

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ
з дисципліни "Електричні системи та мережі"
для студентів *спеціальності:*
141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка";

Дніпро
НТУ «ДП»
2022

Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» для студентів будь-якої форми навчання за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" Упорядн.: О.Г. Лисенко, Ю.А. Папаїка. – Дніпро: НТУ «ДП», 2022.– 22 с.

Упорядники:

О.Г. Лисенко, доцент кафедри електропривода

Ю.А. Папаїка, завідувач кафедри електроенергетики

Затверджено на засіданні методичної комісії з напряму підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» протокол №21/22-07 від 14.07.2022 р.

Відповідальний за випуск завідувач кафедри електропривода

С.С. Худолій, канд. техн. наук, проф.

Зміст

1. Організація виконання курсового проекту	5
2. Склад курсового проекту і структура пояснювальної записки	5
3. Основні розділи пояснювальної записки	6
3.1. Енергоекономічна характеристика	6
3.2. Вибір трансформаторів та схеми знижувальних підстанцій споживачів	9
3.3. Побудова схем електричних мереж	11
3.4. Визначення технічних параметрів ЛЕП	16
3.5. Розрахунки режимів схем електричних мереж	16
3.6. Вибір економічно доцільного варіанта мережі	16
3.7. Компенсація реактивної потужності	17
3.8. Забезпечення якості електричної енергії в мережі	18
3.9. Основні показники мережі	20
4. Список літератури	20
5. Вимоги до оформлення курсового проекту	21
6. Оцінювання виконання курсового проекту	21
Додаток А	22

Мета курсового проекту:

1. Поглиблення знань студентів, що закінчують вивчення теоретичного курсу та набули практичних навиків з розв'язання окремих проблемних задач.
2. Систематизування студентами своїх знань та набуття ними навиків розв'язання загальних проблем передачі та розподілу електричної енергії.

1. Організація виконання курсового проекту

При виконанні курсового проекту від студента вимагається самостійність в прийнятті рішень. З керівником проекту узгоджуються прийняті схеми, в решті випадків студентам рекомендуються наступні дії. Визначається проблема, дається аналіз можливих рішень, а потім приймається самостійно рішення з наведенням причин, чому прийняте таке рішення.

Всі завдання мають дві складові в своїх вирішеннях: технічну та економічну. Технічна частина розв'язує такі задачі, як вибір конструктивних параметрів елементів електричних мереж за умов, що їх параметри забезпечуватимуть можливість існування режиму при нормальному та післяаварійному режимах за найбільших та найменших навантаженнях. При цьому параметри режиму не повинні виходити за межі допустимих, що встановлені нормативними документами. У випадку, коли відсутні такі нормативні дані, студент повинен самостійно розробити та дати всебічне обґрунтування прийнятих рішень.

2. Склад курсового проекту і структура пояснювальної записки

Курсовий проект включає комплект технічної документації, до складу якої входять креслення та пояснювальна записка.

Графічна частина виконується на аркуші ватману формату A1, на якому наводяться:

- ситуаційний план;
- розроблена однолінійна схема мережі для нормального режиму роботи;
- схема заміщення однолінійної схеми мережі з розставленням всіх потужностей та напруг, що використовувались при розрахунку режиму найбільших навантажень;
- таблиця відхилень напруги у споживачів до і після встановлення КУ, в післяаварійному режимі.

Структура пояснювальної записки умовно поділяється на вступну, основну частини та додатки.

Вступна частина:

- титульний аркуш;
- завдання;
- зміст;
- вступ.

Основна частина:

- розділи курсового проекту;
- висновки;
- перелік посилань.

Додатки.

Зразок титульного аркуша на наведений у додатку А.

Зміст розташовують з нової сторінки. До змісту включають: вступ; послідовно перелічені назви всіх розділів, підрозділів, пунктів і підпунктів (якщо вони мають заголовки); висновки; перелік посилань; назви додатків і номери сторінок, які містять початок матеріалу.

Вступ розташовують з нової сторінки. Зміст цього розділу відображає основні завдання, які були розглянуті і знайшли своє вирішення в процесі виконання проекту. Дається загальна характеристика методів прийняття рішень. Наводяться основні показники, які досягнуті в роботі та їх характеристика. Матеріал "Вступу" повинен вмещати конкретні дані про курсовий проект. Не допускається збільшувати обсяг розділу за рахунок загальновідомих положень та постулатів.

