

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНІ СИСТЕМИ  
ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

# ***ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ***

Методичні вказівки до виконання курсового  
проектування районної електричної мережі для студентів  
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

Кропивницький 2019

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЦЕНТРАЛЬНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИ СИСТЕМИ  
ТА ЕНЕРГЕТИЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ

## ***ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ***

Методичні вказівки до виконання курсового проектування  
районної електричної мережі для студентів спеціальності  
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

“Ухвалено”  
на засіданні кафедри “ЕТС та ЕМ”  
Протокол № 10 від 25.02.2019 р.

Кропивницький 2019

Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». /Укл.: А.П. Свірідов, Т.В. Величко – Кропивницький: ЦНТУ, 2019. – 80 с.

Рецензент: кандидат техн. наук, професор А.Ю. Орлович

## ЗМІСТ

Вступ	4
1. Вихідні умови та зміст курсового проекту	5
2. Вимоги до оформлення проекту	7
3. Вибір схеми з'єднання лінії електричної мережі	8
4. Вибір номінальних напруг мережі	11
5. Споживання і покриття потреби в активній і реактивній потужностях в мережі, що проектується	13
6. Вибір потужності трансформаторів на підстанціях	18
7. Вибір перерізів проводів повітряних ліній	23
8. Уточнюючий електричний розрахунок мережі	26
9. Регулювання напруг в електричній мережі	29
10. Складання схеми первинних з'єднань підстанцій	33
11. Техніко-економічне порівняння варіантів мережі	38
12. Основні техніко-економічні показники мережі	43
13. Розрахунок усталених режимів електричної мережі на персональному комп'ютері	45
Список літератури	55
Додатки	56

## ВСТУП

Курсовий проект з дисципліни «Електричні системи та мережі» орієнтований на проектування районних електричних мереж в частині розробки мережі 35-220 кВ, для електропостачання промислового району, який налічує підприємства сільськогосподарської та промислової галузі з загальною потужністю до 150 МВА. В методичних вказівках наведено основний зміст курсового проекту, вимоги до пояснювальної записки та графічної частини, варіанти часткових технічних завдань на проектування. З метою активізації самостійної роботи студентів над проектом та організації ефективного використання часу на виконання основних розділів проекту, в методичних вказівках наведені форми основних звітних таблиць за кожним розділом.

Процес проектування електричних мереж в наш час складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є складання технічно конкурентноспроможних варіантів схем, а надалі – порівняння цих варіантів за техніко-економічними показниками і вибір з них найкращого. Оцінці техніко-економічних показників варіантів передують визначення їх технічних параметрів, якими є номінальна напруга, кількість ланцюгів та перерізи струмоведучих елементів ліній електропередач, кількість та потужність трансформаторів на знижувальних підстанціях, показники схем їх електричних з'єднань, а також місця встановлення і потужності компенсуючих установок.

У зв'язку з труднощами при розрахунках режимів районних мереж, передбачається широке використання персональних комп'ютерів.

## 1. ВИХІДНІ УМОВИ ТА ЗМІСТ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Змістом курсового проекту являється розробка проекту районної електричної мережі з номінальною напругою 35-220 кВ, як складової частини електричної мережі.

Студенти проектують електропостачання споживачів (зазвичай 4-5 навантажень) від однієї заданої великої вузлової підстанції, що входить до складу достатньо великої електричної системи. Вважаємо, що з шин районних підстанцій мережі, що проектується, одержують електроенергію промислові споживачі, а також у прилеглих районах – сільськогосподарські споживачі.

Початкові умови для виконання проекту:

1. Схема графічного розташування підстанції живлення та пунктів споживання електричної енергії.

2. Потужності навантаження, що споживаються у максимальному режимі. Коефіцієнти потужності навантажень та склад навантажень за категоріями надійності електроспоживання (у відсотках). Час використання максимуму навантаження в даній електричній системі.

3. Співвідношення найбільших та найменших навантажень на кожному з пунктів (або середнє співвідношення однакове для усіх пунктів).

4. Напруга пункту живлення та коефіцієнт потужності, з яким передбачається видача реактивної потужності з пункту живлення. У проєкті може бути задана реактивна потужність, що видається з шин підстанції живлення в мережу, що проектується.

5. Відомості про кліматичний район та про види опор.

У проєкті розробляються наступні розділи:

а) вибір найкращого, за конфігурацією, варіанту електричної мережі;

б) вибір номінальних напруг кожної ділянки мережі;

в) забезпечення балансів активної та реактивної потужностей в системі і вибір потужності додаткових джерел реактивної потужності, їх розміщення в мережі;

г) вибір типу та потужності трансформаторів на підстанціях; вибір перерізів проводів лінії електропередачі та їх перевірка на корону та довготривалі значення струмів;

д) розрахунок параметрів лінії та трансформаторів і складання схем заміщення електричної мережі;

е) виконання розрахунку усталених режимів розімкненої мережі для умов максимальних та мінімальних навантажень та найбільш вірогідного та важкого післяаварійного режиму;

ж) розрахунок режимів замкненої мережі на ЕОМ;

з) техніко-економічне порівняння варіантів електричної мережі та визначення техніко-економічних показників оптимального варіанту мережі;

і) виконання індивідуального завдання.

## 2. ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕННЯ ПРОЕКТУ

Курсовий проект виконується у вигляді розрахунково-пояснювальної записки та креслень.

Об'єм пояснювальної записки звичайно складає 55-60 аркушів печатного тексту, один лист креслення.

Записка повинна мати титульний лист, стандартний бланк завдання на курсовий проект, індивідуальне завдання до проекту, вступ, необхідні розрахунки та пояснення, зміст та список використаної літератури.

Записка повинна складатися з розділів, присвячених окремим питанням, що витікають з завдання або виникають в процесі проектування. При складанні кожного розділу проекту у записці слід сформулювати задачу, привести вихідні умови та поставлені вимоги, а також описати послідовність та методику рішення даної задачі. Тільки після цього можна переходити до самого розв'язку. Приведені у пояснювальній записці розрахунки повинні містити розрахункові формули з посиланням на літературу, числові значення величин, які входять до них, остаточний результат (без проведення проміжних обчислень) з обов'язковим зазначенням одиниць вимірювання. Основні числові результати виконаних розрахунків, певні висновки або подальший хід роботи по проектуванню мережі найкраще приводити у вигляді таблиць. Аналіз результатів розрахунку та висновки з обґрунтувань, порівнянь і розбіжностей повинні мати місце в кожному розділі записки. Особлива увага при проектуванні повинна бути приділена техніко-економічним обґрунтуванням прийнятих в проекті рішень. При розрахунках режимів на ПК в записку додатково додають таблиці



підготовки вихідної інформації та отримані на ПК розрахунки (друковані).

На кресленні до курсового проекту треба привести комутаційну схему з'єднань обраного варіанту електричної мережі з вказівкою на ній значень номінальних напруг, довжин, марок, перерізів проводів лінії електропередачі. Вказують типи основного обладнання електричної мережі: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів та джерел реактивної потужності (ДРП).

Приводять таблицю з техніко-економічними показниками мережі.

Курсове проектування необхідно виконувати в певній послідовності, переходячи від менш складних до більш складних питань. Рекомендується записку складати з першого дня роботи над проектом і регулярно показувати її керівнику. Хід роботи перевіряється по контрольним тижням.

### **3. ВИБІР СХЕМИ З'ЄДНАННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ**

Електричні мережі районного значення напругою 35-150 кВ проектуються, в основному, у вигляді з'єднань повітряних ліній електропередач (ЛЕП). Районні електричні мережі, як правило, проектуються повітряними.

При проектуванні електричних мереж зазвичай відомо місце розташування джерел живлення і споживачів. Джерела живлення і споживачі можуть бути з'єднані по-різному. При цьому схеми електричних мереж повинні з найменшими витратами забезпечувати необхідну якість електроенергії у споживачів та надійність електропостачання, доцільні техніко-економічні показники.

У проєктній практиці для одержання раціональної та оптимальної конфігурації електричної мережі зазвичай використовується варіативний метод, що полягає в тому, що для заданого розташування споживачів та джерел живлення намічається декілька можливих варіантів мережі. Але треба зазначити, що варіанти, які пропонуються, не повинні бути випадковими, так як при цьому їх порівняння призводить до вибору найкращого з числа запропонованих варіантів, а не з реально можливих. Тому кожен варіант необхідно намічати на основі загальних інженерних міркувань з урахуванням деяких провідних ідей, наприклад, розімкнена мережа, кільцева, резервована і т.д.

У процесі складання найбільш доцільних варіантів схеми з'єднання мережі рекомендується перш за все розділити пункти електричних навантажень даного району на ті, що мало віддалені один від одного або від пункту живлення, і ті, що більш віддалені. Це дасть можливість виділити пункти, які слід об'єднати однією замкненою схемою і жити окремо від інших пунктів. При складанні варіантів схеми рекомендується приблизно оцінити потоки потужності по окремих лініях мережі і найбільшу втрату напруги у нормальному та післяаварійному режимах при найбільших навантаженнях.

Конфігурація електричної мережі, що проєктується, також у значній мірі визначається умовами надійності електропостачання. У відповідності з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) навантаження I категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення. Для такого роду споживачів необхідно в більшості випадків передбачати живлення по двох окремих лініях, так як двоколова ЛЕП при пошкодженні опор через вітер, ожеледь і т.п. не забезпечує необхідної міри надійності. Для споживачів II категорії допускається живлення по двоколовій лінії, а для

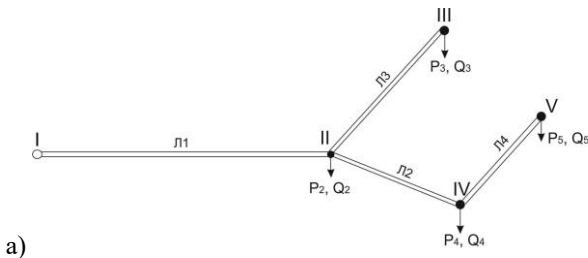
електроприймачів III категорії досить передбачити споживання від однієї лінії електропередачі.

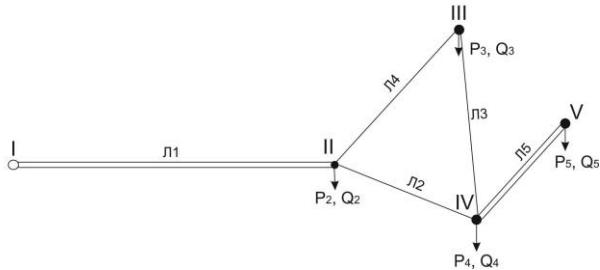
Слід відзначити, що у багатьох випадках потрібно здійснювати передачу електричної енергії в район її споживання по лініях більш високої напруги, а всередині цього району розподіляти енергію по лініях більш низької номінальної напруги. За можливий післяаварійний режим при такій попередній оцінці варіантів достатньо розглянути тільки випадок відключення або пошкодження однієї із ліній мережі, що призводить до найбільшого зниження напруги на шинах у найбільш віддаленого споживача.

При виборі схем електричної мережі можна користуватися наступними основними принципами:

- з пункту живлення проводиться двоколова лінія в один з найближчих пунктів електроспоживання або у пункт з найбільшим навантаженням;
- розгалуження електричної мережі повинне співпадати з будь-яким із вузлів навантаження і не може проходити довільно по місцевості;
- на основі загальних міркувань (довжини ліній, кількості вимикачів, втрат напруги і т.д.) для подальшого розгляду обирається один варіант радіальної мережі (рис.3.1.а) і один – кільцевої (рис.3.1.б).

Схеми варіантів мережі повинні бути приведені на рисунках у пояснювальній записці.





б)

Рис.3.1. Схеми варіантів електричної мережі

а) – варіант радіальної мережі; б) – варіант замкнутої мережі

#### 4. ВИБІР НОМІНАЛЬНИХ НАПРУГ МЕРЕЖІ

Номинальна напруга Уном електричної мережі вибирається одночасно з вибором схеми мережі, із порівнянням суміжних напруг у межах прийнятої в районі, що розглядається, шкали.

Системоутворюючими мережами, які об'єднують регіональні енергосистеми України і забезпечують видання потужності електростанцій, є електричні мережі напругою 750, 330 кВ і частково 220 кВ.

Функцією першого ступеня розподілу енергії виконують електричні мережі напругою 330 і 220 кВ, а основними розподільними є мережі напругою 110 та 150 кВ. Електричні мережі 35 кВ використовуються для електропостачання споживачів у сільській місцевості.

Основними факторами, що визначають вибір оптимального значення номінальної напруги окремих ліній мережі, слугують, як відомо, довжина і її пропускна здатність (потужність, що передається). Досвід

проектування дозволяє приблизно оцінити економічно доцільну напругу при відомій протяжності лінії і потужності, що передається.

Для вибору номінальної напруги мережі будемо користуватися таблицею 4.1.

Таблиця 4.1. Вибір номінальної напруги

Активна потужність на один ланцюг, МВт	Довжина лінії, км	Напруга, кВ
5 – 10	20 – 50	35
10 – 50	50 – 150	110
50 – 70	100 – 200	150
100 – 150	200 – 300	220
200 – 400	500 – 1000	330

Доцільна напруга лінії електропередавання може бути наближено обчислена за емпіричною формулою Ілларіонова

$$U_{\text{ек}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{\ell} + \frac{2500}{P}}}, \quad (4.1)$$

де  $\ell$  - довжина лінії, км;  $P$  - активна потужність, яка пересилається лінією, МВт.

За (4.1) значення напруги отримуємо в кВ. Для обчислення напруги двокової лінії застосовується також формула (4.1), тільки активна потужність ділиться навпіл.

Мережа що проектується, може мати декілька ступенів трансформації. Ділянка мережі від джерела живлення до великої вузлової підстанції має більш високу номінальну напругу.

Лінії мережі, які утворюють коло, як правило, повинні мати одну і ту ж саму номінальну напругу. Вторинні номінальні напруги знижуючих районних підстанцій залежать від віддаленості та потужності споживачів,

які живляться від шин підстанції. При виконанні курсового проекту бажано орієнтуватися на напругу 10 кВ.

## **5. СПОЖИВАННЯ ТА ПОКРИТТЯ ПОТРЕБИ В АКТИВНІЙ ТА РЕАКТИВНІЙ ПОТУЖНОСТЯХ В МЕРЕЖІ, ЩО ПРОЕКТУЄТЬСЯ**

Баланс активної потужності в мережі, що проектується, розглядається для періоду найбільших навантажень. Споживання активної потужності складається з навантажень у заданих пунктах споживання електроенергії і втрат потужностей у знижуючих трансформаторах і лініях мережі. При розрахунку одночасного споживання активної потужності враховується можливість неспівпадання максимальних навантажень окремих пунктів протягом доби. Це пояснюється різною технологією основних виробничих процесів, неспівпаданням місцевих погодних умов в окремих районах мережі, що проектується. В курсовому проекті вважається, що встановлена потужність генераторів системи живлення достатня для покриття потреб в активній потужності району, що розглядається.

