

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Конспект лекцій
з курсу
Станції та підстанції

для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка» галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Суми –2021

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

Конспект лекцій
з курсу
Станції та підстанції

для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузь знань 14 «Електрична інженерія»;

Суми – 2021

Укладачі:

Смоляров Г.А., к.е.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем,

Конспект лекцій з курсу "Станції та підстанції" для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» галузь знань 14 «Електрична інженерія»;

Методичні вказівки спрямовані для надання методичної допомоги здобувачам вищої освіти з теорії будови та експлуатації електричних станцій та підстанцій, електричних схем підстанцій також розрахунків при їх проектуванні

Рецензенти: Лобода В.Б. професор кафедри енергетики в АПК СНАУ, к.ф.м.н.

Толбатов А.В. доцент кафедри комп'ютерних наук СумДУ, к.т.н.

Відповідальні за випуск:

Чепіжний А.В., к.т.н., доцент, зав. кафедри енергетики та електротехнічних систем СНАУ.

Рекомендовано до видання методичною радою інженерно-технологічного факультету. Протокол № 6 від «24» травня 2021 року

ЗМІСТ

Стор.

ЛЕКЦІЯ № 1. Тема «Сучасний стан і тенденції розвитку енеоргетики»	4
ЛЕКЦІЯ № 2. Тема «Електричні станції».....	12
ЛЕКЦІЯ № 3 Тема «Схеми електричних станцій».....	18
ЛЕКЦІЯ № 4 Тема «Власні потреби електричних станцій».....	30
ЛЕКЦІЯ № 5.Тема. «Робота генераторів електричних станцій"	38
ЛЕКЦІЯ № 6.Тема. «Навантаження електричних станцій підстанцій».....	46
ЛЕКЦІЯ № 7. Тема «Електричні підстанції».....	56
ЛЕКЦІЯ 8 Тема "Силові трансформатори станцій і підстанцій"	68
ЛЕКЦІЯ 9 Тема "Відокремлювачі, короткозамикачі плани ВРП".....	74
ЛЕКЦІЯ 10 Тема "Принципові схеми первинних ланцюгів комутації підстанцій"	79
ЛЕКЦІЯ 11 Тема "Схеми управління, обліку і сигналізації"	91

ЛЕКЦІЯ № 1

ТЕМА 1. СУЧАСНИЙ СТАН І ТЕНДЕНЦІЇ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ

1. Роль електроенергетики розвитку країни
2. Рівень споживання і тенденції розвитку світової енергетики
3. Паливно-енергетичний комплекс України

Перелік літератури по приведених питаннях

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Надати студентам зведення про сучасний стан і тенденції розвитку світової енергетики, паливно-енергетичний комплекс України і основні напрями його розвитку.

1.1 Енергетика як базис економічного розвитку країни

Від рівня розвитку енергетики залежить стан економіки кожної країни, вирішення проблем соціальної сфери і рівень життя людей. Наявність енергетичних ресурсів, в достатній кількості, забезпечує енергетичну незалежність держави і, як наслідок – її національну безпеку. Споживання енергії визначається трьома наступними чинниками: *зростанням населення, економічним розвитком і технологічним прогресом..*

Із зростанням населення збільшується виробництво енергії і добича енергоресурсів. *За останні сто років населення Землі виросло майже в чотири рази, а річна здобич енергоресурсів - в 21 разу.* В даний час на одного жителя планети доводиться 2.5 т.у.п. енергоресурсів. З урахуванням того, що до 2100 року населення виросте до 10 млрд. чоловік, а середні питомі енергоресурси на одного жителя - до 10 т.у.п., то практично все органічне паливо, насамперед нафта і газ, будуть вичерпані. Тому у людства немає іншої альтернативи, як жити по відношенню до природних можливостей і постійно здійснювати пошук нових нетрадиційних джерел енергії.

Цікавий факт представляє зв'язок між кількістю споживаної електроенергії на душу населення і тривалість життя (чим більше споживання електроенергії, тим більше середня тривалість життя). Так наприклад, в США, Канаді, Франції,

Японії на душу населення щорічно споживається близько 10000 - 11000 кВт.г. електроенергії, а середня тривалість життя досягає 81 років у жінок і 75 років для чоловіків. У Китаї, Індії, Замбії, де споживання електроенергії складає близько 600 кВт.г. середня тривалість життя дорівнює 66 рокам для жінок і 65 для чоловіків. У країнах з перехідною економікою (як Україна) споживання електроенергії значно більше, чим в країнах третього світу (Індія, Замбія), але тривалість життя у них співпадає з показниками країн: Індії, Замбії і ін., Що свідчить про низьку ефективність використання електричної енергії в цих країнах.

Технічний прогрес вимагає збільшення споживання енергії, виробництво якої не повинне перевищувати річну безпечну межу нарощування виробництва енергії. Перевищення цієї величини приведе до «термального забруднення» поверхні Землі, тобто до зростання її середньої температури, може зумовити катастрофічні наслідки на клімат нашої планети.

Зростання населення Землі і поступове підвищення рівня життя визначає темпи зростання споживання ТЕР, не дивлячись на технологічне вдосконалення виробничих сил людства, природоохоронну і енергозберігаючу діяльність.

Основне споживання електричної енергії доводиться на промисловість (37,0- 30,37%) і населення (40,42 - 30,0%), найменша - на сільськогосподарські підприємства (10 - 1,71%).

Але із стабілізацією економіки споживання електричної енергії безумовно ростиме. А це, у свою чергу, вимагає збільшення виробництва електричної енергії, зв'язано з використанням природних енергетичних ресурсів (енергоносіїв).

2 Рівень споживання і тенденції розвитку світової енергетики

Споживання енергоносіїв, яке спостерігалось в останні роки, має наступні тенденції:

1) у всіх промислово розвинених країнах знизилася частка нафтопродуктів і виросла частка ядерного палива в структурі виробництва електроенергії;

2) частка електроенергії, що виробляється на гідроелектростанціях (ГЕС), у всіх країнах знизилася у зв'язку з тим, що потенціал гідроенергії в більшості країн практично вичерпаний і збереження потужності ГЕС призводить до зниження їх частки в загальному виробництві електроенергії;

3) частка газу в структурі виробництва електроенергії в одних країнах зросла (Італія, Японія), в інших знизилася (Німеччина, Франція, США). Важливо відзначити, що нові потужності на природному газі - це, як правило, високо економічні паро газові установки (ПГУ) або пікові газотурбінні установки (ГТУ). Крім того, необхідність використання природного газу часто обумовлюється екологічними проблемами;

4) частка вугілля також в деяких країнах зросла (Японія, Канада, Австралія), в інших - знизилася (Великобританія, Франція). В Німеччині вугільні електростанції закриті.

5) майже у всіх країнах трохи виросла частка електроенергії, вироблюваної за рахунок нетрадиційних джерел енергії (сонячної енергії, вітроенергетики, геотермальних ЄС і так далі).

Тенденції споживання паливно-енергетичних ресурсів складені в кінці ХХ сторіччя на період до 2020 р.. відображено в таблиці 1.1

Таблиця 1.1 - Світове споживання паливно-енергетичних ресурсів

	Обсяги споживання, млрд. т у.п.			Структура споживання, %		
	1990, факт.	2000, оцінка	2020, прогноз	1990, факт.	2000, оцінка	2020, прогноз
Тверде паливо	3,25	3,70	5,80	29,1	28,5	30,0
Нафта	4,40	5,00	6,60	39,1	38,5	34,6
Природний газ	2,50	2,90	4,60	22,0	22,3	24,1
Атомна енергія	0,80	0,90	1,35	7,0	6,9	7,1
Гідроенергія	0,30	0,35	0,50	2,4	2,7	2,6
Нетрадиційні, відновлювані та інші джерела	0,05	0,15	0,30	0,4	1,1	1,6
Всього	11,30	13,00	19,15	100,0	100,0	100,0

Реальний стан показує різкий розвиток енергетики на нетрадиційних джерелах енергії

На основі результатів досліджень перспектив розвитку енергетики в масштабах планети, певні тенденції, які будуть характерні енергетиці в двадцять першому столітті:

- переваги віддаватимуться якісним видам палива і ефективному використанню розгалуженої інфраструктури (нафто- і газопроводи, могутні і локальні системи);
- інфраструктура залишатиметься основою енергетичної системи, а потреби в її розширенні ростимуть;
- переваги в технологічному плані будуть надані комплексам, оснащеним механізмами гнучкого розвитку;
- здійснюватиметься відхід від використання нафти і газу за рахунок кам'яного вугілля, зростання частки якого на світовому ринку енергоносіїв очікується до 40%;
- виробництво синтетичних палив, газу і в перспективі водню з природного газу, вугілля і біомаси стане найважливіші на ринку нових технологій;
- зросте роль децентралізованих технологій отримання енергії місцевого значення, особливо в урбанізованих регіонах і з розвитком сільського господарства;
- здійснюватиметься подальше дерегулювання і ліберизацію ринків електроенергії, орієнтованих на споживання і постачання енергією з такою якістю, яка відповідає запитам її споживачів;
- найменш ризикованою стратегією буде звернення до «родових технологій»: газовим турбінам, паливним елементам (паливні і фото батареї), які з часом стануть не менш важливими, чим дизельні двигуни і електромотори;
- нові методології в розробці стратегії стане орієнтація на ефективні технології і обов'язкове обліку всіх значущих ризик.

Перспективним напрямком розвитку світової енергетики є використання нетрадиційних поновлюваних джерел енергії.

Нетрадиційні джерела енергії – це сонячне випромінювання, енергія вітру, малих річок і водостоків, приливів, хвиль, біомаси (деревини, побутових і сільськогосподарських відходів, відходів тваринництва, птахівництва,

лісозаготівель, лісової, деревообробної і целюлозно-паперової промисловості), геотермальна енергія, а також розсіяна теплова енергія (тепло повітря, води океанів, морів і водосховищ).

Першим чинником, який змусив світову економіку почати переоцінку енергетичної політики, стало розуміння в реальній перспективі

Таблиця 1.2 - Технічний і можливий до використання світовий потенціал виробництва енергії за рахунок нових поновлюваних джерел енергії

Вид джерел	Технічний потенціал	Можливий до використання
Гідроенергія	2100	1050
Біомаса	5600	3570
Геотермальна енергія	1400	700
Сонячна енергія	Необмежений потенціал	630
Енергія вітру	2100	700
Енергія припливів, відливів, хвиль, градієнтів океану	700	350

зіткнення з проблемою вичерпаності запасів органічного палива, яка безпосередньо визначатиме зміни вартості, витрати в здобич і в цілому стосуватися енергетичної безпеки країн і політичною співдружність країн. Почалася переоцінка забезпечення власними ресурсами, доступними для залучення в сферу споживання. Технічний і можливий до використання світовий потенціал виробництва енергії за рахунок нових поновлюваних джерел енергії приведені в таблиці 1.2.

У ЄС вважають, що частка поновлюваних джерел енергії в енергетичному балансі неприйнятно мала в порівнянні з доступним технічним потенціалом.

3 Паливно-енергетичний комплекс України

У контексті глобальних перетворень в світі перед Україною стоїть невідкладне завдання пошуку власної життєвої стратегії розвитку в 21-м столітті. Зволікання з рішенням цього завдання - реальна загроза необоротних деградаційних процесів в економіці і навколишньому середовищі.

Важливо забезпечити високу якість життя нинішнього і майбутнього поколінь українського народу на основі збалансованого вирішення проблем соціально-економічного розвитку, збереження екологічно сприятливого навколишнього середовища і раціонального використання і відтворення природних ресурсів.

Однією з рушійних сил забезпечення процвітання України є ефективний паливно-енергетичний комплекс (ПЕК).

Енергетичний комплекс України включає цілий ряд систем, які пов'язані із здобиччю, переробкою, розподілом і використанням природних джерел енергії: газопостачання, нафто-, угле- і теплі постачання, ядерні енергетичні (див. Рисунок 2).

Характеристика ефективності роботи паливно-енергетичного комплексу держави полягає в наступному.

Нафтогазова галузь і нафтопереробка дають Україні 19100000000. Куб. м газу і 3700000. т. нафти з газовим конденсатом, хоча об'єми розвідувального буріння зменшуються. Вагомий внесок в реалізації нової енергетичної стратегії Євросоюзу дає газотранспортна система. Через українську газотранспортну систему можна транспортувати до 200 млрд. куб. м газу, але за останні роки транзит російського газу до країн Європи складає 50 млрд.куб.м. Україна володіє також розвиненою нафтопроводною системою, пропускна спроможність якої на вході складає 100 млн т, а на виході - 70 млн.т нафти в рік.

Вугільна галузь видобуває 59,4 млн.т готового вугілля, що значно менше в порівнянні з 1991г. За високій собівартості видобутку вугілля і необхідністю покриття цих витрат в Україні введена практика субсидування галузі.

Електроенергетична галузь є однієї з найважливіших складових ПЕК. Загальна встановлена потужність всіх електростанцій, що входять до складу ОЕС України складає 51,0 млн. Квт, зокрема: ТЕС - 34400000. Квт, АЕС - 11800000. Квт і ГЕС - 4800000. Квт. Виробництво електроенергії складає 173,0 млрд. Квт.

Теплова енергетика складається з блокових ТЕС, що працюють на органічному паливі. Всього на ТЕС України зараз експлуатується 104 енергоблоки від 150 до 800 Мвт, загальною потужністю 28700000. Квт.



Рисунок 1.2 - Складові енергетичного комплексу України

Гідроенергетичні потужності України складаються з ряду потужностей ГЕС і ГАЕС, частка яких в структурі генеруючих потужностей не перевищує 8,8%.

Енергозбереження. Останнім часом роботи по впровадженню поновлюваних джерел енергії в Україні отримали державну підтримку - прийнятий ряд програм по освоєнню відновлених джерел енергії і впровадженню енергозберігаючих технологій. Реалізація тільки однієї програми державної підтримки розвитку нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії і малої гідро- і теплоенергетики може забезпечити близько 10% економії традиційних паливно-енергетичних ресурсів від їх загального споживання в Україні.

Враховуючи актуальність і актуальність визначення для України науково обгрунтованих шляхів розвитку українського ПЕК розроблена «Концепція Енергетичної стратегії України на період до 2030 року».

Однією з важливих систем в паливно-енергетичному комплексі України є електроенергетичні системи, які забезпечують виробництво, перетворення, акумуляцію, передачу і розподіл електричної, а якщо говорити про вироблення частини тепла на теплоцентралях, тепловій енергії.

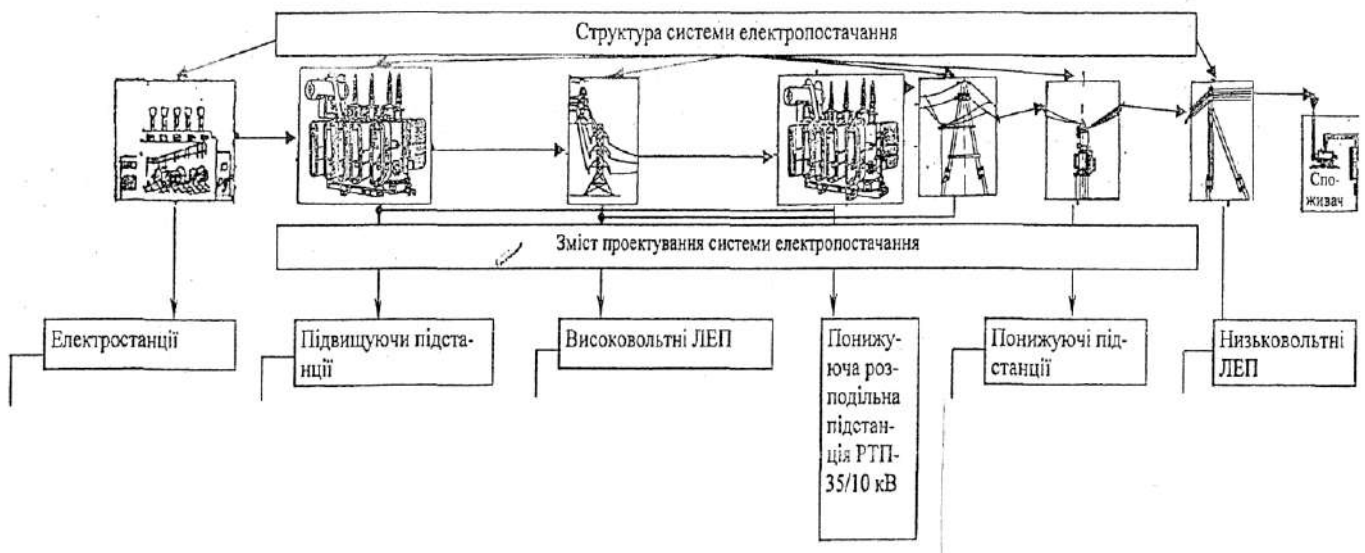


Рисунок 1.3 - Структура системи електропостачання

Ця система (рисунок 1.3) включає: електричні станції (виробництво електроенергії), підстанції, які призначені для підвищення рівня напруги і розподілу електричної енергії, високовольтні лінії електропередачі, що знижують трансформаторні підстанції з розподільними пристроями, низьковольтні лінії, що передають електроенергію споживачеві.

