

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ**

**Сумський національний аграрний університет**

**Кафедра «Енергетики та електротехнічних систем»**

## **СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**  
для практичних занять з дисципліни

для студентів  
ОС «Магістр» спеціальності 141  
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

**Суми – 2021 р.**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ

Сумський національний аграрний університет

**Кафедра «Енергетики та електротехнічних систем»**

## **СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ**

### **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

для практичних занять

для студентів

ОС «Магістр» спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Суми – 2021 р.

УДК 621.3.002

Посібник розробили: професор Яковлєв В.Ф.,  
доцент Смоляров Г.А.

Станції та підстанції. Методичні вказівки для студентів ОС «Магістр» спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» Суми, 2021 рік. – 68 с.

**Рецензенти:** доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ Сіренко В.Ф., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем АПК СНАУ к.ф.-м.н.. Кравченко В.О.

Методичні вказівки рекомендовані навчально-методичною радою інженерно-технологічного факультету.

Протокол № 6 від "15" травня 2021 р.

**Відповідальний за випуск:** старший викладач кафедри електротехнічних систем Рясна О.В..

@ Сумський національний аграрний університет  
@ Яковлєв В.Ф., Смоляров Г.А. 2021 рік

## **ЗМІСТ**

|                                                                                           |           |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Тема 1. Формування структур споживачів РЕМ.....</b>                                    | <b>5</b>  |
| <b>Заняття 2. Вибір конфігурації мереж РЕМ .....</b>                                      | <b>7</b>  |
| <b>Заняття 3. Визначення місць приєднання споживачів до живлячих мереж.....</b>           | <b>14</b> |
| <b>Заняття 4. Вибір схем електричних станцій .....</b>                                    | <b>19</b> |
| <b>Заняття 5. Техніко-економічне обґрунтування схем електричних станцій .....</b>         | <b>22</b> |
| <b>Заняття 6. Обґрунтування складу обладнання власних потреб електричних станцій.....</b> | <b>25</b> |
| <b>Заняття 7. Конструкції гідроагрегатів різних типів електростанцій .....</b>            | <b>30</b> |
| <b>Заняття 8. Обґрунтування схем синхронізації генераторів електростанцій .....</b>       | <b>34</b> |
| <b>Заняття 9. Побудова графіків електричних станцій та підстанцій.....</b>                | <b>36</b> |
| <b>Заняття 10. Обґрунтування схем первинних кіл комутації підстанцій.....</b>             | <b>40</b> |
| <b>Заняття 11. Вибір вимикачів високої напруги підстанцій.....</b>                        | <b>46</b> |
| <b>Заняття 12. Вибір комутаційної апаратури підстанцій.....</b>                           | <b>51</b> |
| <b>Заняття 13. Розрахунок заземлюючих пристроїв підстанцій.....</b>                       | <b>53</b> |
| <b>Заняття 14. Розрахунок систем блискавкозахисту підстанцій .....</b>                    | <b>58</b> |
| <b>Заняття 15. Вибір вимірювальних приладів і засобів контролю.....</b>                   | <b>63</b> |

## ЗАНЯТТЯ І

### Тема: Формування структур споживачів РЕМ

**Мета заняття:** Вивчення основних вимог до складання структур споживачів району електричних мереж

#### 1.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

##### 1.1.1 Розробка структур систем електропостачання

Розробка структур систем електропостачання містить у собі:

- вибір номінальних напруг електричної мережі;
- визначення категорійності споживачів за надійністю електропостачання;
- вибір конфігурації мережі з урахуванням кількості і територіального розміщення трансформаторних підстанцій різної напруги, схеми їх приєднання до джерел живлення.

##### 1.1.2 Вибір номінальних напруг електричної мережі

Для зовнішнього електропостачання сільських споживачів використовуються номінальні напруги, установлені ГОСТ 721-77:

##### Номінальні напруги

|                                                                    |     |      |    |      |       |       |
|--------------------------------------------------------------------|-----|------|----|------|-------|-------|
| Мереж ,кВ                                                          | 6   | 10   | 20 | 35   | 110   | (150) |
| Найбільша допустима напруга електрообладнання при експлуатації, кВ | 7,2 | 12,0 | 24 | 40,5 | 126,0 | (170) |

Найбільшого поширення у сільських районах отримали напруги 10, 35 і 110 кВ. Напруга 6 і 10 кВ використовується для розподільних мереж. Напруга 6 кВ не рекомендується до застосування, окрім випадків, коли ця напруга застосована у діючих мережах для живлення значного навантаження електродвигунів з номінальною напругою 6 кВ.

На перспективу 10-15 років економічно доцільним є зберігання існуючої триступінчастої системи напруг 110/35/10/0,38 кВ з двоступінчастими підсистемами 110/35/0,35 і 110/10/0,38 кВ. Застосування двоступінчастої трансформації дозволяє на 30 % знизити потребу у трансформаторній потужності, суттєво скоротити втрати енергії і покращити якість напруги біля споживача.

Напруги 35 і 110 кВ використовуються для створення центрів живлення розподільних мереж 6 і 10 кВ. Із зростанням щільності електричних навантажень раціональним може виявитись обмеження розвитку мереж 35 кВ і заміна їх мережами 110 кВ, які у теперешній час є першим ступенем розподілу електричної енергії у сільській місцевості.

Напруга 150 кВ призначена для мереж, що виконують ті ж функції, що і мережі 110 кВ. Мережі 150 кВ отримали поширення у системі Дніпроенерго і прилеглих до неї районів сусідніх енергосистем (Київської, Харківської, Одеської). Застосування цієї напруги для заново проєктованих мереж не рекомендується і допускається тільки для розвитку існуючих мереж у вказаних районах.

Ступені низької напруги визначаються номінальними значеннями електроприймачів, системою мережі (однофазна, трифазна) і схемою з'єднання струмоприймачів (трикутник, зірка). Використовуються наступні ступені робочої напруги для:

- освітлення – 220 В;
- електродвигунів – 220, 380 і 660 В

Необхідно відзначити, що напруга 660 В в електроустановках сільсько-господарських об'єктів використовується достатньо рідко, хоча і є перспективною для підвищення економічності використання електроенергії споживачами.

### 1.1.3 Класифікація споживачів за категорією надійності електропостачання

Однією з найважливіших задач проектування і експлуатації систем електропостачання є безперебійне живлення споживачів електроенергією, так як перерви в електропостачанні виробничих об'єктів, у залежності від виду споживачів, приводить до різних небажаних наслідків, значного матеріального збитку при виробництві продукції.

Правила будови електроустановок щодо відношення забезпечення надійності електропостачання поділяють електроприймачі на три категорії (п. 1.2.17-1.2.20).

До **першої категорії** відносяться електроприймачі, перерва в електропостачанні яких може спричинити небезпеку для життя людей, заподіяти значного матеріального збитку внаслідок масового псування продукції, викликати ушкодження обладнання, яке дороге коштує, розлад складного технологічного процесу, порушення функціонування елементів комунального господарства. Перерва в електропостачанні допускається лише на час автоматичного відновлення живлення.

До **другої категорії** відносяться електроприймачі, перерва в електропостачанні яких тягне за собою масовий недовипуск продукції, масовий простій робочих, технологічних машин, порушення виробничого процесу. Тривалість перерв електропостачання, включаючи планові вимикання, не повинна перевищувати 3,5 годин. Протягом доби допускаються повторні планові вимикання через 2 години. Планові вимикання не допускаються у години роботи електрофікованих доільних установок.

До споживачів **третьої категорії** відносяться усі електроприймачі, не відповідні під значення перших двох категорій. Перерви в електропостачанні допускаються на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого елемента, але їх тривалість не повинна перевищувати одну добу.

Класифікація основних сільськогосподарських споживачів за категорією надійності електропостачання приведена у таблиці 1.1.\

Таблиця 1.1. Категорії надійності електропостачання основних сільськогосподарських споживачів

| Найменування об'єктів за категорією надійності електропостачання                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1- ої категорії                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 2- ої (з перервою в електропостачанні до 3,5 годин)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |
| 1.Комплекси і ферми по виробництву молока із вмістом 400 і більше корів<br>2.Комплекси по вирощуванню і відгодівлі ВРХ не менше 5 тис. голів<br>3.Площадка по відгодівлі ВРХ не менше 5 тис. голів<br>4.Комплекси по вирощуванню і відгодівлі свіней не менше 12 тис.<br>5. Комплекси по вирощуванню нетелів на 3 тис. скотомісць<br>6.Птахофабрика по виробництву яєць із вмістом 100 тис. і більше кур-несучок<br>7.Птахофабрики м'ясного напрямку із вмістом 1 млн. і більше курчат; 250 тис. і більше індичат<br>8.Товарні господарства м'ясного напрямку з вирощування каченят-бройлерів із вмістом 65 тис. і більше каченят<br>9.Племінні господарства по вирощуванню ремонтного молодняка кур на 25 тис. і більше голів, а також гусей, качок і індичок 10 тис. і більше голів | 1.Тваринницькі і птахівницькі ферми (з поголів'ям тварин і птахів менше вказаних для 1- ої категорії)<br>2.Тепличні комбінати площею 6 га і більше<br>3.Комплекси по вирощуванню розсади з електроприводом в системах технічного обігрівання<br>4.Теплиці і парники при електричному обігріванні від котельної з подачею води в опалювальну систему насосами з електроприводом<br>5.Установки для водопостачання об'єктів тваринництва і птахівництва<br>6.Кормоготовальні цехи і заводи з механізованого приготування кормів |

Окрім всього, для ряду електроприймачів другої категорії перерва в електропостачанні допускається на час, необхідний для вмикання резервного живлення діями чергового персоналу або виїздної оперативної бригади, але не більше ніж 0,5 години. До таких електроприймачів відносяться:

- 1) в комплексах і фермах молочного напрямку системи:
  - а) доїння корів у стійлах і в доїльних залах;
  - б) робочого освітлення в доїльних залах;
  - в) промивки молокопроводів і підігрів води;
  - г) локального обігріву телят;
  - д) опромінення телят;
  - е) чергового освітлення у родильному відділенні
- 2) у свинарських комплексах і фермах:
  - а) опалювально-вентиляційні системи у свинарниках-відгодівельниках і свинарниках для відлучених поросят
- 3) на птахофермах системи:
  - а) напування птиці;
  - б) локального обігріву курчат у перші 20 днів;
  - в) вентиляція у пташниках з наземним і клітковим утриманням;
  - г) інкубація яєць і виведення курчат;
  - д) сортування яєць і курчат, транспортування;
  - е) обрізка дзьобів і освітлення інкубаторію;
  - ж) цеху забою, санітарно-забійного пункту;
  - з) котельних, у тому числі мазутного господарства;
  - и) насосної оборотного водопостачання;
  - к) станції перекачки конденсату, градирні, хлораторної станції;
  - л) каналізаційної насосної станції;
  - м) насосної 1-го і 2-го підйомів
- 4) в усіх підприємствах:
  - а) установки для гасіння пожеж;
  - б) котельні з котлами високого і середнього тиску

## **1.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ**

1. Яким чином розподіляються споживачі по категорії надійності електропостачання?
2. На основі яких умов обираються номінальні напруги електричних мереж?
3. Скласти алгоритм розробки структур систем електропостачання.
4. Які споживачі відносяться до першої категорії по надійності електропостачання?
5. Які споживачі відносяться до другої категорії по надійності електропостачання?
6. Які споживачі відносяться до третьої категорії по надійності електропостачання?

## **1.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 2

### Тема: Вибір конфігурації мереж РЕМ

**Мета заняття:** Навчити студентів обирати та складати різні конфігурації електричних мереж у відповідності до вимог виробничого об'єкту

### 1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

#### 1.1 Вибір конфігурації електричних мереж

##### 1.1.1 Основні вимоги до схеми електричної мережі

Вибір схеми електричної мережі робиться на перспективу 5-10 років, при цьому слід виходити з основних вимог під час її побудови. Схема повинна:

- забезпечити необхідну надійність;
- забезпечувати нормовану якість електроенергії біля споживача (ГОСТ 13109-97);
- бути гнучкою, пристосованою до різних режимів розподілу потужності;
- забезпечувати можливість її наступного розвитку без докорінних змін з урахуванням раціонального сполучення з майбутніми мережами більш високого ступеня напруги;
- передбачати раціональне сполучення з існуючими мережами, максимальне використання діючих мереж з урахуванням їх можливої реконструкції;
- будуватись з максимальним охоптом території для комплексного електропостачання усіх розташованих на ній споживачів;
- забезпечувати оптимальний рівень струмів к.з.;
- урахувувати можливості виконання релейного захисту, протиаварійної і режимної автоматики;
- відповідати умовам оточуючого середовища (зменшення площі, відчужованої для будівництва землі);
- забезпечувати можливість побудови схеми з уніфікованих елементів ліній і підстанцій.

##### 1.1.2 Побудова структури СЕП

Як було визначено вище, аналіз основних взаємозв'язків передбачає установаження взаємодії між:

- виробничим процесом, який споживає електроенергію і проєктованою СЕП;
- проєктованою і існуючою СЕП

На основі цих взаємозв'язків формується структура СЕП, тобто розробляються її функціональні і конструктивні рішення.

Розробка необхідної структури СЕП означає також реалізацію вимог електроприймачів і умов їх підключення, які визначають функції мережі і споживачів. При цьому використовують наступний основний принцип побудови СЕП:

- 1) так як основою структури СЕП є електричні мережі, в проєктованій системі визначають необхідну сукупність основних типів мереж (постачальних (живильних), розподільних середньої і низької напруги);
- 2) у кожній мережі визначають склад функціональних вузлів і блоків;
- 3) формують структуру мереж з урахуванням вимог електроспоживачів:
  - а) формування вузлових точок СЕП, тобто визначення числа й складу групи електроспоживачів, аналіз споживачів і способів їх живлення з урахуванням надійності;
  - б) приєднання вузлових точок до функціонального вузлу розподілу проєктованої СЕП з урахуванням потрібного рівня напруги, резервування, режимів центру живлення в нормальних і аварійних ситуаціях;
- 4) формують систему забезпечення живлення проєктованої СЕП:
  - а) отримання електроенергії від трансформаторних підстанцій або районних і місцевих електростанцій існуючої СЕП;
  - б) проектування власних джерел електроенергії об'єкта електропостачання;
  - в) виконання умов приєднання (УП) з урахуванням вимог як одиночних, так і сукупності електроприймачів (ВСС):

- отримання необхідної і резервної потужності;
- забезпечення незалежного живлення;
- дотримання допустимої тривалості вимикання;
- усунення пошкоджень у системі живлення.

### 1.1.3 Типи конфігурації електричних мереж

Загальноприйнята класифікація електричних мереж за їх конфігурацією відсутня. Однак не дивлячись на різноманіття застосовуваних конфігурацій, будь-яку мережу можна поділити на окремі ділянки, опираючі на джерела (або центри) живлення і класифікувати за наступними ознаками:

- 1)- за номінальною напругою:
  - а) високої напруги;
  - б) середньої напруги;
  - в) низької напруги
- 2) за функціональним призначенням:
  - а) живильні;
  - б) розподільні
- 3) за кількістю незалежних центрів живлення:
  - а) одностороннього живлення;
  - б) двостороннього живлення;
  - в) багатостороннього живлення (вузлові);
- 4) за кількістю сумісно прокладених на одних і тих же опорах кіл:
  - а) одноколові;
  - б) двоколові
- 5) за типом структури:
  - а) радіальні;
  - б) кільцеві;
  - в) магістральні;
  - г) петльові

Як правило, конфігурація електричної мережі визначається не за однією, а декількома ознаками, які диктуються вимогами сукупності споживачів (електроприймачів).

У таблиці 2.2 наведені найбільш широко вживані і рекомендовані до застосування у перспективі розвідку в системах сільськогосподарського електропостачання конфігурації мереж. Кожна з них має ряд переваг і недоліків, які і визначають область їх застосування.

**Радіальною мережею** називається електрична мережа, у якій кожний споживач постачається електричною енергією по окремим лініям (радіальна мережа зі згрупованим навантаженням).

**Радіальною мережею з розподіленням навантаженням** називається електрична мережа, у якій кожний споживач постачається електроенергією по окремим лініям, підімкненим відпайками до однієї спільної для усіх лінії, яка називається головною або магістральною ділянкою.

**Магістральна мережа** – це мережа, у якій декілька сукупностей споживачів електроенергії отримують живлення від джерела по одній лінії (магістралі) через вузлові точки, які являють собою трансформаторні знижувальні підстанції або розподільні пункти. У більшості випадків живлення сукупності споживачів від вузлових точок магістральної мережі здійснюється по радіальним лініям.

Радіальні і магістральні мережі відносяться до розімкнутих мереж і, як правило, використовуються у якості розподільних мереж.

**Розімкнена мережа** – це мережа, у якій споживачі отримують живлення по одній лінії і від одного джерела.

**Замкнена електрична мережа** – це мережа у якій споживачі електроенергії отримують живлення не менш, чим двома різними лініями, а також лінії з живленням споживачів від різних джерел.

Необхідно відзначити, що усі різновиди мереж будуються на базі радіальних.

**Кільцева мережа** являє собою сукупність двох і більше, з'єднаних між собою з двох кінців радіальних мереж.

**Петльові мережі** – це поєднання декількох кільцевих мереж, зв'язаних між собою і отримуючих живлення по одній з типів, вище названих мереж (радіальної, магістральної, кільцевої). Петльові схеми відносяться до складнозамкнених мереж.

## 1.2. Приклад побудови СЕП

Завдання.

Розробити проект розвитку мереж 35 кВ великого сільськогосподарського району, в якому планом економічного розвитку намічено будівництво великих тваринницьких комплексів, ферм і птахівницьких господарств:

- у першій зоні (рисунок 2.1) з населеними пунктами А і Б передбачено будівництво комплексу по відгодівлі ВРХ на 14 тис. голів;
- у другій зоні з населеними пунктами В, Г і Д буде побудована свинотоварна ферма з розрахунковим навантаженням  $S=300$  кВА;

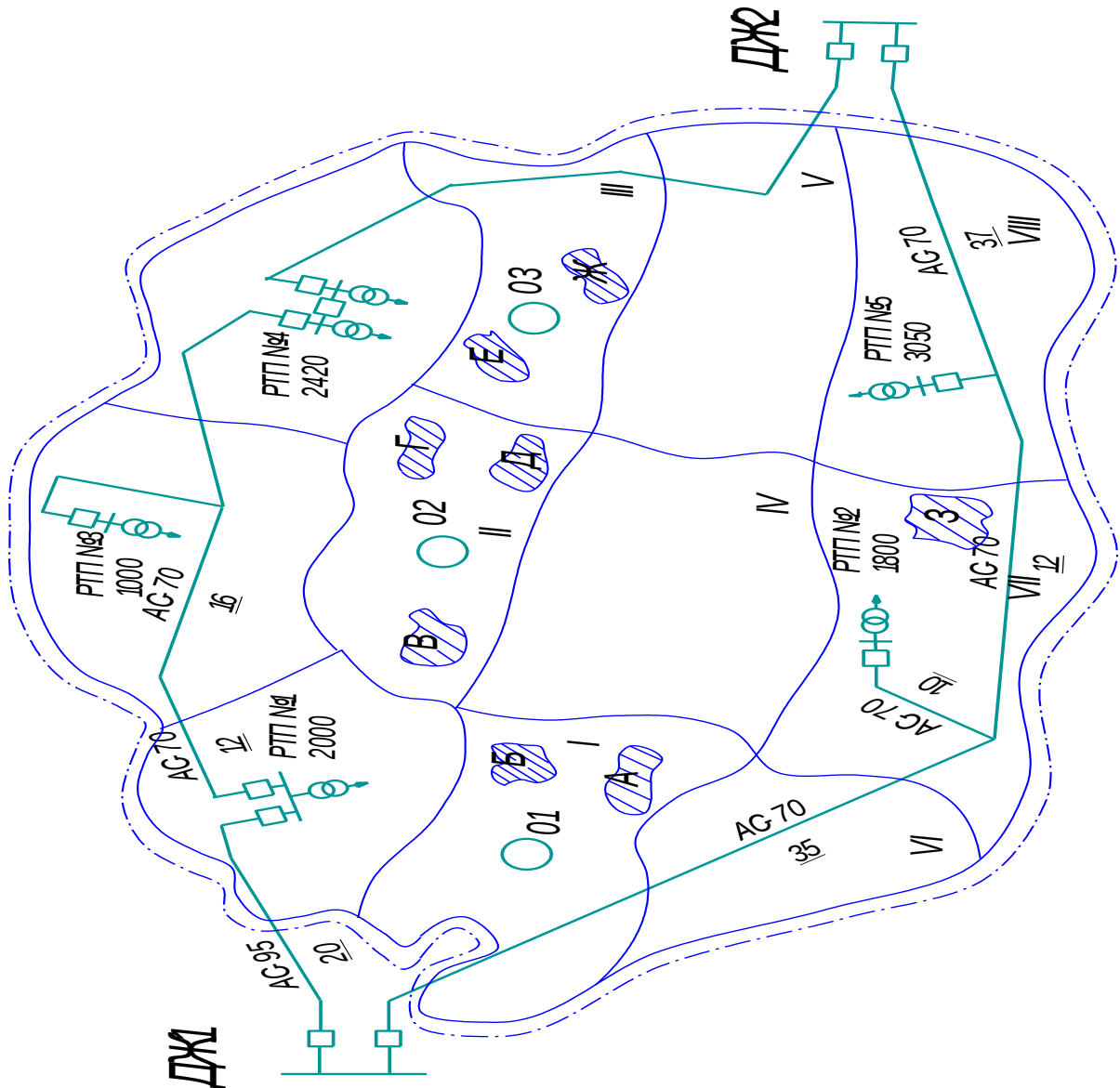


Рисунок 2.1 - Існуюча система електропостачання регіону

- у третій зоні (населені пункти Є, Ж) комунально-побутові і деякі невеликі виробничі

об'єкти;

- у сьомій зоні (пункти 3, І) будуть введені до ладу діючі птахівницька і свинарська ферма і три ферми ВРХ.

Схема існуючих і заново спроектованих розподільних мереж 10 кВ даного району відома і може бути використана у якості вихідних даних для проектування розвитку живильних мереж

**Рішення.** Побудову СЕП даного району виконуємо згідно наступного алгоритма.

#### 1 Формування структури споживачів електричної енергії

##### 1.1 Аналіз споживачів електричної енергії:

1) у кожній з чотирьох зон характер навантаження є змішаним (виробниче і комунально-побутове навантаження);

2) рівень напруги живильних мереж 35 кВ, а розподільних - 10 кВ;

3) сумарні розрахункові навантаження споживачів розглянутих зон на період 2005 року складає відповідно:

а) перша зона - 1300 кВА;

б) друга зона - 2450 кВА;

в) третя зона - 1600 кВА;

г) сьома зона - 2300 кВА

4) характеристика зон по категорії надійності електропостачання:

а) так як у першій зоні передбачено будівництво великого комплексу по відгодівлі ВРХ, то на основі ПУЕ п. 1.2.17-1.2.20 даний споживач відноситься до першої категорії;

б) у другій зоні споживачем електроенергії є свинотоварна ферма з розрахунковим навантаженням  $S = 300$  кВА, тому дану зону необхідно розглядати як споживача 1-ої категорії;

в) у третій зоні споживачі 1-ої категорії відсутні;

г) у сьомій зоні необхідно здійснити живлення трьох споживачів 1-ої категорії, відповідно з навантаженнями:  $S_1 = 300$  кВА;  $S_2 = 250$  кВА;  $S_3 = 650$  кВА, окрім того маютья споживачі 2-ої і 3-ої категорій

1) місце розміщення споживачів у зонах проектування електропостачання наведені на схемі розподільних мереж 10 кВ відповідних зон.

##### 1.1.5 Формування груп споживачів

Групи електроспоживачів сформовані при проектуванні розподільчих мереж 10 кВ відповідних зон електропостачання.

## 2 Формування структури СЕП

### 2.1 Аналіз існуючої СЕП розглядуваного району електропостачання:

1) існуючі мережі 35 кВ споруджені у 1970 році і уявляють собою на даний час кільцеву одноколову мережу 35 кВ з двостороннім живленням від ДЖ1 (трансформаторна підстанція 110/35/10 кВ з розвинутим (ОРУ-35 кВ), що знаходиться на відстані 2 км за межами границі розглядуваного району і ДЖ2 (ОРУ-35 кВ), також розміщеному за межами району електропостачання на відстані 3,5 км (див. рисунок 2.1);

2) живлення РТП №2 і №3 здійснюється одноколовими радіальними ПЛ-35 кВ і віддалені від кільцевої магістральної живильної мережі, відповідно на відстані:  $L_1 = 10$  км;  $L_2 = 12$  км;

3) живлення РТП №1 і №4 здійснюється за магістральною схемою одноколовою лінією з двостороннім живленням по типу "захід-вихід";

4) технічний стан мереж 35 кВ задовільний;

5) рівень напруги і його відхилення біля споживачів у межах припустимого; до усіх, що маютья, підстанцій №1-№5 підключені споживачі 1-ої категорії; потужності існуючих РТП-35/10 кВ і технічні дані встановленого обладнання наведені у проекті цих підстанцій;

за умовами приєднання підключення заново споруджуваних розподільних мереж 10 кВ, зон 1-3,7 до існуючих РТП№1-№5 за необхідною резервною потужністю неможливо, а реконструкція, спрямована на збільшення їх потужності недоцільна, так як значно збільшується протяжність розподільчих ліній 10 кВ. Виключенням є РТП№2, де може бути розглянутий варіант її реконструкції.