Баланс реактивної потужності в мережі, що проектується, а також орієнтовний вибір потужності, типів і розміщення компенсуючих пристроїв (КП) рекомендується проводити до техніко-економічного порівняння варіантів схеми мережі. Установка джерела реактивної потужності (ДРП) може суттєво змінити значення повних навантажень районних підстанцій, а відповідно, і номінальні потужності вибраних трансформаторів, перерізів проводів ліній. Зміна струмозподілу реактивної потужності в мережі вплине на втрати напруги, потужності і енергії в мережі. В результаті вибір потужності КП і їх розміщення по

підстанціях мереж впливають на техніко-економічні показники схеми мережі.

В курсовому проєкті умовно приймається, що періоди споживання найбільших активних і реактивних навантажень підстанцій співпадають за часом. Максимальні реактивні навантаження на шинах районних підстанцій даного району визначають за заданими значеннями найбільшого активного навантаження і коефіцієнта потужності. Необхідна для електропостачання району сумарна реактивна потужність також складається з одночасно спожитого реактивного навантаження у заданих пунктах та із втрат потужності в лініях і трансформаторах мережі. Одночасно спожиту в спроектованій мережі реактивну потужність на підстанціях визначають по сумі відповідних реактивних навантажень на підстанціях з урахуванням коефіцієнта одночасності для реактивних навантажень, орієнтовно прийнятого у проєкті 0,95.

Складання балансу реактивної потужності дозволяє встановити відповідність між потужностями, що потрібні для здійснення того чи іншого режиму мережі, і потужностями різних джерел. Складові балансу можуть бути знайдені в результаті розрахунку режиму електричної мережі. Разом з тим у ряді випадків існування балансу реактивної потужності або необхідність у додаткових джерелах реактивної потужності для його забезпечення можуть бути встановлені приблизно, без повного розрахунку режиму мережі, на основі наближених оцінок складових балансу реактивної потужності.

Необхідна сумарна потужність визначається на основі порівняння сумарної спожитої реактивної потужності з тією, що надходить від джерела живлення, Мвар:

$$Q_{\text{кп}} = Q_{\text{п}} - Q_1, \quad (5.1)$$

де  $Q_{\Pi}$  – сумарна використана потужність в районі що проектується;  $Q_1$  – реактивна потужність, що надходить від системи електропостачання.

Сумарна спожита реактивна потужність в районі, що проектується, визначається за формулою, Мвар:

$$Q_{\Pi} = \Sigma Q'_i + \Delta Q_{\text{ЛП}} - Q_{\text{ВЛП}} \quad (5.2)$$

Приведене реактивне навантаження  $Q'_i$  для  $i$ -ої підстанції може бути визначене зниженням коефіцієнту потужності  $\cos\varphi$  для максимального режиму на 0,05 та розраховане за формулою, Мвар:

$$Q'_i = P_{\text{max}_i} \cdot \text{tg}\varphi'_i, \quad (5.3)$$

де  $P_{\text{max}_i}$  – потужність навантаження, що споживається в максимальному режимі, МВт;  $\text{tg}\varphi'_i$  – визначений за погіршеним коефіцієнтом  $\cos\varphi'_i$ :

$$\cos\varphi'_i = \cos\varphi_i - 0,05.$$

Втрати реактивної потужності в індуктивних опорах ліній в середньому можуть бути прийняті (1-2)% при 35 кВ, (4-6)% при 110 кВ, (7-10)% при 220 кВ від модуля повної потужності, що протікає по лінії в максимальному режимі.

Втрати реактивної потужності в найбільш завантаженої лінії ЛП можуть бути враховані також приблизно, Мвар:

$$\Delta Q_{\text{ЛП}} = 0,1 \cdot S_{\text{H}} \quad (5.4)$$

де  $S_{\text{H}}$  – повна потужність навантаження підстанції, МВА,  
 $S_{\text{H}} = \Sigma P_{\text{max}_i} - j \Sigma Q'_i$ .

Генерація реактивної потужності лініями при попередніх розрахунках може оцінюватися для одноколових ліній 110 кВ –



0,03 Мвар/км, при 150кВ – 0,05÷0,06 Мвар/км, при 220кВ – 0,12 Мвар/км. В лініях з номінальною напругою 110 кВ можна вважати, в самому першому наближенні, що генерація реактивної потужності цими лініями в період максимальних навантажень повністю компенсує втрати реактивної потужності в індуктивних опорах. Отже, при складанні наближеного балансу реактивної потужності цими складовими балансу можна знехтувати ( $\Delta Q = Q_B$  для ліній 110 кВ). Генерація реактивної потужності по лінії Л1 визначається за формулою, Мвар:

$$Q_{ВЛ1} = n \cdot Q_B \cdot \ell \quad (5.5)$$

де  $Q_B$  – генерація реактивної потужності для одноколових ліній, Мвар;  $n$  – кількість ланцюгів;  $\ell$  - довжина лінії Л1, км.

Значення реактивної потужності, що надходить від системи електропостачання, може бути визначено за найбільшою сумарною активною потужністю, що споживається в районі, і за коефіцієнтом потужності, з яким передбачається видача потужності від джерела живлення, Мвар:

$$Q_1 = \Sigma P_{\max_i} \cdot tg\varphi_1 \quad (5.6)$$

де  $\Sigma P_{\max_i}$  – сумарна потужність навантаження, що споживається в максимальному режимі, МВт;  $tg\varphi_1$  – коефіцієнт реактивної потужності системної підстанції, задається в завданні до курсового проекту.

У таблиці 5.1, даного розділу проекту, приводяться значення активної потужності,  $tg\varphi$ , реактивної потужності на шинах 10 кВ районних підстанцій. Там же приводяться значення приведенного реактивного навантаження  $Q'_i$ , розрахованого за  $tg\varphi'_i$ .

Таблиця 5.1. Потужності навантаження на підстанціях

п/ст	$P$ , МВт	$\operatorname{tg}\varphi$	$Q$ , Мвар	$\operatorname{tg}\varphi'_i$	$Q'_i$ , Мвар
$\Sigma$					

Основним типом КП, що встановлюється по балансу реактивної потужності, є конденсатори.

Але слід відзначити, що на великих вузлових підстанціях з високою номінальною напругою 110-220 кВ може виявитися доцільним, по ряду умов, встановлення синхронних компенсаторів. При цьому не рекомендується, з економічної точки зору, встановлення синхронного компенсатора потужністю менш ніж 10 Мвар. Слід пам'ятати, що розташування КП на підстанціях електричної мережі впливає на вирішення проблеми регулювання напруги і на економічність режимів роботи мережі.

Місце встановлення КП визначається на першому етапі спрощено. Рекомендується встановлювати КП на найбільш потужній і найбільш віддаленій підстанції. Уточнення вибору потужності КП і їх розміщення в мережі виконується на подальших етапах виконання проекту.

У результаті розрахунку балансу реактивної потужності у спроектованій мережі заповнюють таблицю 5.2 з вказівкою місця установки КП і його потужностей.

Таблиця 5.2. Потужності навантаження на підстанції з урахуванням  $Q_{\text{КП}}$ 

№ п/ст	$P$ , МВт	$Q$ , Мвар	$Q_{\text{КП}}$ , Мвар	$Q - Q_{\text{КП}}$ , Мвар	$S = \sqrt{P^2 + (Q - Q_{\text{КП}})^2}$ , МВА
$\Sigma$					

Всі наступні розрахунки у курсовому проекті проводяться за реактивними складовими навантажень підстанцій з урахуванням потужності КП, встановлених на її шинах.

## **6. ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЯХ**

Вибір кількості трансформаторів (автотрансформаторів) залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів і є, таким чином, техніко-економічною задачею.

Детальний аналіз можливостей систематичного перевантаження трансформаторного обладнання знижуючих підстанцій у нормальних режимах з урахуванням реального графіка та коефіцієнта початкового навантаження, а також температури оточуючого середовища не входить до задачі даного проекту.

Дана задача докладно розглядається у дисципліні “Електрична частина станцій та підстанцій”. В даному проекті детальні розрахунки не проводяться. Відповідні рішення приймаються на основі загальних міркувань та відомих рекомендацій.

На підстанціях з напругою 220 кВ і вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, що володіють, як відомо, низкою переваг порівняно з трансформаторами.

Потужність трансформаторів вибирається по навантаженню 5-го року експлуатації, рахуючи від року введення першого трансформатора [6].

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 [2]. При цьому коефіцієнт заповнення добового графіка в умовах перевантаження трансформатора повинен бути не більше 0,75.

Для більшості трансформаторних підстанцій, 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:

$$S_T \geq \frac{S_{\max} \cdot K_{I,II}}{K_{ав} \cdot (n-1)} \quad (6.1)$$

де  $S_{\max}$  – максимальна потужність підстанції, МВА;  $K_{1,2}$  – коефіцієнт, що враховує долю споживачів I і II категорії у складі навантаження;  $K_{ав}$  – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження трансформатора, який дорівнює 1,4;  $n$  – кількість трансформаторів на підстанції.

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

$$K_3 = \frac{S_{\max}}{n \cdot S_{ном}} \leq 0,8 \div 1,3 \quad (6.2)$$

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

На підстанції II з економічних міркувань встановлюємо автотрансформатори, потужність яких обчислюється за виразом:

$$S_{\text{ат}} \geq \frac{(\underline{S}_{\text{сн max}} + \underline{S}_{\text{нн max}})K_{I, \text{Пср}}}{1,4 \cdot (n - 1)}, \quad (6.3)$$

де  $\underline{S}_{\text{сн max}}$ ,  $\underline{S}_{\text{нн max}}$  – максимальні повні потужності навантажень на шинах СН та НН відповідно, МВА.

Крім того, у випадку встановлення автотрансформаторів, номінальна потужність обмотки нижчої напруги яких  $S_{\text{нн ном}}$  відрізняється від номінальної потужності автотрансформатора  $S_{\text{ат ном}}$  у  $\alpha_{\text{в}}$  разів ( $S_{\text{нн ном}} = \alpha_{\text{в}} S_{\text{ат ном}}$ ,  $\alpha_{\text{в}} < 1$ ), умова (6.3) повинна бути доповнена слідуючим:

$$S_{\text{ат}} \geq \frac{S_{\text{нн max}}}{\alpha_{\text{в}}}. \quad (6.4)$$

Коефіцієнт корисності:

$$\alpha_{\text{в}} = \frac{U_{\text{вн ном}} - U_{\text{сн ном}}}{U_{\text{вн ном}}} = \frac{230 - 121}{230} = 0,474. \quad (6.5)$$

Коефіцієнт завантаження обмотки низької напруги автотрансформатора в аварійному режимі повинен бути меншим 1,4 і розраховуватися за формулою:

$$K_{3 \text{ ав}}^{\text{нн}} = \frac{S_{\text{нн max}} K_{1,2}}{S_{\text{нн ном}}}. \quad (6.6)$$

Перевірка по даній умові здійснюється ще раз у тих випадках, коли у результаті розрахунку режиму виявляється необхідним встановити на стороні низької напруги компенсуючі пристрої.

Трансформатори і автотрансформатори вибираються трифазними, із вмонтованим пристроєм регулювання напруги під навантаженням (РПН). Технічні дані для обраних трансформаторів приведені у додатку Д.8-Д.10. На вузловій підстанції II з шинами трьох номінальних напруг (220/110/10 кВ) встановлюються автотрансформатори. Далі на основі

паспортних даних розраховуються параметри ( $R_T$ ,  $X_T$ ,  $\Delta P_{CT}$ ,  $\Delta Q_{CT}$ ) схеми заміщення трансформатора та  $R_1 \div R_3$  і  $X_1 \div X_3$  схеми заміщення автотрансформатора.

Усі результати по вибору трансформаторів та розрахунку їх параметрів виконуються в трьох таблицях. В таблиці 6.1 приводять:  $S_{max}$ ,  $K_{1,2}$ ,  $S_{T\text{ ном}}$ , та  $K_3$ ; в таблиці 6.2 – технічні данні трансформаторів:  $\Delta P_K$ ,  $U_K$ ,  $\Delta P_X$ ,  $I_X$ . В таблиці 6.3 приводяться розраховані параметри трансформаторів:  $R'_T$ ,  $X'_T$ ,  $\Delta P'_{CT}$ ,  $\Delta Q'_{CT}$ .

Таблиця 6.1. Вибір трансформаторів

п/ст	$S_{max}$ , МВА	N	$K_{1,2}$	$S_p$ , МВА	$S_n$ , МВА	$K_{зав}$
					ТРДН	
					ТДН	

Таблиця 6.2. Технічні дані трансформаторів

п/ст	$S_n$ , МВА	$\Delta P_K$ , кВт	$U_K$ , %	$\Delta P_X$ , кВт	$I_X$ , %

Таблиця 6.3. Параметри трансформаторів

п/ст	$S_n$ , МВА	N	$R'_T$ , Ом	$X'_T$ , Ом	$\Delta P'_{CT}$ , МВт	$\Delta Q'_{CT}$ , Мвар
		2				

### *Розрахунок приведених навантажень підстанцій*

Для вибору перерізів проводів на ділянках спроектованої мережі у кожному з розглянутих варіантів необхідно виконати розрахунок приведених навантажень підстанцій. Кожна двотрансформаторна підстанція може бути представлена лише одним вузлом, що відповідає стороні вищої напруги; шляхом приведення до цієї сторони навантаження, яке задане на шинах 10 кВ (рис.6.1).

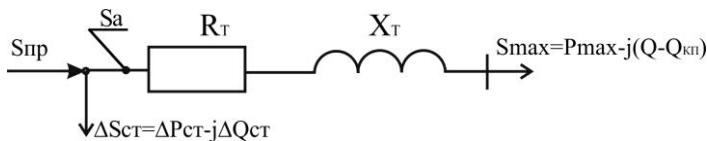


Рис.6.1. Схема заміщення трансформатора

Втрати потужності в обмотках трансформатора, МВт та Мвар відповідно:

$$\Delta P_{Ti} = \frac{|S_{\max\_i}^2|}{U_{BH}^2} \cdot R_{Ti}, \quad (6.7)$$

$$\Delta Q_{Ti} = \frac{|S_{\max\_i}^2|}{U_{BH}^2} \cdot X_{Ti}. \quad (6.8)$$

Потужність на початку ланки схеми заміщення, МВА:

$$\underline{S}_a = \underline{S}_{\max} + \Delta P_{Ti} - j\Delta Q_{Ti} \quad (6.9)$$

Приведене навантаження і-тої підстанції, МВА:

$$\underline{S}_{pri} = \underline{S}_a + \underline{\Delta S}_{ст} \quad (6.10)$$

Розрахунок приведенного навантаження підстанції II, де встановлені автотрансформатори, виконується за трьохпроменевою схемою заміщення (рис.6.2). Так як всі параметри схеми заміщення автотрансформатора приведені до високої сторони, то і втрати потужності у всіх променах схеми заміщення розраховуються за номінальною напругою обмотки високої напруги, тобто  $U_{BH} = 230$  кВ.