3. Основні розділи пояснювальної записки

3.1. Енергоекономічна характеристика

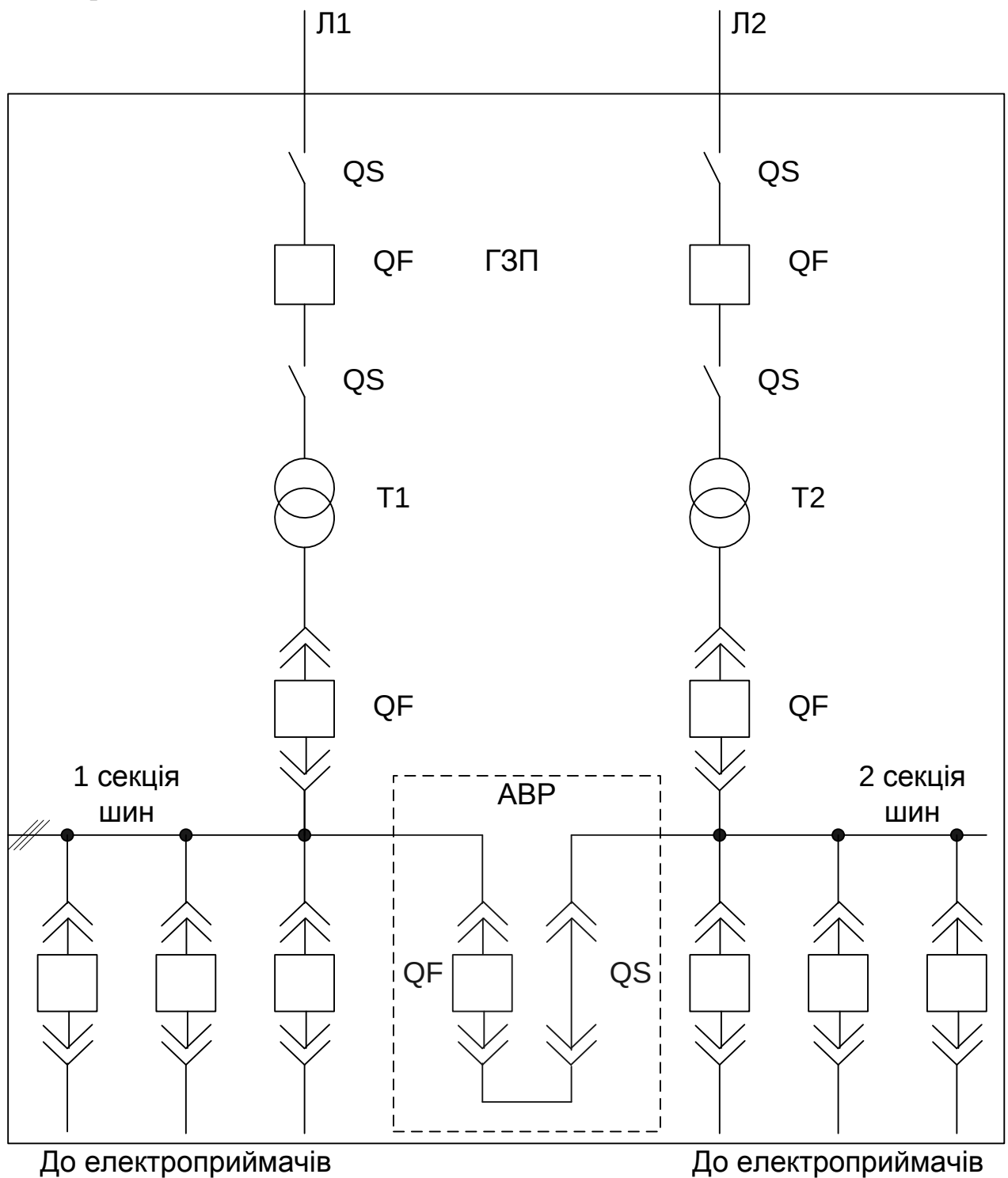
В цьому розділі наводяться результати техніко-економічного аналізу вихідних даних, що наведені в завданні. За цими даними встановлюється категорійність споживачів і приймаються рішення про схеми (резервовані чи нерезервовані), побудову ліній електропередачі та трансформаторних підстанцій, щоб визначити задоволення вимог за надійністю електропостачання споживачів та якості електричної енергії. При цьому потрібно керуватися положеннями, що наведені в ч 8.9 [1].

В проекті приймається, що живлення електричних мереж буде виконуватися від районних підстанцій, які мають дві секції шин, що живляться від різних електричних станцій (генераторів) електричної системи (рис. 1.1). Секції шин районної підстанції обладнані системою автоматичного включення резерву (АВР) (рис. 3.1). Величина потужності приєднань кожної з секцій шин не обмежується.

На районних підстанціях має місце зустрічне регулювання напруги, що відображено в завданні, де вказана величина напруги на розподільних шинах в режимах найбільших, найменших та післяаварійних навантажень.

В цьому розділі приймаються рішення про можливе конструктивне виконання ЛЕП в залежності від потужності споживачів. Якщо в завданні немає обмежень, то доцільно прийняти повітряні ЛЕП, що мають кращі техніко-економічні показники перед іншими конструктивними виконаннями. У випадку прийняття повітряних ЛЕП, потрібно встановити на яких опорах і з якого типу проводів вона буде виконана.

Як відомо, вартість 1 км повітряних ЛЕП залежить від кліматичних умов. Студент самостійно приймає рішення, в якому районі країни буде споруджена мережа. Після цього слід вказати, до якого кліматичного району віднесений прийнятий регіон.