## **2.2. Вибір рівня первинної напруги ступеню трансформації.**

Рівень первинної напруги визначено витратами в п. 4.1 джерелом живлення, тобто 35 кВ.

## **2.3 Визначення кількості ступенів трансформації.**

Кількість ступенів трансформації також визначено вибраним джерелом живлення з урахуванням умов споживачів, тобто – дві (35/10 кВ).

## **2.4 Визначення кількості пристроїв трансформації з урахуванням умов надійності**

Кількість трансформаторів на кожній з проєктованих РТП визначений з урахуванням наступних вихідних даних:

а) для РТП<sub>01</sub>:

- так як побудований тваринницький комплекс знаходиться на відстані 2 км від РТП<sub>01</sub>, тобто менше 10 км і розрахункове навантаження споживача 1-ої категорії вище ніж 1100 кВА ( $S = 1300$  кВА), то згідно з п.3, 4, 23 а (підпункт 2.3.3.4), проєктована підстанція повинна бути двотрансформаторною;

б) для РТП<sub>02</sub>:

- відстань від проєктованої РТП<sub>02</sub> до сусідніх підстанцій РТП№2, РТП№3, РТП№4, РТП№1 менше 45 км;
- розрахункове навантаження  $S_{\Sigma 02}$  менше 6300 кВ,  $S_{\Sigma 02}=2450$  кВА;
- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії  $S_{\Sigma 01}=300$  кВА < 1100 кВА;
- нормоване відхилення напруги біля споживачів 1-ої категорії у післяаварійному режимі забезпечується;
- кількість відхідних ПЛ-10 кВ (відповідно СЕП по розподільним мережам 10 кВ) дорівнює 4;
- маються під'їзні шляхи до підстанції;
- відстань від проєктованої підстанції до місця аварійного резерву (баз ПЕМ) дорогою складає 90 км; при такій відстані час на заміну пошкодженого трансформатора складає приблизно 18 годин;

З урахуванням наведених даних і п. 24 а (п.п. 2.3.3.4) на одній пістанції може бути установлений один трансформатор;

в) для РТП<sub>03</sub>:

- так як відсутні умови, які вимагають додаткових заходів підвищення надійності електропостачання, ця РТП може бути однострансформаторною;

г) для РТП№2:

- відстань до сусідніх підстанцій менше 45 км;
- нема перешкод на місцевості, які не дозволяють здійснити резервне живлення;
- розрахункове сумарне навантаження  $S = 2300$  кВА менше 6300 кВА;
- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії, що складає  $S_{\Sigma 1}=1200$  кВА > 1100 кВА можна зменшити, якщо основне живлення об'єкта з  $S_3 = 650$  кВА здійснити від РТП №5, забезпечив при цьому нормоване відхилення напруги біля даного споживача у післяаварійному режимі.

Тому з урахуванням вище викладеного і 23, 24 (п.п. 2.3.3.4) на даній РТП№2 з урахуванням допустимого навантаження може бути встановлений один трансформатор потужністю  $S_{тр} = 2500$  кВА

### 3 Вибір структури живильних ліній 35 кВ

#### 3.1 Вибір центрів живлення

Вибір центрів живлення для зон електропостачання зроблено в п. 4;

#### 3.2 Вибір варіантів конфігурації живильних мереж.

3.2 1. Для РТП<sub>01</sub>. На підставі п. 8 і 9 (п.п. 2.3.3.4) живлення РТП<sub>01</sub> повинно бути здійснено двостороннім по двом відокремленим радіальним лініям. При цьому можливі два варіанти виконання живильної мережі:

- а) двома радіальними паралельними лініями від ДЖ1 (рисунок 2.2);
- б) по двом радіальним лініям від ПЛ-35 кВ, приєднанням в точках №1 і №2 (рисунок 2.3)

2. Для РТП<sub>02</sub>. Приєднання РТП<sub>02</sub> до існуючої ПЛ-35 кВ однією лінією не забезпечує незалежного живлення, так як при знеструмленні ділянки ПЛ-35 кВ від РТП№1 до РТП№4 будуть знеструмлені і РТП<sub>02</sub> і РТП№3. Тому для забезпечення двостороннього живлення від незалежних джерел можливі наступні варіанти:

а) виконати підключення двох відокремлених живильних ліній ПЛ-35кВ для РТП<sub>02</sub> у перетинку існуючої ПЛ-35 кВ у точці №3 (рисунок 2.2);

б) те ж, що і в а), але підвод живлення до РТП<sub>02</sub> виконати двоколовою лінією 35 кВ;

в) виконати приєднання живильної лінії ПЛ-35 кВ для РТП<sub>02</sub> до існуючої у точці №3, а резервне живлення здійснити по ПЛ-35 кВ від проектованої РТП<sub>03</sub> (рисунок 2.2б) 3. Для РТП<sub>03</sub>. Усі лінії ПЛ-10 кВ, намічені для приєднання до даної підстанції можуть бути зарезервовані від РТП№4; РТП<sub>02</sub>; РТП№2 по лініях 10 кВ. Тому найбільш доцільним варіантом буде виконання живлення РТП<sub>03</sub> по одноколовій радіальній лінії ПЛ-35 кВ, приєднаний до існуючої ПЛ- 35 кВ у точці №4 (рисунки 2.2., 2.3).

г). Для РТП№2. Існуюча ПЛ-35 кВ на ділянці ДЖ-2 – РТП№5 не дозволяє забезпечити необхідну норму надійності електропостачання споживачів 7-ої зони, оскільки вихід ПЛ-35 кВ із ладу приведе до знеструмлення підстанції №2 і №5. Тому для забезпечення надійності можливі наступні варіанти конфігурації живильних мереж для даної зони електропостачання:

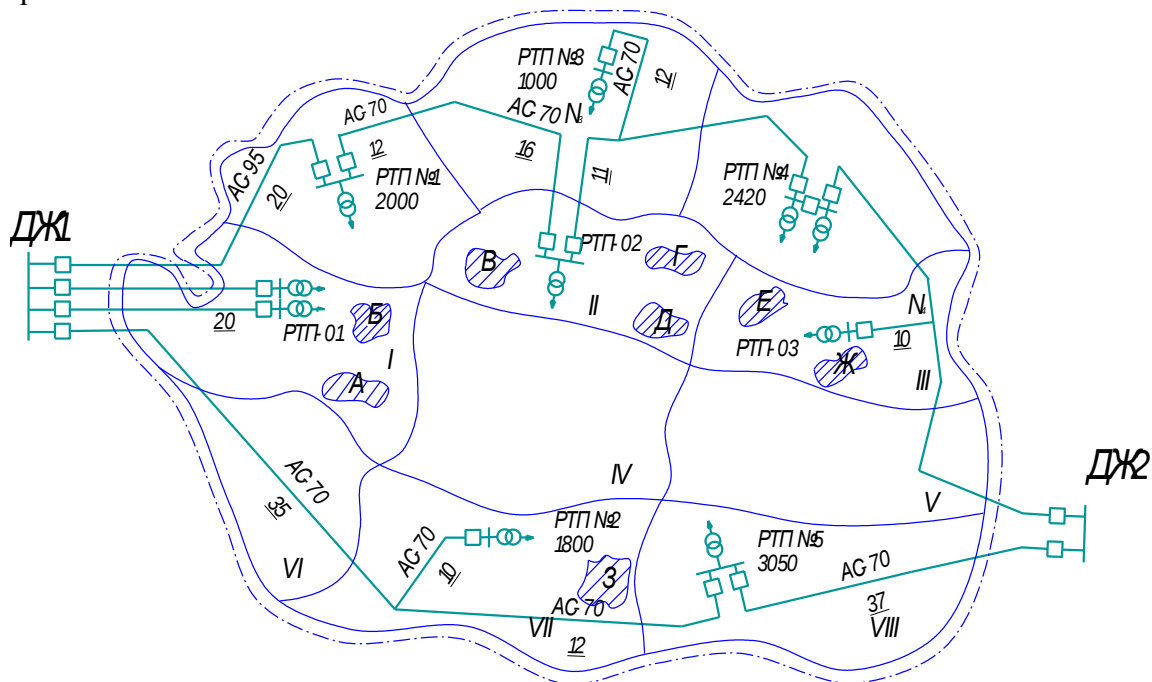


Рисунок 2.2. Можливі варіанти конфігурації мережі 35 кВ системи електропостачання району - варіант 1

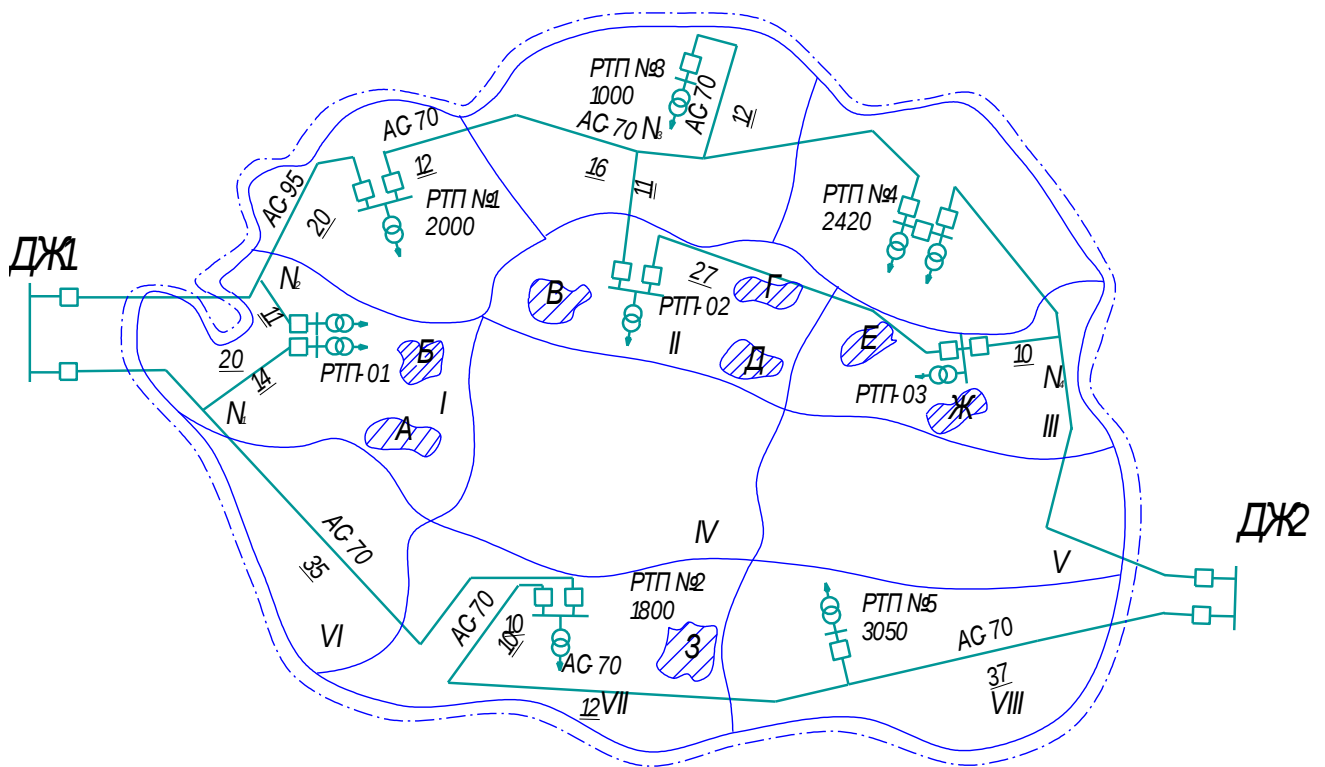


Рисунок 2.3. Можливі варіанти конфігурації мережі 35 кВ системи електропостачання району варіант 2;

а) здійснити живлення РТП№5 за схемою “захід-вихід” з установкою двох лінійних вимикачів, що дозволить здійснити двостороннє живлення РТП№5 і зарезервованих ПЛ-10 кВ, які живляться від РТП№2 (рисунок 2.2);

б) здійснювати подачу живлення по двом ПЛ-35 кВ від існуючих ПЛ-35кВ, приєднанням у точці №5 (рисунок 2.3)

#### 4 Вибір структури проектованої СЕП

Схеми можливих варіантів структури проектованої системи електропостачання 35 кВ району наведені на рисунках 2.2 , 2.3..

Остаточний варіант проекту розвитку СЕП 35 кВ району може бути прийнятий на підставі економічної оцінки запропонованих варіантів технічних рішень.

#### 5. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Назвіть основні пункти алгоритму побудови структури систем електропостачання
2. Яким чином формуються групи споживачів?
3. Що називається вузлом розподілу енергії?
4. Яким чином вибирається джерело живлення системи електропостачання?
5. Яким чином вибирається кількість ступенів трансформації системи електропостачання?
6. Умови вибору рівня первинної напруги ступеню трансформації?
7. За якими признаками класифікуються конфігурації електричних мереж?
8. Область застосування радіальних мереж?
9. Область застосування магістральних мереж?
10. Область застосування кільцевих мереж?
11. Область застосування петльових мереж?

## **ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

### ЗАНЯТТЯ 3

**Тема: Визначення місць приєднання споживачів до живлячих мереж**

**Мета заняття:** Навчити студентів визначати оптимальні місця приєднання споживачів до живлячих мереж/

#### 3.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Забезпечення сільськогосподарських споживачів електричною енергією здійснюється від **джерел електропостачання (ДЕП)**, якими можуть бути:

- районні енергетичні системи – **централізоване електропостачання**;
- великі районні або міжрайонні електростанції з передачею енергії через електричні мережі, які базуються на станціях, а також невеликі селищні електростанції із розподілом енергії споживачам безпосередньо з шин генераторної напруги – **децентралізоване електропостачання**.

Найбільшого поширення набула система централізованого електропостачання від районних підстанцій енергосистем напругою 35-110 кВ.

**Електричною мережею (ЕМ)** називається сукупність електроустановок для передачі і розподілу електричної енергії, яка складається із підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних (ПЛ) і кабельних (КЛ) ліній електропередачі (ЛЕП), працюючих на визначеній території.

Структура системи електропостачання сільськогосподарських об'єктів визначається її призначенням (електропостачання виробничого об'єкта, декількох виробничих об'єктів, розосереджених територіально, окремого населеного пункту, району, декількох районів і т. ін.) і може бути одно – або багатоступінчастою і формується, як правило, на основі електричних мереж трьох типів (рисунок 3.1):

- **живильні мережі** ( або мережі високої напруги) служать для передачі електроенергії від шин районних енергосистем до проміжних (розподільних) трансформаторних підстанцій і складається із ліній електропередач напругою 110 або 35 кВ і трансформаторних підстанцій з напругою 110/35, 110/10, 35/10, або 35/6 кВ;

- **розподільчі мережі середньої напруги**, що складаються з ліній електропередач 35,10 або 6 кВ і споживчих трансформаторних підстанцій 35/10, 35/0,4, 10/0,4, 6/0,4 кВ. Мережа напругою 35 кВ у залежності від функції (або забезпечення електроенергією району електропостачання і розподіл її по мережах 10 (6) кВ або розподіл електроенергії від РТП-110/35 кВ по мережах 35 кВ) може бути або живильною високої або розподільною середньої напруги;

- **розподільні мережі низької напруги**, що складаються з ліній напругою 0,66; 0,38 або 0,22 кВ і безпосередньо живлять електроенергією приєднані до них електроприймачі.

Сукупність джерела живлення і однієї з типів електричної мережі утворюють одноступеневу структуру СЕП.

На відміну від **джерела електричної енергії (ДЕЕ)**, до якого відносяться пристрої, перетворюючі різні види енергії в електричну, **джерелом живлення (ДЖ)** в системах електропостачання називається вузол (точка) приєднання мережі, що під'єднується, до живильної системи (або до ДЕЕ), з якого робиться зняття електричної енергії і знаходиться під напругою у межах, регламентованих нормативними документами (наприклад ПУЕ) для нормального режиму роботи системи.

До джерел живлення відносяться трансформаторні підстанції, збірні шини розподільних пристроїв низького ступеню напруги трансформаторної підстанції, збірні шини проміжних розподільчих пунктів, відрізок лінії електропередачі, до якої робиться приєднання споживачів, шини генераторної напруги місцевих електростанцій, шини силових розподільних щитів низької напруги (для внутрішньоцехових силових мереж). Або, інакше, джерело живлення – це електричні пристрої, призначені для приєднання мережі, що під'єднується, до живильної системи, з яких робиться знімання електричної енергії.

У деякій технічній літературі [3] для позначення ДЖ, який являє собою

розподільну трансформаторну підстанцію або розподільний пункт, що живить розглядувану мережу, використовується термін **центр живлення (ЦЖ)**.

**Незалежним джерелом живлення** електроприймача або групи електроприймачів називається джерело живлення, на якому зберігається напруга у межах, регламентованих ПУЕ для післяаварійного режиму, під час зникнення її на іншому або інших джерелах живлення цих електроприймачів.

До числа незалежних ДЖ відносяться дві секції або системи шин однієї або двох електростанцій або підстанцій при одночасному дотриманні наступних двох умов:

- 1) кожна із секцій або систем шин у свою чергу має живлення від незалежного ДЖ;
- 2) секції (системи) шин не пов'язані між собою або мають зв'язок, що автоматично вимикається під час порушення нормальної роботи однієї з секцій (систем) шин.

Електропостачання сільськогосподарських споживачів, розташованих на території одного населеного пункту або виробничого об'єкта здійснюється, як правило, за двохступеневою системою: внутрішнє електропостачання – розподільними мережами низької напруги від споживчих підстанцій 10/0,4 кВ, зовнішнє – розподільними мережами середньої напруги від джерел (або центрів) живлення, якими є районні трансформаторні підстанції РТП – 35/10 кВ (рисунок 3.1).

Кожний ступінь структури СЕП складається з трьох основних частин, які розрізняються за своїм функціональним призначенням і називаються **функціональними вузлами**, що взаємозв'язані між собою сукупністю нормативних вимог. Це функціональні вузли, які забезпечують **споживання, розподіл і живлення** електричною енергією розглядуваної системи електропостачання об'єкта. Кожний вузол складається із сукупності блоків, виконуючих одиничні функції **комутації кіл, передачі, перетворення і розподілу** електричної енергії [3].

**Функціональний вузол споживання** являє собою сукупність електроустановок, призначених для забезпечення електроенергією безпосередньо споживачів. У склад цього вузла входять пристрої для **комутації** кіл (наприклад, автоматичні вимикачі Q12 – Q14) і **передачі** електричної енергії споживачам – це повітряні і кабельні лінії Л-1, Л-2, Л-3. Споживачами електроенергії, у даному випадку, є внутрішньоцехові силові розподільні щити А1-А3 із скупченим на їх збірних шинах навантаженням виробничих ділянок. Сукупність ліній електропередач Л1-Л3 і силових розподільних щитів А1-А3 являють собою розподільну мережу низької напруги [3].

**Функціональний вузол розподілу** енергії для даної мережі складається з функціональних блоків комутації (рубильник Q11), який вмикає і вимикає потік електроенергії безпосередньо на блок розподілу енергії між групами споживачів (збірні шини РУ- 0,4 кВ трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ).

Передача електричної енергії від джерела живлення у розглядувану систему здійснюється **функціональним вузлом "живлення"**, що містить у собі функціональні блоки **комутації** (комутаційні апарати Q7, Q10), **передачі** (лінія електропередачі 10 кВ Ф–1) і **перетворення** (трансформації) електричної енергії (трансформатор Т3 підстанції 10/0,4 кВ).

Наявність блоків комутації у кожному з вузлів диктується необхідністю поділу цих вузлів в умовах експлуатації.

Лінія електропередачі 10 кВ і трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ являють собою розподільчу мережу середньої напруги.

**Вузлом присіднання** (або джерелом живлення) для даної системи є збірні шини 10 кВ РТП-35/10 кВ.

У залежності від поставленої задачі може бути спроектована тільки низьковольтна або високовольтна частина даної системи, у зв'язку з чим вона поділяється на підсистеми внутрішнього і зовнішнього електропостачання об'єкта. У цьому випадку джерелом живлення для системи внутрішнього електропостачання буде служити трансформаторна підстанція 10/0,4 кВ.

У свою чергу ця ж підстанція з її навантаженням буде споживачем для підсистеми

зовнішнього електропостачання, а також для наступного ступеню електропостачання, тобто для СЕП більш високого рівня напруги (розподільча мережа середньої напруги 10 кВ на рисунку 3.1).

Необхідно відзначити, що при багаступеневій системі електропостачання кінець одного ступеню СЕП є складовою частиною і початком наступного. Зокрема, функціональний вузол споживання одного ступеню повністю входить у склад функціонального вузла споживання наступного ступеню СЕП (рисунк 3.1).

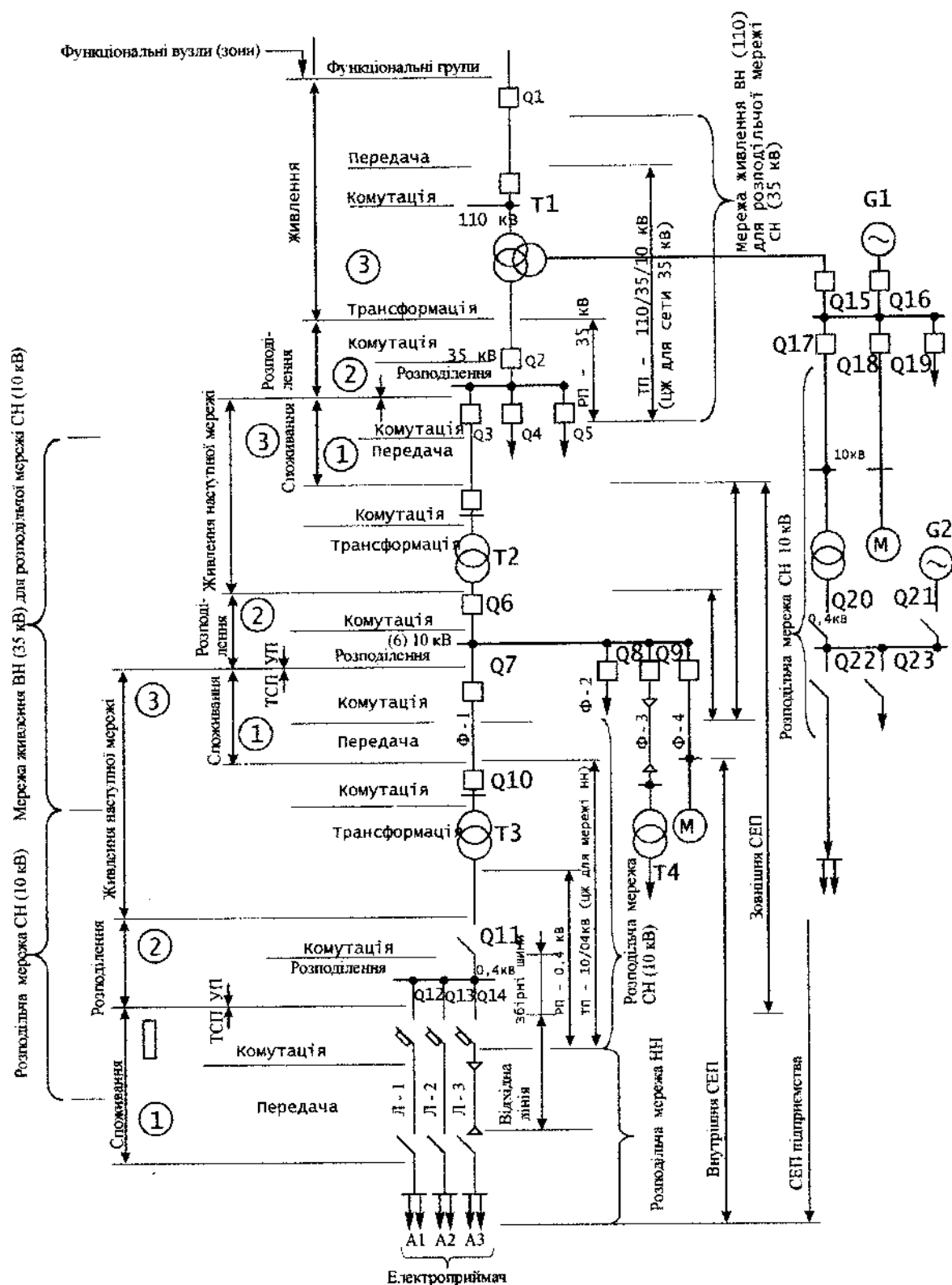


Рисунок 3.1 – Структура трьохступеневої системи електропостачання

Живлення СЕП може здійснюватись без трансформації (або паралельно їй) безпосередньо подачею електричної енергії з шин генераторної напруги або через розподільні пристрої електростанції на збірні шини вузла розподілу (наприклад, подача електроенергії на шини РУ-10 кВ підстанції 110/35/10 кВ від генератора G1 електростанції або від генератора G2 на шини РУ-0,4 кВ підстанції 10/0,4 кВ).

