирішити для досягнення поставленої мети.

Також у вступі наводиться загальна інформація про підприємство (до якої галузі промисловості належить, режим роботи та ін.), а також інформація про технологічний процес підприємства та про електрообладнання, що забезпечує цей технологічний процес.

Окрім цього у вступі приводяться дані про можливі варіанти зовнішнього живлення та вимоги до надійності електропостачання окремих цехів (підрозділів) підприємства.

#### 3.2. Розрахунок електричних навантажень

В даному розділі випускної бакалаврської роботи необхідно провести розрахунок силових електричних навантажень в мережах до 1 кВ та вище 1 кВ, а також розрахунок освітлювальних навантажень підприємства.

**3.2.1. Розрахунок силових електричних навантажень в електричних мережах до 1000 В.** Розрахунок силових електричних навантажень здійснюється згідно з методом коефіцієнта розрахункової активної потужності  $K_p$  (модифікований метод упорядкованих діаграм) [2].

Як відомо, при визначенні розрахункових навантажень систему електропостачання можна умовно поділити на 7 рівнів, які розрізняються за місцем знаходження в схемі електропостачання (рис. 3.2.1) [1]:

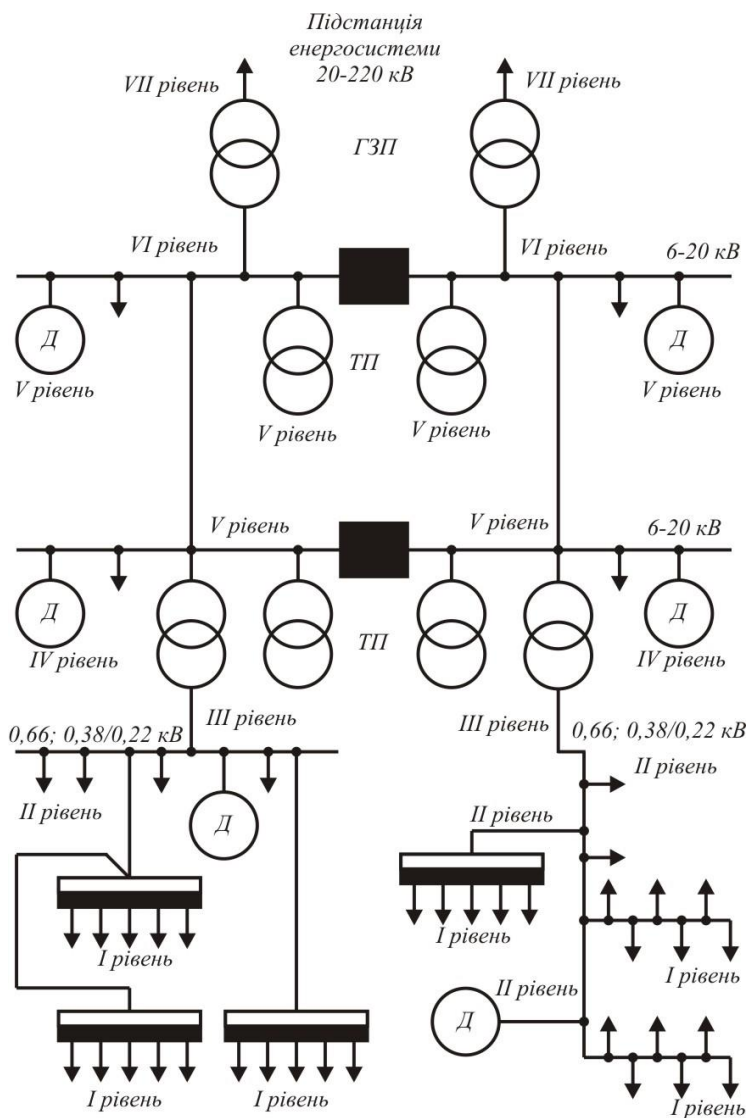


Рис. 3.2.1. Схема характерних місць визначення розрахункових навантажень в системі електропостачання

*I рівень* – електричні мережі напругою до 1 кВ, які приєднують окремі електроприймачі (ЕП) до силових розподільних шаф (СРШ) або до розподільного шинопроводу (ШРА);

*II рівень* – електричні мережі напругою до 1 кВ, які приєднують СРШ чи ШРА до збірних шин низької напруги (НН) цехових трансформаторних підстанцій (ТП) або до магістральних шинопроводів (ШМА);

*III рівень* – навантаження збірних шин НН цехових ТП та ШМА;

*IV рівень* – навантаження збірних шин напругою 6-10 кВ розподільних пунктів (РП);

*V рівень* – навантаження збірних шин напругою 6-10 кВ головної знижувальної підстанції (ГЗП) або центрального розподільного пункту (ЦРП) (якщо РП відсутні, то IV та V рівні збігаються);

*VI рівень* – навантаження на шинах кожної секції РП ГЗП на стороні низької напруги;

*VII рівень* – навантаження на шинах кожної секції ГЗП на стороні високої напруги.

В даному параграфі розглядається порядок розрахунку електричних навантажень I, II, III рівнів.

Згідно з методом коефіцієнта розрахункової активної потужності розрахункове максимальне навантаження розрахункового вузла визначається за формулою:

$$P_p = K_p K_v P_{н\Sigma} = K_m P_{зм\Sigma}, \quad (3.2.1)$$

де  $P_{н\Sigma}$  – сумарна номінальна потужність електроприймачів розрахункового вузла навантаження;

$P_{зм\Sigma}$  – сумарне середнє активне навантаження розрахункового вузла:

$$P_{зм\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{зmi}, \quad (3.2.2)$$

де  $P_{3mi}$  – середнє активне навантаження групи однорідних електроспоживачів за найбільш завантажену зміну.

Значення  $P_{3m}$  визначається за формулою:

$$P_{3mi} = K_{bi} P_{hi}, \quad (3.2.3)$$

де  $K_{bi}$  – коефіцієнт використання активної потужності однорідних електроспоживачів за найбільш завантажену зміну.

Коефіцієнт використання активної потужності за найбільш завантажену зміну для вузла навантаження визначається за формулою:

$$K_b = \frac{\sum_{i=1}^n P_{3mi}}{\sum_{i=1}^n P_{hi}} = \frac{P_{3m\Sigma}}{P_{h\Sigma}}. \quad (3.2.4)$$

Коефіцієнт розрахункової активної потужності  $K_p$  (коефіцієнт максимуму електричних навантажень  $K_m$ ) визначається з таблиць В.2, В.3 або за виразом:

$$K_p = 1 + 1,4 \sqrt{\frac{1 - 1,2 K_b}{(n_{\text{сф}} - 1)^{1,1} (K_b - 0,01)}}, \quad (3.2.5)$$

де  $n_{\text{сф}}$  – ефективне число електроприймачів, що визначається в залежності від значення  $K_b$  і співвідношення:

$$m = \frac{P_{h \max}}{P_{h \min}}, \quad (3.2.6)$$

де  $P_{h \max}$ ,  $P_{h \min}$  – номінальна потужність відповідно найбільшого і найменшого електроприймача вузла.



В загальному випадку ефективне число електроприймачів  $n_{\text{еф}}$  обчислюється за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^n P_{\text{Hi}} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (n_i P_{\text{Hi}}^2)}. \quad (3.2.7)$$

При  $m \geq 3$  і  $K_{\text{в}} \geq 0,2$  ефективне число електроприймачів дозволяється обчислювати за формулою:

$$n_{\text{еф}} = \frac{2P_{\text{H}\Sigma}}{P_{\text{H max}}}. \quad (3.2.8)$$

Якщо знайдене по (3.2.7) або (3.2.8) значення  $n_{\text{еф}}$  виявляється більшим за фактичне число електроприймачів  $n$ , слід приймати  $n_{\text{еф}} = n$ .

При  $K_{\text{в}} \leq 0,2$  значення  $n_{\text{еф}}$  визначається по кривим або таблицям [1, 2].

Розрахункове реактивне навантаження вузла визначається наступним чином:

$$Q_{\text{р}} = \begin{cases} 1,1Q_{\text{зМ}\Sigma} & \text{якщо } n_{\text{еф}} \leq 10; \\ Q_{\text{зМ}\Sigma} & \text{якщо } n_{\text{еф}} > 10, \end{cases} \quad (3.2.9)$$

де  $Q_{\text{зМ}\Sigma}$  – середнє реактивне навантаження розрахункового вузла за найбільш завантажену зміну:

$$Q_{\text{зМ}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{зМ}i}, \quad (3.2.10)$$

де  $Q_{\text{зМ}i}$  – середнє реактивне навантаження групи однорідних електроспоживачів за найбільш завантажену зміну.

Значення  $Q_{3\text{м}}$  визначається за формулою:

$$Q_{3\text{м}i} = P_{3\text{м}i} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (3.2.11)$$

де  $\operatorname{tg} \varphi_i$  – коефіцієнт реактивної потужності  $i$ -ї групи однорідних споживачів.

Середньозважений коефіцієнт реактивної потужності для вузла навантаження визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q_{3\text{м}\Sigma}}{P_{3\text{м}\Sigma}}. \quad (3.2.12)$$

Розрахункове повне навантаження:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.2.13)$$

При визначенні розрахункового навантаження електроприймачів з тривалим режимом роботи (електродвигуни насосів водопостачання, вентиляторів, нерегульованих димососів, компресорів, печей опору та ін.), у яких  $K_{\text{в}} > 0,6$  і коефіцієнт вмикання  $K_{\text{в}} = 1$ , приймається  $K_{\text{р}} = 1$ .

При наявності в розрахунковому вузлі електроприймачів з повторно-короткочасним режимом роботи їх номінальна потужність визначається за формулами:

- для двигунів:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{пасп}} \sqrt{\frac{\text{ТВ}\%}{100}}, \quad (3.2.14)$$

- для трансформаторів:

$$S_{\text{н}} = S_{\text{пасп}} \sqrt{\frac{\text{ТВ}\%}{100}}, \quad (3.2.15)$$

де  $P_{\text{пасп}}, S_{\text{пасп}}$  – паспортна потужність електроспоживача, кВт або кВА;

ТВ% – тривалість вмикання, %.

Для синхронних двигунів розрахункове реактивне навантаження приймається рівним номінальному значенню потужності і враховується в розрахунку зі знаком "-".

При визначенні електричних навантажень в мережах напругою до 1000 В рекомендується застосовувати наступний порядок розрахунків:

1. Для кожної групи однорідних електроприймачів визначається середньозміне активне навантаження  $P_{\text{зм}}$  згідно формули (3.2.3) та середньозміне реактивне навантаження  $Q_{\text{зм}}$  згідно формули (3.2.11).

2. Визначаються значення сумарних середньозмінних активних  $P_{\text{зм}\Sigma}$  та реактивних  $Q_{\text{зм}\Sigma}$  навантажень електроприймачів вузла згідно формул (3.2.2) та (3.2.10) відповідно.

3. Для розрахункового вузла знаходиться сумарна кількість силових електроспоживачів  $n$  та їх сумарна активна потужність  $P_{\text{н}\Sigma}$ .

4. Визначається груповий коефіцієнт використання  $K_{\text{в}}$  згідно формули (3.2.4), а також середньозважений коефіцієнт реактивної потужності  $\text{tg}\varphi$  згідно формули (3.2.12) та середньозважений коефіцієнт активної потужності  $\cos\varphi = \cos(\arctg(\text{tg}\varphi))$ .

5. Визначається ефективна кількість електроприймачів вузла  $n_{\text{еф}}$  згідно формул (3.2.7), (3.2.8) або по кривим [1, 2] в залежності від значення групового коефіцієнта використання  $K_{\text{в}}$  та співвідношення  $m$ , обчисленого за формулою (3.2.6).

6. Визначається значення коефіцієнту розрахункової активної потужності (коефіцієнту максимуму активної потужності  $K_{\text{м}}$ ) по таблицях В.2, В.3 або згідно виразу (3.2.5).

7. Визначається значення розрахункового активного навантаження  $P_{\text{р}}$  вузла згідно формули (3.2.1), розрахункового реактивного навантаження вузла  $Q_{\text{р}}$  згідно формули (3.2.9) та значення розрахункового повного навантаження згідно формули (3.2.13).

8. За наявності в розрахунковому вузлі приймачів з постійним графіком, визначають їх сумарну номінальну потужність і середнє навантаження.

9. Розрахункове силове навантаження вузла визначають сумуванням розрахункових навантажень електроприймачів із змінним графіком і середніх навантажень електроприймачів з постійним графіком.

В якості прикладу розглянемо розрахунок силових електричних навантажень в цеховій мережі до 1 кВ. Вихідні дані до розрахунку а також його результати наведено в табл. 3.2.1.

Середньозмінне активне навантаження для групи металорізальних верстатів (прольот 1):

$$P_{\text{зм}} = K_{\text{в}} P_{\text{н}} = 249 \cdot 0,16 = 39,8 \text{ кВт.}$$

Середньозмінне реактивне навантаження для групи металорізальних верстатів (прольот 1):

$$Q_{\text{зм}} = P_{\text{зм}} \operatorname{tg} \varphi = 39,8 \cdot 1,73 = 69 \text{ квар.}$$

Аналогічним чином обчислюються значення середньозмінних активних та реактивних навантажень для інших груп однорідних споживачів. Результати розрахунку наведені в табл. 3.2.1.

Сумарне середньозмінне активне навантаження  $P_{\text{зм}\Sigma}$ :

$$P_{\text{зм}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{зми}} = 39,8 + 157,5 + 27,3 + 8,8 + 1,1 = 234,4 \text{ кВт.}$$

Сумарне середньозмінне реактивне навантаження  $Q_{\text{зм}\Sigma}$ :

$$Q_{\text{зм}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{зми}} = 69 + 272,8 + 20,5 + 6,6 + 1,8 = 370,7 \text{ квар.}$$

Сумарна кількість електроспоживачів  $n$  для прольоту 1:

$$n = 22 + 3 + 3 + 5 + 3 = 36 \text{ шт.}$$

Таблиця 3.2.1. Розрахунок силових навантажень цеху напругою до 1 кВ

Назва групи споживачів	№ прольоту	К-сть ЕС	Р одн.		P <sub>н</sub>	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне нав.		n <sub>эф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаж.		
			min	max						P <sub>заг</sub> , кВт	Q <sub>заг</sub> , квар			P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
1	Металорізальні верстати	22	4,5	- 20	249,0		0,16	0,50	1,73	39,8	69,0					
	Зварювальні машини неперервної дії, ПВ 50%	3	106	- 106	450,0		0,35	0,50	1,73	157,5	272,8					
	Вентилятори	3	14	- 14	42,0		0,65	0,80	0,75	27,3	20,5					
	Насоси	5	2,5	- 2,5	12,5		0,70	0,80	0,75	8,8	6,6					
	Кран 5 т, ПВ 25 %	3	1,3	- 5,5	21,0		0,05	0,50	1,73	1,1	1,8					
	<b>Всього</b>	<b>36</b>	<b>1,3</b>	<b>106</b>	<b>774,5</b>	<b>81,6</b>	<b>0,30</b>	<b>0,53</b>	<b>1,58</b>	<b>234,4</b>	<b>370,7</b>	<b>15</b>	<b>1,48</b>	<b>347,4</b>	<b>370,7</b>	<b>508,0</b>
2	Металорізальні верстати	24	2,5	- 7,5	126		0,16	0,50	1,73	20	35					
	Електропечі неавтомат.	6	8	- 10	52		0,50	0,85	0,62	26	16					
	Вентилятори	6	7	- 7	42		0,65	0,80	0,75	27	20					
	Насоси	5	2,5	- 2,5	12,5		0,70	0,80	0,75	9	7					
	Кран 5 т, ПВ 25 %	3	1,3	- 5,5	21		0,05	0,50	1,73	1	2					
	<b>Всього</b>	<b>44</b>	<b>1,3</b>	<b>- 10</b>	<b>253,50</b>	<b>8</b>	<b>0,33</b>	<b>0,72</b>	<b>0,96</b>	<b>83</b>	<b>80</b>	<b>44</b>	<b>1,24</b>	<b>103</b>	<b>80</b>	<b>131</b>
3	Металорізальні верстати	20	4	- 28	312		0,16	0,50	1,73	50	86					
	Зварювальні машини точкової дії при ПВ 20 %	2	33,5	- 34	150		0,35	0,60	1,33	52,50	70,00					
	Кран 5 т, ПВ 25 %	3	1,25	- 5,5	21		0,05	0,50	1,73	1,05	1,82					
	<b>Всього</b>	<b>25</b>	<b>1,25</b>	<b>34</b>	<b>483</b>	<b>27</b>	<b>0,21</b>	<b>0,55</b>	<b>1,53</b>	<b>103</b>	<b>158</b>	<b>25</b>	<b>1,45</b>	<b>150</b>	<b>158</b>	<b>218</b>
	Металорізальні верстати	22	4,5	- 14	208		0,16	0,50	1,73	33	58					
	Вентилятори	2	14	- 14	28		0,65	0,80	0,75	18,20	13,65					
4	Насоси	2	4,5	- 4,5	9		0,70	0,80	0,75	6,30	4,73					
	Кран 5 т, ПВ 25 %	3	1,3	- 5,5	21		0,05	0,50	1,73	1,05	1,82					
	<b>Всього</b>	<b>29</b>	<b>1,3</b>	<b>- 14</b>	<b>266</b>	<b>11</b>	<b>0,22</b>	<b>0,60</b>	<b>1,32</b>	<b>59</b>	<b>78</b>	<b>29</b>	<b>1,41</b>	<b>83</b>	<b>78</b>	<b>114</b>
	<b>Всього по цеху</b>	<b>134</b>	<b>1,25</b>	<b>- 106</b>	<b>1777</b>	<b>85</b>	<b>0,27</b>	<b>0,57</b>	<b>1,43</b>	<b>480</b>	<b>687</b>	<b>34</b>	<b>1,33</b>	<b>636</b>	<b>687</b>	<b>936</b>

Сумарна активна потужність  $P_{\Sigma}$  електроспоживачів для прольоту 1:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\Sigma i} = 249 + 450 + 42 + 12,5 + 21 = 774,5 \text{ кВт.}$$

Груповий коефіцієнт використання  $K_v$  для електроприймачів прольоту 1:

$$K_v = \frac{P_{\Sigma \Sigma}}{P_{\Sigma}} = \frac{234,4}{774,5} = 0,30.$$

Середньозважений коефіцієнт реактивної потужності  $\text{tg}\varphi$ :

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\Sigma \Sigma}}{P_{\Sigma \Sigma}} = \frac{370,7}{234,4} = 1,58.$$

Середньозважений коефіцієнт активної потужності  $\cos\varphi$ :

$$\cos\varphi = \cos(\arctg(\text{tg}\varphi)) = \cos(\arctg(1,58)) = 0,53.$$

Значення коефіцієнта  $m$ :

$$m = \frac{P_{\Sigma \max}}{P_{\Sigma \min}} = \frac{106}{1,3} = 81,6.$$

Так як значення коефіцієнту  $m = 81,6 \geq 3$  і значення групового коефіцієнту використання  $K_v = 0,3 \geq 0,2$ , то для визначення ефективного число електроприймачів  $n_{\text{еф}}$  можна скористатись формулою (3.2.8):

$$n_{\text{еф}} = \frac{2P_{\Sigma}}{P_{\Sigma \max}} = \frac{2 \cdot 774,5}{106} = 14,6 \approx 15 \text{ шт.}$$

Значення коефіцієнту розрахункової активної потужності згідно таблиць В.2, В.3 складає  $K_p = 1,48$ .

Розрахункове активне навантаження  $P_p$  для прольоту 1 згідно формули (3.2.1):

$$P_p = K_p P_{3\text{М}\Sigma} = 1,48 \cdot 234,4 = 347,4 \text{ кВт.}$$

Так як  $n_{\text{еф}} = 15 > 10$ , то розрахункове реактивне навантаження для прольоту 1 згідно (3.2.9) становить:

$$Q_p = Q_{3\text{М}\Sigma} = 370,7 \text{ квар.}$$

Розрахункове повне навантаження для прольоту 1:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{347,4^2 + 370,7^2} = 508,0 \text{ квар.}$$

Розрахункові навантаження для інших прольотів, а також для цеху в цілому визначаються аналогічно. Результати даних розрахунків наведено в табл. 3.2.1.

Слід зазначити, що у вищенаведеному прикладі було проведено розрахунок електричних навантажень для 5-х вузлів: прольоти 1, 2, 3, 4 та загалом по цеху. Кількість вузлів, в яких необхідно провести розрахунок електричних навантажень визначається конфігурацією і типом схеми електропостачання напругою 0,4 кВ, яка, в свою чергу, визначається характером розміщення електроприймачів в цеху, характеристикою приміщення цеху та ін.

У випадку, коли детальна інформація про електроспоживачів цеху відсутня, дозволяється на етапі попереднього проектування проводити розрахунок електричних навантажень із використанням довідкових даних про груповий коефіцієнт використання  $K_v$ , що наведені в [1,2]. В такому випадку результати розрахунку силових електричних навантажень напругою до 1 кВ оформлюються у вигляді табл. 3.2.2.

Таблиця 3.2.2.2. Результати розрахунку силових навантажень підприємства напругою до 1 кВ

№	Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозмінені навантаження			K <sub>н</sub>	Розрахункове навантаження		
			min	max						P <sub>зв</sub> , кВт	Q <sub>зв</sub> , квар	n <sub>эф</sub>		P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
1	Ливарний цех чорних металів	120	20	100	2800	5	0,6	0,9	0,48	1680	813,66	56	1,11	1858,81	813,66	2029,09
2	Ливарний цех кольорових металів	80	15	250	4200	16,7	0,55	0,9	0,48	2310	1118,78	34	1,16	2685,06	1118,78	2908,82
3	Цех обробки блоків двигунів	140	5	50	3750	10	0,6	0,65	1,17	2250	2630,54	140	1,06	2393,82	2630,54	3556,7
4	Цех обробки деталей двигуна	30	2	50	480	25	0,2	0,8	0,75	96	72	19	1,57	150,83	72	167,13
5	Збиральний цех	100	10	120	2300	12	0,45	0,7	1,02	1035	1055,91	38	1,2	1238,33	1055,91	1627,39
6	Штампувальний цех корпусу літака	50	8	160	2800	20	0,37	0,8	0,75	1036	777	35	1,25	1295,16	777	1510,35
7	Штампувальний цех деталей літака	40	15	170	2760	11,3	0,36	0,6	1,33	993,6	1324,8	32	1,27	1261,66	1324,8	1829,45
8	Інструментальний цех	134	1,3	106	1777	81,5	0,27	0,57	1,44	479,79	691,61	34	1,33	638,09	691,61	941
9	Загальний збиральний цех	100	2	165	3210	82,5	0,32	0,7	1,02	1027,2	1047,95	39	1,27	1301,36	1047,95	1670,85
10	Компресорна	5	10	40	400	4	0,7	0,6	1,33	280	373,33	5	1,31	368,06	410,66	551,46
11	Заводоуправління	20	5	30	350	6	0,7	0,8	0,75	245	183,75	20	1,13	277,71	183,75	333
	<b>Всього по заводу</b>	<b>819</b>	<b>1,3</b>	<b>250</b>	<b>24827</b>	<b>192</b>	<b>0,46</b>	<b>0,75</b>	<b>0,88</b>	<b>11433</b>	<b>10089</b>	<b>199</b>	<b>1,08</b>	<b>12302,79</b>	<b>10089,33</b>	<b>15910,79</b>



Розрахунок електричних навантажень до 1 кВ одна з тих операцій, яка найбільш легко піддається автоматизації шляхом використання персонального комп'ютера. Для проведення даного розрахунку найбільш зручно використовувати табличний процесор Microsoft Excel. Також існують спеціалізовані програми для проведення розрахунку електричних навантажень. Один із таких програмних продуктів, що має назву «Навантаження 1.0», було розроблено колективом викладачів кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту ЦНТУ. Порядок розрахунку силових електричних навантажень до 1 кВ в програмі «Навантаження 1.0» наведено в додатку А.

**3.2.2. Розрахунок освітлювальних навантажень.** Для розрахунку освітлювальних навантажень промислових підприємств застосовується метод питомої потужності. Для проведення даного розрахунку необхідно знати інформацію про величину питомої потужності освітлювального навантаження на одиницю корисної площі виробничого приміщення, вид виробничого приміщення та його площу.

Порядок розрахунку освітлювальних навантажень методом питомої потужності полягає в наступному.

Встановлена потужність освітлювальних електроприймачів, кВт:

$$P_{\text{вст}} = p_0 F \cdot 10^{-3}, \quad (3.2.16)$$

де  $p_0$  – питома потужність освітлювального навантаження, Вт/м<sup>2</sup>;

$F$  – площа виробничого приміщення, м<sup>2</sup>.

Значення питомої потужності освітлювального навантаження  $p_0$  на одиницю корисної площі виробничого приміщення визначають із довідкової літератури. Орієнтовні значення  $p_0$  для найбільш розповсюджених виробничих будівель наступні:

- ливарні і плавильні цехи 12–19 Вт/м<sup>2</sup>;
- механічні і складальні цехи 11–16 Вт/м<sup>2</sup>;
- електрозварювальні та термічні цехи 13–15 Вт/м<sup>2</sup>;
- інструментальні цехи 15–16 Вт/м<sup>2</sup>;

- деревообробні та модельні цехи 15–18 Вт/м<sup>2</sup>;
- блоки допоміжних цехів 17–18 Вт/м<sup>2</sup>;
- інженерні корпуси 16–20 Вт/м<sup>2</sup>;
- центральні заводські лабораторії 20–27 Вт/м<sup>2</sup>;
- заводи гірничо-шахтного устаткування 10–13 Вт/м<sup>2</sup>;
- освітлення території 1 Вт/м<sup>2</sup>.

Розрахункове навантаження освітлювальних електроприймачів:

$$P_{\text{р.осв}} = K_1 K_{\text{п}} P_{\text{вст}}, \quad (3.2.17)$$

де  $K_1$  – коефіцієнт, що враховує споживання електричної потужності пускорегулюючою апаратурою. Для освітлювальних установок з люмінесцентними лампами  $K_1 = 1,2$ ; для освітлювальних установок з газорозрядними лампами високого тиску (ДРЛ, ДнАТ)  $K_1 = 1,12$ ; для освітлювальних установок з лампами розжарювання і світлодіодними лампами  $K_1 = 1$ .

$K_{\text{п}}$  – коефіцієнт попиту освітлювального навантаження за табл. 3.2.3.

Таблиця 3.2.3. Значення коефіцієнту попиту для робочого освітлення

Характеристика об'єкта	Коефіцієнт попиту $K_{\text{п}}$
Виробничі будівлі, які складаються із окремих великих прольотів	0,95
Адміністративно–побутові будівлі, інженерно–лабораторні корпуси	0,8
Виробничі будівлі, які складаються із декількох приміщень	0,85
Складські будівлі і електричні підстанції	0,6

Якщо для освітлення використовуються люмінесцентні або дугові ртутні лампи, то ними споживається реактивна потужність, яка визначається за формулою:

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р}} \operatorname{tg} \varphi, \quad (3.2.18)$$

де  $\operatorname{tg}\varphi$  – коефіцієнт реактивної потужності освітлювальної установки, що відповідає характерному для даних джерел світла коефіцієнта активної потужності  $\cos\varphi$ ; для люмінесцентних ламп  $\cos\varphi = 0,9$ , для ламп ДРЛ, які включаються без конденсаторів  $\cos\varphi = 0,5$ , для ламп розжарення  $\cos\varphi = 1$ .

Розрахункове повне навантаження освітлювальних установок визначається за формулою:

$$S_{\text{p.осв}} = \sqrt{P_{\text{p.осв}}^2 + Q_{\text{p.осв}}^2} . \quad (3.2.19)$$

Сумарне розрахункове освітлювальне активне та реактивне навантаження для групи промислових приміщень визначається як сума розрахункових навантажень кожної з будівель:

$$Q_{\text{p.осв}\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{p.осв}i} , \quad P_{\text{p.осв}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{p.осв}i} . \quad (3.2.20)$$

Сумарне розрахункове освітлювальне повне навантаження визначається за формулою, аналогічною (3.2.19).

Нижче наведено приклад розрахунку освітлювального навантаження для одного з цехів промислового підприємства (інструментального цеху) з такими вихідними даними:  $F = 2700 \text{ м}^2$ ,  $p_0 = 18 \text{ Вт/м}^2$ ,  $K_{\Pi} = 0,95$ . До встановлення приймаються освітлювальні установки з люмінесцентними лампами, що мають такі характеристики:  $\cos\varphi = 0,90$ ,  $\operatorname{tg}\varphi = 0,484$ ,  $K_1 = 1,2$ .

Встановлена потужність освітлювальних установок:

$$P_{\text{вст}} = p_0 F \cdot 10^{-3} = 18 \cdot 2700 \cdot 10^{-3} = 48,6 \text{ кВт}.$$

Розрахункове активне навантаження освітлювальних установок:

$$P_{\text{p.осв}} = K_{\Pi} K_1 P_{\text{вст}} = 0,95 \cdot 1,20 \cdot 48,6 = 55,4 \text{ кВт}.$$

Розрахункове реактивне навантаження освітлювальних установок:

$$Q_{p,ocv} = P_{p,ocv} \operatorname{tg} \varphi = 55,4 \cdot 0,484 = 26,81 \text{ квар.}$$

Розрахункове повне навантаження освітлювальних установок:

$$S_{p,ocv} = \sqrt{P_{p,ocv}^2 + Q_{p,ocv}^2} = \sqrt{55,4^2 + 26,81^2} = 61,55 \text{ кВА.}$$

Результати розрахунків освітлювального навантаження для групи виробничих приміщень оформлюються у вигляді табл. 3.2.4.

Таблиця 3.2.4. Результати розрахунку освітлювальних навантажень промислового підприємства

№ з/п	Назва об'єкту	$F, \text{ м}^2$	$P_0, \text{ Вт/м}$	$P_{\text{вст}}, \text{ кВт}$	$K_{\text{п}}$	$K_1$	$\cos \varphi$	$\operatorname{tg} \varphi$	$P_{\text{р}}, \text{ кВт}$	$Q_{\text{р}}, \text{ квар}$	$S_{\text{р}}, \text{ кВА}$
1	Ливарний цех чорних металів	2700	16	43,2	0,95	1,2	0,9	0,484	49,25	23,84	54,72
2	Ливарний цех кольорових металів	2484	16	39,74	0,95	1,2	0,9	0,484	45,3	21,93	50,33
3	Цех обробки блоків двигунів	2700	18	48,6	0,95	1,2	0,9	0,484	55,4	26,81	61,55
4	Цех обробки деталей двигуна	2484	18	44,71	0,95	1,2	0,9	0,484	50,97	24,67	56,63
5	Збиральний цех	3375	17	57,37	0,95	1,2	0,9	0,484	65,4	31,65	72,66
6	Штампувальний цех корпусу літака	3105	12	37,26	0,95	1,2	0,9	0,484	42,48	20,56	47,19
7	Штампувальний цех деталей літака	3600	14	50,4	0,95	1,2	0,9	0,484	57,46	27,81	63,84
8	Інструментальний цех	2700	18	48,6	0,95	1,2	0,9	0,484	55,4	26,81	61,55
9	Загальний збиральний цех	6300	15	94,5	0,95	1,2	0,9	0,484	107,73	52,14	119,68
10	Компресорна	1620	6	9,72	0,6	1,2	0,9	0,484	7	3,39	7,78
11	Заводоуправління	3240	19	61,56	0,95	1,2	0,9	0,484	70,18	33,97	77,97
12	Територія заводу	141264	0,1	14,13	1	1,1	0,5	1,732	15,83	27,42	31,66
	<b>Всього</b>			<b>549,79</b>					<b>622,4</b>	<b>321</b>	<b>700,3</b>

Розрахунок освітлювальних навантажень, як і силових навантажень в мережі до 1 кВ, можна досить просто автоматизувати засобами Microsoft Excel, або використати для його проведення вищезгадану програму «Навантаження 1.0». Порядок

розрахунку освітлювальних навантажень в програмі «Навантаження 1.0» наведено в додатку А.

**3.2.3. Розрахунок електричних навантажень в силових мережах вище 1000 В.** Розрахунок електричних навантажень вище 1 кВ заводської мережі полягає у визначенні розрахункового навантаження на шинах 6 – 20 кВ РП та на шинах низької напруги ГЗП (V, VI рівні схеми електропостачання, рис. 3.2.1) окремими електроприймачами або окремими цеховими трансформаторами з урахуванням втрат в трансформаторах.

Розрахунок проводиться згідно методу упорядкованих діаграм, який детально описано в параграфі 3.2.1 даного навчального посібника.

Розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1 кВ тісно пов'язаний з розрахунком картограми навантажень та з розрахунком кількості та потужності цехових трансформаторних підстанцій підприємства, що описані в подальших розділах навчального посібника. Це пов'язано зі специфікою проектування систем електропостачання промислових підприємств, яка має ітеративний характер.

Перш за все, перед проведенням розрахунку електричних навантажень в мережі вище 1 кВ необхідно визначити кількість та потужність цехових трансформаторних підстанцій.

Для визначення кількості ТП, числа і потужності їх трансформаторів та місця розміщення використовують картограму навантаження. Тому, для уникнення помилок проектування перед проведенням розрахунку електричних навантажень в мережі вище 1 кВ необхідно провести розрахунок картограми електричних навантажень (параграф 3.4 навчального посібника).

На основі картограм навантаження визначають схеми живлення цехів де установка власних ТП вважається нераціональною і їх живлення може бути здійснено напругою 0,4 кВ від ТП сусідніх цехів при умові, що відхилення напруги на затискачах ЕП не перевищують значень, встановлених ДСТУ-13109-97. Зазвичай до таких цехів відносять цехи з розрахунковим навантаженням не більше 250...300 кВА при їх віддаленості від ТП сусідніх цехів не більше чим на 50...80 м.

Кількість трансформаторів визначається за формулою (округлюється до найближчого більшого цілого числа):

$$N_0 = \frac{P_p}{\beta S_{\text{ном}}}, \quad (3.2.21)$$

де  $N_0$  – мінімальна кількість трансформаторів;

$P_p$  – сумарна розрахункова потужність на стороні 0,4 кВ (сума розрахункових потужностей кожного з цехів);

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність трансформатора цехової ТП (зазвичай використовують одно- або двотрансформаторні підстанції потужністю 630, 1000, 1600, 2500 кВА). Для одного промислового підприємства бажано обирати один типорозмір ТП (із міркувань мінімуму складського резерву).

$\beta$  – бажаний коефіцієнт завантаження трансформатора (обирається рівним 0,7).

Порядок розрахунку силових електричних навантажень промислового підприємства вище 1 кВ наступний:

1. Знаходиться сумарна номінальна потужність всіх установлених силових ЕП напругою до 1000 В, які живляться від однієї групи ТП;

2. Визначаються середні навантаження і груповий коефіцієнт використання для електроприймачів групи ТП;

3. Визначається ефективне число електроприймачів  $n_{\text{еф}}$ , коефіцієнт розрахункового навантаження  $K_p$ , розрахункові навантаження  $P_p$ ,  $Q_p$ ,  $S_p$ .

4. Знаходиться сумарне освітлювальне навантаження  $P_{p.\text{осв}}$ , що живиться від однієї групи ТП;

5. Знаходиться сума втрат в силових трансформаторах ТП. Втрати в трансформаторах приймають по розрахунковим кривим або визначають по формулам:

- активні втрати в трансформаторах ТП:

$$\Delta P = n(\Delta P_x + \Delta P_k K_3^2), \quad (3.2.22)$$

- реактивні втрати в трансформаторах ТП:

$$\Delta Q = n \left( \frac{I_x}{100} S_n + \frac{U_k}{100} S_n K_3^2 \right), \quad (3.2.23)$$

де  $n$  – число трансформаторів;

$\Delta P_x, \Delta P_k$  – втрати відповідно х.х і к.з., %;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформатора.

6. Повторюється розрахунок, описаний в пп. 1 – 5 для кожної з груп ТП;

7. Знаходяться сумарні по всіх групах ТП середні і розрахункові силові навантаження, освітлювальні навантаження і втрати в трансформаторах.

8. Знаходиться сумарне розрахункове навантаження електроприймачів напругою 6-10 кВ, приєднаних до шин ЦРП або до шин низької напруги ГЗП.

9. Знаходиться сумарне навантаження по промисловому підприємстві як сума розрахункового навантаження ТП напругою вище 1 кВ та розрахункового навантаження електроприймачів напругою 6-10 кВ, приєднаних до шин ЦРП або до шин низької напруги ГЗП.

10. Залежно від значення середньозваженого коефіцієнта використання  $K_v$  і числа приєднань до збірних шин 6 (10) кВ РП або ГЗП (без урахування резервних електродвигунів) визначається коефіцієнт одночасності  $K_o$  (табл. В.4).

11. Розрахункове активне та реактивне навантаження на шинах 6-10 кВ визначається за формулами:

$$P_p = K_o \left( \sum_{i=1}^N P_p^{\text{ТП}} + P_{\text{вн}} \right), \quad (3.2.24)$$

$$Q_p = K_o \left( \sum_{i=1}^N Q_p^{\text{ТП}} + Q_{\text{вн}} \right), \quad (3.2.25)$$

де  $P_{pi}^{ТП}$ ,  $Q_{pi}^{ТП}$  – розрахункові максимальні активні та реактивні навантаження ТП;

$P_{вн}$ ,  $Q_{вн}$  – розрахункові максимальні активні та реактивні навантаження високовольтних споживачів, приєднаних до шин 10 (6) кВ.

11. Знаходиться попереднє значення потужності компенсуючих пристроїв, що необхідно встановити в мережі, а також реактивна та повна розрахункова потужності з урахуванням попередньої компенсації.

Для автоматизації процесу розрахунку силових електричних навантажень вище 1 кВ можна використати Microsoft Excel. Також даний розрахунок можна провести в програмі «Навантаження 1.0». Порядок розрахунку силових електричних навантажень вище 1 кВ в програмі «Навантаження 1.0» наведено в додатку А.

Приклад розрахунку силових електричних навантажень напругою вище 1 кВ для промислового підприємства, що виконаний у програмі «Навантаження 1.0», наведено в табл. 3.2.5.



Таблиця 3.2.5. Розрахунок силових електричних навантажень напругою вище 1 кВ підприємства

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне навантаження		K <sub>н</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> , квар		P <sub>р</sub> , кВт	Q <sub>р</sub> , квар	S <sub>р</sub> , кВА
ТП 1,2														
Ливарний цех чорних металів														
силове:	120	20	100	2800	5	0,6	0,9	0,48	1680	813,66	56	1858,81	813,66	2029,09
освітлювальне:									43,2			49,25	23,84	
Всього:									1723,2	813,66		1908,06	837,5	2083,77
Територія заводу														
освітлювальне:									14,13			15,83	27,42	
Всього:									14,13	0		15,83	27,42	31,66
Всього по ТП 1,2:														
силове:	120	20	100	2800	5	0,6	0,9	0,48	1680	813,66	56	1858,81	813,66	2029,09
освітлювальне:									57,33			65,08	51,26	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 1,2:									1737,33	813,66		1923,89	864,92	2109,37
Втрати в трансформаторах:												20,92	109,86	
Кількість трансформаторів: 3														
Номинальна потужність, кВА: 1000														
Коефіцієнт завантаження: Kз = 0,64														
Всього на шинах 10 кВ ТП 1,2:												1944,81	974,78	2175,43
ТП 3,4														
Ливарний цех кольорових металів														
силове:	80	15	250	4200	16,7	0,55	0,9	0,48	2310	1118,78	34	2685,06	1118,78	2908,82
освітлювальне:									39,74			45,3	21,93	
Всього:									2349,74	1118,78		2730,36	1140,71	2959,07
Всього по ТП 3,4:														
силове:	80	15	250	4200	16,7	0,55	0,9	0,48	2310	1118,78	34	2685,06	1118,78	2908,82
освітлювальне:									39,74			45,3	21,93	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 3,4:									2349,74	1118,78		2730,36	1140,71	2959,07

Продовження табл. 3.2.5

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	P одн., кВт		P сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
Втрати в трансформаторах:													30,3	158,5	
Кількість трансформаторів: 4															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: Kз = 0,68															
Всього на шинях 10 кВ ТП 3.4:													2760,66	1299,21	3051,1
ТП 5,6															
Цех обробки блоків двигунів															
слово:	140	5	50	3750	10	0,6	0,65	1,17	2250	2630,54	140	1,1	2393,82	2630,54	3556,7
освітлювальне:									48,6				55,4	26,81	
Всього:									2298,6	2630,54			2449,22	2657,35	3613,89
Цех обробки деталей двигуна															
слово:	30	2	50	480	25	0,2	0,8	0,75	96	72	19	1,6	150,83	72	167,13
освітлювальне:									44,71				50,97	24,67	
Всього:									140,71	72			201,8	96,67	223,76
Всього по ТП 5,6:															
слово:	170	2	50	4230	25	0,55	0,66	1,15	2346	2702,54	169	1,1	2499,7	2702,54	3681,33
освітлювальне:									93,31				106,37	51,48	
Всього на шинях 0,4 кВ ТП 5,6:									2439,31	2702,54			2606,07	2754,02	3791,6
Втрати в трансформаторах:													28,48	149,38	
Кількість трансформаторів: 4															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: Kз = 0,65															
Всього на шинях 10 кВ ТП 5,6:													2634,55	2903,4	3920,54
ТП 7															
Збиральний цех															
слово:	100	10	120	2300	12	0,45	0,7	1,02	1035	1055,91	38	1,2	1238,33	1055,91	1627,39

Продовження табл. 3.2.5

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	с <sub>сф</sub>	t <sub>ср</sub>	Середньозміне навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>авс</sub> кВт	Q <sub>авс</sub> квар			P <sub>рп</sub> кВт	Q <sub>рп</sub> квар	S <sub>рп</sub> кВА
освітлювальні:									57,37				65,4	31,65	
Всього:									1092,37	1055,91			1303,73	1087,56	1697,79
Всього по ТП 7:															
сілові:	100	10	120	2300	12	0,45	0,7	1,02	1035	1055,91	38	1,2	1238,33	1055,91	1627,39
освітлювальні:									57,37				65,4	31,65	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 7:									1092,37	1055,91			1303,73	1087,56	1697,79
Втрати в трансформаторах:													14,25	74,74	
Кількість трансформаторів: 2															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,65															
Всього на шинах 10 кВ ТП 7:													1317,98	1162,3	1757,27
ТП 8															
Штампувальний цех корпусу літака															
сілові:	50	8	160	2800	20	0,37	0,8	0,75	1036	777	35	1,3	1295,16	777	1510,35
освітлювальні:									37,26				42,48	20,56	
Всього:									1073,26	777			1337,64	797,56	1557,36
Всього по ТП 8:															
сілові:	50	8	160	2800	20	0,37	0,8	0,75	1036	777	35	1,3	1295,16	777	1510,35
освітлювальні:									37,26				42,48	20,56	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 8:									1073,26	777			1337,64	797,56	1557,36
Втрати в трансформаторах:													14,74	77,21	
Кількість трансформаторів: 2															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,67															
Всього на шинах 10 кВ ТП 8:													1352,38	874,77	1610,64

Продовження табл. 3.2.5

[illegible]

Продовження табл. 3.2.5

[illegible]

Продовження табл. 3.2.5

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне навантаження			n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження			
		min	max						P <sub>акт</sub> , кВт	Q <sub>акт</sub> , квар	P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА				
сілове:	25	5	40	750	8	0,7	0,69	1,06	525	557,08	586,63	557,08	808,99				
освітлювальне:									71,28		77,18	37,36					
Всього на шинях 0,4 кВ ТП 12:									596,28	557,08	663,81	594,44	891,07				
Втрати в трансформаторах:											7,3	38,24					
Кількість трансформаторів: 1																	
Номінальна потужність, кВА: 1000																	
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,66																	
Всього на шинях 10 кВ ТП 12:											671,11	632,68	922,31				
Всього по об'єкту																	
сілове:	819	1,3	250	24827	192	0,46	0,75	0,88	11432,59	10089,33	12302,79	10089,33	15910,79				
освітлювальне:									549,79		622,4	321					
Всього:									11982,38	10089,33	12925,19	10410,33	16596,25				
Втрати в трансформаторах:											154,02	806,84					
Всього по об'єкту:											13079,21	11217,17	17230,51				
Високовольтне навантаження																	
СД 1,2	2	1200	1200	2400		0,7	0,9	0,48	1680	-813,66	1680	-813,66	1866,67				
Всього високовольтного навантаження:											1680	-813,66	1866,67				
Всього по об'єкту 10 кВ:											14759,21	10403,51	18057,33				
tgφ = 0,7																	
Попереднє значення Q <sub>кл</sub>												-8189,6					
Всього з урахуванням попередн. комп.											14759,21	2213,89	14924,33				

### 3.3. Побудова графіків електричних навантажень підприємства

При проектуванні і експлуатації систем електропостачання промислових підприємств основними є три типи їх навантажень: активна потужність  $P$ , реактивна потужність  $Q$ , повна потужність  $S$ .