Найважливішими, найбільш складними елементами в цій системі є електричні станції і електричні підстанції. Їх структура, складові елементи, принципи дії і взаємодії структурних елементів електричних станцій і підстанцій і є змістом дисципліни, називається «Станції і підстанції», на вивчення якої відведено: **10 годин** лекційного і **30 годин** лабораторного циклу занять, виконання контрольної роботи і складання іспиту .

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. У чому полягає взаємозв'язок між станом енергетики країни і рівнем її економічного розвитку?
2. Сучасний стан світової енергетики?
3. Основні тенденції розвитку світової енергетики?
4. Назвіть основні складові енергетичного комплексу України.
5. Основні напрями розвитку нетрадиційних джерел енергії?

ЛЕКЦІЯ № 2

ТЕМА 2. «ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ»

- 1 Особливості виробництва електроенергії
- 2 Електростанції і підстанції
- 3 Взаємозв'язок між електростанціями і підстанціями

Перелік літератури по приведених питаннях

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам основні поняття про особливості в технології виробництва електричної енергії, призначення електричних станцій і підстанцій і взаємозв'язок між цими елементами структури систем електропостачання.*

1 Особливості виробництва електроенергії

Найбільш характерною особливістю технологічного процесу виробництва електричної енергії на електричних станціях є те, що цей вид продукції практично не можна запасати. Будь-яку продукцію промислового і сільськогосподарського виробництва можна зберігати протягом деякого часу, перш ніж вона буде використана споживачами. Електрична енергія, вироблювана на електростанції, практично повинна в той же момент споживатися приймачами електричної енергії. В даний час відсутні такі акумулятори, які при прийнятних витратах на їх споруду і з достатньо високим коефіцієнтом корисної дії могли б служити для зберігання великих запасів електричної енергії. Існуючі типи акумуляторів дорогі і недосконалі. Вони мають, як правило, невеликий до. П. Д. І для цієї мети не можуть широко застосовуватися. Їх застосовують, наприклад, на всякого роду пересувних електричних пристроях або як резервні і дуже надійних джерел живлення електричною енергією оперативних ланцюгів на електростанціях. Таким чином, на електричній станції час виробництва електричної потужності і енергії співпадає з часом їх споживання.

Таблиця 2.1 - Склад енергогенеруючих компаній України

Енергогенеруючі компанії		
1. ВАТ «Днепроенерго»	5. ВАТ «Центренерго»	
Запорізька ТЕС	Угледгорська ТЕС	
Криворізькі ТЕС	Зміївська ТЕС	
Придніпровська ТЕС	Трипільська ТЕС	
2. ВАТ «Западенерго»	6. ГАГК «Дніпрогідроенерго»	
Бурштинська ТЕС	Каскад КИВГЕС і ГАЕС	
Добротвірська ТЕС	Канівський ГЕС	
Ладижінська ТЕС	Кремечуцька ГЕС	
3. ВАТ «Востокенерго»	Дніпродзержинська ГЕС	
Зуєвська ТЕС	Дніпровська ГЕС	
Луганська ТЕС	Каховська ГЕС	
Старобешевський ТЕС	ГАЕК «Дністрогідроенерго»	
4. ВАТ «Донбассенерго»	7. Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»	
Курахівська ТЕС	Запорізька АЕС	Хмельницька АЕС
Слов'янська ТЕС	Південно-українська АЕС	Чорнобильська АЕС *
	Рівненська АЕС	* Зупинено 15 грудня 2000

2.2 Електростанції і підстанції

Згідно визначенням: електрична станція – це сукупність споруд, не зв'язаних в єдиному технологічному потоці і призначені для перетворення різних видів енергоносіїв (хімічну енергію палива, енергію води, енергію атома і інші) в електричну енергію.

Підстанція - це електроустановка, яка служить для перетворення і розподілу електричної енергії.

Електрична енергія на станціях виробляється генераторами, що приводяться в дію первинними двигунами. Для виробництва електричної енергії електростанція витрачає енергію, вид якої залежить від використаних первинних двигунів. До останнього часу для цієї мети використовувалася в основному гідравлічна енергія (потенційна енергія водотоків) і енергія хімічних реакцій, зв'язаних із спалювання різного роду палива. Деяке застосування знайшло також використання енергії вітру. Успіхи фізики зробили можливим

використання для виробництва електричної енергії ще і внутріатомною, такою, що виходить при розщеплювання атомного ядра.

На підстанціях електрична енергія, вироблена електростанціями, перетворюється для підвищення або пониження її напруги. Оскільки зазвичай електростанції розташовуються порівняно далеко від споживачів, передавати електроенергію доцільно при підвищеній напрузі. Це дозволяє при даній потужності зменшити струм в лініях, що передають, а отже, знизити втрати енергії. Правда, при цьому підростає вартість електроустановок за рахунок їх ізоляції. Підвищення напрузі забезпечується підстанціями, що підвищує.

За умовами технології використання електроенергії споживачами, а також по вимогах техніки безпеки при роботі споживчих електроустановок напругу електроенергії знижують на понижуючих підстанціях, наближених до споживачів. Перетворення електроенергії на тій, що підвищує і знижуючих підстанціях забезпечується трансформаторами і автотрансформатори.

2.3 Взаємозв'язок між електростанціями і підстанціями

Сільськогосподарські споживачі отримують електроенергію від могутніх від державних енергосистем, призначених для електропостачання промисловості і міст, або від Спеціальних сільськогосподарських електростанцій і енергосистем. Між споживачем і електростанцією або могутньою енергетичною системою є пристрій, що передає, який складається з тієї, що підвищує і понижуючих трансформаторних підстанцій і ліній передачі різної напруги. Чим більше потужність, яку необхідно передати споживачеві, чим більше відстань, на яку передається ця потужність, тим більша робоча напруга використовується в пристрої, що передає. Якщо сільськогосподарський споживач отримує електроенергію від спеціальної сільської електростанції, то між споживачем і станцією є пристрій, що передає, який складається з тієї, що підвищує трансформаторне підстанції, лінії передачі, що знижує трансформаторне підстанції, лінії передачі 0,38 / 0,22 кВ і внутрішньої електропроводки у споживача (рис. 2.1). Коли електропостачання сільськогосподарських споживачів забезпечується могутньою енергетичною системою, в схемі пристрою, що

передає, зазвичай є знижуюча трансформаторна підстанція з 110 або 35 кВ на 10 кВ, потім лінія передачі, друга знижуюча трансформаторна підстанція, лінія передачі 0,38 / 0,22 кВ і внутрішня електропроводка споживача (рис.2.2).

Сільські електростанції найчастіше будують з двома агрегатами двигун-генератор, проте зустрічаються і одноагрегатні станції, а також станції з числом агрегатів більше двох.

Робоча напруга генераторів сільських електростанцій буває 0,4 / 0,23 кВ і 6,3 кВ. Генератори на напругу 0,4 / 0,23 кВ будують з номінальною потужністю до 625 кВА. Генератори на напругу 6,3 кВ - з потужністю від 300 кВА і більш. Зазвичай, якщо потужність генераторів на сільській електростанції більше 300 кВА, перевагу віддають генераторам на напругу 6,3 кВ, оскільки їх застосування полегшує конструкцію розподільного пристрою станції і спрощує апаратуру.

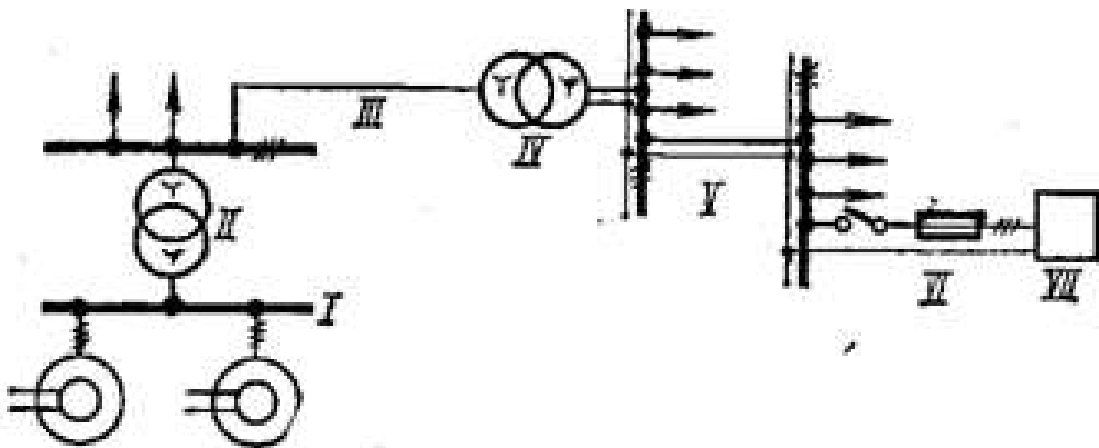


Рисунок.2.1. Схема електропостачання споживачів від сільської електростанції: I - електростанція; II - трансформаторна, що підвищує, підстанція; III - лінія передачі напругою більше 1000 В, IV - знижуюча трансформаторна підстанція; V - лінія напругою 0,38 / 0,22 кВ; VI - внутрішня електропроводка споживача; VII - споживач.

Якщо генератори мають напругу 0,4 / 0,23 кВ, споживачі невеликої потужності, розташовані недалеко від станції, можуть бути забезпечені електропостачанням по спрощеній схемі пристрою, що передає, в яку входять тільки лінія передачі 0,38 / 0,22 кВ і внутрішня електропроводка споживача. Частіше

навіть за наявності генераторів з напругою 0,4 / 0,23 кВ пристрій, що передає, виконують в узгодженні з схемою на малюнку 2.1.

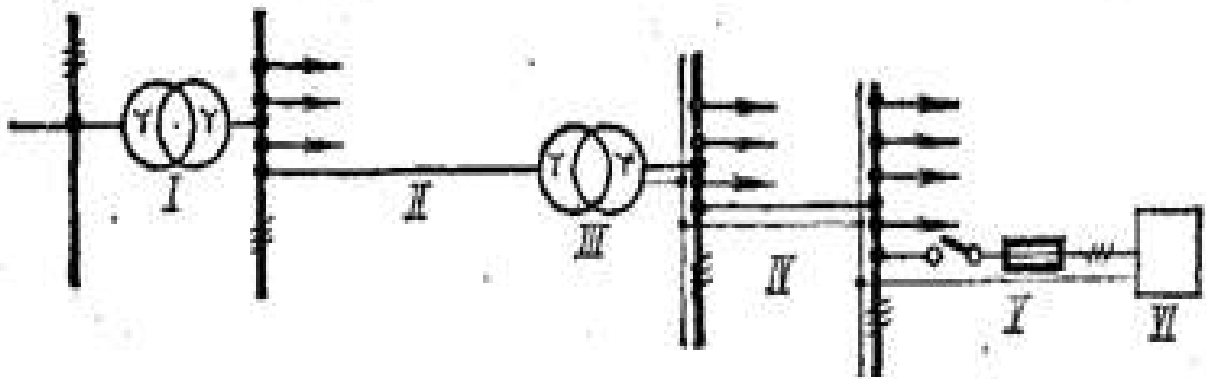


Рисунок 2.2 - Схема електропостачання споживачів від могутньої енергосистеми: I - знижуюча трансформаторна підстанція 110/10 або 35/10 кВ; II - лінія передачі 10 кВ; III - знижуюча трансформаторна підстанція 10 / 0,4 кВ; IV - лінія напругою 0,38 / 0,22 кВ; V - внутрішня проводка споживачів; VI - споживач.

Підстанція сільської електростанції, що підвищує, складає з нею одне ціле, причому підстанцію розміщують або в будівлі електростанції, або поряд на відкритому повітрі. Для розподілу електричної енергії сільськогосподарським споживачам в основному застосовується робоча напруга 10 кВ. Вона дає можливість побудувати економічні пристрої, що передають, забезпечують передачу потрібних в умовах сільського господарства потужностей на потрібні відстані. В окремих випадках використовують також напругу 20 кВ. На тій, що підвищує підстанціях встановлюють один або два що підвищує трансформатора і всю необхідну апаратуру. У сільськогосподарського електропостачання будують виключно повітряні лінії передачі на дерев'яних або залізобетонних опорах. Кабельні лінії в сільській енергетиці практично не застосовуються.

Знижуючі підстанції для сільськогосподарських споживачів зазвичай виконують відкритого типу на дерев'яних або залізобетонних опорах (щогловий підстанції). Ряд споживчих знижуючих підстанцій живлять від загальної лінії

передачі. Лінії 0,38 / 0,22 кВ в сільському господарстві в основному будують повітрям на дерев'яних опорах.

Розроблені спеціальні полегшені кабелі цієї напруги для сільськогосподарської енергетики, новий робота вони поки не мають широкого застосування.

Внутрішню проводку в сільськогосподарських споживачів виконують ізольованим дротом або шнуром з необхідною що відключають апаратурою (рубильники, автомати, вимикачі) і запобіжник для захисту від коротких «замикань і перевантаження. Схема електропостачання сільських споживачів на рисунку 2.2 відрізняється від схеми на рисунок 2.1 тільки тим, що в першій є сільській електростанції і джерелом енергопостачання є знижувальна підстанція, що харчується від могутньої енергосистеми. Цю підстанцію виконують з відкритою частиною вищої напруги, включаючи сюди знижувальні трансформатори, і із закритим або комплектним 10 кВ розподільним пристроєм.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Що називається електроустановкою?
2. Що називається трансформаторною підстанцією?
3. Що називається електростанцією?
4. Яким чином здійснюється управління виробництвом і збутом електричної енергії в Україні?
5. У чому полягає взаємозв'язок між електростанціями і підстанціями?
6. У чому полягає основна особливість технологічного процесу виробництва електроенергії?

ЛЕКЦІЯ № 3

ТЕМА 3. «СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ»

- 1 Види електричних схем електростанцій
 - 2 Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів тільки на напругу 380/220 В
 3. Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 6-10 кВ і 35 кВ
- КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам знання про основних типові схеми первинних кругів електричних станцій, їх переваги і недоліки*

3.1 Види електричних схем електростанцій

Схеми з'єднань електростанцій і підстанцій по виконання діляться на однолінійні і повнолінійні, а за типом — на принципові, з'єднань і підключень.

Розрізняють також схеми електричних з'єднань первинних або основних ланцюгів і вторинних ланцюгів.

На схемах первинних ланцюгів показують генератори, трансформатори, вимикачі і інші елементи, з яких складається ланцюг передачі електроенергії до споживачів. На схемах вторинних ланцюгів зображають допоміжні ланцюги — ланцюги включення контрольно-вимірювальних приладів, реле захисту, апаратури сигналізації, автоматики і управління.