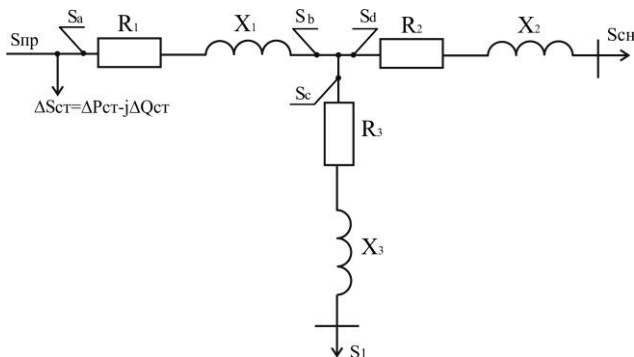


Рис.6.2. Схема заміщення автотрансформатора

## 7. ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВІДІВ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ

Переріз проводів повітряних ліній вибирається за нормативними узагальненими показниками — за економічними струмовими чи потужнісними інтервалами.

Донедавна переріз проводів електричних мереж вибирали за економічною густиною струму ( $J_{ек} = (1 \div 1,3) \text{ А/мм}^2$ ). Значення  $J_{ек}$  розраховували з прямолінійної залежності ціни спорудження повітряної лінії від перерізу, який приймали заниженим, що зумовлює збільшення втрат енергії та напруги в електричних мережах під час їхньої експлуатації.

В даний час вибираються перерізи проводів за економічними струмовими інтервалами, а не за  $J_{ек}$ . Переріз вибирається більшим, чим зменшуються втрати енергії та напруги під час експлуатації мережі.

Розрахункове струмове навантаження лінії визначається:

$$I_p = \alpha_i \alpha_T I_5, \quad (7.1)$$



де  $I_5$  – струм ліній на п'ятий рік її експлуатації в номінальному експлуатаційному режимі, А;  $\alpha_i$  – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження з роками експлуатації лінії, в.о.;  $\alpha_T$  – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії  $T_{max}$ , а також потрапляння цього максимуму в максимум енергосистеми, в.о. і вибирається з таблиці 7.1.

Струм п'ятого року експлуатації лінії (струм у фазі при максимальному навантаженні) визначається

$$I_{max} = \frac{S_{прив}}{n\sqrt{3}U_{ном}} 10^3, \quad (7.2.)$$

де  $S_{прив}$  – потужність тієї підстанції, для якої розраховується переріз лінії живлення, МВА;  $n$  – кількість ланцюгів в лінії;  $U_{ном}$  – номінальна потужність лінії, кВ.

Для ліній 110-220 кВ значення  $\alpha_i$  приймається рівним 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнту в зоні найбільш частих темпів росту навантаження.

Таблиця 7.1. Середнє значення коефіцієнта  $\alpha_T$

Напруга ПЛ, кВ	$K_m$	$T_{max}$ год			
		4000	5000	6000	Більш 6000
35 – 330	1,0	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,3	1,5	1,8	2,2

Перерізи проводів ПЛ 35-750 кВ обираються за додатком Д.7 в залежності від напруги, розрахункового струмового навантаження, що визначається за (7.1), району за ожеледдю, матеріалу опор.

Марка проводу обирається відповідно до проектної практики, прийнятої при відсутності достатньої інформації для точного розв'язку.

Так, для проводів з перерізом до 185 мм<sup>2</sup>, приймається марка АС нормального виконання (з співвідношенням перерізів алюмінієвої та сталеві частин рівним 6), наприклад, АС 185/29. Провода з перерізом 240 – 500 мм<sup>2</sup> приймаються полегшеного виконання (з співвідношенням перерізів алюмінієвої та сталеві частин рівним 8), наприклад АС 500/64.

Вибраний переріз проводів перевіряється за  $I_{\text{доп}}$  як у нормальному, та і в післяаварійному режимах

$$I_{\text{р.н.}} \leq I_{\text{доп}}; \quad I_{\text{п.а.}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (7.3)$$

За допустимими втратами напруги переріз проводів не перевіряється, тому що це враховано під час вибору перерізу за економічними струмовими інтервалами.

Вибираючи переріз проводів, необхідно враховувати мінімально допустимий переріз проводів за допустимими втратами на корону. За умовами на корону переріз проводів повітряних напругою 110 кВ і вище при 1500 м над рівнем моря повинен бути не меншим за: 110 кВ – АС-70; 150 кВ – АС-120; 220 кВ – АС-240; 330 кВ – АС-600 чи 2хАС-240.

Перерізи повинні задовільнять умовам механічного навантаження на опори. Верхня межа перерізу проводу при напрузі 110 кВ – 300 мм<sup>2</sup>, при 220 кВ – 500 мм<sup>2</sup>.

У замкненій мережі потоки потужності по окремих ділянках визначаються параметрами лінії, які, в свою чергу, залежать від перерізу проводів. Тому при невизначеності даної задачі вона розв'язується методом послідовних наближень (в програмі MathCad). Вважають, спочатку, що мережа є однорідною і потоки потужностей розраховують по довжині ділянок. По знайденому струморозподіленню обирають переріз проводів лінії для яких потім знаходять дійсні параметри. Далі уточнюють потоки потужності і перерізи проводів.

Для вибраних проводів знаходять параметри (додаток Д.4-Д.5) на одиницю довжини ( $r_0$ ,  $x_0$ ,  $b_0$ ) і обчислюють необхідні параметри ліній з урахуванням кількості ( $R_{\text{л}}$ ,  $X_{\text{л}}$ ,  $B_{\text{л}}$ ).

Розрахункові вирази:

$$R_{\text{л}} = \frac{r_0 l}{n}, \quad X_{\text{л}} = \frac{x_0 l}{n}, \quad B_{\text{л}} = n b_0 l, \quad (7.4)$$

де  $n$  – кількість ланцюгів лінії,  $l$  – довжина лінії, км.

Результати вибору перерізу проводів і розрахунку їх параметрів зводяться у таблиці (таблиця 7.2. та 7.3).

Таблиця 7.2. Вибір перерізів проводів радіальної схеми мережі

Лінія	U <sub>н</sub> , кВ	N	S <sub>м</sub> , МВА	I <sub>р</sub> , А	Провод	I <sub>доп</sub> , А	I <sub>р.н.</sub> , А
Л1	220	2			АС 240/32	605	
Л2	110	2			АС 120/19	390	

Таблиця 7.2. Параметри схеми заміщення ліній

Лінія	Провод	L, км	N	R <sub>л</sub> , Ом	X <sub>л</sub> , Ом	Вл 10 <sup>-6</sup> , См	Q <sub>в</sub> , Мвар
Л1	АС 240/32		2				
Л2	АС 120/19		2				

## 8. УТОЧНЮЮЧИЙ ЕЛЕКТРИЧНИЙ РОЗРАХУНОК МЕРЕЖІ

Мета уточнюючого розрахунку мережі – знаходження потокорозподілу активної та реактивної потужностей на ділянках мережі і дійсної напруги на шинах низької напруги районних підстанцій. Даний розрахунок проводиться для режиму максимальних і мінімальних навантажень, а також для визначеного аварійного режиму мережі. Для розрахунку режимів складаються повні схеми заміщення мережі. При цьому лінії заміщуються П-подібними схемами заміщення, в яких не

враховуються активна провідність ( $G_{\text{л}} = 0$ ); двообмоткові трансформатори заміщуються Г-подібними схемами, в яких гілка провідності враховується у вигляді допоміжного навантаження:

$$\Delta S_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} - j\Delta Q_{\text{ст}}, \quad (8.1)$$

де  $\Delta P_{\text{ст}}$  – втрати активної потужності в сталі трансформатора;

$$\Delta Q_{\text{ст}} = \frac{I_{\text{хх}} \% \cdot S_{\text{ном}}}{100} - \text{втрати реактивної потужності в сталі}$$

трансформатора.

Автотрансформатори представляються трипроменевою схемою заміщення.

Обчислення потрібно вести ітераційними методами, так як задані струми вузлів (при постійно заданих потужностях) – функція шуканих напруг вузлів. У курсовому проєкті при проведенні обчислень досить обмежитися двома етапами.

Перший етап – розрахунок режиму потужностей. В якості першого наближення напруги на шинах районних підстанцій може бути прийнята номінальна напруга мережі, тобто:

$$U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = \dots = U_i^{(0)} = U_{\text{ном}}.$$

Розраховують від кінця схеми заміщення мережі в напрямку балансуєчого вузла, тобто джерела живлення. При цьому послідовно визначають втрати потужності у кожному елементі мережі. Результатом розрахунку є потоки потужності на всіх ділянках мережі і значення потрібної потужності спроектованої мережі. Порівнюючи значення розрахованого коефіцієнту потужності і заданого для пункту живлення, вирішують питання про установку додаткових компенсуючих пристроїв.

Втрати потужності в лініях розраховують за формулами:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{к}}^2 + Q_{\text{к}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}}, \quad \Delta Q_{\text{л}} = \frac{P_{\text{к}}^2 + Q_{\text{к}}^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{л}}, \quad (8.2)$$

де  $P_{\text{к}}$ ,  $Q_{\text{к}}$  – активна та реактивна потужність в кінці ланки схеми заміщення лінії ( $P_{\text{к}} = P_{\text{прив}}$ ,  $Q_{\text{к}} = Q_{\text{прив}} - Q_{B2}$ ).

Потужність на початку ланки схеми заміщення визначається:

$$P_{\text{п}} = P_{\text{к}} + \Delta P_{\text{л}}, \quad Q_{\text{п}} = Q_{\text{к}} + \Delta Q_{\text{л}}.$$

Реактивна потужність на початку лінії розраховується з урахуванням генерації реактивної потужності гілкою провідності  $B1$ :

$$Q'_{\text{п}} = Q_{\text{н}} - Q_{B1}, \quad Q_{B1} = Q_{B2} = U_{\text{ном}}^2 \cdot B1.$$

Другий етап – розрахунок режиму напруги.

По знайденому поточкорозподілу і заданій напрузі на шинх балансуєчого вузла розраховують рівні напруги у вузлах схеми і на шинх НН підстанцій. Вибором необхідних регулюючих відгалужень трансформаторів з РПН забезпечуються необхідні значення напруги у споживача.

Поздовжня та поперечна складові спаду напруги в елементі мережі розраховуються за наступними виразами:

$$\Delta U_i = \frac{P_{\text{н}} R_i + Q_{\text{н}} X_i}{U_i}, \quad \delta U_i = \frac{P_{\text{н}} X_i - Q_{\text{н}} R_i}{U_i}. \quad (8.3)$$

Розрахунок режимів радіальної мережі докладно приводиться у пояснювальній записці. В кінці даного розділу курсового проекту приводиться таблиця з результатами розрахунку напруги на шинх вторинної напруги трансформаторів підстанцій і вибраними відпайками, а також робляться висновки по режимам радіальної схеми мережі.

Розрахунки замкненої мережі виконуються на персональному комп'ютері по програмам Regim. При підготовці вихідних даних для

розрахунку замкненої мережі використовуються результати розрахунку радіальної схеми.

## 9. РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

При проектуванні електричної мережі, як було зазначено, на шинах НН районних підстанцій забезпечується зустрічне регулювання напруги. При цьому в максимальному режимі напруга повинна бути рівна  $1,05U_{\text{ном}}$ , в аварійному режимі при максимальних навантаженнях  $(1,0 \div 1,05)U_{\text{ном}}$  і в мінімальному – номінальному.

Бажані рівні напруги 10,5 кВ на шинах низької напруги підстанцій та 124 кВ на шинах середньої напруги автотрансформатору в режимі максимального навантаження. Для мінімального режиму на низької напрузі підстанцій – 10 кВ, напруга на середньої стороні автотрансформатору – 115 кВ.

Крім того, варто мати на увазі, що в режимі мінімальних навантажень, щоб не допустити підвищення напруги, знижують також потужність компенсуючих пристроїв. Батареї статичних конденсаторів можуть бути відключені, а синхронні компенсатори переведені в режим споживання реактивної потужності.

### *Вибір відгалужень трансформаторів*

Приведена напруга  $U'$  на шинах НН підстанцій відома з розрахунку режиму напруг. Дійсну напругу на шинах отримуємо множенням приведеної напруги на значення  $1/K_{\tau}$ . Коефіцієнт трансформації:

$$K_T = \frac{U_{\text{відп}}}{U_{\text{НН ном}}}, \quad (9.1)$$

де  $U_{\text{відп}}$  – стандартне регулююче відгалуження трансформатора на високій стороні;  $U_{\text{НН ном}}$  – номінальна напруга вторинної обмотки знижувального трансформатора, яка дорівнює 11 кВ при номінальній напрузі мереж 10 кВ.

Задаючись бажаною напругою, напругу регулюючої відпайки отримаємо з співвідношення:

$$U_{\text{відп}} = U' \frac{U_{\text{НН ном}}}{U_{\text{баж}}}. \quad (9.2)$$

Далі вибираємо найближчу стандартну відпайку (додаток Д.12) та ведемо розрахунок дійсної напруги на вторинній стороні:

$$U_{\text{НН}}^{\text{дійсн}} = U' \frac{U_{\text{НН ном}}}{U_{\text{відп}}^{\text{станд}}}. \quad (9.3)$$

Якщо за допомогою регулювання напруги на трансформаторі не вдається забезпечити зустрічне регулювання напруги, то в даному випадку необхідне встановлення компенсуючих пристроїв.

### *Регулювання напруги автотрансформаторами*

Сучасні автотрансформатори мають регулюючі відгалуження на стороні середньої напруги. В цьому випадку зустрічне регулювання може бути забезпечене за рахунок встановлення на шинах НН синхронного компенсатора або за допомогою лінійного регулятора.

Потужність лінійного регулятора вибирається з умови:

$$S_{\text{л.р.}} \geq \frac{S_{\text{нн max}} K_{1,2}}{1,4(n-1)}, \quad (9.4)$$

де  $n$  – кількість лінійних регуляторів.