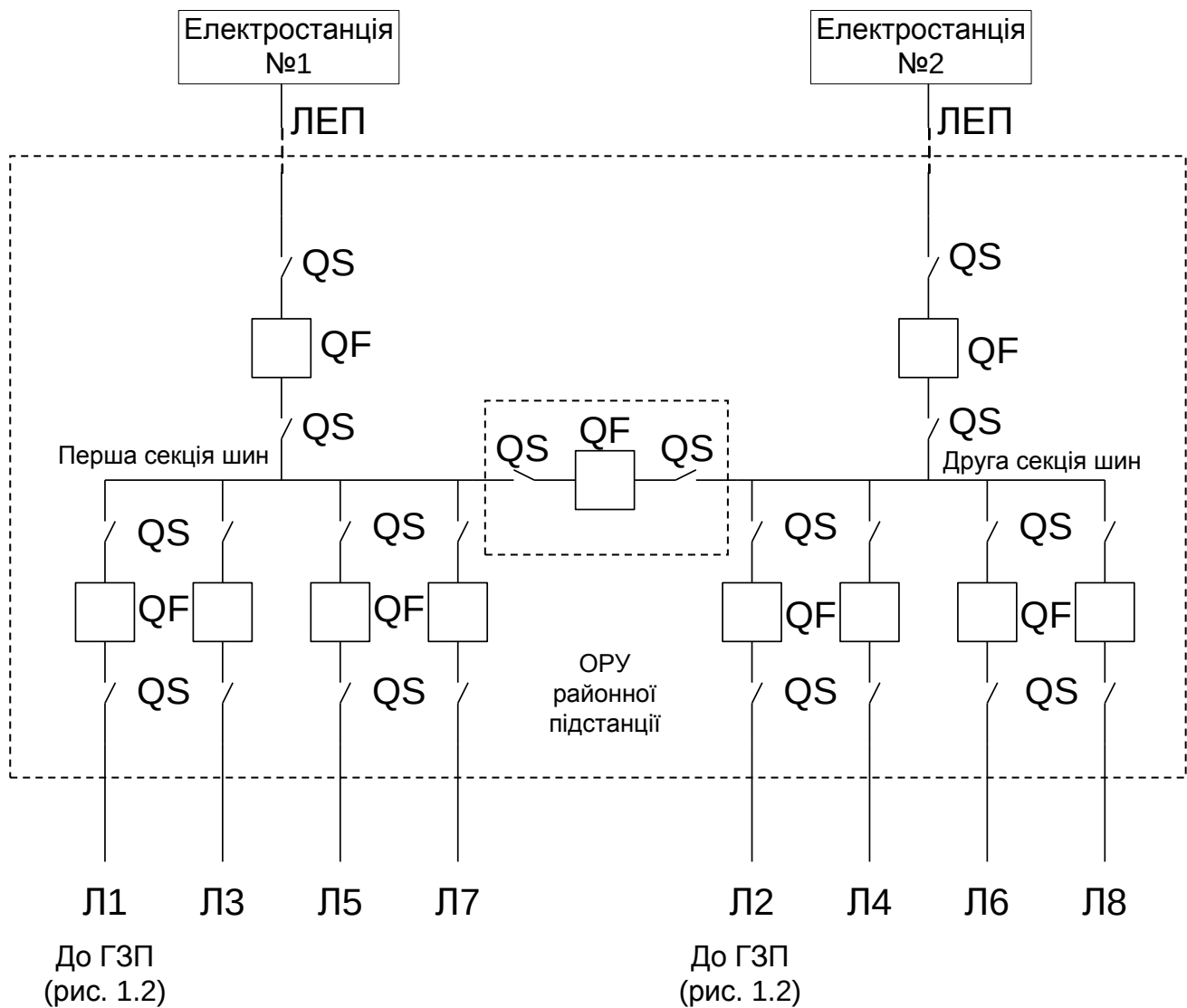


Рис. 3.1. Схема районної підстанції

3.2. Вибір трансформаторів та схеми знижувальних підстанцій споживачів

Кількість трансформаторів (автотрансформаторів) на підстанціях споживачів залежить від категорійності споживачів за вимогами надійності. Для споживачів, де є навантаження, що відноситься до першої категорії за надійністю, необхідно встановлювати на його головній знижувальній підстанції (ГЗП) два трансформатори з двома секціями шин на низькій стороні, які обладнані АВР. В цьому випадку потужність кожного трансформатора ГЗП в нормальних умовах повинна забезпечити живлення всіх споживачів, що в цьому режимі підключені до цієї секції шин.

В післяаварійному режимі вважається, що живлення ГЗП буде виконуватися одним із трансформаторів. При цьому допускається певне перевантаження цього трансформатора в залежності від попереднього режиму навантаження.

Оскільки в завданні на курсовий проект не вказуються умови роботи трансформаторів ГЗП в нормальному режимі до аварії, то приймаємо, що один трансформатор повинен забезпечувати живлення споживачів першої та другої категорій з допустимим перевантаженням до 140%. В цьому випадку допускається відключення споживачів третьої категорії (якщо це потрібно, щоб забезпечити допустимий рівень перевантаження трансформатора ГЗП) на час не більше 6 годин на добу протягом 5 діб поспіль.

З наведених положень номінальна потужність трансформатора ГЗП визначається із співвідношення

$$S_{HT} \geq \frac{S_{\text{нб}}}{k_{\text{ав}}(n-1)},$$

де $S_{\text{нб}}$ - найбільше навантаження ГЗП. Здебільшого включає все навантаження, а в деяких випадках – частину потужності споживачів (дивись вище); n – кількість трансформаторів на ГЗП; $k_{\text{ав}} = 1,4$ – допустиме перевантаження трансформаторів.

За результатами розрахунків приймається ближче стандартне значення потужності трансформатора, його тип за номінальної напруги та визначаються паспортні дані. За величиною навантаження ГЗП та паспортними даними визначають втрати потужності холостого ходу та навантажувальні діаграми в режимі найбільших, найменших та післяаварійних навантажень. Такий докладний розрахунок, тобто з наведенням розрахункових співвідношень, з підстановкою вихідних даних та отриманих результатів робиться тільки для однієї ГЗП, для решти ГЗП результати розрахунків подаються в вигляді таблиць. За цими розрахунками визначається навантаження від кожної ГЗП на ЛЕП для всіх режимів роботи.

При наявності на ГЗП споживачів, що відносяться до другої категорії за надійністю розглядаються по два можливих рішення. Перше – про спорудження ГЗП з двома трансформаторами (методика розрахунків наведена вище). Друге – про спорудження ГЗП з одним трансформатором. В цьому випадку приймається трансформатор, номінальна потужність якого перевищує найбільше навантаження ГЗП. Потім виконують розрахунки втрат для режимів та визначаються потужності навантаження.

При прийнятті рішення про спорудження однострансформаторної ГЗП потрібно враховувати положення директивних документів про те, що в однострансформаторній системі є можливість замінити пошкоджений трансформатор ГЗП протягом обмеженого часу. Тому ПУЕ обмежує потужність трансформаторів в 10 МВА, за допомогою яких може бути споруджена однострансформаторна ГЗП. Якщо потрібна установка трансформатора з більшою номінальною потужністю, то ГЗП облаштовуються двома трансформаторами.

3.3. Побудова схем електричних мереж

Схеми електричних мереж повинні забезпечувати необхідну надійність, високу якість електричної енергії, зручність обслуговування та задовольняти інші вимоги (наприклад, подальший розвиток) за найкращих техніко-економічних показників, узагальненим з яких є мінімум загальних витрат. В проектній практиці для знаходження найбільш доцільного (оптимального) варіанту схеми (конфігурації) застосовують поваріантний метод, для якого за заданим розташуванням споживачів відносно районних підстанцій намічають декілька можливих варіантів схем. При цьому, враховуючи навчальний характер курсового проекту, вимагається розглядати можливі варіанти розімкнених схем з одностороннім живленням, простих замкнених схем, коли живлення такої замкненої мережі виконується від різних шин однієї замкненої мережі, та схеми з двостороннім живленням від різних районних підстанцій. В останньому випадку, при різних номінальних напругах рекомендується застосовувати роздільні автотрансформатори, які встановлюються в точках розподілу потужності схем.