За аналогією можна розділити на подібні функціональні вузли і блоки будь-яку СЕП. Відмінність буде складатися у номенклатурі обладнання, яке входить до складу відповідного функціонального блоку або вузла цілком.

На основі функціональних вузлів і блоків ведеться побудова структури електричних мереж, зокрема, і система електропостачання цілком. Наприклад, структури триступінчастої системи електропостачання, показанної на рисунку 3.1.

Функціональні вузли ув'язуються між собою на основі **вимог сукупності споживачів (ВСС) і умов їх приєднання (УП)**, які визначають схему електричної мережі (або її конфігурацію) і структуру СЕП [3].

## 2 ПРИКЛАД.

Визначення місць приєднання споживачів до живлячих мереж

### 2.1.Завдання

Розробити проект розвитку мережі 35 кВ великого сільськогосподарського району, в якому планом економічного розвитку намічено будівництво великих тваринницьких комплексів, ферм і птахівницьких господарств:

- у першій зоні (рисунок 2.1) з населеними пунктами А і Б передбачено будівництво комплексу по відгодівлі ВРХ на 14 тис. голів;
- у другій зоні з населеними пунктами В, Г і Д буде побудована свинотоварна ферма з розрахунковим навантаженням  $S=300$  кВА;
- у третій зоні (населені пункти Є, Ж) комунально-побутові і деякі невеликі виробничі об'єкти;
- у сьомій зоні (пункти З, І) будуть введені до ладу діючі птахівницька і свинарська ферма і три ферми ВРХ.

Схема існуючих і заново спроектованих розподільних мереж 10 кВ даного району відома і може бути використана у якості вихідних даних для проектування розвитку живильних мереж 35 кВ.

### 2.2.Рішення.

#### 2.2.1 Формування структури вузлів живлення

#### 2.2.2. Вибір виду джерела живлення

З урахуванням п. 14, 15, 25 і 26 підпункт 2.3.3.4, у якості джерел живлення для розподільних мереж 10 кВ, вказаних, прийняті трансформаторні підстанції 35/10 кВ, які винесені у центри навантаження 1-3 зон, з первинною напругою 35 кВ і з одним ступенем трансформації.

#### 2.2.3. Вибір рівня первинної напруги ступеню трансформації.

Рівень первинної напруги визначено витратами в п. 4.1 джерелом живлення, тобто 35 кВ.

#### 2.2.4. Визначення кількості ступенів трансформації.

Кількість ступенів трансформації також визначено вибраним джерелом живлення з урахуванням умов споживачів, тобто – дві (35/10 кВ).

#### 2.2.5. Визначення кількості пристроїв трансформації з урахуванням умов надійності

Кількість трансформаторів на кожній з проєктованих РТП визначений з урахуванням наступних вихідних даних:

##### а) для РТП<sub>01</sub>:

- так як побудований тваринницький комплекс знаходиться на відстані 2 км від РТП<sub>01</sub>,

тобто менше 10 км і розрахункове навантаження споживача 1-ої категорії вище ніж 1100 кВА ( $S = 1300$  кВА), то згідно з п.3, 4, 23 а (підпункт 2.3.3.4), проектувана підстанція повинна бути двотрансформаторною;

б) для РТП<sub>02</sub>:

- відстань від проекрованої РТП<sub>02</sub> до сусідніх підстанцій РТП№2, РТП№3, РТП№4, РТП№1 менше 45 км;

- розрахункове навантаження  $S_{\Sigma 02}$  менше 6300 кВ,  $S_{\Sigma 02}=2450$  кВА;

- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії  $S_{\Sigma 01}=300$  кВА < 1100 кВА;

- нормоване відхилення напруги біля споживачів 1-ої категорії у післяаварійному режимі забезпечується;

- кількість відхідних ПЛ-10 кВ (відповідно СЕП по розподільним мережам 10 кВ) дорівнює 4;

- маються під'їзні шляхи до підстанції;

- відстань від проекрованої підстанції до місця аварійного резерву (баз ПЕМ) дорогою складає 90 км; при такій відстані час на заміну пошкодженого трансформатора складає приблизно 18 годин;

З урахуванням наведених даних і п. 24 а (п.п. 2.3.3.4) на одній підстанції може бути установлений один трансформатор;

в) для РТП<sub>03</sub>:

- так як відсутні умови, які вимагають додаткових заходів підвищення надійності електропостачання, ця РТП може бути одностансформаторною;

г) для РТП№2:

- відстань до сусідніх підстанцій менше 45 км;

- нема перешкод на місцевості, які не дозволяють здійснити резервне живлення;

- розрахункове сумарне навантаження  $S = 2300$  кВА менше 6300 кВА;

- сумарне навантаження споживачів 1-ої категорії, що складає  $S_{\Sigma 1}=1200$  кВА > 1100 кВА можна зменшити, якщо основне живлення об'єкта з  $S_3 = 650$  кВА здійснити від РТП №5, забезпечив при цьому нормоване відхилення напруги біля даного споживача у післяаварійному режимі.

Тому з урахуванням вище викладеного і 23, 24 (п.п. 2.3.3.4) на даній РТП№2 з урахуванням допустимого навантаження може бути встановлений один трансформатор потужністю  $S_{тр}= 2500$  кВА

### 3.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Назвіть основні пункти алгоритму визначення місць приєднання споживачів до живлячих мереж.
2. Що називається вузлом розподілу енергії?
3. Яким чином вибирається джерело живлення системи електропостачання?
4. Яким чином вибирається кількість ступенів трансформації системи електропостачання?
5. Умови вибору рівня первинної напруги ступеню трансформації?

### 3.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 4

### Тема: Вибір схем електричних станцій

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та складати оптимальні схеми електричних станцій

#### 4.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

##### 4.1.1 Вибір і побудова схем первинних кіл комутації підстанцій

Підстанції – вузлові точки сільського електропостачання, і від побудови схеми первинних кіл комутації (головної схеми з'єднань) залежить можливість живлення і розподілу електроенергії у відповідності з вимогами до потужності, якості і надійності. За основними функціями, що виконуються, все обладнання підстанції можна поділити на функціонально самостійні структурні блоки (ділянки, вузли, чарунки, елементи), що забезпечують прийом, перетворення і розподіл електричної енергії. Сукупність тих чи інших функціонально самостійних структурних блоків визначається вимогами до схем первинних кіл комутації (п.5.1.2. [3]).

Для реалізації цих вимог і правильного вибору і побудови даних схем рекомендується дотримуватися алгоритму.

1. Визначити функціональне призначення підстанції (районна трансформаторна підстанція, центральний розподільчий пункт, підстанція споживачів). Вихідні дані визначаються у розділі 2[3].

2. Визначити район кліматичних умов за швидкісним напором вітру і ожеледдю (визначається у розділі 4[3]).

3. Потрібно вирішити питання щодо необхідності транзиту потужності через підстанцію (вихідні дані беруться з розділів 2, 3[3]).

4. З урахуванням пунктів 1 і 3[3], а також місця знаходження визначити тип підстанції за способом приєднання до мережі ВН (тупикова, прохідна, вузлова).

5. Сформувані групи споживачів за виробничо-технологічним і територіальним критеріями, за рівнем напруги, потужності, якістю електричної енергії (дані беремо з розділу 2[3]).

6. Визначити число ступенів і рівнів напруги підстанції, тобто визначити різновид РП за класом напруги (розділи 2, 3[3]).

7. Визначити категорії сформованих груп споживачів за надійністю електропостачання (визначається у розділі 2[3]).

8. З урахуванням пунктів 5-7 визначити кількість ліній, що відходять (розділ 3[3]).

9. На підставі пунктів 3, 5, 6, 7, 8 визначити:

- кількість і потужність силових трансформаторів (розділ 3[3])
- конфігурацію живильної мережі: однобічне чи двобічне живлення і число приєднань на ВН (розділ 2[3])
- необхідну кількість секцій і систем збірних шин
- необхідність секціонування шин і застосування АВР

10. Визначити наявність холодного режиму, тобто знаходження у резервному стані.

11. Забезпечити експлуатаційні зручності схеми, тобто забезпечити можливість проведення ревій комутаційного та іншого обладнання без перерви в електропостачанні, уникнути недостатнього відпуску енергії і порушення транзиту потужності через збірні шини підстанції. Це досягається застосуванням і правильною розстановкою додаткової комутаційної апаратури у схемі первинних кіл комутації.

12. З урахуванням пунктів 2, 7, 8, 9 визначити виконання введів і приєднання (повітряні, кабельні) і конструктивне виконання підстанцій (закрита, відкрита).

13. З урахуванням пунктів 3, 6, 7, 9, 10, 11 визначити необхідні типи комутаційної апаратури (вимикачі, відокремлювачі, короткозамикачі, роз'єднувачі, тощо).

14. Обрати за уніфікованою сіткою схем можливі до застосування схеми первинних кіл комутації необхідних РП 0,38-110 кВ.

15. Визначити кількість необхідних збірних одиниць (модулів) обладнання підстанцій.

16. Обрати базову комплектну трансформаторну підстанцію (КТП)

17. Скласти можливі рівноцінні варіанти повних схем первинних кіл комутації підстанцій, що проектуються.

18. Навести техніко-економічну оцінку варіантів з урахуванням забезпечення потрібного рівня надійності.

**Приклад 4.** Для районної трансформаторної підстанції РТП<sub>02</sub> – 35/10 кВ, яка розглядається в прикладах глав 2 – 4, обґрунтувати принципову схему первинних кіл комутації та здійснити розрахунок і вибір необхідного електрообладнання. З прикладу 3.1 (пункт 3.5.6[3]) відомо, що на даній РТП<sub>02</sub> повинен бути встановлений один трансформатор потужністю  $S_{HT}=2500 \text{ кВА}$ . Живлення підстанції двостороннє і здійснюється від підстанції РТП №1 – 35/10 кВ та РТП №4 – 35/10 кВ. Крім того, через РТП<sub>02</sub> може здійснюватися транзит потужності між джерелами живлення ДЖ1 та ДЖ2 (рисунки 2.2а та 3.1). Від РТП<sub>02</sub> – 35/10 кВ відходять чотири лінії 10 кВ (фідера: Ф-1; Ф-2; Ф-3; Ф-4).

**Рішення. Обґрунтування схеми первинних кіл комутації підстанції.** Відповідно умов даного прикладу та використовуючи класифікаційну схему (рисунок 5.1) розглядувана підстанція може бути віднесена:

1) за функціональним призначенням – до районної трансформаторної підстанції;

2) за способом приєднання до мережі ВН (35 кВ) – до проміжної прохідної підстанції з двостороннім живленням;

3) за конструктивним виконанням – до відкритих, тобто з відкритими розподільчими пристроями (ВРП) на стороні 35 кВ та комплектними розподільчими пристроями зовнішньої установки (КРПЗУ) на стороні 10 кВ.

Враховуючи це, а також рекомендації підпункту 5.1.2 [3], із сітки схем первинних кіл комутації РП 35 кВ підстанції даного класу (рисунок 5.5[3]) найбільш прийнятною є схема 35-6 ("місток" з вимикачем у перемичці та відокремлювачем і короткозамикачем в колі трансформатора.

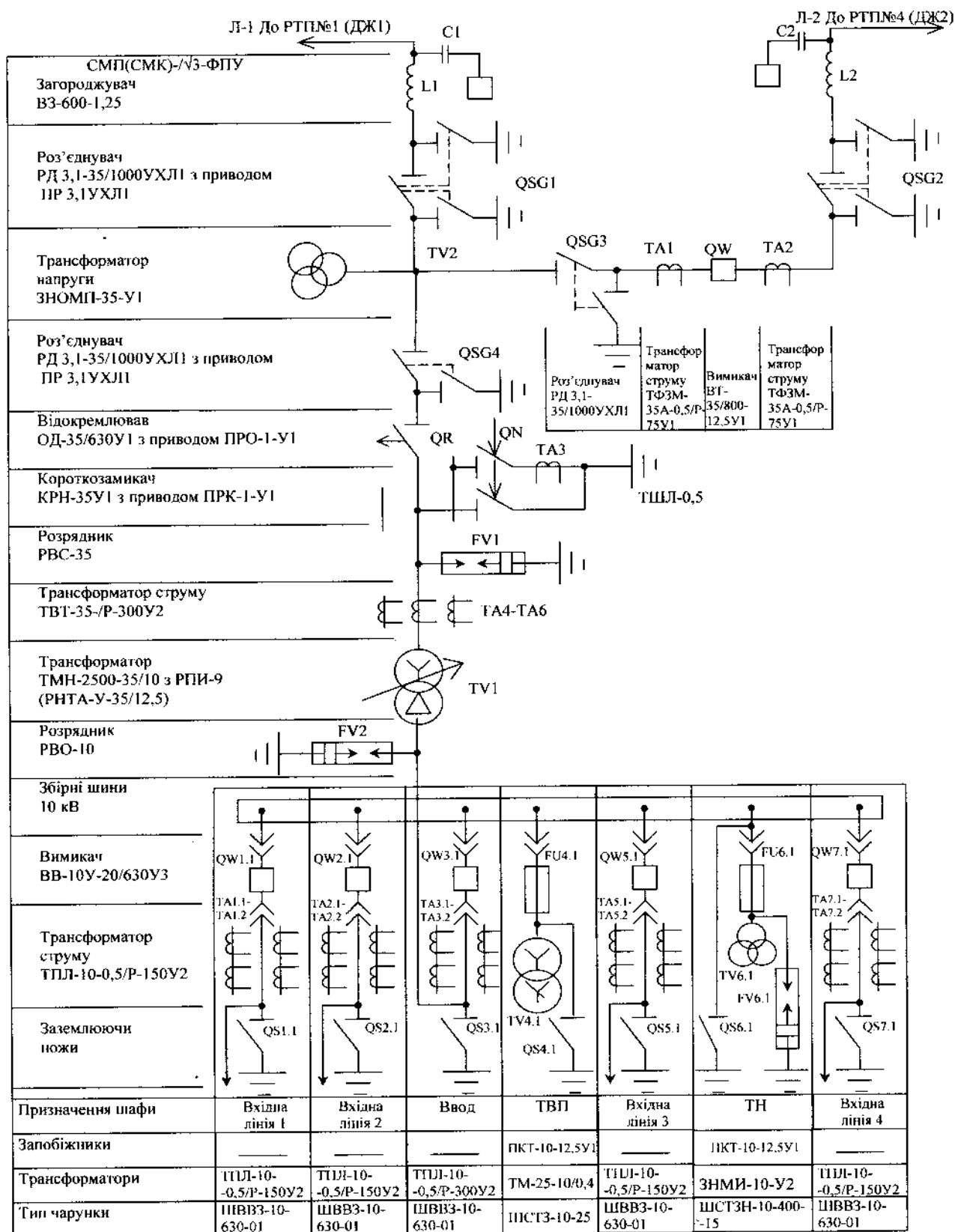
Для низької сторони даної РТП<sub>02</sub> обираємо схему первинних кіл комутації РП-10 кВ з викатними елементами (рисунок 5.6 а[3]), з одинарною несекціонованою схемою з'єднання шин. В якості комутаційних апаратів на вводі і відхідних лініях у даній схемі застосовані вимикачі. Для схем релейного захисту використовуються трансформатори напруги зі сторони 35 і 10 кВ, а також передбачено трансформатор власних потреб. Кола цих трансформаторів захищені запобіжниками.

Силовий трансформатор 35/10 кВ з обох сторін захищено вентильними розрядниками від можливих атмосферних перенапруг в мережі. В якості силового трансформатора, згідно розрахунків прикладу 3.1[3], обираємо трансформатор типу ТМН,-2500/35У1 [5.2[3]з регулюванням напруги під навантаженням. Технічні дані обраного силового трансформатора наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Технічні дані силового трансформатора ТМН-2500/35У1

| Тип           | Номинальна потужність, кВА | Напруга, кВ, на стороні |      | Втрати потужності |       | Напруга короткого замикання $u_k$ , % | Струм холостого ходу $i_x$ , % |
|---------------|----------------------------|-------------------------|------|-------------------|-------|---------------------------------------|--------------------------------|
|               |                            | ВН                      | НН   | $P_x$             | $P_k$ |                                       |                                |
| ТМН-2500/35У1 | 2500                       | 35,0                    | 10,0 | 5,1               | 26,0  | 6,5                                   | 1,1                            |

Принципова схема первинних кіл комутації даної підстанції наведені на рисунку 4.1.



#### **4.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ**

1. Яким чином класифікуються підстанції?
2. Призначення сітки схем первинних кіл комутації?
3. Які схеми входять до номенклатури типових схем первинних кіл комутації?
4. Яким чином вибирається кількість ступенів трансформації системи електропостачання?
5. Умови вибору кількості трансформаторів на підстанції?

#### **4.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 5

Тема: Техніко-економічне обґрунтування схем електричних станцій

Мета заняття: Засвоєння студентами методів техніко-економічного обґрунтування схем електричних станцій

### 5.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Крупные сельские электростанции выполняются с двумя повышенными напряжениями 6(10) кВ и 35 кВ. Это определяется большой удаленностью и мощностью потребителей, а также необходимостью иметь электрическую связь с энергосистемой. В этих случаях электростанция обычно имеет генераторы с напряжением 6,3 или 10,5 кВ и повышающий трансформатор на 35 кВ. Схема такой электростанции показана на рисунке 5.1.

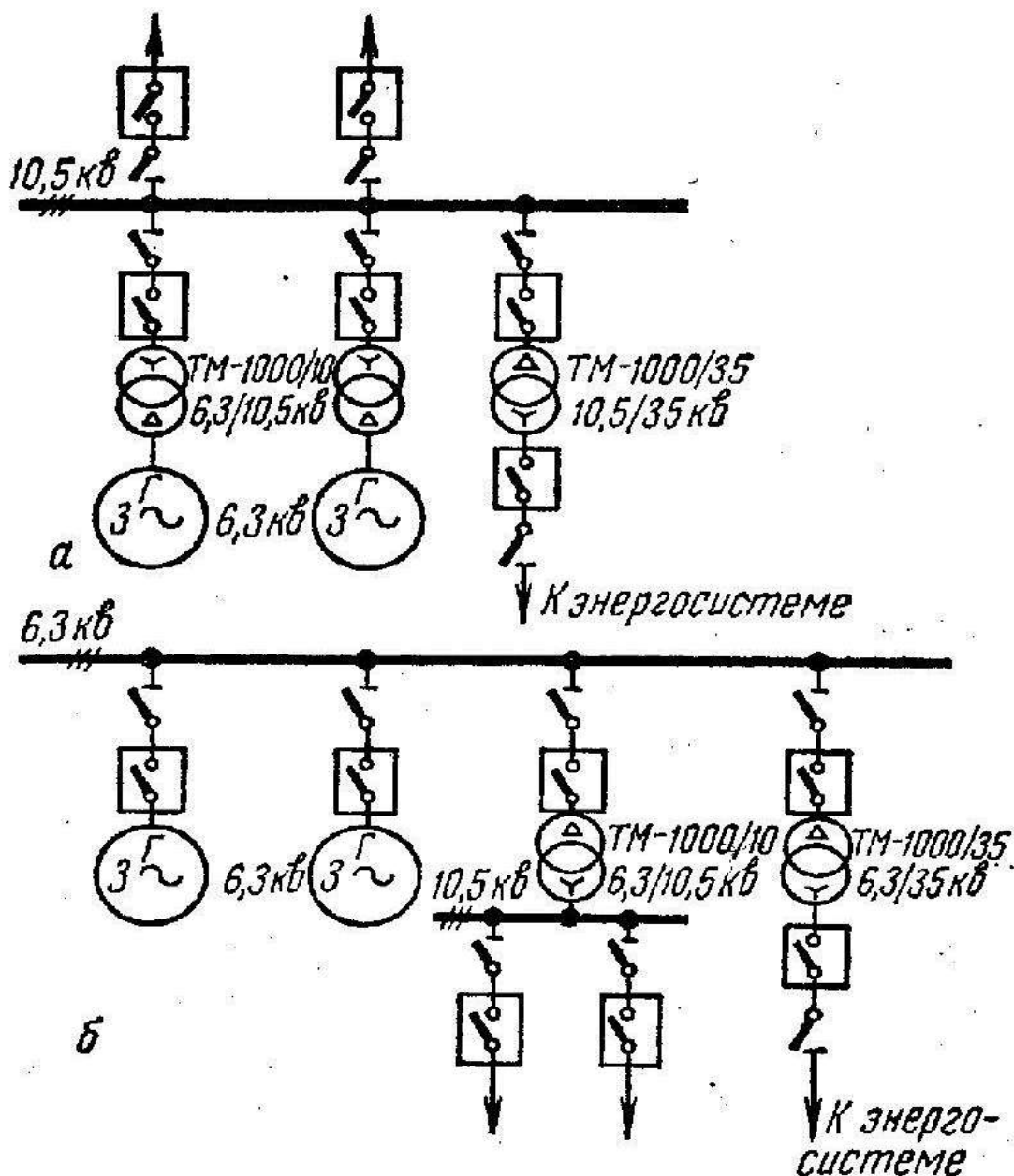


Рис. 5.1 - Принципиальная схема электростанции с напряжениями 6,3 (10,5) и 35 кВ.

Следует отметить, что ранее на электростанциях для повышения надежности электроснабжения, кроме всех выше рассмотренных мероприятий, применяли, например, двойную систему шин.

В настоящее время такие схемы применяются редко. Двойная система шин в распределительном устройстве позволяет переключать любое присоединение с одних шин на другие без перерыва в питании потребителей. Такие переключения могут быть необходимы при повреждении каких-либо шин или в случае вывода шин из работы для профилактического обслуживания.

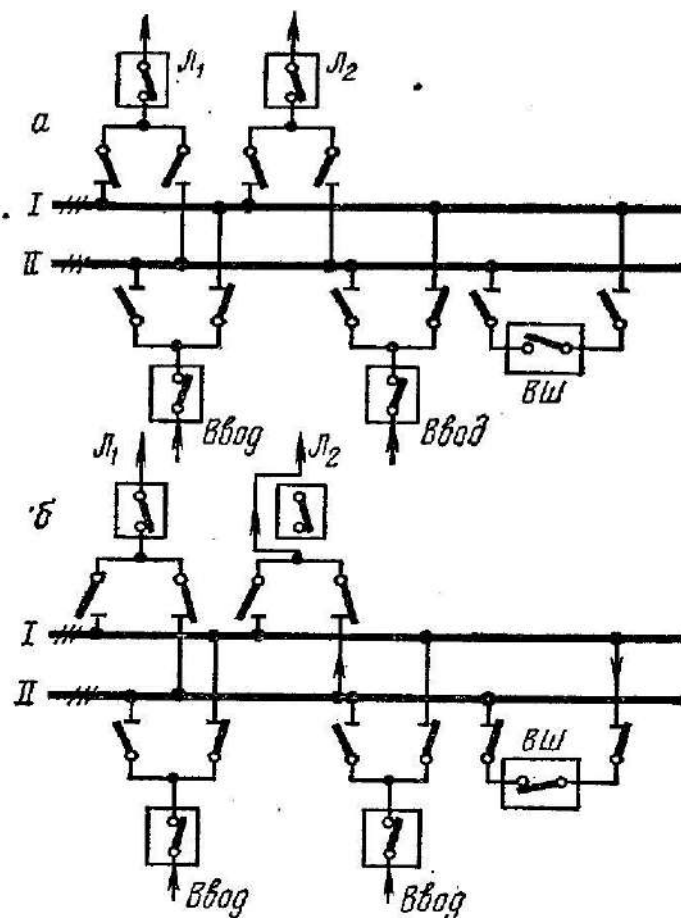


Рис. 5.2 - Двойная система шин: а - в работе 1 система шин; б — выключатель линии Л2 заменен выключателем ВШ.

Так как двойная система шин имеет шиносоединительный масляный выключатель (ВШ), то это дает возможность в случае ремонта или ревизии масляного выключателя на какой-либо отходящей линии заменить его (рис. 5.2, б) временно шиносоединительным выключателем (ВШ).