На однолінійних схемах всі три фази умовно зображаються однією лінією. Однолінійними схемами, на які нанесені всі елементи первинних ланцюгів (генератори, трансформатори, вимикачі), користуються в процесах проектування і експлуатації електроустановок, при розрахунку струмів короткого замикання, розробці схем вторинних ланцюгів, конструюванні розподільних пристроїв. Такі схеми називають принциповими однолінійними. Однолінійну схему, на якій вказані також контрольно-вимірювальні прилади, пристрої захисту, управління, автоматики і сигналізації, називають повною однолінійною.

На повнолінійній схемі всі три фази і інші ланцюги показано окремими проводами. Таку схему зазвичай виконують не для всієї електроустановки, а для окремих її частин.

На схемі з'єднань указують все устаткування з урахуванням взаємного топографічного розташування, спосіб проводки, перетини проводів, маркіровку затисків і ін. Така схема потрібна для виконання монтажних і ремонтних робіт.

Таблиця 3.1

Напряжение, в	Передаваемая мощность (квт)	Ориентировочные расстояния (км), на которые целесообразно передавать электроэнергию на данном напряжении
10 000	До 3 000	До 15
20 000	До 5 000	До 30
35 000	2 000—10 000	50—20
110 000	10 000—50 000	150—50

Як вже наголошувалося, існує два способи постачання сільського господарства електроенергією:

- 1) приєднання сільських споживачів до мереж крупних енергосистем;
- 2) будівництво власних електростанцій.

Доцільніший перший спосіб електрифікації. Але в районах, де немає мереж енергосистем, будують сільські електростанції, як правило, укрупненій потужності. Крім того, як резервні джерела живлення використовують невеликі пересувні і стаціонарні електростанції.

Для складання принципової схеми електростанції необхідні початкові дані. Перш за все потрібно знати величину потрібної потужності. Для визначення її намічають зону електропостачання, виходячи з щільності навантажень, місця розташування споживачів і раціонального радіусу дії електричних мереж. Радіус дії мереж залежить від напруги і величини потужності, що передається (табл. 3.1).

Величину потрібної потужності електростанції або підстанції можна знайти шляхом побудови графіків навантаження або ж за допомогою коефіцієнта попиту. Підрахувавши необхідну потужність електростанції, вирішують питання про

кількість і одиничну потужність генераторів. При цьому враховують необхідність отримання електроенергії високої якості, надійність електропостачання, економічність експлуатації, капітальні витрати. Потім, знаючи навантаження споживачів і їх розташування, визначають число і напруга ліній, що відходять.

Маючи в своєму розпорядженні перераховані дані, складають принципову схему первинних ланцюгів електростанції. При цьому враховують наступні основні вимоги, яким повинна задовольняти принципова схема станції:

1. Надійність роботи, яка досягається низкою технічних заходів. Наприклад, установку ділять на декілька частин, що нормально працюють паралельно. При пошкодженні однієї частини вона автоматично відключається, а непошкоджені частини установки залишаються в роботі.

Згідно «Правилам устрою електроустановок» (ПУЕ), електроприймачі по надійності електропостачання діляться на наступні категорії:

1-а категорія електроприймачі, порушення електропостачання яких небезпечно для життя людей або може принести значний збиток народному господарству, викликати пошкодження устаткування, масовий брак продукції і т. д.;

2-а категорія - електроприймачі, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовідпуском продукції, простоєм механізмів і робочих, порушенням нормальної діяльності великої кількості людей;

3-а категорія - всі решта електроприймачі, не відповідні під визначення 1-ої і 2-ої категорій.

Споживачі 1-ої категорії повинні забезпечуватися електроенергією від двох незалежних джерел живлення, і перерва в їх електропостачанні не допускається.

Для споживачів 2-ої категорії допустимі перерви в електропостачанні на якийсь час, необхідне для включення резервного живлення;

Для електроприймачів 3-ої категорії допустимі перерви в електропостачанні на час ремонту і заміни устаткування, але не більш за одну добу.

2. Гнучкість роботи. Ця вимога означає, що електрична схема станції або підстанції повинна забезпечувати різні можливі режими її роботи.

3. Зручність експлуатації. Електрична схема повинна бути спроектована так, щоб вона була наочною, а відключення і включення окремих елементів установки вимагали найменшого числа операцій.

4. Економічність експлуатації. Це означає, що повинні бути найменші щорічні витрати на електропостачання.

5. Безпека обслуговування.

6. Можливість розширення. Установка на станції (підстанції) нових додаткових агрегатів і устаткування не повинна викликати істотних переробок.

3.2 Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 380/220 В

При напрузі мережі 380/220 В на електростанціях використовуються генератори з напругою 400/230 ст. У даному випадку можуть застосовуватися різні структури схем. Найбільш простій є електростанція з одним агрегатом (рис. 3.1).

Синхронний генератор зазвичай має трифазну обмотку, сполучену в зірку із заземленням нейтральної крапки. Енергія від генератора подається на збірні шини розподільного щита, з яких передається до споживачів по лініях, що відходять (фідерам).

У ланцюгах генераторів і ліній, що відходять, встановлена необхідна комутаційна і захисна апаратура. У простому випадку це рубильники і запобіжники. Досконалішою апаратурою є автоматичні вимикачі (автомати).

Окрім розглянутої електростанції з одним генератором, існують багатоагрегатні станції на напругу 400/230 В, наприклад електростанції з двома генераторами, які, як правило, працюють паралельно на загальні шини. Іноді передбачають незалежну працю генераторів за спеціальною схемою з'єднань.

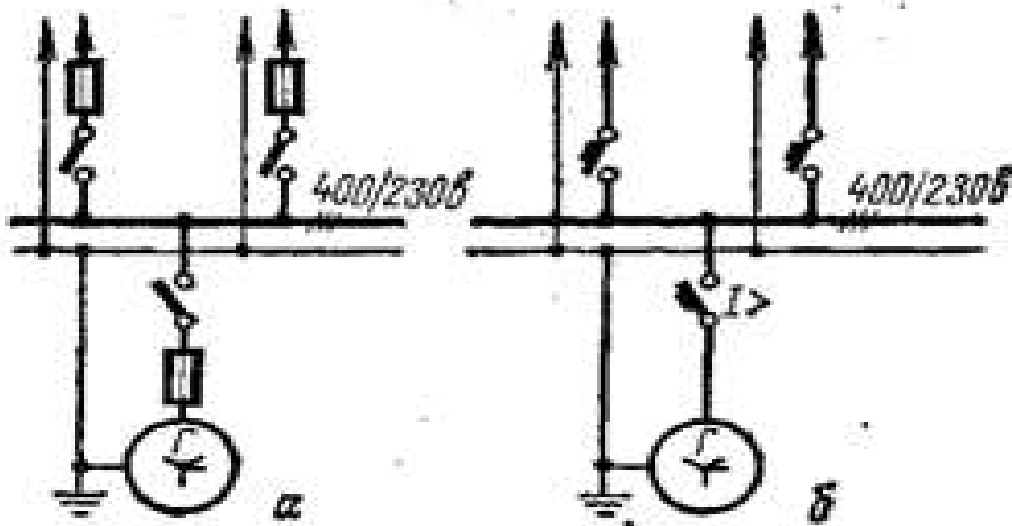


Рисунок. 3.1- Принципові схеми одноагрегатних станцій: а — схема із застосуванням рубильників і запобіжників; б — схема із застосуванням автоматів максимального струму

При паралельній роботі генераторів застосовується звичайна комутаційно-захисна апаратура. Така станція забезпечує надійнішу і економічнішу роботу, ніж при одному агрегаті (Рис. 3.2).

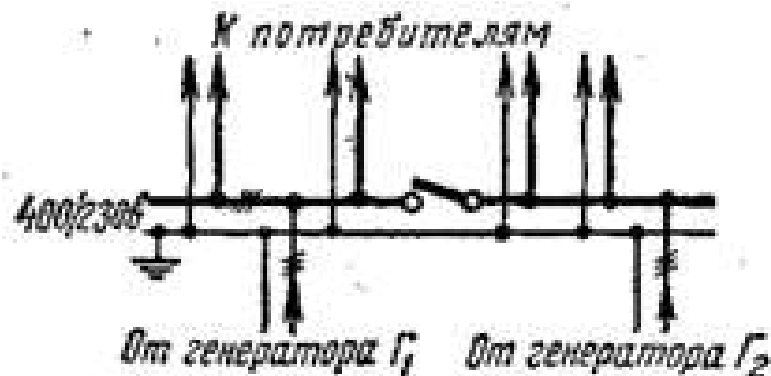


Рисунок 3.2 - Схема секціонування шин рубильником.

На багатоагрегатних електростанціях застосовують секціонування шин за допомогою рубильника або знімних накладок. При пошкодженні якої-небудь ділянки шин його відокремлюють і виводять з роботи. Частина споживачів позбавляється живлення, а останні працюють нормально.

Розглянуті електростанції з генераторною напругою 400/230 В застосовуються для електропостачання близько розташованих споживачів (у радіусі не більше 1 км.).

Якщо в зоні електропостачання є близько розташовані споживачі і видалені, електроенергію із станції потрібно передавати на генераторній напрузі 400/230 в і підвищеному 6—10 кВ. Для цього необхідна трансформаторна підстанція, що підвищує. Структура схем електричних з'єднань станцій може бути різною (рис. 3.3): з одним або декількома *генераторами*, однією або декількома лініями 6—10 кВ.

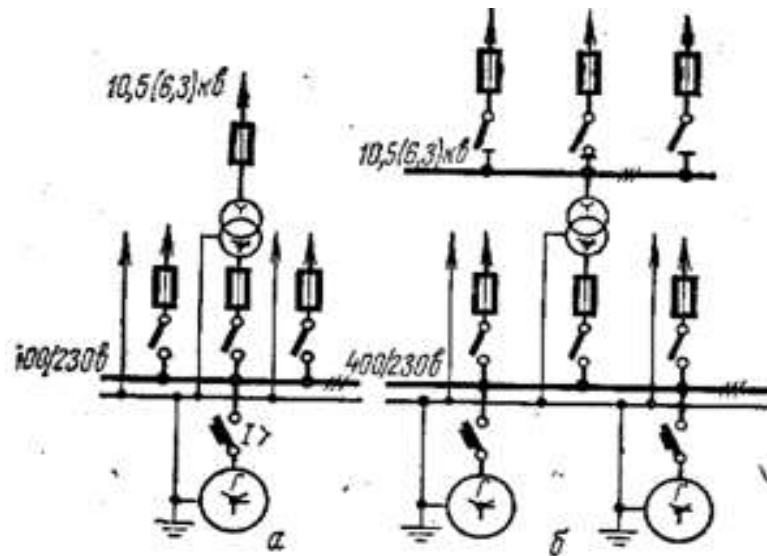


Рисунок. 3.3 - Принципові схеми електростанцій з напругою 400/230 В і 6,3(10,5) кВ: а — схема з одним генератором без шин 6,3 (10,5) кВ;
б — схема з двома генераторами і з шинами 6,3(10,5) кВ.

Слід мати на увазі, що вигідніше застосовувати напругу 10 кВ, оскільки воно забезпечує більший радіус електропостачання і дає економію за рахунок зменшення перетину проводів.

Якщо від трансформатора, що підвищує, відходить тільки одна лінія 6—10 кВ, то доцільно не ставити на ній роз'єднувач. Таку схему називають блоковою (блок «трансформатор — лінія»). У ній досягається економія на апаратурі. Включають і відключають лінію з боку живлення трансформатора.

Бувають випадки, коли електростанцію доводиться споруджувати далеко від споживачів, поряд з джерелом енергоресурсів. Наприклад, крупна

міжколгоспна електростанція може бути побудована на базі запасів торфу. В результаті техніко-економічних розрахунків може опинитися, що станцію вигідно спорудити поблизу запасів палива, а електроенергію, що виробляється, передавати на великі відстані.

Для передачі електроенергії необхідно застосувати підвищену напругу, зокрема 6 або 10 кВ (переважно 10 кВ). Відповідно до цього повинна бути розроблена схема електричних з'єднань станції.

Перш за все потрібно вирішити питання про генераторний, напрузі станції.

Така станція зазвичай є порівняно могутньою. Тому можуть бути два рішення відносно напруги генераторів. Відомо, що генератори до 625 кВА випускаються на напругу 400/230 Ст. Проте, починаючи з 300 кВА, вони бувають на напругу 6,3 кВ. Генератори на декілька тисяч кіловольт-ампер мають напругу 6,3 або 10,5 кВ. Отже, здійснити електропостачання споживачів на напрузі 6—10 кВ можна двома способами:

- 1) на генераторній напрузі 6,3 або 10,5 кВ;
- 2) на підвищеній напрузі із застосуванням трансформаторів 0,4/6,3—10,5 кВ., що підвищують

При виборі способу електропостачання виходять з типу прийнятих генераторів і враховують певні техніко-економічні положення.

Якщо електропостачання ведеться на генераторній напрузі 6,3 або 10,5 кВ, то не потрібні трансформатори, що підвищують. Проте генератори з такою напругою можуть бути дорожче за генератори з напругою 400/230 В і їх експлуатація складніша. Для станцій, що живлять протяжні повітряні лінії безпосередньо від генераторів (без трансформаторів), складніше забезпечити грозозахисту.

При електропостачанні із застосуванням трансформатора (трансформаторів), що підвищує, відпадають перераховані ускладнення, але в схемі комутації з'являється додаткова ланка - трансформатор, що підвищує (трансформатори). Це ускладнює схему і викликає потребу в додатковому устаткуванні, що відбивається на вартості електроустановки. Тому при вирішенні

всієї сукупності вказаних питань необхідне техніко-економічне порівняння різних варіантів схеми з'єднання електростанцій.

Дані електростанції можуть бути з різною кількістю агрегатів (генераторів) і різним числом ліній, що відходять. Залежно від напруги застосовується відповідна комутаційно-захисна апаратура.

На рисунку 3.4 показана схема двоагрегатної електростанції з генератором 6,3 (10,5) кВ із застосуванням різної комутаційно-захисної апаратури, що вмонтовується в спеціальному розподільному пристрої станції. Як видно з схеми, для генераторів Г1 і Г2 застосовані масляні вимикачі і роз'єднувачів, для лінії Л1 — роз'єднувач і масляний вимикач, для лінії Л2 — вимикач навантаження із запобіжниками і для лінії Л3 — роз'єднувач із запобіжниками.

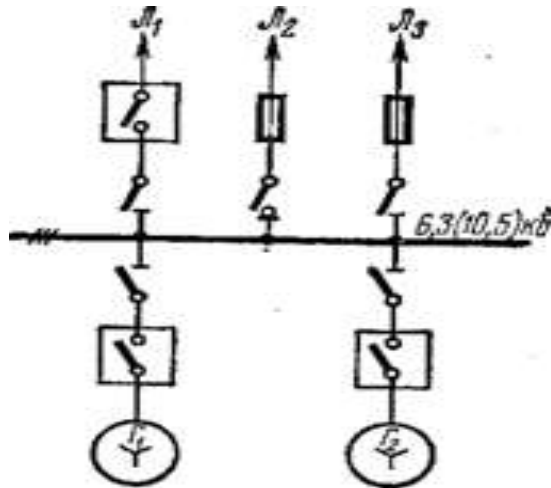


Рисунок 3.4 - Принципова схема електростанції з генераторами 6,3(10,5) кВ

Споживачі власних потреб електростанції отримують живлення через спеціальний знижувальний трансформатор (трансформатори). Питання про надійне живлення споживачів власних потреб заслуговує серйозної уваги. Детально він розглядається нижчим.

Розглянемо схему електростанції, що видає всю електроенергію на напрузі 6,3 або 10,5 кВ через трансформатори, що підвищують (рис. 3.5). Станція двоагрегатна з двома трансформаторами, що підвищують.

Застосування для кожного генератора свого трансформатора, що підвищує, забезпечує велику незалежність агрегатів один від одного, спрощує проведення ремонту, забезпечує велику економічність роботи при різних навантаженнях.