Розроблювані можливі варіанти схем не повинні бути випадковими. В кожному випадку потрібно враховувати можливі наслідки прийняття такої схеми. Неприйнятними є схеми з можливими перехрещеннями ЛЕП, з поверненням електричної енергії до джерела, наближене паралельне проходження трас двох мереж тощо. Тому при побудові схем потрібно враховувати наступне:

1. передача електроенергії від джерела до споживачів повинна виконуватися по найкоротшому шляху.

2. розробку варіантів потрібно починати з найбільш простих схем, які потребують для створення мережі найменшу кількість ділянок та електрообладнання підстанцій. До такого типу схем мереж відносяться схеми магістральних мереж з одностороннім живленням, прості замкнені та схеми з двостороннім живленням.

3. Поряд з найбільш простими варіантами доцільно розглянути варіанти схем зі збільшеними капітальними вкладеннями на лінії електропередачі та ГЗП, за рахунок чого очікується підвищення надійності електропостачання та якості електричної енергії, зменшення експлуатаційних витрат.

4. До використання складнозамкнених та інших варіантів схем слід переходити, коли вичерпані всі можливості створення простих схем, або коли прості схеми мають незадовільні показники по технічним та економічним критеріям (наприклад, неможливість забезпечити потрібний режим напруги).

З урахуванням наведених положень студент повинен розробити не менше п'яти варіантів схем з одностороннім живленням, п'яти варіантів простих замкнених схем, п'яти варіантів схем з двостороннім живленням. При цьому допускається можливим застосування змішаних варіантів схем.

При побудові схем по відношеності до ПУЕ електроприймачі I категорії треба забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення, і перерву їх електропостачання в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення можна допускати лише на час автоматичного відновлення живлення.

Перемикання джерел живлення треба здійснювати за мінімально короткий час і по можливості не змінювати режим роботи обладнання споживачів.

Як друге незалежне джерело живлення для електроприймачів I категорії можуть бути використані місцеві електростанції, електростанції енергосистем (зокрема, шини генераторної напруги), спеціальні агрегати безперебійного живлення, акумуляторні батареї тощо.

Електроприймачі II категорії необхідно забезпечувати електроенергією від двох незалежних взаєморезервуючих джерел живлення. Для електроприймачів II категорії в разі порушення електропостачання від одного з джерел живлення переривання електропостачання є допустимим на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу або виїзної оперативної бригади.

Для електроприймачів III категорії електропостачання може здійснюватися від одного джерела живлення за умови, що час переривання електропостачання, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента системи електропостачання, не перевищує однієї доби [3].

Для живлення споживачів I категорії потрібно споруджувати дві одноланцюгові ЛЕП, кожна з яких живиться від різних секцій шин районної підстанції і повинна проходити по різних трасах, щоб уникнути можливого одночасного пошкодження. Однак враховуючи значне збільшення капітальних вкладень та експлуатаційних витрат допускається споруджувати для споживачів першої категорії дволанцюгову ЛЕП з розміщенням обох ланцюгів на одних опорах.

Для споживачів другої категорії за вимогами надійності потрібно також споруджувати резервовану систему електропостачання (дволанцюгові ЛЕП, двотрансформаторні ГЗП) або нерезервовану (одноланцюгова ЛЕП та однострансформаторна ГЗП).

Для споживачів 3 категорії за вимогами до надійності електропостачання можливе застосування нерезервованої системи електропостачання.

За результатами вище наведених положень в курсовому проекті розглядається питання про необхідну кількість ЛЕП для кожного споживача:

- Для споживачів I та II категорії при застосуванні розімкнутих схем з одностороннім живленням повинно бути не менше двох ЛЕП (дволанцюгова). Більша кількість ЛЕП визначається або конструктивними особливостями, або іншими обставинами.

Для таких схемних рішень щодо кількості ЛЕП характерним є те, що і кількість трансформаторів на ГЗП визначається кількістю ЛЕП, що підходять до підстанції (рис. 3.2).

Процедура побудови розімкнених схем з одностороннім живленням наведена на рис. 3.3. На цьому рисунку показана районна підстанція А, що є одним із можливих джерел живлення, та два споживача 1 та 2. Причому споживач 1 відноситься до споживачів другої категорії за надійністю, а споживач 2 – до першої. Таким чином, на підстанції споживача 2 потрібно встановити не менше двох трансформаторів (Т1 та Т2 на рис. 3.2), на низькій стороні потрібно мати не менше двох секцій шин з АВР між ними. До ГЗП споживача 2 повинно під-

ходити не менше двох ЛЕП (або одна дволанцюгова), що живляться від різних шин районної підстанції (рис. 3.1).