Криві зміни навантаження у часі  $P(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $S(t)$  називають графіком навантаження відповідно по активній, реактивній і повній потужності.

Графіки навантажень поділяються на індивідуальні – для окремих приймачів електроенергії і групові – для групи приймачів.

При проектуванні систем електропостачання промислових підприємств у більшості випадків використовуються групові графіки навантажень. Графіки навантажень всього підприємства дають можливість визначити споживання активної і реактивної енергії підприємством, правильно вибрати джерела живлення і виконати найбільш раціональну схему електропостачання. Кожна галузь промисловості має свої характерні добові та річні графіки навантажень, що визначаються технологічним процесом виробництва.

По добовому графіку повної потужності визначають навантажувальну здатність трансформаторів ТП (ГЗП), а також значення максимального і мінімального навантажень, необхідних при розрахунку рівнів втрат напруги у вказаних режимах та інші характеристики.

По річному графіку визначають значення річної витрати активної і реактивної енергії, кількість годин використання навантаження по активній, реактивній та повній потужності, річний час максимальних втрат та інші характеристики навантажень, які необхідні для проектування електропостачання.

Річний графік по тривалості може бути побудований по характерним добовим (зимовому і літньому) навантаженням, якщо прийняти число зимових діб рівним 183, а літніх – 182. Річна витрата енергії в умовах проектування визначається по формулах:

- річна витрата активної енергії:

$$W_{\text{річн}} = P_{\text{м}} T_{\text{ма}}, \quad (3.3.1)$$

- річна витрата реактивної енергії:

$$V_{\text{річн}} = Q_{\text{м}} T_{\text{мп}} = W_{\text{г}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}. \quad (3.3.2)$$

Також річну витрату активної і реактивної енергії можливо визначити за наступними виразами:

- річна витрата активної енергії:

$$W_{\text{річн}} = \sum_{i=1}^{n=365} W_{\text{ci}}, \quad (3.3.3)$$

- річна витрата реактивної енергії:

$$V_{\text{річн}} = \sum_{i=1}^{n=365} V_{\text{ci}}, \quad (3.3.4)$$

де  $W_{\text{ci}}$ ,  $V_{\text{ci}}$  – добове споживання активної і реактивної енергії.

Час максимальних втрат визначається по формулі:

$$\tau_{\text{м}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (3.3.5)$$

Величину  $T_{\text{м}}$  (час використання максимуму навантаження) для графіків будь-якої форми з похибкою не більше 2 % визначають наступним чином:

$$T_{\text{м}} = \frac{\sqrt{W_{\text{річн}}^2 + V_{\text{річн}}^2}}{S_{\text{м}}} \approx \frac{W_{\text{річн}}}{P_{\text{м}}}, \quad (3.3.6)$$

де  $S_{\text{м}}$  – максимальна потужність за добу, кВА.

Зважаючи на досить великий об'єм та громіздкість розрахунків, побудову графіків електричних навантажень та визначення їх основних величин найбільш доцільно проводити за допомогою ПК. Для автоматизації даного розрахунку найбільш



зручно застосовувати такі програмні продукти, як Microsoft Excel та MathCad. Існують і спеціалізовані програми для побудови і аналізу графіків електричних навантажень.

До них належить і програма «Графік», що розроблена співробітниками кафедри електротехнічних систем та енергетичного менеджменту ЦНТУ.

Головне вікно програми «Графік» наведене на рис. 3.3.1.

№	Робочі дні		Вихідні дні	
	Р. %	Q. %	Р. %	Q. %
1	100	60	90	20
2	60	60	40	20
3	60	60	90	10
4	56	60	60	15
5	58	60	90	25
6	78	60	40	35
7	95	60	70	45
8	55	40	80	55
9	60	45	90	60
10	60	50	80	50
11	45	55	40	40
12	87	60	50	50
13	45	65	10	60
14	60	70	20	50
15	45	75	30	40
16	87	80	40	50
17	45	85	50	60
18	60	90	40	90
19	45	95	20	80
20	87	100	50	70
21	60	60	40	80
22	58	60	80	90
23	88	60	90	80
24	60	60	50	70

Рис. 3.3.1 . Головне вікно програми «Графік»

Приклад результатів розрахунку та побудови графіків електричних навантажень наведено в табл. 3.3.1-3.3.4 та рис. 3.3.2-3.3.6.

Таблиця 3.3.1. Добові графіки активного  $P$   
та реактивного  $Q$  навантажень, %

№ з/П	Робочі дні		Вихідні дні	
	$P$ , %	$Q$ , %	$P$ , %	$Q$ , %
1	45	42	38	60
2	45	42	38	60
3	45	42	38	60
4	45	42	38	60
5	50	45	38	60
6	50	45	38	60
7	80	65	38	60
8	90	75	38	60
9	100	100	27	50
10	100	100	27	50
11	90	75	27	50
12	80	65	27	50
13	90	75	27	50
14	90	75	27	50
15	100	80	27	50
16	100	80	27	50
17	90	75	27	50
18	80	65	38	60
19	60	50	38	60
20	60	50	38	60
21	50	45	38	60
22	50	45	38	60
23	50	45	38	60
24	45	42	38	60

Таблиця 3.3.2. Добові графіки активного  $P$ , реактивного  $Q$  та повного  $S$  навантажень

№ з/п	Зимові дні					Літні дні				
	Робочі дні			Вихідні дні		Робочі дні			Вихідні дні	
	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$P$ , кВт	$Q$ , квар	$S$ , кВА	$P$ , кВт
1	6642	930	6707	5608	1328	5763	5645	790	5700	4767
2	6642	930	6707	5608	1328	5763	5645	790	5700	4767
3	6642	930	6707	5608	1328	5763	5645	790	5700	4767
4	6642	930	6707	5608	1328	5763	5645	790	5700	4767
5	7380	996	7447	5608	1328	5763	6273	847	6330	4767
6	7380	996	7447	5608	1328	5763	6273	847	6330	4767
7	11807	1439	11894	5608	1328	5763	10036	1223	10110	4767
8	13283	1660	13386	5608	1328	5763	11291	1411	11379	4767
9	14759	2214	14924	3985	1107	4136	12545	1882	12685	3387
10	14759	2214	14924	3985	1107	4136	12545	1882	12685	3387
11	13283	1660	13386	3985	1107	4136	11291	1411	11379	3387
12	11807	1439	11894	3985	1107	4136	10036	1223	10110	3387
13	13283	1660	13386	3985	1107	4136	11291	1411	11379	3387
14	13283	1660	13386	3985	1107	4136	11291	1411	11379	3387
15	14759	1771	14865	3985	1107	4136	12545	1506	12635	3387
16	14759	1771	14865	3985	1107	4136	12545	1506	12635	3387
17	13283	1660	13386	3985	1107	4136	11291	1411	11379	3387
18	11807	1439	11894	5608	1328	5763	10036	1223	10110	4767
19	8855	1107	8924	5608	1328	5763	7527	941	7586	4767
20	8855	1107	8924	5608	1328	5763	7527	941	7586	4767
21	7380	996	7447	5608	1328	5763	6273	847	6330	4767
22	7380	996	7447	5608	1328	5763	6273	847	6330	4767
23	7380	996	7447	5608	1328	5763	6273	847	6330	4767
24	6642	930	6707	5608	1328	5763	5645	790	5700	4767

Таблиця 3.3.3. Результати розрахунку річного графіка за тривалістю по активній потужності

№	P, кВт	T, дн.	T-P	T	№	P, кВт	T, дн.	T-P	T	№	P, кВт	T, дн.	T-P	T	№	P, кВт	T, дн.	T-P	T
1	14759	147	2169573	147	29	7380	147	1084860	3675	57	5608	65	364520	6633	85	3985	65	259025	8198
2	14759	147	2169573	294	30	7380	147	1084860	3822	58	5608	65	364520	6698	86	3985	65	259025	8263
3	14759	147	2169573	441	31	7380	147	1084860	3969	59	5608	65	364520	6763	87	3985	65	259025	8328
4	14759	147	2169573	588	32	7380	147	1084860	4116	60	5608	65	364520	6828	88	3387	48	162576	8376
5	13283	147	1952601	735	33	7380	147	1084860	4263	61	5608	65	364520	6893	89	3387	48	162576	8424
6	13283	147	1952601	882	34	6642	147	976374	4410	62	5608	65	364520	6958	90	3387	48	162576	8472
7	13283	147	1952601	1029	35	6642	147	976374	4557	63	5608	65	364520	7023	91	3387	48	162576	8520
8	13283	147	1952601	1176	36	6642	147	976374	4704	64	4767	48	228816	7071	92	3387	48	162576	8568
9	13283	147	1952601	1323	37	6642	147	976374	4851	65	4767	48	228816	7119	93	3387	48	162576	8616
10	12545	105	1317225	1428	38	6642	147	976374	4998	66	4767	48	228816	7167	94	3387	48	162576	8664
11	12545	105	1317225	1533	39	6273	105	658665	5103	67	4767	48	228816	7215	95	3387	48	162576	8712
12	12545	105	1317225	1638	40	6273	105	658665	5208	68	4767	48	228816	7263	96	3387	48	162576	8760
13	12545	105	1317225	1743	41	6273	105	658665	5313	69	4767	48	228816	7311					
14	11807	147	1735629	1890	42	6273	105	658665	5418	70	4767	48	228816	7359					
15	11807	147	1735629	2037	43	6273	105	658665	5523	71	4767	48	228816	7407					
16	11807	147	1735629	2184	44	5645	105	592725	5628	72	4767	48	228816	7455					
17	11291	105	1185555	2289	45	5645	105	592725	5733	73	4767	48	228816	7503					
18	11291	105	1185555	2394	46	5645	105	592725	5838	74	4767	48	228816	7551					
19	11291	105	1185555	2499	47	5645	105	592725	5943	75	4767	48	228816	7599					
20	11291	105	1185555	2604	48	5645	105	592725	6048	76	4767	48	228816	7647					
21	11291	105	1185555	2709	49	5608	65	364520	6113	77	4767	48	228816	7695					
22	10036	105	1053780	2814	50	5608	65	364520	6178	78	4767	48	228816	7743					
23	10036	105	1053780	2919	51	5608	65	364520	6243	79	3985	65	259025	7808					
24	10036	105	1053780	3024	52	5608	65	364520	6308	80	3985	65	259025	7873					
25	8855	147	1301685	3171	53	5608	65	364520	6373	81	3985	65	259025	7938					
26	8855	147	1301685	3318	54	5608	65	364520	6438	82	3985	65	259025	8003					
27	7527	105	790335	3423	55	5608	65	364520	6503	83	3985	65	259025	8068					
28	7527	105	790335	3528	56	5608	65	364520	6568	84	3985	65	259025	8133					

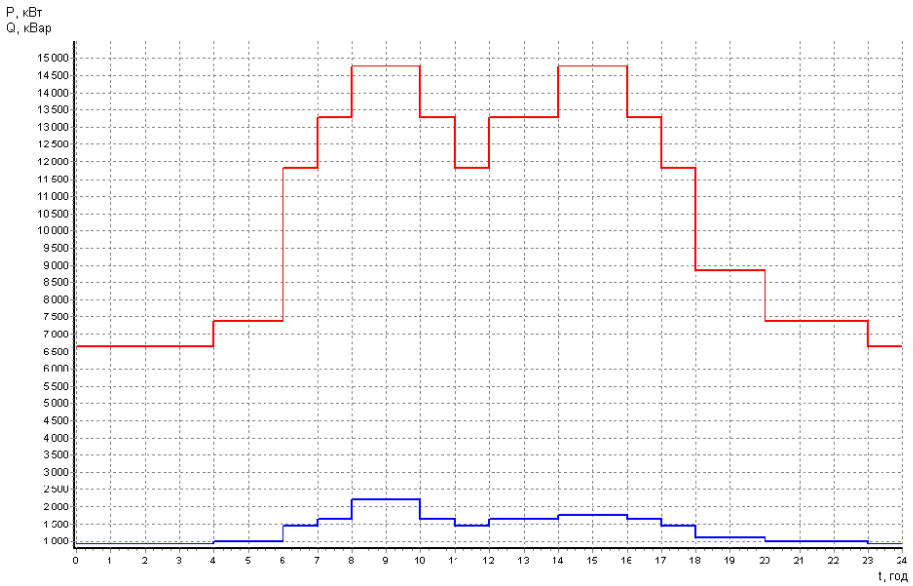


Рис. 3.3.2. Добовий графік активного  $P$  та реактивного  $Q$  навантажень (зимові робочі дні)

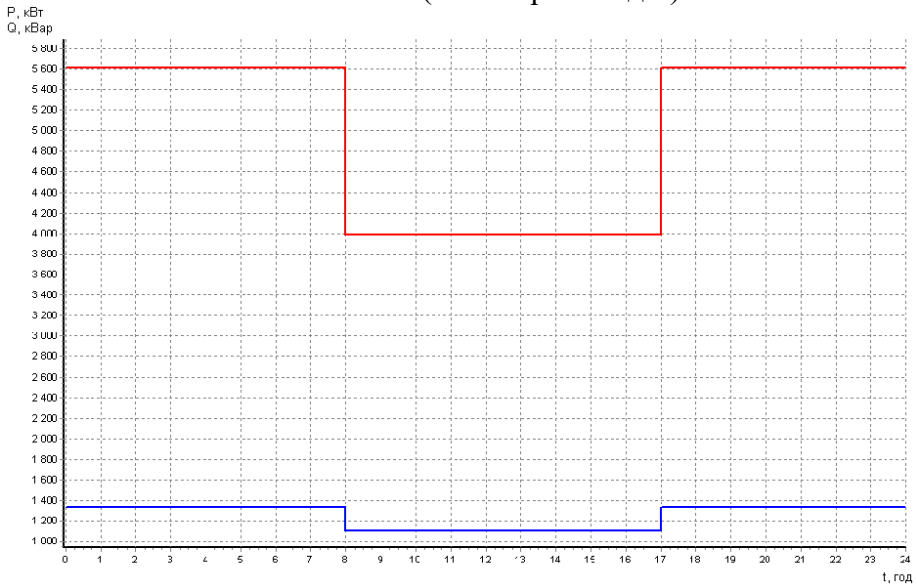


Рис. 3.3.3. Добовий графік активного  $P$  та реактивного  $Q$  навантажень (зимові вихідні дні)

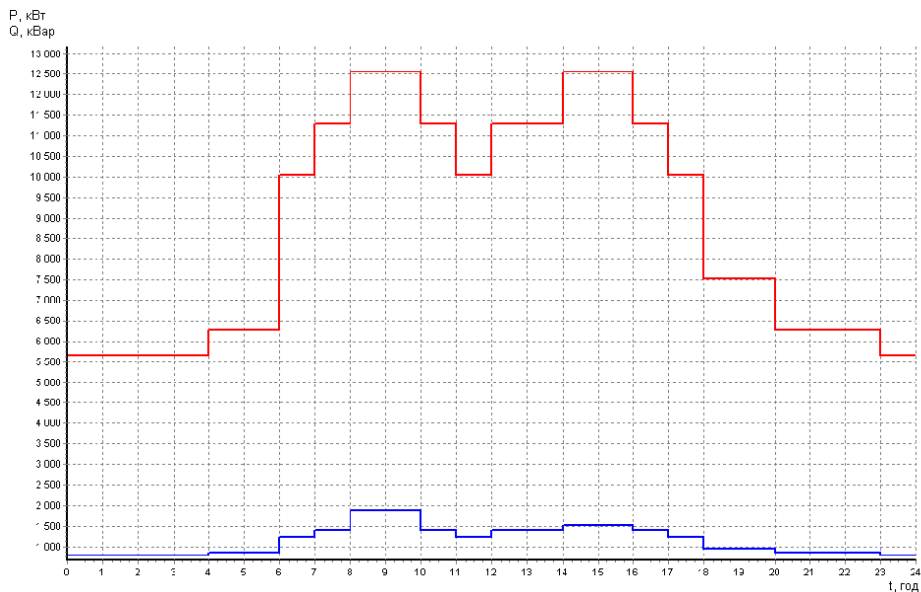


Рис. 3.3.4. Добовий графік активного  $P$  та реактивного  $Q$  навантажень (літні робочі дні)

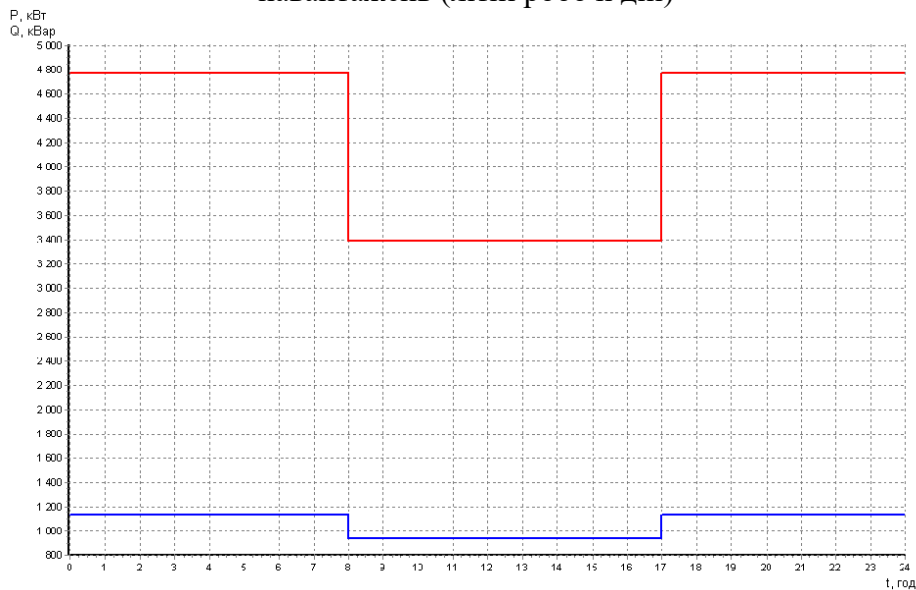
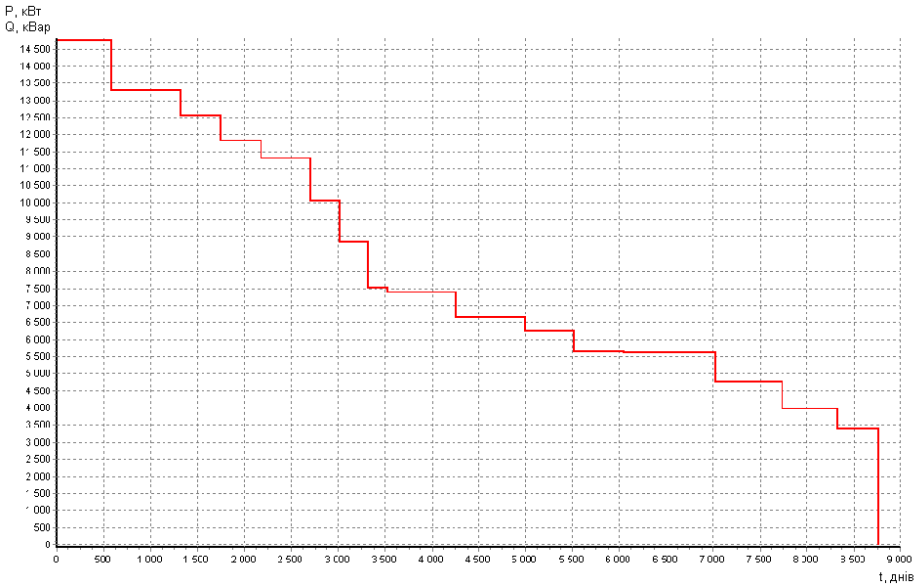


Рис. 3.3.5. Добовий графік активного  $P$  та реактивного  $Q$  навантажень (літні вихідні дні)

Рис. 3.3.6. Річний графік активного навантаження  $P$  за тривалістю

Таблиця 3.3.4 Розрахункові величини графіків електричного навантаження

№ з/п	Величина	Значення
1	2	3
1	Розрахункова повна потужність, $S_p$ , МВА	14924,14
2	Річне споживання активної електроенергії (зимові робочі дні), $W_{з.р.}$ , кВт·год	36557724
3	Річне споживання реактивної електроенергії (зимові робочі дні), $V_{з.р.}$ , квар·год	4767357
4	Річне споживання активної електроенергії (зимові вихідні дні), $W_{з.в.}$ , кВт·год	7799025
5	Річне споживання реактивної електроенергії (зимові вихідні дні), $V_{з.в.}$ , квар·год	1942395
6	Річне споживання активної електроенергії (літні робочі дні), $W_{л.р.}$ , кВт·год	22195635
7	Річне споживання реактивної електроенергії (літні робочі дні), $V_{л.р.}$ , квар·год	2894535

Продовження табл. 3.3.4

1	2	3
8	Річне споживання активної електроенергії (літні вихідні дні), $W_{\text{л.в.}}$ , кВт·год	4895424
9	Річне споживання реактивної електроенергії (літні вихідні дні), $V_{\text{л.в.}}$ , квар·год	1219392
10	Сумарне річне споживання активної електроенергії, $W_p$ , кВт·год	71447808
11	Сумарне річне споживання реактивної електроенергії, $V_p$ , квар·год	10823679
12	Час використання максимуму навантаження, $T_m$ , год.	4842,022
13	Час максимальних втрат, $\tau_m$ , год.	3240,411

### 3.4. Побудова картограм електричних навантажень та вибір місця розташування головної знижувальної підстанції (ГЗП), центрального розподільчого пристрою (ЦРП) і компенсуючих пристроїв

Для визначення місця розташування ГЗП (ЦРП), а також ТП і компенсуючих пристроїв проводиться розрахунок картограми електричних навантажень, за результатами якого визначається центр електричних навантажень. Результати даних розрахунків графічно зображуються на генплані у вигляді кіл, центри яких співпадають з центрами електричних навантажень цехів (підрозділів) підприємства, а їх площі пропорційні відповідним розрахунковим електричним навантаженням кожного з цехів (підрозділів).

Радіус такого кола визначається за формулою:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}, \quad (3.4.1)$$

де  $P_i$  – сумарне (силове і освітлювальне) електричне навантаження  $i$ -го цеху, кВт;

$m$  – масштаб кола, кВт/мм<sup>2</sup>.



Є ціла низка математичних методів, що дозволяють аналітично визначити центр електричних навантажень (ЦЕН) промислового підприємства. Найбільшого розповсюдження набув метод, що використовує деякі положення теоретичної механіки: якщо вважати навантаження цеху рівномірно розподіленими по його площі, то центр навантаження можна прийняти таким, що співпадає з центром ваги фігури, що зображує цех в плані.

Проводячи аналогію між масами і електричними навантаженнями цехів  $P_i$ , координати їх центру ( $X$ ,  $Y$ ) для підприємства можна визначити за наступними виразами:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (3.4.2)$$

де  $X_i$  та  $Y_i$  – координати центрів електричного навантаження  $i$ -го цеху.

На картограмі крім силового навантаження також наноситься і освітлювальне, у вигляді сектора з центральним кутом  $\alpha$ .

Площа сектора з центральним кутом  $\alpha$  у обраному масштабі пропорційна величині освітлюваного навантаження:

$$\alpha_i = \frac{P_{\text{осв.}i} \cdot 360}{P_i}. \quad (3.4.3)$$

Нижче наведено приклад розрахунку картограми електричних навантажень, що були розраховані в п. 3.2 навчального посібника.

Радіус кола для інструментального цеху:

$$R_1 = \sqrt{\frac{P_1}{\pi m}} = \sqrt{\frac{P_{\text{р.осв}} + P_{\text{р.сил}}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{55,4 + 638,09}{3,14 \cdot 0,2}} = 33,22 \text{ мм},$$

де  $m = 0,2 \text{ кВт/мм}^2$  – масштаб.

Кут  $\alpha$  для інструментального цеху:

$$\alpha_i = \frac{P_{\text{і.осв}} \cdot 360}{P_i} = \frac{55,4 \cdot 360}{693,49} = 28,76^\circ.$$

Приклад оформлення результатів розрахунку картограми наведено у вигляді таблиці 3.4.1.

Таблиця 3.4.1. Результати розрахунку картограми електричних навантажень

№ з/п	Найменування	$P_{\text{реш}},$ кВт	$P_{\text{р.осв}},$ кВт	$P_{\text{р}},$ кВт	$m$	$R, \text{ мм}$	$\alpha, ^\circ$	$x, \text{ м}$	$y, \text{ м}$	$P \cdot x,$ кВт · м	$P \cdot y,$ кВт · м
1.	Ливарний цех чорних металів	1858,8	49,3	1908,1	0,2	55,11	9	81	270	154552,9	515176,2
2.	Ливарний цех кольорових металів	2685,1	45,3	2730,4	0,2	65,92	6	189	270	516038,0	737197,2
3.	Цех обробки блоків двигунів	2393,8	55,4	2449,2	0,2	62,43	8	81	210	198386,8	514336,2
4.	Цех обробки деталей двигуна	150,8	51,0	201,8	0,2	17,92	91	189	210	38140,2	42378,0
5.	Збиральний цех	1238,3	65,4	1303,7	0,2	45,55	18	81	126	105602,1	164270,0
6.	Штампувальний цех корпусу літака	1295,2	42,5	1337,6	0,2	46,14	11	279	126	373201,6	168542,6
7.	Штампувальний цех деталей літака	1261,7	57,5	1319,1	0,2	45,82	16	156	54	205782,7	71232,5
8.	Інструментальний цех	638,1	55,4	693,5	0,2	33,22	29	315	129	218449,4	89460,2
9.	Загальний збиральний цех	1301,4	107,7	1409,1	0,2	47,36	28	315	252	443863,4	355090,7
10.	Компресорна (0,4 кВ)	368,1	7,0	375,1	0,2	24,43	7	411	81	154149,7	30379,9
	Компресорна (10 кВ, СД)	1680,0	0,0	1680,0	0,2	51,71	0	411	72	690480,0	120960,0
11.	Заводоуправління	277,7	70,2	347,9	0,2	23,53	73	399	171	138808,1	59489,2
12.	Територія заводу	0,0	15,8	15,8	0,2	5,02	360	81	270	1282,2	4274,1
	<b>Всього по заводу</b>	<b>15148,9</b>	<b>622,4</b>	<b>15771,3</b>						<b>3238737,0</b>	<b>2872786,7</b>

Координати центру електричних навантажень:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^n X_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{3238737,0}{15771,3} = 205,4 \text{ м},$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{2872786,7}{15771,3} = 182,2 \text{ м}.$$

Вище було наведено приклад визначення центру активних електричних навантажень. В точці з розрахованими координатами найдоцільніше встановлювати ГЗП або ЦРП, в залежності від схеми зовнішнього електропостачання. Але, зазвичай, центр живлення (ГЗП або ЦРП) зміщується від центру електричних навантажень в напрямку найбільшого навантаження, і розміщується ближче до джерела живлення. Такий підхід дозволяє уникнути зворотних перетоків електричної потужності.

Застосувавши аналогічну методику визначення центру електричних навантажень для випадку реактивної потужності можна знайти оптимальну точку розміщення пристроїв компенсації реактивної потужності (високовольтних батарей статичних конденсаторів, синхронних компенсаторів та ін.).

### **3.5. Техніко-економічне обґрунтування схем зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства**

Рациональна побудова системи електропостачання промислового підприємства багато в чому визначається правильним вибором напруги та схеми електропостачання. Як відомо, система електропостачання повинна задовольняти таким вимогам, як економічність, надійність, безпечність та зручність в експлуатації, гнучкість та ін. І багато в чому виконання даних

вимог залежить від правильного вибору схеми зовнішнього та внутрішнього електропостачання підприємства.

**3.5.1. Вибір схеми зовнішнього електропостачання підприємства.** На вибір напруги і схеми зовнішнього електропостачання підприємства впливає велика кількість факторів, основними з яких є:

- розрахункове навантаження підприємства;
- значення напруги можливих джерел живлення;
- відстань між джерелом живлення і споживачем;
- необхідний рівень надійності електропостачання та ін.

Вибір напруги системи зовнішнього електропостачання зводиться до визначення такого його стандартного значення, котре задовольняє усім технічним вимогам і є найбільш економічним. При виконанні випускної кваліфікаційної роботи число можливих варіантів вибору обмежується не більше ніж двома або трьома в залежності від існуючих напруг в найближчих можливих точках приєднання до енергосистеми. При цьому на стадії орієнтовних розрахунків величини раціональних напруг можуть бути визначені за номограмами. Застосування номограм дозволяє попередньо оцінювати можливі варіанти, а у ряді випадків виключити із розглядання деякі із них, не виконуючи при цьому спеціальні розрахунки.

При виборі оптимального варіанта розглядається декілька альтернативних схем електропостачання промислового підприємства. Кінцеве проектне рішення обирається порівнянням зведених витрат по варіантам.

Зведені витрати по  $i$ -му варіанту:

$$Z_i = E_n K_i + C_i + C_{\text{втр.}i} + Y_i, \quad (3.5.1)$$

де  $E_n$  – нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень, 1/рік;

$K_i$  – сумарні капітальні вкладення, тис. грн.;

$C_i$  – поточні витрати по передачі і розподіленню електроенергії, тис.грн./рік;

$C_{\text{втр.}i}$  – вартість втрат електроенергії, тис.грн./рік;

$U_i$  – ймовірний збиток від перерв в електропостачанні, тис.грн/рік.

Розрахунок капітальних витрат проводиться шляхом знаходження сумарних витрат по елементам схеми. Якщо в схемах варіантів, що порівнюються, є однакові елементи, то при розрахунку по варіантам їх вартість не враховується.

Поточні витрати  $C_i$  визначаються як сума витрат на амортизацію  $C_{ai}$  і поточний ремонт та експлуатацію  $C_{ei}$ :

$$C_i = C_{ai} + C_{ei}. \quad (3.5.2)$$

Вартість втрат електроенергії може бути визначена за виразом:

$$C_{\text{втр}} = c_0 \Delta W, \quad (3.5.3)$$

де  $c_0$  – діючий тариф на електроенергію, грн./кВт·год;  
 $\Delta W$  – втрати електроенергії в елементах мережі, кВт·год.  
 Втрати електроенергії в повітряних та кабельних лініях:

$$\Delta W = \Delta P_{\text{лкм}} l_{\Sigma} K_3^2 \tau, \quad (3.5.4)$$

де  $\Delta P_{\text{лкм}}$  – втрати потужності в лінії на 1 км довжини при максимально допустимому струмовому навантаженні, кВт;

$l_{\Sigma}$  – сумарна довжина ланцюгів лінії, км;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження лінії за струмом;

$\tau$  – кількість годин максимальних втрат.

Втрати енергії в трансформаторах:

$$\Delta W_T = n_T (\Delta P_{\text{хх}} t + \Delta P_{\text{кз}} K_3^2 \tau), \quad (3.5.5)$$

де  $n_T$  – кількість трансформаторів;

$\Delta P_{\text{хх}}$  – втрати холостого ходу трансформатора;

$\Delta P_{\text{кз}}$  – втрати короткого замикання трансформатора;

$t$  – кількість годин роботи трансформатора на рік.

В схемах зовнішнього електропостачання, які виконані паралельними ланцюгами, обраними за умовами взаємного резервування, ймовірний збиток від перерв в електропостачанні визначається загальним ймовірним числом відключень двох ланцюгів і часом їх відновлення.

При виконанні розрахунку збитку визначається параметр потоку відмов одного ланцюга (лінії):

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (3.5.6)$$

де  $\lambda_i$  – параметр потоку відмов одного елемента системи електропостачання, 1/рік;

$n$  – кількість елементів ланцюга.

Середній час відновлення однієї лінії (ланцюга):

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i T_{Bi}}{\lambda}, \quad (3.5.7)$$

де  $T_B$  – середній час відновлення елемента після відмови, років.

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга, що має найбільше значення середнього часу планового простою із всіх елементів розрахункового ланцюга, в.о.:

$$K_{\Pi} = 1, 2 K_{\Pi \max}. \quad (3.5.8)$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга:

$$K_a = \lambda T_B. \quad (3.5.9)$$

Коефіцієнт аварійного простою, для випадку, коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту і в цей час другий відключається через пошкодження:

$$K_{\text{ап}} = 0,5\lambda K_{\text{п}}^2. \quad (3.5.10)$$

Коефіцієнт аварійного простою двох ліній:

$$K_{\text{а}}^{(2)} = K_{\text{а}}^2 + 2K_{\text{ап}}. \quad (3.5.11)$$

Середньорічний час аварійного простою:

$$T_{\text{а}} = K_{\text{а}}^{(2)} \cdot 8760. \quad (3.5.12)$$

Очікуваний збиток від перерви електропостачання:

$$V = Y_0 P_{\text{ср}} T_{\text{а}}, \quad (3.5.13)$$

де  $Y_0$  – питомий збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, грн./кВт·год.  $Y_0$  залежить від галузі промисловості, до якої належить підприємство. Для наближених розрахунків значення питомого збитку від аварійного недовідпуску електроенергії можна прийняти рівним

$$Y_0 = 3c_0, \quad (3.5.14)$$

де  $c_0$  – діючий тариф на електроенергію;

$P_{\text{ср}}$  – середньорічне активне навантаження підприємства, кВт:

$$P_{\text{ср}} = \frac{P_{\text{р}} T_{\text{max}}}{8760}. \quad (3.5.15)$$

Значення  $\lambda$ ,  $T_{\text{i}}$ ,  $K_{\text{п}}$  для елементів схеми електропостачання наведено в табл. В.5, В.6.

Нижче наведено приклад техніко-економічного розрахунку з вибору схеми зовнішнього електропостачання підприємства, в якому порівнювались два варіанти живлення підприємства від підстанції 35/10 кВ, що знаходиться на відстані 25 км: кабельними лініями напругою 10 кВ та повітряними лініями напругою 35 кВ.

Схеми зовнішнього електропостачання промислового підприємства для кожного із зазначених варіантів наведено на рис. 3.5.1.

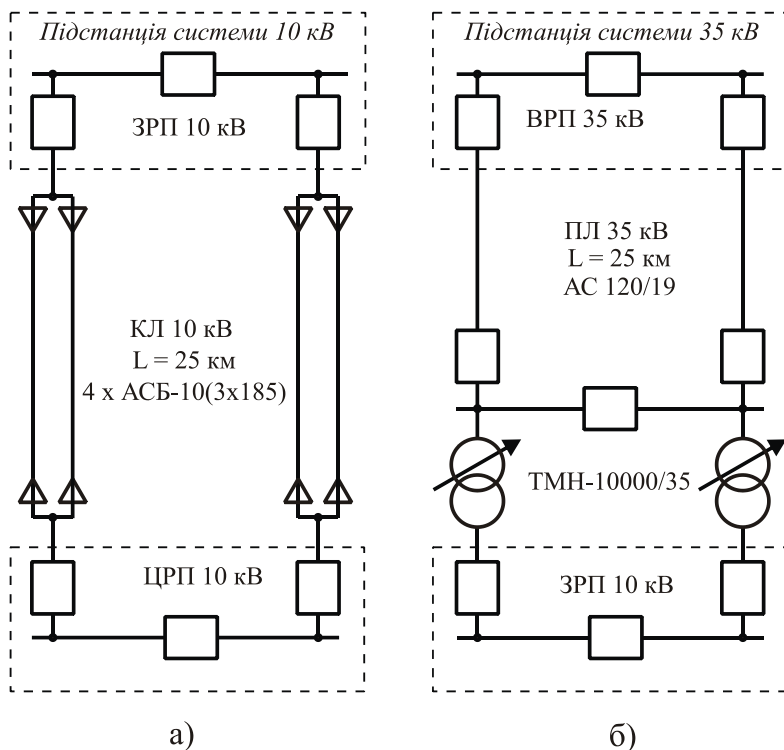


Рис. 3.5.1. Схеми зовнішнього електропостачання промислового підприємства для кожного з варіантів



**Варіант 1.** Електропостачання здійснюється кабельними лініями номінальною напругою 10 кВ (рис. 3.5.1 а).

*Вибір перерізу проводу*

Згідно ПУЕ [14] переріз струмопроводів на напругу понад 1 кВ слід вибирати за тривало допустимою силою струму у нормальному і післяаварійному режимах з урахуванням очікуваного зростання навантажень, яке не має перевищувати 25 – 30 % понад розрахункові.

Розрахунковий струм:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{14924}{\sqrt{3} \cdot 10} = 861,64 \text{ А.}$$

Обираємо до встановлення 4 КЛ марки АСБ-10(3х185). Паспортні дані кабельної лінії:  $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ ,  $\Delta P_{1\text{км}} = 57 \text{ кВт/км}$ ,  $K_{\text{кл}} = 54 \text{ тис. грн./км}$ .

Перевірка вибраних КЛ за умовою нагріву в нормальному режимі:

$$I_p = 215,41 \text{ А} \leq K_{\text{п}} I_{\text{доп}} = 0,84 \cdot 390 = 327,6 \text{ А}.$$

Перевірка вибраних КЛ за умовою нагріву в аварійному режимі:

$$I_{\text{р.ав}} = 2I_p = 2 \cdot 215,41 = 430,82 \leq K_{\text{ап}} K'_{\text{п}} I_{\text{доп}} = 1,25 \cdot 1 \cdot 390 = 487,5 \text{ А}.$$

Таким чином, КЛ марки АСБ-10(3х185) задовольняють умовам перевірки. Коефіцієнт завантаження КЛ в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{n_{\text{кл}} I_{\text{доп}}} = \frac{861,54}{4 \cdot 390} = 0,55.$$

*Розрахунок втрат електроенергії*

Втрати потужності в кабельній лінії:

$$\Delta P_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{1 км}} n_{\text{кл}} l_{\text{кл}} K_z^2 = 57 \cdot 4 \cdot 25 \cdot 0,55^2 = 1724,25 \text{ кВт.}$$

Втрати електроенергії в кабельній лінії:

$$\Delta W_{\text{кл}} = \Delta P_{\text{кл}} \tau = 1724,25 \cdot 3240,39 = 5587242,46 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\text{кл}} c_0 = 5587242,46 \cdot 2,4989 \cdot 10^{-3} = 13961,96 \text{ тис. грн./рік.}$$

*Розрахунок капітальних вкладень та поточних витрат*

Результати розрахунку капітальних вкладень в зовнішню схему електропостачання для варіанту № 1 наведено в таблиці 3.5.3.

Таблиця 3.5.3. Результати розрахунку капітальних вкладень для варіанту схеми № 1

№ з/п	Назва елемента схеми	Од. виміру	Кількість	Вартість	Всього
1	КЛ 10 кВ	км	100	54	5400
2	Траншея	км	25	14,3	357,5
3	Шафи КРП серії КУ-10	шт.	2	10,7	21,4
<b>Всього</b>					<b>5778,9</b>

Результати розрахунку поточних витрат для варіанту схеми № 1 наведено в таблиці 3.5.4.

Таблиця 3.5.4. Результати розрахунку поточних витрат  
для варіанту схеми № 1

№ з/п	Назва елемента схеми	$K_j$ , тис.гр н.	$P_{aj}$ , %	$C_{aj}$ , тис.гр н.	$P_{ej}$ , %	$C_{aj}$ , тис.гр н.	$C_j$ , тис.гр н.
1	КЛ 10 кВ	5400	5	270	5	270	540
2	Траншея	357,5	5	17,87	5	17,88	35,75
3	Шафи КРП серії КУ-10	21,4	15	3,21	5	1,07	4,28
<b>Всього</b>							<b>580,03</b>

*Розрахунок збитку від перерви електропостачання*

Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить вимикач напругою 10 кВ, КЛ сумарною довжиною  $l_{\text{кл}\Sigma} = 2 \cdot 25 = 50$  км. Параметри надійності даних елементів наступні:

- вимикач:  $\lambda_a = 4 \cdot 10^{-3}$  1/рік,  $T_b = 0,45 \cdot 10^{-3}$  рік,  $K_{\Pi} = 2 \cdot 10^{-3}$ ;

- КЛ:  $\lambda_a = 4$  1/рік,  $T_b = 3,5 \cdot 10^{-3}$  рік,  $K_{\Pi} = 0,45 \cdot 10^{-3}$ .