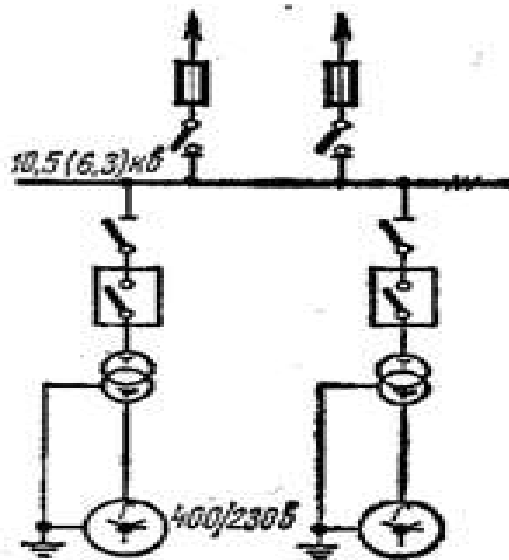


Рисунок.3.5 - Принципова схема електростанції з двома блоками генератор - трансформатор.

В окремих випадках (для економії на капітальних витратах) передбачають роботу декількох генераторів на один трансформатор, що підвищує.

Практикою експлуатації доведено, що трансформатори - дуже надійні апарати. Тому між генератором і трансформатором не передбачається захисна і комутаційна апаратура. Виходить економія на апаратурі, спрощення захисту і схеми з'єднань в цілому. З'єднання генератора безпосередньо з трансформатором, що підвищує, називають блоком «генератор-трансформатор». Власні потреби електростанції при цьому забезпечують живленням безпосередньо із затисків генераторів або через спеціальний трансформатор власних потреб.

Збірні шини іноді секціонують із застосуванням масляного вимикача, роз'єднувачів або знімних накладок.

3 Схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напругу 6-10 кВ і 35 кВ

Крупні сільські електростанції виконуються з двома підвищеною напругою 6(10) кВ і 35 кВ. Це визначається великою віддаленістю і потужністю споживачів, а також необхідністю мати електричний зв'язок з енергосистемою. У цих випадках електростанція зазвичай має генератори з напругою 6,3 або 10,5 кВ і трансформатор, що підвищує, на 35 кВ. Схема такої електростанції показана на рисунку 3.6.

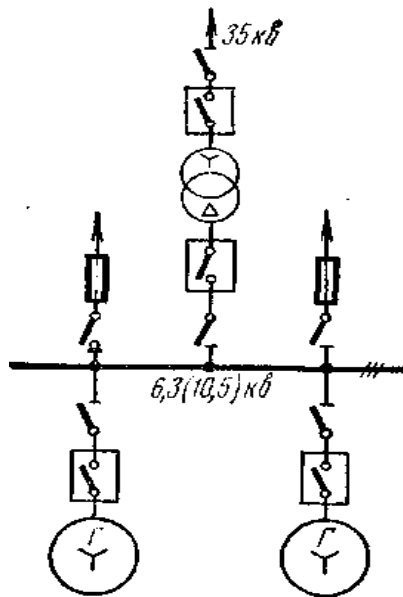


Рисунок 3.6 - Принципова схема електростанції з напругою 6,3 (10,5) і 35 кВ

Слід зазначити, що раніше на електростанціях для підвищення надійності електропостачання, окрім всіх вище розглянутих заходів, застосовували, наприклад, подвійну систему шин (Рис. 3.7).

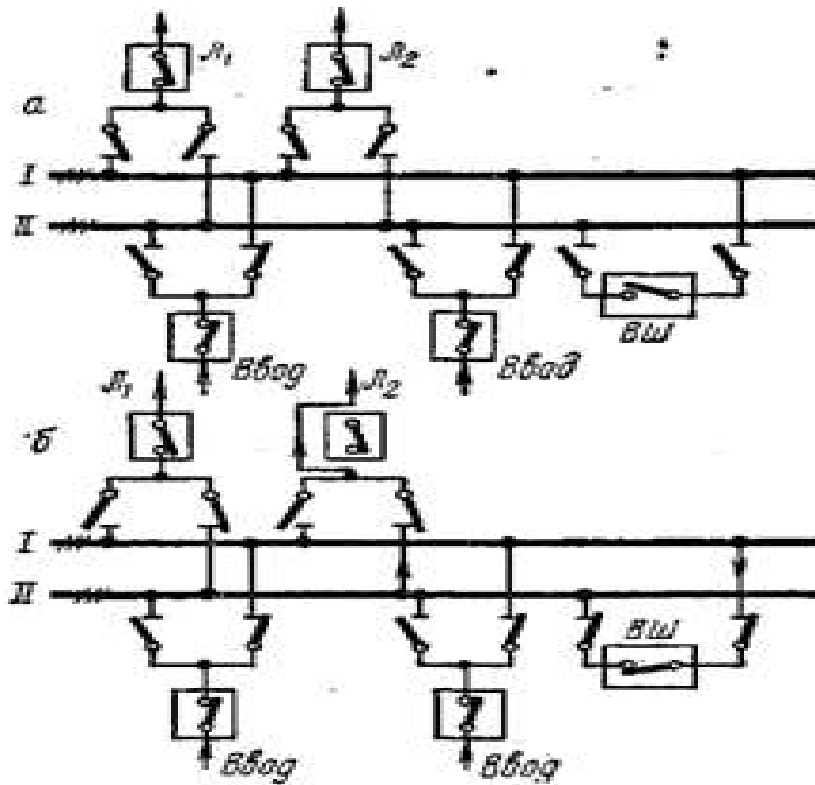


Рисунок 3.7 - Подвійна система шин: а - система шин; б — вимикач лінії Л2 замінений вимикачем ВШ.

В даний час такі схеми застосовуються рідко. Подвійна система шин в дозволяє перемикає будь-яке приєднання з одних шин на інших без перерви в живленні споживачів. Такі перемикання можуть бути необхідні при пошкодженні яких-небудь шин або у разі виведення шин з роботи для профілактичного обслуговування.

Оскільки подвійна система шин має шиноз'єднуючий масляний вимикач (ВШ), то це дає можливість у разі ремонту або ревізії масляного вимикача на якій-небудь лінії, що відходить, замінити його (мал. 3.8, би) тимчасово шиноз'єднуючим вимикачем (ВШ).

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Перерахуйте види схем електричних з'єднань.
2. Які початкові дані необхідні для складання принципової схеми електростанції?
3. Які вимоги до принципової схеми електроустановки?

4. Які схеми застосовуються для електростанцій, розташованих споживачів, що забезпечують близько?
5. Розкажіть про схеми електростанцій при електропостачанні споживачів на напрузі 380/220 В і 6-10 кВ.
6. У яких випадках на електростанціях застосовують напругу 35 кВ?
7. Що називається блоками генератор-трансформатор і трансформатор-лінія?

ЛЕКЦІЯ № 4

ТЕМА 4. ВЛАСНІ ПОТРЕБИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

1. Загальні положення
2. Механізми власних потреб теплових і гідравлічних електростанцій
3. Схеми живлення власних потреб електричних станцій
4. Робоче, аварійне і додаткове освітлення

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам знання про власні потреби електричних станцій, їх переваги і недоліки*

1 Загальні положення

Виробництво електричної енергії на електричних станціях і переробка її на підстанціях завжди пов'язані з деякою витратою енергії на власні потреби. Ця витрата оцінюється зазвичай у відносних величинах після відношення до кількості електричної енергії, виробленої електростанціями або перероблене підстанції для потреб приєднаних споживачів. Залежно від типу електричної станції витрата на власні потреби різна (див. Табл. 4.1). Найбільшої відносної величини він досягає в Теплоелектроцентральному, працюючому на пилоподібному твердому паливі, декілька меншою - в теплових конденсаційних електростанціях і найменшою - в гідроелектричних станціях.

Залежно від виду вживаного палива на теплових електростанціях витрата електричної енергії на власні потреби коливається в широких межах. Найбільше значення він має для станцій, що працюють на пило подібному паливі, найменшого, - для тих, що працюють на рідкому і газоподібному паливі. На величину цієї витрати істотний вплив роблять потужність станції і основні характеристики її енергоносія (температура і тиск пари ТЕС, натиск на ГЕС). На станціях більшої потужності витрата електричної енергії на власні потреби завжди має меншу відносну величину. При збільшенні температури і тиску пари на ТЕС і при збільшенні натиску на ГЕС витрата зазвичай знижується. Витрата електричної енергії на власні потреби електричних станцій також зв'язаний з наявністю електроприводу ряду допоміжних механізмів і пристроїв, а також з

освітленням станцій і їх території. До власної витрати відноситься електрична енергія, необхідна для роботи ланцюгів управління, автоматики, захисту і сигналізації. Часто, особливо на підстанціях, електрична енергія витрачається ще і для потреб опалювання. Всі споживачі власних потреб зазвичай діляться на категорії відповідальних і невідповідальних. До категорії відповідальних споживачів відносяться те, перерва в Електропостачання яких призводить до зниження продуктивності основних агрегатів, тобто до зменшення вироблення електричної енергії, або до виходу з ладу основного і допоміжного устаткування станції. Невідповідальним споживачами власних потреб рахують те, короткочасна перерва в Електропостачання яких не призводить до зниження вироблення енергії станцією. У установку власних потреб електричної станції входять джерела живлення, розподільні пристрої власних потреб, Станційний електричні силові і освітлювальні мережі, електродвигуни всіх допоміжних механізмів і пристроїв з їх пускорегулюючою апаратурою, електричне освітлення і допоміжна установка постійного струму (при її наявності).

2. Механізми власних потреб теплових і гідравлічних електростанцій

На теплових електростанціях основними механізмами власних потреб є механізми паливних складів, механізми, що служать для транспортування палива з складів, для приготування палива, обслуговуючі котельні установки, обслуговуючі турбогенератори. Окрім основних механізмів, на теплових електростанціях є ще ряд допоміжних, до яких відносять ряд насосних пристроїв, вентилятори, приводи засувки на паро- і водопроводах, двигуни-генератори для зарядки акумуляторних батарей, резервний збудник, електроприводи цеху хімоводоочистки і допоміжних цехів і майстерень.

На гідроелектростанції основними є механізми власних потреб, обслуговуючі гідротурбіни і генератори, підйомні механізми, обслуговуючі Гідротехнічні споруди, електрообігрів елементів гідротехнічних споруд і електричне опалювання приміщень.

До категорії допоміжних механізмів власних потреб гідроелектростанцій відносяться всякого роду насоси, двигуни-генератори для зарядки акумуляторних

батарей, резервний збудник, вентилятори, електроприводи допоміжних цехів і майстерень.

Враховуючи можливість пошкодження, деякі з основних механізмів власних потреб дублюють, Встановлюючи Відповідний резерв. Основним видом приводу для механізмів власних потреб на електричних станціях є асинхронний електродвигун, що відрізняється простотою пуску і експлуатації, компактністю, надійністю і економічністю. Деякі з особливо відповідальних механізмів власних потреб теплових електростанцій (наприклад, живильні насоси казанів) забезпечені, окрім електроприводу, ще і резервним паровим приводом від турбін невеликої потужності.

3 Схеми живлення власних потреб електричних станцій

Власні потреби електричних станцій, як правило, отримують живлення від головних генераторів станції. Якщо напруга ЦИХ генераторів більша, ніж необхідна напруга в електричних мережах власних потреб, передбачаються спеціальні знижувальні трансформатори. Достоїнствами такого способу живлення власних потреб є: висока надійність, особливо в тих випадках, коли дана електростанція працює паралельно з іншими, простота схеми і експлуатації, невелика вартість і малі експлуатаційні витрати. Крім того, такий спосіб живлення дає можливість прямого запуску при повній нарузі порівняно крупних асинхронних короткозамкнутих електродвигунів в мережі власних потреб.

Одним з недоліків цього способу живлення є те, що аварії в електричних мережах споживачів, приєднаних до шин електростанцій, неминуче супроводжуються пониженнями напруги в електричних мережах власних потреб. Короткі замикання на збірних шинах електростанції можуть привести до припинення живлення власних потреб. Це другий серйозний недолік такого способу, особливо при ізольованій роботі станції.

Ці недоліки можуть бути усунені раціональним вибором схем головних збірних шин станції, схем розподільних пристроїв власних потреб, застосуванням не міні чим двох джерел живлення власних потреб з необхідним резервуванням на повну потужність, застосуванням швидкодіючими захист і автоматичних

регуляторів напруги на станції, застосуванням тих, що самозапускаючий при відновленні напруги асинхронних електродвигунів власних потреб, застосуванням резервних парових приводів на особливо відповідальних механізмах і резервних електроприводів постійного струму з живленням від акумуляторних батарей. На електричних станціях малої потужності, що працюють на напрузі 400/230 В, електричні двигуни власних потреб і освітлення харчуються безпосередньо від головних збірних шин по необхідна кількості фідерів. На електростанціях малої і середньої потужності з напругою 6-10 кВ живлення шин власних потреб забезпечується не міні чим двома що знижує трансформаторами, кожен з яких розрахований на повну потужність власних потреб. На таких станціях електричні мережі власних потреб зазвичай мають напругу 380/220 В (рідко 220/127 В). За наявності секціонування головних шин трансформатори власних потреб приєднують до різних секції цих шин.

Шини власних потреб секціонують і число їх секцій беруть рівним числу тієї, що живить трансформаторів. На електростанціях великої потужності крупні електродвигуни (потужністю більше 75 кВт) власних потреб зазвичай працюють на напрузі 3 і 6 кВ. Дрібні електродвигуни і освітлення отримують живлення від електричних мереж 380/220 Ст. В цьому випадку на електростанції є декілька розподільних пристроїв власних потреб на різну напругу. Зазвичай при цьому від головних збірних шин електростанції харчуються головні трансформатори власних потреб з вторинною напругою 3 або 6 кВ, а ось шин розподільного пристрою власних потреб на 3-6 кВ через знижувальні трансформатори забезпечується живлення власних потреб на напрузі 380/220 Ст.

Якщо головні шини електростанції мають напругу 6 кВ, то крупні електродвигуни власних потреб напругою 6 кВ можуть отримувати живлення безпосередньо від головних шин.

Для полегшення електричної апаратури власних потреб в таких випадках встановлюють реактори між головними шинами станції і шинами власних потреб, що знижує величину струмів короткого замикання.

На невеликих і середніх підстанціях без постійного чергового персоналу зазвичай витрата електроенергії на власні потреби відсутня. Електричне

освітлення таких підстанцій включається тільки на час оглядів і ремонтів і забезпечується за шин нижчої напруги підстанції (380-220 В) або від спеціального трансформатора власних потреб малої потужності (для підстанцій на високі класи напруги). На підстанціях середньої потужності з постійним чергування для живлення власних потреб, що складаються з освітлення, опалювання, живлення зарядного агрегату для акумуляторної батареї, встановлюють трансформатор власних потреб. За наявності на підстанціях шин вторинної напруги 380/220 В її власні потреби харчуються безпосередньо від ЦИХ шин.

До власних потреб підстанції часто приєднують освітлення селища при ній. Живлення власних потреб таких підстанцій зазвичай резервується від найближчої міської або заводської мережі. На невеликих розподільних пунктах (фідерних підстанціях) високих класів напруги замість силового трансформатора власних потреб часто встановлює трансформатори напруга, Яка в цьому випадку може бути навантажені до їх максимальної потужності. На крупних підстанціях, від 35 кВ і вище, для живлення власних потреб зазвичай встановлюють два трансформатори, кожен з яких розрахований на повну потужність власних потреб. Ці трансформатори харчуються від шин підстанції 6—10 кВ і забезпечують живлення двох секцій шин власних потреб.

Живлення споживачів від шин власних потреб може бути забезпечене двома способами: індивідуальним і груповим. При індивідуальному способі живлення до кожного споживача власних потреб прокладають від шин спеціальний фідер. Цей спосіб забезпечує високу надійність, але, звичайно, пов'язаний із значними витратами на виконання електричної мережі.

При груповому способі живлення фідер від шин власних потреб прокладають для групи споживачів, зазвичай розташованих територіально близько один від одного. Очевидно, що в цьому випадку витрати на споруду електричної мережі виходять меншими, але ступінь надійності живлення кожного із споживачів знижується, оскільки група споживачів має загальне живлення.