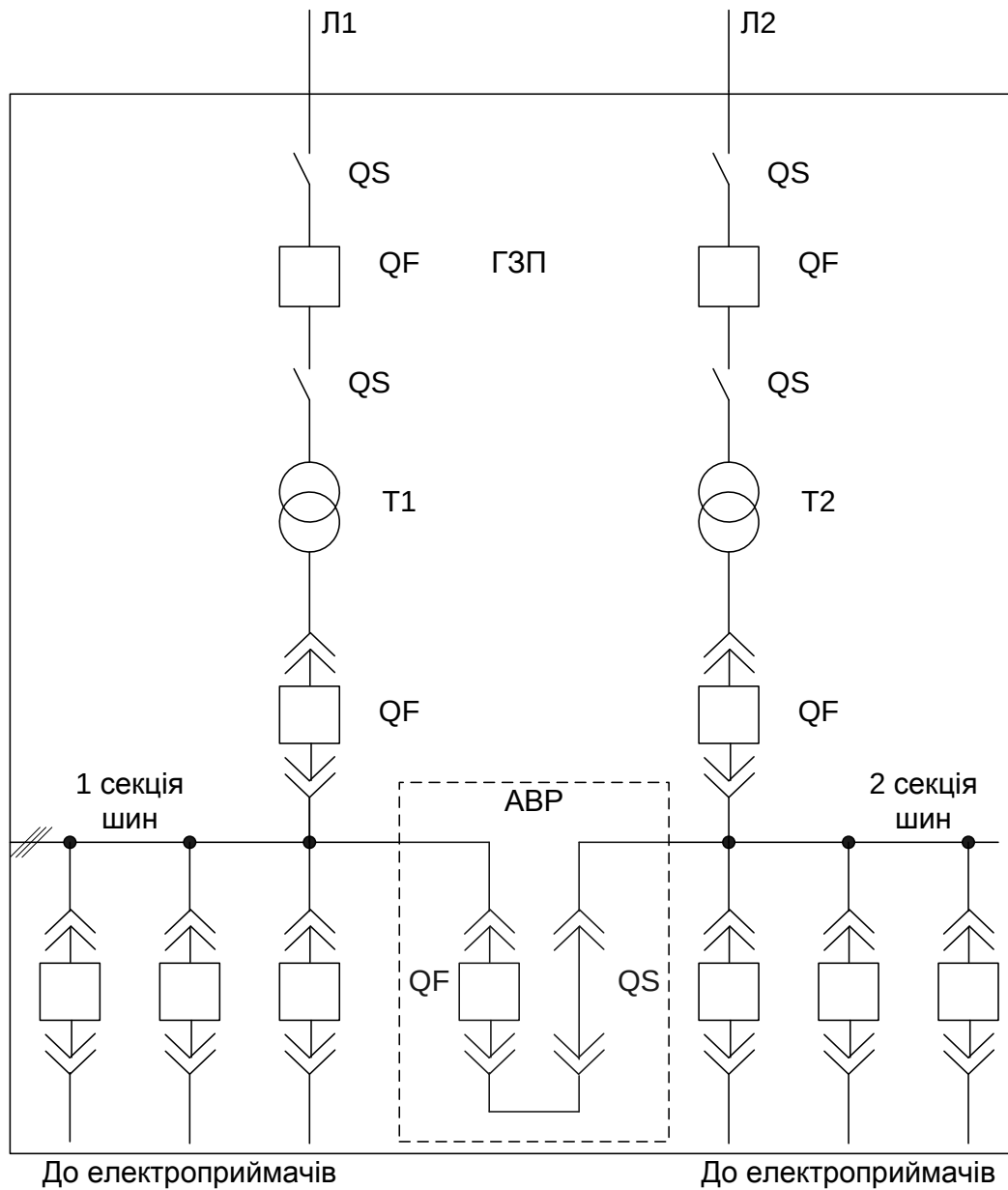


Рис. 3.2. Схема та обладнання головної знижувальної підстанції (ГЗП) споживача

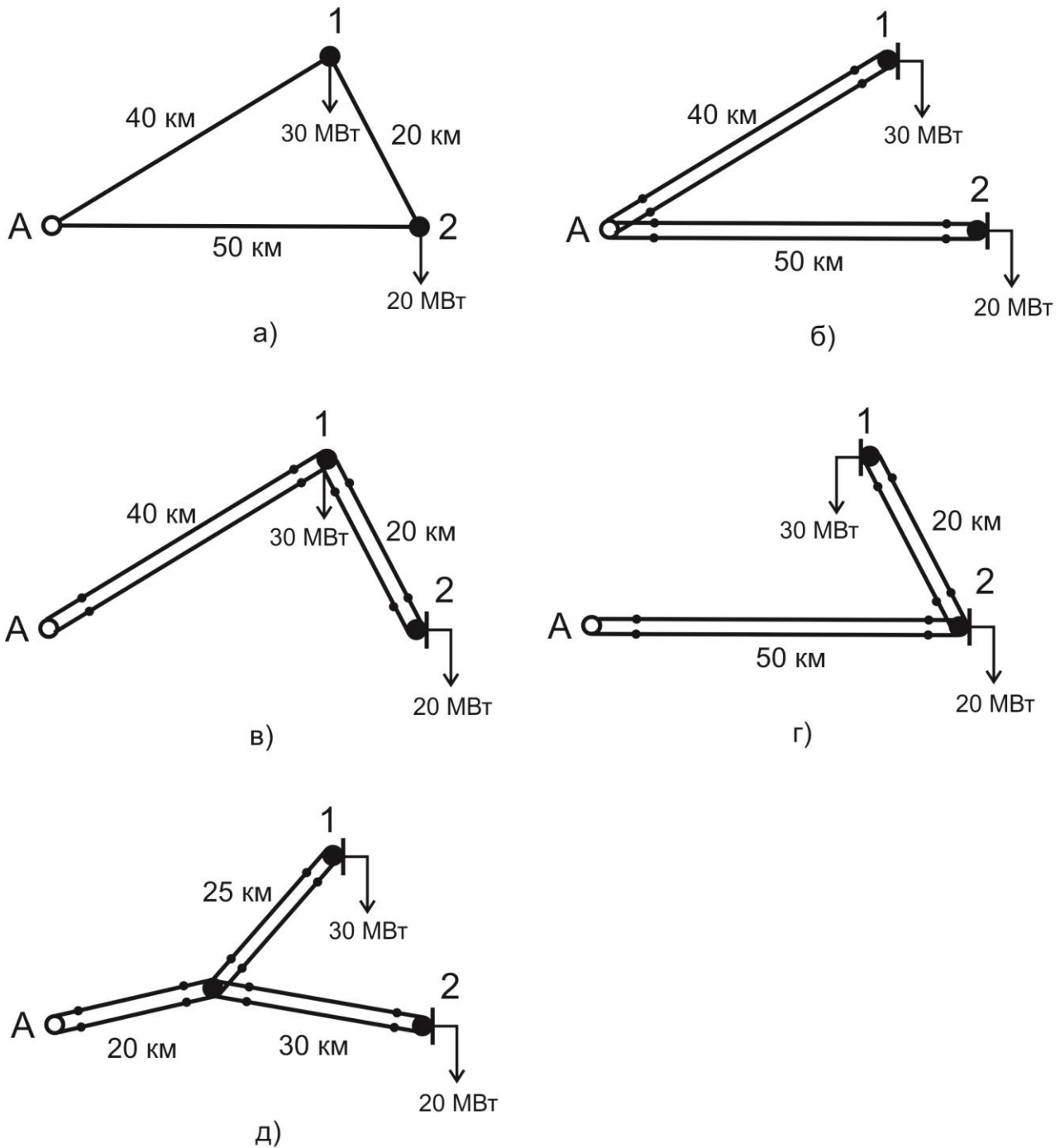


Рис. 3.3. Можливі варіанти схем з одностороннім живленням

Побудова схеми за рис.3.3г не є прийнятною за тією ознакою, що ділянкою 1-2 електрична енергія наближається до свого джерела, що є недопустимим в електроенергетиці.

Особливістю схеми рис.3.3д є те, що знаходження оптимального місця розташування точки О може забезпечити значне зменшення загальної довжини ЛЕП. Але в тому випадку, коли застосувати в точці О глуху відпайку для розділення ЛЕП, то будуть мати місце значні ускладнення при експлуатації з урахуванням можливих відключень через пошкодження, що буде впливати на надійність електропостачання. Для усунення цих недоліків доцільно в точці О спо-

рудити розподільний пункт. Витрати на цей захід будуть значними, що вимагає виконання техніко-економічного порівняння з можливими іншими варіантами.