**Приклад 5.** Электростанция должна иметь два генератора мощностью по 1000 кВА и питать удаленных потребителей, имея также связь с энергосистемой. Потребители расположены в радиусе 25 км, требуют мощность 1000 кВА при двух отходящих линиях (фидерах). Приемная подстанция энергосистемы находится на расстоянии 40 км. Обменная мощность с энергосистемой 1000 кВА.

**Решение.** Прежде всего устанавливаем величину напряжений генераторов и линий. При заданной мощности 1000 кВА генераторы выпускаются с напряжением 6,3 кВ. Потребительские линии целесообразно выполнить при напряжении 10 кВ. Учитывая длину линии связи с энергосистемой (40 км), принимаем напряжение линии 35 кВ.

Намечаем два варианта принципиальной схемы (рис. 5.1). В первом варианте предусматриваем два блока генератор-трансформатор. Напряжение повышается с 6,3 на 10,5 кВ. От шин отходят две линии 10 кВ к потребителям. Для связи с энергосистемой напряжение вторично повышается трансформатором с 10,5 на 35 кВ.

Во втором варианте оба генератора соединены для параллельной работы на шины 6,3 кВ. Один трансформатор повышает напряжение до 10,5 кВ, второй — до 35 кВ. Пользуясь каталожными данными, решаем вопрос об основных параметрах главного оборудования (трансформаторы, масляные выключатели).

Трансформаторы требуются мощностью по 1000 кВА. Согласно ГОСТу 9680—61, такая мощность для новых трансформаторов предусмотрена. Трансформаторы на 1000 кВА имеют напряжения 6,3/10,5 кВ, 6,3/35 кВ и 10,5/35 кВ. Следовательно, они для рассматриваемых вариантов подходят.

Токи короткого замыкания для выбора аппаратуры не рассчитываем. Выбор коммутационной аппаратуры (масляные выключатели, разъединители) подробно описан в главе V, а здесь для сравнения вариантов можно считать приемлемым упрощенное решение.

Таблица 5.1

| Первый вариант                                                                                                                                                                                 | Второй вариант                                                                                                                                                                                  |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Генераторы 1000 кВа, 6,3 кВ—2 шт.<br>Трансформаторы ТМ-1000/10—2 шт.<br>Масляные выключатели на 10 кВ с разъединителями—5 шт.<br>Трансформатор ТМ-1000 на 10,5/35 кВ с аппаратурой 35 кВ—1 шт. | Генераторы 1000 кВа, 6,3 кВ—2 шт.<br>Трансформаторы ТМ-1000/10—1 шт.<br>Масляные выключатели на 6—10 кВ с разъединителями—6 шт.<br>Трансформатор ТМ-1000 на 6,3/35 кВ с аппаратурой 35 кВ—1 шт. |

Для схемы первого варианта намечаем 5 масляных выключателей с разъединителями на 10 кВ и 1 масляный выключатель с разъединителем на 35 кВ, а для схемы второго варианта — 4 масляных выключателя с разъединителями на 6 кВ, 2 масляных выключателя с разъединителями на 10 кВ и 1 масляный выключатель с разъединителем на 35 кВ. Приводим перечень основного оборудования при первом и втором вариантах.

Примем ориентировочно, что трансформаторы ТМ-1000 на 10,5/35 кВ и ТМ-1000 на 6,3/35 кВ имеют одинаковую стоимость (с учетом их монтажа). Это позволяет исключить их из экономического сравнения вариантов. Сравнивая варианты, видим, что при втором варианте получается выигрыш в одном трансформаторе ТМ-1000/10, но требуется больше на один масляный выключатель 6—10 кВ с разъединителем. Чтобы выбрать тот или иной вариант, нужно сравнить капитальные и эксплуатационные затраты. Стоимость оборудования- нужно принимать с учетом затрат на установку (монтаж).

Для трансформатора ТМ-1000/10 при открытой установке капитальные затраты, взятые по укрупненным показателям стоимости (УПС). Капитальные затраты на одну ячейку с масляным выключателем 10 кВ составят 1,1 тыс. руб. Следовательно, при втором варианте капитальные затраты на 2,4 тыс. руб. меньше.

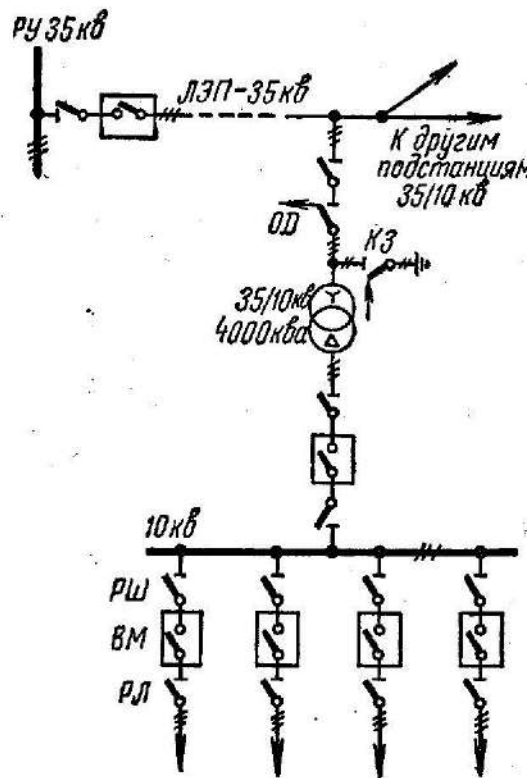


Рисунок 5.3

Очевидно, что при втором варианте ниже и эксплуатационные затраты, так как меньше потери электроэнергии в трансформаторах из-за меньшего количества ступеней трансформации. В эксплуатационном отношении вторая схема удобна и вполне надежна.

В результате всего указанного выбираем окончательно схему второго варианта (рис.5.3).

## 5.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Яким чином класифікуються електростанції?
2. Призначення сітки схем первинних кіл комутації підстанцій?
3. Які схеми входять до номенклатури типових схем первинних кіл комутації?
4. Яким чином вибирається кількість ступенів трансформації системи електропостачання?
5. Умови вибору кількості трансформаторів на підстанції?
6. Перечислите виды схем электрических соединений.
7. Какие исходные данные необходимы для составления принципиальной схемы электростанции или подстанции?
8. Каковы требования к принципиальной схеме электроустановки?
9. Какие схемы применяются для электростанций, снабжающих близко расположенных потребителей?
10. Расскажите о схемах электростанций при электроснабжении потребителей на напряжениях 380/220 В и 6—10 кВ.
11. В каких случаях на электростанциях применяют напряжение 35 кВ?
12. Какие схемы применяются для районных трансформаторных подстанций?
13. Что называется блоками генератор-трансформатор и трансформатор-линия?

## 5.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник.

– К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 6

Тема: Обґрунтування складу обладнання власних потреб електричних станцій

Мета заняття: Вивчення студентами складу обладнання власних потреб електричних станцій

### 6.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

На современных электростанциях производственный процесс полностью механизирован за счет применения различных механизмов, устанавливаемых на основных агрегатах и вспомогательных устройствах станций и подстанций.

К механизмам *собственных нужд электростанций* относят приводные двигатели механизмов, их источники питания, внутростанционные электрические сети, распределительные устройства установок.

На ТЭЦ различают следующие механизмы собственных нужд: топливоподачи и топливных складов (разгрузочные краны, скреперы, перегружатели, транспортеры и т. д.);

угледробильной установки и приготовления угольной пыли (грохоты, дробилки, угольные мельницы, питатели угля, мельничные вентиляторы и др.);

котельных агрегатов (питатели угольной пыли, дутьевые вентиляторы, дымососы, питательные насосы, механизмы золоудаления);

турбоагрегатов (насосы конденсатные, циркуляционные, масляные, газоохладители и др.);

теплофикационных установок (насосы сетевые бойлерного устройства, конденсатные и др.);

вспомогательного оборудования (дренажные и пожарные насосы, вентиляторы, мостовые краны, подъемники и лифты, задвижки, двигатель-генераторы и др.);

вспомогательных цехов станции (химводоочистки, масляное хозяйство, компрессорные установки, механические мастерские и др.).

На ГЭС различают механизмы собственных нужд:

гидротурбин и генераторов (масляные и водяные насосы систем регулирования и охлаждения генераторов, смазки агрегатов и др.);

подъемных механизмов (краны, лебедки, тельферы, лифты и др.);

электрообогрева (решетки, пазы щитов и затворов, электрическое отопление и др.);

вспомогательного оборудования (дренажные и пожарные насосы, двигатель-генераторы и др.);

вспомогательных цехов станций (механические мастерские, масляное хозяйство, компрессорные установки и др.).

Установки собственных нужд питаются, как правило, от генераторов станции, что обеспечивает надежность их работы. Для крупных двигателей мощностью 200 кВт и выше применяют напряжение 6 кВ, для остальных двигателей — 380 В. На рис. 1.8 приведена схема питания механизмов собственных нужд ТЭЦ, на которой установлены турбогенераторы Г1 и Г2 напряжением 6—10 кВ и три паровых котла (один резервный). Для питания мощных электродвигателей Д1 используют напряжение 6 кВ, для питания остальных двигателей и осветительных установок — 380/220 В.

При генераторном напряжении 6 кВ три секции собственных нужд (по одной секции на каждый котел) питаются тремя кабельными реактированными линиями — Л1—Л3 через выключатели В1—В3. При генераторном напряжении 10 кВ указанные линии питаются через трансформаторы Т1—Т3 напряжением 10/6 кВ (указаны штриховой линией).

Для обеспечения надежности питания механизмов собственных нужд предусмотрена резервная линия Л<sub>рез</sub>, которая выключателями В4—В6 с помощью устройства автоматического включения резерва (АВР) может подключаться к любой из секций собственных нужд. Токоприемники, подключаемые на напряжение 380/220 В, питаются через трансформаторы Т4—Т6 и могут подключаться также через резервный трансформатор Т<sub>рез</sub> и соответствующие автоматы на любую секцию шин напряжением 380/220 В. Электродвигатели напряжением 6 кВ присоединяют к сборным шинам распределительного устройства через масляные выключатели. Электродвигатели Д2—Д7 напряжением 380 В присоединяют к шинам рас-

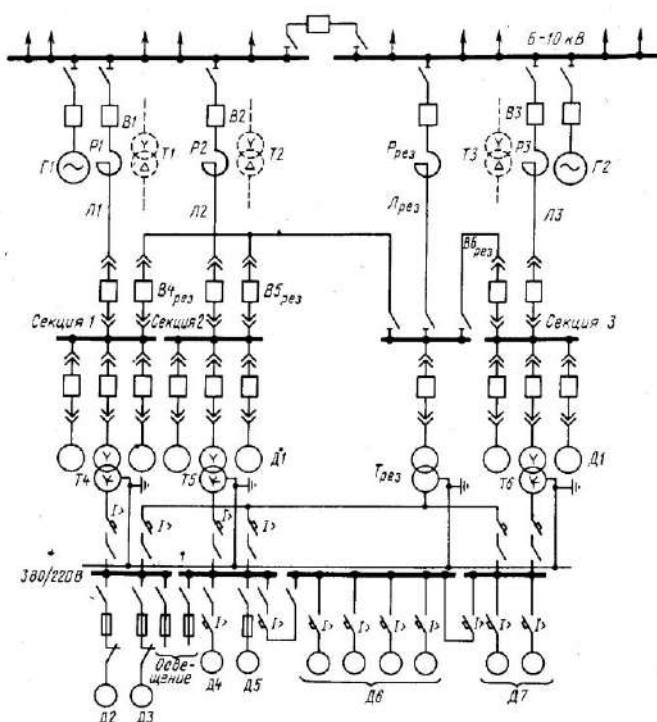


Рисунок 6.1 – Принципиальная схема питания механизмов собственных нужд ТЭЦ

пределительного щита через предохранители, рубильники и магнитные пускатели, а также через автоматы.

По назначению и характеру работы механизмы собственных нужд разделяют на ответственные и неответственные.

Ответственными считаются механизмы, остановка которых вызывает снижение выработки электрической и тепловой энергии, ведет к остановке основных агрегатов станции, порче оборудования и пр.

Неответственными считаются механизмы, остановка которых не приводит к снижению выработки электрической или тепловой энергии, например на тепловых электростанциях — это механизмы топливоподачи, компрессорные и вентиляционные установки и др.

Основными требованиями при выборе привода механизмов собственных нужд является обеспечение разворота механизма

до полной скорости вращения и работа его с полной производительностью; регулирования скорости вращения и производительности механизма; надежности и удобства в эксплуатации и экономичности в работе; соответствия формы и типа исполнения двигателя условиям и температуре окружающей среды; самозапуска ответственных механизмов при восстановлении напряжения после кратковременного отключения.

Условия самозапуска являются более тяжелыми, чем пуска, так как при самопуске разворот механизма производится при полной нагрузке, причем возможен одновременный разворот группы электродвигателей.

Практикой эксплуатации установлено, что механизмы собственных нужд надежно разворачиваются при самозапуске, если напряжение сети составляет 50—60% от номинального. Для обеспечения указанного напряжения, гарантирующего в первую очередь разворот ответственных механизмов, неответственные механизмы релейной защитой отключаются от сети при напряжении 60—65% от номинального с выдержкой времени около 0,5 с.

Как указано ранее, к установкам собственных нужд относят источники постоянного тока, предназначенные для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, релейной защиты, сетей аварийного освещения и резервных электроприводов особо ответственных механизмов. Таким источником постоянного тока обычно является аккумуляторная батарея напряжением 220 В, состоящая из последовательно соединенных свинцово-кислотных аккумуляторов.

Аккумуляторные батареи на электростанциях работают в режиме постоянного подзаряда. При этом параллельно с батареей включают зарядный (ЗА) и подзарядный (ПЗА) агрегаты в виде двигатель-генераторов, питающие нагрузку и обеспечивающие постоянный подзаряд батареи. При аварийном отключении сети переменного тока батарея полностью принимает на себя питание подключенной к ней нагрузки. Аккумуляторную батарею можно также заряжать от комплектов статических устройств заводского изготовления.

На рис. 1.9 приведена схема установки постоянного тока с аккумуляторной батареей в режиме постоянного подзаряда. Батарея подключена к питанию через двойной элементный коммутатор с двумя рукоятками — *РР* (для режима разряда) и *РЗ* (для режима заряда). Аккумуляторные батареи размещают в специальных помещениях с выходом через тамбур, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией. Проводка в аккумуляторных батареях выполняется проводами с кислотоупорной оболочкой. В таких помещениях применяют осветительную арматуру взрывобезопасного исполнения.

На трансформаторных подстанциях потребителями собственных нужд могут быть: осветительные и вентиляционные установки, зарядные агрегаты, компрессорные и насосные станции, механизмы механических мастерских и др.

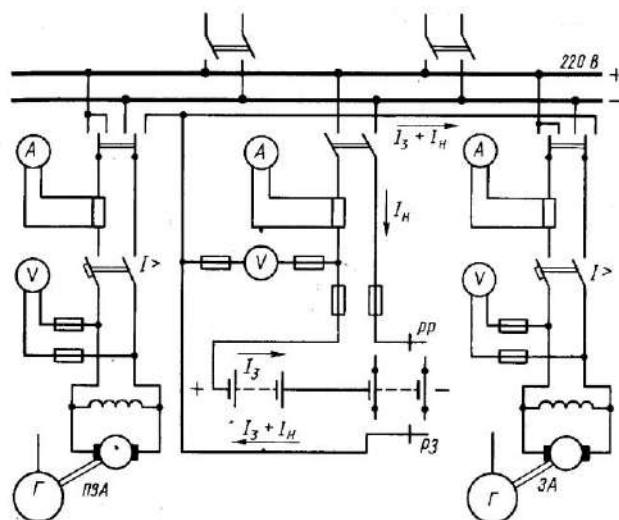


Рисунок 6.2 - Принципиальная схема установки постоянного тока с аккумуляторной батареей

На подстанциях небольшой мощности для питания собственных нужд обычно устанавливают один трансформатор (рис. 1.10, а), а на мощных подстанциях — два трансформатора (рис. 1.10, б). На рис. 1.10, в приведена схема питания собственных нужд для подстанции, на которой в качестве оперативного тока релейной защиты и автоматики используют переменный ток. Трансформаторы собственных нужд  $T_{с.н}$  мощностью до

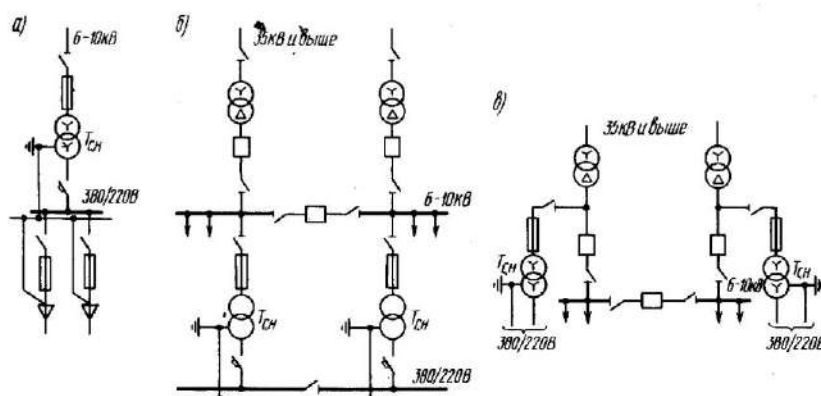


Рисунок 6.3 - Принципиальная схема питания собственных нужд от трансформаторных подстанций

100 кВ · А подключают непосредственно к выводам обмоток низшего напряжения. Это дает возможность после подключения к сети одного из главных трансформаторов и наличии напряжения 380/220 В производить операции с выключателями 6—10 кВ. Следует отметить, что применение для трансформаторов собственных нужд схемы соединения «звезда — треугольник» (Y/Δ) вместо схемы «звезда — звезда» (Y/Y) увеличивает значения токов короткого замыкания на землю на низшей стороне трансформатора и тем самым повышает чувствительность срабатывания защиты установок собственных нужд подстанций.

## 6.2. КОНТРОЛЬ И ПИТАНИЕ

1. Как оценивается расход электроэнергии на собственные нужды и на каких типах станции он имеет большие и меньшие значения?
2. Какие существуют категории потребителей электроэнергии на собственных нуждах?
3. Из каких частей состоят установки собственных нужд?
4. Какие потребители собственных нужд имеются на тепловых и гидравлических электростанциях, на подстанциях?
5. Какие схемы применяются в практике для электроснабжения потребителей собственных нужд?
6. От каких источников обеспечивается питание собственных нужд и как эти источники следует выбирать?
7. Какие факторы влияют на выбор типа электроприводов собственных нужд?
8. Каким может быть характер зависимостей противодействующего момента от скорости у механизмов собственных нужд?
9. Почему короткозамкнутый асинхронный двигатель получил наибольшее распространение в практике в качестве электропривода механизмов собственных нужд?
10. Какие виды освещения предусматриваются на станциях и подстанциях?
11. Как обеспечивается питание аварийного освещения?
12. Какие источники оперативного тока применяются на станциях и подстанциях?
13. В каких случаях трансформаторы тока могут использоваться как источники оперативного тока для дистанционного управления выключателями?
14. Зачем на станциях и подстанциях устанавливают аккумуляторные батареи и какие аккумуляторы применяют в этих батареях?
15. Какими показателями характеризуется экономичность аккумуляторных батарей?
16. В каких режимах могут работать аккумуляторные батареи?
17. Как выбирают аккумуляторные батареи?
18. Какие агрегаты используют для заряда и подзаряда аккумуляторных батарей?
19. Как размещают аккумуляторные батареи на станциях и подстанциях?
20. Какие меры по технике безопасности необходимо предусматривать при эксплуатации аккумуляторных батарей?

### **6.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 7

### Тема: Конструкції гідроагрегатів різних типів електростанцій

**Мета заняття:** Вивчити пристрої автоматичного регулювання збудження генераторів електричних станцій

#### 7.1 План работы.

1. Изучить назначение и виды устройств ЛРВ.
2. Изучить конструкцию и электрическую схему угольного регулятора напряжения типа РУН.
3. Изучить конструкцию и электрическую схему универсального компаундирующего устройства УКУ-3М -1.
4. Снять внешние характеристики синхронного генератора без компаундирования и с компаундированием возбуждения.

#### 7.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Для поддержания напряжения л потребителей па заданном уровне на электрических станциях применяют автоматические регуляторы возбуждения генераторов (ЛРВ). Они также повышают устойчивость параллельной работы генераторов, быстро восстанавливают напряжение после отключения короткого замыкания, обеспечивают четкость действия релейной защиты.

На сельских электростанциях применяют угольные регуляторы напряжения (рис. 7.1) и компаундирующие устройства.

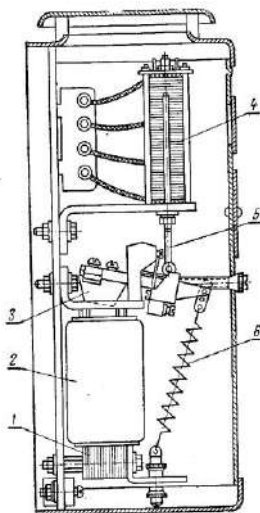


Рисунок 7.1 – Схематический разрез угольного регулятора напряжения типа РУН

Регулятор состоит из электромагнита 2, катушка" которого присоединена на напряжение генератора через селеновый выпрямитель и угольного реостата включаемого в цепь обмотки возбуждения возбудителя последовательное шунтовым реостатом.

Угольный реостат состоит из набора угольных шайб. Чем больше давление на столб угольных шайб, тем меньше сопротивление угольного реостата, н наоборот. Балансная пружина 6 вызывает сжатие шайб. Электромагнит 2 с сердечником 1 втягивает поворотный якорь 3, при этом тягой 5 преодолевается натяжение пружины и ослабляется давление на столб угольных шайб.

Если возникло, например, повышение напряжения генератора, то притяжение электромагнита увеличивается, давление па угольные шайбы ослабеваает. Это вызывает увеличение сопротивления угольного реостата, а следовательно, уменьшение тока в цепи шунтовой обмотки возбудителя. Напряжение генератора восстанавливается до первоначальной величины.

Если же напряжение генератора снизилось, например, при увеличении нагрузки, то регулятор работает в обратном порядке: притяжение электромагнита уменьшается, давление на

угольные шайбы увеличивается, сопротивление столба из них уменьшается, а ток в шунтовой обмотке возбuditеля увеличивается, восстанавливая напряжение генератора.

Из описания действия угольного регулятора видно, что он имеет астатическую характеристику. Равновесие системы регулирования наступает только в зависимости от установившегося напряжения, на которое настроен регулятор.

На рисунке 93 [2] изображена схема включения угольного регулятора напряжения для одиночно работающего синхронного генератора. Измерительный элемент регулятора обычно рассчитан на напряжение 115 или 230 В. Поэтому для генераторов с номинальным напряжением более 230 В его включают через трансформатор напряжения.

Угольный регулятор напряжения выбирают, исходя из номинальных параметров генератора и возбuditеля при холостом ходе и номинальной нагрузке. Его проверяют по допустимой мощности и пределам изменения сопротивления столба угольных шайб.

Для устойчивого распределения реактивных нагрузок при параллельной работе генераторов на общие шины необходимы статические характеристики регулирования напряжения. С этой целью в схеме угольного регулятора предусматривается специальное устройство — компенсатор реактивной мощности. Он представляет собой трансформатор тока, включенный в фазу В, вторичная обмотка которого замкнута на активное сопротивление R1 (рис. 7.2,а). Как видно из векторной диаграммы (рис. 7.2,б), вектор напряжения этой фазы  $U_B$  сдвинут на угол  $90^\circ$  по отношению к вектору напряжения  $U_{CA}$  между фазами С и А. При индуктивной нагрузке генератора, то есть при  $\cos \varphi = 0$ , вектор тока  $I_B$  во вторичной цепи трансформатора тока совпадает по направлению с вектором трансформированного напряжения  $U_{CA}$  - Следовательно, на измерительный орган регулятора будет действовать напряжение

$$U_{\text{рег}} = U_{\text{ca}} \pm I_B R_1$$

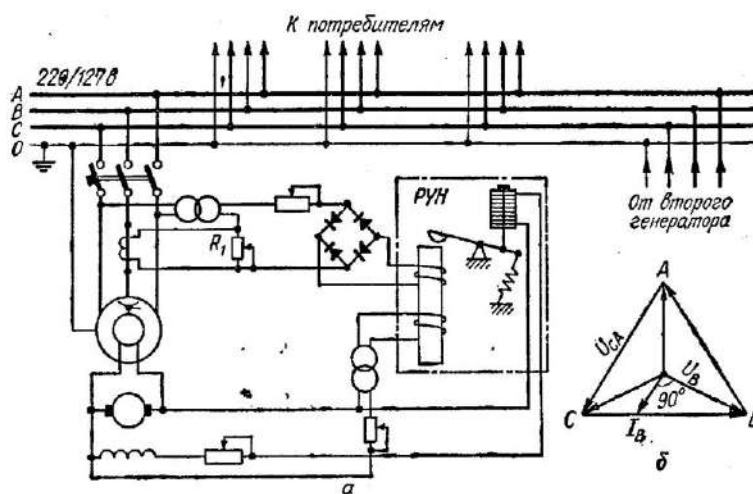


Рисунок 7.2 –Компенсатор реактивной мощности к угольному регулятору напряжения: а – схема включения; б – векторная диаграмма

При знаке плюс получается положительная стабилизация, то есть увеличение реактивной нагрузки воспринимается регулятором как повышение подведенного напряжения. В этом случае он снижает возбуждение генератора и уменьшает его реактивную нагрузку.