Часто, особливо на крупних електростанціях, використовується комбінація цих двох способів живлення: могутні і відповідальні споживачі мають

індивідуальне електропостачання від шпилька, а менш могутні споживачі об'єднані в групи і забезпечуються груповим живленням.

4 Робоче, аварійне і додаткове освітлення

На станціях і підстанціях передбачається робоче, аварійне і додаткове освітлення. Робоче освітлення роблять у всіх приміщеннях, а також на тих ділянках території, де в нічний час проводиться яка-небудь робота або є рух транспорту і людей. Внутрішнє і зовнішнє освітлення мають роздільне управління. Нормальна напруга мереж робочого освітлення 380/220 В (рідше 220/127 В).

Аварійне освітлення потрібно влаштовувати в основних цехах і на тих робочих місцях, де недопустимі перерви в роботі експлуатаційного персоналу.

Нормальне аварійне і робоче освітлення спільно забезпечують. Необхідну по нормах освітленість приміщень і робочих місць. Живлення до них підводиться від загального джерела електричної енергії. При аварії робоче освітлення гасне, а аварійне автоматично перемикається на незалежне джерело електричної енергії (аккумуляторну батарею, генератор з двигуном, що автоматично запускається, внутрішнього згорання). Таким чином, аварійне освітлення повинне мати електричну мережу, окрему від мережі робочого освітлення. Напруга цих мереж повинна бути однаковою. Потужність джерел аварійного освітлення складає зазвичай 12-18% від повної потужності, що витрачається на освітлення. Додаткове освітлення на станціях і підстанціях передбачають в тих місцях, де ведуть роботи по ремонту і оглядам устаткування. Додаткове освітлення живлять від електричної мережі робочого освітлення за допомогою переносних трансформаторів з вторинною напругою 36 или 12 В, що включаються в штепсельний розетки. Уздовж зовнішньої огорожі станції або підстанцій влаштовують спеціальне посилене освітлення охоронної смуги з живленням його від мережі робочого освітлення.

Джерела енергії для управління приводами вимикачів, а джерела енергії для управління приводами вимикачів, а також для живлення оперативних ланцюгів релейних захисту називаються джерелами оперативного струму. Ці ж джерела

зазвичай використовують для живлення різних схем автоматики і пристроїв сигналізації. Слід зазначити, що класифікація джерел оперативного струму для релейних захит, цілком придатна і для джерел оперативного струму для інших цілей. Правда, використовувати для управління приводами могутніх вимикачів трансформатори струму або проміжні швидконависичі трансформатори струму неможливо, оскільки вмикаючаючі котушки таких приводів споживають Значну потужність і енергію. Але решта всіх джерел і постійного, і змінного оперативного струму, можуть бути використані і для управління вимикачами.

Оскільки більшість вимикачів на сільських електричних станціях і підстанціях обладнана вантажними і пружинним приводами, Які забезпечують включення апаратів за рахунок енергії, запасеної в піднятому вантажу або стислій включаючій пружині, як джерела оперативного струму на таких станціях і підстанціях цілком можуть уживатися всі види. При цьому попередній підйом вантажу приводу або взвод його вмикаючої пружини забезпечується через редуктор і черв'ячну передачу за допомогою малопотужного електродвигуна, що харчується від шин власних потреб змінного струму або навіть від трансформатора напруги.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Як оцінюється витрата електроенергії на власні потреби і на яких типах станції він має великі і менші значення?
2. Які існують категорії споживачів електроенергії на власних потребах?
3. З яких частин складаються установки власних потреб?
4. Які споживачі власних потреб є на теплових і гідравлічних електростанціях?
5. Які схеми застосовуються в практиці для електропостачання споживачів власних потреб?
6. Ось яких джерел забезпечується живлення власних потреб і які джерела слід вибирати?
7. Які види освітлення передбачаються на станціях і підстанціях?
8. Як забезпечується живлення аварійного освітлення?

9. Які джерела оперативного струму застосовуються на станціях?

10. Навіщо на станціях встановлюють акумуляторні батареї?

ЛЕКЦІЯ № 5

ТЕМА 5. РОБОТА ГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

1 Паралельна робота генераторів

2 Схеми точної синхронізації

3 Метод самосинхронізації

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: *Надати студентам знання про режими роботи генераторів електричних станцій, способи синхронізації при паралельній їх роботі.*

1. Паралельна робота генераторів

На сучасних електричних станціях, що мають два або більша кількість генераторів, завжди передбачається їх паралельна робота. Паралельна робота, по-перше, дає можливість значно збільшити надійність електропостачання споживачів, по-друге, забезпечує більш економічну експлуатацію електричної установки і, по-третє, підвищує якість електричної енергії. При роздільній роботі генераторів електричної станції, кожен з яких обслуговує свою групу споживачів, будь-яке пошкодження генератора, а також його випробування або ремонт створюють перерву в електропостачання споживачів. Ця перерва може бути тривалою, оскільки не завжди можна перемкнути споживачів на останніх, працюючі генератори станції, а якщо це зробити вдається, то вимагає великої витрати часу. Якщо не передбачена паралельна робота генераторів станції, то незалежно від графіка навантаження споживачів завжди повинні працювати всі генератори, що в годинник мінімальних навантажень значно знижує коефіцієнт корисної дії електричної станції і робить її експлуатацію неекономічною. Належна якість електричної енергії, що характеризується постійністю частоти і напруги у споживачів, може бути отримане при електропостачанні. Декількома генераторами, що працюють паралельно. Роздільна робота генераторів на електричних станціях недоцільна і там, де вона зустрічається в сільськогосподарській енергетиці; слід приймати заходи до її усунення, тобто відповідною образом переобладнати схеми.

Включення синхронних генераторів на паралельну роботу можливо, якщо:

- 1) генератор, що включається, і ті, що вже працюють мають однаковий порядок проходження фаз, при якому максимальні позитивні значення фазних е.р.с. індукуються в генераторі, що включається, в той же послідовності (наприклад A, B, Z або A, Z, B), що і в тих, що працюють
- 2) генератор, що включається, і ті, що працюють мають однакові по величині і фазі напруги на затисках;
- 3) частота генератора, що включається, і що працюють однакова.

При дотриманням цих умов генератор, що включається, може бути сполучений за допомогою відповідного апарату (рубильника, вимикача) з вже працюючими генераторами.

2. Схеми точної синхронізації

Неправильне включення генератора на паралельну роботу з іншими агрегатами зазвичай супроводжується великими зрівняльними струмами, які можуть викликати серйозні пошкодження обмотки генератора. Крім того, неправильне включення може розладнати паралельну роботу раніше включених генераторів.

Перед включенням генератора на паралельну роботу з іншими агрегатами його синхронізують з ними. Процес синхронізації полягає в тому, що при заздалегідь виконаних фазуваннях (однаковому порядку проходження фаз) змінюють число оборотів генератора і його струм збудження, добиваючись збігу частот (змінюючи число оборотів) і напруги на затисках (змінюючи струм збудження) у генератора, що включається, і що раніше працювали. Такий спосіб включення генератора називають точною синхронізацією.

Виконання умов точної синхронізації перевіряють відповідними приладами електровимірювань. Рівність напруги, що підключається, (що синхронізується) генератора і що працюють контролюють за допомогою двох вольтметрів, один з яких приєднують до працюючих генераторів, а інший — до того, що підключається. Якщо генератори мають напругу до 0,4 кВ, вольтметри можуть бути приєднані безпосередньо, а при більшій напрузі їх приєднує через відповідні вимірювальні трансформатори напруга. Часто для синхронізації замість двох вольтметрів використовують один, що має спеціальну конструкцію, із загальною

шкалою і двома вимірювальними системами, одна з яких з'єднується з працюючими генераторами, а інша — з тим, що синхронізується.

Рівність частот працюючих генераторів і що підключається контролюють двома частотомірами, приєднаними паралельно вольтметрам. Зручнішим пристроєм для цієї мети є частотомір спеціальної конструкції із загальною шкалою і двома вимірювальними системами.

Зрушення фаз між напругою працюючих генераторів і що підключається контролюють за допомогою синхроскопа і нульового вольтметра. Існує ряд схем синхроскопов, з яких простими є лампові. Схема одного з них, що застосовуються в практиці сільської електрифікації лампового синхроскопа показана на малюнку 96. Лампи в ній включені між однойменними фазами генератора, що підключається, і що працюють. Паралельно однією з ламп включений нульовий вольтметр. На схемі лампи включені безпосередньо в контрольований ланцюг, що можливо при напрузі генераторів до 0,4 кВ. При великій напрузі лампи включають через трансформатори напруги. Передбачається при цьому, що працюють і що підключається генератори мають наглухо заземлені нейтралі.

У момент повного збігу фаз напруги що працюють і що підключається генераторів всі три лампи гаснуть, а нульовий вольтметр показує різницю потенціалів, рівну нулю. У цей момент і потрібно підключати генератор в паралель до працюючих рубильників *P*. Якщо між напругою працюючих генераторів і що підключається є зрушення фаз, лампи спалахують, а нульовий вольтметр показує величину напруги, відмінну від нуля. Очевидно, напруження ламп буде тим більше, чим більше зрушення фаз. При неспівпадінні частот генератора, що підключається, і що працюють лампи то спалахують, то гаснуть, тим частіше, чим більше неспівпадіння частот. Нульовий вольтметр при цьому показує напругу, що весь час змінюється в межах від нуля до подвійної фазної напруги. У зв'язку з цим і кульовий вольтметр і лампи повинні бути розраховані на подвійну величину фазної напруги. Якщо таких ламп немає, то наявні лампи включають послідовно або з додатковими опорами. Практично оператор, уловивши момент, коли лампи згасають на порівняно тривалий проміжок часу, а

стрілка нульового вольтметра поволі підходить до нульового значення, включає рубильник. Цей спосіб точної синхронізації недосконалий, оскільки лампи спалахують лише при напрузі па них не менше 25—30% від номінального. Якщо немає нульового вольтметра і на паралельну роботу включають тільки але лампам, то при їх згасанні зрушення фаз між напругою що підключається і працюючих генераторів може досягати 20—25". Це приводить до виникнення у момент включення рубильника значних зрівняльних струмів. Тому синхронізація тільки за допомогою лампового синхроскопа допустима лише для малопотужних генераторів на напругу 0,4 кв. Наявність в схемі нульового вольтметра дає можливість провести точнішу синхронізацію; отже, схема може бути використана для могутніх генераторів.

При синхронізації регулюють швидкість обертання генератора, що підключається, добиваючись того, щоб стрілка кульового вольтметра переміщалася за шкалою поволі, і включають на паралельну роботу в мить, коли ця стрілка наближається до нуля. Якщо включення виконується дистанційно (управління з щита), ланцюг включення замикають, перш ніж стрільця покаже нуль, тобто з деяким випередженням на якийсь час, необхідне для роботи апарату, що відключає. Нульовий вольтметр і ламповий синхроскоп по схемі, показаній на малюнку 96, не дають можливості операторові судити про те, що потрібно зробити: прискорити або уповільнити обертання генератора, що підключається. Тому для полегшення операції точної синхронізації в даний час широко застосовуються лампові синхроскопи.

У схемі лампового синхроскопа. одна лампа включена між однойменними фазами і підключає його і працюючих генераторів, а дві інші (друга і третя лампи) - навхрест між рештою двох фаз. Таким чином, у момент включення лампа перша повинна згаснути, а лампи друга і третя - горіти повним випромінюванням світла. Всі три лампи і синхроскопи розміщено по колу за матовим склом. Якщо частота генератора, що підключається, менше синхронною, світлова пляма, що виходить в результаті послідовних загорянь і згасань всіх трьох ламп, переміщається по колу приладу в один бік. Навпаки, при частоті генератора, що підключається, більшою синхронною, це переміщення світлової

плями відбувається у зворотний бік. Чим більше неспівпадання частот, тим рух світлової плями швидший. Це дає можливість операторові легко встановити необхідність прискорення або уповільнення обертання ротора генератора. В мить, коли частоти співпадають і немає різниці фаз між напругою генератора, що підключається, і що працюють, світлова пляма на шкалі синхроскопа зупиняється, оскільки перша лампа гасне, а друга і третя горять повним світлом.

Слід зазначити, що лампові синхроскопи недостатньо точні, оскільки лампа 1 в них включена в згасанні і гасне при різниці потенціалів на ній в 25-30% від номінальної. Це виходить, коли зрушення фаз напруги того, що включається і працюючих генераторів складає 20-25°. При скільки-небудь значущій потужності генераторів ці синхроскопи використовують разом з нульовим вольтметром і на паралельну роботу генератор включають не за свідченнями синхроскопа, а по нулю вольтметра.

Електромагнітні синхроскопи забезпечують значно точнішу синхронізацію. Вони також дають можливість операторові судити про необхідність прискорення або уповільнення генератора, що синхронізується, і завдяки більшій точності можуть застосовуватися без нульового вольтметра.

На електричних станціях, де два або більше генераторів, для точної синхронізації зазвичай передбачають спеціальні шинки, так звані шинки синхронізації. Вторинні обмотки трансформаторів напруги приєднують до цих шинок штепселями, причому ланцюги живлення проходять через блок-контакти на роз'єднувачі відповідних генераторів. Це робиться для того, щоб процес синхронізації був можливий тільки при включенні роз'єднувача генератора, що синхронізувався, тобто при підготовленому ланцюзі первинної комутації. Якщо в схемі використовується електромагнітний синхроскоп - шинок синхронізації чотири. Одна з них є загальною для генератора, що підключається, і що працюють, дві отримують живлення від трансформатора напруги генератора, що підключається, і одна - від трансформатора напруги працюючих генераторів. Для лампових синхроскопів загальне число шинок синхронізації шість - по три від тих, що працюють і що підключається генераторів. Якщо синхронізація проводиться без синхроскопів, можна обмежитися трьома шинками.

Трансформатори напруги для живлення шинок синхронізації встановлюють на кожному генераторі до апарату, відключає. Яким включають па паралельну роботу. Для синхронізації перш за все готують первинний ланцюг генератора, що підключається, Замикаючи його роз'єднувач (рубильник - при напрузі до 0,4 кВ), потім пускають генератор і порушують його. За допомогою штепселя подають на шинки синхронізації напруги від того, що підключається і працюючих генераторів. Потім за свідченнями частотомірів і вольтметрів підганяють частоту і напругу що синхронізується машини і включають рубильник нульового вольтметра, паралельно якому включена лампа для контролю справності вольтметра. За свідченнями нульового вольтметра або електромагнітного синхроноскопа (при його наявності в схемі) вибирають необхідний момент і включають генератор. Після закінчення процесу точної синхронізації вилки, що живлять шинки синхронізації, вимикають, щоб прилади синхронізації НЕ знаходилися постійно під напругою. При великому числі (більше шести) генераторів на станції встановлюють два комплекти приладів для синхронізації, вмонтовуємо їх в загальну (для кожного комплекту) колонку.

Точна синхронізація - одна з найскладніших операцій в експлуатації, її може виконувати тільки досвідчений оператор. Щоб запобігти неправильним діям персоналу під час синхронізації, цей процес повністю або частково автоматизують. При повній автоматизації підключення генератора па паралельну роботу відбувається автоматично. Проте схеми повністю автоматизованої точної синхронізації досить складні і ненадійні в експлуатації. При частковій автоматизації, тобто напівавтоматичної синхронізації, частоту і напругу генератора, що синхронізується, оператор підганяє уручну, схема ж автоматики, в якій використовується спеціальне реле типу ІРЧ, лише вибирає момент, відповідний для включення генератора, і подає команду па апарат, що вмикає.