Регулюючі відгалуження на лінійному регуляторі вибираються наступним чином:

1. Розраховують дійсну напругу на шинах низької напруги за відсутності лінійного регулятора:

$$U_{\text{дійсн}} = U' \frac{U_{\text{нн ном}}}{U_{\text{вн ном}}}. \quad (9.5)$$

2. Визначають напругу відпайки:

$$U_{\text{відп}} = U_{\text{дійсн}} \frac{U_{\text{нн ном}}}{U_{\text{баз}}}, \quad (9.6)$$

де  $U_{\text{нн ном}}$  – номінальна напруга лінійного регулятора.

3. Приймають найближчу стандартну напругу відпайки (додаток Д.12).

4. Розраховують дійсну напругу на шинах НН з урахуванням лінійного регулятора:

$$U_{\text{дійсн}}^{\text{л.р}} = U_{\text{дійсн}} \frac{U_{\text{нн ном}}}{U_{\text{стан.відп}}}. \quad (9.7)$$

*Приклад вибору відпайки лінійного регулятора.*

На НН АТ вибираємо потужність лінійного регулятора при  $S_{\text{нн max}}=86$  МВА,  $K_{1,2}=80\%$  та  $U_{\text{нн ат}}=9,95$  кВ.

$$S_{\text{л.р}} \geq \frac{|S_2| K_{1,2}}{1,4} = \frac{86 \cdot 0,8}{1,4} = 49,14 \text{ МВА}$$



Приймаємо 4 лінійних регулятора типу ЛТДН –40000/10 (додаток

Д.11), їх завантаження дорівнює:  $K_3 = \frac{S_{\text{нн max}}}{n \cdot S_{\text{н лл}}} = \frac{86}{4 \cdot 40} = 0,54$

Вибір відпайки ЛР:  $U_P = \frac{U_{\text{нн}} 11}{10,5} = \frac{9,95 \cdot 11}{10,5} = 10,42 \text{ кВ}$

$U_{\text{відп.ст}} = 10,34 \text{ кВ}$

Дійсна напруга на шинах НН автотрансформатора з урахуванням ЛР:

$$U_{\text{дійсн}} = \frac{U_{\text{нн}} 11}{U_{\text{відп.ст}}} = \frac{9,95 \cdot 11}{10,34} = 10,58 \text{ кВ}$$

Далі вибирають відпайку зі сторони СН автотрансформатора та визначають дійсну напругу на шинах СН:

$$U_{\text{відп}} = \frac{U_{\text{сн баж}} \cdot U_{\text{вн ном}}}{U_{\text{сн}}}, \quad (9.8)$$

де  $U_{\text{сн баж}}$  – бажана напруга на стороні СН;  $U_{\text{сн}}$  – напруга на шинах СН, приведена до високої сторони,  $U_{\text{вн ном}}$  – номінальна напруга високої сторони АТ.

Дійсна напруга на стороні СН:

$$U_{\text{сн дійсн}} = \frac{U_{\text{сн}} \cdot U_{\text{відп ст}}}{U_{\text{вн ном}}}. \quad (9.9)$$

В кінці розрахунку режимів складають таблицю відпайок та дійсних напруг на шинах НН районних підстанцій. На основі аналізу результатів розрахунку роблять висновок про необхідність установлення трансформаторів з РПН на районних підстанціях.

Окрім максимального режиму в курсовому проєкті необхідно перевірити працездатність системи електропостачання району в

аварійному режимі (відключення ланцюга лінії Л1) та при мінімальних навантаженнях.

## **10. СКЛАДАННЯ СХЕМИ ПЕРВИННИХ З'ЄДНАНЬ ПІДСТАНЦІЙ**

Для виконання розділу курсового проекту по техніко-економічному порівнянню двох варіантів виконання схеми мережі необхідно розробити повну схему електричних з'єднань мережі, що проектується. У практиці будівництва підстанцій на напругу 35 – 220 кВ в даний час використовують різноманітні схеми первинних з'єднань. У загальному випадку схеми виконують з використанням високовольтних вимикачів для всіх оперативних перемикачів, а також для відключень струмів коротких замикань.

Розробляючи рекомендації щодо схем розподільних пристроїв, доцільно відмовитися від використання відокремлювачів і короткозамикачів на напрузі 110 (150) кВ, які не забезпечують необхідної надійності роботи електричної мережі і зняті з виробництва.

Головна схема електричних з'єднань підстанції вибирається на підставі проекту розвитку електричної мережі конкретного району. Вона повинна забезпечити:

- необхідну надійність електропостачання споживачів даної підстанції та перетоки потужності через шини підстанції в нормальному та післяаварійному режимах;
- поетапний розвиток підстанції з урахуванням зростання навантаження електроспоживачів і розвиток схеми мережі;
- можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вимкнення суміжних приєднань;

- урахування вимог релейного захисту та противоаварійної автоматики;

- наочність та автоматичність;

- економічність (найменшу кількість обладнання для приєднання).

Вибір головної схеми підстанції залежить від таких даних:

- кількість та потужність трансформаторів;

- напруги та призначення розподільного пристрою;

- кількість ліній конкретного розподільного пристрою;

- наявності джерел реактивної потужності, їхнього типу та потужності.

Щоб визначити загальну кількість приєднань до розподільчих пристроїв підстанції, необхідно визначити кількість ліній, що відходять. Кількість ліній відповідного класу напруги визначається економічною пропускну здатністю однієї лінії та потужністю, яка пересилається до споживача від конкретного розподільного пристрою, а також залежить від конфігурації мережі та схеми приєднання підстанції.

Розрізняються такі типи підстанцій: тупікові, відгалужувальні, прохідні, вузлові.

Для підстанцій 35-750 кВ розроблено типові схеми, які дають змогу максимально уніфікувати проєктні вирішення. Для спорудження підстанцій 110 кВ повинні передбачатися схеми розподільних пристроїв, наведених на рис.10.1.

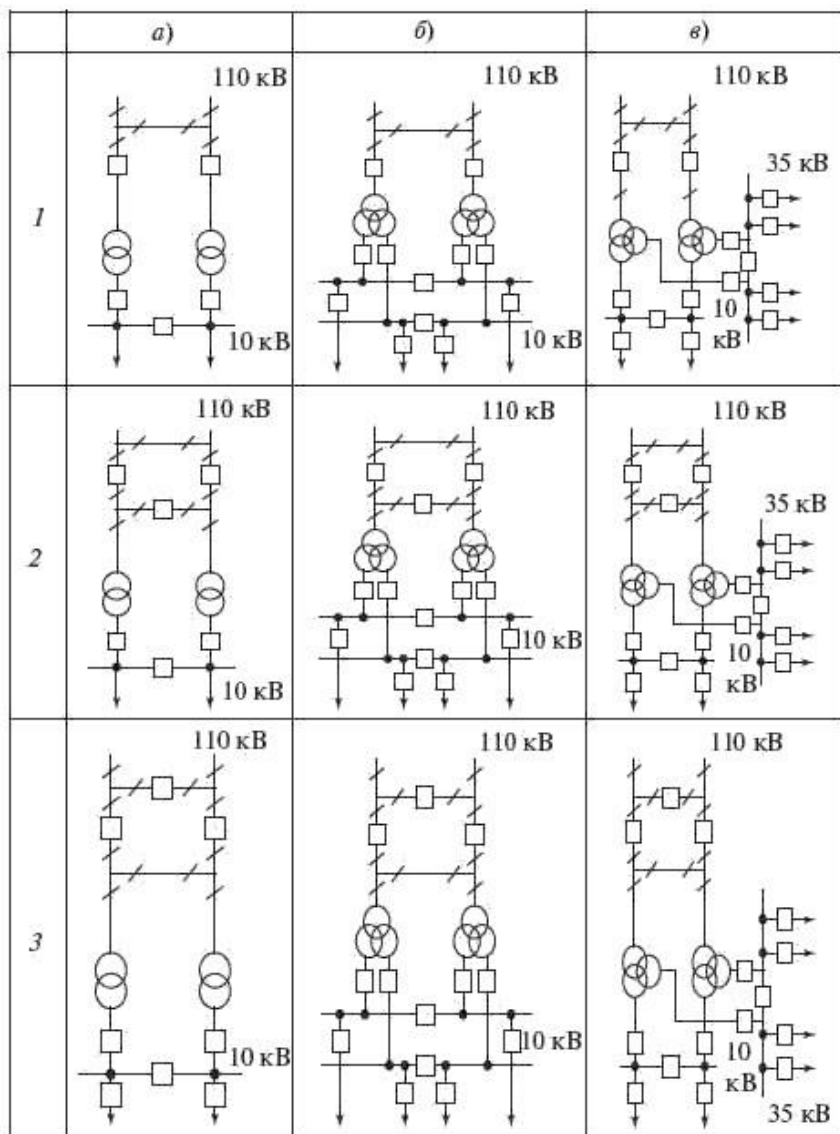


Рис.10.1. Схеми типових уніфікованих підстанцій 110 кВ

Схеми підстанцій 220 кВ зі спрощеними семами на стороні ВН приведені на рис.10.2. Доцільна кількість ПЛ 110 кВ, що відходять від підстанції з ВН 220 кВ, наведено нижче:

Потужність АТ, МВА	2х63	1х125	2х200
Кількість ПЛ 110 кВ	4	6-8	10-12

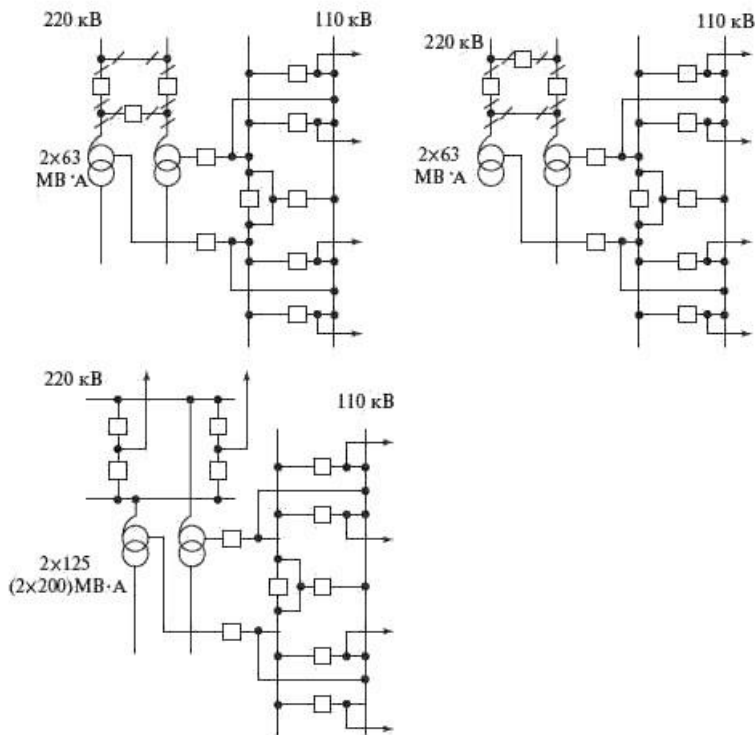


Рис.10.2. Схеми типових уніфікованих підстанцій 220 кВ

На стороні НН усіх підстанцій рекомендується одиночна секціонована система шин з вимикачами, оскільки питання обмеження струмів КЗ (застосування одиночних чи здвоєних реакторів, трансформаторів з розщепленою обмоткою НН) у даному проєкті не розглядається. У тих випадках, коли обрані трансформатори з розщепленням обмоток НН (наприклад, типу ТРДН), то на схемах вони умовно показуються включеними паралельно. При зображенні схем на стороні 10 кВ варто мати на увазі, що всі КТПБ комплектуються комірками КРП.

Наявність у автотрансформаторів РПН на стороні СН в деяких випадках вимагає для забезпечення незалежності регулювання напруги на шинах 10 кВ встановлення лінійних регулюючих трансформаторів (ЛРТ), що включаються в блоці з обмоткою НН автотрансформатора.

Схеми РП 10(6) кВ наведені на рис.10.3. Схема з однією секціонованою вимикачем системою шин (рис.10.3,1) застосовується при двох трансформаторах з цілими обмотками НН, схема з двома секціонованими системами шин (рис.10.3,2) - при двох трансформаторах з розщепленою обмоткою НН або здвоєних реакторах, схема з трьома або чотирма одиночними секціонованими системами шин (рис.10.3,3) - при двох трансформаторах з розщепленою обмоткою НН і здвоєних реакторах. При відповідному обґрунтуванні допускається установка другого секційного вимикача.

Синхронний компенсатор приєднується безпосередньо до обмотці НН АТ за блочною схемою (рис.10.3,4) з пуском через реактор.

Батареї статичних конденсаторів при їх приєднання на НН підключаються зазвичай до секцій РП НН.

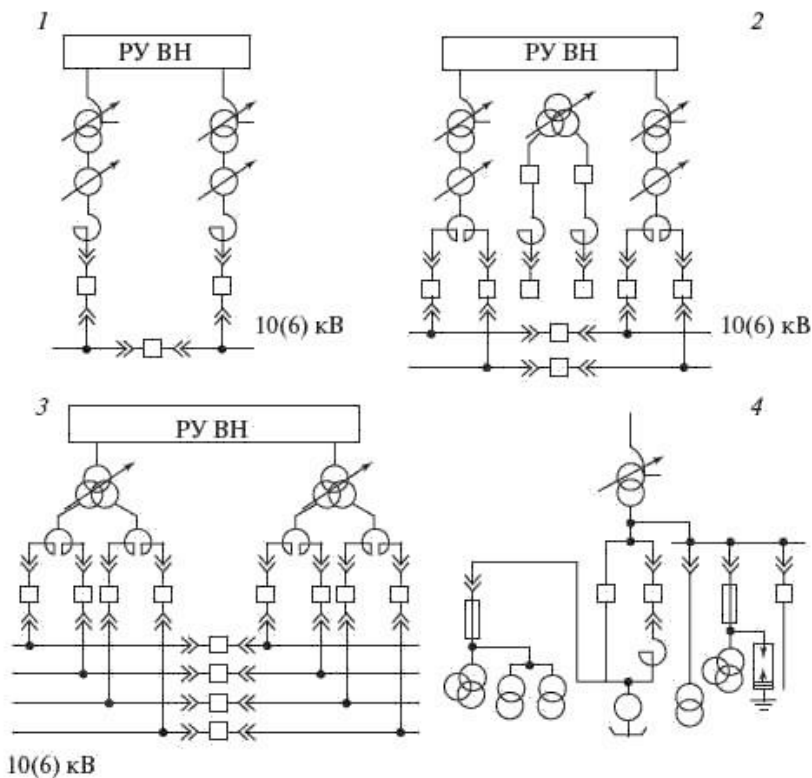


Рис.10.3. Типові схеми РП 10(6) кВ:

- 1- одна секціонована система шин; 2- дві секціоновані системи шин;  
3- чотири секціоновані системи шин; 4- приєднання синхронних  
компенсаторів

## 11. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ПОРІВНЯННЯ ВАРІАНТІВ МЕРЕЖІ

Мета техніко-економічних розрахунків – визначити порівняльну економічну ефективність варіантів спроектованої мережі і її окремих елементів. В наш час економічним критерієм, по якому знаходять найвигідніший варіант, є мінімум зведених затрат, тис. грн/рік:

$$Z = E_n K + B + H, \quad (11.1)$$

де  $E_n=0,12$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;  $K$  – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва ЕЕС, тис. грн.;  $B$  – річні експлуатаційні видатки, тис. грн.;  $H$  – витрати на відшкодування збитків від недовідпускання електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії упродовж року, тис. грн.