Если после монтажа обнаружится обратное действие регулятора, то для устранения этого необходимо поменять местами провода на зажимах компенсатора.

С работой РУН рекомендуется ознакомиться на действующей передвижной электростанции (ПЭС).

К числу устройств АРВ относятся также компаундирующие устройства.

Компаундирование возбуждения состоит в подпитке возбудителя выпрямленным током статора генератора в зависимости от нагрузки последнего. К преимуществам компаундирующих устройств относится отсутствие подвижных частей, контактов, простота устройства.

Наиболее простую схему имеет универсальное компаундирующее устройство УКУ- 3М для генераторов до 60 кВА (рис. 7.3).

В нем отсутствуют установочные сопротивления 1 (рис. 94[2]) и трансформатор 4, а настройка устройства обеспечивается изменением положения подвижных сердечников 2 (рис. 7.3) трансформаторов тока при помощи штурвала. Недостатком такого устройства простого компаундирования, как отмечалось, является нечувствительность к характеру нагрузки. Более совершенные компаундирующие устройства имеют корректор напряжения (например, типа УБК).

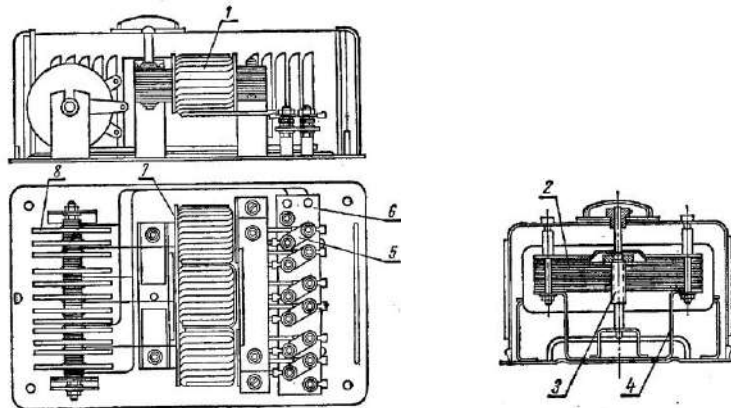


Рисунок 7.3 – Компаундирующее устройство типа УКУ-3М: 1-катушка; 2-подвижное ядро магнитопровода; 3- регулировочный винт; 4-скоба; 5-перемычки; 6-щиток зажимов; 7- трехфазный трансформатор тока; 8-селеновый выпрямитель

При выполнении лабораторной работы нужно на заранее подготовленной установке снять внешние характеристики синхронного генератора без компаундирования и с компаундированием:  $U = f(I_{нагр})$  при  $n = \text{const}$ ,  $r_v = \text{const}$ ,  $\cos \varphi = \text{const}$ . Для этого применяют схему, приведенную на рисунке 7.4. Величину нагрузки меняют в пределах от 0 до  $S_H$  (или от 0 до  $0,5 S_H$ ).

Желательно снять характеристики при нагрузках с  $\cos \varphi = 1$  (активная) и  $\cos \varphi = 0,8$  (активно-индуктивная). Как видно из схемы, для того чтобы устранить компаундирование возбуждения, нужно включить рубильник 3, шунтируя им вторичные обмотки трансформаторов тока 1 и селеновый выпрямитель 2. Результаты измерений записать в таблицу 7.1.

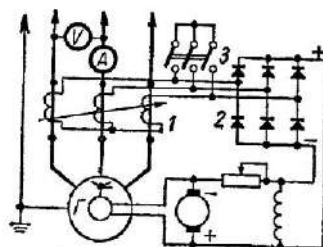


Рисунок 7.1 – Схема для получения внешних характеристик синхронного генератора без компаундирования и с компаундированием

По полученным данным строят характеристики  $U = f(I_{нагр})$  и делают соответствующие выводы.

Таблица 7.1

| Характер нагрузки   | № измерений | Без компаундирования |   | С компаундированием |   |
|---------------------|-------------|----------------------|---|---------------------|---|
|                     |             | I <sub>нагр</sub>    | U | I <sub>нагр</sub>   | U |
| 1                   | 2           | 3                    | 4 | 5                   | 6 |
| Активная            | 1           |                      |   |                     |   |
|                     | 2           |                      |   |                     |   |
|                     | 3           |                      |   |                     |   |
|                     | 4           |                      |   |                     |   |
|                     | 5           |                      |   |                     |   |
| Активно-индуктивная | 1           |                      |   |                     |   |
|                     | 2           |                      |   |                     |   |
|                     | 3           |                      |   |                     |   |
|                     | 4           |                      |   |                     |   |
|                     | 5           |                      |   |                     |   |

## 7.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Генераторы каких типов и конструкций применяются на электрических станциях?
2. Как определяется синхронное число оборотов ротора генератора и какие применяются способы соединения ротора генератора с первичным двигателем?
3. Как выполняются нормальные схемы возбуждения синхронных генераторов от электромашинных возбудителей?
4. Для чего предназначены автоматы гашения поля и какие схемы их применяются в практике?
5. Как работают новейшие автоматы гашения поля, использующие свойства короткой электрической дуги?
6. Зачем и в каких режимах нужна автоматическая форсировка возбуждения генераторов и какие схемы применяются для этой цели?
7. Как работает угольный регулятор напряжения?
8. Что представляет собой схема компаундирования возбуждения генераторов и для чего ее применяют?
9. Что представляет собой электромагнитный корректор напряжения и как он работает?
10. Каковы достоинства параллельной работы генераторов?

## 7.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 8

**Тема:** Обґрунтування схем синхронізації генераторів електростанцій

**Мета заняття:** Вивчити апаратуру для синхронізації генераторів електричних станцій

### План роботи.

1. Вычертить и собрать схему ручной самосинхронизации.
2. Объяснить назначение всей аппаратуры в схеме и записать паспортные данные оборудования.
3. Выполнить ручную самосинхронизацию генератора и нагрузить его.

### 8.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Наиболее простым и широко применяемым методом включения генераторов на параллельную работу является самосинхронизация. Она выполняется вручную, полуавтоматически и автоматически. Ручная самосинхронизация применяется, когда генераторы оснащены коммутационной аппаратурой без дистанционного управления (рубильники, автоматы).

Перед первым включением после монтажа, ремонта или сборки схемы нужно проверить, одинаков ли порядок чередования фаз. А при последующих включениях нужно знать только разность частот работающего и включаемого генераторов.

О разности частот судят по лампочке (на напряжение от 6 до 36 в), включаемой, как показано на рисунке 8.1(110). Выбор напряжения лампочки зависит от остаточного напряжения генератора. Лампочка будет заметно изменять свой накал (погасать и загораться) при разности частот 1—2 гц. Добившись не более 1—2 погасаний в секунду, включить генератор на шины; он получит нормальное возбуждение и втянется в синхронизм.

При выполнении работы начертить и собрать схему ручной самосинхронизации, предусмотрев приборы для измерения активной и реактивной мощностей.

Осуществив самосинхронизацию генератора, нагрузить его активной и реактивной мощностью, исходя из паспортных данных и наблюдая за напряжением на шинах.

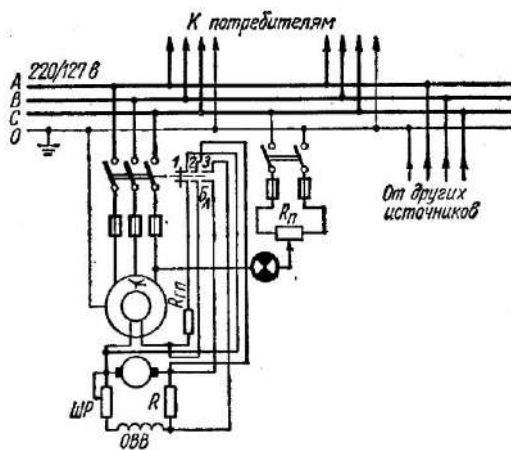


Рис. 8.1 - Схема ручной самосинхронизации генераторов:

Бл—блокировочные контакты (при включении рубильника сначала размыкаются контакты 1, затем замыкаются 2, 3);  $R_{лг}$ —сопротивление в схеме гашения поля;  $R_{п}$ —реостат, включенным потенциометром;  $R$ —реостат в цепи возбуждения возбuditеля; ШР—шунтовой реостат.

### 8.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Как включить генераторы на параллельную работу по методу точной синхронизации?
2. Как работают ламповые синхроскопы и в чем заключаются их достоинства и недостатки?
3. Как включают приборы для точной синхронизации?
4. В чем заключается метод самосинхронизации и какие он имеет достоинства и недостатки?
5. Каково основное условие устойчивой параллельной работы генераторов в энергосистеме?

### **8.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 9

**Тема: Побудова графіків навантаження електричних станцій та підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів складати графіки навантаження електричних станцій

### 9.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Суточные графики нагрузки электростанций или подстанции при проектировании можно получить на основании графиков нагрузки потребителей путем добавления потерь мощности при передаче энергии и мощности, идущей на собственные нужды.

Методика построения графиков нагрузки потребителя подробно рассмотрена в курсе «Применение электрической энергии в сельском хозяйстве». Рассмотрим пример составления суточного графика активных нагрузок зимнего дня  $P_3$  для сельской электростанции, питающей потребителей, распределение нагрузки которых по часам суток дано в таблице 9.1. Станция с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), питает потребителей через электрические сети 10 кВ и 380/220 В.

Таблица 9.1

|                   |     |     |     |     |     |      |     |     |     |      |
|-------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|
| Часы              | 0—1 | 1—2 | 2—3 | 3—4 | 4—5 | 5—6* | 6—7 | 7—8 | 8—9 | 9—10 |
| $P_3, \text{квт}$ | 70  | 70  | 70  | 100 | 100 | 170  | 250 | 250 | 250 | 230  |

|                   |       |       |       |       |       |       |       |       |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Часы              | 10—11 | 11—12 | 12—13 | 13—14 | 14—15 | 15—16 | 16—17 | 17—18 |
| $P_3, \text{квт}$ | 190   | 190   | 130   | 200   | 200   | 250   | 300   | 320   |

|                   |       |       |       |       |       |       |  |  |
|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|--|
| Часы              | 18—19 | 19—20 | 20—21 | 21—22 | 22—23 | 23—24 |  |  |
| $P_3, \text{квт}$ | 270   | 270   | 200   | 140   | 140   | 100   |  |  |

Изобразим график нагрузки потребителей (рис. 9.1). Затем нужно добавить потери мощности при передаче электроэнергии. Они зависят от структуры сети (количество ступеней трансформации), протяженности линий, марок проводов и трансформаторов. Их можно определить из специального расчета или же принять на основании таблицы 3. В нашем случае имеются сети 10 кВ и 380/220 В. Поэтому общие максимальные потери (для часа наибольшей нагрузки) примем равными 18% ( $\alpha_{\text{макс}}$ ).

Рассматриваемые потери состоят из постоянных потерь (потери в стали трансформаторов)  $\alpha_{\text{пост}}$  и переменных (потери в обмотках трансформаторов и в проводах)  $\alpha_{\text{пер}}$ . Принято считать  $\alpha_{\text{пост}} = (0,05 — 0,1) \alpha_{\text{макс}}$ ;  $\alpha_{\text{пер}} = (0,95 — 0,9) \alpha_{\text{макс}}$ .

Для учета потерь на графике их выражают в киловаттах. Постоянные потери, выраженные в кВт,

$$\Delta P_{\text{пост}} = 0,06 \alpha_{\text{макс}} P_{\text{макс}} = 0,06 \cdot 0,18 \cdot 320 = 3 \text{ кВт}$$

наносит на график, опуская ось абсцисс на величину  $OO' = 3 \text{ кВт}$ . Переменные потери для каждой величины нагрузки будут свои. При максимальной нагрузке 320 кВт

$$\Delta P_{\text{макс пер}} = 0,94 \alpha_{\text{макс}} P_{\text{макс}} = 0,94 \cdot 0,18 \cdot 320 = 54 \text{ кВт}$$

При любой иной нагрузке их находят по формуле

$$\Delta P_{\text{пер}} = \Delta P_{\text{макс пер}} (P / P_{\text{макс}})^2$$

Подсчитаем  $\Delta P_{\text{пер}}$  для разных нагрузок  $P$ :

при  $P = 70 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(70/320)^2 = 2,6 \text{ кВт};$

при  $P = 100 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(100/320)^2 = 5,3 \text{ кВт};$

при  $P = 170 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(170/320)^2 = 15,0 \text{ кВт};$

при  $P = 250 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(250/320)^2 = 32,4 \text{ кВт};$

при  $P = 230 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(230/320)^2 = 27,7 \text{ кВт};$   
 при  $P = 190 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(190/320)^2 = 18,9 \text{ кВт};$   
 при  $P = 130 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(130/320)^2 = 8,9 \text{ кВт};$   
 при  $P = 200 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(70/320)^2 = 20,9 \text{ кВт};$   
 при  $P = 300 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(300/320)^2 = 47,0 \text{ кВт};$   
 при  $P = 270 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(270/320)^2 = 38,4 \text{ кВт};$   
 при  $P = 140 \text{ кВт}$   $\Delta P_{\text{пер}} = 54(140/320)^2 = 10,3 \text{ кВт};$

Найденные переменные потери необходимо нанести на график (рис. 9.1), увеличив ординаты для каждого часа. Получится график отпущенной с шин станции мощности. Составим почасовую таблицу нагрузок потребителя, потерь мощности и мощности, отпущенной с шин станции (табл. 9.2).

Определим расход мощности на собственные нужды, пользуясь таблицей 4. Обозначим:  $P_{\text{макс.отп.}}$  — максимальная мощность, отпущенная с

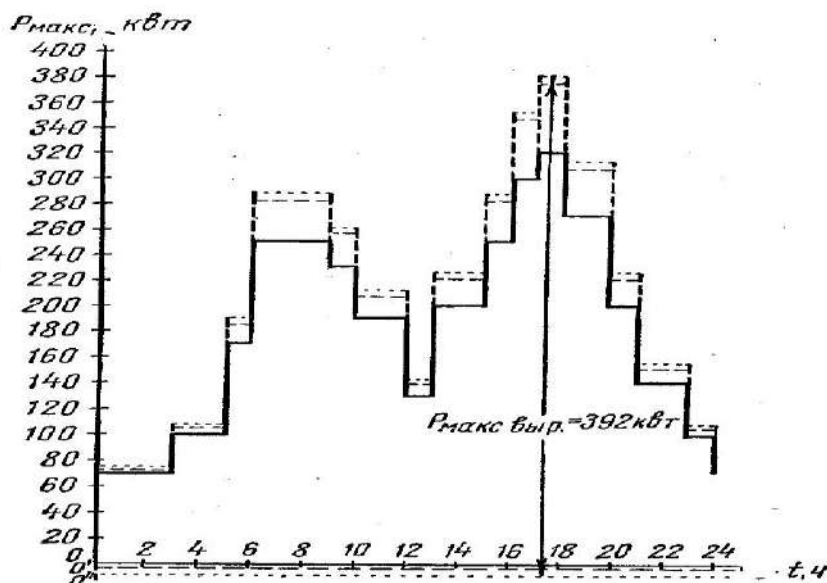


Рисунок 9.1

Таблица 9.2

| Часы  | На-<br>грузка<br>потре-<br>бителя,<br>квт | По-<br>стоян-<br>ные по-<br>тери,<br>квт | Пере-<br>мен-<br>ные по-<br>тери,<br>квт | Отпущен-<br>ная мощ-<br>ность,<br>квт | Часы  | На-<br>грузка<br>потре-<br>бителя,<br>квт | По-<br>стоян-<br>ные по-<br>тери,<br>квт | Пере-<br>мен-<br>ные по-<br>тери,<br>квт | Отпущен-<br>ная мощ-<br>ность,<br>квт |
|-------|-------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------|-------|-------------------------------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|---------------------------------------|
| 0—1   | 70                                        | 3                                        | 2,6                                      | 75,6                                  | 12—13 | 130                                       | 3                                        | 8,9                                      | 141,9                                 |
| 1—2   | 70                                        | 3                                        | 2,6                                      | 75,6                                  | 13—14 | 200                                       | 3                                        | 20,9                                     | 223,9                                 |
| 2—3   | 70                                        | 3                                        | 2,6                                      | 75,6                                  | 14—15 | 200                                       | 3                                        | 20,9                                     | 223,9                                 |
| 3—4   | 100                                       | 3                                        | 5,3                                      | 108,3                                 | 15—16 | 250                                       | 3                                        | 32,4                                     | 285,4                                 |
| 4—5   | 100                                       | 3                                        | 5,3                                      | 108,3                                 | 16—17 | 300                                       | 3                                        | 47                                       | 350,0                                 |
| 5—6   | 170                                       | 3                                        | 15,0                                     | 188,0                                 | 17—18 | 320                                       | 3                                        | 54                                       | 377,0                                 |
| 6—7   | 250                                       | 3                                        | 32,4                                     | 285,4                                 | 18—19 | 270                                       | 3                                        | 38,4                                     | 311,4                                 |
| 7—8   | 250                                       | 3                                        | 32,4                                     | 285,4                                 | 19—20 | 270                                       | 3                                        | 38,4                                     | 311,4                                 |
| 8—9   | 250                                       | 3                                        | 32,4                                     | 285,4                                 | 20—21 | 200                                       | 3                                        | 20,9                                     | 223,9                                 |
| 9—10  | 230                                       | 3                                        | 27,7                                     | 260,7                                 | 21—22 | 140                                       | 3                                        | 10,3                                     | 153,3                                 |
| 10—11 | 190                                       | 3                                        | 18,9                                     | 211,9                                 | 22—23 | 140                                       | 3                                        | 10,3                                     | 153,3                                 |
| 11—12 | 190                                       | 3                                        | 18,9                                     | 211,9                                 | 23—24 | 100                                       | 3                                        | 5,3                                      | 108,3                                 |

шин станции;  $\beta_{\text{макс}}\%$  — максимальный расход на собственные нужды, %. В нашем случае примем  $\beta_{\text{макс}}\% = 4\%$ .

Часть нагрузки от собственных нужд, примерно 0,4, можно считать неизменной в течение суток, то есть  $\beta_{\text{пост}} = 0,4 \beta_{\text{макс}}$ . Переменная часть расхода на собственные нужды при  $P_{\text{макс.отп.}}$  составит  $\beta_{\text{пер.макс}} = 0,6 \beta_{\text{макс}}$ . Выражая данные мощности в киловаттах, нанесем их на график:

а) постоянную часть

$$P_{\text{пост}} = (0,4 \beta_{\text{макс}} / 100) P_{\text{макс.отп.}} = 0,4 \cdot 0,04 \cdot 377,0 = 6,0 \text{ кВт}$$

путем повторного опускания оси абсцисс на величину  $0'0'' = P_{\text{пост}} = 6,0 \text{ кВт}$

б) переменную часть путем увеличения ординат для каждого часа на  $P_{\text{пер}}$ , найденную по формуле

$$P_{\text{пер}} = P_{\text{макс.пер}} (P_{\text{отп.}} / P_{\text{макс.отп.}})$$

где  $P_{\text{макс.пер}} = (0,6 \beta_{\text{макс}} / 100) P_{\text{макс.отп.}} = 0,6 \cdot 0,04 \cdot 377,0 = 9,0 \text{ кВт}$

Подсчитаем  $P_{\text{пер}}$  для разных  $P_{\text{отп.}}$ . При  $P_{\text{отп.}} = 75,6 \text{ кВт}$   $P_{\text{пер}} = 0,6 \cdot 0,04 \cdot 75,6 = 1,8 \text{ кВт}$ . Все остальные вычисления сделаны аналогично и сведены в таблицу 9.3. Построенный по этим данным график будет зимним суточным графиком нагрузки электростанции (рис. 9.1). Аналогичным образом можно получить летний суточный график.

Таблица 9.3

| Часы  | Отпущенная мощность, кВт | Постоянная часть собственных нужд, кВт | Переменная часть собственных нужд, кВт | Вырабатываемая мощность станции, кВт | Часы  | Отпущенная мощность, кВт | Постоянная часть собственных нужд, кВт | Переменная часть собственных нужд, кВт | Вырабатываемая мощность станции, кВт |
|-------|--------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|-------|--------------------------|----------------------------------------|----------------------------------------|--------------------------------------|
| 0—1   | 75,6                     | 6                                      | 1,8                                    | 83,4                                 | 12—13 | 141,9                    | 6                                      | 3,4                                    | 151,3                                |
| 1—2   | 75,6                     | 6                                      | 1,8                                    | 83,4                                 | 13—14 | 223,9                    | 6                                      | 5,3                                    | 235,2                                |
| 2—3   | 75,6                     | 6                                      | 1,8                                    | 83,4                                 | 14—15 | 223,9                    | 6                                      | 5,3                                    | 235,2                                |
| 3—4   | 108,3                    | 6                                      | 2,6                                    | 116,9                                | 15—16 | 285,4                    | 6                                      | 6,6                                    | 298                                  |
| 4—5   | 108,3                    | 6                                      | 2,6                                    | 116,9                                | 16—17 | 350,0                    | 6                                      | 8,4                                    | 364,4                                |
| 5—6   | 188,0                    | 6                                      | 4,5                                    | 198,5                                | 17—18 | 377,0                    | 6                                      | 9                                      | 392                                  |
| 6—7   | 285,4                    | 6                                      | 6,6                                    | 298                                  | 18—19 | 311,4                    | 6                                      | 7,5                                    | 324,9                                |
| 7—8   | 285,4                    | 6                                      | 6,6                                    | 298                                  | 19—20 | 311,4                    | 6                                      | 7,5                                    | 324,9                                |
| 8—9   | 285,4                    | 6                                      | 6,6                                    | 298                                  | 20—21 | 223,9                    | 6                                      | 5,4                                    | 235,3                                |
| 9—10  | 260,7                    | 6                                      | 6,2                                    | 272,9                                | 21—22 | 153,3                    | 6                                      | 3,7                                    | 163                                  |
| 10—11 | 211,9                    | 6                                      | 5,1                                    | 223                                  | 22—23 | 153,3                    | 6                                      | 3,7                                    | 163                                  |
| 11—12 | 211,9                    | 6                                      | 5,1                                    | 223                                  | 23—24 | 108,3                    | 6                                      | 2,6                                    | 116,9                                |

## 9.2. КОНТРОЛЬ И ЗАПИТАНИЯ

1. Что такое суточный (недельный, годовой) график нагрузок?
2. Что понимается под присоединенной мощностью осветительных, культурнобытовых и силовых приемников электрической энергии?
3. Как расшифровать понятие коэффициент одновременности для осветительных и культурнобытовых приемников и коэффициент спроса для силовых приемников электрической энергии?
4. Следствием каких причин являются потери в передающих устройствах и как эти потери подразделяют?
5. От каких факторов зависит расход электрической энергии на собственные нужды электрических установок и из каких составляющих он складывается?
6. Как строят суточные графики нагрузки сельскохозяйственных потребителей электрической энергии?
7. Как строят суточные графики нагрузки сельских электрических станций?
8. Как определяют установленную мощность трансформаторов районных подстанций согласно РУП 1964?

9. Что называется средней суточной нагрузкой электроустановки и как ее определяют?
10. Как определяют продолжительность использования максимальной нагрузки электроустановки?
11. Как выбирают установленную мощность электроустановки и что такое коэффициент резерва?

### **9.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 10

**Тема: Обґрунтування схем первинних кіл комутації підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та складати оптимальні схеми електричних підстанцій

### 10.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

#### 10.1.1 Типові схеми первинних кіл комутації підстанцій

Кожна підстанція має розподільчі пристрої (РП), які вміщують комутаційні апарати, пристрої керування і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і з'єднувальні шини, допоміжні пристрої.

Графічне зображення з'єднаних між собою апаратів і приладів, з яких комплектується електрична частина підстанцій, називається **електричною схемою підстанції**. Всі елементи схеми зображують умовними символами у відповідності з вимогами ЕСКД та державних стандартів.

Окрім основного обладнання, трансформаторів та комутаційних апаратів, на електричних схемах показують зазвичай і захист електроустановок від аварій різного роду, контрольно-вимірювальні прилади, передбачені на окремих вузлах, прилади і пристрої телекерування, сигналізації тощо.