3. Метод самосинхронізації

В даний час широко поширений метод самосинхронізації генераторів при їх включенні па паралельну роботу. Він полягає в тому, що генератор розганяють первинним двигуном до швидкості, приблизно співпадаючої з синхронною, з

точністю $\pm (2 \div 5)\%$. Потім статор генератора включають в мережу, з якою генератор повинен працювати паралельно, причому у момент включення обмотка збудження генератора, що підключається, замкнута на гасильне опір. І нарешті, обмотку збудження перемикають з гасильного опору на збудник, на затискачах якого напруга дорівнює величині, відповідній неодруженому ходу (іноді повному навантаженню) генератора. Генератор в результаті останньої операції швидко і порівняно легко втягується електромагнітним полем в синхронізму. Цей метод включення на паралельну роботу дуже простий, не вимагає особливих експлуатаційних навиків і досвіду від персоналу і, крім того, легко піддається повній і частковій автоматизації. Причому схема автоматичної самосинхронізації проста і надійна в експлуатації.

Проте при методі самосинхронізації включення генератора, що синхронізується, неминуче супроводжується поштовхом струму і реактивної потужності в генераторі, що підключається, і мережі. Розрахунки і експериментальні дослідження показали, що поштовхи ці НЕ небезпечні для цілості генератора і роботи мережі навіть при включенні методом самосинхронізації крупних генераторів. Тому в даний час рекомендується упроваджувати метод самосинхронізації у всіх випадках, коли це можливо. Метод самосинхронізації бути не може бути використаний тільки у випадках, коли що синхронізуються генератор навантажено і навантаження з нього бути не може бути знята без перерви в електропостачання споживачів. Дійсно, при методі самосинхронізації генератор, що підключається, перед включенням його в мережу позбавляється збудження і, отже, Приєднане до нього навантаження повинне бути вимкнено. Слід зазначити, що такі випадки порівняно рідко зустрічаються в сучасних експлуатаційних умовах і, отже, метод самосинхронізації може бути використаний майже завжди.

При ручній самосинхронізації частоту генератора, що підключається, контролюють за допомогою частотоміра спеціальної конструкції, що працює при малій напрузі, що індукується в генераторі, що синхронізується, а рахунок остаточного намагнічення його магнітопровода. При автоматизації процесу

самосинхронізації частоту генератора, що підключається, контролюють спеціальними індукційним реле частоти.

Окрім відмічених вже переваг методу самосинхронізації перед методом точної синхронізації, необхідно ще підкреслити, що метод самосинхронізації незамінний при підключенні генераторів на паралельну роботу під час аварійних режимів в електричній системі, коли в ній сильно коливається частота і точна синхронізація стає практично неможливою.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Які достоїнства паралельної роботи генераторів?
2. Як включити генератори на паралельну роботу по методу точної синхронізації?
3. Як працюють лампові синхроноскопи і в чому полягають їх достоїнства і недоліки?
4. Як включають прилади для точної синхронізації?
5. У чому полягає метод самосинхронізації і які він має переваги і недоліки?

ЛЕКЦІЯ № 6

ТЕМА 6. НАВАНТАЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ І ПІДСТАНЦІЙ

1. Деякі відомості про сільськогосподарських навантаження
2. Графіки навантажень
3. Приєднана потужність споживачів
4. Максимальна потужність споживачів
5. Втрати потужності в елементах електроустановок
6. Витрати потужності на власні потреби
7. Добові графіки сільськогосподарських споживачів, електростанцій і підстанцій
8. Режимні коефіцієнти, встановлена потужність і коефіцієнт резерву

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Надати студентам уявлення об визначення навантажень електричних станцій і підстанцій, методика їх розрахунків, ознайомити з необхідною нормативною документацією, що регламентує розрахунок навантажень

1. Деякі відомості про сільськогосподарських навантаження

Сільськогосподарські навантаження можна розділити на виробничих, зв'язаних з електрифікації різних технологічних процесів сільськогосподарського виробництва, пов'язаних з культурно-побутовими потребами сільського населення.

Виробничі навантаження визначаються електрифікації різних процесів рільництва, тваринництва, а також електроприводом на підприємствах для переробки продуктів сільського господарства, на ремонтних заводах і в майстерень.

Споживання електричної енергії в сільськогосподарського виробництві має значущі сезонні коливання. Так, електрифіковані машини кормоприготувань особливо завантажені взимку. Електрифіковані насосні установки для поливу

садових і овочевих культур не працюють взимку, порівняно мало завантажені навесні і осінню і більше всього працюють влітку.

Електромолотильні установки і машини по обробці зерна понад усе завантажені в осінній сезон. Машини для електродоїння працюють в певний годинник доби круглий рік. Ремонтні заводи і майстерні зазвичай працюють круглий рік в одну зміну, а в передпосівний і передприбиральний періоди число змін на ЦИХ підприємствах збільшується.

Підприємства по переробці сільськогосподарських продуктів зазвичай працюють круглий рік, але навантаження в них міняються залежно від сезону.

Сільська освітлювальне і культурно-побутове навантаження мають непостійну величину. Вони коливаються залежно від часу доби і від річного сезону.

На сезонний і добовий характер її зміни впливає географічне положення сільської місцевості. Наприклад, в північних районах в зимовий час освітлювальне навантаження майже постійне протягом доби (окрім нічного годинника). У літній час це навантаження майже відсутнє.

Всі коливання навантажень необхідно враховувати при проектуванні і експлуатації сільських електричних станцій, підстанцій і мереж.

2. Графіки навантажень

У будь-який момент часу навантаження підстанції або ізолювано працюючої електричної станції визначається потужністю, одночасно споживаною всіма приєднаними до її мережі приймачами електричної енергії, неминучими втратами потужності і власним споживанням.

Режим роботи такої електростанції або підстанції безперервно міняється і визначається характером зміни попиту на електричну енергію. Цей попит міняється протягом кожної доби, по днях тижня і по місяцях. Електроосвітлювальне навантаження має максимум у вечірній годинник, в осінні і зимові місяці. Потужність, споживана електродвигунами, в різний годинник доби міняється залежно від завантаження двигунів верстатами, що приводяться, і машинами, від числа змін і режиму робочого дня на підприємстві. Потужність, споживана культурно-побутовими приладами і пристроями, також міняється

залежно від часу доби, днів тижня і сезону року. Деякі із споживачів електричної енергії споживають тільки активну потужність (освітлення, нагрівальні прилади і т. п.), Інші - ще і реактивну (електродвигуни, апарати електрозварювань і т. п.).

Електричну енергію, вироблену генераторами, доставляють споживачам за допомогою відповідних пристроїв (лінії передачі, трансформатори). Процес передачі електричної енергії, що передають, неминуче супроводжується втратами активної і реактивної потужностей. Активна потужність витрачається на нагрівання проводів ліній передачі, обмоток і магнітопроводів трансформаторів; реактивна витрачається на утворення електромагнітних полів ліній передачі і трансформаторів. Нарешті, частина потужності витрачається на освітлення самої електричної станції або підстанції і на допоміжні електродвигуни.

Наочне уявлення про змінах попиту на електричну потужність дають спеціальні діаграми, звані графіками навантажень. На цих діаграмах по осі абсцис відкладають час (годинник доби, дні тижня, місяці року), а по осі ординат - навантаження в кожен проміжок часу. Розрізняють графіки активного і реактивного навантажень, що показують відповідно характер зміни в часі активного і реактивного навантажень. Залежно від тривалості періоду, протягом якого на графіках нанесі навантаження, що змінюються, графіки діляться на добові, *тижневі* і річні.

На денних графіках навантаження по осі ординат відкладають активні або реактивні потужності станції в різний годинник доби у відсотках від максимальних потужностей, в $kВт$ або $kВА$. На тижневих і річних графіках зазвичай по осі ординат відкладають максимальні активні або реактивні потужності станції в різні дні тижня або місяці року

3. Приєднана потужність споживачів

Стосовно освітлювальних приймачів електричної енергії під приєднаною потужністю $P_{п.осв}$, прийнято розуміти сумарну потужність всіх освітлювальних навантажень, встановлених у споживачів. Приєднану потужність освітлювального навантаження існуючої електростанції або підстанції визначають простим підсумовуванням потужностей всіх джерел світла у споживачів. При проектуванні

нових електроустановок, а також розширенні тих, що вже працюють приєднану потужність освітлювальних приймачів визначають на основі наявних норм освітленості різних приміщень і зовнішнього освітлення. Маючи ці норми, а також перспективні плани відносно зростання площ, освітлення яких повинне забезпечуватися електроенергією від даної установки, можна легко розрахувати приєднану потужність освітлювального навантаження.

Аналогічно визначається приєднана потужність культурно-побутового навантаження $P_{\text{пр.кб}}$.

Навантаження промислового і сільськогосподарського виробництва визначають по потужності встановленого силового електроустаткування (електродвигуни, апарати електрозварювань і ін.). Сума потужностей цього електроустаткування є так званою встановленою потужністю $P_{\text{вст}}$, Навантаження від цієї встановленої потужності, або **приєднана потужність силового електроустаткування $P_{\text{пр.сил}}$** , завжди більше $P_{\text{вст}}$ унаслідок того, що коефіцієнт корисної дії силового електроустаткування менше одиниці.

4. Максимальна потужність споживачів

Якщо невідомі приєднані потужності освітлювальних і культурно-побутових навантажень, їх максимальні потужності знаходять по формулах.

У цих формулах α є **коефіцієнтом одночасності**, що враховує ту обставину, що не все у встановлених у споживачів освітлювальні і культурно-побутові приймачі електричної енергії працюють одночасно. Коефіцієнт одночасності, отже, є відношення потужності одночасно включених приймачів в період найбільшого навантаження до сумарної потужності всіх приєднаних до мережі станції споживачів даної категорії. Величина цього коефіцієнта коливається в широких межах залежно від числа споживачів гідної чинників.

Освітлювальні приймачі в приміщеннях мають коефіцієнт одночасності від 0,5 до 0,8. Велика цифра відноситься до щільніше населених селищ і міст. Культурно-побутового навантаження коефіцієнт α також коливається від 0,2 до 0,5.

Максимальну потужність силових приймачів зазвичай визначають трохи інакше. Тут враховують не тільки одночасність роботи таких приймачів, але ступінь їх завантаження і змінну величину К.П.Д. Тому максимальну потужність таких приймачів зручніше визначати по встановленій потужності.

Коефіцієнт попиту також залежить від числа споживачів і коливається в межах від 0,15 до 0,8.

5. Втрати потужності в елементах електроустановок

Втрати, що виникають в окремих електричних установках (лінії передачі, трансформатори), складаються з двох частин. Одна частина є практично постійною величиною і незалежною від потужності, що передається, а друга частина міняється пропорційно квадрату величини потужності. Перша частина пов'язана з втратами в сталі магнітопроводів трансформаторів, а друга є втратами в проводах лінії передачі і в обмотках трансформаторів.

У розрахунках сільськогосподарських електричних установок приймають максимальні величини втрат після відношення до максимальної потужності споживачів.

Таким чином, загальна величина втрат потужності в лініях передачі і трансформаторах пристрою, що передає, складає до 23-27% при передачі максимальній потужності. Якщо які-небудь з елементів пристроїв, що передають, перерахованих в таблиці 3, відсутні, максимальні втрати відповідно знижуються.

Власна витрата потужності визначається типом станції або підстанції і складається з витрати на освітлення установки і її території, а також на електроприводи ряду допоміжних механізмів, необхідних для забезпечення технологічного процесу виробництва або трансформації електричної енергії. Слід тільки відзначити, що допоміжні механізми, потрібні для виробництва електроенергії на теплових електростанціях, споживають потужність, яка частково міняється пропорційно потужності станції в кожен даний момент, а частково залишається незмінною для даної станції. Вважають зазвичай, що постійна частина витрати потужності на власні потреби теплової станції складає

приблизно 40% від всієї потужності власних потреб, а 60% цій потужності змінюється пропорційно зміні активній потужності станції.

На гідроелектричних станціях і на підстанціях витрата потужності на власні потреби практично незмінна. Залежно від типу електроустановки максимальна витрата потужності у відсотках від максимальної, такої, що віддається нею, коливається в досить широких межах.

6. Витрати потужності електричних станцій на власні потреби

Витрати потужності електричних станцій різного типу на власні потреби наведено в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 Витрати потужності електричних станцій на власні потреби

Тип електричних станцій	Витрати потужності на власні потреб. %	Примітки
Гідроелектростанції	0,4 - 2	Витрати менше на висонапірних станціях більшої потужності
Паротурбинні станції	2,5 – 4	Менші витрати на станціях більшої потужності, що працює на вугіллі, газі, мазуті
Дизельні станції	3 - 4	Витрати менше на станціях більшої потужності
Теплоелектроцентралі	до 15	
Районні трансформаторні підстанції	до 0,5	

7. Добові графіки сільськогосподарських споживачів, електростанцій і підстанцій

Графіки навантаження потрібні при проектуванні електричних установок і в процесі їх експлуатації. При проектуванні графіки навантаження дають можливість правильно вибрати потужність електроустановки, яка забезпечує електроенергією всіх приєднаних споживачів. Для експлуатації у зв'язку з єдністю в часі процесу виробництва і споживання електроенергії графіки навантаження необхідні, щоб забезпечити зміну попиту на електроенергію раціональним пусками і зупинками агрегатів.

Знаючи приєднану потужність сільськогосподарських споживачів різних категорій, можна побудувати добові графіки навантаження споживачів і станцій або підстанцій. По приєднаній потужності визначається максимальна потужність споживачів з урахуванням певних коефіцієнтів одночасності для освітлювальних і побутових навантажень і коефіцієнтів попиту для силових навантажень.

Ця максимальна потужність для освітлювального навантаження доводиться зазвичай на вечірній годинник зимової доби (грудень - лютий). Для побутових навантажень максимальна потужність приблизно однакова для всіх сезонів року і доводиться на денний годинник.

Силове навантаження сільськогосподарських споживачів має максимальну потужність зазвичай в денний годинник осінньої доби (вересень - листопад) рисунок 6.1.

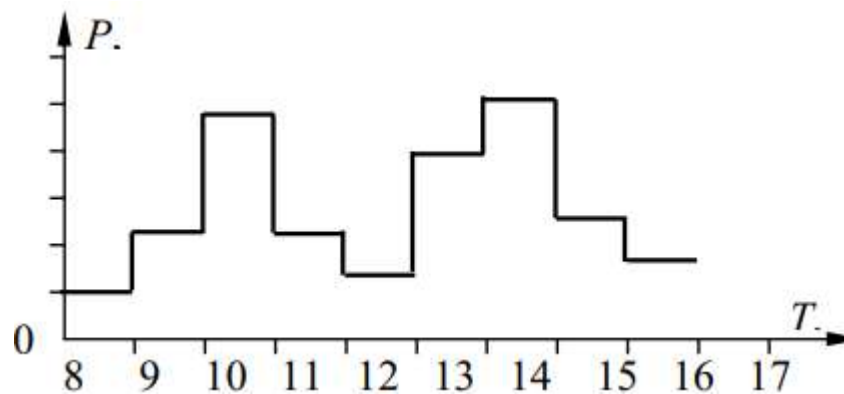


Рисунок 6.1. Добовий графік навантаження

Користуючись типовими графіками відповідних категорій споживачів, в яких для всіх сезонів року приводяться величини потужності в різний годинник доби, виражений у відсотках від максимальної потужності, можна побудувати графіки цих навантажень у вигляді діаграм або таблиць.

Аналізуючи добові графіки сільськогосподарських споживачів, які одержують електричну енергію від електростанції або підстанції, можна встановити, в який з сезонів року виходять максимальні сумарні потужності. Очевидно, що Відповідний графік і повинен бути покладений в основу вибору необхідної потужності генераторів, встановлених на електростанції і її первинних двигунів (парові або гідравлічні турбіни, парові машини, дизелі і т. П.) Або

трансформаторів підстанції. Щоб побудувати добовий графік, що дає максимальне навантаження генераторів електростанції або трансформаторів підстанції, необхідно до добового графіка сумарних потужностей споживачів додати потужності, Відповідні втратам в пристрої, що передає, і власній витраті.