Методика побудови простих замкнених схем та схем з двостороннім живленням аналогічна, тому не приводиться. При виконанні розробок потрібно пам'ятати, що цей тип схем має показники надійності, які аналогічні резервованим системам, тому ГЗП споживачів будуються двотрансформаторними (рис. 3.4). Особливістю схем ГЗП в замкнених мережах є наявність вимикача на високій стороні, що дає можливість працювати схемі в замкнутому режимі.

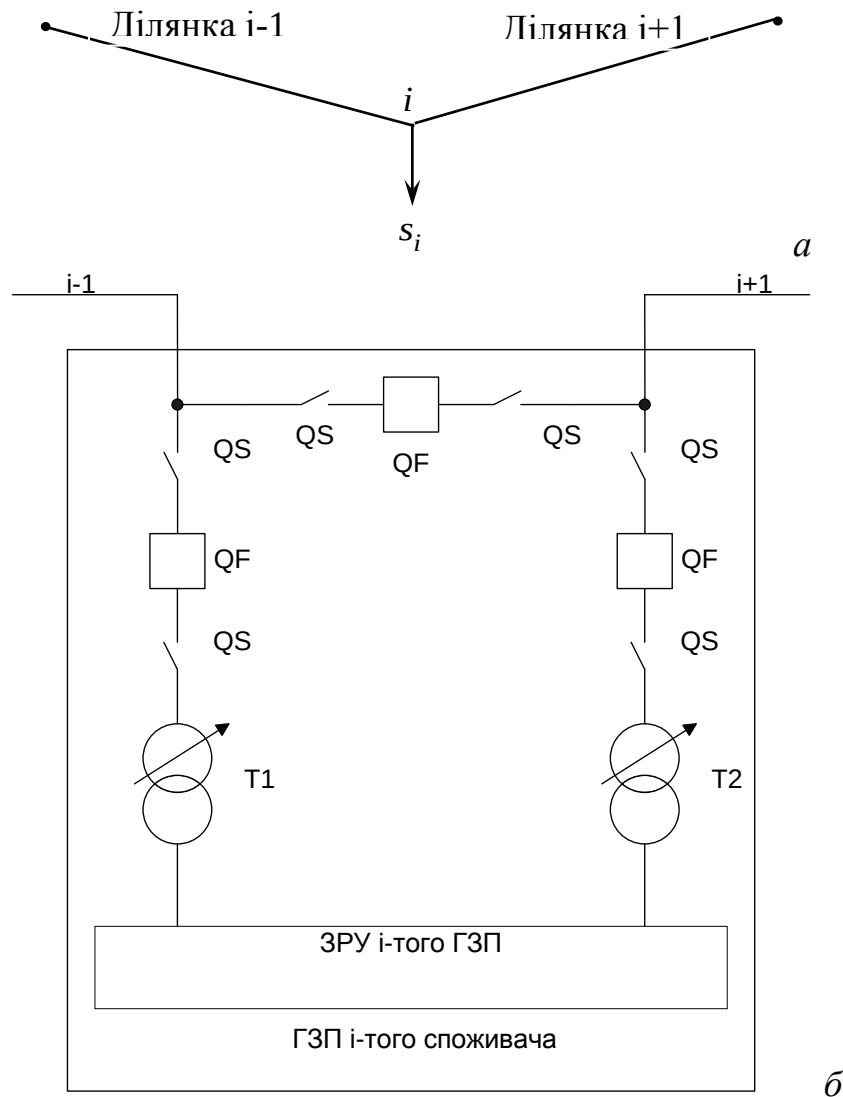


Рис.3.4. Схема ГЗП при замкнутих схемах електричних мереж

У відповідності до завдання студент повинен розробити по 5-6 варіантів схем кожного типу. Вибір найбільш доцільного (оптимального) виконується за результатами розрахунків величини загальних витрат (дивись розділи 8 [1] та 3 [2]). Але виконати такий обсяг робіт студент не спроможний через брак часу, тому для кожного типу схеми визначаються узагальнені показники:

- загальна довжина ЛЕП в одноланцюговому виконанні;
- загальна кількість високовольтних вимикачів;
- вартість електричної енергії, що відпускається споживачам.