Параметр потоку відмов ланцюга:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = 4 \cdot 10^{-3} + 4 = 4,004 \text{ 1/рік}.$$

Середній час відновлення одного ланцюга:

$$T_b = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i T_{bi}}{\lambda} = \frac{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,45 \cdot 10^{-3} + 4 \cdot 3,5 \cdot 10^{-3}}{4,004} = 3,49 \cdot 10^{-3} \text{ років}.$$

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга:

$$K_{\Pi} = 1,2 K_{\Pi \max} = 1,2 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 2,4 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга:

$$K_a = \lambda T_b = 4,004 \cdot 3,49 \cdot 10^{-3} = 14 \cdot 10^{-3}$$

Коефіцієнт планового простою для випадку, коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту, а другий в цей час відмикається через пошкодження:

$$K_{ап} = 0,5\lambda K_{п}^2 = 0,5 \cdot 4,004 \cdot (2,4 \cdot 10^{-3})^2 = 11,53 \cdot 10^{-6}$$

Коефіцієнт аварійного простою обох ланцюгів:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2K_{ап} = (14 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 11,53 \cdot 10^{-6} = 219,11 \cdot 10^{-6}$$

Середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 219,11 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 1,91 \text{ год.}$$

Середньорічне активне навантаження підприємства:

$$P_{cp} = \frac{P_p T_{max}}{8760} = \frac{14924 \cdot 4842}{8760} = 8158 \text{ кВт.}$$

Очікуваний збиток від аварійного недовідпуску електроенергії, тис. грн.:

$$Y = Y_0 P_{cp} T_a = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 8157,88 \cdot 1,91 = 360,24 \text{ тис. грн./рік.}$$

Зведені витрати для варіанту № 1, тис. грн./рік:

$$\begin{aligned} Z_i &= E_n K_i + C_i + C_{втр.i} + Y_i = \\ &= 0,12 \cdot 5778,9 + 580,03 + 13961,96 + 360,24 = 15595,7 \text{ тис.грн./рік} \end{aligned}$$

**Варіант 2.** Електропостачання здійснюється дволанцюговою ПЛ номінальною напругою 35 кВ (рис. 3.5.1 б).

*Вибір перерізу проводу*

Розрахунковий струм лінії (на один ланцюг):

$$I_{\max} = \frac{S_p}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{14924}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 123,09 \text{ А.}$$

Обираємо провід марки АС 120/19. Паспортні дані даного проводу:  $I_{\text{доп}} = 380 \text{ А}$ ,  $\Delta P_{1\text{км}} = 140 \text{ кВт/км}$ ,  $K_{\text{ПЛ}} = 70,98 \text{ тис. грн./км}$ .

Перевірка ПЛ напругою 35 кВ за умовою корони не проводиться.

Перевірка проводів за умовою перегріву в аварійному режимі:

$$I_{\text{ав}} = 2I_p = 2 \cdot 129,25 = 258,5 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 380 \text{ А.}$$

Провід марки АС 120/19 задовольняє умовам перевірки.

Коефіцієнт завантаження лінії в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}} = \frac{129,25}{380} = 0,34.$$

*Вибір трансформаторів ГЗП*

Розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{\text{р.т.}} = \frac{S_{\max} K_{1,2}}{1,4(n_t - 1)} = \frac{14924 \cdot 0,8}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 8528 \text{ кВА.}$$

Приймаємо до встановлення два трансформатори ТМН-10000/35.

Коефіцієнт завантаження трансформаторів в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n_T S_{\text{ном}}} = \frac{14924}{2 \cdot 10000} = 0,75.$$

Технічні дані трансформатора ТМН-10000/35:  
 $S_{\text{ном}} = 10000 \text{ кВА}$ ,  $U_{\text{вн}} = 35 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{нн}} = 11 \text{ кВ}$ ,  $\Delta P_{\text{xx}} = 13,5 \text{ кВт}$ ,  
 $\Delta P_{\text{кз}} = 70 \text{ кВт}$ ,  $u_{\text{к}}, \% = 8 \%$ .

### *Розрахунок втрат електроенергії*

Втрати потужності в ПЛ:

$$\Delta P_{\text{пл}} = \Delta P_{\text{ікм}} l_{\Sigma} K_3^2 = 140 \cdot (2 \cdot 25) \cdot 0,75^2 = 809,2 \text{ кВт}.$$

Втрати електроенергії в лінії:

$$\Delta W_{\text{пл}} = \Delta P_{\text{пл}} \tau = 809,2 \cdot 3240 = 2622123,6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Втрати електроенергії в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W_{\text{т}} &= n_{\text{т}} \left( \Delta P_{\text{xx}} t + \Delta P_{\text{кз}} K_3^2 \tau \right) = \\ &= 2 \left( 13,5 \cdot 8760 + 70 \cdot 0,75^2 \cdot 3240 \right) = 489121,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Сумарні втрати електроенергії:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{пл}} + \Delta W_{\text{т}} = 2622123,6 + 489121,4 = 3111245 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Вартість втрат електроенергії:

$$C_{\text{втр}} = \Delta W_{\Sigma} c_0 = 3111245 \cdot 1,9314 \cdot 10^{-3} = 6009,1 \text{ тис. грн./рік}.$$

### *Розрахунок капітальних вкладень та поточних витрат*

Результати розрахунку капітальних вкладень в зовнішню схему електропостачання для варіанту № 2 наведено в таблиці 3.5.5.

Таблиця 3.5.5. Результати розрахунку капітальних вкладень для варіанту схеми № 2

№ з/п	Назва елемента схеми	Од. виміру	Кількість	Вартість	Всього
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	км	25	70,98	1774,5
2	ВРП 35 кВ	шт.	1	95	95
3	2 х ТМН-10000/35	шт.	2	176	352
<b>Всього</b>					<b>2221,5</b>

Результати розрахунку поточних витрат для варіанту схеми № 2 наведено в таблиці 3.5.6.

Таблиця 3.5.6. Результати розрахунку поточних витрат для варіанту схеми № 2

№ з/п	Назва елемента схеми	$K_j$ , тис.грн.	$P_{aj}$ , %	$C_{aj}$ , тис.грн.	$P_{ej}$ , %	$C_{aj}$ , тис.грн.	$C_j$ , тис.грн.
1	ЛЕП 35 кВ на з/б опорах	1774,5	5	88,72	5	88,72	177,45
2	ВРП 35 кВ	95	15	14,25	5	4,75	19
3	2 х ТМН-10000/35	352	15	52,8	5	17,6	70,4
<b>Всього</b>							<b>266,85</b>

#### *Розрахунок збитку від перерви електропостачання*

Розрахункова схема одного ланцюга живлення містить вимикач напругою 35 кВ, ПЛ довжиною 25 км, трансформатор ТМН-10000/35. Параметри надійності даних елементів наступні:

- вимикач:  $\lambda_a = 4 \cdot 10^{-3}$  1/рік,  $T_b = 0,65 \cdot 10^{-3}$  рік,  $K_{\Pi} = 5 \cdot 10^{-3}$ ;
- ПЛ:  $\lambda_a = 0,275$  1/рік,  $T_b = 0,145 \cdot 10^{-3}$  рік,  $K_{\Pi} = 1 \cdot 10^{-3}$ ;
- трансформатор:  $\lambda_a = 0,01$  1/рік,  $T_b = 1,71 \cdot 10^{-3}$  рік,  $K_{\Pi} = 6 \cdot 10^{-3}$ .

Параметр потоку відмов ланцюга:

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i = 4 \cdot 10^{-3} + 0,275 + 0,01 = 0,289 \text{ 1/рік.}$$

Середній час відновлення одного ланцюга:

$$\begin{aligned} T_B &= \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i T_{Bi}}{\lambda} = \\ &= \frac{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,65 \cdot 10^{-3} + 0,275 \cdot 0,145 \cdot 10^{-3} + 0,01 \cdot 1,71 \cdot 10^{-3}}{0,289} = \\ &= 0,206 \cdot 10^{-3} \text{ років.} \end{aligned}$$

Коефіцієнт планового простою одного ланцюга:

$$K_{\Pi} = 1,2 K_{\Pi \max} = 1,2 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 7,2 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт аварійного простою одного ланцюга:

$$K_a = \lambda T_B = 0,289 \cdot 0,206 \cdot 10^{-3} = 0,06 \cdot 10^{-3}.$$

Коефіцієнт планового простою для випадку, коли один ланцюг відімкнений для планового ремонту, а другий в цей час відмикається через пошкодження:

$$K_{\text{ап}} = 0,5 \lambda K_{\Pi}^2 = 0,5 \cdot 0,289 \cdot (7,2 \cdot 10^{-3})^2 = 7,49 \cdot 10^{-6}.$$

Коефіцієнт аварійного простою обох ланцюгів:

$$K_a^{(2)} = K_a^2 + 2K_{\text{ап}} = (0,06 \cdot 10^{-3})^2 + 2 \cdot 7,49 \cdot 10^{-6} = 14,98 \cdot 10^{-6}.$$



Середньорічний час аварійного простою:

$$T_a = K_a^{(2)} \cdot 8760 = 14,98 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 0,131 \text{ год.}$$

Очікуваний збиток від аварійного недовідпуску електроенергії:

$$Y = Y_0 P_{\text{ср}} T_a = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 8157,88 \cdot 0,131 = 28,92 \text{ тис. грн./рік.}$$

Зведені витрати для варіанту № 2:

$$\begin{aligned} Z_i &= E_{\text{ц}} K_i + C_i + C_{\text{втр.}i} + Y_i = \\ &= 0,12 \cdot 2221,5 + 266,85 + 6009,06 + 28,92 = 6571,4 \text{ тис.грн./рік.} \end{aligned}$$

Результати техніко-економічних розрахунків з вибору схеми зовнішнього електропостачання для обох варіантів наведені в табл. 3.5.7.

Таблиця 3.5.7. Результати техніко-економічних розрахунків з вибору схеми зовнішнього електропостачання

№ з/п	Показники	Варіанти	
		1	2
1	Капітальні вкладення	5778,9	2221,50
2	Поточні витрати	580,03	266,85
3	Вартість втрат електроенергії	13961,96	6009,06
4	Збиток	360,24	28,92
5	<b>Зведені витрати</b>	<b>15595,69</b>	<b>6571,41</b>

З таблиці 3.5.7 видно, що приведені витрати на варіант схеми зовнішнього електропостачання № 2 (повітряними лініями 35 кВ) є значно менші. З цього можна зробити висновок, що найдоцільніше обрати схему зовнішнього електропостачання підприємства саме повітряними лініями напругою 35 кВ.

**3.5.2. Вибір схеми внутрішнього електропостачання підприємства.** Схема внутрішнього електропостачання забезпечує передачу електроенергії від джерела живлення (ГЗП або ЦРП) до електроспоживачів підприємства (цехових ТП, високовольтних двигунів та ін.). При проектуванні схеми внутрішнього електропостачання слід надавати перевагу номінальній напрузі 10 кВ. Застосування номінальної напруги 6 кВ для внутрішньозаводського електропостачання обмежується лише деякими випадками, (наприклад, у разі наявності високовольтних двигунів або генераторів ТЕЦ напругою 6 кВ).

В сучасній практиці проектування систем внутрішньозаводського електропостачання найбільшого поширення набули радіальні, магістральні та змішані схеми [13]. Дані схеми відрізняються між собою за показниками надійності, економічності, гнучкості та ін., і застосування кожної з них обумовлюється, в першу чергу, вимогами до електропостачання споживачів.

**Радіальні схеми** – це схеми, в яких електроенергія від джерела живлення (ГЗП або ЦРП) до цехових ТП та високовольтних споживачів (номінальною напругою вище 1 кВ) передається окремою лінією електропередачі (КЛ або ПЛ) (рис. 3.5.2).

Як показано на рис. 3.5.2, для двотрансформаторної ТП живлення кожного з трансформаторів слід здійснювати від різних секцій шин ГЗП або ЦРП окремими лініями. При цьому, кожна лінія і трансформатор ТП повинні бути розраховані на забезпечення живлення усього навантаження 1-ї та основних навантажень 2-ї категорії даної ТП у післяаварійному режимі (наприклад у випадку пошкодження однієї з ліній, що живить ТП).

Аналогічним чином слід передбачити живлення однострансформаторних ТП, які взаємно резервуються (наприклад, резервною кабельною перемичкою на стороні низької напруги).

На цехових ТП передбачається глухе приєднання трансформаторів до ліній, а всі комутаційні апарати та захисне обладнання розташовуються в розподільному пристрої ГЗП або ЦРП. Це значно спрощує конструкцію та зменшує габарити цехових ТП, що має суттєве значення у випадку застосування внутрішньоцехових ТП.

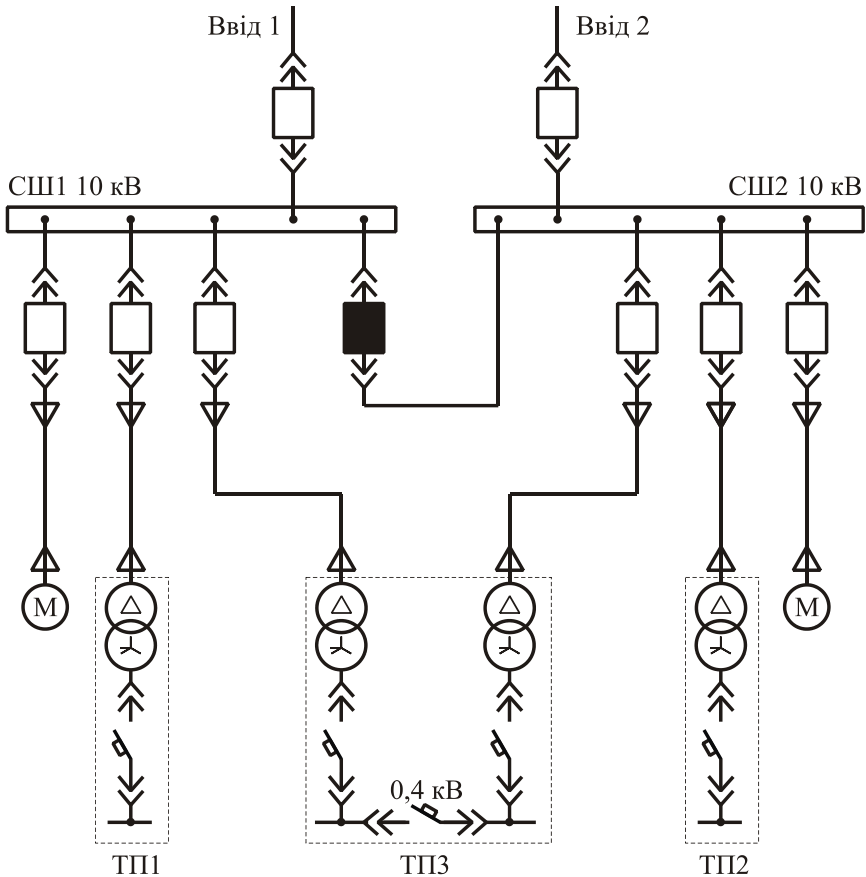


Рис. 3.5.2. Радіальна схема внутрішньозаводського електропостачання

Основною перевагою радіальних схем є висока надійність електропостачання: відключення однієї відхідної лінії не впливає на роботу електроспоживачів, що живляться від інших ліній. Також у випадку застосування радіальної схеми внутрішньозаводського електропостачання спрощується налаштування та підвищується надійність роботи пристроїв релейного захисту.

Основні недоліки радіальних схем:

- більш високі капіталовкладення на будівництво, в порівнянні з магістральними схемами, що пов'язані з необхідністю

використання більшої кількості вимикачів та, як правило, більшою протяжністю ліній;

- у деяких випадках спостерігається більш високий рівень втрат електроенергії в лініях за рахунок їх більшої протяжності, в порівнянні з іншими типами схем, що, в свою чергу, призводить до зниження економічності системи електропостачання.

Слід зазначити, що у разі значної віддаленості кількох цехових ТП або високовольтних споживачів від джерела живлення (ГЗП або ЦРП) слід розглянути варіант їх електропостачання від окремого РП. За такого підходу зменшується кількість високовольтних вимикачів та протяжність ліній внутрішньозаводської схеми, але, при цьому, дещо знижується надійність електропостачання споживачів, що живляться від цього РП. Доцільність застосування такого варіанту схеми повинна підтверджуватись відповідними техніко-економічними розрахунками.

**Магістральні схеми** – це схеми, в яких цехові ТП приєднуються до магістральної лінії, яка, забезпечує мінімальну відстань від джерела живлення до ТП (рис. 3.5.3).

Як видно з рис. 3.5.3, конструкція цехової ТП у випадку магістральної схема ускладнюється за рахунок наявності вимикача навантаження та високовольтного запобіжника, що необхідний для селективного вимкнення трансформатора у випадку короткого замикання.

Магістральні схеми застосовуються:

- у випадку прямолінійного розташування цехових ТП на території підприємства;
- у випадку необхідності резервування живлення цехових ТП від іншого джерела живлення;
- для групи технологічно пов'язаних об'єктів та ін.

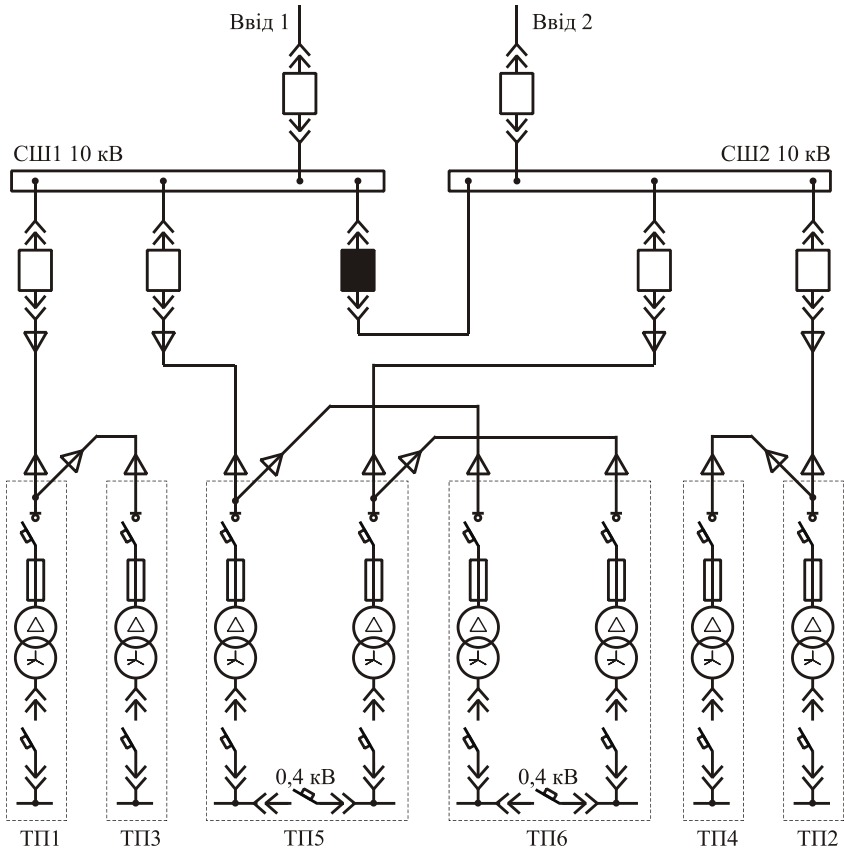


Рис. 3.5.3. Магістральна схема внутрішньозаводського електропостачання

Основними перевагами застосування магістральних схем для внутрішньозаводського електропостачання є наступні:

- їх більш низька вартість, в порівнянні з радіальними схемами, за рахунок меншої кількості вимикачів та меншої протяжності ліній;

- більш низький рівень втрат електроенергії, в порівнянні з магістральними схемами, за рахунок меншої протяжності ліній.

Основним недоліком магістральних схем є їх відносно низька надійність, в порівнянні з радіальними схемами внутрішньозаводського електропостачання.

**Змішані схеми** – це схеми внутрішньозаводського електропостачання, які поєднують в собі магістральні та радіальні схеми: частина цехових ТП та високовольтних електроприймачів живиться за радіальною схемою, а інша частина – за магістральною. Такий підхід до побудови системи внутрішньозаводського електропостачання дозволяє в найбільш повній мірі використати переваги обох зазначених видів схем. В сучасній практиці проектування такі схеми набули найбільшого розповсюдження.

Вибір типу схеми внутрішньозаводського електропостачання повинен здійснюватись на основі результатів їх техніко-економічного порівняння. Методика техніко-економічних розрахунків для схем внутрішньозаводського електропостачання є аналогічною описаній в п. 3.5.1 для схем зовнішнього електропостачання.

В процесі виконання випускної кваліфікаційної роботи не вимагається проводити розрахунок з техніко-економічного порівняння схем внутрішнього електропостачання підприємства. Проте вибір тієї чи іншої схеми повинен проводитись із урахуванням переваг та недоліків кожної з них, і не суперечити здоровому глузду.

### **3.6. Режими реактивної потужності системи електропостачання**

Значна частина промислових електроприймачів у процесі роботи споживає із мережі не тільки активну потужність, а і реактивну. Передача реактивної потужності по лініях і через трансформатори не вигідна, так як це знижує ККД системи електропередачі та якість електропостачання по наступним причинам:

- збільшення втрат активної потужності в лініях, трансформаторах, генераторах, пов'язаних із протіканням реактивних струмів;
- зниження пропускної здібності елементів мережі, зниження рівнів напруги у споживачів.

При проектуванні, компенсуючи пристрої обирають одночасно зі всіма елементами системи електропостачання, враховуючи зниження струмів, що протікають по мережі, за рахунок використання засобів компенсації.

На першому (самому високому) рівні для електричної мережі енергосистеми розраховується економічно обґрунтоване значення реактивної потужності  $Q_e$ , яка може бути передана із енергосистеми підприємству, а також сумарна потужність компенсуючих пристроїв (КП), що підлягають встановленню в системі електропостачання підприємства.

На другому рівні електричної мережі споживача, включаючи шини 0,4 кВ ТП, вирішується задача оптимального розміщення КП, що встановлюються на шинах цехових ТП і розподільчих пристроїв.

Вибір типу, потужності, місця розташування і режиму роботи КП повинен забезпечувати найбільшу економічність при дотриманні допустимих режимів напруги в живлячих і розподільчих мережах і допустимих струмових навантажень у всіх елементах мережі.

КП сумарною потужністю  $Q_{\text{кп}}$  можуть бути встановлені як в мережі 0,4 так і в мережі 10 кВ. Оптимальне розподілення потужності КП по мережах 0,4 кВ і 10 кВ визначається питомою вартістю КП високої та низької напруги, витратами на встановлення комутаційного обладнання і додаткових трансформаторів КТП, вартістю втрат енергії.

**3.6.1. Розрахунок балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах.** Сумарна потужність компенсуючих пристроїв, які належать установці в системі електропостачання визначається таким чином:

$$Q_{\text{кп}} = Q_p - Q_e, \quad (3.6.1)$$

де  $Q_p$  – розрахункове реактивне навантаження в максимальному режимі;

$Q_e$  – економічно обґрунтована реактивна потужність системи, яка за технічними вимогами може бути передана споживачу в режимі найбільших активних навантажень.

Реактивна потужність  $Q_e$  знаходиться за виразом:

$$Q_e = P_p \operatorname{tg} \varphi_c, \quad (3.6.2)$$

де  $P_p$  – розрахункове активне навантаження в максимальному режимі;

$\operatorname{tg} \varphi_c$  – заданий системою рівень компенсації реактивної потужності (при виконанні кваліфікаційної роботи можна прийняти  $\operatorname{tg} \varphi_c = 0,15$ ).

При виборі засобів компенсації вирішальне значення має кількість трансформаторів, що встановлюються. При проектуванні звичайно розглядають варіанти компенсації зі встановленням мінімального  $N = N_0$ , збільшеного на один  $N = N_0 + 1$  і збільшеного на два  $N = N_0 + 2$  числа трансформаторів. Для кожної технологічно концентрованої групи однакових за потужністю трансформаторів мінімально можливе число для живлення максимального навантаження визначається за виразом:

$$N_0 = \frac{P_p}{K_3 S_{\text{ном}}} + \Delta N, \quad (3.6.3)$$

де  $P_p$  – споживання активної потужності в мережі напругою до 1 кВ;

$K_3$  – коефіцієнт завантаження трансформаторів;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність одного трансформатора;

$\Delta N$  – добавка до найближчого більшого цілого числа.

Найбільша реактивна потужність, котра може бути передана із мережі 10 кВ в мережу до 1000 В при встановленні  $N_t$  трансформаторів, визначається за виразом:

$$Q_1 = \sqrt{(N_t K_3 S_{\text{ном}})^2 - P_p^2}. \quad (3.6.4)$$



При наявності в мережі синхронних двигунів і використанні їх як джерела реактивної енергії формула (3.6.1) набуває вигляду:

$$Q_{\text{кп}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{с}} - Q_{\text{сд}} , \quad (3.6.5)$$

де  $Q_{\text{сд}}$  – реактивна потужність, що генерується СД:

$$Q_{\text{сд}} = P_{\text{сд}} \beta_{\text{сд}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{ном}} , \quad (3.6.6)$$

де  $P_{\text{сд}}$  – номінальна активна потужність синхронного двигуна;  
 $\beta_{\text{сд}}$  – коефіцієнт завантаження СД по активній потужності.

Якщо  $\beta_{\text{сд}} < 1$ , то в першу чергу, необхідно розглядати варіант отримання додаткової реактивної потужності від СД. Економічно доцільно повністю використовувати реактивну потужність, яка є в наявності:

$$Q_{\text{сд}} = \alpha_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{сдном}}^2 + Q_{\text{сдном}}^2} , \quad (3.6.7)$$

де  $\alpha_{\text{м}}$  – коефіцієнт припустимого перевантаження СД, який залежить від його навантаження по номінальній активній потужності.

Потужність КП, які встановлюються в мережі до 1000 В визначається із умови балансу реактивної потужності на шинах ТП:

$$Q_{\text{кн}} = Q_{\text{н}} - Q_{\text{л}} , \quad (3.6.8)$$

де  $Q_{\text{н}}$  – розрахункове реактивне навантаження на шинах ТП.

Потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ, визначається за виразом:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{с}} . \quad (3.6.9)$$

Зазвичай, розрахунок з вибору потужності високовольтних та низьковольтних КП проводять для кількох варіантів з різною кількістю трансформаторів ( $N_T = N_0$ ,  $N_T = N_0 + 1$ ,  $N_T = N_0 + 2$ ).

Нижче наведено приклад розрахунку балансу реактивної потужності та вибір компенсуючих пристроїв в високовольтних та низьковольтних мережах.

В якості вихідних даних було використано результати розрахунку числових прикладів з попередніх параграфів навчального посібника:

- сумарне низьковольтне активне навантаження:  $P_H = 14091$  кВт;

- сумарне низьковольтне реактивне навантаження:  $Q_H = 10477$  квар;

- сумарні активні втрати в цехових ТП:  $\Delta P_T = 153,03$  кВт;

- сумарні реактивні втрати в цехових ТП:  $\Delta Q_T = 806,86$  квар.

Номінальна реактивна потужність синхронного двигуна:

$$Q_{\text{ном}} = P_{\text{ном}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{сд}} = 1200 \cdot 0,484 = 580,8 \text{ квар.}$$

Розрахункова активна потужність СД:

$$P_{\text{сд}} = N_{\text{сд}} P_{\text{ном}} K_B = 2 \cdot 1200 \cdot 0,7 = 1680 \text{ кВт}$$

Номінальна реактивна потужність, що генерується СД:

$$Q_{\text{сд}} = P_{\text{сд}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{сд}} = 1680 \cdot 0,484 = 813,12 \text{ квар.}$$

Максимальна реактивна потужність, що генерується СД:

$$Q_{\text{max сд}} = \frac{\alpha_M P_{\text{сд}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{сд}}}{\eta} = \frac{1,21 \cdot 1680 \cdot 0,484}{0,9} = 1093,19 \text{ квар.}$$

Сумарне споживання активної потужності:

$$P_p = P_H + \Delta P_T + P_{\text{сд}} = 14091 + 154,03 + 1680 = 15925,03 \text{ кВт.}$$

Сумарне споживання реактивної потужності:

$$Q_p = Q_n + \Delta Q_T - Q_{CD} = 10477 + 806,86 - 1093,19 = 10190,67 \text{ квар.}$$

Реактивна потужність, що споживається від системи:

$$Q_e = P_p \operatorname{tg} \varphi_c = 15925,03 \cdot 0,15 = 2388,75 \text{ квар.}$$

Потужність компенсуючих пристроїв:

$$Q_{\text{кп}} = Q_p - Q_e = 10470,74 - 2388,75 = 8081,99 \text{ квар.}$$

Мінімальна кількість трансформаторів:

$$N_0 = \frac{P_n}{K_3 S_{\text{ном}}} = \frac{14091}{0,7 \cdot 1000} = 20,13 \approx 21 \text{ шт.}$$

Для вибору оптимального значення потужності високовольтних та низьковольтних компенсуючих пристроїв необхідно провести відповідні розрахунки для трьох варіантів з різною кількістю цехових трансформаторів:  $N_T = N_0$ ,  $N_T = N_0 + 1$ ,  $N_T = N_0 + 2$ .

**Варіант 1.** Кількість цехових трансформаторів  $N = N_0 = 21$  шт.

Реактивна потужність, що може бути передана із мережі 10 кВ в мережу 0,4 кВ:

$$Q_1 = \sqrt{(N_T K_3 S_{\text{ном}})^2 - P_n^2} = \sqrt{(21 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - 14091^2} = 4187,33 \text{ квар.}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі до 1 кВ:

$$Q_{\text{кп}} = Q_n - Q_1 = 10477 - 4187,33 = 6289,67 \text{ квар.}$$

Потужність КП, що встановлюються в мережі 10 кВ:

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{кн}} - Q_{\text{с}} = 10190,67 - 6289,67 - 2388,75 = 1512,25 \text{ квар.}$$

Розрахунок потужності КП для варіантів з кількістю трансформаторів  $N_{\text{т}} = N_0 + 1$ ,  $N_{\text{т}} = N_0 + 2$  виконується аналогічно. Результати розрахунку наведено в табл. 3.6.1.

Таблиця 3.6.1. Результати розрахунку потужності компенсуючих пристроїв

№ варіанту	Кількість тр-торів	$Q_1$ , квар	$Q_{\text{кн}}$ , кВАр	$Q_{\text{кв}}$ , квар
1	21	4187,33	6289,67	1512,25
2	22	6213,19	4263,81	3538,11
3	23	7788,05	2688,95	5112,97

**3.6.2. Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв.** Вибір кількості, потужності та місця розташування компенсуючих пристроїв проводиться на підставі техніко-економічного порівняння варіантів. Критерієм економічності є мінімум приведених витрат.

Приведені витрати на компенсацію реактивної потужності визначаються за формулою:

$$Z = E_{\text{н}} (K_{\text{кн}} + K_{\text{кв}} + K_{\text{тп}}) + c_0 \tau (\Delta P_{\text{кн}} + \Delta P_{\text{кв}} + \Delta P_{\text{тп}} + \Delta P_{\text{сд}}), \quad (3.6.10)$$

де  $E_{\text{н}}$  – нормативний коефіцієнт капіталовкладень,  $E_{\text{н}} = 0,12$ ;

$K_{\text{кн}}$ ,  $K_{\text{кв}}$ ,  $K_{\text{тп}}$  – вартість відповідно низьковольтних, високовольтних конденсаторних установок та цехових ТП;

$\Delta P_{\text{кн}}$ ,  $\Delta P_{\text{кв}}$ ,  $\Delta P_{\text{тп}}$  – втрати активної потужності відповідно у низьковольтних, високовольтних конденсаторних установках та в цехових ТП;

$c_0$  – діючий тариф на електроенергію;

$\tau$  – час максимальних втрат.

Втрати активної потужності у конденсаторних установках визначаються за формулою:

$$\Delta P_{\text{кп}} = P_{\text{пит}}^{\text{кп}} Q_{\text{кп}}, \quad (3.6.11)$$

де  $P_{\text{пит}}^{\text{кп}}$  – питомі втрати активної потужності в конденсаторах ( $P_{\text{пит}}^{\text{кп}} = 4,5$  кВт/Мвар,  $P_{\text{пит}}^{\text{кв}} = 3$  кВт/Мвар);

$Q_{\text{кп}}$  – сумарна потужність вибраних батарей конденсаторів.

Втрати активної потужності в ТП, що викликані передачею реактивної потужності, визначаються наступним чином:

$$\Delta P_{\text{тп}} = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3}, \quad (3.6.12)$$

де  $R_{\text{екв}}$  – еквівалентний активний опір цехових ТП:

$$R_{\text{екв}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{ном}}^2}{N_{\text{т}} S_{\text{ном.т}}^2} \cdot 10^3. \quad (3.6.13)$$

Витрати на генерацію реактивної потужності СД визначаються за виразом:

$$Z_{\text{сд}} = Z_0 + Z_1 Q_{\text{максд}} + Z_2 Q_{\text{максд}}^2, \quad (3.6.14)$$

де  $Z_0$  – витрати, що не залежать від потужності, що генерується СД;

$$Z_0 = E_{\text{р}} K_{\text{р}} N_{\text{сд}}, \quad (3.6.15)$$

де  $K_{\text{р}}$  – вартість регулятора;

$E_{\text{р}}$  – сумарні щорічні відрахування на регулятор;

$N_{\text{сд}}$  – кількість СД.

Питомі витрати  $З_1$  на 1 МВар потужності, що генерується СД, визначаються за формулою:

$$З_1 = c_0 \left( \frac{D_1}{Q_{\text{ном сд}}} + 2 \frac{D_2 Q_{\text{мах сд}}}{Q_{\text{ном сд}}^2 N_T} \right), \quad (3.6.16)$$

де  $D_1$ ,  $D_2$  – постійні величини, котрі залежать від технічних параметрів двигуна.

Питомі витрати  $З_2$  на 1 МВар<sup>2</sup> потужності, що генерується СД, визначаються за формулою:

$$З_2 = c_0 \frac{D_2}{Q_{\text{ном сд}}^2 N_{\text{сд}}}. \quad (3.6.17)$$

Результати розрахунків потужності високовольтних та низьковольтних батарей статичних конденсаторів для варіантів з кількістю трансформаторів  $N_T = N_0$ ,  $N_T = N_0 + 1$ ,  $N_T = N_0 + 2$  наведені в табл. 3.6.2 – 3.6.4.

Таблиця 3.6.2. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів  $N_T = N_0 = 21$

№ КТП	$N_T$ , шт.	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$Q_{пр}$ , кВАр	$Q_{кп}$ , кВАр	К-сть та потужн. БК, шт. · квар	Сума $Q_{БК}$ , квар	$Q_{кп} - Q_{БК}$ , кВА р	$K_3$	$S_p$ , кВА
ТП1,2	3	1944	974	792	182	3х67	201	-18,5	0,7	2093
ТП3,4	4	2760	1299	467	831	3х200; 1х225	825	6,5	0,7	2801
ТП5,6	4	2634	2903	948	1955	4х150; 4х335	1940	15,17	0,7	2805
ТП7	2	1317	1162	472	690	2х337,5	675	15,15	0,7	1405
ТП8	2	1325	874	450	423	1х200; 1х225	425	-1,19	0,7	1399
ТП9	2	1333	1428	426	1002	2х200; 2х300	1000	2,39	0,7	1400
ТП10	1	701	758	0	758	1х166; 2х300	766	-7,13	0,7	701
ТП11	2	1424	1182	0	1182	4х300	1200	-17,3	0,71	1425
ТП12	1	671	632	199	433	1х133; 1х300	433	0,65	0,7	700

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ  $Q_{кн} = 7465$  квар. Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ  $Q_{кв} = 2 \times 450 = 900$  квар.

Таблиця 3.6.3. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів  $N_T = N_0 + 1 = 22$

№ КТП	$N_T$ , шт.	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$Q_{пр}$ , кВАр	$Q_{кп}$ , кВАр	К-сть та потужн. БК, шт. квар	Сума $Q_{БК}$ , квар	$Q_{кп} - Q_{БК}$ , кВА	$K_3$	$S_p$ , кВА
ТП1,2	3	1944	974	792	182	3·67	201	-18,5	0,7	2093
ТП3,4	4	2760	1299	467	831	3·200; 1·225	825	6,5	0,7	2801
ТП5,6	5	2634	2903	2304	599	5·112,5	562,5	36,74	0,7	3524
ТП7	2	1317	1162	472	690	2·337,5	675	15,15	0,7	1405
ТП8	2	1325	874	450	423	1·200; 1·225	425	-1,19	0,7	1399
ТП9	2	1333	1428	426	1002	2·200; 2·300	1000	2,39	0,7	1400
ТП10	1	701	758	0	758	1·166; 2·300	766	-7,13	0,7	701
ТП11	2	1424	1182	0	1182	4·300	1200	-17,3	0,71	1425
ТП12	1	671	632	199	433	1·133; 1·300	433	0,65	0,7	700

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ  $Q_{кн} = 6087,5$  квар.  
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ  $Q_{кв} = 2 \times 900 = 1800$  квар.

Таблиця 3.6.4. Вибір типу та потужності БК при кількості трансформаторів  $N_T = N_0 + 2 = 23$

№ КТП	$N_T$ , шт.	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , кВАр	$Q_{пр}$ , кВАр	$Q_{кп}$ , кВАр	К-сть та потужн. БК, шт. квар	Сума $Q_{БК}$ , квар	$Q_{кп} - Q_{БК}$ , кВАр	$K_3$	$S_p$ , кВА
ТП1,2	3	1944	974	792	182	3·67	201	-18,5	0,7	2093
ТП3,4	4	2760	1299	467	831	3·200; 1·225	825	6,5	0,7	2801
ТП5,6	5	2634	2903	2304	599	5·112,5	562,5	36,74	0,7	3524
ТП7	2	1317	1162	472	690	2·337,5	675	15,15	0,7	1405
ТП8	2	1325	874	450	423	1·200; 1·225	425	-1,19	0,7	1399
ТП9	3	1333	1428	1622	0	—	0	0	0,65	1954
ТП10	1	701	758	0	758	1·166; 2·300	766	-7,13	0,7	701
ТП11	2	1424	1182	0	1182	4·300	1200	-17,3	0,71	1425
ТП12	1	671	632	199	433	1·133; 1·300	433	0,65	0,7	700

Сумарна потужність БК на стороні 0,4 кВ  $Q_{кн} = 5087,5$  квар.  
Кількість та потужність БК на стороні 10 кВ  $Q_{кв} = 2 \times 1350 = 2700$  квар.

Проведемо розрахунок приведених витрат на компенсацію реактивної потужності для варіантів з кількістю трансформаторів  $N_T = N_0$ ,  $N_T = N_0 + 1$ ,  $N_T = N_0 + 2$ .

**Варіант 1.** Кількість трансформаторів  $N_T = N_0 = 21$  шт.  
Втрати активної потужності в низьковольтних КП:

$$\Delta P_{\text{кн}} = P_{\text{пит}}^{\text{кн}} Q_{\text{кн}} = 0,0045 \cdot 7465 = 33,59 \text{ кВт.}$$

Втрати активної потужності в високовольтних КП:

$$\Delta P_{\text{кв}} = P_{\text{пит}}^{\text{кв}} Q_{\text{кв}} = 0,003 \cdot 900 = 2,7 \text{ кВт.}$$

Втрати активної потужності в ТП, що викликані передачею реактивної потужності:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{тп}} &= \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{екв}} \cdot 10^{-3} = \frac{14091^2 + 4187,33^2}{10^2} \cdot 0,04 \cdot 10^{-3} = \\ &= 86,44 \text{ кВт,} \end{aligned}$$

де  $R_{\text{екв}}$  – еквівалентний активний опір цехових ТП:

$$R_{\text{екв}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{ном}}^2}{N_T S_{\text{ном.т}}^2} \cdot 10^3 = \frac{8,6 \cdot 10^2}{21 \cdot 1000^2} \cdot 10^3 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Втрати активної потужності в СД:

$$\Delta P_{\text{сд}} = Q_{\text{мах сд}} \left( \frac{D_1}{Q_{\text{ном сд}}} + \frac{2D_2 Q_{\text{мах сд}}}{Q_{\text{ном сд}}^2 N_{\text{сд}}} \right) + Q_{\text{мах сд}}^2 \frac{D_2}{Q_{\text{ном сд}}^2 N_{\text{сд}}} =$$



$$= 1093,13 \cdot \left( \frac{0,85}{580,8} + \frac{2 \cdot 0,75 \cdot 1093,19}{580,8^2 \cdot 2} \right) + 1093,13^2 \cdot \frac{0,75}{580,8^2 \cdot 2} =$$

$$= 5,59 \text{ кВт.}$$

Вартість КП на стороні 0,4 кВ:

$$K_{\text{кн}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{кн}i} K_{\text{кн}i} = 3 \cdot 3,53 + 1 \cdot 4,1 + 4 \cdot 4,71 + 1 \cdot 4,75 + 6 \cdot 5,32 +$$

$$+ 2 \cdot 5,53 + 9 \cdot 6,71 + 4 \cdot 7,16 + 2 \cdot 7,29 = 184,87 \text{ тис.грн.}$$

Вартість КП на стороні 10 кВ:

$$K_{\text{кв}} = \sum_{i=1}^n N_{\text{кв}i} K_{\text{кв}i} = 2 \cdot 10,07 = 20,14 \text{ тис.грн.}$$

Вартість цехових ТП:

$$K_{\text{тп}} = N_{\text{тп}(2)} K_{\text{тп}(2)} + N_{\text{тп}(1)} K_{\text{тп}(1)} = 9 \cdot 638 + 3 \cdot 337,5 = 6754,5 \text{ тис. грн.}$$

Приведені витрати на компенсацію реактивної потужності для варіанту з кількістю трансформаторів  $N_{\text{т}} = N_0 = 21$  шт.:

$$3 = E_{\text{н}} (K_{\text{кн}} + K_{\text{кв}} + K_{\text{тп}}) + c_0 \tau (\Delta P_{\text{кн}} + \Delta P_{\text{кв}} + \Delta P_{\text{тп}} + \Delta P_{\text{сд}}) =$$

$$= 0,12 \cdot (184,87 + 20,14 + 6754,5) + 1,9314 \cdot 3240 \cdot (33,59 +$$

$$+ 2,7 + 86,44 + 5,59) \cdot 10^{-3} = 1638,13 \text{ тис.грн.}$$

Розрахунок приведених витрат на компенсацію реактивної потужності для варіантів з кількістю трансформаторів  $N_{\text{т}} = N_0 + 1 = 22$  шт.,  $N_{\text{т}} = N_0 + 2 = 23$  шт. проводиться аналогічно.

Результати розрахунків зведено до табл. 3.6.5.

Таблиця 3.6.5. Результати розрахунків приведених витрат на компенсацію реактивної потужності для варіантів з кількістю трансформаторів  $N_T = N_0$ ,  $N_T = N_0 + 1$ ,  $N_T = N_0 + 2$

№ вар.	$Q_{\text{кн}}$ , кВАр	$\Delta P_{\text{кн}}$ , кВт	$Q_{\text{кв}}$ , кВАр	$\Delta P_{\text{кв}}$ , кВт	$N_{\text{тр}}$ , шт.	$R_{\text{екв}}$ , Ом	$S_{\text{пр}}$ , кВА	$\Delta P_{\text{тп}}$ , кВт	$K_{\text{кн}}$ , тис. грн.	$K_{\text{кв}}$ , тис. грн.	$K_{\text{тп}}$ , тис. грн.	$З$ , тис. грн.
1	7465	33,6	900	2,7	21	0,04	14700	86,44	184,87	20,14	6754,5	1638
2	6088	27,4	1800	5,4	22	0,04	15400	94,86	156,89	30,68	7092	1707
3	5088	22,9	2700	8,1	23	0,04	16100	103,7	132,83	42,54	7429,5	1790

Як видно з результатів розрахунку, приведені витрати на варіант з мінімальним числом трансформаторів  $N_T = N_0$  виявились найменшими. Тому саме його і слід обрати, як оптимальний.