Необхідно відзначити, що існує спрощена методика визначення встановленої потужності трансформаторів на підстанціях і перетину проводів електричних ліній без побудови графіків навантаження. По цій методиці пропонується визначати розрахункову потужність шляхом множення встановлених потужностей приймачів на коефіцієнти попиту. Ці коефіцієнти враховують завантаження електродвигунів, різночасність включення приймачів, участь в максимумі груп споживачів, втрати потужності в проводах лінії і трансформаторах, а для лінії 10-35 кВ і потужність трансформаторів районних підстанцій (вважаючи $\cos\phi = 0,9$). Такою методикою розрахунку пропонують користуватися за умови, якщо кожен з приєднаних споживачів має невелику (після порівняння з сумарною) встановлену потужність. Очевидно, що ці так звані коефіцієнти попиту відрізняються від коефіцієнтів попиту, згаданих вище стосовно розрахунків максимальних потужностей силових приймачів.

Як впливає з графіка, максимальне навантаження електростанція має тільки протягом декількох години. Окрім максимального навантаження, важливою характеристикою є середньодобове навантаження, працюючи з якою постійно протягом доби, електроустановка виробила б ту ж кількість енергії, яку вона виробляє, коли навантаження міняється по графіку.

Площа, обмежена осями і графіком навантаження (заштрихована), є енергією A , вироблену за добу. Якщо цю площу замінити рівновеликий прямокутником з абсцисою 24 г, то ордината прямокутника буде будуть середньодобовим навантаженням $P_{ср.}$.

На економічність роботи електричної установки істотно впливає ступінь нерівномірності її навантаження. Ця нерівномірність навантаження характеризується коефіцієнт самонаповнення графіків навантажень і для всіх чотирьох сезонів. Коефіцієнт заповнення графіка (або коефіцієнт навантаження) визначається як відношення електроенергії, що фактично виробляється A по

даному графіку до енергії $A_{\text{макс}}$, яку установка могла б виробити, якби весь час працювала з максимальним навантаженням:

$$k_3 = A / A_{\text{макс}}$$

Часто для визначення ступеня нерівномірності завантаження станції користуються тривалістю використання максимального навантаження. Вона визначається як відношення виробленої електроенергії до максимального навантаження:

У інші сезони $T_{\text{макс}}$ менше, оскільки Чисельник виразу для $T_{\text{макс}}$ зменшується, а Знаменник залишається таким же. Зазвичай на сільських електроустановках $T_{\text{макс}}$ складає в середньому для всіх чотирьох сезонів від 4,1 до 8,25 г.

Максимальна потужність сільської електроустановки визначається з добових графіків для всіх чотирьох сезонів як сума максимуму навантаження, максимальних втрат в пристрої, що передає, і максимальної витрати на власні потреби. Зазвичай ця максимальна потужність виходить в денний годинник осінньої доби (якщо переважає силове навантаження) або у вечірній годинник зимової доби (при переважанні освітлювальних навантажень).

Встановлена потужність генераторів ізолювано працюючої сільської електростанції або трансформаторів підстанції повинна бути завжди дещо більше, ніж максимальна потужність для того, щоб був резерв, що забезпечує можливе зростання навантажень. Відношення встановленої потужності $P_{\text{уст}}$ до максимальної потужності електроустановки $P_{\text{макс}}$ носить назву коефіцієнт **а** резерву k_p . Бажано, щоб коефіцієнт резерву на сільських електростанціях і районних підстанціях був не менше **1,15-1,2**, Враховуючи динамічність сільськогосподарських навантажень.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Що таке добовий (тижневий, річний) графік навантажень?
2. Що розуміється під приєднаною потужністю освітлювальних, культурно побутових і силових приймачів електричної енергії?

3. Як розшифрувати поняття коефіцієнт одночасності для освітлювальних і культурно-побутових приймачів і коефіцієнт попиту для силових приймачів електричної енергії?
4. Наслідком яких причин є втрати в пристроях, що передають, і як ці втрати підрозділяють?
5. Ось яких чинників залежить витрата електричної енергії на власних потреби електричних установок і з яких складових він складається?
6. Як будують добові графіки навантаження сільськогосподарських споживачів електричної енергії?
7. Як будують добові графіки навантаження сільських електричних станцій?
8. Що називається середнім добовим навантаженням електроустановки і як її визначають?
9. Як визначають тривалість використання максимального навантаження електроустановки?
10. Як вибирають встановлену потужність електроустановки і що таке коефіцієнт резерву?

ЛЕКЦІЯ № 7

ТЕМА 7 ЕЛЕКТРИЧНІ ПІДСТАНЦІЙ

1 Класифікація підстанцій

2 Структура підстанцій

3 Типові схеми підстанцій

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Зосередити увагу студентів на основних складових структури і типових схемах первинних ланцюгів комутації підстанцій

Електропостачання споживачів, розташованих на значній відстані від електричних станцій, часто не представляється можливим і завжди неекономічним, якщо постачання здійснюється при тій же напрузі, яку проводять генератори. Для економічної передачі і розподілу електричної енергії потрібно її перетворення (підвищення або пониження напруги).

Електроустановка, призначена для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії, і складається з силових трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв управління, релейного захисту і автоматики, а також допоміжних споруд, називається **трансформаторній підстанції**.

1 Класифікація підстанцій

Класифікацію підстанцій нормативними документами не встановлено. Виходячи з типів конфігурацій мереж, вживаних можливих схем приєднання, класу напруги живлячої мережі, місця знаходження, конструктивного виконання і інших ознак підстанції можна класифікувати таким чином (рисунок 7.1.).

По функціональному призначенню розрізняють наступні типи підстанцій:

- районні трансформаторні підстанції (РТП), які призначені для трансформації електричної енергії з напруги 110-35 кВ на напругу 10-6 кВ і розподіл її по групах споживачів, є видаленими по повітряних і кабельних лініях. У сільській електрифікації застосовують районні підстанції, що знижують напругу з 35 до 10 кВ, рідше - 110/35/10 або 110/10 кВ.

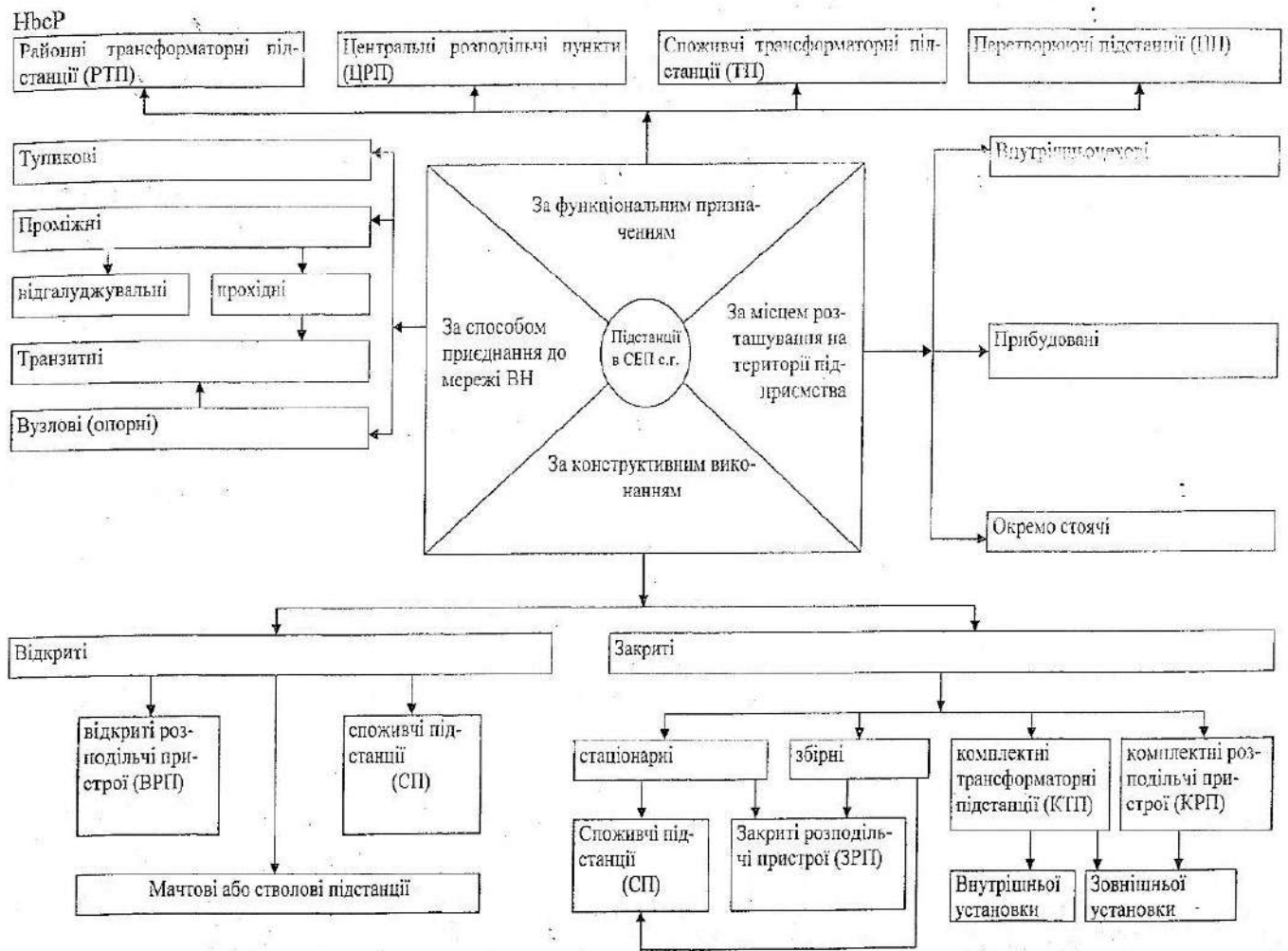


Рисунок 7.1 Класифікацію трансформаторних підстанцій

- центральні розподільні пункти (ЦРП) – розподільні пункти, які призначені для прийому і розподілу електроенергії на одній напрузі без перетворення і трансформації.

- споживацькі_понижуючі_підстанції (ТП), які отримують живлення від РТП або ЦРП, перетворюють енергію на знижену напругу і розподіляють її між групами споживачів. Сільські споживчі підстанції зазвичай будують для трансформації напруги з 10-6 кВ до 380 В. В багатьох випадках доцільне застосування підстанцій з **глибоким вводом 35 / 0,38 кВ** (живлення на підвищеній напрузі, тобто минувши проміжну стадію трансформації).

Преретворювальні_підстанції (ПП), призначені для перетворення електричного струму з частотою і числом фаз (наприклад, змінного струму

на постійний) головним чином за допомогою вентильних перетворювачів (вентильні і інвертувальні).

По конструктивного виконання підстанції бувають:

- відкриті, устаткування яких встановлюється на відкритому повітрі. До них належать відкриті розподільні пункти (ВРП) і трансформаторні підстанції;

- закриті, що розміщуються в будівлях. До них належать:

- а) трансформаторні підстанції і закриті розподільні пристрої (ЗРУ) **стаціонарного** типу з монтажем устаткування на місці установки;

- б) трансформаторні підстанції і РУ збірного типу, окремі вузли і деталі яких виконують на заводі- виготівнику , але збирають в приміщенні установок.

- в) комплектні трансформаторні підстанції (КТП), що складаються з трансформаторів і блоків, які виготовляються в заводських умовах і привозяться на місце установки в збірному або повністю підготовленому для збірки вигляді. КТП, що встановлюються в приміщеннях, що належать до внутрішніх установок, а ті, що встановлюються на відкритому повітрі - до зовнішніх установок.

- комплектні розподільні пристрої (КРУ) – розподільні пристрої, полягають з шаф, які закриті повністю або частково, або блоків зі вбудованими в них апаратами захисту і автоматики, вимірювальними приладами і допоміжним і ми пристроями; ці пристрої доставляються в зібраному або повністю підготовленому для прибирання в і вигляді і призначені для внутрішньої установки. Такий же розподільний пристрій, але призначене для заводів - виготівнику установки називається комплектним розподільним пристроєм зовні установки (*КРПЗ*).

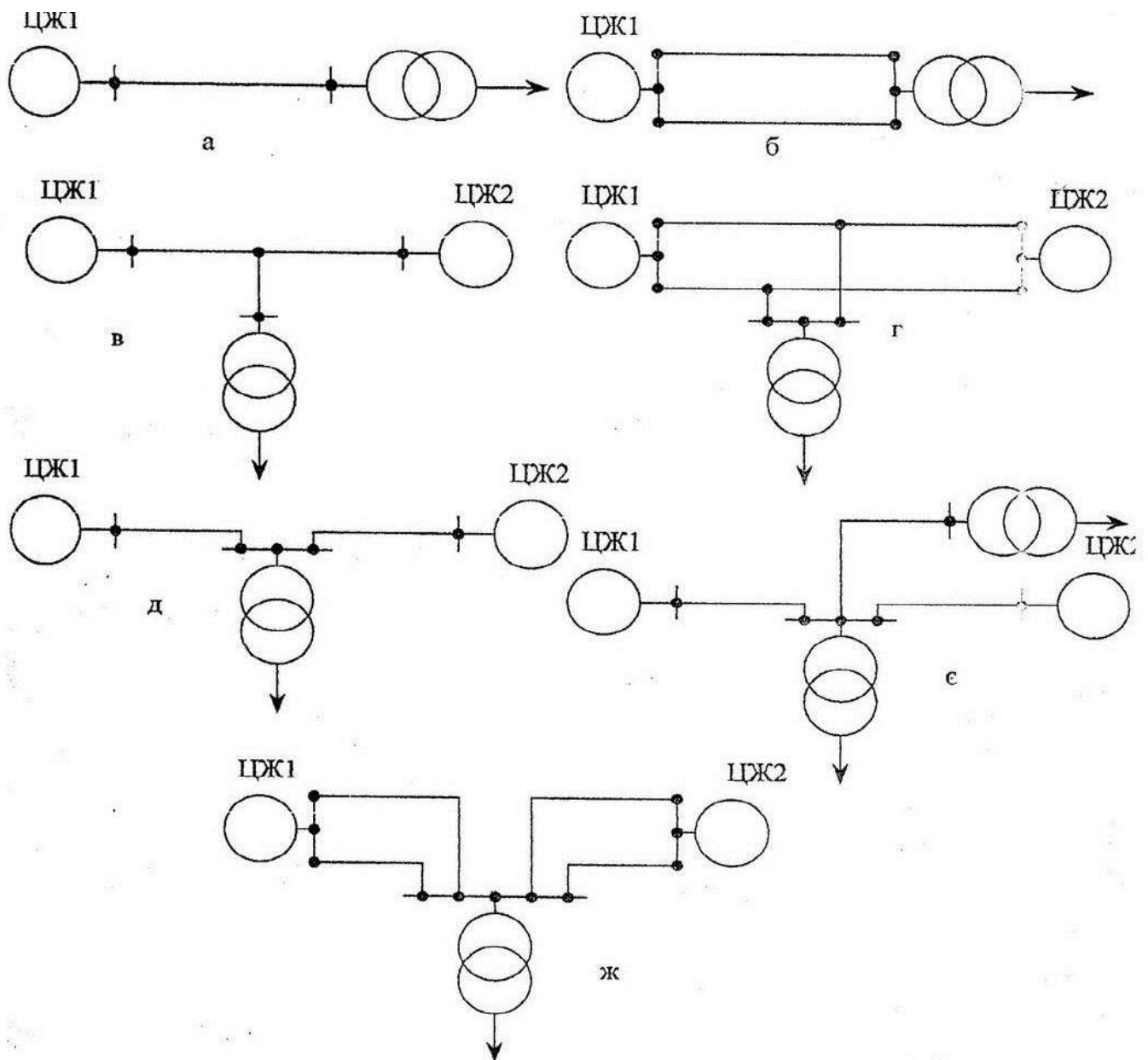
- Щоглові або стовпові підстанції - -це відкриті підстанції, устаткування яких встановлене на конструкціях або на опорах ліній електропередачі на висоті, що не вимагає огорожі під станцій.

За способом приєднання до мережі високої напруги підстанції діляться на тупикових, проміжних і вузлових(або опорні).