Поєднання усіх перерахованих елементів на одному кресленні можливе лише для підстанцій з небагато чисельним та нескладним обладнанням. Для більшості підстанцій виконання схем у такому вигляді викликає технічні труднощі через те, що у такому випадку схеми втрачають одну із своїх основних переваг – наочність. Тому у таких випадках розробляють схеми окремими частинами, відображуючи у кожній частині групу тих чи інших електричних з'єднань. Розрізняють два основних види схем електричних з'єднань: **первинних (головних) кіл та вторинних кіл**.

**Схемою первинних кіл комутації (або головною схемою електричних з'єднань)** підстанції називається сукупність основного силового обладнання – трансформаторів, збірних шин, комутаційної та іншої апаратури з усіма виконаними між ними з'єднаннями і лініями, що забезпечує передачу електричної енергії від джерела живлення до споживача.

На **схемах вторинних кіл** зображується прилади і апарати допоміжних кіл, куди входять контрольно-вимірювальні прилади, а також апарати релейного захисту, сигналізації і керування. Ці схеми розробляються не для всієї установки в цілому, а лише для окремих її вузлів (наприклад, для релейного захисту трансформаторів, ліній електропередачі, телекерування підстанцією тощо).

**Основні вимоги** до схем первинних кіл комутації полягають у наступному:

- схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з категоріями навантаження з урахуванням присутності або відсутності незалежних резервних джерел живлення;
- схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію у нормальному, ремонтному та післяаварійному режимах у відповідності з його значенням для ділячки мережі, що розглядається;
- схема повинна бути (по можливості) простою, наочною, економічною і забезпечувати за рахунок засобів автоматики відновлення живлення споживачів у післяаварійній ситуації без втручання персоналу;
- схема повинна допускати поетапний розвиток РП з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт з реконструкції і перерв у живленні споживачів;
- схема повинна передбачати застосування уніфікованих конструктивних рішень, тобто застосування типових схем первинних кіл комутації;
- застосування найпростіших схем первинних кіл комутації і техніко-економічне обґрунтування прийнятого варіанту.

Після вибору типової схеми підстанції для конкретного об'єкта або прийняття схеми, що відрізняється від типової, уточненню підлягають:

- типи і технічні параметри трансформаторів, включаючи трансформатори власних

потреб, вимикачів, відокремлювачів, запобіжників, а також типи, технічні характеристики і місця установки розрядників, трансформаторів струму і напруги та інших електричних апаратів;

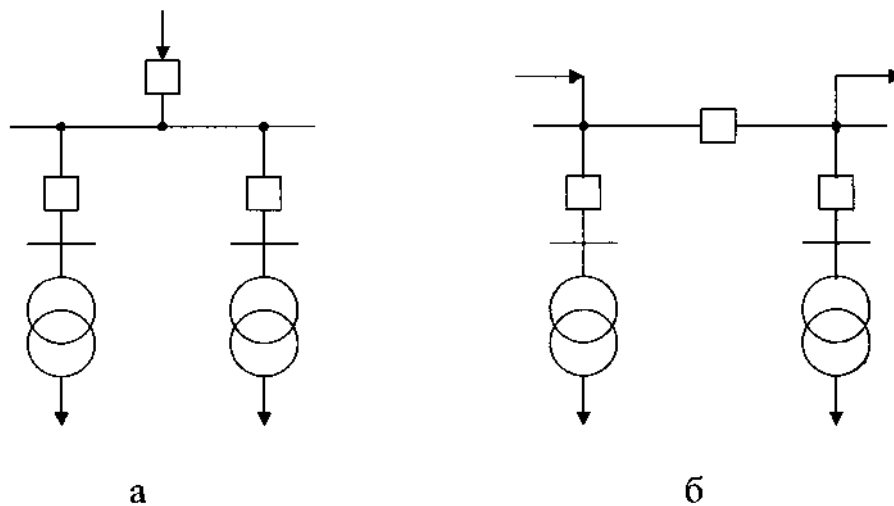
- кількість повітряних і кабельних ліній;
- режими нейтралей усіх трансформаторів;
- доцільність використання височастотного зв'язку; необхідність виконання пристроїв для плавлення ожеледі на проводах і тросах ПЛІ;
- вимоги до релейного захисту і автоматики.

**Схеми з'єднання шин.** З розвитком будівництва і досягнення необхідної надійності РП історично виникла чарунка з подвійною системою збірних шин. Схеми підстанцій з двома системами збірних шин дозволяють ремонтувати збірні шини без переривання живлення споживачів, виділяти одну систему шин для випробування обладнання і ліній, здійснювати різноманітні групування кіл і приєднань і швидко відновлювати живлення споживачів при пошкодженні однієї системи шин.

Але РП з двома системами шин коштують дорого, вони є складними в експлуатації і потребують складного блокування. Саме тому РП з двома системами збірних шин застосовуються на великих підстанціях з великою кількістю приєднань, присутністю зв'язків і транспортних ліній, а також у тих випадках, коли це потрібно за режимом експлуатації або відсутності можливості забезпечити резервування живлення споживачів 1-ої категорії при одній секціонованій системі шин. При цьому застосування подвійної системи шин необхідно ретельно обґрунтовувати, оцінювати з економічного боку і узгоджувати у кожному конкретному випадку. Тому у системах електропостачання застосовуються зазвичай схеми з однією системою шин.

Для електропостачання сільських районів і споживачів застосовують комплектні трансформаторні підстанції (КТП і КРП), головні переваги яких: скорочення обсягів і термінів проектування і будівельно-монтажних робіт, економія трудових витрат, підвищення надійності праці і безпеки обслуговування, зручність і швидкість розширення або реконструкції.

На комплектних трансформаторних підстанціях застосовуються дві схеми з'єднання шин: **одинарна несекціонована** (рисунк 10.1 а) та **одинарна секціонована** (рисунк 10.1 б). Одинарна несекціонована система шин є простою, економічною і наочною, але при коротких замиканнях на шинах, ревізії і ремонті шин, шинних роз'єднувачів усі споживачі втрачають живлення на весь період обслуговування або ремонту, аварії. Вона застосовується на тупикових і розгалужувальних підстанціях.



а – одинарна несекціонована; б – одинарна секціонована

Рисунок 10.1 – Схеми з'єднання шин підстанцій

Одинарна секціонована система шин є більш надійною, тому що під час аварій або ремонту на одній секції шин друга залишається у роботі. Така система шин застосовується на прохідних підстанціях.

| Типи підстанцій                                            |                                                            |                                                            |                                                            |                                                            |                                                            |                                                            |
|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Тупикові та відгалужені                                    |                                                            | Прохідні з одностороннім живленням                         |                                                            | Прохідні з двустороннім живленням                          |                                                            | Вузлові                                                    |
| Однотрансформаторні                                        |                                                            | Двотрансформаторні                                         |                                                            | Однотрансформаторні                                        |                                                            | Двотрансформаторні                                         |
| Блок „лінія-трансформатор”                                 |                                                            | Укрупнений блок „лінія-два трансформатора”                 |                                                            | „Місток” з вимикачем перемицці                             |                                                            | „Місток” з вимикачем у перемицці                           |
| 35-2                                                       |                                                            | 35-7                                                       |                                                            | 35-5                                                       |                                                            | 35-10                                                      |
| 35-3                                                       | 35-8                                                       | 35-6                                                       | 35-11                                                      | 35-12                                                      | 35-12                                                      | 35-12                                                      |
| 35-4                                                       | 35-9                                                       | 35-12                                                      | 35-12                                                      | 35-12                                                      | 35-12                                                      | 35-12                                                      |
| 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем 35 кВ в колі трансформатора               | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора |
| 3 відкреслювачем 35 кВ в колі трансформатора               | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора | 3 відкреслювачем та короткозамикачем в колі трансформатора |

Рисунок 10.2 – Сітка схем первинної комутації РП 35 кВ підстанцій 35/ 10 кВ по типовому проекту 407-0-96

**Трансформаторні підстанції 35/10-6 кВ.** Проектування підстанцій такого типу виконується зазвичай за типовими схемами первинних кіл комутації, які складаються з РП 35 та 10 кВ. Типова сітка РП 35 кВ наведена на рисунку 10.2.

З рисунка 10.2 виходить, що блокові схеми застосовуються на тупикових і відгалужувальних підстанціях, які приєднуються до ліній з одностороннім і двостороннім живленням. Схема 35-2 блок „лінія-трансформатор” із запобіжниками застосовувалась раніше на напругу 35 кВ і зараз її використовувати не рекомендують. Схеми 35-7-35-9 застосовуються замість схем 35-2-35-4 відповідно, коли заміна ушкодженого трансформатора потребує більше часу, ніж це допустимо за умовами надійності електропостачання споживачів. При цьому схема 35-7 із запобіжниками у колах трансформатора використовується, якщо запобіжники забезпечують надійний і селективний захист трансформаторів і, як правило, використовуються на підстанціях з трансформаторами потужністю 630-1600 кВА.

Схеми з відокремлювачами і короткозамикачами 35-3 та 35-8 використовуються, коли за умовами захисту трансформаторів неможливо використовувати запобіжники.

Блокові схеми з вимикачами у колі трансформаторів 35-4-35-9 застосовуються, якщо неможливо використати зазначені вище схеми, з відповідним обґрунтуванням у проекті.

Місткові схеми 35-5-35-11а застосовуються при здійсненні секціювання лінії 35 кВ для підстанції з одностороннім чи двостороннім живленням на одно- та двотрансформаторних підстанціях.

Вибір відповідної місткової схеми первинних кіл комутації із запобіжниками, відокремлювачами або вимикачами у колі трансформаторів ведеться аналогічно рекомендаціям, наведеним вище для підстанцій з блоковими схемами РП 35 кВ.

Схеми первинних кіл комутації комплектних підстанцій, які випускаються, 35/110 кВ відповідають схемам типового проекту 7444ТМ „Схеми принципів електричних розподільчих пристроїв 6-750 кВ”, розробленого інститутом „Енергомережпроект”.

Підстанції – вузлові точки сільського електропостачання, і від побудови схеми первинних кіл комутації (головної схеми з’єднань) залежить можливість живлення і розподілу електроенергії у відповідності з вимогами до потужності, якості і надійності. За основними функціями, що виконуються, все обладнання підстанції можна поділити на функціонально самостійні структурні блоки (ділянки, вузли, чарунки, елементи), що забезпечують прийом, перетворення і розподіл електричної енергії. Сукупність тих чи інших функціонально самостійних структурних блоків визначається вимогами до схем первинних кіл комутації (п.5.1.2. [3]).

Для реалізації цих вимог і правильного вибору і побудови даних схем рекомендується дотримуватися алгоритму.

- 1.Визначити функціональне призначення підстанції (районна трансформаторна підстанція, центральний розподільчий пункт, підстанція споживачів). Вихідні дані визначаються у розділі 2[3].
- 2.Визначити район кліматичних умов за швидкісним напором вітру і ожеледдю (визначається у розділі 4[3]).
- 3.Потрібно вирішити питання щодо необхідності транзиту потужності через підстанцію (вихідні дані беруться з розділів 2, 3[3]).
- 4.З урахуванням пунктів 1 і 3, а також місця знаходження визначити тип підстанції за способом приєднання до мережі ВН (тупикова, прохідна, вузлова).
- 5.Сформулювати групи споживачів за виробничо-технологічним і територіальним критеріями, за рівнем напруги, потужності, якістю електричної енергії (дані беремо з розділу 2[3]).
- 6.Визначити число ступенів і рівнів напруги підстанції, тобто визначити різновид РП за класом напруги (розділи 2, 3[3]).
- 7.Визначити категорії сформованих груп споживачів за надійністю електропостачання (визначається у розділі 2[3]).
- 8.З урахуванням пунктів 5-7 визначити кількість ліній, що відходять (розділ 3[3]).
- 9.На підставі пунктів 3, 5, 6, 7, 8 визначити:
  - кількість і потужність силових трансформаторів (розділ 3[3])

- конфігурацію живильної мережі: однобічне чи двобічне живлення і число приєднань на ВН (розділ 2[3])
- необхідну кількість секцій і систем збірних шин
- необхідність секціонування шин і застосування АВР

10.Визначити наявність холодного режиму, тобто знаходження у резервному стані.

11.Забезпечити експлуатаційні зручності схеми, тобто забезпечити можливість проведення ревій комутаційного та іншого обладнання без перерви в електропостачанні, уникнути недостатнього відпуску енергії і порушення транзиту потужності через збірні шини підстанції. Це досягається застосуванням і правильною розстановкою додаткової комутаційної апаратури у схеми первинних кіл комутації.

12.3 урахуванням пунктів 2, 7, 8, 9 визначити виконання вводів і приєднання (повітряні, кабельні) і конструктивне виконання підстанцій (закрита, відкрита).

13.3 урахуванням пунктів 3, 6, 7, 9, 10, 11 визначити необхідні типи комутаційної апаратури (вимикачі, відокремлювачі, короткозамикачі, роз'єднувачі, тощо).

14.Обрати за уніфікованою сіткою схем можливі до застосування схеми первинних кіл комутації необхідних РП 0,38-110 кВ.

15.Визначити кількість необхідних збірних одиниць (модулів) обладнання підстанцій.

16.Обрати базову комплектну трансформаторну підстанцію (КТП)

17.Скласти можливі рівноцінні варіанти повних схем первинних кіл комутації підстанцій, що проектуються.

18.Навести техніко-економічну оцінку варіантів з урахуванням забезпечення потрібного рівня надійності.

**Приклад 10.1.** Для районної трансформаторної підстанції РТП<sub>02</sub> – 35/10 кВ, яка розглядається в прикладах глав 2 – 4, обґрунтувати принципову схему первинних кіл комутації та здійснити розрахунок і вибір необхідного електрообладнання. З прикладу 3.1 (пункт 3.5.6) відомо, що на даній РТП<sub>02</sub> повинен бути встановлений один трансформатор потужністю  **$S_{HT}=2500 \text{ кВА}$** . Живлення підстанції двостороннє і здійснюється від підстанції РТП №1 – 35/10 кВ та РТП №4 – 35/10 кВ. Крім того, через РТП<sub>02</sub> може здійснюватися транзит потужності між джерелами живлення ДЖ1 та ДЖ2 (рисунки 2.13а та 3.13[3]). Від РТП<sub>02</sub> – 35/10 кВ відходять чотири лінії 10 кВ (фідера: Ф-1; Ф-2; Ф-3; Ф-4), які позначені на рисунку 3.9[3].

**Рішення.** 1. *Обґрунтування схеми первинних кіл комутації підстанції.* Відповідно умов даного прикладу та використовуючи класифікаційну схему (рисунок 5.1[3]) розглядувана підстанція може бути віднесена:

- 1) за функціональним призначенням – до районної трансформаторної підстанції;
- 2) за способом приєднання до мережі ВН (35 кВ) – до проміжної прохідної підстанції з двостороннім живленням;
- 3) за конструктивним виконанням – до відкритих, тобто з відкритими розподільчими пристроями (ВРП) на стороні 35 кВ та комплектними розподільчими пристроями зовнішньої установки (КРПЗУ) на стороні 10 кВ.

Враховуючи це, а також рекомендації підпункту 5.1.2 [3] даної глави, із сітки схем первинних кіл комутації РП 35 кВ підстанції даного класу (рисунок 5.5[3]) найбільш прийнятною є схема 35-6 ("місток" з вимикачем у перемишці та відокремлювачем і короткозамикачем в колі трансформатора).

Для низької сторони даної РТП<sub>02</sub> обираємо схему первинних кіл комутації РП-10 кВ з викатними елементами (рисунок 5.6 а[3]), з одинарною несекціонованою схемою з'єднання шин. В якості комутаційних апаратів на вводі і відхідних лініях у даній схемі застосовані вимикачі. Для схем релейного захисту використовуються трансформатори напруги зі сторони 35 і 10 кВ, а також передбачено трансформатор власних потреб. Кола цих трансформаторів захищені запобіжниками.

Силовий трансформатор 35/10 кВ з обох сторін захищено вентильними розрядниками від можливих атмосферних перенапруг в мережі. В якості силового трансформатору обираємо

трансформатор типу ТМН,-2500/35У1 [5.2] з регулюванням напруги під навантаженням.

### **10.2. КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ**

1. Яким чином класифікуються підстанції?
2. Призначення сітки схем первинних кіл комутації?
3. Які схеми входять до номенклатури типових схем первинних кіл комутації?
4. Яким чином вибирається кількість ступенів трансформації системи електропостачання?
5. Умови вибору кількості трансформаторів на підстанції?

### **10.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 11

**Тема: Вибір вимикачів високої напруги підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів розраховувати режимні параметри та вибирати комутаційні апарати електричних станцій та підстанцій

### 11.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

**Вибір за номінальною напругою.** Відхилення напруги в умовах експлуатації зазвичай не перевищує 10 – 15% номінальної, тому при виборі апаратів за напругою достатньо виконати умову:

$$U_{не} \geq U_{н.р}, \quad (11.1)$$

де  $U_{не}$  – номінальна напруга електроапаратів, які обирають (апарата, ізоляторів, струмопроводів), В;

$U_{н.р}$  – номінальна робоча напруга установки для якої вибирається електроапарат, В.

Зазвичай апарати випускаються з деяким допустимим запасом міцності за ізоляцією, що дозволяє встановлювати їх у ланках системи, у якій робоча напруга може перевищувати номінальну. У цьому випадку більш точна умова вибору має вигляд:

$$U_{не} + \Delta U_{не} \geq U_{нр} + \Delta U_{нр}, \quad (11.2)$$

де  $\Delta U_{не}$  – допустиме підвищення напруги понад номінальну, при якій завод-виготовник гарантує нормальну роботу електрообладнання, В;

$\Delta U_{нр}$  – можливе відхилення робочої напруги установки, для якої обирається електрообладнання, від номінальної в умовах експлуатації, В.

Величини допустимих відхилень напруги від номінальної  $\Delta U_{н.е}$  (%) для електричних апаратів, ізоляторів і струмопроводів в умовах експлуатації наведені нижче:

- |                        |                                  |
|------------------------|----------------------------------|
| 1. Кабелі – 1,10       | 6. Реактори – 1,10               |
| 2. Розрядники – 1,25   | 7. Трансформатори струму – 1,10  |
| 3. Ізолятори – 1,15    | 8. Трансформатори напруги – 1,10 |
| 4. Роз'єднувачі – 1,15 | 9. Запобіжники – 1,10            |
| 5. Вимикачі – 1,15     |                                  |

**Вибір за номінальним струмом.** Правильний вибір електрообладнання за номінальним струмом забезпечує відсутність небезпечних перегрівів частин електрообладнання при тривалій роботі у нормальному режимі. При цьому потрібно виконати умову:

$$I_{н.е} \geq I_{р.мах}, \quad (11.3)$$

де  $I_{н.е}$  – номінальний струм електрообладнання, що вибирається, А;

$I_{р.мах}$  – максимальний діючий робочий струм кола, у якому встановлюється електрообладнання, А.

Вибираючи апарати і струмопровідні пристрої, необхідно враховувати також температуру зовнішнього середовища. Якщо розрахункова температура зовнішнього середовища  $\theta_{з.с}$  відрізняється від номінальної, то тривало допустимий струм електрообладнання для розрахункових умов охолодження необхідно перерахувати за формулою:

$$I_{\theta} = I_{н.е} \sqrt{\frac{\theta_{дон} - \theta_{з.с}}{\theta_{дон} - \theta_{з.н}}}, \quad (11.4)$$

де  $I_{\theta}$  – тривало допустимий струм електрообладнання при дійсній температурі зовнішнього середовища, А;

$\theta_{дон}$  – тривало допустима температура окремих частин обладнання при нормованій температурі, °С;

$\theta_{з.н}$  – нормована температура зовнішнього середовища, °С (для апаратів  $\theta_{з.н}=+35^{\circ}\text{C}$ ; для шин і

кабелів прокладених відкрито у каналах, тунелях  $\theta_{з.н}=+25^{\circ}\text{C}$ ; для кабелів, прокладених у землі  $\theta_{з.н}=+15^{\circ}\text{C}$ )

Як було зазначено вище, електричні апарати, ізолятори і струмопровідні пристрої повинні бути у режимі к.з. **перевірені на електродинамічну і термічну стійкість.**

Умовою перевірки електрообладнання за електродинамічною стійкістю є:

$$i_{e\max} \geq i_{y\phi}; \quad I_{e\max} \geq I_{y\phi}, \quad (11.5)$$

де  $i_{e\max}$ ,  $i_{y\phi}$  – відповідно, амплітуди максимально допустимого струму для виду електрообладнання, яке вибирається, і розрахункова амплітуда ударного струму к.з., кА;

$I_{e\max}$ ,  $I_{y\phi}$  – відповідно, допустима величина найбільшого діючого значення повного струму к.з. для обладнання, яке вибирається (за даними довідників), і діюче значення розрахункового ударного струму к.з., кА.

Для перевірки термічної стійкості апаратів, ізоляторів і провідників повинна бути виконана умова за одним з наступних трьох виразів:

$$I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} \geq B_{\kappa}; \quad I_{e.m}^2 \cdot t_{e.m} \geq I_{\infty}^2 t_{\phi} \quad (11.6)$$

$$I_{e.m} \geq I_{\infty} \sqrt{\frac{t_{\phi}}{t_{e.m}}},$$

де  $I_{e.m}$  – номінальний струм термічної стійкості виду електрообладнання, яке вибирається, (за паспортними даними), кА;

$t_{e.m}$  – номінальний час термічної стійкості під час дії струму  $I_{e.m}$ , с;

$B_{\kappa}$  – тепловий імпульс, що характеризує кількість тепла, яке виділяється у апараті за час дії к.з.,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{\infty}$  – діюче розрахункове значення усталеного струму к.з., кА;

$t_{\phi}$  – розрахунковий приведений фіктивний час дії струму к.з., с.

Значення теплового імпульсу  $B_{\kappa}$  можна визначити, якщо відомі значення струму к.з. для декількох моментів часу перехідного процесу:

$$B_{\kappa} = \sum_{s=1}^n I_{ски}^2 \cdot \Delta t_i, \quad (11.7)$$

де  $I_{ски}^2$  – середньоквадратичний струм у і-му проміжку часу, А;

$\Delta t_i$  – тривалість і-го проміжку, с;

$n$  – кількість проміжків.

При віддаленому к.з., коли періодична складова струму залишається незмінною і тривалості замикання  $t \geq 0,2\text{с}$   $B_{\kappa}$  визначається:

$$B_{\kappa} \approx (I^{(3)})^2 (t + T_a), \quad (11.8)$$

де  $T_a$  – постійна часу згасання аперіодичної складової, с (зазвичай приймається  $T_a=0,05\text{с}$ );

$t$  – час дії к.з., с.

Дійсний час, протягом якого проходить процес к.з. визначається

тривалістю дії захисту  $t_z$  і вимикаючої апаратури  $t_{вим}$ :

$$t = t_z + t_{вим} \quad (11.9)$$

У розрахунках користуються **приведеним (фіктивним) часом** – проміжок часу, протягом якого усталений струм к.з. виділяє таку ж кількість тепла, яку повинен виділити струм к.з., який фактично проходить, за дійсний час короткого замикання:

$$t_{\phi} = t_{\phi n} + t_{\phi a}, \quad (11.10)$$

де  $t_{\phi n}$ ,  $t_{\phi a}$  – відповідно, періодична і аперіодична складові приведенного (фіктивного)

часу дії к.з.,с.

Періодична складова часу к.з.  $t_{\phi n}$  визначається у залежності від відношення ( $\beta''$ ) початкового надперехідного струму  $I''_k$  до усталеного значення  $I_\infty$  у місці к.з. і дійсного часу спрацювання захисту і вимикаючого апарату  $t$ :

$$t_{\phi n} = f(\beta'', t), \quad (11.11)$$

$$\beta'' = I'' / I_\infty$$

При визначенні  $t_\phi$  необхідно врахувати наступне:

1) при к.з у віддаленій точці і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності (для сільських електричних мереж)  $I''_k = I_\infty$ , тоді  $\beta'' = 1$ ;

2) при  $t > 1c$  і розрахунку к.з. за умови живлення від системи необмеженої потужності  $t_\phi = t_{\phi n}$ ;

3) при  $t > 5c$ :

$$t_\phi = t_{\phi 5} + (t - 5), \quad (11.12)$$

де  $t_{\phi 5}$  – значення фіктивного часу при  $t=0,5c$ .

Аперіодична складова  $t_{\phi a}$  визначається приблизно за виразом:

$$t_{\phi a} \approx 0,05(\beta'')^2$$

#### **Вибір високовольтної комутаційної апаратури**

При проектуванні необхідно застосовувати нові типи обладнання, апаратів і матеріалів.