Порівнюючи варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Якщо будівництво мережі ведеться на протязі декількох років, а щорічні затрати при цьому змінюються з роками, затрати  $Z$  приводяться до 1-го року за виразом:

$$Z = \sum_{t=1}^T \frac{E_n K_t + \delta B}{(1 + E_{н.п.})^{t-1}}, \quad (11.2)$$

де  $T$  – розрахунковий період, за межами якого починається нормальна експлуатація об'єкту, коли капіталовкладення не здійснюються, а затрати не змінюються з роками;  $B_t$ ,  $K_t$  – відповідно капітальні вкладення та щорічні видатки за рік  $t$  розрахункового періоду;  $\delta B_t = B_t - B_{t-1}$  – зміна експлуатаційних видатків за кожен рік розрахункового періоду;  $E_{н.п.}$  – коефіцієнт приведення різночасових затрат ( $E_{н.п.} = 0,08$ ).

Для виконання даного розділу розробляємо повні схеми електричних з'єднань спроектованої мережі.

Вибір схеми первинних з'єднань підстанцій є складною техніко-економічною задачею, яку вирішують з урахуванням великої кількості факторів. У даному курсовому проекті схеми підстанцій вибираємо спрощено. Одна з таких схем приводиться у графічній частині проекту.



Одноразові капітальні вкладення на побудову мережі складаються з витрат на побудову лінії  $K_{\text{л}}$  і на побудову знижуючих підстанцій  $K_{\text{п/ст}}$ :

$$K = K_{\text{л}} + K_{\text{п/ст}}. \quad (11.3)$$

Капітальні витрати на лінії  $K_{\text{л}}$  складаються з витрат на розшукувальні роботи і підготовку траси лінії, установку опор, проводів, ізоляторів, монтажні роботи. Капітальні витрати на лінії розраховують по збільшеним показникам вартості монтажу 1 км лінії. Такі середні дані по збільшеним показникам вартості монтажу 1 км ліній різних напруг і на опорах із різних матеріалів беремо із додатків Д.13 – Д.15.

Капітальні витрати на лінію:

$$K_{\text{л}} = K_{\text{л0}} l, \quad (11.4)$$

де  $K_{\text{л0}}$  – питоме капіталовкладення в лінію.

На лініях 220 і 110 кВ (дволанцюгові) приймаємо металеві опори, а одноланцюгові 110 кВ виконуємо на залізобетонних опорах.

Капітальні витрати на підстанції складаються із витрат на силові трансформатори, вимикачі, джерела реактивної потужності та монтаж електроприладів і постійних витрат на підстанції:

$$K_{\text{п/ст}} = K_{\text{т}} + K_{\text{в}} + K_{\text{дрп}} + K_{\text{пв}}. \quad (11.5)$$

Розрахункову вартість трансформаторів (автотрансформаторів), вимикачів, батарей конденсаторів (синхронних компенсаторів), закритих підстанцій приймаємо із таблиць додатків Д.16 – Д.22.

Щорічні витрати  $B$  на експлуатацію мережі складаються із відрхувань від капітальних затрат на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній  $B_{\text{л}}$  та підстанцій  $B_{\text{п/ст}}$  і вартості втрат електричної енергії  $B_{\text{е}}$  за рік:

$$B = B_{\text{л}} + B_{\text{п/ст}} + B_{\text{е}} = \frac{a_{\text{л}} + p_{\text{л}} + o_{\text{л}}}{100} K_{\text{л}} + \frac{a_{\text{п}} + p_{\text{п}} + o_{\text{л}}}{100} K_{\text{п/ст}} + B_{\text{е}},$$

де  $a_{\text{л}} + p_{\text{л}} + o_{\text{л}}$  – відрахування на амортизацію, ремонт і обслуговування ліній, % (з індексом “п” – теж для підстанцій);

$$I_{\text{е}} = C_0 \cdot (\Delta W_{\text{л}} + \Delta W_{\text{м}}), \quad (11.6)$$

де  $\Delta W_{\text{л}}, \Delta W_{\text{м}}$  – навантажувальні втрати електричної енергії в лініях і трансформаторах, кВт·год;  $C_0$  – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, що визначається згідно тарифів на електричну енергію, грн/кВт·г.

Існують декілька різних методів розрахунку навантажувальних втрат. Розглянемо найбільш простий та широко використовуємий метод розрахунку втрат, який називається методом часу втрат або час максимальних втрат.

Інтервал часу, за який розраховуються втрати, приймемо рівним одному року:  $T = 8760$  годин.

Час втрат залежить від характеру змін як активного так і реактивного навантаження елементу. Характеристикою наповненості графіка активної потужності є час використання максимуму навантаження  $T_{\text{max}}$ . Для навантажень з типовою формою графіка навантажень час найбільших втрат  $\tau$  можна визначити по емпіричній формулі:

$$\tau_{\text{нб}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10\,000} \right)^2 8760. \quad (11.7)$$

В техніко-економічних розрахунках  $\tau$  приймається однаковим для всіх елементів мережі та визначається виходячи з  $T_{\text{max}}$ , характерного для сумарного навантаження мережі, що розглядається.

Втрати електроенергії в елементах мережі розраховуються за наступними виразами:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau_{\text{нб}} \text{ (лінії),}$$

$$\Delta W_{\text{т}} = n(\Delta P_{\text{ст}} T_{\text{г}} + \Delta P_{\text{т}} \tau_{\text{нб}}) \text{ (трансформатори),}$$

де  $\Delta P_{\text{л}}$ ,  $\Delta P_{\text{т}}$  – втрати активної потужності в лініях і трансформаторах в режимі максимальних навантажень з урахуванням кількості ланцюгів лінії та числа трансформаторів на підстанції.

Слід відмітити, що для скорочення розрахунків порівнювати рекомендується, тільки ті частини схеми мережі, які є різними, загальні частини схеми мережі, що проектується, слід виключити з порівняння.

Техніко-економічний розрахунок радіальної та замкненої схеми мережі виконується докладно та зводяться в таблиці (11.1-11.4). Розрахунок техніко-економічних показників виконується на персональному комп'ютері по програмам: EXCEL та MathCad. Варіант мережі з меншими розрахунковими витратами приймається до подальшого розгляду. Варіанти вважаються економічно рівноцінними, якщо різниця відповідних одночасних затрат та щорічних експлуатаційних витрат складає не більше ніж 5%, тобто знаходиться у межах точності виконаних розрахунків. У випадку економічно рівноцінних варіантів виконання мережі надається перевага варіанту з більш високою номінальною напругою мережі, більш простою схемою первинних з'єднань мережі.

Таблиця 11.1. Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію в лініях

Лінія	Марка проводу	$U_{ном}$ , кВ	$L$ , км	$N$ , шт.	Тип опори	$K_{л.уд.}$ , тис. грн.	$K_{л.}$ , тис. грн.	ал+рл+ол %	$I_{з.л.}$ , тис. грн.
Л1	АС240/32	220	150,0	2	ж/б			10	
Л2	АС120/19	110	74,0	2	ж/б			10	
Л3	АС120/19	110	78,0	2	ж/б			10	
Л4	АС120/19	110	76,0	2	ж/б			10	
<b>Сума</b>									

Таблиця 11.2. Розрахунок капітальних вкладень та витрат на амортизацію підстанції

п/ст	Тип трансформатора	$N$	$K'_{т.}$ , тис. грн.	$K_{т.}$ , тис. грн.	$N_{в.}$ 220 кВ	$N_{в.}$ 110 кВ	$K_{в.}$ , тис. грн.	$K_{лр.}$ , тис. грн.	$Q_{кв.}$ , МВАр	$K_{ку.}$ , тис. грн.	$K_{ПЗ.}$ , тис. грн.	$K_{п/ст.}$ , тис. грн.	$I_{а.п/ст.}$ , тис. грн.
2	АТДЦТН-125000/220/110/10	2											
3	ТРДН-25000/110	2											
4	ТДН-16000/110	2											
5	ТДН-16000/110	2											
<b>Сума</b>													

Таблиця 11.3. Вартість втрат електроенергії в лінії

Лінія	Провід	$\Delta P$ , МВт	$\tau_{уб.}$ , год.	$\Delta W_{л.} \cdot 10^6$ , кВт·год.	$I'_{з.л.}$ , тис. грн.	$I_{з.л.}$ , тис. грн.	$I_{з.л.} + I_{з.}$ , тис. грн.
Л1	АС240/32						
Л2	АС120/19						
Л3	АС120/19						
Л4	АС120/19						
<b>Сума</b>							

Таблиця 11.4. Вартість втрат електроенергії в трансформаторах

п/ст	Тип трансформатора	$N$	$\Delta P_{т.}$ , МВт	$\tau_{уб.}$ , год.	$\Delta W_{м.} \cdot 10^6$ , кВт·год.	$I_{\Delta W_{м.}}$ , тис. грн.	$\Delta P_{х.}$ , кВт	$\Delta W_{м.}'$ , кВт·год	$I_{\Delta W_{м.}'}$ , тис. грн.	$\Delta W_{м.} + I_{\Delta W_{м.}'}$ , тис. грн.	$I_{з.}$ п/ст, тис. грн.	$I_{сум.}$ п/ст, тис. грн.
2	АТДЦТН-125000/220/110/10	2										
3	ТРДН-25000/110	2										
4	ТДН-16000/110	2										
5	ТДН-16000/110	2										
<b>Сума</b>												

## 12. ОСНОВНІ ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ МЕРЕЖІ

У цьому розділі проекту для спроектованої мережі визначають основні техніко-економічні показники:

1. Капіталовкладення на спорудження мережі в цілому, тис.грн.

2. Щорічні експлуатаційні витрати мережі, тис.грн.

3. Собівартість передачі електроенергії по мережі, грн/кВт·год

$$C = \frac{B}{W_{\Pi}} . \quad (12.1)$$

4. Розрахункова вартість передачі електроенергії по мережі, грн/кВт·год

$$C_{\Pi} = \frac{B + E_{\Pi} K}{W_{\Pi}} . \quad (12.2)$$

де  $W_{\Pi}$  - електроенергія, спожита із шин вторинної напруги кожної знижувальної підстанції, кВт·год:

$$W_{\Pi} = \sum_1^n P_{maxi} T_{max} . \quad (12.3)$$

$P_{maxi}$  – найбільша сумарна активна потужність, що споживається в районі, МВт.

5. Питомі капітальні витрати на 1 кВт потужності.

До важливих показників роботи мережі відносяться сумарні втрати активної потужності в мережі. Останні найчастіше визначаються як різниця потоку активної потужності, що надходить у мережу від джерела живлення, і суми активних потужностей навантажень на шинах НН районних підстанцій.

Приклад графічної частини курсового проекту з наведений в додатку Д.28.

## 14. РОЗРАХУНОК УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ НА ПЕРСОНАЛЬНОМУ КОМП'ЮТЕРІ

Уточнені розрахунки режимів проектованої частини електричної системи можуть бути виконані на персональному комп'ютері, що різко розширює можливості одержання точних і оптимальних рішень. Для дослідження режимів може бути використана програма, що дозволяє виконувати розрахунок поточкорозподілу в електричних мережах обсягом до 300 вузлів і 400 зв'язків програма Regim.exe та програма NETv1.2, що розроблена на кафедрі АЕЭС, НГТУ (Росія).

Вихідні дані для розрахунку описують за електричною схемою мережі, на якій зазначені параметри П-подібної схеми заміщення ліній електропередачі, опори і коефіцієнти трансформації трансформаторів, потужності навантажувальних і генераторних вузлів, номінальна напруга вузлових точок, втрати активної і реактивної потужностей у сталі трансформаторів.

### Робота з програмою Regim.exe

Дана програма працює на ПК з операційною системою Windows XP та Windows 7.

Програма дозволяє обчислювати параметри режиму (напругу, потоки та втрати потужності і т.п.) для заданих параметрів мережі і навантажень (генерацій). Напруга пункту живлення також повинна бути задана - вона сполучається з дійсною віссю.

Дані записуються в окремий файл з ім'ям **network.dat**, в якому описуються вузли та гілки схеми заміщення електричної мережі.

Всі рядки починаються з літер L, S, N або T, після яких слідує один пропуск, читаються як числові дані мережі. Всі інші рядки файлу даних ігноруються, і тому, в ньому можна розміщувати будь-які коментарі.

Після літери N записуються дані про вузол мережі:

- номер вузла (ціле додатне число від 1 до 100);
- ознака вузла (1 - означає вузол навантаження, навіть якщо його потужність дорівнює нулю, а 2 - де слід фіксувати величину напруги);

- номінальна напруга, кВ;
- активна потужність навантаження, МВт;
- реактивна потужність навантаження, Мвар;
- активна провідність фази на нейтральну площину схеми заміщення мережі, мкСм;

- реактивна провідність фази на нейтральну площину схеми заміщення мережі (знак "+" для ємнісної, знак "-" для індуктивної), мкСм.

Після букви S записуються дані про базисний балансуєчий вузол (пункт живлення) в тому ж вигляді, як і в будь-якому іншому вузлі, але ознака завжди ставиться 3 (трійка). Такий вузол може бути тільки один і розташовується він у файлі даних перед усіма іншими вузлами.

Літера L починає перелік даних про ЛЕП:

- номер вузла початку гілки;
- номер вузла кінця гілки;
- активний опір, Ом;
- індуктивний опір, Ом;
- ємнісна провідність фази на нейтральну площину для всієї ЛЕП, мкСм;

Після літери T слідує перелік даних про трансформаторні гілки:

- номер вузла початку гілки;
- номер вузла кінця гілки;
- активний опір, Ом;

- індуктивний опір, Ом;
- номінальна напруга відпайки вузла початку гілки, кВ;
- номінальна напруга відпайки вузла кінця гілки, кВ.