Після визначення кількості та потужності низьковольтних та високовольтних компенсуючих пристроїв необхідно провести уточнюючий розрахунок електричних навантажень в мережі вище 1 кВ. Цей розрахунок електричних навантажень, що враховує реальну кількість та стандартні номінальні потужності пристроїв компенсації реактивної потужності можливо провести в програмі «Навантаження 1.0». В якості прикладу, в табл. 3.6.6 наведено результати такого розрахунку.

Таблиця 3.6.6. Розрахунок силових електричних навантажень напругою вище 1 кВ (з КП)

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
ТП 1,2															
Ливарний цех чорних металів															
сілове:	120	20	100	2800	5	0,6	0,9	0,48	1680	813,66	56	1,1	1858,81	813,66	2029,09
освітлювальне:									43,2				49,25	23,84	
Всього:									1723,2	813,66			1908,06	837,5	2083,77
Територія заводу															
освітлювальне:									14,13				15,83	27,42	
Всього:									14,13	0			15,83	27,42	31,66
Всього по ТП 1,2:															
сілове:	120	20	100	2800	5	0,6	0,9	0,48	1680	813,66	56	1,1	1858,81	813,66	2029,09
освітлювальне:									57,33				65,08	51,26	
БК 0,4 кВ										-201				-201	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 1,2:									1737,33	612,66			1923,89	663,92	2035,23
Втрати в трансформаторах:													22,54	117,94	
Кількість трансформаторів: 3															
Номинальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: Kз = 0,68															
Всього на шинах 10 кВ ТП 1,2:													1946,43	781,86	2097,59
ТП 3,4															
Ливарний цех кольорових металів															
сілове:	80	15	250	4200	16,7	0,55	0,9	0,48	2310	1118,78	34	1,2	2685,06	1118,78	2908,82
освітлювальне:									39,74				45,3	21,93	
Всього:									2349,74	1118,78			2730,36	1140,71	2959,07
Всього по ТП 3,4:															
сілове:	80	15	250	4200	16,7	0,55	0,9	0,48	2310	1118,78	34	1,2	2685,06	1118,78	2908,82
освітлювальне:									39,74				45,3	21,93	

Продовження табл. 3.6.6

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозмісне навантаження		n <sub>эф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
БК 0,4 кВ										-825				-825	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 3,4:									2349,74	293,78			2730,36	315,71	2748,55
Втрати в трансформаторах:													30,57	159,87	
Кількість трансформаторів: 4															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,69															
Всього на шинах 10 кВ ТП 3,4:													2760,93	475,58	2801,6
ТП 5,6															
Цех обробки блоків двигунів															
єдинове:	140	5	50	3750	10	0,6	0,65	1,17	2250	2630,54	140	1,1	2393,82	2630,54	3556,7
освітлювальне:									48,6				55,4	26,81	
Всього:									2298,6	2630,54			2449,22	2657,35	3613,89
Цех обробки деталей двигуна															
єдинове:	30	2	50	480	25	0,2	0,8	0,75	96	72	19	1,6	150,83	72	167,13
освітлювальне:									44,71				50,97	24,67	
Всього:									140,71	72			201,8	96,67	223,76
Всього по ТП 5,6:															
єдинове:	170	2	50	4230	25	0,55	0,66	1,15	2346	2702,54	169	1,1	2499,7	2702,54	3681,33
освітлювальне:									93,31	-1940			106,37	51,48	
БК 0,4 кВ														-1940	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 5,6:									2439,31	762,54			2606,07	814,02	2730,24
Втрати в трансформаторах:													30,3	158,5	
Кількість трансформаторів: 4															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,68															
Всього на шинах 10 кВ ТП 5,6:													2636,37	972,52	2810,02

Продовження табл. 3.6.6

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозмісне навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
ТП 7															
Збиральний цех															
співове:	100	10	120	2300	12	0,45	0,7	1,02	1035	1055,91	38	1,2	1238,33	1055,91	1627,39
освітлювальне:									57,37				65,4	31,65	
Всього:									1092,37	1055,91			1303,73	1087,56	1697,79
Всього по ТП 7:															
співове:	100	10	120	2300	12	0,45	0,7	1,02	1035	1055,91	38	1,2	1238,33	1055,91	1627,39
освітлювальне:									57,37				65,4	31,65	
БК 0,4 кВ										-675				-675	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 7:									1092,37	380,91			1303,73	412,56	1367,45
Втрати в трансформаторах:													15,18	79,42	
Кількість трансформаторів: 2															
Номинальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: Kз = 0,68															
Всього на шинах 10 кВ ТП 7:													1318,91	491,98	1407,69
ТП 8															
Штампувальний цех корпусу літака															
співове:	50	8	160	2800	20	0,37	0,8	0,75	1036	777	35	1,3	1295,16	777	1510,35
освітлювальне:									37,26				42,48	20,56	
Всього:									1073,26	777			1337,64	797,56	1557,36
Всього по ТП 8:															
співове:	50	8	160	2800	20	0,37	0,8	0,75	1036	777	35	1,3	1295,16	777	1510,35
освітлювальне:									37,26				42,48	20,56	
БК 0,4 кВ										-425				-425	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 8:									1073,26	352			1337,64	372,56	1388,55
Втрати в трансформаторах:													15,5	81,02	

Продовження табл. 3.6.6

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозміне навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
Кількість трансформаторів: 2															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,69															
Всього на шинах 10 кВ ТП 8:													1353,14	453,58	1427,14
ТП 9															
Штампувальний цех деталей літака															
силове:	40	15	170	2760	11,3	0,36	0,6	1,33	993,6	1324,8	32	1,3	1261,66	1324,8	1829,45
освітлювальне:									50,4				57,46	27,81	
Всього:									1044	1324,8			1319,12	1352,61	1889,35
Всього по ТП 9:															
силове:	40	15	170	2760	11,3	0,36	0,6	1,33	993,6	1324,8	32	1,3	1261,66	1324,8	1829,45
освітлювальне:									50,4				57,46	27,81	
БК 0,4 кВ										-1000				-1000	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 9:									1044	324,8			1319,12	352,61	1365,43
Втрати в трансформаторах:													15,15	79,27	
Кількість трансформаторів: 2															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,68															
Всього на шинах 10 кВ ТП 9:													1334,27	431,88	1402,43
ТП 10															
Інструментальний цех															
силове:	134	1,3	106	1777	81,5	0,27	0,57	1,44	479,79	691,61	34	1,3	638,09	691,61	941
освітлювальне:									48,6				55,4	26,81	
Всього:									528,39	691,61			693,49	718,42	998,53
Всього по ТП 10:															
силове:	134	1,3	106	1777	81,5	0,27	0,57	1,44	479,79	691,61	34	1,3	638,09	691,61	941

Продовження табл. 3.6.6

Назва групи споживачів	К-сть ЕС	Р одн., кВт		Р сум.	m	K <sub>в</sub>	cosφ	tgφ	Середньозмінене навантаження		n <sub>сф</sub>	K <sub>м</sub>	Розрахункове навантаження		
		min	max						P <sub>зм</sub> , кВт	Q <sub>зм</sub> , квар			P <sub>рп</sub> , кВт	Q <sub>рп</sub> , квар	S <sub>рп</sub> , кВА
освітлювальні:									48,6				55,4	26,81	
БК 0,4 кВ										-766				-766	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 10:									528,39	-74,39			693,49	-47,58	695,12
Втрати в трансформаторах:													7,77	40,58	
Кількість трансформаторів: 1															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,7															
Всього на шинах 10 кВ ТП 10:													701,26	-7	701,29
ТП 11															
Загальний збиральний цех															
силове:	100	2	165	3210	82,5	0,32	0,7	1,02	1027,2	1047,95	39	1,3	1301,36	1047,95	1670,85
освітлювальні:									94,5				107,73	52,14	
Всього:									1121,7	1047,95			1409,09	1100,09	1787,66
Всього по ТП 11:															
силове:	100	2	165	3210	82,5	0,32	0,7	1,02	1027,2	1047,95	39	1,3	1301,36	1047,95	1670,85
освітлювальні:									94,5				107,73	52,14	
БК 0,4 кВ										-1200				-1200	
Всього на шинах 0,4 кВ ТП 11:									1121,7	-152,05			1409,09	-99,91	1412,63
Втрати в трансформаторах:													15,88	82,88	
Кількість трансформаторів: 2															
Номінальна потужність, кВА: 1000															
Коефіцієнт завантаження: K <sub>з</sub> = 0,71															
Всього на шинах 10 кВ ТП 11:													1424,97	-17,03	1425,07
ТП 12															
Компресорна															
силове:	5	10	40	400	4	0,7	0,6	1,33	280	373,33	5	1,3	368,06	410,66	551,46

Продовження табл. 3.6.6

[illegible]



### **3.6.3. Вибір закону регулювання і системи автоматизованого керування компенсуючих пристроїв.**

Переважна більшість електроприймачів, крім активної потужності, споживають реактивну. Передача реактивної потужності по електричних мережах приводить до додаткових втрат активної потужності та енергії, знижує пропускну здатність елементів системи живлення, погіршує напругу в вузлах живлення. Для поліпшення режимів електроспоживання у вузлах навантаження встановлюються пристрої, які генерують реактивну потужність і тим самим живильні електромережі розвантажуються від реактивної потужності (виконується компенсація реактивних навантажень).

Найбільш поширеним пристроєм для генерації реактивної потужності, що використовується на промислових підприємствах, є батареї статичних конденсаторів (БСК). Режими електроспоживання, в тому числі й режими споживання реактивної потужності, динамічні. З цієї причини генерована реактивна потужність повинна змінюватись в часі (БСК мають бути керованими). Режим і генерація реактивної потужності повинні максимально наближатись до режиму споживання. Повного збігу отримати не вдається, тому що БСК конструктивно виконані таким чином, що мають дискретні ступені для регулювання, а саме управління виконується в дискретні моменти часу.

Для підприємства економічно вигідно забезпечити саме такий закон роботи джерел реактивної потужності. По-перше, покращуються електричні режими в системі електропостачання (зменшаються втрати енергії та потужності, поліпшиться рівень напруги), а, по-друге, знизиться плата за електричну енергію, тому що згідно з діючими тарифами з підприємства береться також плата за реактивну енергію та потужність. Крім того, енергосистема може встановити для підприємства величину для вхідної реактивної потужності в години максимальних та мінімальних навантажень в енергосистемі і за порушення цієї вимоги з підприємства стягується штраф.

Управління потужністю БСК виконується в функції таких параметрів:

- за часом доби, якщо для всіх підрозділів і підприємства в цілому характерний стабільний графік реактивних навантажень;
- за напругою, коли необхідно зменшити відхилення рівня напруги від оптимального значення;
- за кутом зсуву між векторами струму і напруги або за реактивною потужністю для регулювання графіка реактивних навантажень;
- за декількома параметрами (наприклад, за реактивною потужністю, напругою та часом доби).

Існує ряд способів управління потужністю БСК: автоматичне, автоматизоване, ручне або диспетчерське з використанням засобів телемеханіки. Автоматичне широко застосовується насамперед на ТП або РП, де відсутній оперативний персонал, і виконується за допомогою автоматичних пристроїв, які виготовляються промисловістю досить широкої номенклатури. Мета оптимального управління БСК полягає в тому, щоб зменшити споживання реактивної енергії та потужності промисловим підприємством. Реактивна потужність підприємства, для обчислення відповідної складової оплати за електроенергію, фіксується для певного моменту часу. Технічна реалізація розв'язку задачі оптимального управління для цього ж моменту забезпечує мінімальне значення реактивної потужності для підприємства. Таким чином, маємо повне забезпечення поставленої мети.

Графік реактивної потужності  $Q(t)$  підприємства формується з відповідних графіків ТП, яких на підприємстві може бути значна кількість. В загальному випадку на графік можна безпосередньо вплинути за допомогою БСК 10 кВ, які встановлені на ГЗП (ЦРП) підприємства, або посередньо (шляхом впливу на графік реактивної потужності в вузлах навантаження) за допомогою установок 0,4 кВ, розміщених на ТП.

В якості прикладу в таблиці 3.6.7 та на рисунках 3.6.1 – 3.6.4 наведено результати розрахунків з регулювання КП.

Розрахункова активна потужність по заводу  
Розрахункова реактивна потужність по заводу без КП  
Сумарна потужність КП на стороні 0,4 кВ  
Сумарна потужність КП на стороні 10 кВ  
Потужність КП встановлених на АД  
Потужність КП встановлених пічах  
Реактивна потужність, що генерується СД

Рр = 14 766      кВт  
Qр = 11 249      квар  
Qкн = 7 465      квар  
Qкв = 900      квар  
Qкп.дв. = 0      квар  
Qкп.під. = 0      квар  
Qпак.сд = 814      квар

Час	%		Зима		Літо		%		Зима		Літо	
	Рр, %	вихідний	робочий	Рзв	Рзр	робочий	Рлв	Рлр	робочий	Рзв	Рлв	робочий
1	45	38	5611	6645	5648	42	4769	5648	4725	6749	4016	5737
2	45	38	5611	6645	5648	42	4769	5648	4725	6749	4016	5737
3	45	38	5611	6645	5648	42	4769	5648	4725	6749	4016	5737
4	45	38	5611	6645	5648	42	4769	5648	4725	6749	4016	5737
5	50	38	5611	7383	6276	45	4769	6276	5062	6749	4303	5737
6	50	38	5611	7383	6276	45	4769	6276	5062	6749	4303	5737
7	80	38	5611	11813	10041	65	4769	10041	7312	6749	6215	5737
8	90	38	5611	13289	11296	75	4769	11296	8437	6749	7171	5737
9	100	27	3987	14766	12551	100	3389	12551	11249	5625	9562	4781
10	100	27	3987	14766	12551	100	3389	12551	11249	5625	9562	4781
11	90	27	3987	13289	11296	75	3389	11296	8437	5625	7171	4781
12	80	27	3987	11813	10041	65	3389	10041	7312	5625	6215	4781
13	90	27	3987	13289	11296	75	3389	11296	8437	5625	7171	4781
14	90	27	3987	13289	11296	75	3389	11296	8437	5625	7171	4781
15	100	27	3987	14766	12551	100	3389	12551	8999	5625	7649	4781
16	100	27	3987	14766	12551	100	3389	12551	8999	5625	7649	4781
17	90	27	3987	13289	11296	75	3389	11296	8437	5625	7171	4781
18	80	38	5611	11813	10041	65	4769	10041	7312	6749	6215	5737
19	60	38	5611	8860	7531	50	4769	7531	5625	6749	4781	5737
20	60	38	5611	8860	7531	50	4769	7531	5625	6749	4781	5737
21	50	38	5611	7383	6276	45	4769	6276	5062	6749	4303	5737
22	50	38	5611	7383	6276	45	4769	6276	5062	6749	4303	5737
23	50	38	5611	7383	6276	45	4769	6276	5062	6749	4303	5737
24	45	38	5611	6645	5648	42	4769	5648	4725	6749	4016	5737
Енергія за добу, кВт-год:			248 807	120 048	211 486	102 040	164 798	151 862	140 078	129 082		

Примітка: активні потужності наведені в кіловаттах, реактивні в ківарах.

Таблиця 3.6.7. Графік роботи компенсуючих пристроїв

Час	З і м а										в и х і д н а Д о б а									
	р о б о ч а Д о б а					в и х і д н а Д о б а					р о б о ч а Д о б а					в и х і д н а Д о б а				
	Сен	Окт	Опд	Опд	Опд	Сен	Окт	Опд	Опд	Опд	Сен	Окт	Опд	Опд	Опд	Сен	Окт	Опд	Опд	Опд
1	3 000	900	0	0	814	4 714	11	0,002	11	0,002	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
2	3 000	900	0	0	814	4 714	11	0,002	11	0,002	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
3	3 000	900	0	0	814	4 714	11	0,002	11	0,002	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
4	3 000	900	0	0	814	4 714	11	0,002	11	0,002	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
5	3 340	900	0	0	814	5 054	8	0,001	8	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
6	3 340	900	0	0	814	5 054	8	0,001	8	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
7	5 590	900	0	0	814	7 304	8	0,001	8	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
8	6 720	900	0	0	814	8 434	3	0,000	3	0,000	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
9	7 465	900	0	0	814	9 179	2 070	0,140	2 070	0,140	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
10	7 465	900	0	0	814	9 179	2 070	0,140	2 070	0,140	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
11	6 720	900	0	0	814	8 434	3	0,000	3	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
12	5 590	900	0	0	814	7 304	8	0,001	8	0,001	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
13	6 720	900	0	0	814	8 434	3	0,000	3	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
14	6 720	900	0	0	814	8 434	3	0,000	3	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
15	7 280	900	0	0	814	8 994	5	0,000	5	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
16	7 280	900	0	0	814	8 994	5	0,000	5	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
17	6 720	900	0	0	814	8 434	3	0,000	3	0,000	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,002		
18	5 590	900	0	0	814	7 304	8	0,001	8	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
19	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,001	11	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
20	3 900	900	0	0	814	5 614	11	0,001	11	0,001	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
21	3 300	900	0	0	814	5 014	48	0,007	48	0,007	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
22	3 300	900	0	0	814	5 014	48	0,007	48	0,007	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
23	3 300	900	0	0	814	5 014	48	0,007	48	0,007	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
24	3 000	900	0	0	814	4 714	11	0,002	11	0,002	5 000	900	0	0	814	6 714	35	0,005		
							4 422	0,0178									625	0,0052		

Продовження таблиці 3.6.7

Час	Л і т о														
	р о б о ч а д о б а					в и х і д н а д о б а									
	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон	Сон
1	2 300	900	0	0	814	4 014	2	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
2	2 300	900	0	0	814	4 014	2	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
3	2 300	900	0	0	814	4 014	2	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
4	2 300	900	0	0	814	4 014	2	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
5	2 580	900	0	0	814	4 294	9	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
6	2 580	900	0	0	814	4 294	9	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
7	4 500	900	0	0	814	6 214	1	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
8	5 450	900	0	0	814	7 164	7	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
9	7 465	900	0	0	814	9 179	383	0,030	3 060	900	0	0	814	4 774	7
10	7 465	900	0	0	814	9 179	383	0,030	3 060	900	0	0	814	4 774	7
11	5 400	900	0	0	814	7 114	57	0,005	3 060	900	0	0	814	4 774	7
12	4 490	900	0	0	814	6 204	11	0,001	3 060	900	0	0	814	4 774	7
13	5 400	900	0	0	814	7 114	57	0,005	3 060	900	0	0	814	4 774	7
14	5 400	900	0	0	814	7 114	57	0,005	3 060	900	0	0	814	4 774	7
15	5 900	900	0	0	814	7 614	35	0,003	3 060	900	0	0	814	4 774	7
16	5 900	900	0	0	814	7 614	35	0,003	3 060	900	0	0	814	4 774	7
17	5 400	900	0	0	814	7 114	57	0,005	3 060	900	0	0	814	4 774	7
18	4 500	900	0	0	814	6 214	1	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
19	3 060	900	0	0	814	4 774	7	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
20	3 060	900	0	0	814	4 774	7	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
21	2 580	900	0	0	814	4 294	9	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
22	2 580	900	0	0	814	4 294	9	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
23	2 580	900	0	0	814	4 294	9	0,001	4 000	900	0	0	814	5 714	23
24	2 300	900	0	0	814	4 014	2	0,000	4 000	900	0	0	814	5 714	23
							1 152	0,0054						406	0,0040

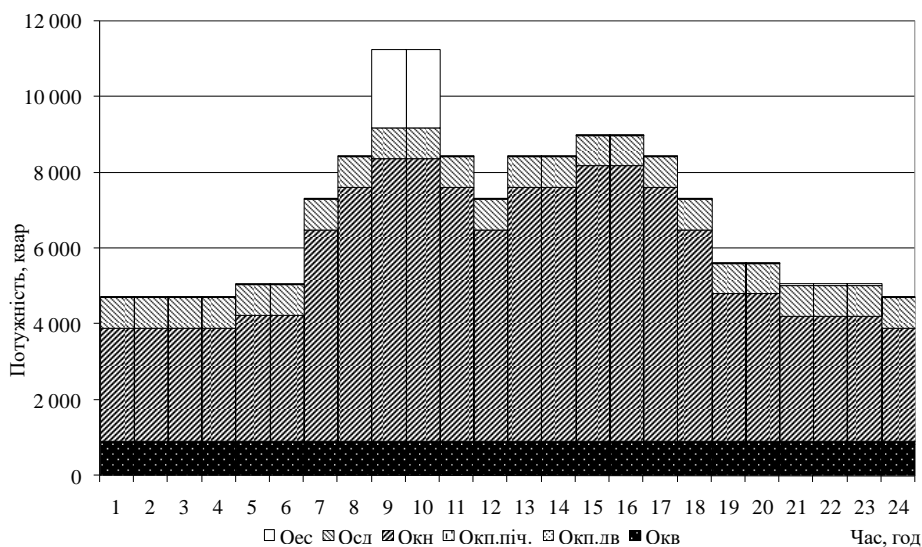


Рис. 3.6.1. Графік регулювання КП для зимової робочої доби

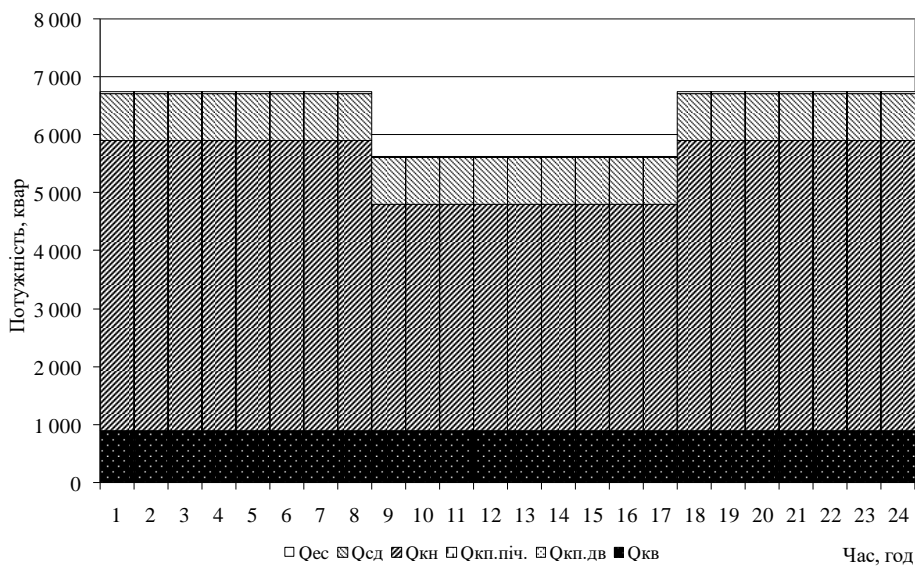


Рис. 3.6.2. Графік регулювання КП для зимової вихідної доби

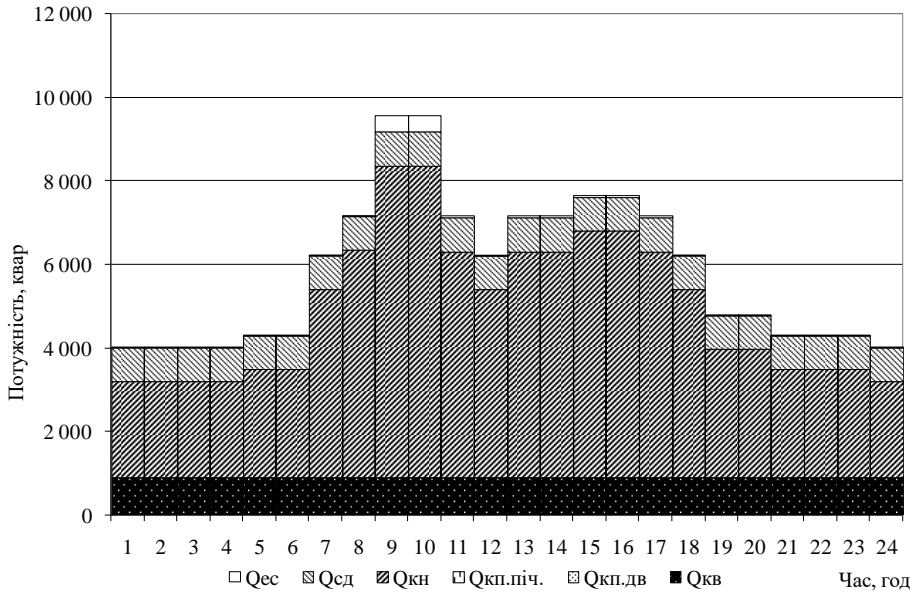


Рис. 3.6.3. Графік регулювання КП для літньої робочої доби

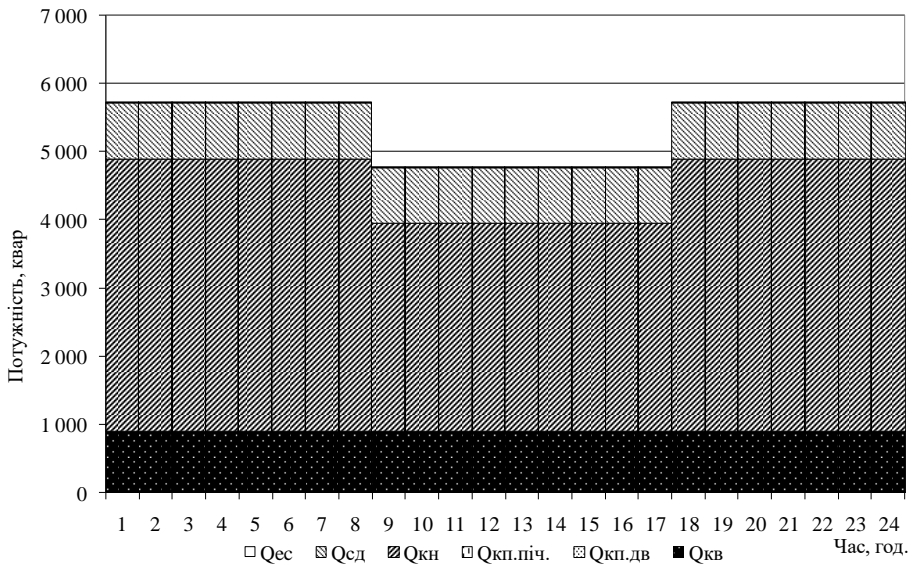


Рис. 3.6.4. Графік регулювання КП для літньої робочої доби

**3.6.4. Розрахунок фактичного коефіцієнта потужності та плати за споживання реактивної енергії.** Розрахунки виконуються відповідно до методики обчислення плати, що затверджена наказом Міністерства енергетики України від 30 листопада 2020 року № 764 «Про затвердження Змін до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» [16].

Методика встановлює порядок обчислення плати за перетікання реактивної електричної енергії між оператором системи розподілу/оператором системи передачі і непобутовими споживачами, що є платою за послуги із забезпечення перетікань реактивної електричної енергії до електроустановок споживачів, що експлуатують електромагнітно незбалансовані установки з неефективним співвідношенням активної і реактивної потужності, які оператор системи розподілу/оператор системи передачі змушений надавати споживачам на території здійснення своєї ліцензованої діяльності.

Плата за перетікання реактивної електричної енергії застосовується для адресного економічного стимулювання ініціативи непобутового споживача до компенсації перетікань реактивної електричної енергії.

Методика визначає умови розрахунку і аналізу режимів електричних мереж операторів системи передачі, операторів системи розподілу і непобутових споживачів для визначення економічних еквівалентів реактивної потужності.

Ця Методика обов'язкова для операторів системи передачі, операторів системи розподілу, непобутових споживачів та виробників електричної енергії з відновлюваних джерел енергії під час їх роботи в режимі споживання активної електричної енергії.

Розрахунки за перетікання реактивної електроенергії здійснюються за об'єктами непобутових споживачів електроенергії з дозволеною потужністю 50 кВт і більше, крім об'єктів, що споживають електроенергію на комунально-побутові потреби або технічні цілі багатоквартирних будинків (робота ліфтів, насосів, замково-переговорних пристроїв, освітлення дворів, східців і номерних знаків тощо) а також за об'єктами альтернативної енергетики з дозволеною потужністю власних потреб 50 кВт і більше або які відносяться до генеруючих одиниць типу В, С, D.



Оплата за звітний розрахунковий період здійснюється, якщо споживання або генерація реактивної електроенергії за об'єктом становить 1000 кВАр·год і більше (за відсутності відповідних засобів обліку реактивної електроенергії ці величини визначаються розрахунковим шляхом).

Плата за перетікання реактивної електроенергії об'єкта споживача за розрахунковий період визначається за формулою:

$$P = P_1 + P_2 - P_3, \quad (3.6.18)$$

де  $P_1$  – основна плата за перетікання реактивної електроенергії, грн;

$P_2$  – надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП, грн;

$P_3$  – знижка плати у разі залучення споживача до регулювання балансу реактивної потужності (електроенергії), грн.

Плата  $P_1$  визначається за формулою:

$$P_1 = P_c + P_r, \quad (3.6.19)$$

де  $P_c$  – плата за споживання реактивної електроенергії, грн;

$P_r$  – плата за генерацію реактивної електроенергії, грн.

Плата за споживання реактивної електроенергії розраховується за формулою:

$$P_c = \left( \sum_{i=1}^{K_v} W_{Q_{c(+)i}} D_i - \sum_{j=1}^{K_r} W_{Q_{c(-)j}} D_j \right) C, \quad (3.6.20)$$

де  $D_i, D_j$  – ЕЕРП у вхідних і транзитних точках вимірювання, кВт/кВАр;

$C$  – прогнозована ціна закупівлі електричної енергії на ринках електричної енергії, що визначається на рівні прогнозованої оптової ринкової ціни на електричну енергію, яка затверджена НКРЕКП на квартал, що передував даті початку дії нового ринку електричної енергії, грн/кВт·год (у перший розрахунковий період

дії нового ринку електричної енергії). Починаючи з другого розрахункового періоду дії нового ринку електричної енергії  $\Pi$  – середньозважена фактична ціна електричної енергії на ринку «на добу наперед» за перші 20 днів попереднього розрахункового періоду, що визначається та оприлюднюється оператором ринку на його офіційному веб-сайті в мережі Інтернет не пізніше 25 числа попереднього розрахункового періоду, грн/кВт·год.

У разі отримання від’ємного результату за формулою (3.6.20) значення  $\Pi_c$  приймається рівним нулю.

За наявності засобів обліку генерації реактивної електроенергії на всіх вхідних точках вимірювання плата за генерацію реактивної електроенергії визначається за формулою:

$$\Pi_r = \left( \sum_{i=1}^{K_v} W_{Q_{r(+)i}} D_i - \sum_{j=1}^{K_r} W_{Q_{r(-)j}} D_j \right) \Pi, \quad (3.6.21)$$

У разі отримання від’ємного результату за формулою (3.6.21) значення  $\Pi_r$  приймається рівним нулю.

Обчислення ЕЕРП виконуються енергопостачальною організацією один раз на два роки. Значення ЕЕРП, базового коефіцієнта стимулювання капітальних вкладень в засоби КРП і коефіцієнта збитків від генерації реактивної потужності із мережі споживача вказуються в Договорі на поставку електроенергії (ДПЕ).

Надбавка за недостатнє оснащення електричної мережі споживача засобами КРП обчислюється за формулою:

$$\Pi_2 = \Pi_c (\operatorname{tg} \varphi - 0,25)^2, \quad (3.6.22)$$

При  $\operatorname{tg} \varphi \leq 0,25$  (що відповідає економічному режиму роботи з  $\cos \varphi = 0,97$ ) складова  $\Pi_2$  приймається рівною нулю. Якщо  $\operatorname{tg} \varphi > 2$ , у формулі (3.6.22) використовується  $\operatorname{tg} \varphi = 2$ .

Умови розрахунку знижки плати  $\Pi_3$  узгоджуються зі споживачем і відображаються у відповідному додатку до ДНПЗПРЕ. Рішення про доцільність залучення споживача до регулювання електричних

режимів перетікань реактивної потужності засобами його КРП або генераторних установок приймає ОС.

Значення ЕЕРП, що використовуються у формулах (3.6.20) – (3.6.21), розраховуються за допомогою сертифікованого програмного комплексу КВАРЕМ або інших програмних комплексів, сумісних з ним за функціональними можливостями.

Математично ЕЕРП є частковою похідною за сумарними втратами активної потужності розрахункової схеми електричної мережі від реактивної потужності в точці розрахунку і обчислюється методом чисельного диференціювання за формулою:

$$D = \frac{\Delta P_{(+)} - \Delta P_{(-)}}{2\Delta Q}, \quad (3.6.23)$$

де  $\Delta P_{(+)}$ ,  $\Delta P_{(-)}$  – відповідно сумарні втрати активної потужності в розрахунковій схемі електричних мереж у разі відхилення реактивної потужності в точці розрахунку на величини  $+\Delta Q$  і  $-\Delta Q$ .

ЕЕРП обчислюється за формулою:

$$D = D_1 + D_2, \quad (3.6.24)$$

де  $D_1$  – перша складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ОСП, кВт/кВАр;

$D_2$  – друга складова ЕЕРП, що характеризує частку впливу реактивного перетікання в точці вимірювання споживача на техніко-економічні показники в електричній мережі ОС, кВт/кВАр.

Обчислення ЕЕРП виконуються на основі інформаційної бази розрахункових схем магістральних мереж ОСП, розподільних мереж ОС і технологічних мереж споживачів електроенергії.

Черговий перерахунок ЕЕРП виконується один раз на два роки. Нові значення ЕЕРП діють з січня кожного дворічного періоду, починаючи з 01 січня 2019 року.

Фактичний тангенс навантаження об'єкта споживача визначається за формулою:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{WQ_{c(o)}}{WP_{c(o)}}, \quad (3.6.25)$$

Значення  $WQ_{c(o)}$ ,  $WP_{c(o)}$  визначаються за формулами:

$$WQ_{c(o)} = \sum_{i=1}^{K_V} WQ_{c(+i)} - \sum_{j=1}^{K_T} WQ_{c(-j)}, \quad (3.6.26)$$

$$WP_{c(o)} = \sum_{i=1}^{K_V} WP_{c(+i)} - \sum_{j=1}^{K_T} WP_{c(-j)}. \quad (3.6.27)$$

В формулах (3.6.26), (3.6.27) враховуються обсяги споживання активної і реактивної електроенергії  $WP_{c(+)}$ ,  $WQ_{c(+)}$  за всіма вхідними точками вимірювання, у тому числі розраховані за формулою:

$$WQ_{c(+)} = WP_{c(+)} \operatorname{tg} \varphi_n. \quad (3.6.28)$$

Транзитні обсяги споживання активної і реактивної електроенергії  $WP_{c(-)}$ ,  $WQ_{c(-)}$  враховуються тільки в точках вимірювання, де наявні засоби обліку споживання реактивної електроенергії.

Якщо у формулі (3.6.27) значення  $WP_{c(o)}$  дорівнює нулю, то значення  $\operatorname{tg} \varphi$  приймається рівним  $\operatorname{tg} \varphi_n$ .

Якщо на об'єкті споживача встановлено пристрої генерації активної електроенергії (блок-станції, когенераційні установки, дизельні генератори тощо), та за наявності на цих пристроях комерційного обліку генерації активної електроенергії, значення  $WP_{c(o)}$ , що використовується у формулі (3.6.25) для визначення фактичного коефіцієнта потужності, визначається з урахуванням генерації активної електроенергії за формулою:

$$\begin{aligned}
 WP_{c(o)} = & \sum_{i=1}^{K_v} (WP_{c(+i)} - WP_{r(+i)}) - \sum_{j=1}^{K_r} (WP_{c(-j)} - WP_{r(-j)}) + \\
 & + \sum_{s=1}^{K_G} WP_{r(\Gamma\Pi)s},
 \end{aligned}
 \tag{3.6.29}$$

де  $WP_{r(+i)}$ ,  $WP_{r(-j)}$  – обсяги генерації активної електроенергії і-ї вхідної і j-ї транзитної точок вимірювання за розрахунковий період, кВт·год;

s,  $K_G$  – індекс і кількість точок вимірювання генераторних пристроїв;

$WP_{r(\Gamma\Pi)s}$  – обсяг генерації активної електроенергії s-ї точки вимірювання генераторного пристрою на об'єкті споживача за розрахунковий період, кВт·год.

У разі отримання від'ємного результату за формулою (3.6.29) значення  $WP_{c(o)}$  приймається рівним нулю.

Вихідні дані для розрахунку фактичного коефіцієнта потужності наведено в табл. 3.6.8 – 3.6.12.

Таблиця 3.6.8. Графік споживання активного навантаження

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	6644,70	5611,08	5648,00	4769,42
2	6644,70	5611,08	5648,00	4769,42
3	6644,70	5611,08	5648,00	4769,42
4	6644,70	5611,08	5648,00	4769,42
5	7383,00	5611,08	6275,55	4769,42
6	7383,00	5611,08	6275,55	4769,42
7	11812,80	5611,08	10040,88	4769,42
8	13289,40	5611,08	11295,99	4769,42
9	14766,00	3986,82	12551,10	3388,80
10	14766,00	3986,82	12551,10	3388,80
11	13289,40	3986,82	11295,99	3388,80
12	11812,80	3986,82	10040,88	3388,80
13	13289,40	3986,82	11295,99	3388,80
14	13289,40	3986,82	11295,99	3388,80
15	14766,00	3986,82	12551,10	3388,80
16	14766,00	3986,82	12551,10	3388,80
17	13289,40	3986,82	11295,99	3388,80
18	11812,80	5611,08	10040,88	4769,42
19	8859,60	5611,08	7530,66	4769,42
20	8859,60	5611,08	7530,66	4769,42
21	7383,00	5611,08	6275,55	4769,42
22	7383,00	5611,08	6275,55	4769,42
23	7383,00	5611,08	6275,55	4769,42
24	6644,70	5611,08	5648,00	4769,42
<b>Σ</b>	<b>248807,1</b>	<b>120047,58</b>	<b>211486,03</b>	<b>102040,44</b>

Таблиця 3.6.9. Графік споживання реактивного навантаження  
(без КП)

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	4724,58	6749,40	4015,89	5736,99
2	4724,58	6749,40	4015,89	5736,99
3	4724,58	6749,40	4015,89	5736,99
4	4724,58	6749,40	4015,89	5736,99
5	5062,05	6749,40	4302,74	5736,99
6	5062,05	6749,40	4302,74	5736,99
7	7311,85	6749,40	6215,07	5736,99
8	8436,75	6749,40	7171,24	5736,99
9	11249,00	5624,50	9561,65	4780,83
10	11249,00	5624,50	9561,65	4780,83
11	8436,75	5624,50	7171,24	4780,83
12	7311,85	5624,50	6215,07	4780,83
13	8436,75	5624,50	7171,24	4780,83
14	8436,75	5624,50	7171,24	4780,83
15	8999,20	5624,50	7649,32	4780,83
16	8999,20	5624,50	7649,32	4780,83
17	8436,75	5624,50	7171,24	4780,83
18	7311,85	6749,40	6215,07	5736,99
19	5624,50	6749,40	4780,83	5736,99
20	5624,50	6749,40	4780,83	5736,99
21	5062,05	6749,40	4302,74	5736,99
22	5062,05	6749,40	4302,74	5736,99
23	5062,05	6749,40	4302,74	5736,99
24	4724,58	6749,40	4015,89	5736,99
<b>Σ</b>	<b>164797,85</b>	<b>151861,5</b>	<b>140078,17</b>	<b>129082,27</b>

Таблиця 3.6.10. Графік роботи КП

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	4714,00	6714,00	4014,00	5714,00
2	4714,00	6714,00	4014,00	5714,00
3	4714,00	6714,00	4014,00	5714,00
4	4714,00	6714,00	4014,00	5714,00
5	5054,00	6714,00	4294,00	5714,00
6	5054,00	6714,00	4294,00	5714,00
7	7304,00	6714,00	6214,00	5714,00
8	8434,00	6714,00	7164,00	5714,00
9	9179,00	5614,00	9179,00	4774,00
10	9179,00	5614,00	9179,00	4774,00
11	8434,00	5614,00	7114,00	4774,00
12	7304,00	5614,00	6204,00	4774,00
13	8434,00	5614,00	7114,00	4774,00
14	8434,00	5614,00	7114,00	4774,00
15	8994,00	5614,00	7614,00	4774,00
16	8994,00	5614,00	7614,00	4774,00
17	8434,00	5614,00	7114,00	4774,00
18	7304,00	6714,00	6214,00	5714,00
19	5614,00	6714,00	4774,00	5714,00
20	5614,00	6714,00	4774,00	5714,00
21	5014,00	6714,00	4294,00	5714,00
22	5014,00	6714,00	4294,00	5714,00
23	5014,00	6714,00	4294,00	5714,00
24	4714,00	6714,00	4014,00	5714,00
<b>Σ</b>	<b>160376</b>	<b>151236</b>	<b>138926</b>	<b>128676</b>



Таблиця 3.6.11. Графік споживання реактивної потужності (з КП)

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	10,58	35,40	1,89	22,99
2	10,58	35,40	1,89	22,99
3	10,58	35,40	1,89	22,99
4	10,58	35,40	1,89	22,99
5	8,05	35,40	8,74	22,99
6	8,05	35,40	8,74	22,99
7	7,85	35,40	1,07	22,99
8	2,75	35,40	7,24	22,99
9	2070,00	10,50	382,65	6,82
10	2070,00	10,50	382,65	6,82
11	2,75	10,50	57,24	6,82
12	7,85	10,50	11,07	6,82
13	2,75	10,50	57,24	6,82
14	2,75	10,50	57,24	6,82
15	5,20	10,50	35,32	6,82
16	5,20	10,50	35,32	6,82
17	2,75	10,50	57,24	6,82
18	7,85	35,40	1,07	22,99
19	10,50	35,40	6,82	22,99
20	10,50	35,40	6,82	22,99
21	48,05	35,40	8,74	22,99
22	48,05	35,40	8,74	22,99
23	48,05	35,40	8,74	22,99
24	10,58	35,40	1,89	22,99
<b>Σ</b>	<b>4421,85</b>	<b>625,5</b>	<b>1152,14</b>	<b>406,23</b>

Таблиця 3.6.12. Середньодобові значення фактичного  $\text{tg}\varphi$ 

Години	Робочий період		Вихідний період	
	Зима	Літо	Зима	Літо
1	0,002	0,006	0,000	0,005
2	0,002	0,006	0,000	0,005
3	0,002	0,006	0,000	0,005
4	0,002	0,006	0,000	0,005
5	0,001	0,006	0,001	0,005
6	0,001	0,006	0,001	0,005
7	0,001	0,006	0,000	0,005
8	0,000	0,006	0,001	0,005
9	0,140	0,003	0,030	0,002
10	0,140	0,003	0,030	0,002
11	0,000	0,003	0,005	0,002
12	0,001	0,003	0,001	0,002
13	0,000	0,003	0,005	0,002
14	0,000	0,003	0,005	0,002
15	0,000	0,003	0,003	0,002
16	0,000	0,003	0,003	0,002
17	0,000	0,003	0,005	0,002
18	0,001	0,006	0,000	0,005
19	0,001	0,006	0,001	0,005
20	0,001	0,006	0,001	0,005
21	0,007	0,006	0,001	0,005
22	0,007	0,006	0,001	0,005
23	0,007	0,006	0,001	0,005
24	0,002	0,006	0,000	0,005
<b><math>\Sigma</math></b>	<b>0,013</b>	<b>0,005</b>	<b>0,004</b>	<b>0,004</b>

Споживання активної енергії за зимовий період:

$$\begin{aligned} WP_{c(o)}^3 &= \sum_{i=1}^{24} P_{зр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} P_{зв} \cdot 9 = 248807,1 \cdot 21 + 211486,03 \cdot 9 = \\ &= 7128323,4 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Споживання активної енергії за літній період:

$$\begin{aligned} WP_{c(o)}^л &= \sum_{i=1}^{24} P_{лр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} P_{лв} \cdot 10 = 120047,6 \cdot 21 + 102040,4 \cdot 10 = \\ &= 3541403,6 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Споживання реактивної енергії за зимовий період (без КП):

$$\begin{aligned} WQ_c^3 &= \sum_{i=1}^{24} Q_{зр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{зв} \cdot 9 = 164797,9 \cdot 21 + 140078,2 \cdot 9 = \\ &= 4721458,4 \text{ квар} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Споживання реактивної енергії за літній період (без КП):

$$\begin{aligned} WQ_c^л &= \sum_{i=1}^{24} Q_{лр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{лв} \cdot 10 = 151861,5 \cdot 21 + 129082,3 \cdot 10 = \\ &= 4479914,3 \text{ квар} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Генерація реактивної енергії пристроями КП за зимовий період:

$$\begin{aligned} WQ_{кп}^3 &= \sum_{i=1}^{24} Q_{зр} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{зв} \cdot 9 = 160367 \cdot 21 + 138926 \cdot 9 = \\ &= 4618230 \text{ квар} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Генерація реактивної енергії пристроями КП за літній період:

$$WQ_{\text{КП}}^{\text{л}} = \sum_{i=1}^{24} Q_{\text{лр}} \cdot 21 + \sum_{i=1}^{24} Q_{\text{лв}} \cdot 10 = 151236 \cdot 21 + 128676 \cdot 10 = 4462716 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Споживання реактивної енергії за зимовий період (з КП):

$$WQ_{\text{с(о)}}^3 = WQ_{\text{с}}^3 - WQ_{\text{КП}}^3 = 4721458,4 - 4618230 = 103228,4 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Споживання реактивної енергії за літній період (з КП):

$$WQ_{\text{с(о)}}^{\text{л}} = WQ_{\text{с}}^{\text{л}} - WQ_{\text{КП}}^{\text{л}} = 4479914,3 - 4462716 = 17198,3 \text{ квар} \cdot \text{год.}$$

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності за зимовий період:

$$\text{tg } \varphi_3 = \frac{WQ_{\text{с(о)}}^3}{WP_{\text{с(о)}}^3} = \frac{103228,4}{7128323,4} = 0,014.$$

Фактичний коефіцієнт реактивної потужності за літній період:

$$\text{tg } \varphi_{\text{л}} = \frac{WQ_{\text{с(о)}}^{\text{л}}}{WP_{\text{с(о)}}^{\text{л}}} = \frac{17198,3}{3541403,6} = 0,005.$$

Основна плата за споживання та генерацію реактивної енергії за зимовий період:

$$П_1^3 = \sum_{i=1}^{K_v} WQ_{\text{с(о)}}^3 D_i \Pi = 103228,4 \cdot 0,0356 \cdot 1,9314 = 7097,8 \text{ грн.}$$

Оскільки  $\text{tg}\varphi_3 = 0,014 < \text{tg}\varphi_{\text{сист}} = 0,25$ , то надбавка за недостатнє оснащення мережі підприємства засобами компенсації реактивної потужності не нараховується,  $\Pi_2^3 = 0$ .