За вказаними показниками для кожного типу схем мереж вибирається по одному, що мають, за думкою студента, кращі показники.

Ці три можливих варіанта схем (незамкнені з одностороннім живленням, прості замкнені та з двостороннім живленням) узгоджуються з керівником проекту, про що він робить відмітку на прийнятих схемах.

Відібрані та узгоджені три варіанта схеми дозволяють приступити до визначення параметрів їх обладнання, режимів роботи, що дозволить за результатами техніко-економічних розрахунків визначити найбільш доцільний варіант.

3.4. Визначення технічних параметрів ЛЕП

Якщо для створюваних мереж прийнято рішення про застосування повітряних ЛЕП, то приймається раніше вже зроблений вибір опор, тип проводів. Тому в цьому розділі основним завданням є розрахунок площі перетину проводів для кожної із прийнятих схем. При виборі типів проводів потрібно враховувати обмеження, що накладаються умовами механічної міцності, умов зменшення впливу „коронування” на системи зв’язку тощо.

3.5. Розрахунки режимів схем електричних мереж

Після того, як визначені параметри обладнання електричних мереж, можливо приступити до розрахунку режимів для найбільших, найменших навантажень та післяаварійного режиму. При розрахунках потрібно керуватися положеннями розділу 5 [1], враховуючи, що на початок розрахунків відомі навантаження споживачів та режими напруги джерела електричної енергії.

3.6. Вибір економічно доцільного варіанта мережі

Варіанти схем, що підлягають техніко-економічному порівнянню, повинні бути технічно та економічно зіставлені. Це означає, що вони забезпечують передачу однакової кількості електричної енергії за визначений час та забезпечують однакову якість електричної енергії, надійність електропостачання тощо. В загальному випадку досягти такого положення досить складно через необхідність для деяких варіантів значних додаткових вкладень, що значно буде погіршувати показники варіанта. Тому при співставленні варіантів схем потрібно чі-

тко уяснити які показники у них співпадають, які різняться. При наявності різниці потрібно обґрунтувати величину збитків, що буде мати варіант з гіршими показниками по відношенню до більш кращих показників іншої схеми. При однакових показниках в порівняльних розрахунках їх можливо не враховувати.

Потрібно підкреслити, що в випадках, коли має місце живлення від кількох джерел з різними тарифами, в виборі доцільного варіанту необхідно урахувати цю обставину. За наведених умов рівняння загальних витрат при застосуванні методу дисконтованого чистого прибутку матиме вигляд:

$$Z = K_{л} + K_{пс} + (I_{ол} + I_{опс} + I_{\Delta A_{\Sigma}} + U_{я} + U_{над} + I_A) / E,$$

де $K_{л}$ та $K_{пс}$ – сумарні капітальні вкладення в схему по ЛЕП та підстанціях споживачів, грн.; $I_{ол}$, $I_{опс}$ – витрати на обслуговування та ремонт ЛЕП та підстанцій споживачів, грн.; $U_{я}$, $U_{над}$ – збитки від низької якості електричної енергії та недостатньої надійності, грн.; $I_{\Delta A_{\Sigma}}$ – вартість сумарних витрат електричної енергії, грн.; I_A – вартість електричної енергії, що відпускається споживачом схеми, грн.; E – норма дисконту.

Методика подальших розрахунків наведена в § 8.9 [1] та розділі 3 [2].

За найменшою величиною загальних витрат вибирається найбільш доцільний варіант схеми мережі.

Варіанти схем вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця в загальних витратах дорівнює 5% або менше цього. У такому випадку слід вибирати варіанти схеми:

- а) з більш високою напругою;
- б) з більш високою надійністю електропостачання;
- в) з більш високою оперативною гнучкістю схеми (пристосованістю до необхідних режимів роботи мережі);
- г) з меншою витратою кольорового металу на проводи повітряних ліній і з меншою необхідною кількістю електричної апаратури;
- д) з кращими можливостями розвитку мережі при зростанні навантажень або при появі нових пунктів споживання електроенергії.

3.7. Компенсація реактивної потужності

Покриття реактивних навантажень споживачів і компенсація витрат реактивної потужності в елементах електричної мережі здійснюється генераторами електричних станцій і компенсуючими пристроями. Завантаження генераторів реактивною потужністю і передача її по мережах енергосистеми економічно себе не виправдовує. Тому енергетичні системи обмежують величину реактивного навантаження отже, її покриття повинне здійснюватися шляхом установки додаткових джерел реактивної потужності. (компенсуючих пристроїв - КУ). Потужність компенсуючих пристроїв може бути знайдена за рівнянням балансу

реактивних потужностей. На практиці доцільно визначати потужність КУ таким способом. За відомими навантаженнями споживачів для режиму найбільших навантажень визначають втрати активної і реактивної потужностей в обмотках і втрати пов'язані з намагнічуванням сталі трансформаторів. З урахуванням зазначених втрат і потужності навантаження знаходиться потужність в кінці ділянки ЛЕП. Потужність на початку ділянки визначається за величиною навантаження в кінці ділянки і величиною втрат в проводах з урахуванням величини реактивної потужності, що генерується ЛЕП (зарядної потужності). Таким чином, визначаються величини повних потужностей на головних ділянках мережі. Тоді потужність навантаження районної підстанції:

$$\dot{S} = \sum_1^k \dot{S}_i,$$

де S_i , k - потужність на головних ділянках мережі, кількість таких ділянок

$$\dot{S} = P + jQ.$$

Рівняння балансу реактивних потужностей набуде вигляду

$$Q_c = Q_{\kappa\Sigma} = Q.$$

Звідки

$$Q_{\kappa\Sigma} = Q - Q_c,$$

де $Q_{\kappa\Sigma}$ - сумарна потужність компенсуючих пристроїв;

Q_c - допустима потужність навантаження системи.

Методика визначення сумарної потужності компенсуючих улаштувань (КУ) та її розподілу в схемі виконується за методикою, що наведена в § 11.5, 11.6 [1] та в розділі 5 [2].