**Примітка.** Вузол з меншою номінальною напругою вважається вузлом початку трансформаторної гілки.

Опори трансформаторів і автотрансформаторів повинні бути приведені до напруги вищої сторони.

Всі дані повинні відмежовуватися один від одного хоча б одним пропуском; розділяє цілу та дрібну частини крапка, а перехід на інший рядок при наборі даних здійснюється через Enter.

Результати розрахунку видаються з затримкою (Press any key, when ready) для перегляду на екран та копіюються у файл з ім'ям **network.rez**. Приклади файлу даних:

G: "+" типу R, "-" типу -R

B: "+" типу C, "-" типу L.

S – Пункт живлення (балансуючий базисний вузел. Фаза напруги базисного вузла - нуль)

На рис.13.1 приведена схема заміщення замкненої мережі. Нижче приведені підготовка даних для розрахунку режимів даної мережі та отриманні результати.



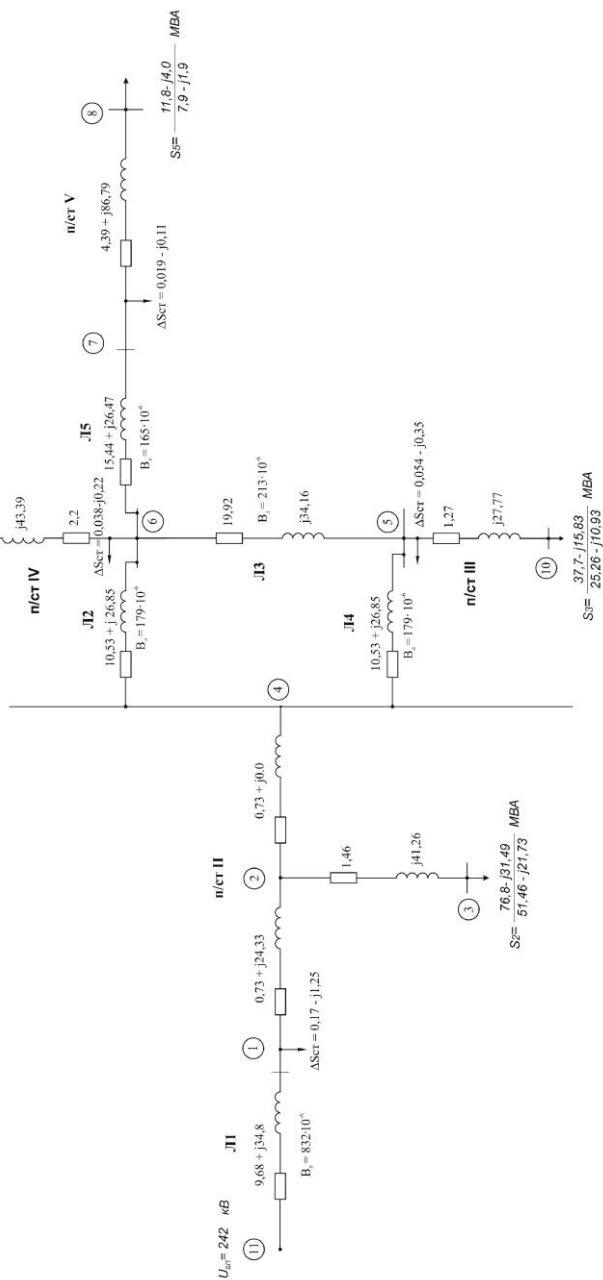


Рис.13.1. Схема заміщення замкненої мережі

### Друк результатів розрахунку

Після підготовки вихідної інформації в файлі «network.dat» запускається програма «Regim.exe» та починається процес розрахунку. У випадку, якщо вхідна інформація підготовлена без помилок, виконується розрахунок режиму електричної мережі. Результати розрахунку розміщуються у файлі «network.rez».

Сервісний блок програми дозволяє відшукувати помилки і неточності у вихідній інформації. Кожна гілка і кожен вузол мережі проходять вхідний контроль. Якщо у вихідних даних є помилки, то відразу після друкування вихідної інформації про вузли і гілки виводяться повідомлення про помилки і робота програми закінчується.

В процесі розрахунку друкується інформація про збіжність ітераційного процесу. Якщо збіжність порушується, тобто досягнення рішення вважається неможливим, то після інформації про збіжність друкується повідомлення: "ітераційний процес не сходиться".

Результати розрахунку друкуються у вигляді таблиць.

У таблицях розрахункових даних по вузлах району друкуються:

1. Номер вузла.
2. Значення напруги.
3. Фаза напруги.
4. Активна і реактивна потужності генерації.
5. Активна і реактивна потужності навантаження.
6. Активна і реактивна потужності, спожиті шунтом.

Для гілок виводиться наступна інформація:

1. Номера початку і кінця гілки.
2. Активна потужність початку гілки.
3. Реактивна потужність початку гілки.
4. Активна і реактивна потужності кінця гілки.

5. Втрати активної і реактивної потужностей у гілці.
6. Активна і реактивна потужності у провідності лінії на землю.
7. Дійсна і уявна складові комплексного коефіцієнта трансформаторів.

По закінченню друкується інформація по базисному балансуєчому вузлу, а також сумарні втрати по всій системі.

**Максимальний режим замкненої мережі**

S - Пункт питания (балансирующий базисный узел)

	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	3	242.00	0	0	0	0

**N - У з л ы**

	N	pr	V	P	Q	G	B
N	1	1	220	0.17	1.25	0	0
N	2	1	220	0.0	0.0	0	0
N	3	1	10	76.8	31.49	0	0
N	4	1	110	0.0	0.0	0	0
N	5	1	110	0.054	0.35	0	0
N	6	1	110	0.038	0.22	0	0
N	7	1	110	0.019	0.11	0	0
N	8	1	10	11.8	4.0	0	0
N	9	1	10	28.3	0.0	0	0
N	10	1	10	37.7	15.83	0	0

**L - Ветви, линии**

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]
L	11	1	9.86	34.8	832
L	1	2	0.73	24.33	0
L	4	5	10.53	26.85	179
L	4	6	10.53	26.85	179
L	5	6	19.92	34.16	213
L	6	7	15.44	26.47	165

**T - Трансформаторы и АДЦТН125000/220/110**

	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]
T	3	2	1.46	41.26	11.0	230.0
T	4	2	0.73	0.01	130.68	230.0
T	9	6	2.2	43.39	11.00	121.141
T	10	5	1.27	27.77	11.00	117.047
T	8	7	4.39	86.79	11.00	117.047

Інформація по узлам						
N	V	dV	F	Q	Pg	Qb
11	242.00	0.0	-164.228	-52.844	0.000	0.000
1	225.27	-5.2	0.170	1.250	0.000	0.000
2	217.44	-9.7	0.000	0.000	0.000	0.000
3	10.53	-13.6	76.800	31.490	0.000	0.000
4	123.10	-9.8	-0.000	-0.000	0.000	0.000
5	116.35	-13.3	0.054	0.350	0.000	0.000
6	117.49	-13.7	0.038	0.220	0.000	0.000
7	114.93	-14.8	0.019	0.110	0.000	0.000
8	10.43	-19.3	11.800	4.000	0.000	0.000
9	10.53	-18.9	28.300	-0.000	0.000	0.000
10	10.49	-17.9	37.700	15.830	0.000	0.000
Баланс по пассивн. элем-м			9.347	-0.406	0.000	0.000

Інформація по ветвям						
N1	N2	F12	Q12	F21	Q21	
11	1	-164.228	-52.844	158.784	78.748	5.443234
1	2	-158.614	-77.498	158.166	62.556	0.448324
4	5	-39.596	-15.062	38.319	14.374	1.276894
4	6	-41.430	-9.391	40.157	8.736	1.273057
5	6	-0.395	5.532	0.370	-2.663	0.024846
6	7	-12.059	-3.262	11.874	5.204	0.184619
3	2	76.800	31.490	-77.029	-37.948	0.228534
4	2	81.026	24.453	-81.137	-24.607	0.111405
9	6	28.300	-0.000	-28.430	-2.561	0.129865
10	5	37.700	15.830	-37.870	-19.556	0.170419
8	7	11.800	4.000	-11.855	-5.094	0.055341
						9.346538

## Особливості роботи з програмою NETv1.2

Дана програма працює з операційною системою Windows 8 та Windows 10.

Відмітимо особливості вводу вихідних даних та їх структуру. При вводі даних необхідно враховувати, що:

1. Строки, що починаються з пробілу є ремарками, програмою не читаються і можуть бути використані для коментарів (прізвище студента, група і характеристика режиму – максимальний, мінімальний та ін.);
2. Параметри, що вводяться, розділяються пробілами, довжина строки не повинна перевищувати 200 символів;
3. Для вводу параметрів схеми заміщення зарезервовані декілька літер латинського алфавіту (як і в програмі Regim.exe), з яких повинна починатися ввідна строка;

3.1. N – означає, що строка містить параметри вузла, строка повинна містити шість чисел, розділених пробілами. Приклад строки:

**N        5        12        110        0,054    0,35        0        0**

де N означає, що строка задає вузол,

5 – номер вузла в розрахунковій схемі;

12 – тип вузла (12 означає, що вузол навантажувальний);

110 – напруга вузла, кВ;

0,054 – активна потужність навантаження у вузлі, МВт (в даному випадку це активні втрати холостого ходу для трансформаторів підстанції III);

0,35 – реактивна потужність навантаження у вузлі, Мвар (реактивні втрати холостого ходу для трансформаторів підстанції III);

0 – активна провідність у вузлі, мкСм;

0 – реактивна провідність у вузлі, мкСм.

Примітка: в даній програмі існують наступні признаки вузлів:

12 – навантажувальний вузол (у вузлі закріплені активна та реактивна потужності, напруги підлягають визначенню у результаті розрахунку);

13 – навантажувальний вузол, з фіксацією напруги (активна потужність та напруга зафіксовані, реактивна потужність підлягає визначенню в результаті розрахунку).

3.2. S – означає, що строка містить параметри вузла, який є балансуєчим або базисним, або одночасно балансуєчим і базисним.

Приклад строки:

**S        11        34        242        0        0        0        0**

де S означає, що строка задає базисний або балансуєчий вузол; інші параметри аналогічні навантажувальному вузлу (п.3.1).

Примітка: признак вузла визначає заданий базисний, балансуєчий або сумісний з базисним балансуєчий вузол:

34 – балансуєчий вузол, сумісний з базисним (у вузлі незмінна напруга, активна та реактивна потужності підлягають визначенню);

1234 – базисний вузол (вузол, відносно якого відраховується напруга при розрахунку схеми заміщення). Якщо необхідно задати базисний вузол, то повинна бути задана окрема строка, що починається з букви S, з параметрами ідентичними п.3.1, але з ознаками 1234.

3.3. L – означає, що строка містить параметри лінії, вона повинна містити п'ять чисел, розділених пробілами. Приклад строки:

**L        5        6        19,32   34,16   213**

де L означає, що строка задає лінію;

5 – номер початкового вузла лінії;

6 – номер кінцевого вузла лінії;

19,32 – активний опір лінії, Ом;

34,16 – реактивний опір лінії, Ом;

213 – ємнісна провідність лінії, мкСм.

3.4. T – означає, що строка містить параметри трансформатора, повинна містити шість чисел, розділені пробілами.

Приклад строки:

**T        9        6        2,2       43,39   11       121,141**

де T означає, що строка задає трансформатор;

9 – номер початкового вузла трансформатору (низька сторона трансформатора);

6 – номер кінцевого вузла трансформатору (висока сторона трансформатора);

2,2 – активний опір трансформатору, Ом;

43,39 – реактивний опір трансформатора, Ом;

11 – напруга низької сторони трансформатору, кВ;

121,141 – напруга високої сторони трансформатору (напруга відпайки), кВ.

Примітка: триобмотковий трансформатор та автотрансформатор задається трьома гілками (у прикладі це гілки 1-2, 4-2 та 3-2).

Приклад вихідної інформації приведений нижче.

Максимальный режим.							
S-Пункт питания (балансирующий базисный узел)							
	N	pr	Us	Ps	Qs	Gs	Bs
S	11	34	242	0	0	0	0
N-узлы							
	N	pr	U	P	Q	G	B
N 1	12		220	0.17	1.25	0	0
N 2	12		220	0.0	0.0	0	0
N 3	12		10	76.80	31.49	0	0
N 4	12		110	0.0	0.0	0	0
N 5	12		110	0.054	0.35	0	0
N 6	12		110	0.038	0.22	0	0
N 7	12		110	0.019	0.11	0	0
N 8	12		110	11.80	4.0	0	0
N 9	12		10	28.30	0.0	0	0
N 10	12		10	37.70	15.83	0	0
L- Ветви линий							
	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	B [мкСм]		
L 11	1		9.68	34.80	832		
L 1	2		0.73	24.33	0		
L 4	5		10.53	26.85	179		
L 4	6		10.53	26.85	179		
L 5	6		19.92	34.16	213		
L 6	7		15.44	26.47	165		
T-Трансформаторы, Автотрансформаторы							
	N1	N2	R [Ом]	X [Ом]	Un [кВ]	Uв [кВ]	
T 3	3	2	1.46	41.26	11.00	230.0	
T 4	4	2	0.73	0.01	130.68	230.0	
T 9	9	6	2.20	43.39	11.00	121.141	
T 10	10	5	1.27	27.77	11.00	117.047	
T 8	8	7	4.39	86.79	11.00	117.047	

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проектування районної електричної мережі для студентів спеціальності 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання» та спеціалізації 7.090603\* «Енергетичний контроль та маркетинг в енергетиці». / Укл.: А.П.Свірідов. – Кіровоград: КДТУ. 2002. – 75 с.
2. Правила устройства электроустановок. – Х.: издательство «Форт», 2009.-704с.
3. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. - М.: Университетская книга. Логос, 2006.-254с.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. С.С Рокотяна и И.М.Шапиро.- М.: Энергоатомиздат 1985. – 349с.
5. Сулейманов В.М., Кацадзе Т.Л. Электрические сети и системы. – К.: НТУУ «КПИ», 2007.-504с.
6. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі. Навч.посібник. – К.: Знання, 2007.-292с.
7. А.Ю. Орлович, П.Г. Плешков, Т.В.Величко. Електричне обладнання підстанцій систем електропостачання. Навчальний посібник.- 2009.
8. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Д.Л. Файбисовича. М.: Изд-во НЦЭНАС, 2006.- 320с.
9. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2009. – 488 с.
10. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до вивчення курсу та вправи для самостійної роботи для студентів напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Укл.: к.т.н., доц. А.П.Свірідов, ас. Т.В.Величко - Кіровоград: КНТУ, 2013 – 90 с.
11. Електричні системи та мережі. Методичні вказівки до виконання курсових проектів та самостійної роботи для студентів спеціальності 8.090603 “Електротехнічні системи електроспоживання” та спеціалізації 7.090603\* “Енергетичний контроль та маркетинг в енергетиці”. /Укл.: А.П. Свірідов. – Кіровоград: КДТУ, 2003. – 66с.