Повна плата за зимовий період:

$$\Pi^3 = \Pi_1^3 + \Pi_2^3 = 7097,8 + 0 = 7097,8 \text{ грн.}$$

Основна плата за споживання та генерацію реактивної енергії за літній період:

$$\Pi_1^{\text{л}} = \sum_{i=1}^{K_v} W Q_{\text{с(о)}}^{\text{л}} D_i C = 17198,3 \cdot 0,0356 \cdot 1,9314 = 1182,5 \text{ грн.}$$

Оскільки  $\text{tg}\varphi_{\text{л}} = 0,005 < \text{tg}\varphi_{\text{сист}} = 0,25$ , то надбавка за недостатнє оснащення мережі підприємства засобами компенсації реактивної потужності не нараховується,  $\Pi_2^{\text{л}} = 0$ .

Повна плата за літній період:

$$\Pi^{\text{л}} = \Pi_1^{\text{л}} + \Pi_2^{\text{л}} = 1182,5 + 0 = 1182,5 \text{ грн.}$$

### 3.7. Вибір кількості та потужності трансформаторів підстанцій підприємства

В залежності від обраного типу схем зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства в системах електропостачання сучасних підприємств, як правило, присутні такі типи силових трансформаторів:

Силові трансформатори головної знижувальної підстанції (ГЗП) – це знижувальні трансформатори з первинною напругою 35 – 220 кВ що призначені для зниження рівня живлячої напруги до номінальних значень напруги внутрішньозаводської системи електропостачання (6 – 10 кВ). Від трансформаторів ГЗП отримують живлення цехові ТП, а також високовольтні електроспоживачі. Очевидно, що необхідність встановлення ГЗП

виникає лише у тому випадку, коли значення номінальних напруг системи зовнішнього і внутрішнього електропостачання підприємства відрізняються.

Цехові трансформаторні підстанції (ТП) – це підстанції первинною напругою 6 – 10 кВ, і вторинною напругою до 1 кВ (0,66 кВ, 0,38/0,22 кВ і т.д.), що призначені для безпосереднього живлення низьковольтних електроспоживачів.

Питання вибору кількості, потужності та місця встановлення трансформаторів підприємства частково розглядалось в попередніх параграфах навчального посібника. Нижче наведено більш детальну інформацію з методики вибору трансформаторів системи електропостачання промислового підприємства.

### **3.7.1. Вибір кількості та потужності трансформаторів ГЗП.**

На ГЗП великих підприємств застосовують трансформатори потужністю 32, 40, 63 і 80 МВА. Трансформатори меншої потужності (10, 16 і 25 МВА) застосовуються на менших підприємствах, а також у випадку значного розосередження електричних навантажень по території підприємства (гірничо-рудні та рудопідготовчі підприємства, кар'єри і т.п.).

Враховуючи високу надійність сучасних конструкцій трансформаторів і мале повторення їх пошкоджень за 20-25 років, ПУЕ допускає аварійні перевантаження силових масляних трансформаторів у розмірі 40% номінальної потужності на час максимуму загальної добової роботи не більше 6 годин на протязі не більше 5 діб. При цьому коефіцієнт заповнення добового графіка в умовах перевантаження трансформатора повинен бути не більше 0,75.

Для більшості трансформаторних ГЗП, що живлять навантаження I і II категорії, на основі досвіду експлуатації і проектування є доцільною установка двох трансформаторів однакової потужності.

При кількості трансформаторів  $n \geq 2$  потужність кожного з них вибирається за умовою:

$$S_{\text{ном т}} \geq \frac{S_{\text{max}} K_{1,2}}{K_{\text{ав}} (n_{\text{т}} - 1)}, \quad (3.7.1)$$

де  $S_{\text{ном т}}$  – номінальна потужність силового трансформатора ГЗП;  
 $S_{\text{max}}$  – максимальне (розрахункове) значення потужності електричного навантаження підприємства;  
 $n$  – кількість силових трансформаторів ГЗП;  
 $K_{1,2}$  – коефіцієнт, що враховує долю споживачів I і II категорії у складі навантаження;  
 $K_{\text{ав}}$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора,  $K_{\text{ав}} = 1,4$ .

Після визначення стандартного значення номінальної потужності трансформаторів  $S_{\text{ном}}$  перевіряється їх завантаженість у номінальному режимі по коефіцієнту завантаження  $K_3$ :

$$K_3 = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{т}} S_{\text{ном т}}} \leq 0,6 \dots 0,7. \quad (3.7.2)$$

При  $K_3$ , що перевищує допустимі значення, номінальна потужність трансформатора збільшується до найближчого стандартного значення з ряду номінальних потужностей трансформаторів.

Потужність трансформаторів ГЗП, що живлять електроустановки з різкозмінним ударним навантаженням (дугові електропечі, прокатні стани і т. д.), повинна обиратися таким чином, щоб відношення діючого значення струму навантаження до номінального струму трансформатора (кратність) не перевищувало значень, що приведені в стандартах на силові трансформатори, або систематичні ударні навантаження трансформатора струмом більшим за номінальний.

Нижче наведено приклад розрахунку з вибору трансформатора ГЗП, що базується на результатах розрахунків в попередніх параграфах.

Потужність трансформатора ГЗП заводу, МВА:

$$S_{\text{ном т}} = \frac{S_{\text{max}} K_{1,2}}{1,4(n_{\text{т}} - 1)} = \frac{0,8 \cdot 14,924}{1,4(2 - 1)} = 8,5.$$

Обираємо трансформатор ТМН 10000/35 з такими параметрами:  $\Delta P_{xx} = 13,5$  кВт,  $\Delta P_{кз} = 70$  кВт,  $u_{к,\%} = 8\%$ .

Коефіцієнт завантаження силового трансформатора в нормальному режимі:

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n_T S_{\text{ном Т}}} = \frac{14924}{2 \cdot 10000} = 0,75.$$

Даний коефіцієнт завантаження задовольняє умовам вибору трансформаторів ГЗП.

**3.7.2. Вибір кількості, потужності трансформаторів та місця розташування цехових трансформаторних підстанцій (ТП).** При виборі місця розташування, кількості, потужності і типу трансформаторів враховуються такі фактори: розрахункове навантаження споживачів, що живляться від даної підстанції; категорія споживачів за безперебійністю живлення; перевантажувальна здатність трансформаторів; умови зовнішнього середовища; питома густина навантаження та ін.

В системах електропостачання сучасних промислових підприємств найбільшого розповсюдження набули одно- і двотрансформаторні цехові підстанції. Число трансформаторів в цеху визначається величиною електричного навантаження його електроспоживачів і вимогами до надійності електропостачання.

Найбільш простим і відносно дешевим варіантом є встановлення однострансформаторних цехових підстанцій. На великих підприємствах, які мають складський резерв трансформаторів, їх можна застосовувати для живлення не лише споживачів III-ї, але й II-ї категорій. Однострансформаторні цехові підстанції можуть використовуватись і для живлення електроприймачів I категорії, якщо потужність останніх не перевищує 15-20 % від потужності трансформатора і можливе резервування підстанції на вторинній напрузі перемичками з АВР.

Двотрансформаторні цехові підстанції застосовуються при значній питомій частці електроприймачів I та II категорій в загальному навантаженні ТП, безперебійне електропостачання котрих необхідне за вимогами технологічного процесу



виробництва або для усунення небезпек для життя людей, а також в енергоємних цехах підприємства при великій питомій густині навантаження цеху.

Кількість і потужність трансформаторів цехових підстанцій взаємно пов'язані між собою, остільки при заданому розрахунковому навантаженні цеху  $S_p$  число трансформаторів буде змінюватись в залежності від прийнятої одиничної потужності КТП. При виборі цехових трансформаторів для промислових підприємств зазвичай необхідно порівнювати трансформатори (КТП) одиничною потужністю 630; 1000; 1600; 2500 кВА. Кількість і потужність трансформаторів залежать від розподілення навантажень по площі цеху, наявності місця для розташування цехових ТП, характеру і режиму роботи електроприймачів. Вибір КТП зазвичай здійснюється одночасно із вирішенням задачі компенсації реактивної потужності цехових споживачів енергії.

В проектній практиці вибір цехових трансформаторів здійснюється на основі значення коефіцієнту завантаження трансформатора в нормальному режимі. Для двотрансформаторних цехових підстанцій у випадку значної питомої частки споживачів І категорії в загальному навантаженні коефіцієнт завантаження трансформаторів приймається в межах  $K_3 = 0,65 \dots 0,7$ ; для однострансформаторних підстанцій при наявності взаємного резервування (з іншими підстанціями наприклад, кабельними перемичками по стороні низької напруги) потужність трансформаторів обирається з урахуванням ступеня резервування. Коефіцієнт завантаження цехових трансформаторів може бути прийнятий: при переважанні електроспоживачів II категорії  $K_3 = 0,7 \dots 0,8$ , а при переважанні електроспоживачів III категорії  $K_3 = 0,9 \dots 0,95$ .

Проте, вищеописаний підхід до вибору трансформаторів в багатьох випадках призводить до неекономічних рішень, так як в умовах неповноти вхідної інформації мають місце помилки у визначенні розрахункових навантажень цехів (завищення розрахункових навантажень). Окрім того, розрахункове навантаження цеху або підприємства досягає свого максимального (проектного) значення, як правило не в перший рік експлуатації, а поступово. Досвід експлуатації показує, що фактичні коефіцієнти

завантаження цехових трансформаторів, як правило, значно нижчі проектних.

Одним із більш ефективних методів вибору потужності цехових трансформаторів є застосування показника питомої густини навантаження. При цьому кількість цехових трансформаторів  $n_t$  пов'язана з їх номінальною потужністю наступним виразом:

$$n_t = \frac{S_p}{K_3 S_{\text{ном}}^{\text{ек}}}, \quad (3.7.3)$$

де  $S_{\text{ном}}^{\text{ек}}$  – економічно доцільна номінальна потужність трансформатора.

Значення  $S_{\text{ном}}^{\text{ек}}$  залежить від питомої густини розрахункового навантаження:

- при  $S_{\text{пит}} < 0,2 \text{ кВА/м}^2$ ,  $S_{\text{ном}}^{\text{ек}} = 1000 \text{ кВА}$ ;
- при  $0,2 < S_{\text{пит}} < 0,3 \text{ кВА/м}^2$ ,  $S_{\text{ном}}^{\text{ек}} = 1600 \text{ кВА}$ ;
- при  $S_{\text{пит}} > 0,3 \text{ кВА/м}^2$ ,  $S_{\text{ном}}^{\text{ек}} = 2500 \text{ кВА}$ .

Якщо  $S_{\text{пит}} > 0,4 \text{ кВА/м}^2$ , то незалежно від вимог надійності електропостачання доцільно застосовувати двотрансформаторні підстанції.

Трансформатори потужністю 630 кВА і менші рекомендується застосовувати для живлення дрібних допоміжних цехів і дільниць підприємств, адміністративних споруд і т.п.

В реальному проектуванні вибір цехових трансформаторів доводиться вести, як правило, в умовах неповноти вихідної інформації, коли дані про електроприймачів цеху повністю або частково відсутні. В цих умовах бажано користуватися основними показниками.

З метою найбільшого наближення цехових підстанцій до електроприймачів в мережі 1 кВ рекомендується розміщувати їх в середині цехів або прибудовувати до них.

При виконанні випускної кваліфікаційної роботи дозволяється вибір кількості і потужності цехових ТП проводити за спрощеною методикою (відповідно до значення коефіцієнта завантаження силового трансформатора в нормальному режимі).

Після вибору кількості та номінальної потужності цехових трансформаторів, необхідно провести їх перевірку за наступними умовами:

$$S_{\text{ном т}} \geq \frac{S_p}{K_1}, \quad S_{\text{ном т}} \geq \frac{S_p}{K_2}, \quad (3.7.4)$$

де  $K_1$  – коефіцієнт попереднього навантаження; для двозмінного режиму роботи  $K_1 = 1,08$ ;

$K_2$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження; при тривалості перевантаження 8...24 год  $K_2 = 1,4$ .

В табл. 3.7.1 наведено результати розрахунків з вибору кількості та потужності цехових ТП підприємства (в якості вихідних даних до розрахунку були взяті результати розрахунків, що наведені в попередніх розділах навчального посібника).

Таблиця 3.7.1. Результати розрахунку з вибору цехових ТП підприємства

№ ТП	К-сть	$S_{\text{роз}}$ , кВА	Марка	$K_3$	$S_{\text{ном}} > S_p/K_1$	$S_{\text{ном}} > S_p/K_2$
ТП-1	2	1395,4	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1292	997
ТП-2	1	697,7	ТМ-1000/10/0,4	0,70	646	498
ТП-3	2	1400,6	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1297	1000
ТП-4	2	1400,6	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1297	1000
ТП-5	2	1402,6	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1299	1002
ТП-6	2	1402,6	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1299	1002
ТП-7	2	1405,2	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1301	1004
ТП-8	2	1399,6	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1296	1000
ТП-9	2	1400,7	ТМ-1000/10/0,4	0,70	1297	1001
ТП-10	1	701,3	ТМ-1000/10/0,4	0,70	649	501
ТП-11	2	1425,0	ТМ-1000/10/0,4	0,71	1319	1018
ТП-12	1	700,2	ТМ-1000/10/0,4	0,70	648	500

### **3.8. Розрахунок струмів коротких замкнень та вибір високовольтного обладнання і високовольтних мереж системи електропостачання**

В даному розділі випускної кваліфікаційної роботи необхідно провести розрахунок струмів коротких замикань в системі електропостачання підприємства, та на його основі здійснити вибір високовольтного обладнання та кабельних ліній напругою 10 кВ, що живлять цехові ТП та високовольтне обладнання.

**3.8.1. Розрахунок струмів коротких замкнень в системі електропостачання промислового підприємства.** Для розрахунку струмів короткого замикання складається розрахункова схема в однолінійному зображенні. В неї вводяться всі джерела, які приймають участь в живленні місця короткого замикання (к. з.), та всі елементи системи електропостачання (трансформатори, лінії, реактори), які розташовані між ними та місцем к. з. Синхронні компенсатори, синхронні та асинхронні двигуни враховуються як джерела живлення.

За розрахунковою схемою складається схема заміщення, де всі елементи замінюються опорами, приведеними до базисних умов. Потім схема заміщення перетворюється і спрощується в еквівалентну схему.

У відповідності зі схемою заміщення, приведеною до найпростішого вигляду з результируючою е. р. с. та результируючим опором, початкове значення періодичної складової струму к. з. визначається за формулою:

$$I_{п0} = I'' = \frac{E''_{\Sigma}}{\sqrt{3} \sqrt{r_{рез}^2 + x_{рез}^2}}, \quad (3.8.1)$$

де  $E''_{\Sigma}$  – результируюча надперехідна е. р. с, кВ;

$r_{рез}$ ,  $x_{рез}$  – результируючі активний та індуктивний опори, приведені до тієї ступені, де розраховується струм к. з., Ом.

У випадку великої віддаленості точки к. з. від джерел вважається, що точка к. з. живиться від джерела нескінченної потужності, що означає:  $S_{\text{к.з.}} = \infty$ ,  $x_c = 0$ ,  $E''_{\Sigma} = U_c = \text{const}$ .

Ударний струм к. з. визначається за виразом:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I'' \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right), \quad (3.8.2)$$

де  $T_a$  – стала часу затухання аперіодичної складової струму к. з., що визначається за формулою:

$$T_a = \frac{x_{\text{рез}}}{\omega r_{\text{рез}}} = \frac{x_{\text{рез}}}{2\pi f r_{\text{рез}}}. \quad (3.8.3)$$

Реактивні опори різних елементів схеми електропостачання визначають за наступними формулами:

- опір енергосистеми:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{\text{к.з.}}}; \quad (3.8.4)$$

- опір генераторів, синхронних компенсаторів, синхронних двигунів:

$$x_{\text{ген}} = \frac{x_{d\%}''}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}; \quad (3.8.5)$$

- опір асинхронних двигунів:

$$x_{\text{ад}} = \frac{1}{I_{\text{пуск}*}} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}; \quad (3.8.6)$$

- опір двообмоткового трансформатора:

$$x_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}; \quad (3.8.7)$$

- опір трансформаторів з розщепленою обмоткою НН:

$$x_{\text{тр(р)}} = 0,125 \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}, \quad x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = 1,75 \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}; \quad (3.8.8)$$

- опір реакторів:

$$x_{\text{р}} = \frac{x_{\text{р\%}}}{100} \frac{U_6^2}{\sqrt{3} I_{\text{ном}} U_{\text{ср}}}; \quad (3.8.9)$$

- опір повітряних та кабельних ліній:

$$x_{\text{л}} = x_0 l \frac{U_6^2}{U_{\text{ср}}^2}, \quad (3.8.10)$$

де  $U_6$  – базисна напруга, кВ;

$U_{\text{ср}}$  – середня номінальна напруга в місці встановлення даного елемента, кВ;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність даного елемента, МВА;

$I_{\text{ном}}$  – номінальний струм елемента, кА;

$S_{\text{кз}}$  – потужність короткого замикання системи, МВА;

$x_{\text{д\%}}''$  – надперехідний опір генератора, в.о.;

$I_{\text{пуск*}}$  – кратність пускового струму двигуна, в.о.;

$x_{\text{р\%}}$  – реактивний опір реактора, в.о.;

$u_{\text{к\%}}$  – напруга КЗ трансформатора, в.о.;

$x_0$  – питомий реактивний опір лінії, Ом/км.

Активні опори елементів системи електропостачання визначаються по розрахунковим кривим або по співвідношенням, наведеним в [11].

Діюче значення усталеного струму к. з. для віддаленої точки к. з. дорівнює надперехідному. В системі електропостачання промислового підприємства к. з. в будь-якій точці можна вважати віддаленим, якщо немає місцевих джерел живлення (синхронних генераторів, високовольтних синхронних та асинхронних двигунів).

Струм живлення від синхронних двигунів розраховується наступним чином:

- визначається реактивний опір синхронного двигуна:

$$x_{\text{сд}} = x_d'' \frac{U_{\text{ср}}}{S_{\text{ном}}}, \quad (3.8.11)$$

- визначається струм підживлення к. з. від синхронного двигуна:

$$I_{\text{сд}}'' = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}x_{\text{сд}}}, \quad (3.8.12)$$

де  $x_d''$  – надперехідний реактивний опір двигуна по повздовжній вісі, в.о.;

$S_{\text{ном}}$  – номінальна потужність двигуна, МВА;

$U_{\text{ср}}$  – середня напруга ступені, на яку підключено СД, кВ.

Аналогічним чином розраховується і струм підживлення місця к. з. від високовольтного асинхронного двигуна.

Нижче наведено приклад розрахунку струмів к. з. в системі електропостачання промислового підприємства. В якості вихідних даних було взято результати розрахунків із попередніх розділів навчального посібника.

Розрахункову схему системи електропостачання наведено на рис. 3.8.1, а схему заміщення – на рис. 3.8.2.

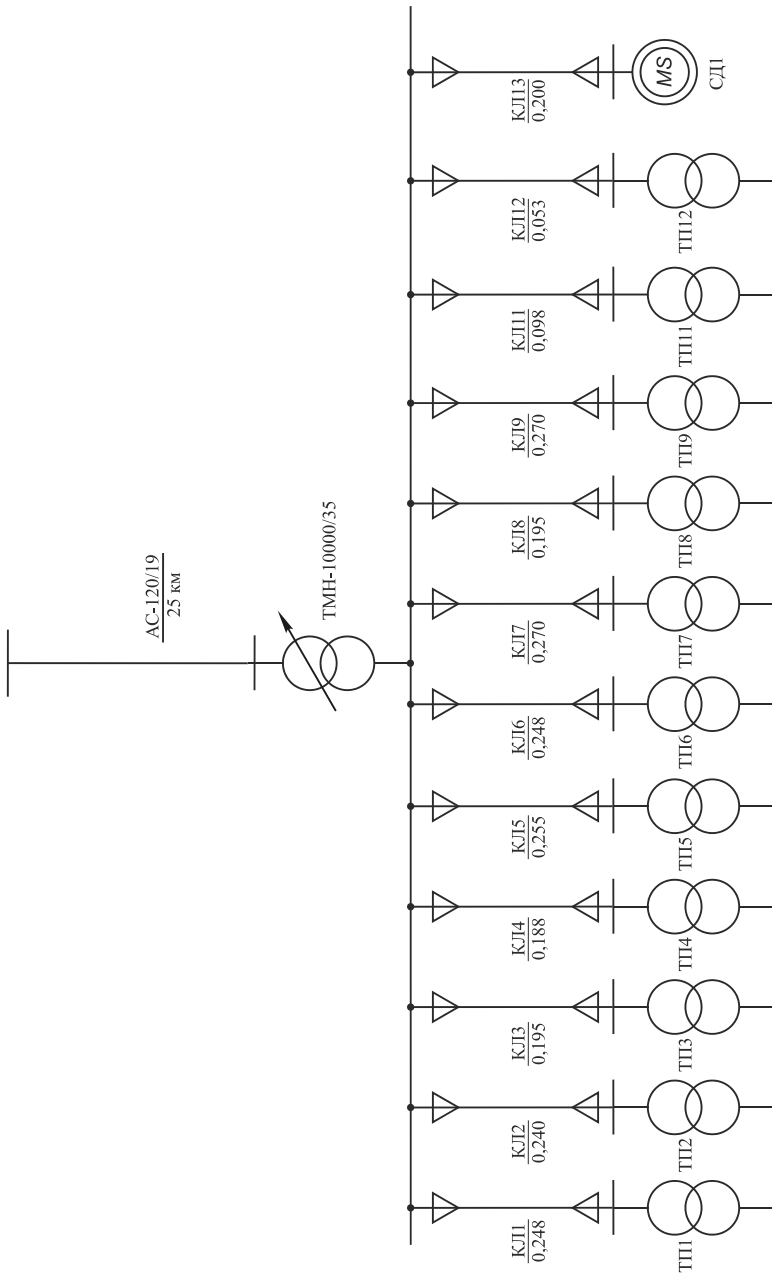


Рис. 3.8.1. Розрахункова схема системи електропостачання



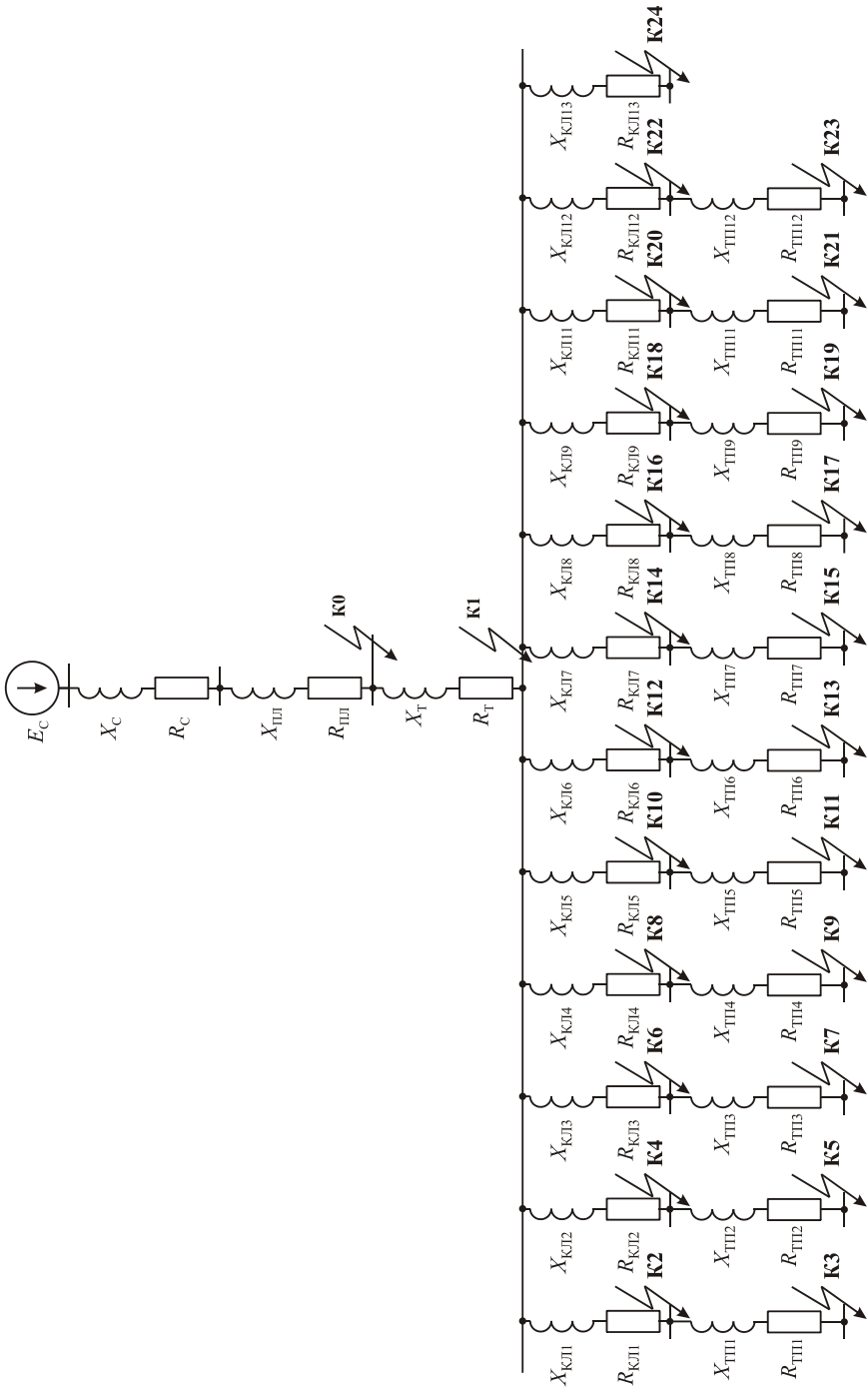


Рис. 3.8.2. Схема заміщення системи електропостачання

Проведемо розрахунок активних та реактивних опорів елементів системи електропостачання.

Активний та індуктивний опори системи:

$$x_c = \frac{U_c^2}{S_{к.з.}} = \frac{37^2}{2000} = 0,68 \text{ Ом}, \quad r_c = \frac{x_c}{25} = \frac{0,68}{25} = 0,03 \text{ Ом}.$$

Активний та індуктивний опори повітряної лінії 35 кВ (провід марки АС 120/19 довжиною 25 км):

$$r_{пл} = r_{0пл} l_{пл} = 0,249 \cdot 25 = 6,225 \text{ Ом},$$

$$x_{пл} = x_{0пл} l_{пл} = 0,427 \cdot 25 = 10,68 \text{ Ом}.$$

Активний та індуктивний опори силового трансформатора ТМН 10000/35 (приведений до сторони низької напруги):

$$r_T = \frac{\Delta P_{к.з.} U_{ср.ном}^2}{S_{ном.т}^2} \cdot 10^3 = \frac{6,5 \cdot 10,5^2}{10000^2} \cdot 10^3 = 0,07 \text{ Ом},$$

$$x_T = \frac{u_{к,\%}}{100} \frac{U_{ср.ном}^2}{S_{ном.т}} \cdot 10^3 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{10000} \cdot 10^3 = 0,83 \text{ Ом}.$$

Результуючі активний, індуктивний та повний опори до точки К0:

$$x_{K0} = x_c + x_{пл} = 0,68 + 10,68 = 11,36 \text{ Ом},$$

$$r_{K0} = r_c + r_{пл} = 0,03 + 6,225 = 6,255 \text{ Ом},$$

$$z_{K0} = \sqrt{r_{K0}^2 + x_{K0}^2} = \sqrt{6,255^2 + 11,36^2} = 12,97 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм в точці К0:

$$I''_{K0} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3}z_{K0}} = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 12,97} = 1,65 \text{ кА.}$$

Стала часу в точці К0:

$$T_{a0} = \frac{x_{K0}}{\omega r_{K0}} = \frac{11,36}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 6,255} = 0,0058 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт в точці К0:

$$k_{\text{уд}0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a0}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0058}} = 1,178.$$

Ударний струм в точці К0:

$$i_{\text{уд}0} = \sqrt{2}k_{\text{уд}0}I''_{K0} = \sqrt{2} \cdot 1,178 \cdot 1,65 = 2,75 \text{ кА.}$$

Результуючі активний, індуктивний та повний опори до точки К0, приведені до сторони низької напруги ГЗП:

$$x'_{K0} = x_{K0} \left( \frac{U_{\text{ср.нн}}}{U_{\text{ср.вн}}} \right)^2 = 11,36 \cdot \left( \frac{10,5}{37} \right)^2 = 0,915 \text{ Ом;}$$

$$r'_{K0} = r_{K0} \left( \frac{U_{\text{ср.нн}}}{U_{\text{ср.вн}}} \right)^2 = 6,255 \cdot \left( \frac{10,5}{37} \right)^2 = 0,504 \text{ Ом;}$$

$$z'_{K0} = z_{K0} \left( \frac{U_{\text{ср.нн}}}{U_{\text{ср.вн}}} \right)^2 = 12,97 \cdot \left( \frac{10,5}{37} \right)^2 = 1,045 \text{ Ом.}$$

Результуючі активний, індуктивний та повний опори до точки K1:

$$x_{K1} = x'_{K0} + x_T = 0,915 + 0,83 = 1,745 \text{ Ом};$$

$$r_{K1} = r'_{K0} + r_T = 0,504 + 0,07 = 0,574 \text{ Ом};$$

$$z_{K1} = \sqrt{r_{K1}^2 + x_{K1}^2} = \sqrt{0,574^2 + 1,745^2} = 1,873 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм в точці K1 від системи:

$$I''_{K1(c)} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3} z_{K1}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,873} = 3,3 \text{ кА}.$$

Стала часу в точці K1:

$$T_{a1} = \frac{x_{K1}}{\omega r_{K1}} = \frac{1,745}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,574} = 0,0097 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт в точці K1:

$$k_{уд1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0097}} = 1,357.$$

Ударний струм в точці K1 від системи:

$$i_{уд1(c)} = \sqrt{2} k_{уд1} I''_{K1(c)} = \sqrt{2} \cdot 1,357 \cdot 3,3 = 6,33 \text{ кА}.$$

Знайдемо струм підживлення к. з. від синхронних двигунів напругою 10 кВ.

Номинальна повна потужність синхронного двигуна:

$$S_{\text{ном сд}} = \frac{P_{\text{ном сд}}}{\eta_{\text{сд}} \cos \varphi_{\text{ном сд}}} = \frac{1,2}{0,96 \cdot 0,8} = 1,56 \text{ МВА.}$$

Номинальний струм синхронного двигуна:

$$I_{\text{ном сд}} = \frac{S_{\text{ном сд}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном сд}}} = \frac{1,56}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,086 \text{ кА.}$$

Надперехідний струм синхронного двигуна:

$$I''_{\text{К1(сд)}} = n_{\text{сд}} \frac{E_*}{x''_d} I_{\text{ном сд}} = 2 \cdot \frac{1,1}{0,2} \cdot 0,086 = 0,946 \text{ кА.}$$

Стала часу синхронного двигуна ( $x_{\text{сд}}/r_{\text{сд}} = 15$ ):

$$T_{\text{а(сд)}} = \frac{x_{\text{сд}}}{\omega r_{\text{сд}}} = \frac{15}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,0478 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт струму підживлення к. з. від синхронного двигуна:

$$k_{\text{уд(сд)}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{\text{а(сд)}}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0478}} = 1,811.$$

Ударний струм в точці К1 від синхронного двигуна:

$$i_{\text{уд1(сд)}} = \sqrt{2} k_{\text{уд(сд)}} I''_{\text{К1(сд)}} = \sqrt{2} \cdot 1,811 \cdot 0,946 = 2,42 \text{ кА.}$$

Сумарний надперехідний струм на шинах низької напруги ГЗП:

$$I''_{\text{к1}} = I''_{\text{к1(с)}} + I''_{\text{к1(сд)}} = 3,3 + 0,946 = 4,25 \text{ кА.}$$

Сумарний ударний струм на шинах низької напруги ГЗП:

$$i_{\text{уд1}} = i_{\text{уд1(с)}} + i_{\text{уд1(сд)}} = 6,33 + 2,42 = 8,75 \text{ кА.}$$

Для подальшого розрахунку струмів к. з. в інших точках схеми необхідно здійснити попередній вибір кабельних ліній, що живлять цехові ТП та високовольтне навантаження. Більш детально методика вибору кабельних ліній напругою 10 кВ описана в п. 3.8.3 навчального посібника.

В якості прикладу нижче наведено вибір КЛ від шин ГЗП до ТП1.

Розрахунковий струм кабельної лінії КЛ1:

$$I_{\text{рКЛ1}} = \frac{S_{\text{рТП1}}}{n\sqrt{3}U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1395,39}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 40,28 \text{ А.}$$

Тепловий імпульс від струму к. з.:

$$B_{\text{к1}} = I_{\text{к1}}''^2 (t_{\text{р.з. min}} + T_{\text{ал}}) = 4,25^2 \cdot (0,525 + 0,0097) = 9,66 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Мінімальний переріз кабельної лінії за умовою термічної стійкості:

$$F_{\text{min}} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\text{к1}}} = \frac{1}{94} \sqrt{9,66 \cdot 10^3} = 33,06 \text{ мм}^2.$$

Обираємо до встановлення кабель марки ААШв-10(3 х 50) з такими паспортними даними:  $r_{0\text{КЛ1}} = 0,62 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{0\text{КЛ1}} = 0,09 \text{ Ом/км}$ ,  $I_{\text{доп кл}} = 105 \text{ А}$ .

Активний та індуктивний опори кабельної лінії КЛ1:

$$r_{\text{кл1}} = r_{0\text{кл1}} l_{\text{кл1}} = 0,062 \cdot 0,248 = 0,154 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{кл1}} = x_{0\text{кл1}} l_{\text{кл1}} = 0,09 \cdot 0,248 = 0,022 \text{ Ом}.$$

Параметри інших кабельних ліній напругою 10 кВ наведено в табл. 3.8.1.

Таблиця 3.8.1. Параметри кабельних ліній 10 кВ

№ КЛ	$l_{\text{кл}}, \text{ км}$	$r_{0\text{кл}}, \text{ Ом/км}$	$x_{0\text{кл}}, \text{ Ом/км}$	$r_{\text{кл}}, \text{ Ом}$	$x_{\text{кл}}, \text{ Ом}$
1	0,248	0,62	0,09	0,154	0,022
2	0,24	0,62	0,09	0,149	0,022
3	0,195	0,62	0,09	0,121	0,018
4	0,187	0,62	0,09	0,116	0,017
5	0,255	0,62	0,09	0,158	0,023
6	0,247	0,62	0,09	0,153	0,022
7	0,27	0,62	0,09	0,167	0,024
8	0,195	0,62	0,09	0,121	0,018
9	0,27	0,62	0,09	0,167	0,024
11	0,098	0,62	0,09	0,061	0,009
12	0,053	0,62	0,09	0,033	0,005
13, 14	0,2	0,62	0,09	0,124	0,018

Результуючі активний, індуктивний та повний опори до точки К2:

$$x_{\text{к2}} = x_{\text{к2}} + x_{\text{кл1}} = 1,745 + 0,022 = 1,767 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к2}} = r_{\text{к1}} + r_{\text{кл1}} = 0,574 + 0,154 = 0,728 \text{ Ом};$$

$$z_{\text{к2}} = \sqrt{r_{\text{к2}}^2 + x_{\text{к2}}^2} = \sqrt{0,728^2 + 1,767^2} = 1,911 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм в точці К2:

$$I''_{K2} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3}z_{K2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,911} = 3,17 \text{ кА.}$$

Стала часу в точці К2:

$$T_{a2} = \frac{x_{K2}}{\omega r_{K2}} = \frac{1,767}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,728} = 0,0077 \text{ с.}$$

Ударний коефіцієнт в точці К2:

$$k_{\text{уд2}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a2}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0077}} = 1,273.$$

Ударний струм в точці К2:

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2}k_{\text{уд2}}I''_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1,273 \cdot 3,17 = 5,51 \text{ кА.}$$

Активний та індуктивний опори цехового трансформатора ТП1 (ТМ-1000/10):

$$r_{\text{ТП1}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{ср.ном.}}^2}{S_{\text{ном.ТП1}}^2} \cdot 10^3 = \frac{8,6 \cdot 10,5^2}{1000^2} \cdot 10^3 = 0,948 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{ТП1}} = \frac{u_{\text{к, \%}} U_{\text{ср.ном.}}^2}{100 S_{\text{ном.ТП1}}} \cdot 10^3 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{1000} \cdot 10^3 = 6,064 \text{ Ом.}$$

Результуючі активний, індуктивний та повний опори до точки К3 (приведені до сторони 0,4 кВ):

$$x_{K3} = (x_{K2} + x_{\text{ТП1}}) \left( \frac{U_{\text{ср.нн}}}{U_{\text{ср.вн}}} \right)^2 = (1,767 + 6,064) \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0114 \text{ Ом,}$$



$$r_{K3} = (r_{K2} + r_{ТП1}) \left( \frac{U_{\text{ср нн}}}{U_{\text{ср вн}}} \right)^2 = (0,728 + 0,948) \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 0,0024 \text{ Ом},$$

$$z_{K3} = \sqrt{r_{K3}^2 + x_{K3}^2} = \sqrt{0,0024^2 + 0,0114^2} = 0,0116 \text{ Ом}.$$

Надперехідний струм в точці КЗ:

$$I''_{K3} = \frac{U_{\text{ср.ном.}}}{\sqrt{3} z_{K3}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 0,0116} = 19,91 \text{ кА}.$$

Стала часу в точці КЗ:

$$T_{a3} = \frac{x_{K3}}{\omega r_{K3}} = \frac{0,0114}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,0024} = 0,0151 \text{ с}.$$

Ударний коефіцієнт в точці КЗ:

$$k_{\text{уд3}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{a3}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0151}} = 1,516.$$

Ударний струм в точці КЗ:

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} k_{\text{уд3}} I''_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,516 \cdot 19,91 = 42,69 \text{ кА}.$$

Струми к. з. для інших точок системи електропостачання підприємства розраховуються аналогічно. Результати даного розрахунку наведено в табл. 3.8.2.