Після визначення місця встановлення та потужності КУ потрібно підібрати комплектні конденсаторні улаштування. Після цього виконуються розрахунки режимів з урахуванням наявності компенсуючих улаштувань в схемі мережі.

3.8. Забезпечення якості електричної енергії в мережі

Із всіх показників, що характеризують якість електричної енергії, найбільш вагомими є показники напруги. Тому з використанням розрахунків режимів в попередніх розділах визначають відхилення напруги у споживачів для характерних режимів до і після встановлення КУ. Напругу у споживачів при цьому визначають за роботи трансформаторів ГЗП на основних виводах. Якщо відхилення напруги будуть виходити за межі допустимих, то перевіряють регулюючу спроможність встановлених трансформаторів на ГЗП.

Розрахунки з регулювання напруги за допомогою трансформаторів з РПН зводяться до визначення їх спроможностей підтримувати бажане значення напруги у споживача ($U_{2бaj}$). Така спроможність визначається значенням відгалуження для режиму найбільших і найменших навантажень. Якщо значення відгалужень для розглянутих режимів не виходять за межі стандартних, то це вказує на спроможність трансформатора підтримувати бажане значення напруги ($U_{2бaj}$) при всіх можливих режимах навантаження.

Для цього визначають значення $U_{2нб}$ і $U_{2нм}$ та розраховують бажані коефіцієнти трансформації для режимів найбільших та найменших навантажень:

$$K_{\text{баж нб}} = \frac{U_{2нб}}{U_{2\text{баж}}}; \quad K_{\text{баж нм}} = \frac{U_{2нм}}{U_{2\text{баж}}}.$$

Цим коефіцієнтам відповідають бажані значимості відгалужень:

$$E_{\text{баж нб}} = \left(\frac{K_{\text{баж нб}}}{K_{\text{тн}}} - 1 \right) 100\%;$$

$$E_{\text{баж нм}} = \left(\frac{K_{\text{баж нм}}}{K_{\text{тн}}} - 1 \right) 100\%.$$

Номери відгалужень, на яких працюватиме трансформатор при найбільших та найменших навантаженнях:

$$n_{\text{нб}} = \frac{E_{\text{баж нб}}}{E_0}; \quad n_{\text{нм}} = \frac{E_{\text{баж нм}}}{E_0}.$$

Якщо значення номерів менші за найбільші стандартні у трансформатора, тобто

$$|n_{\text{нб}}| \leq |n_{\text{ст}}|; \quad |n_{\text{нм}}| \leq |n_{\text{ст}}|,$$

то трансформатор з РПН буде спроможний забезпечити потрібний рівень напруги у контрольній точці мережі.

Методика виконання перевірки приведена в § 12.3, 12.4 [1] та в розділі 5 [2].

3.9. Основні показники мережі

У цьому розділі визначаються основні показники, що характеризують витрати грошових коштів і матеріалів, необхідних для спорудження та експлуатації мережі:

1. Капіталовкладення на спорудження ліній, підстанцій та мережі в цілому, тис.грн.

2. Щорічні витрати на експлуатацію ліній, підстанцій та мережі в цілому, тис.грн.

4. Втрати активної потужності та енергії в проєктованій мережі відповідно в кВт, кВт·год і у відсотках від сумарної потужності споживачів електроенергії та отриманої ними за рік електроенергії.

5. Основні натуральні показники мережі (довжина ліній, число вимикачів тощо)

При визначенні капіталовкладень слід враховувати вартість електрообладнання всій спроектованій мережі від шин вищої напруги районної підстанції до збірних шин вторинної напруги підстанцій-споживачів з урахуванням КУ.

Експлуатаційні витрати також визначаються з урахуванням витрат на обслуговування зазначеного вище устаткування і вартості втрат електроенергії в мережі в цілому від шин джерела живлення до шин нижчої напруги знижувальних підстанцій. В ці витрати необхідно включити амортизаційні відрахування:

Крім того, вказується величина втрат потужності в максимальному режимі і енергії у відсотках від максимальної потужності і річних витрат енергії.

4. Список літератури

1. Півняк Г.Г., Волотковська Н.С., Кігель Г.А. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання. – НГУ, 2011.
2. Кігель Г.А., Півняк Г.Г. Електричні мережі систем електропостачання. – НГУ, 2011.
3. Правила улаштування електроустановок,- Мінерговугілля України, Київ, 2017.
4. Експлуатація електроустановок: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, А.В. Журахівський, Г.А. Кігель, Б.М. Кінаш, А.Я Рибалко, Ф.П. Шкрабець, З.М. Бахор; За ред. академіка НАН України Г.Г. Півняка. –Дніпропетровськ, НГУ, 2005.
5. Перхач В.С. Математичні задачі електроенергетики. Л.: Вища шк., 1981.
6. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Електричні мережі та системи. – К.: НТУУ «КПІ», 2008.
7. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи. – Л.: НМК ВО «Каменяр», 1999.

**Міністерство освіти і науки України
НТУ «ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»**

**ІНСТИТУТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ
ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра електропривода**

**КУРСОВИЙ ПРОЕКТ
з дисципліни "Електричні системи та мережі"
РОЗРОБКА ПРОЕКТНОГО ЗАВДАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
ВУЗЛА НАВАНТАЖЕННЯ**

Виконавець _____ В.П. Іванов,
студент групи 141-...-...
Керівник _____ О.Г. Лисенко,
канд. техн. наук, доцент

Дніпро
202_

Упорядники:
Лисенко Олександра Геннадіївна
Папайка Юрій Анатолійович

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДО ВИКОНАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ
З ДИСЦИПЛІНИ "ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ"
для студентів будь-якої форми навчання
за спеціальністю 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Видано на кафедрі ЕП

Підписано до друку . Формат 30 x 42/4.
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк 0,56.
Обліково-видавн. арк 0,56. Тираж 20 прим. Зам. №

НТУ «ДП»
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.