Вибір електричних апаратів: вимикачів, відокремлювачів, короткозамикачів і роз'єднувачів проводять шляхом порівняння їх номінальних, паспортних параметрів з відповідними розрахунковими значеннями струмів і напруг електроустановок. Умови вибору комутаційних апаратів приведені у таблиці 11.1.

Для кожного апарата за каталогом обирають привід. При виборі привода для вимикачів необхідно пам'ятати що він є одним з основних споживачів оперативного струму і впливає на вибір його джерела.

При виборі відокремлювача і роз'єднувача не враховують граничний струм вимикання  $I_{вим}$ , а при виборі короткозамикача, на додачу до вказаного, не здійснюють перевірку за струмом навантаження  $I_{трив.р}$ .

Технічні дані апаратів можна знайти у [1;2].

**Приклад. Вибір вимикачів.** На стороні 35 кВ встановлено один вимикач QW в перемичці між двома живлячими лініями. Умови вибору, розрахункові дані та параметри вибраного вимикача наведені в таблиці 2.2. Вимикач типу ВТ-35-800-12,5У1 – масляний на номінальну напругу 35 кВ і номінальний струм 800 А, з номінальним струмом відключення 12,5 кА, призначений для використання у умовах помірного клімату з розташуванням на відкритому повітрі. Умови вибору та основні технічні характеристики вимикача наведені у таблиці 11.2.

З низької сторони 10 кВ встановлені викатні елементи, які передбачено встановлювати в комплектних розподільчих пристроях зовнішньої установки. Розрахунковий струм тривалого перевантаження для вимикача QW3 (ввідна шафа) буде дорівнювати:

$$I_{трив.р} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 10} = 202,3 \text{ А}$$

Таблиця 11.1 – Умови вибору і перевірки високовольтних комутаційних апаратів

| Найменування обладнання | Умови вибору і перевірки |                        |                         |                        |                           |                                |
|-------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------------|
|                         | за номінальною напругою  | за номінальним струмом | за динамічною стійкістю | за термічною стійкістю | граничний струм вимикання | допустима потужність вимикання |

|                               |                        |                           |                                                |                                      |                                 |                           |
|-------------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------------------------|
| вимикачі                      | $U_{ном} > U_{роб}$    | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | $i_{max} \geq i_{уд}$<br>$I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$ | $I_{вим} \geq I_{\kappa}^{(3)}$ | $S_{вим} \geq S_{\kappa}$ |
| відокремлювачі і роз'єднувачі | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$ | $i_{max} \geq i_{уд}$<br>$I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$ | –                               | –                         |
| короткозамикачі               | $U_{ном} \geq U_{роб}$ | –                         | $i_{max} \geq i_{уд}$<br>$I_{max} \geq I_{уд}$ | $I_t^2 t \geq I_{\infty}^2 t_{\phi}$ | –                               | –                         |

Для останніх вимикачів (відхідні лінії) QW1.1; QW2.1; QW5.1; QW7.1 максимальний струм визначається з потужності кожної відхідної лінії з урахуванням коефіцієнту перевантаження. Навантаження фідера Ф-1 складає  $S_I = 1639,8 \text{ кВА}$ . Тоді струм відхідної лінії буде:

$$I_{трив.р1} = \frac{1,4 \cdot 1639,8}{1,73 \cdot 10} = 132,7 \text{ А}$$

Аналогічно розраховуються струми тривалого перевантаження для останніх фідерів Ф-1 – Ф-4.

Таблиця 11.2 – Вибір та перевірка вимикача зі сторони 35 кВ

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані                                       |                   | Параметри апарата                           |                   | Умови вибору                             |               |
|-------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------|---------------------------------------------|-------------------|------------------------------------------|---------------|
|                               | Параметр                                                | Чисельне значення | Параметр                                    | Чисельне значення | Умова                                    | Чисельні дані |
| QW                            | $U_{роб}, \text{кВ}$                                    | 35                | $U_{ном}, \text{кВ}$                        | 35                | $U_{ном} \geq U_{роб}$                   | 35=35         |
|                               | $I_{трив.р}, \text{А}$                                  | 57,8              | $I_{ном}, \text{А}$                         | 800               | $I_{ном} \geq I_{трив.р}$                | 800>57,8      |
|                               | $i_y^{(3)}, \text{кА}$                                  | 5,44              | $i_{max}, \text{кА}$                        | 31,5              | $i_{max} \geq i_y^{(3)}$                 | 31,5>5,44     |
|                               | $I_{\kappa}^{(3)}, \text{кА}$                           | 2,59              | $I_{вим}, \text{кА}$                        | 12,5              | $I_{вим} \geq I_{\kappa}^{(3)}$          | 12,5>2,59     |
|                               | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 10,73             | $I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 50,0              | $I_{т.с} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 50,0>10,73    |

## 11.2. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні умови вибору високовольтної апаратури?
2. Умови вибору вимикачів?
3. Умови перевірки електрообладнання за електродинамічною стійкістю?
4. Що таке приведений (фіктивний) час?
5. Умови перевірки електрообладнання на термічну стійкість?

## 11.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електropостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.

3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник.  
– К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 12

**Тема: Вибір комутаційної апаратури підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та вибирати комутаційні прилади підстанцій

### 12.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Зі сторони 35 кВ встановлено два роз'єднувача з двома заземлюючими ножами QSG1, QSG2 та два – з одним заземлюючим ножем QSG3, QSG4.

Розрахунковий струм тривалого перевантаження визначаємо за виразом:

$$I_{\text{трив.р}} = \frac{k_n \cdot S_{\text{нТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (12.1)$$

де  $S_{\text{нТ}}$  - номінальна потужність трансформатору, кВА;

$U_{\text{н}}$  - номінальна напруга з боку установки шин, кВ;

$k_n$  - коефіцієнт перевантаження,  $k_n = 1,4$  [2.2]

$$I_{\text{трив.р}} = \frac{1,4 \cdot 2500}{1,73 \cdot 35} = 57,8 \text{ А}$$

Із додатку, згідно умов (таблиця 3.1) вибираємо роз'єднувачі типа РДЗ.2-35/1000УХЛ1 – для зовнішньої установки, двоколонковий, з двома заземлювачами на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом 1000 А з використанням в умовах помірного та холодного клімату, з категорією розміщення на відкритому повітрі, виконаним згідно ТУ У 343563759-94. В якості приводу використовується привід ПРЗ.2 УХЛ1 з двома валами заземлювачів з тими ж категоріями виконання по клімату та розміщенню. Виробник АВВ „РЗВА”, м. Рівне, Україна. Аналогічно проводиться вибір інших роз'єднувачів, які застосовуються в наведеній схемі первинної комутації підстанції. Технічні дані обраної номенклатури роз'єднувачів наведені у таблиці 12.2.

Таблиця 12.1 – Вибір та перевірка роз'єднувачів зі сторони 35 кВ.

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані                                       |                   | Параметри апарата                                            |                   | Умови вибору                                    |               |
|-------------------------------|---------------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------------------------------------|-------------------|-------------------------------------------------|---------------|
|                               | Параметр                                                | Чисельне значення | Параметр                                                     | Чисельне значення | Умова                                           | Чисельні дані |
| QSG1,<br>QSG2                 | $U_{\text{роб}}, \text{кВ}$                             | 35                | $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$                                  | 35                | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{роб}}$            | 35=35         |
|                               | $I_{\text{трив.р}}, \text{А}$                           | 57,8              | $I_{\text{ном}}, \text{А}$                                   | 1000              | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{трив.р}}$         | 1000>57,8     |
|                               | $i_y^{(3)}, \text{кА}$                                  | 5,44              | $i_{\text{max}}, \text{кА}$                                  | 63,0              | $i_{\text{max}} \geq i_y^{(3)}$                 | 63>5,44       |
|                               | $I_y^{(3)}, \text{кА}$                                  | 3,13              | $I_{\text{max}}, \text{кА}$                                  | -                 | $I_{\text{max}} \geq I_y^{(3)}$                 | -             |
|                               | $I_{\infty}^{(3)2} \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 10,73             | $I_{\text{т.с}} = I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 1875,0            | $I_{\text{т.с}} \geq I_{\infty}^{(3)2} \cdot t$ | 1875>10,73    |

Таблиця 12.2 – Технічні дані вибраних роз'єднувачів

| Позицій-<br>не<br>позначен<br>ня на<br>схемі | Тип<br>роз'єднувача   | Номиналь-<br>на напруга<br>$U_{ном}, кВ$ | Номиналь-<br>ний<br>струм<br>$I_{ном}, А$ | Струм<br>електрод<br>инамічно<br>ї<br>стійкості<br>$i_{max},$<br>$кА$ | Струм<br>термічної<br>стійкості<br>$I_t,$<br>$кА$ | Тривалість<br>проходжен<br>ня струму<br>термічної<br>стійкості<br>$t, с$ | Норматив виконання   | Тип приво-<br>ду та<br>норматив виконання | Виробник                                 |
|----------------------------------------------|-----------------------|------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------------------------------------------|------------------------------------------|
| QSG1,<br>QSG2                                | РДЗ.2-<br>35/1000УХЛП | 35                                       | 1000                                      | 63,0                                                                  | 25,0                                              | 3                                                                        | 343563759-94<br>ТУ У | 343563759-019-<br>ТУ У                    | АВВ „РЗВА” м. Рівне Україна<br>ПРЗ.2УХЛП |
| QSG3,<br>QSG4                                | РДЗ.1-<br>35/1000УХЛП | 35                                       | 1000                                      | 63,0                                                                  | 25,0                                              | 3                                                                        | 343563759-94<br>ТУ У | 343563759-019-<br>ТУ У                    | АВВ „РЗВА” м. Рівне Україна<br>ПРЗ.1УХЛП |

## 12.2. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні умови вибору роз'єднувачів?
2. Яким чином визначається тривалість проходження струму термічної стійкості?
3. Умови перевірки роз'єднувачів за електродинамічною стійкістю?
4. Що таке приведений (фіктивний) час?
5. Умови перевірки роз'єднувачів на термічну стійкість?

## 12.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 13

**Тема: Розрахунок заземлюючих пристроїв підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та розраховувати заземлюючі пристрої електричних підстанцій

### 13.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

Правилами будови електроустановок регламентовані загальні вимоги до заземлення та заземлюючих пристроїв, що забезпечують належну дію тих чи інших апаратів у відповідних випадках і захист людей від ураження електричним струмом при пошкодженні ізоляції. У Правилах також подані визначення основних фізичних явищ та елементів, що застосовуються при розробці заземлюючих пристроїв. Деякі з них наведені нижче.

Щодо заходів електробезпеки електроустановки розподіляють:

- 1) вище 1000 В у мережах з заземленою нейтраллю (з великими струмами замикання на землю);
- 2) вище 1000 В у мережах з ізольованою нейтраллю (з малими струмами замикання на землю);
- 3) до 1000 В з глухозаземленою нейтраллю;
- 4) до 1000 В з ізольованою нейтраллю;

Наведемо основні терміни, що зустрічаються при розрахунках та влаштуванні заземлень і занулень в електричних установках.

**Глухозаземлена нейтраль** – нейтраль трансформатора чи генератора, приєднана до заземлюючого пристрою безпосередньо чи через малий опір.

**Природний заземлювач** – електропровідні частини комунікацій, будівель та споруд виробничого або іншого призначення, що стикаються з землею та використовуються для заземлення.

**Заземлення будь-якої частини електроустановки чи іншої установки** – навмисне електричне з'єднання цієї частини з заземлюючим пристроєм.

**Заземлюючий пристрій** – сукупність заземлювача та заземлюючих провідників.

**Заземлювач** - провідник (електрод) чи металево з'єднаних між собою провідників (електродів), що стикаються з землею.

**Заземлюючий провідник** – провідник, що з'єднує заземлюючі частини з заземлювачем.

**Замикання на землю** – випадкове з'єднання частин електроустановки, що знаходяться під напругою, з конструктивними частинами, не ізольованими від землі, чи безпосередньо з землею.

**Замикання на корпус** – випадкове з'єднання частин електроустановки що знаходяться під напругою, з їх конструктивними частинами, які в нормі не знаходяться під напругою.

**Занулення в електроустановках напругою до 1000 В** – це навмисне з'єднання частин електроустановки, які в нормі не знаходяться під напругою, з глухо заземленою нейтраллю генератора чи трансформатора в мережах трифазного струму, глухо заземленим виводом джерела однофазного струму.

**Захисне заземлення** – заземлення частин електроустановки з метою забезпечення електробезпеки.

**Зона нульового потенціалу** – зона землі за межами зони розтікання.

**Зона розтікання** - ділянка землі, в межах якої виникає помітний градієнт потенціалу при стіканні струму з заземлювача.

**Ізольована нейтраль** – нейтраль трансформатора чи генератора, не приєднана до заземлюючого пристрою або приєднана до нього через прилади сигналізації та інші пристрої, що мають великий опір.

**Штучний заземлювач** – заземлювач, спеціально виконаний з метою заземлення.

**Коефіцієнт замикання на землю в трифазній електричній мережі** – відношення різниці потенціалів між пошкодженою фазою та землею в точці замикання на землю іншої або двох інших фаз до різниці потенціалів між фазою та землею в цій точці до замикання.

**Магістраль заземлення чи занулення** – заземляючий чи зануляючий нульовий захисний провідник з двома відгалуженнями або більше.

**Напруга на заземляючому пристрої** – напруга, що виникає при стіканні струму з заземлювача в землю між точкою вводу струму до заземляючого пристрою та зоною нульового потенціалу.

**Нульовий захисний провідник в електроустановках до 1000 В** – провідник, що з'єднує занулені частини з глухозаземленою нейтраллю чи глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму.

**Нульовий робочий провідник в електроустановках до 1000 В** – провідник, який використовується для живлення електроприймачів, з'єднаних з глухозаземленою нейтраллю або з глухозаземленими виводами джерел однофазного чи постійного струму. У вказаних електроустановках нульовий робочий провідник може виконувати функції нульового захисного провідника.

**Робоче заземлення** – заземлення якої-небудь точки струмонесучих частин електроустановки, яке необхідне для забезпечення роботи електроустановки.

**Струм замикання на землю ( $I_z$ )** – струм стікаючий в землю через місце замикання.

**Електрична мережа з ефективно заземленою нейтраллю** – трифазна електрична мережа вище 1000 В, в якій коефіцієнт замикання на землю не перевищує 1,4.

Вихідними даними для проектування і виконання заземляючих пристроїв є граничні (допустимі) значення їх опорів, що приймаються відповідно до ПУЕ, залежно від напруги, режиму нейтралі та елемента електроустановки, підлягаючого заземленню. Допустимі значення опорів захисних та робочих заземлень і пристроїв грозозахисту деяких установок з напругою вище 1 кВ наведені в таблиці 13.1.

Таблиця 13.1 – Допустимі опори захисних та робочих заземлень для установок вище 1 кВ та пристроїв грозозахисту

| Характеристика об'єкта, що заземлюється                                                                                                                                                                                                                                                                                 | Опір заземлення, Ом, не більше |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| Установка з ефективно заземленою нейтраллю.                                                                                                                                                                                                                                                                             | 0,5                            |
| Установки з ізолюваною нейтраллю та з компенсацією ємнісних струмів замикання на землю, включаючи опори ПЛ 3 – 35 кВ зі встановленим електроустаткуванням:                                                                                                                                                              |                                |
| 1) заземляючого пристрою, що використовується для електроустановок до 1 кВ;                                                                                                                                                                                                                                             | $125/I_z$                      |
| 2) для заземляючого пристрою, що використовується тільки для установок вище 1 кВ.                                                                                                                                                                                                                                       | $250/I_z$                      |
| Окремо розташований блискавковідвід.                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 25                             |
| Опори ПЛ усіх напруг металеві, залізобетонні та дерев'яні, на яких підвішений трос та встановлені пристрої грозозахисту; опори ПЛ 110 кВ і вище з установленим електрообладнанням, опори металеві та залізобетонні ПЛ 35 кВ і такі ж опори ПЛ 3 – 20 кВ у населеній місцевості при питомому опорі ґрунту $\rho$ , Ом·м: |                                |
| до 100                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 10                             |
| 100 – 500                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 15                             |
| 500 – 1000                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 20                             |
| 1000 – 5000                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 30                             |
| більше 5000                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | $6 \cdot 10^{-3} \rho$         |
| Опори металеві та залізобетонні ПЛ 3 – 20 кВ у ненаселеній місцевості при питомому опорі ґрунту, Ом·м:                                                                                                                                                                                                                  |                                |
| до 100                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 30                             |
| більше 100                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | $0,3 \rho$                     |
| Розрядники та захисні проміжки на підходах ПЛ до підстанцій з електричними машинами, що обертаються                                                                                                                                                                                                                     | 5                              |

### 13.2 Розрахунок заземлюючого пристрою.

Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою наведений на рисунку 13.1.

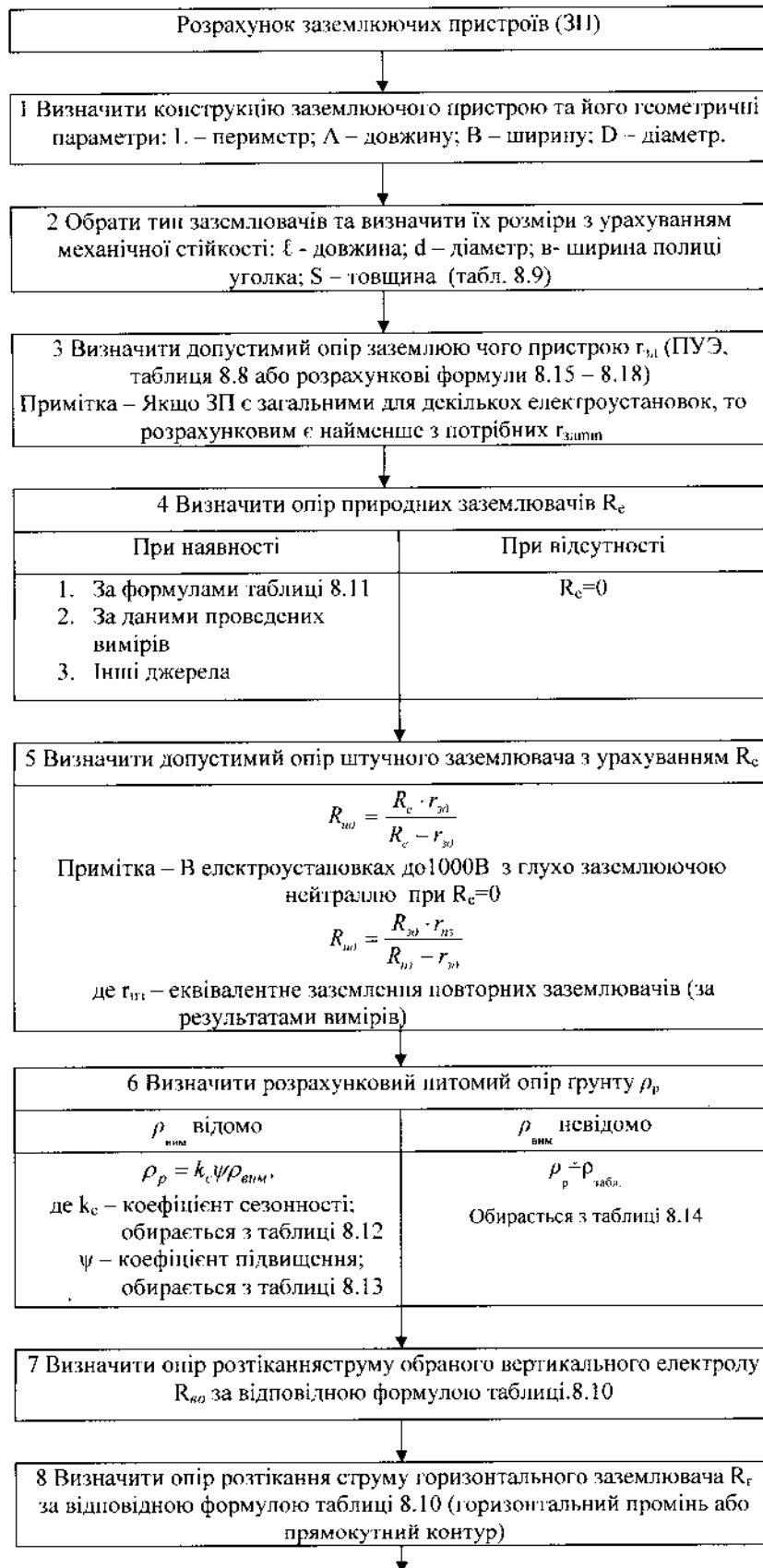


Рисунок 13.1 – Алгоритм розрахунку заземлюючого пристрою

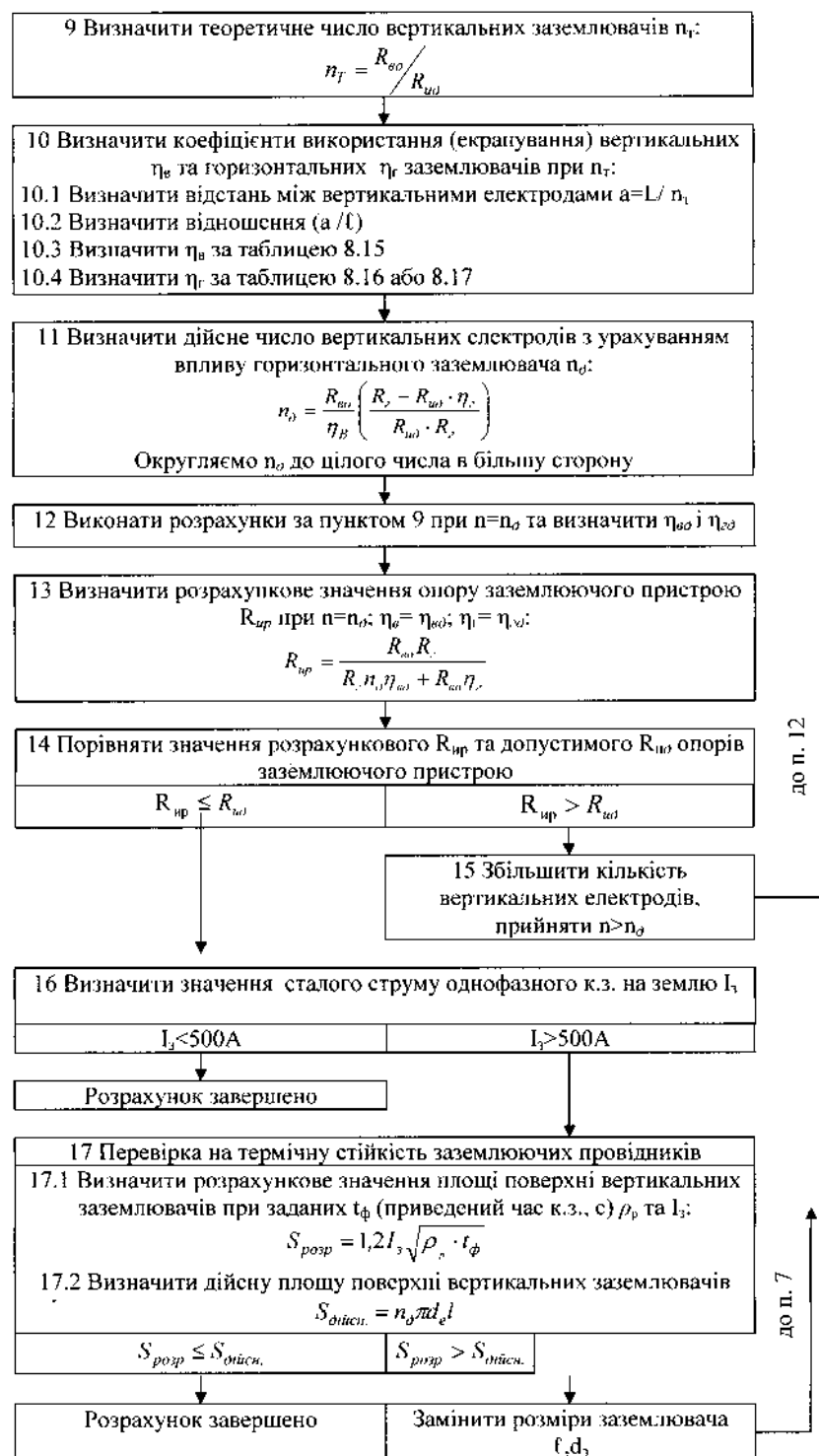


Рисунок 13.2 – Продовження алгоритму розрахунку заземлюючого пристрою

### 13.2. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні умови вибору конструкції заземлюючого пристрою?
2. Яким чином визначається розрахункове значення опору заземлюючого пристрою?
3. Яким чином визначається дійсна кількість вертикальних електродів заземлюючого пристрою?
4. Яким чином здійснюється перевірка заземлюючих провідників на термічну стійкість?
5. Умови відповідності опору заземлюючого пристрою технічним вимогам?