# Додаток Д.1

Розрахункові дані сталесалюмінієвих проводів марок АС, АпС, АСК, АСКП, АпСКС, по ДЕСТ 839-80

Номинальний переріз (алюміній, сталь), мм	Переріз, мм <sup>2</sup>		Діаметр, мм		Ел. опір постійному струму при 20 <sup>0</sup> С r <sub>об</sub> Ом / км
	алюмінія	сталі	провода	сталого осердя	
1	2	3	4	5	6
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,790
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,603
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,429
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,429
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,306
95/141	91,2	141,0	19,8	15,4	0,321
120/19	118,0	18,0	15,2	5,6	0,249
120/27	114,0	26,6	15,4	6,6	0,253
150/19	148,0	18,8	16,8	5,6	0,199
150/24	149,0	24,2	24,1	6,3	0,198
150/34	147,0	34,3	17,5	7,5	0,201
185/24	187,0	24,2	18,9	6,3	0,157
185/29	181,0	29,0	18,8	6,9	0,162
185/43	185,0	43,1	19,6	8,4	0,158
185/128	187,0	128,0	23,1	14,7	0,158
240/32	244,0	31,7	21,6	7,2	0,121
240/39	236,0	38,6	21,6	8,0	0,124
240/56	241,0	56,3	22,4	9,6	0,122
300/39	301,0	38,6	24,0	8,0	0,098
300/48	296,0	47,8	24,1	8,9	0,099
300/67	288,5	67,3	24,5	10,5	0,103
300/204	298,0	204,0	29,2	18,6	0,099
330/30	335,0	29,1	24,8	6,9	0,098
330/43	332,0	43,1	25,2	8,4	0,089
400/18	387,0	18,8	26,0	5,6	0,078
400/22	394,0	22,0	26,6	6,0	0,075
400/51	394,0	51,1	27,5	9,2	0,075
400/64	390,0	63,5	27,7	10,2	0,075
400/93	406,0	93,2	29,1	12,5	0,072
450/56	434,0	56,3	28,8	9,6	0,068

продовження додатку Д.1

1	2	3	4	5	6
500/26	502,0	26,6	30,0	6,6	0,059
500/27	481,0	26,6	29,4	6,6	0,061
500/64	490,0	63,5	30,6	10,2	0,060
500/204	496,0	204,0	34,5	18,6	0,060
500/336	490,0	336,0	37,5	23,9	0,060
500/71	549,0	71,2	32,4	10,8	0,054
600/72	580,0	72,2	33,2	11,0	0,051
650/79	634,0	78,9	34,7	11,5	0,046
700/86	687,0	85,9	36,2	12,0	0,043
750/93	748,0	93,2	37,7	12,5	0,039
800/105	821,0	105,0	39,7	13,3	0,036
1000/56	1003,2	56,3	42,4	9,6	0,029

## Додаток Д.2.

Розрахункові дані проводів з алюмінієвого сплаву марок АЖ, АН, АЖКП, АНКП по ДЕСТ 839-80

Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Переріз, мм <sup>2</sup>	Діаметр провода, мм	Електричний опір постійному струму при 20°C. $r_0$ , Ом/км, не більше	
			АЖ, АЖКП	АН, АНКП
35	34,3	7,5	0,977	0,902
50	49,5	9,0	0,676	0,624
120	117,0	14,0	0,289	0,266
150	148,0	15,8	0,229	0,211
185	182,3	17,5	0,185	0,170

### Додаток Д.3.

Рекомендовані області для використання проводів різних марок

Область використання	Марка провода	Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Відношення перерізу алюм. частини та сталюого осердя
Райони з товщиною стінки ожеледі до 20 мм	АС	до 185 240 та більше	6.0-6.25 7.71-8.04
Райони з товщиною стінки ожеледі більше 20 мм	АЖ АС	120-185 до 95 120-400 450 та більше	- 6 4.29-4.39 7.71-8.04
На узбережжі морів, солоних озер, в районі солоних пісків; в промислових районах, де проводи зі сталюалюмінію руйнуються від корозії	АСК АСКС АСКП	120-300	3.11-6.25
Мережі с/г призначення напругою до 110 кВ	А АЖ	50-240 50-185	- -

### Додаток Д.4.

Розрахункові дані ПЛ 35-150 кВ зі сталюалюмінієвими проводами

Номи-нальний переріз провода, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом , при 20 <sup>0</sup> С	35 кВ	110 кВ		150 кВ			
		x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> ·10 <sup>-6</sup> , См	Q <sub>в</sub> , Мвар	x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> ·10 <sup>-6</sup> , См	Q <sub>в</sub> , Мвар
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55	3,4	0,460	2,46	5,5
95/16	0,306	0,421	0,433	2,61	3,50	0,450	2,52	5,70
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66	3,55	0,441	2,56	5,80
150/24	0,198	0,406	0,420	2,7	3,6	0,434	2,61	5,90
185/29	0,162	-	0,413	2,75	3,70	0,429	2,64	5,95
240/32	0,120	-	0,405	2,81	3,75	0,420	2,70	6,10

**Додаток Д.5.**

Розрахункові дані ПЛ 220 кВ зі сталесалюмінієвими проводами

Номинальний переріз провода, мм <sup>2</sup>	Кількість проводів у фазі	r <sub>0</sub> , Ом, при 20 <sup>0</sup> С	220кВ		
			x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> · 10 <sup>-6</sup> См	Q <sub>в</sub> , Мвар
240/32	1	0,121	0,435	2,60	13,9
	2	0,06	-	-	-
240/39	11	0,011	-	-	-
240/56	5	0,024	-	-	-
300/39	1	0,098	0,429	2,64	14,1
	2	0,048	-	-	-
300/48	8	0,0125	-	-	-
300/66	3	0,034	-	-	-
	5	0,021	-	-	-
300/43	3	0,029	-	-	-
	8	0,011	-	-	-
400/51	1	0,075	0,42	2,70	14,4
	2	0,0375	-	-	-
	3	0,025	-	-	-
	5	0,015	-	-	-
400/93	4	0,019	-	-	-
500/64	1	0,06	0,413	2,74	14,6
	2	0,03	-	-	-
	3	0,02	-	-	-
	4	0,015	-	-	-

# Додаток Д.6.

Допустимі тривалі струми та потужності для ізольованих  
сталеалюмінієвих проводів марок АС, АСК, АСКП, АСКС при  
температурі повітря 25<sup>0</sup>С

Номінальний переріз, мм <sup>2</sup>	Струм, А		Потужність, МВт поза приміщенням при напрузі, кВ		
	Поза приміщен- ням	Всередині приміщення	110	150	220
35/6,2	175	135	-	-	-
50,8	210	165	-	-	-
70/11	265	210	47,6	-	-
95/16	330	260	59,3	80,9	-
120/19	390	313	70,1	95,6	-
120/27	375	-	67,4	92,6	-
150/19	450	365	80,9	110,3	-
150/24	450	365	80,9	110,3	-
150/34	450	-	80,9	110,3	-
185/24	520	430	93,5	127,5	-
185/29	510	425	91,7	125,1	-
185/43	515	-	92,6	126,3	-
240/32	605	505	108,8	148,4	217
240/39	610	505	109,7	149,6	219
240/56	610	-	109,7	149,6	219
300/39	710	600	-	-	255
300/48	690	585	-	-	248
300/66	680	-	-	-	245
330/27	730	-	-	-	-
400/22	830	713	-	-	298
400/51	825	705	-	-	297
400/64	860	-	-	-	309
500/24	960	830	-	-	345
500/64	945	815	-	-	340
600/72	1050	920	-	-	-
700/86	1180	1040	-	-	-

Додаток Д.7.

Економічні інтервали струмових навантажень для сталесалюмінієвих проводів ПЛ 35-750 кВ

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район за ожеледдю	Граничне економічне навантаження на одну лінію, А за перерізу, мм <sup>2</sup>								
				70	95	120	150	185	240	300	400	500
35	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	-	100	155	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	95	140	200	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	70	125	135	200	-	-	-	-	-
			III-IV	-	115	125	200	-	-	-	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	80	115	170	180	-	-	-	-	-
			III-IV	65	90	165	180	-	-	-	-	-
		Сталь	I-II	75	125	140	180	-	-	-	-	-
			III-IV	55	100	120	180	-	-	-	-	-
110	Одноланцюгові	Залізобетон	I-II	55	-	135	185	220	370	-	-	-
			III-IV	-	-	125	150	230	370	-	-	-
		Сталь	I-II	55	115	-	185	215	370	-	-	-
			III-IV	-	85	110	185	200	370	-	-	-
	Дволанцюгові	Залізобетон	I-II	65	105	150	190	215	340	-	-	-
			III-IV	55	80	150	170	210	340	-	-	-
		Сталь	I-II	60	115	-	205	220	340	-	-	-
			III-IV	45	90	110	180	210	340	-	-	-
220	Одноланцюгові	Залізобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	280	385	480	700
220	Дволанцюгові	Залізобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	305	375	460	680
330	Одноланцюгові	Залізобетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	500	800	940	1350
500	Дволанцюгові	Залізобетон, сталь	II-IV	-	-	-	-	-	-	1120	1545	2000
750	Одноланцюгові	Сталь	II-IV	-	-	-	-	-	-	1620	більше 1620	-

Додаток Д.8.

Трифазні двообмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	Межі регулювання	Каталожні дані					
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к</sub> , кВт	ΔP <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
			ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	+10х1,5%	110	6,6;11	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	+9х1,78%	115	6,6;11	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	+9х1,78%	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	+9х1,78%	115	6,5;11	10,5	85	19	0,7
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	+9х1,78%	115	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	120	27	0,7
ТДНЖ-25000/110	25	+9х1,78%	115	27,5	10,5	120	30	0,7
ТД-40000/110	40	+2х2,5%	121	3,15;6,3;10,5	10,5	160	50	0,65
ТРДН-40000/110	40	+9х1,78%	115	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДЦН-63000/110	63	+9х1,78%	115	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	260	59	0,6
ТРДЦНК-63000/110	63	+9х1,78%	115	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	245	59	0,6
ТДЦ-80000/110	80	+2х2,5%	121	6,3;10,5;13,8	10,5	310	70	0,6
ТРДЦН-80000/110	80	+9х1,78%	115	6,3/6,3;6,3/10,5;10,5/10,5	10,5	310	70	0,6
ТДЦ-125000/110	125	+2х2,5%	121	10,5;13,8	10,5	400	120	0,55
ТРДЦН-125000/110	125	+9х1,78%	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55
ТДЦ-200000/110	200	+2х2,5%	121	13,8;15,75;18	10,5	550	170	0,5
ТДЦ-250000/110	250	+2х2,5%	121	15,75	10,5	640	200	0,5
ТДЦ-400000/110	400	+2х2,5%	121	20	10,5	900	320	0,45

**Примітка:** 1. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі, за виключенням трансформатора типу ТМН-2500/110 з РПН на стороні НН та ТД з ПБВ на стороні ВН.

2. Трансформатори типу ТРДН можуть виготовлятися також з нерозщепленою обмоткою НН 38,5 кВ, трансформатор 25 МВ·А- с 27,5 (для електрифікації залізниць)

# Додаток Д.9.

## Трифазні двообмоткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ·А	Межі регулювання	Дані з каталогу					
			$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$U_{\text{к}},$ %	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %
			ВН	НН				
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9
ТРДН-63000/220	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	6,6/6,6; 11/11	12	300	82	0,8
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5\%$	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5\%$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45
ТДЦ-250000/220	250	-	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45
ТДЦ-400000/220	400	-	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4
ТЦ-630000/220	630	-	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35
ТЦ-1000000/220	1000	-	242	24	11,5	2200	480	0,35

- Примітка:**
1. Регулювання напруги здійснюється в нейтралі ВН.
  2. Трансформатори з розщепленою обмоткою можуть виготовлятися також з нерозщепленою обмоткою НН на 38,5 кВ.



Додаток Д.10.

Трифазні триобмоткові трансформатори та автотрансформатори 220 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Межі регулю- вання	Дані з каталогу										I <sub>х</sub> , %
			U <sub>ном</sub> обмоток, кВ			U <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт			ΔP <sub>х</sub> , кВт	
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
ТДТН-25000/220	25	± 12х1%	230	38,5	6,6;11	12,5	20	6,5	135	-	-	50	1,2
ТДТНЖ-25000/220	25	± 8х1%	230	27,5;38,5	6,6;11;27,5	12,5	20	6,5	135	-	-	50	1,2
ТДТН-40000/220	40	± 12х1%	230	38,5	6,6;11	12,5	22	9,5	220	-	-	55	1,1
ТДТНЖ-40000/220	40	± 8х1%	230	27,5;38,5	6,6;11;27,5	12,5	22	9,5	240	-	-	66	1,1
АТДЦТН- 63000/220/110	63	± 6х2%	230	121	6,6;11;27,5	11	35,7	21,9	215	-	-	45	0,5
АТДЦТН- 125000/220/110 (в знаменнику – випуск після 1985р.)	125	± 6х2%	230	121	6,6;11;38,5	<u>11</u> 11	<u>31</u> 45	<u>19</u> 28	<u>290</u> 305	-	-	<u>85</u> 65	0,5
АТДЦТН- 200000/220/110	200	± 6х2%	230	121	6,6;11;15,75; 38,5	11	32	20	430	-	-	125	0,5
АТДЦТН- 250000/220/110	250	± 6х2%	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20	520	-	-	145	0,5

**Примітка:** 1. Для автотрансформаторів потужність обмотки НН дорівнює 50% номінальної потужності.

2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі ВН (±8х1,5%, ±12х1%) або на стороні СН (±6х2%).

Додаток Д.11.

Лінійні регулюючі трансформатори

Тип	S <sub>ном</sub> , МВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ	Дані з каталогу					
			ΔP <sub>к</sub> , кВт		ΔP <sub>х</sub> , кВт		I <sub>х</sub> , %	
			Положення перемикача					
			1	23	1; 23	11-13	1	11-13
ЛТЛСН-16000/10	16	6,6;11	35	20	9,5	3,5	5	2,35
ЛТДН-40000/10(ЛТЦН)	40	6,6;11	70	38	18,5	7	3,5	2,5
ЛТДН-6300/35	63	38,5	110	60	25	12	3,1	2,1
ЛТДН-100000/35	100	38,5	140	75	40	16	3,5	1,5

**Примітка:** Дані з каталогу приведені до  $U_{\text{ном}}$  та прохідної потужності.  
Положення 1 та 23 відповідають максимальному та мінімальному значенню напруги  $\pm 10 \times 1,5\% U_{\text{ном}}$ ; 11-13- нульове положення перемикача.