Таблиця 3.8.2. Результати розрахунку струмів к. з. в системі електропостачання промислового підприємства

№ точки к.з.	$R_{\Sigma}$ , Ом	$X_{\Sigma}$ , Ом	$I''_{\text{к.з.}}$ , кА	$T_a$ , с	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ , кА
0	6,2550	11,3600	1,65	0,0058	1,178	2,75
1	0,5740	1,7450	4,25	0,0097	1,357	8,75
2	0,7280	1,7670	3,17	0,0077	1,273	5,71
3	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
4	0,7230	1,7670	3,18	0,0078	1,277	5,74
5	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
6	0,6950	1,7630	3,20	0,0081	1,291	5,84
7	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
8	0,6900	1,7620	3,20	0,0081	1,291	5,84
9	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
10	0,7320	1,7680	3,17	0,0077	1,273	5,71
11	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
12	0,7270	1,7670	3,17	0,0077	1,273	5,71
13	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
14	0,7410	1,7690	3,16	0,0076	1,268	5,67
15	0,0025	0,0114	19,74	0,0145	1,502	41,93
18	0,6950	1,7630	3,20	0,0081	1,291	5,84
19	0,0024	0,0114	19,91	0,0151	1,516	42,69
20	0,7410	1,7690	3,16	0,0076	1,268	5,67
21	0,0025	0,0114	19,74	0,0145	1,502	41,93
22	0,6350	1,7540	3,25	0,0088	1,321	6,07
23	0,0023	0,0113	20,08	0,0156	1,527	43,36
24	0,6980	1,7630	3,20	0,0080	1,287	5,82

**3.8.2. Вибір кабельних ліній напругою 10 кВ для високовольтної мережі підприємства.** Згідно з ПУЕ переріз струмопроводів на напругу понад 1 кВ слід вибирати за тривало допустимою силою струму у нормальному і післяаварійному режимах з урахуванням очікуваного зростання навантажень, яке не має перевищувати 25 – 30 % понад розрахункові.

Кабельна лінія з прийнятої площею перерізу повинна задовольняти вимогам перевірки по допустимому струмовому навантаженню:

$$I_p \leq K_{\text{п}} I_{\text{доп}}, \quad (3.8.13)$$

де  $I_{\text{доп}}$  – тривалий допустимий струм по умовам нагріву;

$K_{\text{п}}$  – поправочний коефіцієнт на кількість працюючих кабелів, що лежать поряд в землі.

Площа перерізу кабельної лінії перевіряється за умові роботи в аварійному режимі:

$$I_{\text{р.ав}} \leq K_{\text{ап}} K'_{\text{п}} I_{\text{доп}}, \quad (3.8.14)$$

де  $K'_{\text{п}}$  – поправочний коефіцієнт на кількість кабелів в після аварійному режимі;

$K_{\text{ап}}$  – допустимий коефіцієнт аварійного перевантаження.

Мінімальна площа перерізу кабелю, що відповідає вимогам термічної стійкості:

$$F_{\text{тер}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (3.8.15)$$

де  $B_{\text{к}}$  – тепловий імпульс,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ , що розраховується за формулою:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к.з.}}^2 (t_{\text{р.з. min}} + T_{\text{а}}); \quad (3.8.16)$$

$C$  – розрахунковий термічний коефіцієнт,  $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$  (див. табл. 3.8.3).

Таблиця 3.8.3. Значення розрахункового термічного коефіцієнту  $C$  для кабелів 6-10 кВ з паперовою ізоляцією

Матеріал жил КЛ	Номінальна напруга КЛ, кВ	$C$ , $\text{А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$
Алюмінієві жили	6	92
	10	94
Мідні жили	6	140
	10	143

Нижче наведено числовий приклад розрахунку з вибору кабельних ліній напругою 10 кВ (КЛ1 до ТП1 із прикладу в попередньому пункті).

Розрахунковий струм кабельної лінії КЛ1:

$$I_{p\text{КЛ1}} = \frac{S_{p\text{ТП1}}}{n\sqrt{3}U_{cp.\text{ном}}} = \frac{1395,39}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 40,28 \text{ А}$$

Обираємо до встановлення кабель марки ААШв-10(3х50) з такими паспортними даними:  $r_{0\text{КЛ1}} = 0,62 \text{ Ом/км}$ ,  $x_{0\text{КЛ1}} = 0,09 \text{ Ом/км}$ ,  $I_{\text{доп кл}} = 105 \text{ А}$ .

Перевірка КЛ за допустимим струмовим навантаженням:

$$I_{p\text{КЛ1}} = 40,28 \text{ А} \leq K_{\text{п}} I_{\text{доп кл}} = 0,92 \cdot 105 = 96,6 \text{ А}.$$

Перевірка КЛ за умовами роботи в аварійному режимі:

$$\begin{aligned} I_{\text{ав КЛ1}} &= 2I_{p\text{КЛ1}} = 2 \cdot 40,28 = 80,56 \text{ А} \leq K_{\text{ап}} K'_{\text{п}} I_{\text{доп кл}} = \\ &= 1,25 \cdot 1 \cdot 105 = 131,25 \text{ А} \end{aligned}$$

Тепловий імпульс від струму к. з.:

$$B_{\text{к1}} = I_{\text{к1}}^2 (t_{p.z.\text{min}} + T_{a1}) = 4,25^2 \cdot (0,525 + 0,0097) = 9,66 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мінімальний переріз кабельної лінії за умовою термічної стійкості:

$$F_{\text{min}} = \frac{1}{C} \sqrt{B_{\text{к1}}} = \frac{1}{94} \sqrt{9,66} \cdot 10^3 = 33,06 \text{ мм}^2 \leq F_{\text{кЛ1}} = 50 \text{ мм}^2.$$

Результати розрахунків із вибору інших КЛ наведено в табл. 3.8.4.

Таблиця 3.8.4. Результати розрахунків із вибору кабельних ліній напругою 10 кВ

№ КЛ	$n_{\text{кл}},$ шт	$S_{\text{р}},$ МВА	$I_{\text{р}},$ А	$I_{\text{р.ав}},$ А	$B_{\text{к}},$ кА <sup>2</sup> /С	$F_{\text{мін}},$ мм <sup>2</sup>	Марка кабелю	$I_{\text{доп}},$ А	$K_{\text{п}}$	$K_{\text{п}} I_{\text{доп}},$ А	$K_{\text{ап}}$	$K_{\text{п}}'$	$K_{\text{ап}}' I_{\text{доп}}',$ А
1	2	1395,39	40,28	80,56	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
2	1	697,7	40,28	-	9,66	33,06	1хААШВ-10(3х50)	105	1	105	-	-	-
3	2	1400,55	40,43	80,86	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
4	2	1400,55	40,43	80,86	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
5	2	1402,59	40,49	80,98	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
6	2	1402,59	40,49	80,98	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
7	2	1405,18	40,56	81,12	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
8	2	1399,62	40,4	80,8	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
9	2	1400,73	40,44	80,88	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
11	2	1425,02	41,14	82,28	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	1,25	1	131,25
12	1	700,19	40,43	-	9,66	33,06	1хААШВ-10(3х50)	105	1	105	-	-	-
13, 14	2	1867	53,9	-	9,66	33,06	2хААШВ-10(3х50)	105	0,92	96,6	-	-	-

**3.8.3. Вибір електричних апаратів високої напруги.** В випускній кваліфікаційній роботі необхідно здійснити вибір таких електричних апаратів: вимикачі в розподільчих пристроях (РП) усіх класів напруг, роз'єднувачі, розрядники, обмежувачі перенапруги, вимикачі навантаження, плавкі запобіжники.

#### *Вибір високовольтних вимикачів*

Область застосування тих чи інших типів вимикачів залежить від конкретних умов їх експлуатації. При проектуванні системи електропостачання рекомендується надавати перевагу новим типам вимикачів, що виробляються вітчизняною чи зарубіжною промисловістю.

Умови вибору високовольтних вимикачів наведено в табл. 3.8.5.

Таблиця 3.8.5. Умови вибору високовольтних вимикачів

№ з/п	Параметр вимикача	Умови вибору
1	Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{\text{роб.форс.}} \leq I_{\text{ном}}$
3	Відключаюча здатність:	
	- симетричний струм	$I_{\text{К0}}'' \leq I_{\text{дин.ст}}$
	- асиметрична складова	$i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}\beta_{\text{н}} I_{\text{відкл.ном}}$
	- повний струм	$\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{ном.відкл}}(1 + \beta_{\text{н}})$
4	Динамічна стійкість:	
	- симетричний струм	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{дин.ст.}}$
	- ударний струм	$i_{\text{уд}} \leq 1,8\sqrt{2}I_{\text{дин.ст.}}$
5	Термічна стійкість	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тн}}^2 t_{\text{тн}}$

В табл. 3.8.5:

$I_{пт}$  – періодична складова струму к. з. в момент розходження контактів  $\tau$  (приймають рівним  $I_{пт} = I''_{к.з.}$ );

$i_{ат}$  – аперіодична складова струму к. з. для моменту часу  $\tau = t_{в} + t_{рз.мін}$ ;

$t_{в}$  – власний час відключення вимикача;

$t_{рз.мін}$  – мінімальний час спрацювання релейного захисту.

Нижче наведено приклад розрахунків із вибору ввідного вимикача напругою 35 кВ (табл. 3.8.6).

Таблиця 3.8.6. Результати вибору ввідного вимикача напругою 35 кВ

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахунок
Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$35 \leq 35$
Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.форс.} \leq I_{ном}$	$343,33 \leq 1600$
Відключаюча здатність:		
- симетричний струм	$I''_{К0} \leq I_{дин.ст}$	$1,65 \leq 20$
- асиметрична складова	$i_{ат} \leq \sqrt{2}\beta_n I_{відкл.ном}$	$0 \leq 11,31$
- повний струм	$\sqrt{2}I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2}I_{ном.відкл}(1 + \beta_n)$	$1,41 \cdot 1,65 + 0 = 2,33 \leq 1,41 \cdot 20 \cdot (1 + 0,4) = 39,6$
Динамічна стійкість:		
- симетричний струм	$I_{пт} \leq I_{дин.ст.}$	$1,65 \leq 52$
- ударний струм	$i_{уд} \leq 1,8\sqrt{2}I_{дин.ст.}$	$2,75 \leq 132,7$
Термічна стійкість	$B_k \leq I_{ТН}^2 t_{ТН}$	$2,93 \leq 1200$

Найменший час від моменту початку к. з. до моменту розходження контактів вимикача:

$$\tau = t_{\text{рз.мін}} + t_{\text{с.в}} = 0,02 + 0,05 = 0,07 \text{ с.}$$

Аперіодична складова струму к. з. для моменту розходження контактів:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I''_{K0} e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,65 \cdot e^{\frac{-0,07}{0,0058}} \approx 0 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс від струму к. з.:

$$B_k = I''_{K0}^2 (t_{\text{с.в.}} + t_{\text{рз.макс}} + T_a) = 1,65^2 (0,05 + 1,02 + 0,0058) = 2,93 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Таким чином, обираємо до встановлення вакуумний вимикач типу ВР35НС-35-20/1600 У1.

Технічні дані вимикача:  $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{макс.роб}} = 40,5 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ ;  $I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{ТН}} = 3 \text{ с}$ ;  $I_{\text{ТН}} = 20 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{дин.ст.}} = 52 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{відкл.вл}} = 0,05 \text{ с}$ ;  $t_{\text{відкл.заг}} = 0,065 \text{ с}$ ;  $\beta_{\text{н}} = 0,4$ .

Вибір секційного вимикача номінальною напругою 35 кВ проводиться аналогічно.

Приклад розрахунків із вибору ввідного вимикача напругою 10 кВ наведено в табл. 3.8.7.

Таблиця 3.8.7. Результати вибору ввідного вимикача напругою 10 кВ

Параметр вимикача	Умови вибору	Розрахунок
1	2	3
Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$10 \leq 11$
Довготривалий номінальний струм	$I_{\text{роб.форс.}} \leq I_{\text{ном}}$	$860,8 \leq 1000$



Продовження табл. 3.8.7

1	2	3
Відключаюча здатність:		
- симетричний струм	$I_{K0}'' \leq I_{\text{дин.ст}}$	$4,25 \leq 20$
- асиметрична складова	$i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}\beta_{\text{н}} I_{\text{відкл.ном}}$	$0 \leq 11,31$
- повний струм	$\sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \leq \sqrt{2}I_{\text{ном.відкл}}(1 + \beta_{\text{н}})$	$1,41 \cdot 4,25 + 0 = 6,01 \leq 1,41 \cdot 20 \cdot (1 + 0,4) = 39,6$
Динамічна стійкість:		
- симетричний струм	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{дин.ст.}}$	$4,25 \leq 52$
- ударний струм	$i_{\text{уд}} \leq 1,8\sqrt{2}I_{\text{дин.ст.}}$	$8,75 \leq 132,7$
Термічна стійкість	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тн}}^2 t_{\text{тн}}$	$22,61 \leq 1200$

Найменший час від моменту початку к. з. до моменту розходження контактів вимикача:

$$\tau = t_{\text{рз. min}} + t_{\text{с.в}} = 0,5 + 0,042 = 0,542 \text{ с.}$$

Аперіодична складова струму к. з. для моменту розходження контактів:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2}I_{K0}'' e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,25 \cdot e^{\frac{-0,542}{0,0058}} \approx 0 \text{ кА.}$$

Тепловий імпульс від струму к. з.:

$$B_{\text{к}} = I_{K0}''^2 (t_{\text{с.в.}} + t_{\text{рз. max}} + T_a) = 4,25^2 (0,042 + 1,2 + 0,0097) = 22,61 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Обираємо до встановлення вакуумний вимикач типу ВР1-10-20/1000 У2.

Технічні дані вимикача:  $U_{\text{ном}} = 11 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{max.роб}} = 12 \text{ кВ}$ ;  
 $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ ;  $I_{\text{відкл}} = 20 \text{ кА}$ ;  $t_{\text{ТН}} = 3 \text{ с}$ ;  $I_{\text{ТН}} = 20 \text{ кА}$ ;  $I_{\text{дин.ст.}} = 52 \text{ кА}$ ;  
 $t_{\text{відкл.вл}} = 0,042 \text{ с}$ ;  $t_{\text{відкл.заг}} = 0,057 \text{ с}$ ;  $\beta_{\text{н}} = 0,4$ .

Вибір секційного вимикача та вимикачів на відхідних лініях номінальною напругою 10 кВ проводиться аналогічно.

### Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачами називають комутаційні апарати, призначені для відключення і включення ланцюгів без струму і для створення видимого розриву в ланцюгу. Рівень ізоляції цього розриву (проміжку) повинен відповідати максимальній імпульсній напрузі при повній хвилі.

В залежності від конструкції розрізняють рублячи, поворотні, коливаючі і пантографічні роз'єднувачі.

Умови вибору роз'єднувачів подібні до умов вибору високовольних вимикачів. Різниця полягає лише у відсутності необхідності перевірки їх на відключаючу здатність.

В табл. 3.8.8 наведено умови вибору роз'єднувача

Таблиця 3.8.8. Умови вибору роз'єднувача

№ з/п	Параметр роз'єднувача	Умови вибору
1	Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{\text{роб.форс.}} \leq I_{\text{ном}}$
3	Динамічна стійкість:	
	- симетричний струм	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{дин.ст.}}$
	- ударний струм	$i_{\text{уд}} \leq 1,8\sqrt{2}I_{\text{дин.ст.}}$
4	Термічна стійкість	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{ТН}}^2 t_{\text{ТН}}$

Приклад розрахунків із вибору роз'єднувача напругою 35 кВ наведено в табл. 3.8.9.

Таблиця 3.8.9. Результати вибору роз'єднувача номінальною напругою 35 кВ

№ з/п	Параметр роз'єднувача	Умови вибору	Розрахунок
1	Номінальна напруга	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$35 \leq 35$
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{роб.форс.} \leq I_{ном}$	$343,33 \leq 1600$
3	Динамічна стійкість:		
	- симетричний струм	$I_{пт} \leq I_{дин.ст.}$	$1,65 \leq 63$
	- ударний струм	$i_{уд} \leq 1,8\sqrt{2}I_{дин.ст.}$	$2,75 \leq 132,7$
4	Термічна стійкість	$B_k \leq I_{ТН}^2 t_{ТН}$	$2,79 \leq 1200$

Тепловий імпульс від струму к.з.:

$$B_k = I_{K0}^2 (t_{рз.мах} + T_a) = 1,65^2 (1,02 + 0,0058) = 2,79 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Обираємо до встановлення роз'єднувач типу РНДЗ.2-35/1000 У1.

#### *Вибір вимикачів навантаження та плавких запобіжників*

Вимикачі навантаження та плавкі запобіжники застосовуються у випадку магістральної або змішаної схеми внутрішнього електропостачання. Як зазначалось в попередніх розділах, використання зв'язки «вимикач навантаження — плавкий запобіжник» дозволяє уникнути встановлення відносно дорогого високовольтного вакуумного вимикача на магістральних ділянках системи електропостачання.

Умови вибору вимикачів навантаження ті ж самі, що і для роз'єднувача (табл. 3.8.8).

Умови вибору плавких запобіжників наведені в табл. 3.8.10

Таблиця 3.8.10. Умови вибору плавких запобіжників

№ з/п	Параметр роз'єднувача	Умови вибору
1	Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2	Номінальний струм плавкої вставки	$2I_{\text{т.ном}} \leq I_{\text{п.в.}}$
3	Чутливість захисту	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з. min}}}{I_{\text{п.в}}} \geq 3$
4	Відключаюча здатність	$I_{\text{к.з.}}^{(3)} \leq I_{\text{п.відкл.}}$

### Вибір розрядників та обмежувачів перенапруги

Для захисту обладнання підстанції від атмосферних та внутрішніх перенапруг застосовуються розрядники або обмежувачі перенапруги.

Установка вентильних розрядників необхідна на усіх вводах силових трансформаторів, при цьому не допустимо встановлення комутаційних апаратів між розрядниками і вводом.

Вентильні розрядники підключають до контуру заземлення підстанції по найближчому шляху.

Основним і головним критерієм вибору розрядника (або обмежувача перенапруги) є відповідність значення номінальної напруги мережі значенню номінальної напруги розрядника (обмежувача перенапруги):  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ .

Приклад вибору розрядників та обмежувачів перенапруги наведено нижче (табл. 3.8.11).

Таблиця 3.8.11. Результати вибору розрядника напругою 35 кВ

Тип	Ном. напруга, кВ	Номінальна допустима напруга (діюче знач.), кВ	Пробивна напруга при $f = 50$ Гц		Імпульс пробивної напруги, не більше, кВ	Найбільша залишкова напруга, кВ, при імпульсі струму з довжиною фронту хвилі 8 мкс та амплітуді, А		
			Не менше	Не більше		3000	5000	10000
РВС 35У1	35	40.5	78	98	125	122	130	143

На напругу 10 кВ приймаємо до встановлення обмежувачі перенапруги ОПН-10/420/12-УХЛ1. Їх технічні характеристики:

- найбільша тривала допустима напруга: 12 кВ.
- номінальна напруга обмежувача – 10.5 кВ.
- номінальний розрядний струм – 200 А

**3.8.4. Вибір потужності та схем живлення трансформаторів власних потреб.** Власні потреби підстанції є одним з найбільш відповідальних споживачів, тому що їх робота визначає нормальне функціонування всієї підстанції, а як наслідок, і надійність електропостачання інших споживачів.

Склад споживачів власних потреб підстанції залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів й типу обладнання.

До електричних приймачів системи власних потреб підстанції відносяться: електродвигуни обдуву силових трансформаторів й синхронних компенсаторів; кола оперативного струму; пристрої підігріву вимикачів, від'єднувачів, короткозамикачів й шаф КРПЗ з встановленими в них електричними апаратами і приладами; робоче, аварійне освітлення й опалення; система пожежогасіння; системи релейного захисту, автоматики і телемеханіки; джерела оперативного струму.

Найбільш відповідальними споживачами власних потреб підстанцій є кола оперативного струму, системи релейного захисту, зв'язку і телемеханіки, системи охолодження трансформаторів, системи пожежної безпеки, електроприймачі компресорної.

Для електропостачання системи власних потреб підстанцій використовують знижувальні трансформатори із вторинною напругою 380/220 В. із заземленою нейтраллю. Номінальну потужність трансформатора власних потреб (ТВП) вибирають по розрахунковій потужності споживачів власних потреб.

Розрахункове навантаження трансформаторів власних потреб визначається за виразом:

$$S_p = K_{\Pi} S_{\text{уст}} , \quad (3.8.17)$$

де  $K_{\Pi}$  – коефіцієнт попиту, приймається  $K_{\Pi} = 0,7 \dots 0,8$ ;

$S_{уст}$  – сумарна встановлена потужність споживачів власних потреб підстанції.

На усіх двотрансформаторних підстанціях 35 – 750 кВ передбачається встановлення двох ТВП, які приєднуються до різних джерел живлення. На стороні низької напруги ТВП повинні працювати окремо, кожний на свою секцію, з АВР на міжсекційному зв'язку.

На простих одотрансформаторних підстанціях малої потужності встановлюється один ТВП й передбачається складський резерв. Якщо на одотрансформаторній підстанції встановлено синхронний компенсатор, або трансформатор з системою охолодження Д і ДЦ, то передбачається два ТВП, один з котрих приєднується безпосередньо до мережі 35 кВ.

Потужність ТВП підстанції вибирається з розрахунку, щоб коефіцієнт їх завантаження складав  $K_z = 0,7...0,75$ .

Для живлення оперативних кіл підстанції застосовується змінний та постійний струм.

Постійний оперативний струм застосовується на усіх підстанціях 330-750 кВ й на підстанціях з розподілювальним пристроєм 110-220 кВ із збірними шинами. Рекомендується також застосування постійного оперативного струму на підстанціях 110-220 кВ, якщо кількість вимикачів ВН - три і більше, а також при наявності повітряних вимикачів.

Оперативний змінний струм застосовується на підстанціях 110-220 кВ без вимикачів на стороні ВН, а також на підстанціях 35/6...10 кВ з вимикачами на стороні ВН. Застосування випрямленого оперативного струму можливо на підстанціях 110-220 кВ з вимикачами на стороні ВН, якщо виключена можливість одночасного увімкнення більш ніж одного вимикача.

Схема підключення трансформаторів власних потреб для випадку змінного оперативного струму наведена на рис. 3.8.3.

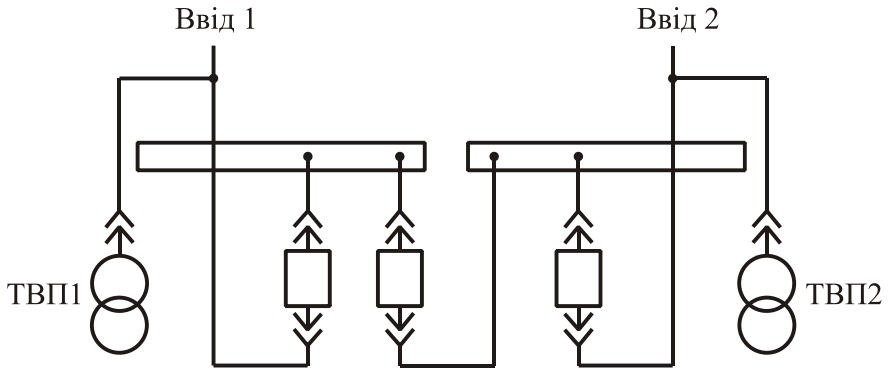


Рис. 3.8.3. Схема під'єднання ТВП на ГЗП із змінним оперативним струмом

При виконанні бакалаврської роботи для визначення навантаження ТВП можливо користуватись даними, що наведені в табл. 3.8.12.

Таблиця 3.8.12. Активна потужність споживачів власних потреб підстанції

№ з/п	Споживачі	Встановлена потужність, кВт
1	2	3
1	Електродвигуни обдуву трансформаторів номінальною потужністю:	
	16-40МВА	6-8
	60 - 80 МВА	8-12
	80 - 250 МВА	12-18
2	Пристрої підігріву вимикачів 110-220 кВ	1,75
3	Пристрої підігріву вимикачів 35 кВ	1,15
4	Обігрів:	
	шафа КРПЗ	0,6
	шафа релейної апаратури	0,5

Продовження табл. 3.8.12

1	2	3
5	Опалення і освітлення приміщення оперативного персоналу	5-6
6	Зовнішнє освітлення	4-5
7	Споживання оперативними колами	2-3
8	Компресорна установка	13-20

Нижче наведено числовий приклад розрахунку із вибору ТВП (таблиця 3.8.13), вихідними даними до якого є результати розрахунків із попередніх розділів навчального посібника.

Таблиця 3.8.13. Вибір трансформаторів власних потреб

№ з/п	Споживачі	$P_{\text{ном}},$ кВт	$n,$ шт.	$P_{\text{сум}},$ кВт	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$	$P_{\text{уст}},$ кВт	$Q_{\text{уст}},$ квар
1	Електродвигуни обдуву трансформаторів 10 МВА	4	4	16	0,8	0,75	16	12
2	Пристрої підігріву вимикачів 35 кВ	3	3	9	0,97	0,25	9	2
3	Пристрої підігріву комірок КРП	0,6	34	20,4	0,97	0,25	20,4	5
4	Опалення та освітлення приміщення оперативного персоналу	6	3	18	0,97	0,25	18	5
5	Зовнішнє освітлення	4,5	4	18	0,97	0,25	18	5
6	Споживання оперативними колами	3	6	18	0,97	0,25	18	5
Всього							99,4	34

Сумарне встановлене навантаження ТВП:

$$S_{\text{уст}} = \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} = \sqrt{99,4^2 + 34^2} = 105,05 \text{ кВА.}$$



Розрахункова потужність ТВП:

$$S_p = K_n S_{уст} = 0,8 \cdot 105,05 = 84,04 \text{ кВА.}$$

Обираємо до встановлення 2 трансформатори власних потреб типу ТМ-63/10.

Технічні дані: ТМ-63/10:  $S_{ном} = 63 \text{ кВА}$ ;  $U_{ВН} = 10 \text{ кВ}$ ;  
 $U_{НН} = 0,4 \text{ кВ}$ .

Коефіцієнт завантаження ТВП:

$$K_3 = \frac{S_p}{n_{ТВП} S_{ном}} = \frac{84,04}{2 \cdot 63} = 0,67.$$

### 3.9. Облік та вимірювання режимних параметрів системи електропостачання

В даному розділі випускної кваліфікаційної роботи необхідно провести вибір та обґрунтування системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання, вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників, вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.

**3.9.1. Обґрунтування системи комерційного та технічного обліку і контролю електроспоживання.** Комерційним обліком електроенергії називається облік виробленої, а також відпущеної споживачам електроенергії для грошового розрахунку за неї.

Лічильники, що встановлюються для ведення розрахункового обліку називаються *розрахунковими* лічильниками.

Технічним обліком електроенергії називається облік для контролю витрати електроенергії всередині електростанцій, підстанцій, підприємств, в приміщеннях, квартирах і т.д.

Лічильники, встановлені для технічного обліку називаються лічильниками *технічного* обліку.

Лічильники для розрахунку електропостачаючої організації з споживачами електроенергії рекомендується встановлювати на границі розподілу мережі електропостачаючої організації і споживача. На підстанціях енергосистеми розрахункові лічильники активної енергії повинні встановлюватись на кожній відходячий ЛЕП, що належить споживачам.

Лічильники комерційного обліку активної енергії на підстанції енергосистеми повинні встановлюватися:

- для кожної відходячої лінії електропередачі, що належить споживачеві;
- для міжсистемних ліній електропередачі;
- на трансформаторах власних потреб.

Лічильники комерційного обліку дозволяється встановлювати не на живлячому, а на прийомному кінці лінії у споживача у випадках, коли трансформатори струму на електростанціях та підстанціях, обрані по струму к. з. або по характеристикам диференційного захисту, не забезпечують потрібної точності обліку електроенергії.

Лічильники реактивної енергії повинні встановлюватись на тих же елементах схеми, на яких встановлені лічильники активної енергії для споживачів, що розраховуються за електроенергію з урахуванням дозволеної до використання реактивної потужності.

Для підприємств, що розраховуються з електропостачальною організацією по максимуму дозволеної реактивної потужності, слід передбачувати встановлення лічильників з вказівником максимуму навантаження, при наявності системи обліку електроенергії.

На підприємствах слід передбачати технічну можливість для встановлення лічильників технічного обліку для контролю за виконанням лімітів витрати електроенергії цехами, технологічними лініями, окремими енергомісткими агрегатами, для визначення втрати електроенергії на одиницю продукції.

Допускається встановлення лічильників технічного обліку на вводі підприємства, якщо розрахунковий облік з цим підприємством ведеться за лічильниками, встановленими на підстанціях та електростанціях енергосистеми.

Вимірювання струму повинно проводитись в колах усіх напруг, де воно потрібне для систематичного контролю

технологічного процесу чи обладнання. В колах змінного трифазного струму слід, як правило, вимірювати струм однієї фази.

Вимірювання струму кожної фази повинно проводитись:

1. Для синхронних турбогенераторів потужністю 12 МВт і більше;

2. Для ліній електропередач з пофазним керуванням, ліній з повздовжньою компенсацією та ліній, для яких передбачається можливість роботи в неповнофазному режимі; в обґрунтованих випадках може бути передбачене вимірювання струму кожної фази ліній електропередач 330 кВ і вище з трифазним керуванням;

3. Для дугових печей.

Вимірювання напруги, як правило, повинно передбачатись:

1. На секціях збірних шин постійного та змінного струму, які можуть працювати окремо; допускається встановлення одного приладу з перемиканням на декілька точок обліку; на підстанції допускається вимірювати напругу лише на стороні високої напруги;

2. В колах генераторів постійного і змінного струму, синхронних компенсаторів, а також в окремих випадках в колах агрегатів спеціального призначення;

3. В колах збудження синхронних машин потужністю 1 МВт і більше;

4. В колах силових перетворювачів, акумуляторних батарей, зарядних і підзарядних пристроїв.

В трифазних мережах проводиться, як правило, вимірювання однієї міжфазної напруги.

Вимірювання потужності повинно проводитись в колах:

1. Генераторів - активної і реактивної потужності;

2. Конденсаторних батарей потужністю 25 Мвар і більше і синхронних компенсаторів реактивної потужності;

3. Трансформаторів і ліній, що живлять СН напругою 6 кВ і вище теплових електростанцій - активної потужності;

4. Підвищувальних трансформаторів електростанцій – активної і реактивної потужності;

5. Знижувальних трансформаторів 220 кВ і вище – активної і реактивної, 110 – 150 кВ – активної потужності;

6. Ліній напругою 110 кВ і вище з двостороннім живленням, а також обхідних вимикачів – активної і реактивної потужності.

На інших елементах підстанцій, де для періодичного контролю режимів мережі потрібно вимірювання перетоків активної і реактивної потужності, повинна передбачатись можливість під'єднання контрольних переносних приладів.

**3.9.2. Вибір комплексних систем обліку та контролю електроспоживання, багатофункціональних електронних лічильників.** Промислові підприємства, як правило, належать і підпорядковуються локальному рівню системи обліку згідно «Концепції побудови автоматизованої системи обліку електроенергії в умовах енергоринку».

Локальний рівень складатися з:

- приладів обліку, що збирають інформацію від лічильників;
- вимірювальних каналів комерційного і технічного обліку;
- каналів передачі даних;
- програмного забезпечення серверної частини АСКОЕ.

На рис. 3.9.1 показана структурна схема АСКОЕ.

*Перший рівень* – первинні вимірювальні прилади (ПВП) з телеметричними або цифровими виходами, що здійснюють безперервно або з мінімальним інтервалом усереднення вимірювання параметрів енергообліку споживачів (споживання електроенергії, потужність, тиск, температуру, кількість енергоносія, кількість теплоти з енергоносієм) по точках обліку (фідер, труба і т.д.).

*Другий рівень* – пристрої збору і передачі даних (ПЗПД), спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі з вбудованим програмним забезпеченням енергообліку, усереднювання, що здійснюють в заданому циклі інтервалу цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ПВП, накопичення, обробку і передачу цих даних на верхні рівні.

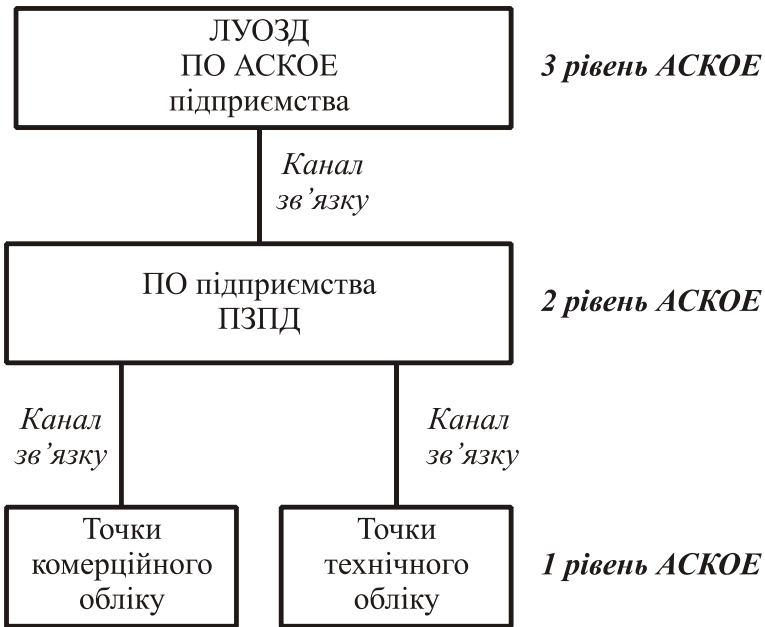


Рис. 3.9.1. Структурна схема АСКОЕ

*Третій рівень* – персональний комп'ютер (ПК) або сервер центру збору і обробки даних із спеціалізованим програмним забезпеченням АСКОЕ, що здійснює збір інформації з ПЗПД (або групи ПЗПД), підсумкову обробку цієї інформації як по точках обліку, так і по їх групах – по підрозділах і об'єктах підприємства, документування і відображення даних обліку у вигляді, зручному для аналізу і ухвалення рішень (керування) оперативним персоналом служби головного енергетика і керівництвом підприємства.

АСКОЕ повинна вирішувати наступні завдання:

- реалізація стандартних протоколів міжрівневого обміну інформацією;
- відображення і реєстрація на твердій копії інформації про поточні і розрахункові дані обліку;
- захист інформації від несанкціонованого доступу на всіх рівнях обробки і зберігання;
- самодіагностика комплексу технічних засобів системи з

оперативною передачею інформації про збої і відмови окремих пристроїв.

Програмно-технічні засоби у складі АСКОЕ повинні забезпечити збереження всієї вимірюної і накопиченої інформації при збоях і відмовах окремих технічних засобів.

Перелік основної технічної документації на АСКОЕ:

- загальний опис і інструкції з експлуатації системи;
- технічний опис системи;
- структурна схема комплексу технічних засобів;
- однолінійна електрична схема, із зазначенням меж балансової приналежності і розташуванням точок комерційного обліку електроенергії, узгоджена з енергопередавальною компанією;
- плани (схеми) розташування устаткування;
- опис алгоритмів функціонування компонентів АСКОЕ;
- комплект документації на апаратуру і програмне забезпечення (структурна схема комплексу технічних засобів, схема з'єднання і підключення, специфікація устаткування, документація на технічні засоби, що поставляються заводами-виробниками, експлуатаційна документація на систему і т.д.);
- методика перевірки системи і її елементів;
- свідоцтво про метрологічну перевірку засобів вимірювань і АСКОЕ в цілому;
- паспорти-протоколи точок обліку вимірювального комплексу.

Також до складу технічної документації АСКОЕ повинні входити накази і розпорядження по організації експлуатації АСКОЕ, що визначають:

- відповідальних співробітників, що відповідають за експлуатацію апаратури і програмного забезпечення АСКОЕ;
- перелік документації по експлуатації апаратури і програмного забезпечення АСКОЕ;
- порядок обслуговування апаратури і ПО (контроль справності апаратури, її періодичного тестування, порядок і періодичність перевірки, порядок дії персоналу при виході системи з ладу);
- порядок контролю відповідності внутрішнього часу АСКОЕ системі еталонного часу і його коректування при необхідності;
- порядок організації і забезпечення передачі комерційної,

технічної і службової інформації в енергопостачальну компанію.

Програмні засоби АСКОВ повинні забезпечувати:

- безвідмовну роботу протягом всього терміну служби, а при оновленні версій повну сумісність і збереження всіх раніше встановлених параметрів, що зберігаються;

- автоматичну самодіагностику по всіх параметрах;

- обчислення всіх необхідних показників енергоспоживання, можливість зміни в процесі роботи складу і кількості параметрів, що враховуються, а так само механізмів їх обчислень;

- механізм програмного захисту (система паролів) від несанкціонованого доступу;

- можливість ведення «журналу подій», що фіксує всі входи в програмне забезпечення, його зміни, а також всі порушення нормального функціонування пристрою (збої живлення, втрата інформації від електролічильника, пропажі каналу зв'язку і тому подібне) з обов'язковою фіксацією дати і часу;

- формати і протоколи передачі даних АСКОВ повинні бути побудовані на основі «відкритих» промислових стандартів, тобто повинні бути сумісні з АСКОВ різних розробників, мати можливість транспортувати дані в різні СУБД, електронні таблиці і інші типи програмних застосувань для подальшої обробки і зберігання інформації;

- база даних повинна бути захищена від втрати інформації при апаратних відмовах і при несанкціонованому доступі;

- інформаційний обмін на верхньому рівні АСКОВ повинен здійснюватися на основі архітектури «клієнт-сервер», з використанням протоколів TCP/IP і стандарту структурної мови запитів до бази даних – SQL;

- система повинна забезпечувати зберігання некоректованої діагностичної і комерційної інформації на довготривалих носіях.

АСКОВ повинна забезпечувати збереження даних при відключенні основної мережі живлення на протязі не менше 60 днів і автоматичне відновлення працездатності при відновленні живлення.

Система повинна забезпечити видачу застережливої інформації (звукова і візуальна сигналізація) з використанням внутрішніх

(монітор, звукова карта) і зовнішніх (інформаційне табло, незалежна звукова сигналізація, дзвінок по телефону, сигнальний лист по E-mail) можливостей.

Підсистема телекомунікацій забезпечує надійний обмін даними між точками обліку і диспетчерським пунктом АСКОЕ. Надійний обмін забезпечується використанням дубльованих каналів зв'язку, наприклад, основний виділений канал і як резервний – канал зв'язку через мережу Internet.

Передача інформації від лічильників комерційного та технічного обліку виконується цифровим каналом через силові мережі підприємств. Канали керування задіяні для керування навантаженням. Інформація передається по цифровому каналу RS-485, а для комутації серверної частини АСКОЕ виконується перетворення інформації з інтерфейсу RS-485 в інтерфейс PLC2 .

В результаті проведеного аналізу технічних даних різних моделей маршрутизаторів MTX було прийнято рішення застосувати маршрутизатор типу MTX RT 6L1R1 E4/G-3. Його основні технічні характеристики наведено в табл. 3.9.1.

Таблиця 3.9.1. Технічні характеристики маршрутизатора MTX RT

№ з/п	Характеристика	Од. вим.	MTX RT-xx1xxxx/xx, MTX RT-xx2xxxx/xx	MTX RT-xx3xxxx/xx
1	2	3	4	5
1	Діапазон напруги живлення	В	220 +15% – 20%	220 +15% -20%
2	Номинальна частота	Гц	50 ± 2,5	50 ± 2,5
3	Активна споживана потужність не більше	Вт	15	20
4	Повна споживана потужність не більше	ВА	60	160
5	Абсолютна похибка годин на добу, не більше	с	5	5



Продовження табл. 3.9.1

1	2	3	4	5
6	Термін служби акумуляторної батареї	год	10	10
7	Габаритні розміри	мм	240x185x106	240x185x106
8	Маса не більше	кг	1,5	1,5

Цей маршрутизатор представляє собою автономний пристрій, що підключається до трифазної мережі і використовує її як для власного живлення, так і для обміну інформацією з лічильниками. Маршрутизатор містить ряд інтерфейсів для обміну інформацією між лічильниками і сервером. Цей набір визначається моделлю маршрутизатора.

Маршрутизатор автоматично визначає наявність лічильників в мережі. Установка нових лічильників не вимагає попереднього запису в пам'ять маршрутизатора їх ідентифікаційних номерів. Маршрутизатор встановлює прямий або багаторівневий (через інші лічильники) зв'язок з усіма лічильниками в мережі і формує таблицю маршрутизації, в яку заносяться ID і мережеві адреси всіх лічильників. При відсутності зв'язку з лічильником більше двох діб, лічильник виключається з таблиці. Маршрутизатор забезпечений годинником, що дозволяють відраховувати поточний час і формувати календарну дату.

При відсутності напруги мережі годинник маршрутизатора отримує живлення від літєвої батареї, термін служби якої становить 10 років при правильній експлуатації маршрутизатора. У момент зв'язку з лічильником або іншим пристроєм виконується коригування його системного часу. Маршрутизатор призначений для безперервної цілодобової роботи в закритих приміщеннях. Середнє напрацювання на відмову, при ймовірності відмови 0,8 не менше 24 000 годин.

Маршрутизатор може виконувати наступні функції (набір каналів зв'язку визначається моделлю маршрутизатора):

1. Обмін даними з лічильниками електроенергії або іншими вимірювальними приладами з використанням:

- PLC LV-магістралі (L-канал), в якості каналу зв'язку використовуються трифазні лінії електропередачі 0,4 кВ;

- радіоканал, частота 2,4 ГГц.

2. Обмін даними між маршрутизатором і сервером здійснюється по каналах GSM або Ethernet.

3. Синхронізація часу в підсистемі збору і передачі даних з часом сервера. Matrix AMM.

4. Перенаправлення інформації користувача з лічильників на зовнішні дисплеї або на інший маршрутизатор.

5. Зберігання даних до моменту передачі їх на сервер або до закінчення їх часу життя.

В якості приладів комерційного обліку підприємства пропонується використовувати електронні лічильники типу MTX 3 фірми TeleTec.

Лічильник призначений для вимірювання потужності, споживаної електричної енергії (активної і реактивної) в мережах змінного струму 220/380 В або в високовольтних мережах при використанні трансформаторної схеми їх підключення.

Принцип дії лічильника засновано на аналогово-цифровому перетворенні електричних сигналів змінного струму, які надходять від первинних вимірювальних перетворювачів сили струму і напруги, з подальшим обчисленням з допомогою спеціалізованого мікроконтролера. Обмін даними між лічильниками і маршрутизатором в складі MATRIX AMM здійснюється по магістралям 380 В (лічильник з індексом «М») і радіальному стандарту PL- A і P, Y і S IEEE802.15.4 (індекси F I R). Технічні дані різних модифікацій лічильників MTX 3 наведено в табл. 3.9.2.

В результаті аналізу технічних характеристик лічильників (табл. 3.9.2) було прийнято рішення для організації комерційного обліку використовувати лічильники типу MTX 3G20.D3Z1P. Зовнішній вигляд лічильника MTX 3 G30 наведено на рис. 3.9.2.