### **13.3. ЛІТЕРАТУРА**

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 14

**Тема: Розрахунок систем блискавкозахисту підстанцій**

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та розраховувати системи блискавкозахисту електричних підстанцій

### 14.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

**Зона захисту одиничного стрижневого блискавковідводу.** Радіус зони захисту  $r_x$  на будь-якому рівні  $h_x$  від поверхні землі на місці установки блискавковідводу обчислюється за формулою:

$$r_x = 1,6h \frac{h-h_x}{h+h_x} p, \quad (14.1)$$

де  $p$  – коефіцієнт, що залежить від висоти блискавковідводу.

Для блискавковідводів висотою до 30 м коефіцієнт  $p$  дорівнює одиниці, а у блискавковідводів висотою більше 30 м ефективність захисту знижується. Тому для визначення радіуса зони захисту блискавковідводів висотою більше 30 м коефіцієнт  $p = 5,5 / \sqrt{h}$ .

Якщо у вихідних даних відома висота даного блискавковідводу  $h$ , то значення коефіцієнта  $p$  визначається однозначно. У більшості випадків відомі значення висоти об'єкта  $h_x$  та відстань  $r_x$  від місця установки блискавковідводу до найбільш віддаленої точки захищеного об'єкта. Якщо точка, наприклад  $C$ , з відомими координатами  $C(r_x, h_x)$  потрапляє досередини зони, обмеженої трикутником  $OAB$  зі сторонами  $OA=h=30\text{м}$ ;  $OB=r_0=1,6h$  та  $AB$ , коефіцієнт  $p$  приймається таким що дорівнює одиниці ( $p=1$ ), тобто необхідна висота блискавковідводу  $h < 30\text{м}$ . (рисунок 14.1).

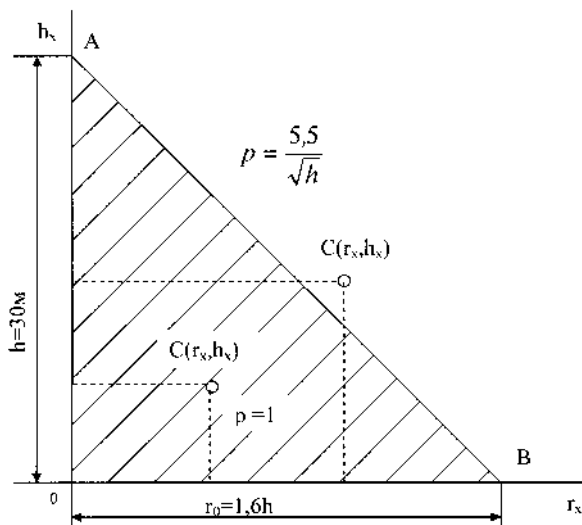


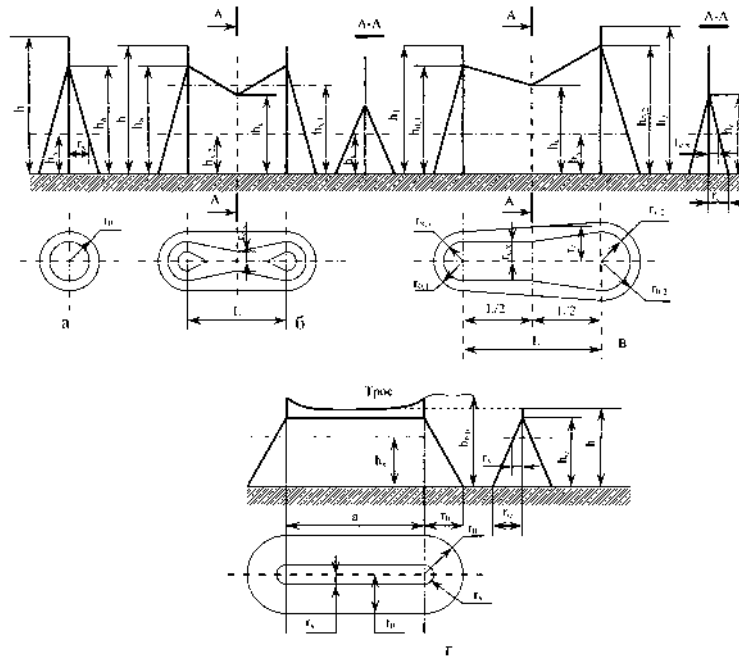
Рисунок 14.1 – Визначення коефіцієнту  $p$

Якщо ця точка виявиться за межами цієї зони, коефіцієнт  $p$  приймається таким, що дорівнює  $p = 5,5 / \sqrt{h}$  і для захисту даного об'єкта необхідна установка блискавковідводу висотою більше 30м.

У практиці відомий скорочений метод побудови контурів захисної зони одиничного стрижневого блискавковідводу (рисунок 14.2а), в якому криволінійна межа зони замінюється прямими відрізками. При цьому необхідно враховувати, що у блискавковідводах висотою більше 60 м вражається блискавкою не тільки його верхівка, але і бічні частини на деякій відстані від верхівки вниз. Тому захисна зона блискавковідводів обмежується висотою  $h_0=0,92h$ . Радіус основи  $r_0$  приймається таким, що дорівнює  $r_0=1,5h$ . Тоді із побудови (рисунок

14.2а) виходить:

$$\frac{r_x}{h_0 - h_x} = \frac{r_0}{h_0} \quad (14.2)$$



а – одиночного стрижневого; б – подвійного стрижневого; в – двох стрижневих різної висоти; одиночного тросового

Рисунок 14.2 – Зони захисту блискавковідводів

Ураховуючи, що  $r_0 = 1,5h$ ,  $h_0 = 0,92h$  із (8.3) одержимо:

$$r_x = 1,5 \left( h - \frac{h_x}{0,92} \right) \quad (14.3)$$

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (14.4)$$

Розрахункові формули параметрів для побудови зони захисту одиничного блискавковідводу згідно [3] зведені в таблиці 14.1.

**Зона захисту двох стрижневих блискавковідводів.** Якщо зона захисту одного блискавковідводу не охоплює всього обладнання, яке потрібно захистити, захист виконують двома і більше стрижневими блискавковідводами.

Зона, яка захищена двома блискавковідводами однакової висоти на рівні  $h_x$ , являє собою симетричну фігуру обмежену двома дугами кола та чотирма ділянками прямих (рисунок 14.2б). Відстань між центрами окружностей дорівнює відстані між осями блискавковідводів  $L$ , а радіуси окружностей  $r_x$  визначається так само, як для одиничного блискавковідводу. Розрахункові формули для визначення розміру найвужчої частини захищеної зони  $2r_{cx}$  та інших параметрів для побудови зони захисту подвійного стрижневого блискавковідводу наведені в таблиці 14.1. Графічна побудова зони захисту показана на рисунку 14.2б.

Якщо грозозахисний пристрій з двома стрижневими блискавковідводами має стрижні різної висоти, розміри зовнішньої частини захищеної зони визначають як для одиничних

блискавковідводів.

Принцип побудови захисної зони для даного випадку зрозумілий з рисунка 14.2в, а розрахункові формули необхідних параметрів наведені в таблиці 14.1.

Таблиця 14.1 – Розрахунок параметрів захисних зон блискавковідводів.

| Тип                          | Розрахункова висота блискавковідводу | Зона захисту зі ступенем надійності 95%                                                                                                                                               |
|------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Одиничний стрижневий         | $h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5}$      | $h_0 = 0,92h; r_0 = 1,5h;$<br>$r_x = 1,5\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right)$                                                                                                            |
| Подвійний стрижневий         | $h = \frac{h_c + 0,14L}{1,13}$       | $L \leq 1,5h; h_c = h_0; r_{cx} = r_x; r_c = r_0;$<br>при $5h > L > 1,5h$<br>$h_c = h_0 - 0,14(L - 1,5h), r_c = r_0$<br>$r_{cx} = r_0 \frac{h_c + h_x}{h_c}$                          |
| Два стрижневих різної висоти | -                                    | $r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}; h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2};$<br>$r_{cx} = r_c \frac{h_c - h_x}{h_c},$<br>$r_{01}, r_{02}, h_{c1}, h_{c2}$ – як для одиничного блискавковідводу |
| Одиничний тросовий           | $h = \frac{r_x + 1,85h_x}{1,7}$      | $h_0 = 0,92h; r_0 = 1,7h; r_x = 1,7\left(h - \frac{h_x}{0,92}\right)$                                                                                                                 |

- Примітки – 1. Якщо стрижневі блискавковідводи знаходяться на відстані  $L \geq 5h$ , то їх треба розглядати як одиничні.  
2. Зона захисту багатократного стрижневого блискавковідводу однакової висоти визначається як зона захисту попарно взятих сусідніх стрижневих блискавковідводів.

#### Приклад 14.1 Захист трансформаторних підстанцій від прямих ударів блискавки.

Згідно вимог ПУЭ-86.4.156 [3], розподільчі пристрої підстанцій 10-35 кВ, до яких приєднані повітряні лінії, повинні бути захищені вентильними розрядниками (обмежувачами перенапруг), які встановлюють на шинах або на трансформаторі.

РП напругою 35 кВ захищають блискавковідводами, які встановлюють на конструкціях ВРП, якщо опір заземлення не перевищує 4 Ом.

На підставі проекту підстанції КТПБ(М) 35-5АН-С/10-2х – 59-А-1-85-У1 план розташування контуру заземлення та місця установки блискавковідводів мають вид, який представлено на рисунку 14.3.

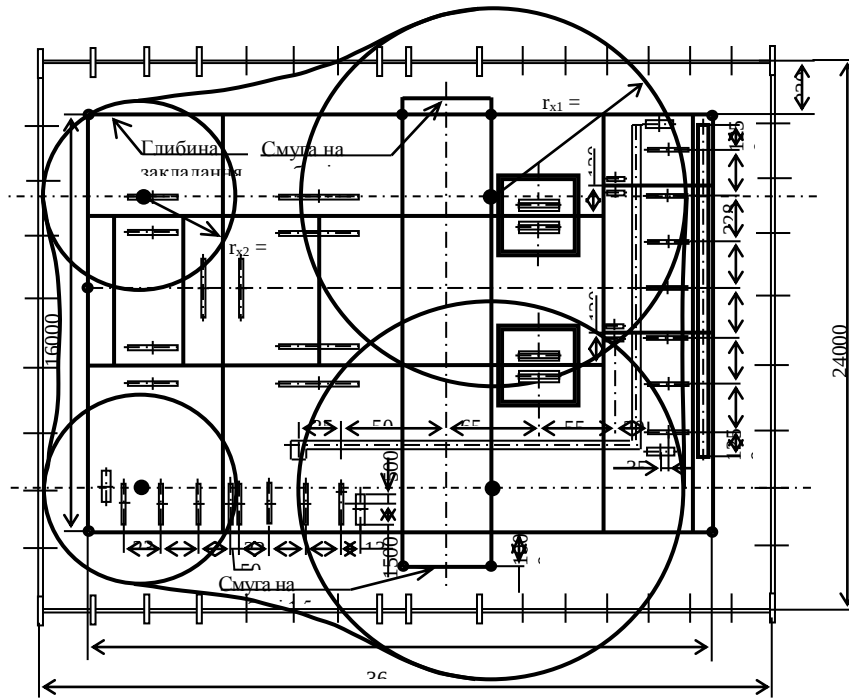


Рисунок 14.3 - План розташування контуру заземлення та місця установки блискавковідводів

Радіус зони захисту стрижневого блискавковідводу на висоті  $h_x = 6,1 \text{ м}$  дорівнює  $r_{x1} = 12 \text{ м}$ , та  $r_{x2} = 4,0 \text{ м}$ .

Оскільки висота блискавковідвода не перевищує 30 м, приймаємо  $p = 1$ .

Розрахункова висота блискавковідвода визначається по формулі (таблиця 14.1):

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5} \quad (14.5)$$

Для  $r_{x1}$ :

$$h_1 = \frac{12 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 14,6 \text{ м}$$

Для  $r_{x2}$ :

$$h_2 = \frac{4 + 1,63 \cdot 6,1}{1,5} = 9,3 \text{ м}$$

Активна висота стрижня блискавкозахисту.

$$h_a = h - h_o \quad (14.6)$$

$$h_{a1} = 14,6 - 6,1 = 8,5 \text{ м}$$

$$h_{a2} = 9,3 - 6,1 = 3,2 \text{ м}$$

Для  $r_{x1} = 12 \text{ м}$  за відношенням  $L/h_a = 20/8,5 = 2,35$  знаходимо  $\alpha\sqrt{2} = 0,91$ , для  $r_{x2} = 4,0 \text{ м}$  за відношенням  $16/3,2 = 5,0$  знаходимо  $\alpha\sqrt{2} = 0,62$ .

Надійність захисту перевіряємо по зоні захисту для групи з чотирьох стрижнів (рисунок 14.4)  $D_1 = \sqrt{20^2 + 16^2} = 25,6 \text{ м}$

$$D_1 = 25,6 < 8 \cdot h_{a1} = 8 \cdot 8,5 = 68,0 \text{ м}$$

$$D_2 = 25,6 \leq 8 \cdot h_{a2} = 8 \cdot 3,2 = 25,6 \text{ м}$$

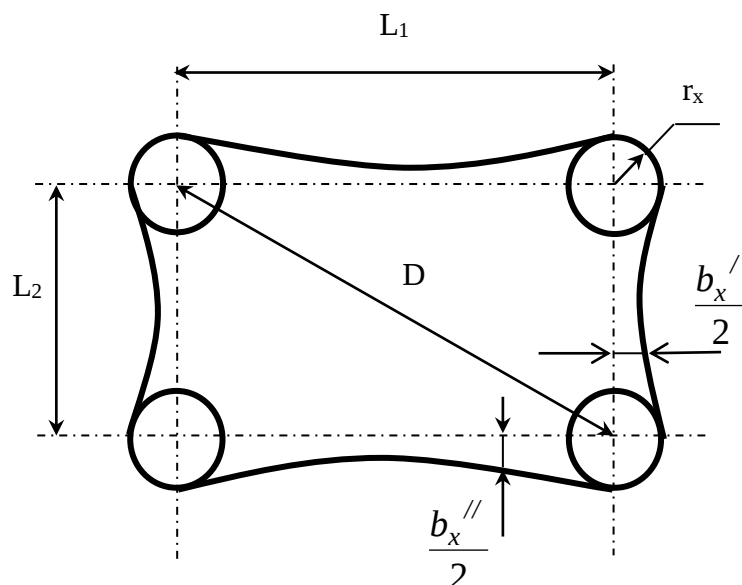


Рисунок 14.4 - Зона захисту чотирма стрижневими блискавковідводами.

Таким чином захист обладнання ПС 35/10 кВ на висоті 6,1 м забезпечується.

#### 14.2. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні умови вибору конструкції блискавкозахисту?
2. Яким чином визначається висота стрижня блискавкозахисту?
3. Яким чином визначається надійність захисту?
4. Яким чином визначається радіус зони захисту?
5. Яким чином визначається радіус зони захисту багатострижневого блискавковідводу?

#### 14.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

## ЗАНЯТТЯ 15

**Тема: Вибір вимірювальних приладів і засобів контролю**

**Мета заняття:** Навчити студентів обґрунтовувати та вибирати необхідні вимірювальні прилади електричних станцій та підстанцій

### 15.1 ТЕОРЕТИЧНІ ПОЛОЖЕННЯ

**Вибір вимірювальних приладів і засобів контролю.** На підставі схеми вимірів, контролю та обліку і згідно вимог ПУЕ для розроблюваної схеми підстанції (рисунок додається) визначаємо номенклатуру приладів, які необхідні для підключення:

1) з високої сторони 35 кВ:

- у перемичці з секційним вимикачем QW встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної енергії СРЗУ-И673, так як в даному випадку здійснюється транзит потужності [1; 2];

- з високої сторони трансформатору TV1 встановлюємо амперметр типа Э378 [1;2];

2) з низької сторони 10 кВ:

- зі сторони вторинної напруги трансформатора TV1 перед вимикачем, згідно [1; 2] встановлюємо три амперметри типа Э378, ватметр Д30, варметр Д341, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [2];

- на секції шин 10 кВ додатково встановлюється вольтметр Э378 [2], а також передбачено контроль стану ізоляції;

- у кожній чарунці відхідних ліній 10 кВ встановлюємо амперметр Э378, лічильники активної САЗУ-И681 та реактивної СРЗУ-И673 енергії [2];

- у чарунці трансформатора власних потреб, згідно рекомендацій (таблиця 5.22) встановлюємо амперметр Э378 і лічильник активної енергії САЗУ-И681 [2].

Підключення усіх вимірювальних приладів та лічильників енергії здійснюється через перетворюючі пристрої, як по струму, так і по напрузі. За родом струму усі прилади призначені для використання в колах змінного струму частотою 50 Гц. За класом точності та діапазоном вимірювань відповідають вимогам ПУЕ.

**Вибір трансформаторів струму.** На стороні вищої напруги 35 кВ у перемичці встановлений трансформатор струму, призначений для приєднання вимірювальних приладів і приладів релейного захисту.

До даного трансформатора приєднані амперметр Э377 ( $S_a=0,25 \text{ В}\cdot\text{А}$ ), лічильник активної енергії САЗУ-И681 ( $S_{ла}=1,5 \text{ В}\cdot\text{А}$ ), лічильник реактивної енергії СРЗУ-И674 ( $S_{лр}=2,0 \text{ В}\cdot\text{А}$ ). Крім того, вихідними даними є:  $I_{трив.р} = 57,8 \text{ А}$ ;  $I_{к1}^{(3)} = 2,59 \text{ кА}$ ;  $i_{ук1}^{(3)} = 5,4 \text{ кА}$ ;  $t_\phi = 2,5 \text{ с}$ .

Відстань від місця розташування трансформаторів струму до вимірювальних приладів складає  $l = 24 \text{ м}$ .

З'єднання виконано мідними проводами.

Підходящим по розрахунковому струму може бути трансформатор струму типа ТФЗМ-35А-0,5/Р-75У1, призначений для зовнішньої установки, в порцеляновому покритті з обмоткою звеневого типу та масляним наповненням на номінальну напругу 35 кВ, номінальним струмом первинної обмотки  $I_{1н} = 75 \text{ А}$ , має дві вторинні обмотки з  $I_{2н} = 5 \text{ А}$ , призначені для приєднання вимірювальних приладів (клас точності 0,5) та пристроїв релейного захисту (Р). Номінальне вторинне навантаження у класі точності 0,5 складає  $S_{2н}=50 \text{ В}\cdot\text{А}$ , а для обмотки приєднання пристроїв релейного захисту  $S_{2н}=20 \text{ В}\cdot\text{А}$ . Односекундна термічна кратність складає  $k_m = 65$ , а динамічна  $k_\phi = 150$  (додаток).

Згідно умови [1; 2] отримаємо:

$$S_{2н} \geq S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_{пров} + I_{2н}^2 \cdot R_k \quad (15.1)$$

Приймаючи активний опір контактів  $R_k = 0,1 \text{ Ом}$  [1;2] з виразу (15.1) визначаємо

необхідний опір з'єднувальних проводів  $R_{пров}$ :

$$R_{пров} \leq \frac{S_{2н} - (S_a + S_{ла} + S_{лр} + I_{2н}^2 \cdot R_k)}{I_{2н}^2} \quad (15.2)$$

$$R_{пров} \leq \frac{50 - (0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,1)}{5^2} = 0,25 \text{ Ом}$$

Переріз з'єднувальних проводів визначаємо за виразом [1;2] з урахуванням того, що прилади з'єднані повної зірки  $k_{cx} = 1,0$ :

$$F_{\partial.пров} = \frac{\rho \cdot l}{R_{.пров}}; \quad F_{\partial.пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{0,25} = 2,72 \text{ мм}^2$$

Вибираємо провід перерізом  $F_{\partial.пров} = 4 \text{ мм}^2$ . Опір з'єднувальних проводів буде дорівнювати:

$$R_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 24}{4,0} = 0,17 \text{ Ом}$$

Тоді вторинне навантаження трансформатора струму буде складати:

$$S_{2р} \geq 0,25 + 1,5 + 2,0 + 5^2 \cdot 0,17 + 5^2 \cdot 0,1 = 10,5 \text{ В} \cdot \text{А}$$

На термічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \quad (15.3)$$

Таблиця 15.1 – Вибір та перевірка трансформатору струму зі сторони 35 кВ

| Позиційне позначення на схемі | Розрахункові дані                                          |                   | Параметри апарата                                    |                   | Умови вибору                                               |               |
|-------------------------------|------------------------------------------------------------|-------------------|------------------------------------------------------|-------------------|------------------------------------------------------------|---------------|
|                               | Параметр                                                   | Чисельне значення | Параметр                                             | Чисельне значення | Умова                                                      | Чисельні дані |
| ТА1                           | $U_{роб}, \text{кВ}$                                       | 35                | $U_{ном}, \text{кВ}$                                 | 35                | $U_{ном} \geq U_{роб}$                                     | 35=35         |
|                               | $I_{трив.р}, \text{А}$                                     | 57,8              | $I_{1н}, \text{А}$                                   | 75                | $I_{1н} \geq I_{трив.р}$                                   | 75>57,8       |
|                               | $S_{2р}, \text{В} \cdot \text{А}$                          | 10,5              | $S_{2н}, \text{В} \cdot \text{А}$                    | 50                | $S_{2н} \geq S_{2р}$                                       | 50>10,5       |
|                               | $I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 16,77             | $(I_{1н} \cdot k_T)^2 t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | 31,6              | $(I_{1н} \cdot k_T)^2 t \geq I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi}$ | 31,6>16,77    |
|                               | $i_{y1}^{(3)}, \text{кА}$                                  | 5,44              | $I_t^2 \cdot t, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$          | 15,9              | $\sqrt{2} I_{1н} \cdot k_{\phi} \geq i_{y1}^{(3)}$         | 15,9>5,44     |

де  $I_{K1}^{(3)}$  - усталений струм короткого замикання на шинах 35 кВ, кА;

$t_{\phi}$  - приведений (фіктивний) час дії к. з., с;

$t$  - тривалість дії к. з., на яку розраховано трансформатор струму, с; береться з паспортних даних.

$$(I_{1н} \cdot k_T)^2 t = (0,075 \cdot 65)^2 \cdot 1,0 = 31,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$I_{K1}^{(3)2} \cdot t_{\phi} = 2,59^2 \cdot 2,5 = 16,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Умова (15.3) виконується.

На динамічну стійкість трансформатор струму перевіряємо за умовою:

$$\sqrt{2}I_{1н} \cdot k_{\delta} \geq i_{y1}^{(3)} \quad (15.4)$$
$$\sqrt{2}I_{1н} \cdot k_{\delta} = 1,41 \cdot 0,075 \cdot 150 = 15,9 \text{ кА}; i_{y1}^{(3)} = 5,44 \text{ кА}$$

Динамічній стійкості трансформатор струму також відповідає.

## 15.2. КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Как можно включать контрольно-измерительные приборы в контролируемую цепь?
2. Каково назначение контрольно-измерительных приборов на электрических станциях и подстанциях?
3. Какие схемы включения трансформаторов напряжений применяются в практике?
4. Для каких целей и каким образом проводят контроль изоляции в сетях с напряжением более 1000 в?
5. Чем отличаются режимы работы трансформаторов тока и трансформаторов напряжения?
6. Почему для трансформаторов тока опасен режим работы при разомкнутой вторичной обмотке и как следует отключать приборы, питающиеся от вторичной обмотки трансформатора тока?
7. Какими погрешностями характеризуются трансформаторы тока?
8. От каких факторов зависят погрешности трансформаторов тока?
9. Какие есть конструктивные разновидности трансформаторов тока?
10. Какие схемы включения вторичных обмоток трансформаторов тока, приборов и реле применяются в практике?

## 15.3. ЛІТЕРАТУРА

1. Козирський В.В. Електропостачання агропромислового комплексу: підручник./ Козирський В.В., Каплун В.В., Волошин С.М. – К.: Аграрна освіта, 2011 – 448 с.
2. Гессен В. О. , Григорьев Ю. А. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ. М., «Колос», 1968. - 424 с.
3. Єрмолаєв С.О. та ін. Проектування систем електропостачання в АПК: Навчальний посібник. – К.: Центр технічної інформації, 2007. – 544 с.

Яковлєв Валерій Федорович  
Смоляров Геннадій Андрійович

# **СТАНЦІЇ ТА ПІДСТАНЦІЇ**

## **МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**

для практичних занять з дисципліни

для студентів

ОС «Магістр» спеціальності 141

«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Суми, 2018 р. – 63 с. 8 іл. 7 таб.

РВВ Сумський національний аграрний університет, вул. Кірова, 160

Підписано до друку \_\_\_\_\_.2018 р. Формат А5, Умовн. друк. арк..2,.7 Тираж 50 пр.