## Додаток Д.12.

### Регулювальні відгалуження трансформаторів

Лінійний регулятор ЛТДН 40000/10, межа регулювання  $\pm 10 \times 1,5\%$

+	11	11,165	11,33	11,495	11,66	11,825	11,99	12,155	12,13	12,485	12,65
-	11	10,835	10,67	10,505	10,34	10,175	10,01	9,845	9,68	9,515	9,35

Автотрансформатор АТДЦТН 125000/220/110/10, межа регулювання  $\pm 6 \times 2\%$

+	121	123,42	125,84	128,26	130,68	133,1	135,52
-	121	118,58	116,16	113,74	111,32	108,9	106,48

Трансформатори ТРДН 40000/110/10, ТРДН 25000/110/10, ТДН 16000/110/10, межа регулювання  $\pm 9 \times 1,78\%$

+	115	117,047	119,094	121,141	123,188	125,235	127,282	129,239	131,376	133,423
-	115	112,953	110,906	108,859	106,812	104,765	102,718	100,671	98,624	96,577

# Додаток Д.13

Вартість будівництва повітряних ліній 110 кВ, тис.гр/км

Опора	Район по ожеледі	Провода сталевалюмінієві перерізом, мм <sup>2</sup>					
		70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
Сталеві одноланцюгові	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Сталеві дволанцюгові	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальні дволанцюгові з підвіскою одного ланцюга	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Залізобетонні одноланцюгові	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Залізобетонні дволанцюгові	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,2	22,2	22,2	25,2	27,0
Залізобетонні дволанцюгові з залізною підвіскою	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Дерев'яні двустосчні безтросові	I	4,9	5,4	5,5	6,5	7,2	-
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	-
	III	5,7	6,0	6,2	8,8	7,5	-
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	-

**Додаток Д.14.**

Вартість будівництва повітряних ліній 150кВ, тис.грн/км

Опора	Район по ожеледі	Провода сталевалюмінієві перерізом, мм <sup>2</sup>			
		120/19	150/24	185/29	240/32
Сталеві одноланцюгові	I	15,9	16,6	17,5	18,8
	II	17,2	17,4	18,0	18,9
	III	18,6	18,7	19,1	19,5
	IV	20,2	20,8	21,0	21,8
Сталеві дволанцюгові	I	25,4	27,2	30,6	33,0
	II	26,2	28,0	30,6	33,0
	III	28,0	30,0	32,5	33,8
	IV	30,0	31,8	34,2	35,8
Сталеві дволанцюгові з підвіскою одного ланцюга	I	22,3	23,4	25,4	27,4
	II	24,1	24,1	25,4	27,4
	III	24,6	25,8	27,5	28,0
	IV	26,4	27,5	28,9	29,7
Залізобетонні одноланцюгові	I	13,0	13,0	14,4	15,1
	II	13,5	13,1	14,4	15,1
	III	14,8	14,2	15,5	15,7
	IV	16,3	15,4	16,4	16,5
Залізобетонні дволанцюгові	I	20,9	22,2	23,8	26,2
	II	21,2	22,4	23,8	26,2
	III	21,4	24,2	25,5	26,9
	IV	23,2	26,0	26,8	29,4
Залізобетонні дволанцюгові з залізною підвіскою	I	17,6	18,3	19,2	20,4
	II	17,9	18,5	19,2	20,4
	III	18,1	19,8	20,4	21,0
	IV	19,7	21,3	21,4	22,3

**Додаток Д.15.**

Вартість спорудження повітряних ліній 220 кВ, тис. грн./км

Опори	Район по ожеледі	Проводи сталеві алюмінієві перерізом, мм <sup>2</sup>		
		240/32	300/39	400/51
Сталеві одноланцюгові	I, II	21,0	21,6	23,8
	III	22,9	23,1	25,8
	IV	24,5	24,7	26,6
Сталеві дволанцюгові	I, II	34,4	36,2	41,3
	III	37,8	38,7	42,8
	IV	40,6	41,1	47,4
Сталеві дволанцюгові з підвіскою одного ланцюга	I, II	28,8	29,5	31,0
	III	31,1	31,4	31,9
	IV	33,1	33,3	33,5
Залізобетонні і одноланцюгові	I, II	16,4	17,3	19,4
	III	17,3	18,2	20,0
	IV	18,9	19,2	21,8
Залізобетонні дволанцюгові	I, II	27,8	30,0	33,8
	III	30,6	31,2	35,0
	IV	33,2	33,8	39,0
Дерев'яні тросові	I, II	16,8	17,8	20,6
	III	18,0	18,2	20,8
	IV	18,2	18,6	21,2

**Додаток Д.16.**

Відкриті розподільчі пристрої 35-220 кВ по блочним та містковим схемам

Схема ВРП	Номер типової схеми	Вартість, тис.грн., при напрузі, кВ			
		35	110	150	220
Два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою зі сторони лінії	10.1.1	13,0	36,3	51,9	83,0
Місток з вимикачами в ланцюгах лінії і ремонтною перемичкою зі сторони лінії	10.1.2	18,5	75,0	126	180
Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою зі сторони трансформаторів	10.1.3	-	120	200	280

Додаток Д.17.

Трансформатори 110 кВ								
Потужність, МВА	Трансформатори двообмоткові						Трансформатори триобмоткові з РПН	
	без РПН		з РПН		з розщепленою обмоткою НН та РПН			
	Вартість, тис. гр.							
	транс- формат орів	розра- хункова	транс- форма- торів	розра- хункова	транс- форма- торів	розра- хункова	транс- форма- торів	розра- хункова
2,5	-	-	26	35	-	-	-	-
6,3	-	-	36	49	-	-	42	57
10	-	-	40	54	-	-	51	67
16	-	-	48	63	-	-	62	79
25	-	-	-	-	66	84	72	91
40	-	-	-	-	88	109	94	117
63	-	-	-	-	110	136	126	154
80	114	144	-	-	126	157	137	166
125	140	171	-	-	196	244	-	-
200	222	263	-	-	-	-	-	-
250	255	302	-	-	-	-	-	-
400	373	438	-	-	-	-	-	-

Додаток Д.18.

Трансформатори 150 кВ

Потуж- ність МВ·А	Трансформатори двообмоткові						Трансформатори триобмоткові з РПН	
	без РПН		з РПН		з ращепленою обмоткою НН та РПН			
	Вартість, тис. гр.							
	трансфор- матор	розра- хункова	трансфор- матор	розра- хункова	трансфор- матор	розра- хункова	трансфор- матор	розра- хункова
16	-	-	53	68	-	-	66	83
25	-	-	-	-	-	-	74	93
32	-	-	-	-	80	100	-	-
40	-	-	-	-	-	-	96	119
63	-	-	-	-	102	125	125	152
80	-	-	-	-	118	145	-	-
250	284	335	-	-	-	-	-	-



Додаток Д.19.

Трансформатори та автотрансформатори 220 кВ

Потужність, МВА	Трансформатори						Автотрансформатори з РПН	
	двообмоткові				триобмоткові з РПН			
	без РПН		з розщепленою обмоткою НН та РПН					
	Вартість, тис. грн.							
	тр-ра	розрахункова	тр-ра	розрахункова	тр-ра	розрахункова	тр-ра	розрахункова
25	-	-	-	-	115	148	-	-
40	-	-	140	169	130	165	-	-
63	-	-	157	193	-	-	159	201
80	152	189	-	-	-	-	-	-
100	-	-	220	265	-	-	-	-
125	186	231	-	-	-	-	200	253
160	-	-	268	323	-	-	-	-
200	253	307	-	-	-	-	270	332
250	284	343	-	-	-	-	324	396
400	389	469	-	-	-	-	-	-
630	574	692	-	-	-	-	-	-
1000	740	892	-	-	-	-	-	-

## Додаток Д.20.

### Лінійні та послідовні регулюючі трансформатори

Тип	Потужність, МВА	Вартість, тис. грн	
		трансформатора	розрахункова
ЛТМН-16000/10	16	26,5	45
ЛТДН-40000/10	40	33,8	60
ЛТЦН-40000/10	40	36,7	62
ЛТДН-63000/35	63	40,6	66
ЛТДН-100000/35	100	61	99
ОДЦНТП-92000/150	3x92	510	867
ВРТДНУ-240000/35/35	240	58	99

## Додаток Д.21.

### Синхронні компенсатори

ІП	Номінальна потужність, Мвар	Номінальна напруга, кВ	Вартість тис. грн.	
			компенсатора	розрахункова
КСВБ-50-11	50	11	188	330/520
КСВБО-50-11	50	11	250	390/650
КСВБ-100-11	100	11	345	670/1020
КСВБО-100-11	100	11	410	740/1150
КСВБ-160-15	160	15,75	670	1200/1900
КСВБО-160-15	160	15,75	830	1600/2500
КСВБ-320/20	320	20	1600	2400/4000

Додаток Д.22.

Постійна частина витрат по підстанціям 35-1150 кВ, тис.грн.

Напруга, кВ	Електрична схема підстанцій на стороні ВН	Складова витрат		
		всього, постійна частина витрат	підготовка та упорядкування території	загальнопідстанційний пункт управління, СН
1	2	3	4	5
35/110	Без вимикачів 3 вимикачами (на змінному оперативному струмі) 3 вимикачем (на постійному оперативному струмі)	60	10	4
		70	10	12
		105	15	30
110/10	Без вимикачів Місток Збірні шини	130	25	35
		210	35	60
		290	50	80
110/35/10	Без вимикачів Місток Збірні шини	170	25	45
		250	40	70
		250	50	90
220/10 або 220/35/10	Без вимикачів Місток Чотирикутник, збірні шини	240	30	40
		360	50	70
		460	60	90
220/110	Без вимикачів Місток, чотирикутник Збірні шини	400	70	90
		520	80	115
		750	110	185
330	Чотирикутник Трансформатори-шини Полуторна	1160	200	220
		1750	260	2900
		2100	280	320

Продовження додатку Д.22.

1	2	3	4	5
500	Чотирикутник	2400	340	380
	Трансформатори-шини	2800	380	420
	Полуторна	4100	560	600
750	Полуторна	6800	1000	1250
1150	Трансформатори-шини	17000	950	4050

Додаток Д.23.

Закриті підстанції 35-220 кВ

Напруга, кВ	Схема на стороні ВН та СН	Кількість та потужність трансформаторів, шт, МВА	Розрахункова вартість, тис. грн.
35/10(6)	Два блоки живлення, трансформатор з автоматичною перемичкою	2x16	300
110/10(6)	Два блоки, лінія-трансформатор з відокремлювачами	2x63	850
	Місток з вимикачем в перемичці та відокремлювачами в мережах трансформаторів	2x25	750
	Дві робочі секційні вимикача та обхідна система шин (сім елегазових комірок)	2x63	900
		2x25	800
		2x62	5000
220/110/10	РП 220 кВ; два блоки , дві лінії-трансформатор (чотири елегазові комірки) РП 110 кВ; дві робочі секціоновані вимикачами та обхідна системи шин (дев'ять елегазових комірок)	2x200	13000

**Додаток Д.24.**

Щорічні витрати на амортизацію та обслуговування елементів електричних систем, % капітальних витрат

Найменування елементів системи	Норма амортизаційних відрахувань			Витрати на обслуговування	Всього витрат на амортизацію та обслуговування
	загальна	в тому числі			
		капітальний ремонт	реновація		
ПЛ 35 кВ та вище на сталевих та залізобетонних опорах	2,4	0,4	2,0	0,4	2,8
ВЛ 35 –220 кВ на дерев'яних опорах	4,9	1,6	3,3	0,5	5,4
Силове електричне обладнання та розподільчі пристрої (крім ГЕС):					
До 150 кВ	6,4	2,9	3,5	3,0	9,4
220 кВ та вище	6,4	2,9	3,5	2,0	8,4
Ел. обладнання та розподільчі пристрої ГЕС:					
До 150 кВ	5,8	2,5	3,3	3,0	8,8
220 кВ та вище	5,8	2,5	3,3	2,0	7,8

**Примітка.** Для сучасних економічних умов сумарні відрахування на амортизацію та обслуговування задаються викладачем

**Додаток Д.25.**Параметри потоку відмов  $\omega$ , відмова/рік, елементів електричних мереж

Елемент	Напруга, кВ				
	500	330	220	110	35
Повітряні лінії:					
одноланцюгові	0,4	0,5	0,6	1,1	1,4
дволанцюгові (відмова одного ланцюга)	-	-	0,5	0,9	1,1
дволанцюгові (відмова обох ланцюгів)	-	-	0,1	0,2	0,3
Трансформатори та автотрансформатори:	0,04	0,04	0,02	0,02	0,01
Вимикачі повітряні:					
в ланцюгах ПЛ	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08
в інших ланцюгах	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04
Вимикачі масляні:					
в ланцюгах ПЛ	-	-	0,07	0,03	0,02
в інших ланцюгах	-	-	0,01	0,01	0,01
Збірні шини,	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
від'єднувачі, короткозамикачі	-	-	0,04	0,02	0,01

**Додаток Д.26.**Середній час відтворення елементів ел. мереж  $T_v \cdot 10^{-3}$ , років/відмова

Елемент	Напруга, кВ				
	500	330	220	110	35
Повітряні лінії:					
одноланцюгові	1,7	1,3	1,1	1,0	1,0
дволанцюгові (відмова одного ланцюга)	-	-	0,2	0,4	0,8
дволанцюгові (відмова обох ланцюгів)	-	-	4,0	3,0	2,5
Трансформатори та автотрансформатори:					
при відсутності резервного трансформатора в системі	300	250	80	60	45
при наявності резервного трансформатора в системі	-	-	25	20	10
Вимикачі	10	7	4,8	2,8	1,3
Від'єднувачі та короткозамикачі	-	-	0,4	0,4	0,4
Збірні шини	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25

**Додаток Д.27.**

Коефіцієнти планових простоїв на одну мережу ПЛ або одиницю обладнання  $K_p \cdot 10^{-3}$ , відн.один.

Елемент	Напруга, кВ				
	500	330	220	110	35
Повітряні лінії	12	9	7	5	4
Трансформатори та автотрансформатори	10	9,5	8,5	7,5	6,0
Вимикачі повітряні	40	30	20	10	5
Вимикачі масляні	-	-	8,5	6,5	2
Збірні шини (на одне приєднання)	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2
Відокремлювачі та короткозамикачі	-	-	1	1	1