Таблиця 3.9.2. Технічні дані різних модифікацій лічильників МТХ 3

№ з/п	Тип лічильника	Параметри
1	МТХ 3Ххх.Дх.ххх-хххх	Облік електроенергії: А – активної в одному напрям.; G – активної і реактивної в двох напрямках; R – активної в одному і реактивної в двох напрямках
2	МТХ 3хХХ.Дх.ххх-хххх	Клас точності обліку активної / реактивної енергії: 05 – 0,5S / 1,0; 10 – 1,0 / 1,0; 20 – 0,5S / 2,0; 30 – 1,0 / 2,0
3	МТХ 3ххх.ДХ.ххх-хххх	A = 1(5)A B = 5(6)A C = 5(7,5)A D = 5(10)A
4	МТХ 3ххх.Дх.хХх-хххх	2, 3 або 4 – кількість вимірювальних елементів
5	МТХ 3ххх.Дх.ххХ-хххх	Керування навантаженням: М – керування зовнішнім навантаженням; Z – керування навантаження відсутня.



Рис. 3.9.2. Зовнішній вигляд лічильника МТХ 3G30

**3.9.3. Вибір електричних схем підключення комплексних систем, лічильників та вибір трансформаторів струму та напруги.** Схеми підключення лічильників електроенергії різняться в залежності від типу обліку (комерційний або технічний), а також від типу вимірювальних приладів і місця їх встановлення (номінальної напруги мережі в точці приєднання лічильника). На рис. 3.9.3 в якості прикладу наведена схема підключення лічильника типу MTX 3G20 RG до мережі напругою вище 1 кВ, що може застосовуватись як для технічного, так і для комерційного обліку.

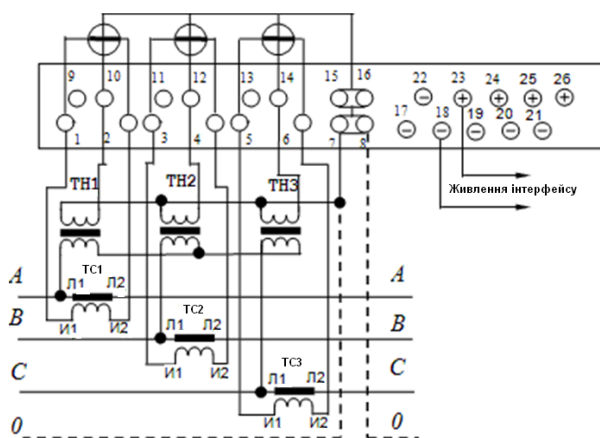


Рис. 3.9.3 Схема підключення лічильника типу MTX 3G20 до високовольтної мережі

Як видно з рис. 3.9.3, для підключення приладів обліку до мережі з напругою вище 1 кВ застосовуються вимірювальні трансформатори струму та напруги.

Нижче наведено короткі теоретичні відомості з вибору даних вимірювальних трансформаторів.

#### *Вибір трансформаторів струму*

Умови вибору трансформаторів струму наведено в табл. 3.9.3.

Таблиця 3.9.3. Умови вибору трансформаторів струму

№ з/П	Параметр ТС	Умова вибору
1	Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$
3	Динамічна стійкість	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}} = \sqrt{2}k_{\text{ед}}I_{\text{1ном}}$
4	Термічна стійкість	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = (k_{\text{т}}I_{\text{1ном}})^2 t_{\text{тер}}$
5	Вторинне навантаження	$Z_2 \leq Z_{\text{ном}}$

В табл. 3.9.3:

$k_{\text{ед}}$  – кратність електродинамічної стійкості по каталогу;

$I_{\text{1ном}}$  – номінальний первинний струм трансформатора струму;

Якщо в каталозі немає даних про  $k_{\text{ед}}$ , тоді перевірка на електродинамічну стійкість здійснюється за виразом:  $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин.ст}}$ ;

$k_{\text{т}}$  – кратність термічної стійкості по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – час термічної стійкості по каталогу,

$Z_{\text{2ном}}$  – номінальне вторинне навантаження ТС в заданому класі точності.

Для перевірки за умовою вторинного навантаження необхідно привести схему включення приладів:

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к}}, \quad (3.9.1)$$

де  $Z_{\text{прил}}$  – опір приладів послідовно підключених до вторинних кіл:

$$Z_{\text{прил}} = S_{\text{прил}} / I_{\text{2ном}}^2; \quad (3.9.2)$$

$R_{\text{к}}$  – опір контактів, в розрахунках приймають  $R_{\text{к}} = 0,05 \dots 0,1$  Ом;

$R_{\text{пров}}$  – опір з'єднувальних проводів.

Щоб ТС працював в обраному класі точності (як правило, 0,5), необхідно дотримуватися умови:

$$Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к}} \leq Z_{\text{ном}}. \quad (3.9.3)$$

Звідки опір проводів:

$$R_{\text{пров}} = Z_{\text{ном}} - Z_{\text{прил}} - R_{\text{к}}. \quad (3.9.4)$$

З формули (3.9.4) легко визначити переріз з'єднувальних проводів, при якому трансформатор струму буде працювати в заданому класі точності:

$$F_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{розр}}}{R_{\text{пров}}}, \quad (3.9.5)$$

де  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм<sup>2</sup>/м;

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина проводу, що залежить від схеми з'єднання ТС та відстані від приладів до ТС, м.

Нижче наведено приклад вибору трансформаторів струму, що встановлюються на вводах 10 кВ і призначені для приєднання приладів комерційного обліку. В якості вихідних даних було використано результати розрахунків, що наведені в попередніх розділах навчального посібника.

В табл. 3.9.4 наведено результати розрахунку параметрів по вибору трансформаторів струму.

Таблиця 3.9.4. Результати розрахунку параметрів по вибору трансформаторів струму

№ з/п	Параметр ТС	Умова вибору	Розрахунок
1	2	3	4
1	Номінальна напруга	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$	$10 \leq 10$
2	Довготривалий номінальний струм	$I_{\text{роб.форс}} \leq I_{\text{ном}}$	$860,8 \leq 1000$

Продовження табл. 3.9.4

1	2	3	4
3	Динамічна стійкість	$i_{уд} \leq i_{дин} = \sqrt{2} k_{ед} I_{ном}$	$8,75 \leq 81$
4	Термічна стійкість	$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$22,61 \leq 2967,7$
5	Вторинне навантаження	$Z_2 \leq Z_{ном}$	$0,2 \leq 0,4$

Обираємо до встановлення трансформатор струму ТЛК-10/1000. Його технічні характеристики:  $U_{ном} = 10$  кВ,  $I_{ном} = 1000$  А,  $I_{дин.ст.} = 81$  кА,  $I_{терм.ст.} = 31,5$  кА,  $Z_{2ном} = 0,4$  Ом,  $t_{ТН} = 3$  с.

Результати розрахунку вторинного навантаження ТС наведено в табл. 3.9.5.

Таблиця 3.9.5. Результати розрахунку вторинного навантаження ТС

Назва обладнання	Тип	$S_{прил}$ , ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Е 377	0,1		0,1
Прилад обліку	МТХ 3G20	0,1	0,1	0,1
Всього на вводі		0,2	0,1	0,2

Опір приладів, що послідовно приєднані до вторинних кіл ТС:

$$Z_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_{ном}^2} = \frac{0,2}{5^2} = 0,01 \text{ Ом.}$$

Опір проводів, при яких ТС буде працювати в заданому класі точності:

$$R_{пров} = Z_{2ном} - Z_{прил} - R_k = 0,4 - 0,01 - 0,1 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Переріз проводів:

$$F_{\text{пр}} = \frac{\rho l_{\text{розр}}}{R_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,29} = 1,95 \text{ мм}^2.$$

Обираємо до встановлення контрольний кабель типу АКРВГ-6.

Опір контрольного кабелю:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho l_{\text{розр}}}{F_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{6} = 0,09 \text{ Ом}.$$

Вторинне навантаження трансформатора струму, Ом:

$$Z_2 = Z_{\text{прил}} + R_{\text{пров.ст}} + R_{\text{к}} = 0,01 + 0,09 + 0,1 = 0,2 \text{ Ом}.$$

### *Вибір трансформаторів напруги*

Трансформатори напруги (ТН) вибираються по наступним умовам:

1. По напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (3.9.6)$$

2. По конструкції й схемі з'єднання обмоток;

3. По класу точності;

4. По вторинному навантаженню:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}} , \quad (3.9.7)$$

де  $S_{2\text{ном}}$  – номінальне навантаження ТН у вибраному класі точності.

Сумарне навантаження усіх приладів  $S_{2\Sigma}$ , підключених до ТН визначається за виразом:



$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum P_{\text{прил}}\right)^2 + \left(\sum Q_{\text{прил}}\right)^2}. \quad (3.9.8)$$

В мережах з ефективно заземленою нейтраллю використовуються трансформатори напруги типу НКФ або ємнісні дільники напруги НДЕ. В мережах з ізольованою нейтраллю, де потрібний контроль ізоляції мережі встановлюються трифазні ТН типу НТМИ, НАМИ або групи з трьох однофазних трансформаторів ЗНОМ, ЗНОЛ.

В якості прикладу нижче наведено розрахунки з вибору ТН для схеми електропостачання, що розглядалась в попередніх розділах.

Результати розрахунку вторинного навантаження трансформатора напруги наведено в табл. 3.9.6.

Таблиця 3.9.6. Результати розрахунку вторинного навантаження трансформатора напруги

Прилад	Тип	S, ВА	К-сть обмоток	К-сть прил.	$S_{2\Sigma}$ , ВА
Вольтметр	Е 377	1	1	1	1
Ватметр	Д-335	1,5	1	1	1,5
Варметр	Д-304	2	1	1	2
Багатофункц. лічильн.	MTX 3G20	7,5	3	1	22,5
Багатофункц. лічильн.	MTX 3G30	7,5	2	14	210
Всього					237

Приймаємо до встановлення трансформатор напруги типу НАМИ-10-66-У3 з технічними характеристиками:  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ,  $S_{\text{ном}} = 200$  ВА, клас точності – 0,5.

### 3.10. Релейний захист та автоматика

Згідно ПУЕ всі електроустановки повинні бути обладнані пристроями релейного захисту, призначеними для:

- автоматичного відключення пошкодженого елемента від іншої, непошкодженої частини електричної системи з допомогою вимикачів; якщо пошкоджений елемент безпосередньо не

порушує роботу електричної системи, допускається дія релейного захисту на сигнал;

- реагування на небезпечні, ненормальні режими роботи електричної системи; в залежності від режиму роботи і умов експлуатації електроустановки релейний захист повинен бути виконаний з дією на сигнал чи на відключення тих елементів, зупинка яких в роботі може призвести до пошкодження.

Пристрої релейного захисту повинні забезпечувати найменший можливий час відключення к. з. для забезпечення безперебійної роботи непошкодженої частини схеми і обмеження області та ступеня пошкодження елементу.

Релейний захист, що діє на відключення, повинен забезпечувати селективність дії, щоб при пошкодженні якого-небудь елементу електроустановки відключався лише цей пошкоджений елемент.

На кожному з елементів електроустановки повинен бути передбачений основний захист, призначений для його дії при пошкодженнях в межах елементу, що захищається, з часом, меншим, ніж у інших, встановлених на цьому елементі захистів.

При відмовах захистів та вимикачів суміжних елементів слід передбачувати резервний захист (для дальнього резервування).

Якщо основний захист має абсолютну селективність, то на даному елементі також повинен бути встановлений резервний захист, що виконує функції не лише дальнього, але і ближнього резервування.

У випускній кваліфікаційній роботі необхідно привести загальний опис систем релейного захисту для всіх характерних елементів системи електропостачання, а також провести розрахунок релейного захисту для одного з них.

Нижче наведено короткі теоретичні відомості щодо систем релейного захисту для найбільш поширених елементів систем електропостачання промислових підприємств.

*Релейний захист повітряних ліній 10 кВ.* ЛЕП в промислових мережах працюють як одиночні з одностороннім живленням та з ізолюваною або заземленою через дугогасильні котушки нейтралю. Тому захист від к. з. повинен враховувати тільки

багатофазні короткі замикання. Захист від однофазних коротких замикань діє звичайно на сигнал.

Від багатофазних замикань встановлюється двоступеневий струмовий захист, перша ступінь якого виконана у вигляді струмової відсічки, а друга у вигляді максимального струмового захисту з залежною характеристикою витримки часу.

Для захисту мереж від багатофазних к. з., зазвичай передбачаються наступні захисти:

- струмова відсічка без витримки часу;
- струмова відсічка з витримкою часу;
- максимальний струмовий захист;
- максимальний струмовий захист з блокуванням мінімальної

напруги;

- комбінована відсічка за струмом і напругою;
- дистанційних захист.

Захист від однофазних замикань виконується з використанням трансформаторів струму нульової послідовності і в першу чергу реагує на усталене замикання на землю. Захист від однофазних замикань на землю, що діє на відключення без витримки по вимозі безпеки, вимикає тільки елемент, що живить пошкоджену ділянку.

*Релейний захист кабельних ліній 10 кВ.* Для кабельних ліній в мережах 10 кВ з ізолюваною нейтраллю передбачаються пристрої релейного захисту від багатофазних коротких замикань та однофазних замикань на землю.

На одиночних лініях з одностороннім живленням від багатофазних замикань встановлюється двоступінчатий струмовий захист, перша ступінь якого виконана у вигляді струмової відсічки без витримки часу, а друга – у вигляді максимального струмового захисту з залежною характеристикою витримки часу.

Захист від замикань на землю на всіх кабельних лініях виконаний у вигляді селективного захисту, що діє на сигнал.

*Релейний захист високовольтних двигунів.* Для високовольтних двигунів передбачено релейний захист від наступних видів пошкоджень і ненормальних режимів:

- багатофазних к. з. в обмотці статора і на її виводах;

- замкнення на землю в обмотці статора;
- струмів перевантаження;
- асинхронного режиму для синхронних двигунів;
- втрати живлення.

Захист від багатофазних к. з. встановлюють для всіх типів двигунів, і він діє на відключення електродвигуна (для синхронних двигунів захист також діє і на пристрій автоматичного гасіння поля, якщо він передбачений).

*Релейний захист конденсаторних установок.* Захист конденсаторних установок, що приєднуються паралельно приймачам електричної енергії, передбачається для наступних видів пошкоджень та ненормальних режимів:

- багатофазних к. з.;
- струмів перевантаження;
- підвищення напруги.

В якості захисту від багатофазних коротких замикань конденсаторної установки передбачається захист миттєвої дії в двофазному, дворелейному виконанні (максимальний струмовий захист без витримки часу).

Захист від струмів перевантаження передбачається при існуванні можливості перевантаження конденсаторів вищими гармоніками струму. Захист виконується в двофазному, трирелейному виконанні з витримкою часу, та відключає конденсаторну установку при діючому значенні повного струму більше 130 % номінального.

Захист від підвищення напруги виконується одним реле максимальної напруги часу спрацювання 5 хв.

*Релейний захист силових трансформаторів.* Для силових трансформаторів повинні бути передбачені пристрої релейного захисту від наступних видів пошкоджень та ненормальних режимів роботи:

- багатофазних замикань в обмотках та на виводах;
- однофазних замикань на землю в обмотці та на виводах, приєднаних до мережі з глухозаземленою нейтраллю;
- міжвиткових замикань в обмотках;
- струмів в обмотках, обумовлених зовнішніми к. з.;
- струмів в обмотках, обумовлених перевантаженням;

- пониження рівня масла;
- однофазних замикань на землю в мережі 10 кВ з ізолюваною нейтраллю, якщо трансформатор живить мережу, в якій відключення однофазних замикань на землю в мережах необхідне за вимогами безпеки.

*Автоматичне повторне включення.* Пристрої автоматичного повторного включення (АПВ) передбачаються для швидкого відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного включення вимикачів, відключених пристроями релейного захисту.

Пристрої АПВ виконані так, що вони не діють при:

- відключенні вимикача персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;
- автоматичному відключенні від релейного захисту безпосередньо після включення персоналом дистанційно або за допомогою телекерування;
- відключенні вимикача захистом від внутрішніх пошкоджень трансформаторів.

Пристрої АПВ виконані так, що виключена можливість їх багаторазового включення на к. з. при будь-якій несправності в схемі пристрою.

Для АПВ передбачається прискорення дії релейного захисту на випадок неуспішного повторного включення. Такий підхід реалізується за допомогою пристрою прискорення після включення вимикача.

*Автоматичне ввімкнення резерву.* Пристрої автоматичного ввімкнення резерву (АВР) передбачаються для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення при відключенні робочого джерела живлення, не призводячи до порушення нормального технологічного процесу.

Пристрої АВР забезпечують можливість його дії при зникненні напруги на шинах елемента, що живиться, яке спричинено будь-якою причиною, в тому числі к. з. на цих шинах.

### 3.11. Спеціальний розділ кваліфікаційної роботи

Крім основної частини КБР обов'язково включає до свого складу спеціальний розділ, в якому проводяться певні наукові дослідження, що пов'язані з темою бакалаврської роботи. Обсяг спеціального розділу може становити від 20 до 50 % бакалаврської роботи. Далі наведено перелік можливих тем спеціальних розділів бакалаврських робіт:

1. Розробка системи електрозбереження підприємства (корпусу, цеха).
2. Енергозбереження на підприємстві.
3. Впровадження частотно-регульованого електроприводу в технологічному процесі промислового підприємства.
4. Енергозаощадження та шляхи підвищення рівня енергетичної ефективності асинхронних двигунів.
5. Розроблення системи автоматизованого обліку електроспоживання промислового об'єкту.
6. Розробка системи енергетичного контролю.
7. Розрахунок стійкості вузла навантаження будівлі підйомних машин.
8. Побудова електроенергетичного балансу підприємства з урахуванням енергозаощаджуючих заходів.
9. Підвищення рівня енергоефективності систем вентиляції та кондиціонування.
10. Розрахунок еквівалентного опору ЛЕП номінальної напруги 0,38 кВ за узагальненими параметрами.
11. Ефективне використання та збереження електроенергії в індукційних тигельних печах.
12. Заходи з економії електроенергії на підприємстві.
13. Діагностика стану силових трансформаторів.
14. Енергозбереження та контроль при сепарації феронікелевої руди.
15. Аудит компресорних установок.
16. Вплив режиму напруги у цехових електричних мережах на питомі втрати електричної енергії заводу.
17. Перенапруги в електричних мережах та вибір обмежувачів перенапруги підприємства.

18. Економія електроенергії в ковальсько-пресових машинах.
19. Розрахунок оптимальних параметрів режиму роботи насосних установок.
20. Розробка системи контролю обліку електроенергії.
21. Аудит насосних установок.
22. Енергетичний аудит вентиляційних установок.
23. Розробка систему енергетичного контролю та обліку енергоспоживання.
24. Модернізація системи обліку електроенергії.
25. Розробка схеми автоматичного керування електричною піччю опору.
26. Розробка засобів підвищення надійності роботи КРПЗ.
27. Розрахунок струмів короткого замикання в оперативних ланцюгах постійного струму електричних станцій і підстанцій.
28. Уточнений розрахунок потужності двигуна постійного струму при зміні напруги.
29. Оптимізація режимів роботи багатотрансформаторних підстанцій.
30. Аналіз режимів роботи асинхронного двигуна при несиметрії напруги.
31. Розрахунок питомих норм витрат електроенергії з виводом енергетичної характеристики випуску продукції від витрати електроенергії.
32. Дослідження електромагнітної сумісності електрозварювальних установок та вибір заходів та технічних пристроїв для покращення якості електричної енергії.
33. Підвищення економічності роботи електричних мереж.
34. Вибір двигунів і розробка схеми автоматичного регулювання високовольтних двигунів компресорної станції.
35. Оптимальне управління якістю електроенергії.
36. Аналіз використання температурних захистів асинхронних двигунів в системах електроприводу.

### 3.12. Висновки

Розділ «Висновки» має містити стисле викладення теоретичних і практичних результатів, отриманих автором

бакалаврської роботи особисто в ході дослідження, а також обґрунтування перспектив проведення подальших досліджень у даній галузі. Посилання на інших авторів, їх цитування, а також наведення загальновідомих істин не допускаються.

### **3.13.Список використаних джерел**

Складання списку використаної літератури є важливим обов'язковим елементом бакалаврської роботи. Він певною мірою є вираженням наукової етики та культури наукової праці.

Список використаної літератури відображає роботу автора зі збору та аналізу літератури, дозволяє зробити висновок про ступінь фундаментальності проведеного дослідження і охоплює документи, використані при написанні роботи.

Будь-яка наукова робота супроводжується списком літератури, складати який необхідно за певними правилами [8 - 10].

Об'єктами опису є всі види опублікованих та неопублікованих документів на будь-яких носіях.

Джерелом інформації для складання бібліографічного опису є документ в цілому.

Опис документів здійснюється за титульним аркушем, титульним екраном, етикеткою, наклейкою тощо.

Мова бібліографічного опису, як правило, відповідає мові вихідних відомостей документів.

Бібліографічний опис складається за сучасною орфографією.

Числівники в описі, як правило, наводять так, як вони подані у джерелі інформації. Але римські цифри і числівники у словесній формі замінюють арабськими цифрами при позначенні кількості класів чи курсів навчальних закладів; порядкових номерів видання; дат виходу документа; номерів випусків багаточастинного документа.

При складанні бібліографічних списків до курсових, дипломних робіт, дисертацій після прізвища автора перед ініціалами кома не ставиться.



Міжнародний стандартний книжковий номер (ISBN), ціна, відомості про тираж при складанні бібліографічних списків також не вказуються.

Кожен запис про книгу чи статтю – це бібліографічний запис, що містить основні відомості:

- прізвище автора, його ініціали;
- назва твору (без лапок) та відомості про відповідальність;
- вихідні дані: місце видання, видавництво, рік видання;
- кількість сторінок.

Опис складається з елементів, які поділяються на обов'язкові та факультативні. У бібліографічному описі можуть бути тільки обов'язкові чи обов'язкові та факультативні елементи. Обов'язкові елементи містять бібліографічні відомості, які забезпечують ідентифікацію документа. Їх наводять у будь-якому описі.

У відомостях, що відносяться до назви, подають дані про кількість томів, які передбачені при створенні документа.

Зона видання містить інформацію про зміни і особливості видання по відношенню до інших видань того ж твору. Відомості про видання наводять у формулюваннях і послідовності, вказаних у джерелі інформації. Обов'язковим бібліографічним елементом опису є зазначення місця видання.

Застосовується декілька способів угруповання матеріалу в списку літератури: алфавітний, систематичний, хронологічний, за главою роботи, в порядку цитування та згадки літератури в тексті.

Найбільш часто у наукових роботах використовується *алфавітне групування* – тобто коли бібліографічні записи розташовуються за алфавітом авторів та заголовків робіт (якщо автора не вказано, або авторів більше трьох):

- розміщення бібліографічних записів при збігу першого слова назви – за алфавітом другого слова і т. д.;
- розміщення праць одного автора – за алфавітом першого слова назви окремих творів;
- розміщення праць авторів з однаковими прізвищами – за алфавітом ініціалів авторів;
- при збігу прізвищ та ініціалів авторів – за алфавітом праць;
- розміщення бібліографічних записів різними мовами: спочатку за зведеним українсько-російським алфавітом чи мовами

з кириличним алфавітом;– потім література іноземними мовами в порядку латинського алфавіту.

*Систематичне* розташування відомостей про документи застосовується для великих списків по комплексним темам. Документи розташовуються у відповідності з главами або розділами роботи. Всередині розділу записи подаються в алфавітному або хронологічному порядку. Відомості про документи загального характеру (показники, довідники або матеріали, що відносяться до теми в цілому) для запобігання повторення доцільно виділити в окремий розділ.

*Хронологічне* розташування відомостей про документи застосовується в основному у дослідженнях історичного спрямування, присвячених розвитку науки, діяльності певної особи. Відомості розташовуються за роками публікацій, а у межах року – за алфавітом прізвищ авторів та назв книг.

Відомості про джерела нумеруються арабськими цифрами. Номер ставиться перед бібліографічним записом і відокремлюється від нього крапкою.

Зв'язок бібліографічного списку з текстом роботи здійснюється за номерами записів у списку літератури. Форма зв'язку записів з основним текстом – за номерами записів у списку. Такі номери розміщують у квадратних дужках. Цифри у них показують, під яким номером належить шукати у списку літератури потрібне джерело.

### **3.14. Презентаційна частина бакалаврської роботи**

Презентаційна (графічна) частина випускної кваліфікаційної роботи виконується у вигляді презентації в редакторі Microsoft Power Point.

Перелік креслень (слайдів), що обов'язково повинні міститись в графічній частині:

1. Схема генерального плану підприємства з нанесенням картограм навантаження цехових ТП, РП, ГЗП та електричних мереж високої напруги.

2. Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього (внутрішнього) електропостачання.

3. Схема електропостачання підприємства з вказівкою найменування обладнання, напруги, схем з'єднання трансформаторів, перерізу і марки повітряних і кабельних ліній і т. д.

4. Схема комутації первинних з'єднань ГЗП чи ЦРП – 10 з вказівкою типу обладнання і комутаційних апаратів, а також приладів обліку, контролю, релейного захисту та автоматики.

5. Конструктивне виконання ГЗП, ЦРП, цехової ТП і т.п. (може бути замінений на ілюстрації до спеціального розділу).

6. Ілюстрації до спеціального розділу кваліфікаційної роботи. Кількість слайдів – 1...3 шт.

Приклади виконання зазначених графічних матеріалів наведено в додатку Б посібника.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Електропостачання промислових підприємств / Плешков П.Г., Орлович А.Ю., Котиш А.І. Навчальний посібник. - Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007р. – 386 с.

2. ДСТУ-Н Б В.2.5-80-2015 Настанова з проектування систем електропостачання промислових підприємств. Київ, 2015. 83 с.

3. Методичні вказівки «САПР електропостачання» до виконання лабораторних робіт для студентів за напрямком 7.050301 «Електротехніка та електротехнології» з подальшим профілюванням на «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент» / Укл.: А.П. Свірідов, І.О. Переверзєв, В.В. Зінзура – Кіровоград: КНТУ, 2009 – 79 с.

4. Стандарт вищої освіти України для першого (бакалаврського) рівня галузі знань 14 – Електрична інженерія, спеціальності 141 –Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Затверджено та введено в дію наказом Міністерства освіти і науки України від 20.06.2019 р. № 867. [Режим доступу <https://mon.gov.ua/storage/app/media/vishcha-osvita/zatverdzeni%20standarty/2019/06/25/141-elektroenergetika-elektrotehnika-ta-elektromekhanika-magistr.pdf>];

5. Методичні вказівки: загальні вимоги по оформленню та змісту бакалаврської роботи для здобувачів вищої освіти першого (бакалаврського) рівня зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» / [уклад. П.Г. Плешков та ін.], Центральноукраїн. нац. техн. ун-т.- Кропивницький: ЦНТУ, 2020.– 62с.

6. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за освітньо-професійними програмами «Електротехнічні системи електроспоживання» та «Енергетичний менеджмент» / Укл.: П.Г.Плешков, Н.Ю.Гарасьова, А.І. Котиш–Кропивницький : ЦНТУ, 2017 - 48 с.

7. Переддипломна практика: методичні вказівки для студ. 4-го курсу ден. форми навч. спец. 141 – Електроенергетика,

електротехніка та електромеханіка (спеціалізація – Електротехнічні комплекси та системи) / [уклад.: О. А. Козловський, Телюта Р. В. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. - 77 с.

8. Бібліографічний запис. Бібліографічний опис. Загальні вимоги та правила складання : ДСТУ ГОСТ 7.1:2006. – Режим доступу: [http://www.uabs.edu.ua/images/stories/hizhnyak/Vymogy\\_oformlennya/gost\\_7.1-2006.pdf](http://www.uabs.edu.ua/images/stories/hizhnyak/Vymogy_oformlennya/gost_7.1-2006.pdf).

9. Бібліографічний запис. Заголовок. Загальні вимоги та правила складання : ДСТУ ГОСТ 7.80:2007. – Режим доступу: <http://www.docme.ru/doc/85267/dstu-gost-7.80-2007-bibliografichnij-zapis.-zagolovok>.

10. Правила описування архівних документів : ДСТУ 4331:2004. – Режим доступу: [http://library.nulau.edu.ua/POLN\\_TEXT/Zurnal/NO\\_BOOK/GOST/DSTU\\_4331\\_2004.pdf](http://library.nulau.edu.ua/POLN_TEXT/Zurnal/NO_BOOK/GOST/DSTU_4331_2004.pdf).

11. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ / Г.Г. Півняк, І.В. Жежеленко, Ю.А. Папаїка, Л.І. Несен, за ред. Г.Г. Півняка ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 5-те вид., доопрац. та допов. – Дніпро : НГУ, 2016. – 600 с.

12. Перехідні процеси в системах електропостачання: Підручник для вузів./Г.Г.Півняк, В.М. Винославський, А.Я. Рибалко, Л.І. Несен/ За ред..Г.Г.Півняка – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2002.

13. Рудницький В.Г. Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування: Навчальний посібник. – Суми: ВТД «Університетська книга», 2006. – 153 с.

14. Правила улаштування електроустановок / Міненерговугілля України. – Київ : 2017. – 617 с.

15. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матесенко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім.. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2017. – 456 с.

16. Наказ Міністерства енергетики України «Про затвердження Змін до Методики обчислення плати за перетікання реактивної електроенергії» № 764 від 30 листопада 2020 року

## ДОДАТКИ

### Додаток А. Порядок розрахунку електричних навантажень в програмі «Навантаження 1.0»

Розрахунок електричних навантажень проводиться в спеціальній програмі розрахунку електричних навантажень «Навантаження 1.0». Дана програма містить три модулі:

- модуль розрахунку навантажень в мережі до 1000 В;
- модуль розрахунку освітлювальних навантажень;
- модуль розрахунку навантажень в мережі вище 1000 В.

Завантаження кожного з модулів відбувається шляхом вибору відповідного пункту в головному вікні програми (рис. А.1).

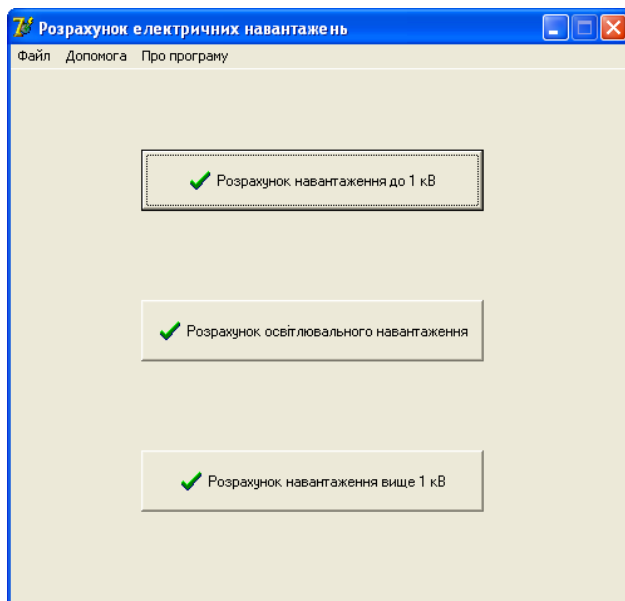


Рис. А.1. Головне вікно програми

*Модуль розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ.* Цей модуль дає змогу провести розрахунок електричних навантажень методом упорядкованих діаграм. Головне вікно

модуля розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ зображене на рис. А.2.

№	Назва групи споживачів	K-сть	P <sub>мін</sub>	P <sub>мах</sub>	P <sub>сум</sub>	m	K <sub>и</sub>	cosφ	t <sub>г</sub>	P <sub>сн</sub>	Q <sub>сн</sub>	леф	K <sub>и</sub>	P <sub>р</sub>	Q <sub>р</sub>	S <sub>р</sub>
1	Цех шас та головний конвеєр	300	5	100	7900	20	0.74	0.75	0.8819	5946	5155.69	158	1.0339	6044.69	5155.69	7944.77
2	Моторний цех	180	3	120	7400	40	0.23	0.7	1.0202	1702	1736.39	123	1.1808	2009.78	1736.39	2655.99
3	Пресо-кваловний цех	150	10	100	2700	10	0.2	0.7	1.0202	540	550.91	54	1.3153	710.29	550.91	898.9
4	Інструментальний цех	50	1	28	700	28	0.25	0.7	1.0202	175	178.54	50	1.2811	224.2	178.54	286.6
5	Рентонні цехи	50	3	15	400	5	0.25	0.7	1.0202	100	102.02	50	1.2811	128.12	102.02	163.78
6	Конструкторсько-експерим. цех	20	5	15	150	3	0.2	0.7	1.0202	30	30.61	20	1.5544	46.63	30.61	55.78
7	Головний склад	15	5	20	250	4	0.7	0.9	0.4843	175	84.76	15	1.1579	202.63	84.76	219.64
8	Моделний цех	25	3	15	200	5	0.5	0.6	1.3333	100	133.33	25	1.2202	122.03	133.33	180.74
9	Деревообробний цех	20	1	15	180	15	0.25	0.7	1.0202	45	45.91	20	1.4734	66.3	45.91	80.64
10	Ливарний цех сірого чавуну	80	5	50	1800	10	0.55	0.9	0.4843	990	479.48	72	1.1065	1095.47	479.48	1195.81
11	Ливарний цех кольорових мет.	80	5	40	2500	8	0.45	0.8	0.75	1125	843.75	80	1.1294	1270.63	843.75	1525.26
12	Механічний цех	132	1.1	106.1	1884.19	96.46	0.31	0.635	1.2165	584.1	710.59	36	1.2866	751.52	710.59	1034.27
13	Арматурно-агрегатний цех	50	10	20	700	2	0.2	0.7	1.0202	140	142.83	50	1.3292	186.1	142.83	234.59
14	Генераторна станція	20	20	30	450	1.5	0.45	0.75	0.8819	202.5	178.59	20	1.2834	259.9	178.59	315.34
15	Склади вугілля	8	3	15	100	5	0.25	0.65	1.1691	25	29.23	8	1.8199	45.5	32.15	55.71
16	Склад напруг і вогнивеб. р-н	5	8	8	40	1	0.55	0.9	0.4843	22	10.66	5	1.5182	33.4	11.73	35.4
17	Склад напел та хімікатів	5	10	10	50	1	0.55	0.9	0.4843	27.5	13.32	5	1.5182	41.75	14.65	44.25
18	Гараж	10	5	15	100	3	0.4	0.7	1.0202	40	40.81	10	1.4827	59.31	44.89	74.38
19	Заводоуправління	10	1	10	120	10	0.75	0.95	0.3286	90	29.58	10	1.1537	103.83	32.54	108.81
20	Прокідна	2	10	10	20	1	0.8	0.95	0.3286	16	5.26	2	1	16	5.79	17.02

Рис. А.2. Головне меню модуля розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ

Основними елементами головного вікна модуля являються головне меню (що складається з трьох пунктів – «Файл», «Опції», «Про програму») а також кнопок «Додати», «Редагувати», «Видалити».

Пункти головного меню «Файл» та «Про програму» являються стандартними для всіх програм, розроблених в середовищі Windows і детального розгляду не вимагають. При натисканні на кнопку пункту меню «Опції» відкривається підменю, яке складається з чотирьох пунктів: «Налаштування», «Додати запис», «Редагувати запис», «Видалити запис». Останні три дублюють функції кнопок, розміщених на головному вікні модуля. При виборі пункту підменю «Налаштування» з'являється діалогове вікно (рис. А.3), в якому можна змінити назву та номер таблиці результатів розрахунку, заголовок підсумкового рядку таблиці а також тип розрахунку (розрахунок мережі заводу або цеху).

The dialog box is titled 'Настройки' (Settings). It contains two sections: 'Параметры таблицы' (Table parameters) and 'Параметры розрахунку' (Calculation parameters). In the first section, 'Назва таблиці:' (Table name) is 'Таблиця 2.1. Результати розрахунку', 'Номер таблиці:' (Table number) is '2.1', and 'Рядок "Всього":' (Total row) is 'Всього по заводу'. In the second section, there are two radio buttons: 'Розрахунок навантажень заводу' (Factory load calculation) which is selected, and 'Розрахунок навантажень цеху' (Plant load calculation). At the bottom are two buttons: 'Так' (Yes) with a green checkmark and 'Скасувати' (Cancel) with a red X.

Рис. А.3. Вікно налаштувань модуля розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ

Введення даних для розрахунку навантажень для кожного з цехів відбувається в діалоговому вікні (рис. А.4), яке з'являється після натискання кнопки «Додати».

The dialog box is titled 'Додати запис' (Add record). It contains a section 'Параметри споживача' (Consumer parameters) with several input fields: 'Назва:' (Name) is 'Моторний цех', 'Кількість ЕС:' (Quantity of ES) is '180', 'Рсум, кВт:' (Total power, kW) is '7400', 'Рмін, кВт:' (Minimum power, kW) is '3', 'Ки:' (Power factor) is '0,23', 'Рмах, кВт:' (Maximum power, kW) is '120', and 'cosφ:' (Power factor) is '0,7'. There is also a checkbox 'Генерація реактивної потужності' (Reactive power generation) which is unchecked. At the bottom are two buttons: 'Так' (Yes) with a green checkmark and 'Скасувати' (Cancel) with a red X.

Рис. А.4. Вікно вводу даних для розрахунку навантажень



Таке ж саме діалогове вікно з'являється після натискання кнопки «Редагувати», але вже з заповненими полями, які містять раніше введені дані для розрахунку освітлювального навантаження того цеху, напроти якого стояв курсор в головному вікні модуля.

Після заповнення полів форми а також при необхідності встановлення галочки навпроти пункту «Генерація реактивної потужності» (у випадку, якщо споживач генерує реактивну потужність в мережу) та натискання кнопки «Так» програма проводить розрахунок електричного навантаження для даного цеху, результати якого відображаються у головному вікні модуля.

Призначення кнопок «Редагувати» та «Видалити» очевидне і не потребує додаткових пояснень.

Модуль дозволяє зберегти результати розрахунку в файл а також завантажити дані для розрахунку з файлу. Збережені результати розрахунку в подальшому використовуються в інших модулях розрахунку навантажень.

Результати розрахунку можна вивести на друк (*Файл – Друк*).

*Модуль розрахунку освітлювальних навантажень.* Цей модуль призначений для виконання розрахунку освітлювального навантаження по питомій потужності освітлювального навантаження на одиницю корисної площі виробничого приміщення. Завантажується як і попередній модуль шляхом натискання відповідної кнопки в головному вікні програми (рис. А.1). Головне вікно модуля зображене на рис. А.5. Його зовнішній вигляд практично збігається з головним вікном першого модуля. Призначення елементів керування (меню та кнопок) аналогічне відповідним елементам модуля розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ.

При виборі пункту головного меню «Налаштування» з'являється підменю, що містить 4 пункти. Перші три з них («Додати запис», «Редагувати запис», «Видалити запис») дублюють функції кнопок головного вікна модуля. При виборі пункту підменю «Налаштування» з'являється вікно налаштувань розрахунку (рис. А.6).

Розрахунок освітлювальних навантажень - Освітлення.slt

Файл Настройки Про програму

Додати Редагувати Видалити

№	Назва об'єкту	F, н2	Po, Вт/н2	Py, кВт	Kс	K1	cosφ	tgφ	Pp, кВт	Op, кВт	Sp, кВт
1.	Цех шасі та головний конвеєр	6585,6	17	111,96	0,95	1,12	0,5	1,732	119,13	206,33	238,25
2.	Моторний цех	6690,1	18	120,42	0,95	1,12	0,5	1,732	128,13	221,92	256,25
3.	Пресо-жузовий цех	3219,6	16	51,51	0,95	1,12	0,5	1,732	54,81	94,93	109,62
4.	Інструментальний цех	2780,6	19	52,83	0,95	1,12	0,5	1,732	56,21	97,36	112,42
5.	Ремонтні цехи	1073,2	17	18,24	0,85	1,2	0,9	0,484	18,6	9	20,66
6.	Конструкторсько-експерим. цех	1170,8	19	22,25	0,8	1,2	0,9	0,484	21,36	10,34	23,73
7.	Головний склад	658,6	10	6,59	0,6	1,12	0,5	1,732	4,43	7,67	8,86
8.	Моделний цех	1533,2	17	26,06	0,95	1,12	0,5	1,732	27,73	48,03	55,46
9.	Деревообробний цех	1003,5	18	18,06	0,95	1,12	0,5	1,732	19,22	33,29	38,44
10.	Ливарний цех сірого чавуну	3829,4	18	68,93	0,95	1,12	0,5	1,732	73,34	127,02	146,67
11.	Ливарний цех кольорових мет.	4428,7	18	79,72	0,95	1,12	0,5	1,732	84,82	146,91	169,64
12.	Механічний цех	4195,3	19	79,71	0,95	1,12	0,5	1,732	84,81	146,89	169,62
13.	Арматурно-агрегатний цех	1533,2	17	26,06	0,95	1,12	0,5	1,732	27,73	48,03	55,46
14.	Генераторна станція	1045,3	8	8,36	0,6	1,12	0,5	1,732	5,62	9,73	11,24
15.	Склади вугілля	2759,7	6	16,56	0,6	1,12	0,5	1,732	11,13	19,28	22,26
16.	Склади нафту і вогнетрив. р-н	5226,7	7	36,59	0,6	1,12	0,5	1,732	24,59	42,59	49,18
17.	Склад настил та хімікатів	390,3	7	2,73	0,6	1,12	0,5	1,732	1,83	3,17	3,66
18.	Гаряж	731,7	11	8,05	0,8	1,12	0,5	1,732	7,21	12,49	14,42
19.	Заводоуправління	627,2	20	12,54	0,95	1,2	0,9	0,484	14,3	6,92	15,89
20.	Прохідна	540,1	20	10,8	0,95	1,2	0,5	1,732	12,31	21,32	24,62
21.	Лабораторії	1916,4	18	34,5	0,85	1,2	0,9	0,484	35,19	17,03	39,09

Рис. А.5. Головне вікно модуля розрахунку освітлювальних навантажень

В даному вікні можна змінити назву та номер таблиці виводу результатів розрахунку. Також в ньому необхідно вказати файл з даними для розрахунку електричних навантажень мережі заводу до 1 кВ цього ж промислового підприємства, що був проведений з допомогою першого модуля. Це необхідно для уникнення дублювання набору одних і тих же даних (в даному випадку - назви цеху). Введення назви цеху в діалоговому вікні введення даних відбувається шляхом вибору необхідного пункту із випадуючого списку.

Після натискання кнопки «Додати» (або «Редагувати») з'являється діалогове вікно вводу даних (рис. А.7).

Після заповнення полів форми (назву цеха можна вибрати із випадуючого списку) та натискання кнопки «Так» проводиться розрахунок освітлювального навантаження для даного цеху а також по підприємству в цілому. Результати відображаються на головній формі модуля.

The 'Настройки' (Settings) dialog box contains the following fields and controls:

- Параметри таблиці:**
  - Назва таблиці: Таблица 2.4. Розрахунок освітлювальних навантажень
  - Номер таблиці: 2.4
  - Рядок "Всього": Всього по заводу
  - Файл: D:\Мои документы\Работа\САПР\Розрахуно ...
- Buttons:**
  - Так (Yes)
  - Скасувати (Cancel)

Рис. А.6. Вікно налаштувань модуля розрахунку освітлювальних навантажень

The 'Додати запис' (Add Record) dialog box contains the following fields and controls:

- Параметри:**
  - Назва: Моторний цех
  - Площа, м2: 6690,1
  - Кс: 0,95
  - Р<sub>0</sub>, Вт/м2: 18
  - К1: 1,12
  - cosφ: 0,5
- Buttons:**
  - Так (Yes)
  - Скасувати (Cancel)

Рис. А.7. Вікно вводу даних

Модуль дозволяє зберегти результати розрахунку в файл а також завантажити дані для розрахунку з файлу. Збережені результати розрахунку в подальшому використовуються в інших модулях розрахунку навантажень.

Результати розрахунку можна вивести на друк (*Файл – Друк*).

Модуль розрахунку електричних навантажень мережі заводу вище 1 кВ. Цей модуль дає змогу визначити розрахункове навантаження на шини РП або шини НН ГЗП (IV, V, VI рівні, рис. 3.2.1) як з урахуванням установки компенсуючих пристроїв, так і без них.

Головне вікно даного модуля (рис. А.8) має більш складну структуру, ніж два попередніх.

Розрахунок електричних навантажень вище 1 кВ - Без БК.shv

Файл Опції Про програму

Підстанції Високоевольтне навантаження Всього

Підстанції: ☒ Додати ☒ Редагувати ☒ Видалити

Цех: ☒ Додати ☒ Редагувати ☒ Видалити

ТП-1 ТП-2, 3, 4, 5, 6 ТП-7 ТП-8, 9 ТП-10, 11, 12

№	Назва щек
1.	Підвартний щек сорого чавуру
2.	Ремонтні щек
3.	Склади вугілля
4.	Склад маэру і гоюнеб. рн

Назва	К-сть	Rmin	Rmax	Rср	m	Kи	cosφ	tgφ	Rси	Qси	пф	Kм	Rр	Qр	Sp
силове	80	5	50	1800	10	0.55	0.9	0.484322	990	479.48	72	1.106532	1095.47	479.48	1195.81
освітлювальне									68.93				73.34	127.02	
Всього									1058.93	479.48			1168.81	606.5	1316.8

**Всього по ТП-1**

Назва	К-сть	Rmin	Rmax	Rср	m	Kи	cosφ	tgφ	Rси	Qси	пф	Kм	Rр	Qр	Sp
силове	143	3	50	2340	16.67	0.496	0.878	0.547	1137	621.39	94	1.108	1260.17	621.39	1405.05
освітлювальне									156.22				145.47	228.74	
БК 0.4 кВ										0				0	
Всього 0.4 кВ									1293.22	621.39			1405.64	850.13	1642.72

Втрати в трансформаторах: **15.77 82.34**

Кількість трансформаторів:

Номинальна потужність, кВА:

Коефіцієнт зовантаження: **0.7**

Всього на шинах 10 кВ: **1421.41 932.47 1699.97**

Рис. А.8. Закладка «Підстанції» головного вікна модуля

Головне меню модуля складається з трьох пунктів: «Файл», «Опції», «Про програму». Призначення пунктів меню «Файл» і «Про програму» нічим не відрізняється від відповідних меню модулів, описаних вище. При виборі пункту «Опції» з'являється діалогове вікно (рис. А.9).

Дане вікно містить три закладки – «Розрахунок», «Друк», «Трансформатори».

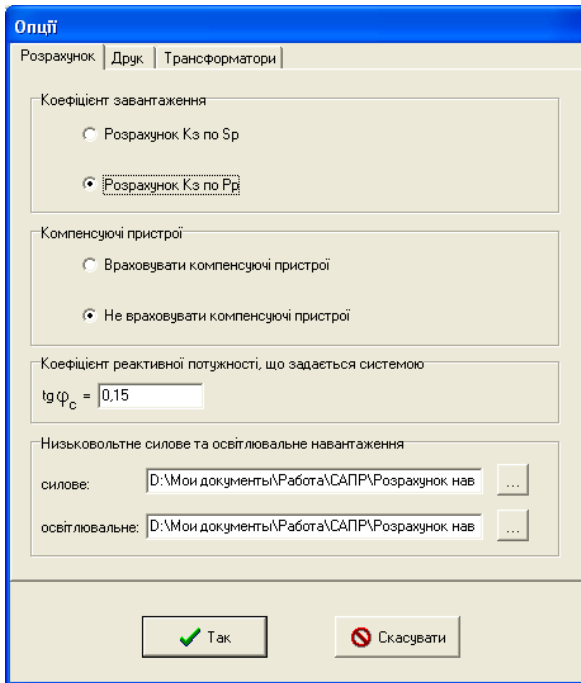


Рис. А.9. Діалогове вікно опцій модуля

Закладка «Розрахунок» містить елементи керування для визначення параметрів розрахунку електричних навантажень. Перемикач «Коефіцієнт завантаження» служить для вибору способу розрахунку коефіцієнта завантаження цехових ТП:

- розрахунок  $K_z$  по активній потужності (на початковому етапі розрахунку електричних навантажень);
- розрахунок  $K_z$  по повній потужності (після розрахунку кількості та потужності компенсуючих пристроїв, що будуть встановлені в СЕП промислового підприємства).

Перемикач «Компенсуючі пристрої» служить для вибору способу розрахунку електричних навантажень:

- без врахування компенсуючих пристроїв (на початковому етапі розрахунку);
- з врахуванням встановлених в СЕП компенсуючих пристроїв (після розрахунку кількості та потужності компенсуючих

пристроїв, що будуть встановлені в СЕП промислового підприємства).

Поле «Коефіцієнт реактивної потужності, що задається системою» призначене для введення значення  $\text{tg}\varphi_{\text{C}}$ , що необхідне для розрахунку попереднього значення потужності компенсуючих пристроїв (на початковому етапі розрахунку електричних навантажень).

Поля «Силові» та «Освітлювальне» із групи «Низьковольтне силові та освітлювальне навантаження» призначені для введення імені файлів, в яких збережені вихідні дані та результати розрахунку силового навантаження заводської мережі до 1 кВ та освітлювального навантаження, виконані у перших двох модулях. Це необхідно для спрощення вводу даних для розрахунку.

Закладка «Друк» призначена для вводу параметрів, що будуть відображатися в таблиці результатів розрахунку при виведенні її на друк (назва та номер таблиці).

Закладка «Трансформатори» в даній версії програми не використовується.

Крім головного меню головне вікно модуля містить три закладки: «Підстанції», «Високовольтне навантаження», «Всього».

Закладка головного вікна модуля «Підстанції» (рис. А.8) призначена для введення розрахункових даних по групам цехових ТП.

Вона містить 6 кнопок, які поділені на дві групи: «Підстанція» і «Цех». Кнопки «Додати», «Редагувати», «Видалити» групи «Підстанція» призначені для встановлення параметрів групи цехових ТП. При натисканні кнопки «Додати» з'являється діалогове вікно (рис. А.10). В його поля необхідно ввести назву групи підстанцій а також загальну потужність компенсуючих пристроїв, що встановлюються на шинах НН ТП даної групи (на початковому етапі розрахунку електричних навантажень ця потужність приймається рівною нулю, так як розрахунок електричних навантажень ведеться без урахування встановлених пристроїв компенсації реактивної потужності).

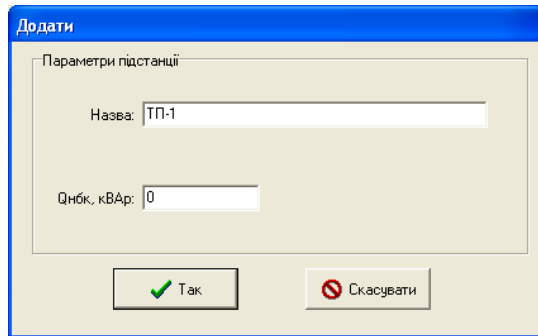


Рис. А.10. Діалогове вікно встановлення параметрів групи цехових підстанцій

Після заповнення полів та натиснення кнопки «Так» у головному вікні модуля з'являється закладка, яка містить відомості про споживачів цієї групи ТП. Перша таблиця «Назва цеху» відображає назву цеху або іншого споживача, який живиться від даної групи ТП. Друга таблиця містить дані про розрахункове навантаження даного цеху. Третя таблиця відображає результати розрахунку електричного навантаження по даній групі ТП.

Кількість трансформаторів групи ТП та їх номінальну потужність задають за допомогою випадających списків «Кількість трансформаторів» та «Номінальна потужність, кВА» відповідно.

Визначення параметрів електричних навантажень цехів, що входять до складу даної групи ТП відбувається з допомогою кнопок «Додати», «Редагувати» і «Видалити» групи «Цех».

При натисканні кнопки «Додати» з групи «Цех» на екрані з'являється діалогове вікно вводу параметрів навантаження цеху (рис. А.11).

Як видно з рис. А.11, дане вікно містить дві закладки. Закладка «Силове» містить елементи керування, призначені для вводу параметрів для розрахунку силового навантаження цеху. При виборі із випадających списку «Назва» назви цеху, що входить до даної групи ТП поля вводу параметрів заповнюються автоматично (якщо було обрано файл розрахунку силового навантаження заводської мережі до 1 кВ у вікні опцій розрахунку; в іншому випадку поля заповнюються вручну).

Додати

Силове | Освітлювальне

Назва: Моторний цех

Кількість ЕС: 180 Рсум, кВт: 7400

Рмін, кВт: 3 Ки: 0,23

Рмак, кВт: 120 cosφ: 0,7

☐ Генерація реактивної потужності

☐ Тільки освітлювальне навантаження

Так Скасувати

Рис. А.11. Діалогове вікно вводу параметрів навантаження цеху

При необхідності потрібно поставити галочку напроти пунктів «Генерація реактивної потужності» (якщо споживач видає в систему реактивну потужність) та «Тільки освітлювальне навантаження» (якщо вводяться дані про цех, що містить в якості навантаження мережі 0,4 кВ лише освітлювальне навантаження; в цьому випадку вводити значення параметрів силового навантаження не потрібно, враховуватися буде лише освітлювальне навантаження, параметри якого задані в полях закладки «Освітлювальне»).

Поля закладки «Освітлювальне» (рис. А.12) заповнюються аналогічним чином.

Закладка головного вікна модуля «Високовольтне навантаження» (рис. А.13) містить дані про споживачів, що приєднані безпосередньо до шин 6-10 кВ РП або НН ГЗП. Вона містить 4 кнопки: «Додати», «Редагувати», «Видалити», призначення яких аналогічне описаним вище, та кнопка «БСК 10 кВ».



The image shows a software dialog box titled 'Додати' (Add) with a blue header bar. Below the header, there are two tabs: 'Силове' (Power) and 'Освітлювальне' (Lighting), with the latter being the active tab. The main area of the dialog contains several input fields: a dropdown menu labeled 'Назва:' (Name:) with 'Моторний цех' (Motor shop) selected; a text box labeled 'Руст, кВт:' (Rust, kW) with the value '120,42'; a text box labeled 'Рр, кВт' (Rp, kW) with the value '128,13'; and a text box labeled 'Qp, кВт' (Qp, kW) with the value '221,92'. At the bottom of the main area, there is a checkbox labeled 'Тільки освітлювальне навантаження' (Only lighting load) which is currently unchecked. At the very bottom of the dialog, there are two buttons: 'Так' (Yes) with a green checkmark icon and 'Скасувати' (Cancel) with a red 'X' icon.

Рис. А.12. Діалогове вікно вводу параметрів освітлювального навантаження цеху

При натисканні на кнопку «Додати» з'являється діалогове вікно вводу параметрів високовольтного навантаження (рис. А.14). Після заповнення полів цього вікна та встановлення при необхідності галочки напроти пункту «Генерація реактивної потужності» в головному вікні модуля відобразяться результати розрахунку електричного навантаження для даної групи споживачів.

При натисканні кнопки «БСК 10 кВ» з'являється діалогове вікно (рис. А.15) в якому необхідно ввести значення потужності батарей конденсаторів, що встановлені на шинах РП або на шинах НН ГЗП.

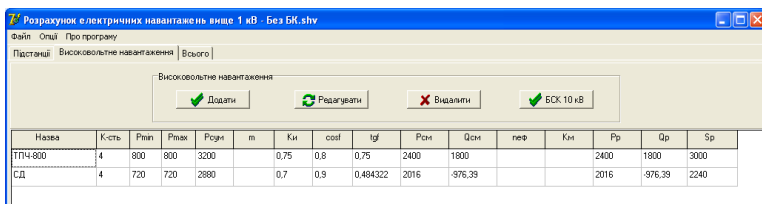


Рис. А.13. Закладка «Високовольтне навантаження» головного вікна модуля

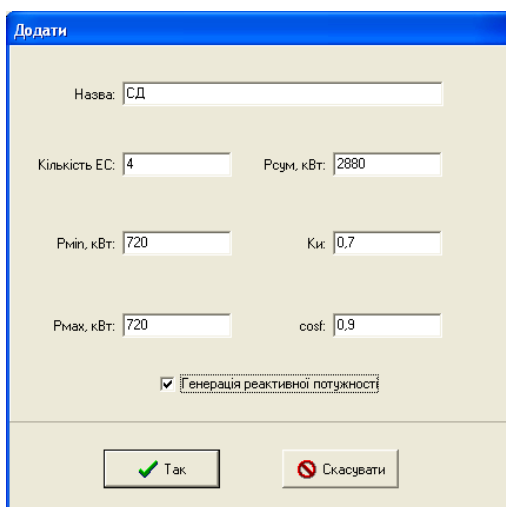


Рис. А.14. Діалогове вікно вводу параметрів високовольтного навантаження

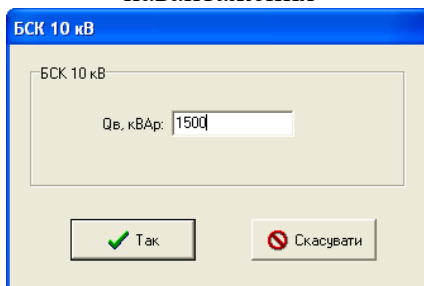


Рис. А.15. Діалогове вікно вводу параметрів високовольтних БК

Закладка головного вікна модуля «Всього» (рис. А.16) містить три таблиці з результатами розрахунку електричного навантаження.

Розрахунок електричних навантажень вище 1 кВ - Без БК.shv															
Файл Опції Про програму															
Підстанції Високовольтне навантаження Всього															
Всього по заводу															
Назва	К-сть	Pmin	Pmax	Pсрн	m	Kи	cosφ	tgφ	Pсм	Qсм	пф	Kи	Pp	Qp	Sp
опилве	1267	1	120	28744.19	120	0.439	0.756	0.867	12625.1	10940.32	479	1	12625.1	10940.32	16705.8
освітлювальне									882.16				900.1	1417.82	
Всього									13907.26	10940.32			13525.2	12368.14	18320.88
БК 0.4 кВ														0	
Втрати в трч													160.52	841.1	
Всього 0.4 кВ													13685.72	13199.24	19013.65
Всього високовольтного навантаження															
Назва	К-сть	Pmin	Pmax	Pсрн	m	Kи	cosφ	tgφ	Pсм	Qсм	пф	Kи	Pp	Qp	Sp
Всього													4416	823.61	4432.15
Всього по заводу на шинах 10 кВ															
Назва	К-сть	Pmin	Pmax	Pсрн	m	Kи	cosφ	tgφ	Pсм	Qсм	пф	Kи	Pp	Qp	Sp
Всього 10 кВ													18101.72	14022.85	22897.87
КП 10 кВ														0	
Всього 10 кВ з КП													18101.72	14022.85	22897.87

Рис. А.16. Закладка «Всього» головного вікна модуля

Модуль дозволяє зберегти результати розрахунку в файл а також завантажити дані для розрахунку з файлу.

Результати розрахунку можна вивести на друк (Файл – Друк).

# Додаток Б. Приклад графічної частини бакалаврської роботи

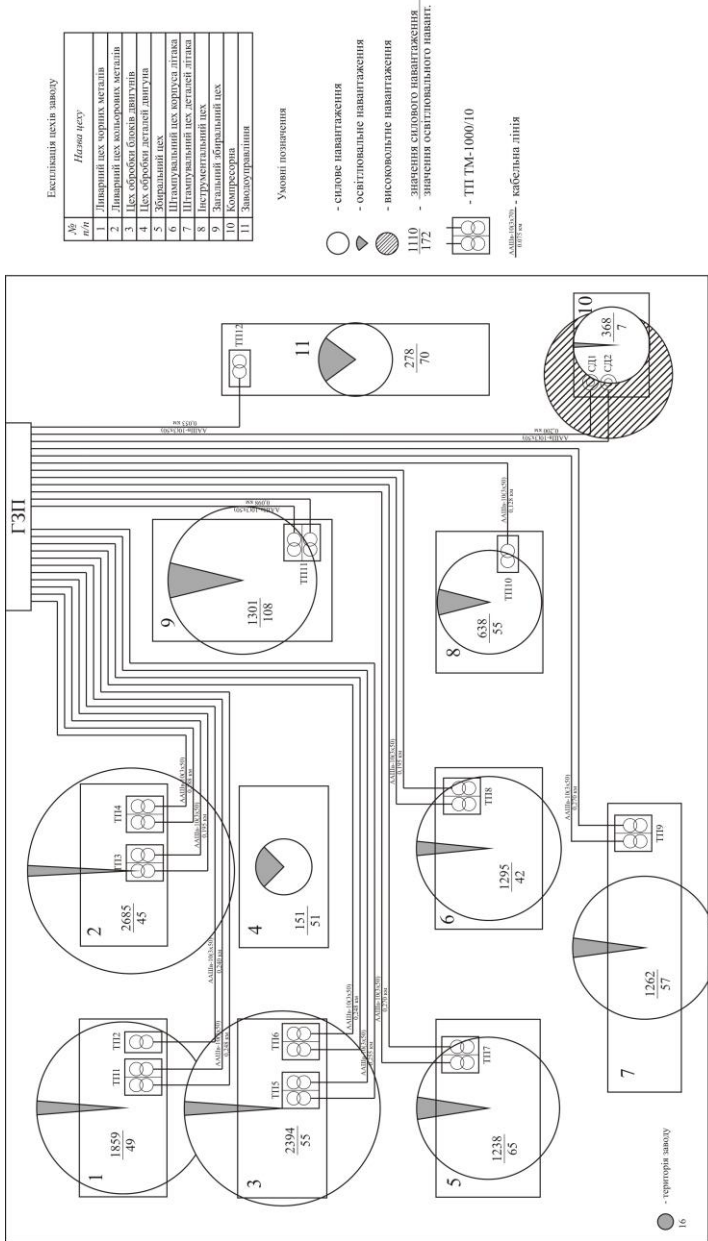


Рис. Б.1. Генеральний план підприємства з нанесенням картограми електричних навантажень та високовольтної мережі 10 кВ

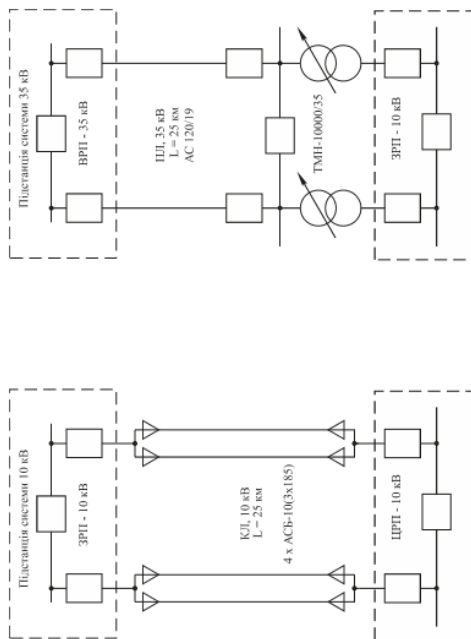


Рис. 1. Варіанти схем зовнішнього електропостачання

Таблиця 1. Техніко-економічні показники варіантів

Показники	Варіанти	
	1	2
Капітальні вкладення	5778,9	2221,50
Поточні витрати	580,03	266,85
Вартість витрат електроенергії	6981,02	6009,06
Збиток	360,24	28,92
Зведені витрати	8614,758	6571,41

Рис. Б.2. Техніко-економічне порівняння варіантів схем зовнішнього електропостачання

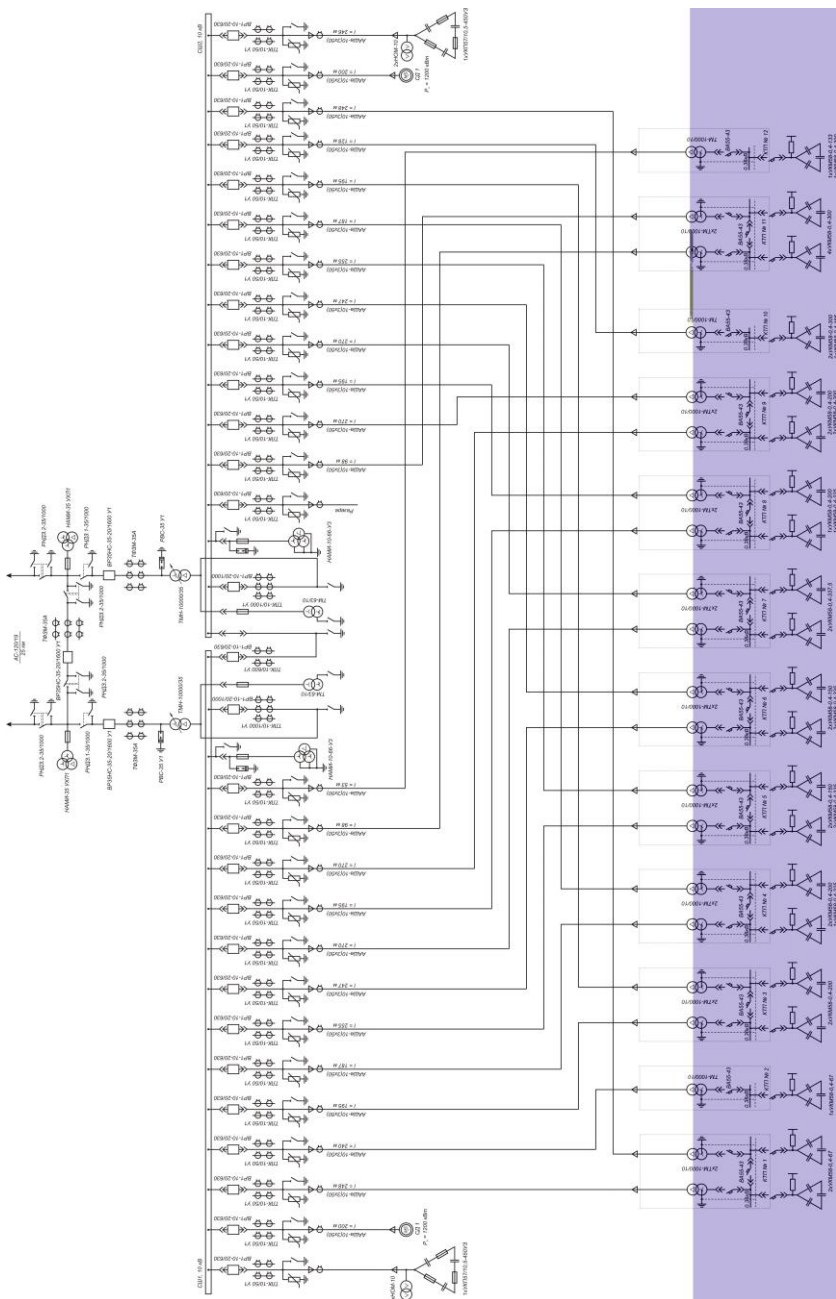


Рис. Б.3. Схема электропитания підприємства

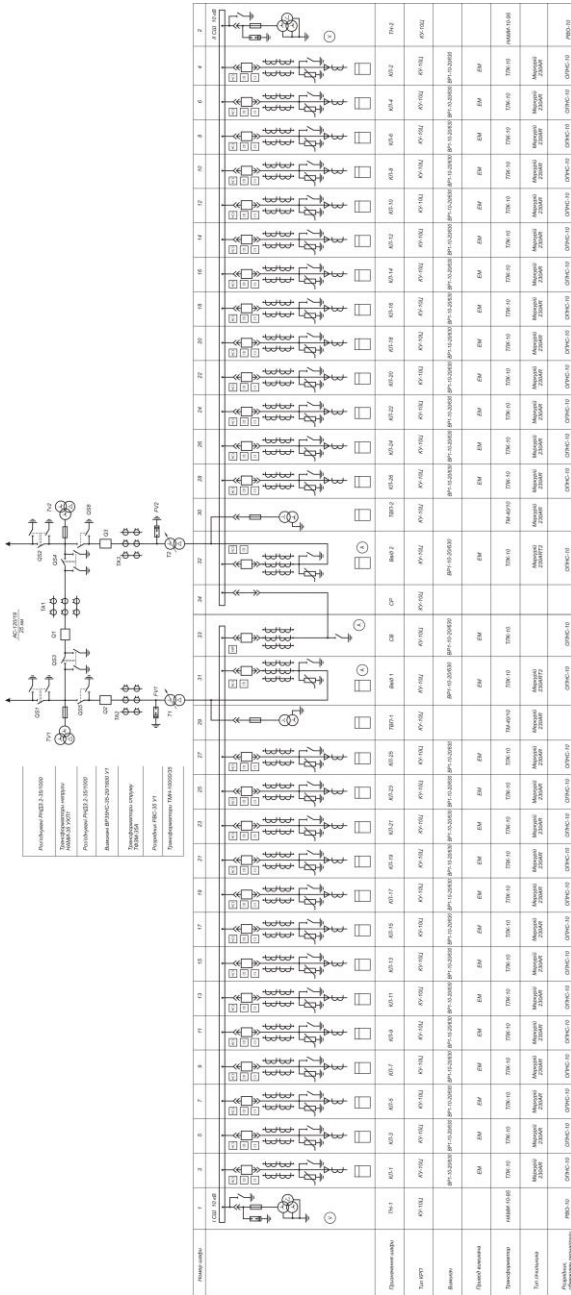


Рис. Б.4. Схема комутації первинних з'єднань

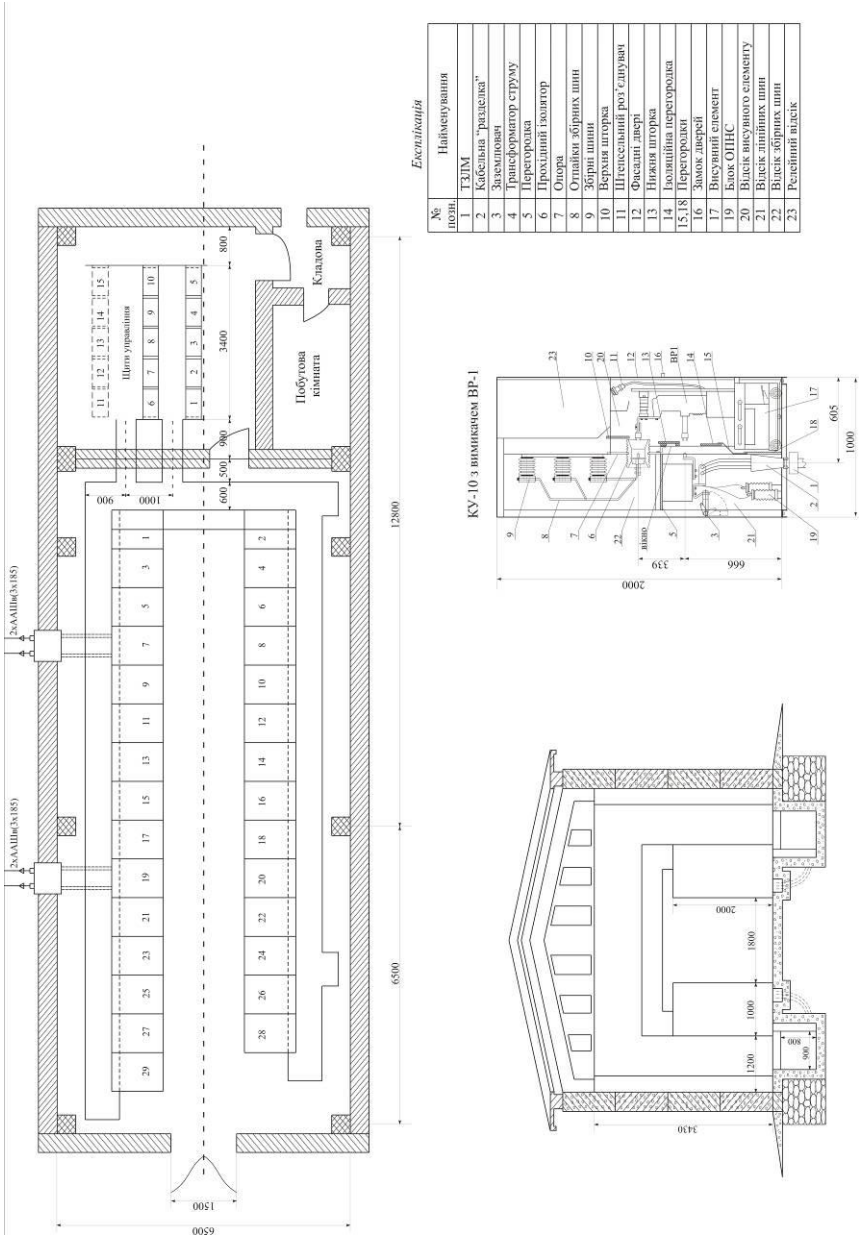


Рис. Б.5. Конструктивне виконання РП 10 кВ



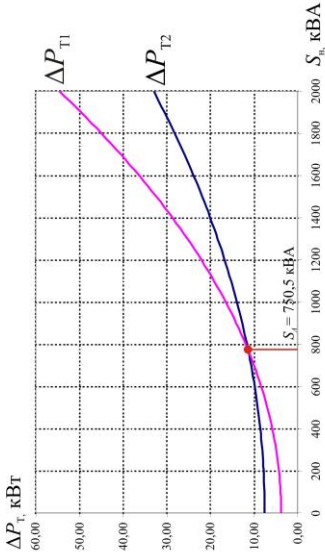


Рис. 1. Графіки залежності приведених втрат потужності в трансформаторах ТМ-1000 від навантаження

$\Delta P_{T1}$  - при роботі одного трансформатора;  $\Delta P_{T2}$  - при паралельній роботі двох трансформаторів

Річна втрата електроенергії:

$$\begin{aligned} \Delta W_{2\text{тр}} &= \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{пр}2\text{тр}} \cdot 147 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{за}2\text{тр}} \cdot 65 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{пр}2\text{тр}} \cdot 105 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{за}2\text{тр}} \cdot 48 = \\ &= 332,8 \cdot 147 + 221,19 \cdot 65 + 291,07 \cdot 105 + 210,39 \cdot 48 = 103970 \text{ кВт} \cdot \text{год} \\ \Delta W_{\text{авт.рег}} &= \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{яв.авт.рег}} \cdot 147 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{нев.авт.рег}} \cdot 65 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{яв.авт.рег}} \cdot 105 + \sum_{i=1}^{24} \Delta P_{\text{нев.авт.рег}} \cdot 48 = \\ &= 321,37 \cdot 147 + 168,78 \cdot 65 + 270,64 \cdot 105 + 147,27 \cdot 48 = 93698 \text{ кВт} \cdot \text{год} \end{aligned}$$

Річна економія електроенергії від впровадження автоматичного регулювання доцільного режиму роботи трансформаторної підстанції:

$$\Delta W = \Delta W_{2\text{тр}} - \Delta W_{\text{авт.рег}} = 103970 - 93698 = 10272 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Вартість зекономленої електроенергії

$$E = \Delta W \cdot C_0 = 10272 \cdot 1,9314 = 19859,5 \text{ грн.}$$

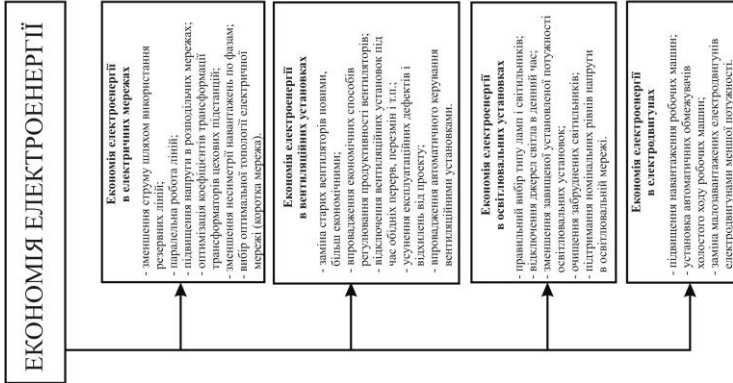


Рис. Б.6. Ілюстрації до спеціального розділу

## Додаток В. Довідкові дані

Таблиця В.1. Характеристики промислового електрообладнання

№ з/п	Електроприймач (ЕП)	$K_B$	$\cos\varphi$
1	Вентилятор витяжний	0,2	0,8
2	Конвеєр	0,4	0,7
3	Повітрянагрівач	0,8	0,92
4	Полірувальний станок	0,15	0,5
5	Шліфувальний станок	0,25	0,5
6	Фрезерний станок	0,3	0,7
7	Механічний прес	0,2	0,85
8	Токарний станок	0,25	0,6
9	Пиловідсмоктувач	0,7	0,8

Таблиця В.2. Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження  $K_p$  для живлячих мереж і розподільних шинопроводів напругою до 1 кВ

$n_e$	Коефіцієнт використання $K_B$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	8	5,3	4	2,66	2	1,6	1,33	1,14
3	4,52	3,2	2,55	1,9	1,56	1,41	1,28	1,14
4	3,42	2,47	2	1,53	1,3	1,24	1,14	1,08
5	2,84	2,1	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01
7	2,5	1,86	1,54	1,25	1,12	1,1	1,04	1
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,1	1,08	1,02	1
9	2,26	1,7	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1

Продовження табл. В.2

$n_e$	Коефіцієнт використання $K_v$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1	1
11	2,1	1,6	1,35	1,1	1,05	1,04	1	1
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1	1
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1	1
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1	1
15	1,9	1,46	1,25	1,03	1,01	1	1	1
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1	1	1	1
17	1,81	1,4	1,2	1	1	1	1	1
18	1,78	1,38	1,19	1	1	1	1	1
19	1,75	1,36	1,17	1	1	1	1	1
20	1,72	1,34	1,16	1	1	1	1	1
21	1,7	1,33	1,15	1	1	1	1	1
22	1,66	1,31	1,13	1	1	1	1	1
23	1,65	1,29	1,12	1	1	1	1	1
24	1,62	1,28	1,11	1	1	1	1	1
25	1,6	1,27	1,1	1	1	1	1	1
30	1,51	1,21	1,05	1	1	1	1	1
35	1,44	1,16	1	1	1	1	1	1
40	1,4	1,13	1	1	1	1	1	1
45	1,35	1,1	1	1	1	1	1	1
50	1,3	1,07	1	1	1	1	1	1
60	1,25	1,03	1	1	1	1	1	1
70	1,2	1	1	1	1	1	1	1
80	1,16	1	1	1	1	1	1	1
90	1,13	1	1	1	1	1	1	1
100	1,1	1	1	1	1	1	1	1

**Примітка.** При  $K_v = 0,8$  незалежно від  $n_e$  коефіцієнт розрахункового навантаження  $K_p = 1$ .

Таблиця В.3 – Значення коефіцієнтів розрахункового навантаження  $K_p$  для шин НН цехових трансформаторів і магістральних шинопроводів напругою до 1 кВ

$n_c$	Коефіцієнт використання $K_B$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	> 0,7
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1	0,98	0,96	0,94	0,93
6 - 8	1,2	1	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9 - 10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10 - 25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,85	0,85
>50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8

Таблиця В.4. Значення коефіцієнту одночасності  $K_o$ .

Середньозважений коефіцієнт використання, $K_B$	Кількість приєднань на збірних шинах 6 (10) кВ РП, ГЗП			
	2 – 4	5 – 8	9 – 25	>25
$K_B < 0,3$	0,90	0,80	0,75	0,70
$0,3 \leq K_B \leq 0,5$	0,95	0,90	0,85	0,80
$0,5 \leq K_B \leq 0,8$	1,00	0,95	0,90	0,85
$K_B < 0,8$	1,00	1,00	0,95	0,90

Таблиця В.5. Показники надійності та планових простоїв ЛЕП [15]

Тип лінії	Тип опор	Кількість ланцюгів лінії		U <sub>ном</sub> , кВ	Показники				
					Z <sub>в</sub> , рік <sup>-1</sup>	T <sub>в</sub> , год.	Z <sub>п</sub> , рік <sup>-1</sup>	T <sub>п</sub> , год.	
ПЛ	—	1 ланцюг		6-10	7,62	5,0	0,17	—	
	Металеві	1 ланцюг		35	0,9	9,0	2,1	16,0	
				110	1,28	8,8	2,1	14,5	
				220	0,5	14,3	2,8	17,0	
				330	0,55	10,8	3,0	21,0	
				35	1,06	6,0	4,0	13,0	
		2 ланцюги	Вимкнено 1 ланцюг	110	1,68	6,9	3,8	14,8	
				220	0,63	11,2	3,3	17,4	
				330	0,9	9,4	7,3	15,0	
				35	0,22	8,0	0,3	9,0	
			Вимкнено 2 ланцюги	110	0,17	10,3	0,4	19,0	
				220	0,04	14,9	0,5	24,0	
				330	0,09	4,9	0,3	14,1	
				Залізобетонні	1 ланцюг		35	0,72	10,0
		110	0,66				11,0	1,6	15,5
		220	0,36				9,3	1,8	24,0
		330	0,3				15,3	2,9	20,0
	2 ланцюги	Вимкнено 1 ланцюг	35		0,81	9,5	1,3	14,0	
			110		1,01	8,4	2,4	12,0	
			220		0,47	8,6	1,1	17,0	
			330		—	—	—	—	
		Вимкнено 2 ланцюги	35		0,05	12,4	0,15	13,0	
			110		0,13	14,8	0,4	13,0	
			220	0,03	7,6	0,3	9,4		
			330	—	—	—	—		
КЛ	—	—		6-15	7,5	16,0	1,0	2,0	
				20-35	3,2	16,0	1,0	2,0	

Примітка.  $Z_{\text{в}}$  – на 100 км довжини лінії.

Таблиця В.6. Показники надійності та планових простоїв електричних апаратів і систем шин [15]

Апарат	Характеристика	$U_{\text{ном}},$ кВ	Показники			
			$Z_{\text{в}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{в}},$ год.	$Z_{\text{п}},$ рік <sup>-1</sup>	$T_{\text{п}},$ год.
Трансформатори	Потужність 10-80 МВА	6-35	0,012	70	0,75	26
		110	0,014	70	0,75	28
		220	0,035	60	0,75	28
	Потужність більше 80 МВА	110	0,075	95	1,0	30
		220	0,025	60	1,0	30
		330	0,053	45	1,0	30
Вимикачі	Маломасляні	10	0,009	20	0,14	10
		35	0,02	25	0,14	9
		110	0,06	20	0,14	30
	Масляні бакові	35	0,01	30	0,14	12
		110	0,016	40	0,14	23
		220	0,055	50	0,14	43
Роз'єднувачі	—	6-35	0,01	7	0,166	6
		110	0,01	11	0,166	8
		220	0,01	7	0,166	13
		330	0,01	10	0,166	18
Шини	—	6-35	0,03	7	0,166	5
		110	0,016	5	0,166	4
		220	0,013	5	0,166	3
		330	0,013	5	0,166	3

Таблиця В.7. Допустиме струмове навантаження й опори для трижильних кабельних ліній (КЛ) марки АПвП на номінальну напругу 10 кВ

Кількість і номінальний переріз жил, мм <sup>2</sup>	Опір жил, Ом/км		Допустиме струмове навантаження, А	
	Активний	Індуктивний	У землі	У повітрі
3×35	0,868	0,095	119	132
3×50	0,641	0,09	140	158
3×70	0,443	0,086	171	196
3×95	0,32	0,083	203	236
3×120	0,253	0,081	232	273
3×150	0,206	0,079	260	309
3×185	0,164	0,077	294	355
3×240	0,125	0,075	340	415

Таблиця В.8. Види та технічні характеристики конденсаторних установок компенсації реактивної потужності

Тип конденсаторної установки	Потужність, квар	Номінальний струм, А	Ступінь регулювання, квар
АКУ-0,4-540-60	540	783	60
АКУ-0,4-25-5	25	36,25	5
АКУ-0,4-35-5	35	50,75	5
АКУ-0,4-45-5	45	65,25	5
АКУ-0,4-50-10	50	72,5	10
АКУ-0,4-55-10	55	79,75	10
АКУ-0,4-60-10	60	87	10
АКУ-0,4-70-10	70	101,5	10
АКУ-0,4-80-10	80	116	10
АКУ-0,4-90-10	90	130,5	10
АКУ-0,4-100-10	100	145	10

Продовження табл. В.8

Тип конденсаторної установки	Потужність, квар	Номинальний струм, А	Ступінь регулювання, квар
АКУ-0,4-110-10	110	159,5	10
АКУ-0,4-120-20	120	174	20
АКУ-0,4-150-20	140	203	20
АКУ-0,4-150-10	150	217,5	10
АКУ-0,4-160-20	160	232	20
АКУ-0,4-180-20	180	261	20
АКУ-0,4-200-20	200	290	20
АКУ-0,4-220-20	220	319	20
АКУ-0,4-240-20	240	348	20
АКУ-0,4-260-20	260	377	20
АКУ-0,4-320-20	320	646	20
АКУ-0,4-360-40	360	522	40
АКУ-0,4-400-40	400	580	40
АКУ-0,4-520-40	520	754	40
АКУ-0,4-540-60	540	783	60

Таблиця В.9. Розрахункові дані повітряних ліній напругою 35–150 кВ зі сталевалюмінієвими проводами (на 100 км)

Номинальний переріз проводу (алюміній /сталь), мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом,	$I_{\text{доп}}$ , А	$x_0$ , Ом		
			35 кВ	110 кВ	150 кВ
70/11	42,859	265	43,2	44,4	46
95/16	30,599	330	42,1	43,4	45
120/19	24,917	390	41,4	42,7	44,1
150/24	19,798	450	40,6	42	43,4
185/29	16,218	510	—	41,3	42,9
240/32	12,06	605	—	40,5	42



Навчальний посібник

П. Г. Плешков, В. В. Зінзура, Н. Ю. Гарасьова,  
А. І. Котиш, Т. В. Величко, С. П. Плешков

## ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОСПОЖИВАННЯ

Формат 60x84/16. Папір офсетний.  
Гарнітура Times New Roman. Друк ризограф. Ум.друк.арк.13,1  
Наклад 100 прим. Зам. №0592

Приватне підприємство «Ексклюзив-Систем»  
Свідоцтво держ. реєстру ДК№4470 від 17.01.2013р.  
25006, м.Кропивницький, вул. Шевченка, 25  
тел. 050-92-20-913