Тупикові- підстанції, отримують живлення по одній або двох радіальних лініях від одного центру живлення (рисунок 7.2 а, б). Вони властиві схемам мережі Р1 і Р2 і розглядаються як перший етап розвитку мережі з подальшим перетворенням на схему Р3 або Р4.

Проміжні, у свою чергу діляться на 2 види:

а) відгалужувальні, які приєднуються до однієї або двох ліній на відгалуженнях від них (рисунки 7.2 в, г, схеми Р2а, Р2а)



а,б – тупикові, які підключені до одно і двоколових ліній;
в,г – відгалуджувальні від однієї і двох ліній; д – проходні, які використовуються заходом однієї лінії; е,ж – вузлові.

Рисунок 7.2 - Основні типи трансформаторних підстанцій

б) проходні, які приєднуються шляхом заходу-виходу однієї лінії одного центру живлення або двох ліній від двох центрів живлення (рисунки 10.2 д, схеми Р3, М1, М3).

Вузлові (опорні) - підстанції, підключені до мережі, як правило, не менше чим по трьом живильним лініям електропередач високої напруги (рисунки 7.2 а, б, в, г, д, е, ж). До них відносяться схеми Р4, Р5, М4, К3.

Прохідні і вузлові підстанції, через шини яких здійснюються перетікання потужності, називаються транзитні.

По місцю розташування на території сільськогосподарського підприємства розділяють такі види підстанцій:

- а) внутрішньоцехові, розташованих усередині будівель, цехів;
- б) прибудовані до будівлі цехи або вбудовані в цех таким чином, що три, два або один сторону підстанції розташовані із зовнішнього боку будівлі;
- в) підстанції, що окремо стоять.

2 Структура підстанцій

Трансформаторною підстанцією (ТП) називається електроустановка, службовка для ухвалення, перетворення і розподілу електричної енергії і складається з силових трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв управління, релейного захисту і автоматики, а також допоміжних споруд.

Електричні підстанції, що здійснюють електропостачання сільських споживачів, по класу напруги може бути: 110/35 / 10-6 кВ 110 / 10-6 кВ 35 / 10-6 кВ 35 / 0,4 кВ; 10 / 0,4 кВ різних типів і модифікацій.

Кожна електрична підстанція складається з двох основних частин (рисунки 7.3):

- *будівельною;*
- *електричною.*

Будівельна частина підстанції включає:

- *фундаменти під:*

1. силові трансформатори (вузли встановлення трансформаторів)

2. Розподільний пристрій високого напруги включає:

- а) вузли установки віддільників, короткозамикачі, розрядників, роз'єднувачі, трансформаторів струму;
- б) лінійні і трансформаторні портали;

3. розподільні пристрої низької напруги:

а) фундаменти під РП-10/6 кВ;

б) вузли установки вимикачів, розрядників, роз'єднувачів, трансформаторів струму і напруги і др. ;

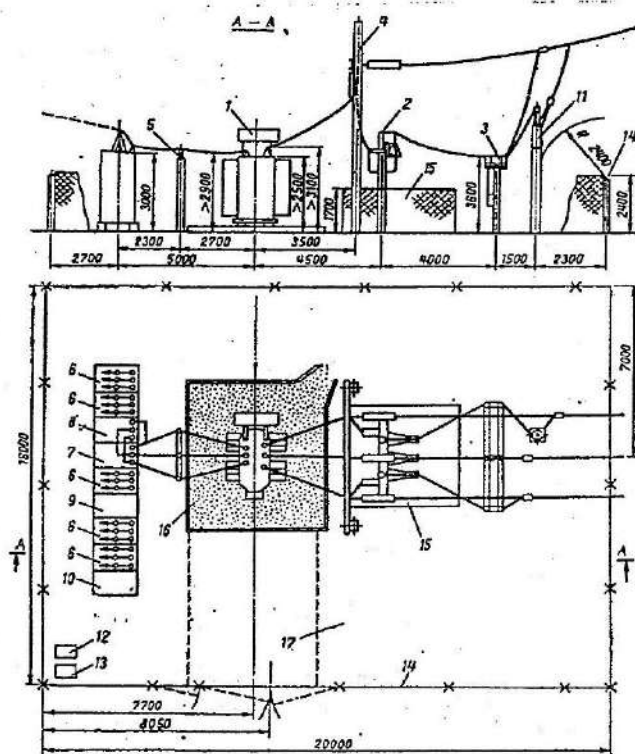
4. під шафу протипожежного і експлуатаційного інвентаря;

5. вузли установки шаф релейною, телекерування, сигналізації, контролю;

- під'їзні шляхи і доріжки;

- огорожі підстанції

споживачу.



Код	Найменування	Кт	Група
1	Трансформатор ТМН-100/35	1	т
2	Стяг з запобіжниками РСН-35 та розрядниками РС-35	1	
3	Стяг з роз'єднувачем РПНП-35/600	1	
4	Портя лінійна	1	
5	Стяг з опорними ізоляторами	1	
6	Шафа відокремлювачів КРУВ серії КРН-III-10	1	
7	Шафа вент. РПН-III-10	1	
8	Шафа трансформатора особистих потреб	1	
9	Шафа трансформатора напруги	1	
10	Шафа та ящик та телемеханіки	1	
11	Шафа з апаратурою для високочастотного зв'язку	1	
12	Шафа для інвентарю	1	
13	Протипожежна шафа	1	
14	Зовнішня огорожа	1	
15	Внутрішня огорожа	1	
16	Графічна захистка	1	
17	Графічна стежка	1	

Рисунок 7.3 - Одно трансформаторна підстанція 35/10 кВ.

і деякі інші пристрої, які визначаються типом підстанції, класом напруги, функціональному призначенню, способу приєднання, тобто кількістю встановленого устаткування.

Електрична частина - це частина підстанції, яка складається з комплексу електроустаткування для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії.

Основним елементом підстанції є *силовий трансформатор*, перетворює електричну енергію однієї величини напруги в іншу величину (більше або менше) і забезпечує передачу необхідній потужності

Як сам силовий трансформатор, так і підхідні лінії електропередач потребують управління і захисту від пошкоджень, аномальних режимів, необхідної комутації ланцюгів передачі енергії. Для цього передбачені численні електричні апарати первинних (силових) і вторинних (управління) ккіл підстанції.

7.3 Типові схеми первинних ланцюгів комутації підстанцій

Кожна підстанція має розподільні пристрої (РУ), що містять комутаційні апарати, пристрої управління і автоматики, вимірювальні прилади, збірні і сполучні шини, допоміжні пристрої.

Графічне зображення сполучених між собою апаратів і приладів, з яких комплектується електрична частина підстанцій, називається електричною схемою підстанції. Всі елементи схеми зображають умовними знаками відповідно до вимог ЕСКД і державних стандартів.

Окрім основного устаткування, трансформаторів і 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 і тому подібне.

Поєднання всіх перерахованих елементів на одному кресленні можливо лише для підстанцій з трохи чисельним і нескладним устаткуванням. Для більшості підстанцій виконання схем у такому вигляді викликає технічні труднощі через те, що у такому разі схеми втрачають одну зі своїх основних переваг - наочність. Тому в таких випадках розробляють схеми окремими частинами, відображаючи в кожній частині групу тих або інших електричних з'єднань. Розрізняють два основні види схем електричних з'єднань: первинних (головних) кругів і вторинних ланцюгів.

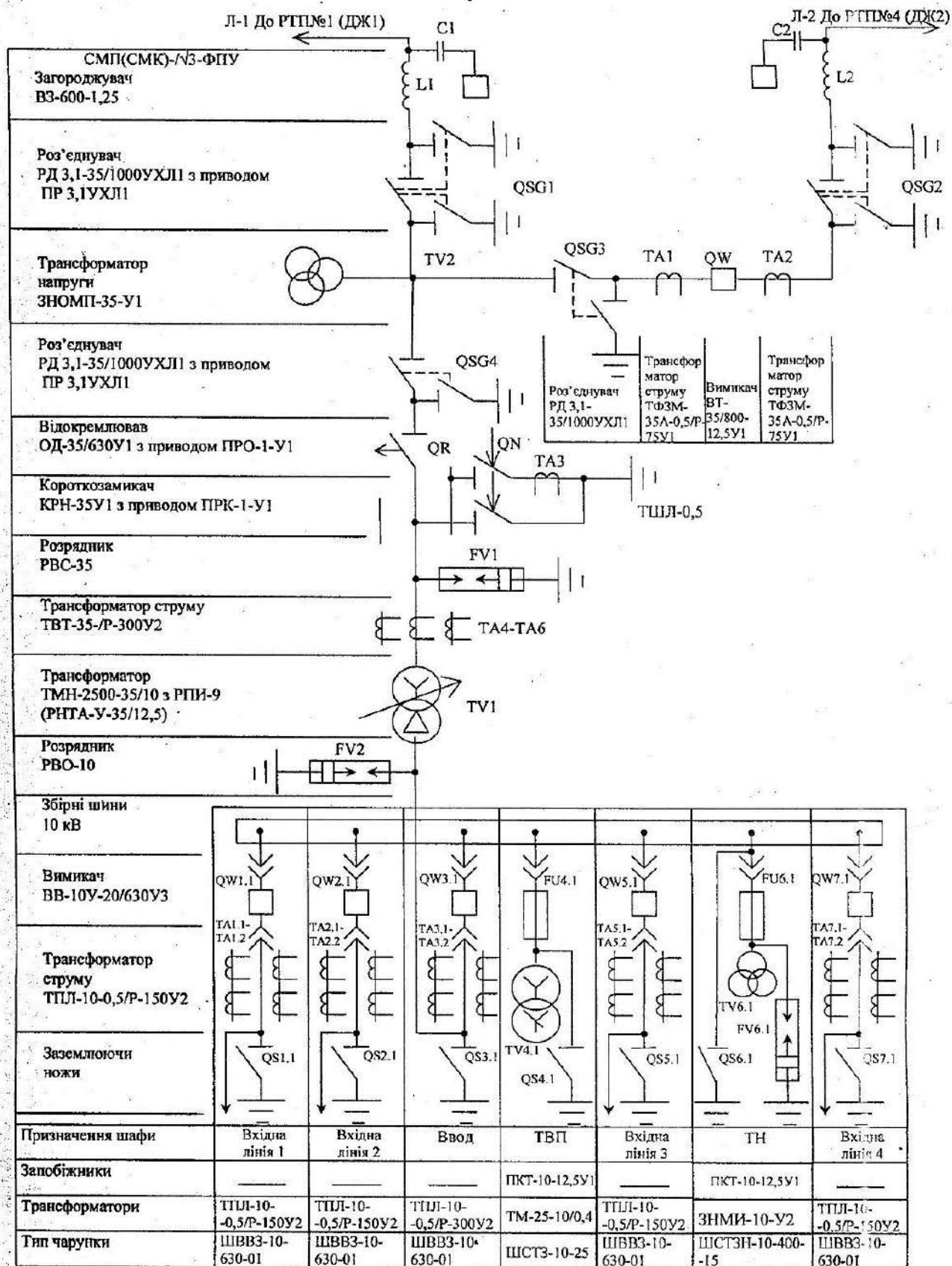


Рисунок 7.4 - Принципова електрична схема кіл первинної комутації підстанції 35/10 кВ

Схеми первинних ланцюгів комутації (або головній схемі електричних з'єднань) підстанції називається сукупність основного силового устаткування - трансформаторів, збірних шин, комутаційною і іншої апаратури зі всіма виконаними між ними з'єднаннями і лініями, забезпечує передачу електричної енергії від джерела живлення до споживача (рисунк 7.4).

На схемах вторинних ланцюгів зображуються прилади і апарати допоміжних ланцюгів, куди входять контрольно-вимірювальні прилади, а також апарати релейного захисту, сигналізації і управління. Ці схеми розробляються не для всієї установки в цілому, а тільки для окремих її вузлів (наприклад, для релейного захисту трансформаторів, ліній електропередачі, телекерування підстанцією і так далі).

Основні вимоги схемам первинних ланцюгів комутації полягають в наступному:

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

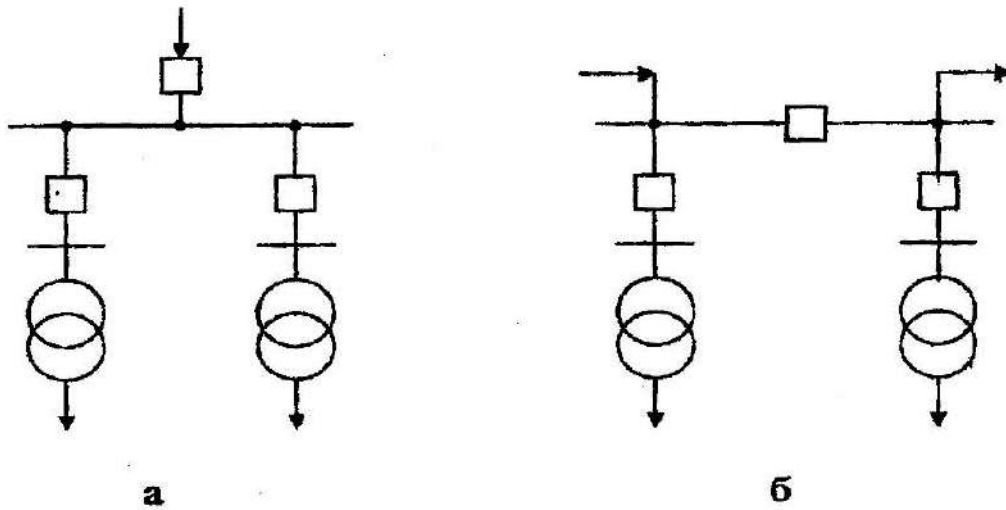
Розподільним пристроєм (РП) називається частина підстанції, призначена безпосередньо для прийому і розподілу електроенергії, що містить комутаційні апарати, збірні і сполучні шини, пристрої захисту, автоматики і вимірювальні прилади, а також інші допоміжні пристрої.

Схеми з'єднання шин. З розвитком будівництва і досягнення необхідної надійності РП історично виникли установки 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 устаткування і ліній, здійснювати різні угруповання кругів 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 вимагають складного блокування. Саме тому РП з двома системами збірних шин застосовуються на крупних підстанціях з великою кількістю приєднань присутністю зв'язків і транспортних ліній, а також в тих випадках, коли це необхідно по режиму експлуатації або відсутності можливості забезпечити резервування живлення споживачів першої категорії при одній секціонованій системі шин. При цьому застосування подвійної системи шин необхідно ретельно обгрунтовувати, оцінювати з економічного боку і погоджувати у кожному конкретному випадку. Тому в 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 об'ємів і термінів проектування і будівельно-монтажних робіт, економія трудових витрат, підвищення надійності роботи і безпеки обслуговування, зручність і швидкість розширення або реконструкції.

На комплектних трансформаторних підстанціях застосовуються дві схеми з'єднання шин: одинарна несекціонована (рисунок 7.5 а) і одинарна секціонована (рисунок 7.5 б).



а - одинарна несекціонована; б - одинарна секціонована

Рисунок 7.5 - Схеми з'єднань шин підстанцій

Одинарна несекціонована система шин є простою, економічною і наочною, але при коротких замиканнях на шинах, ревізії і ремонті шин, шинних роз'єднувач всі споживачі втрачають живлення на весь період обслуговування або ремонту, аварії. Вона застосовується на тупикових підстанціях, що розгалужують.

Одинарна секціонована система шин є надійнішою, оскільки під час аварій або ремонту на одній секції шин друга залишається в роботі. Така система шин застосовується на прохідних підстанціях.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. По яких ознаках класифікуються підстанції?
2. Чим відрізняються районні трансформаторні підстанції від центральних розподільних пристроїв?
3. Яким чином класифікуються підстанції по конструктивного виконання?
4. Яким чином класифікуються підстанції за способом приєднання до мережі?
5. Яким чином класифікуються підстанції по функціональному призначенню?
6. Яким чином класифікуються підстанції по місцю знаходження на території підприємства?
7. Надайте визначення поняттю «Схеми первинних ланцюгів комутації підстанції».

8. Надайте визначення поняттю «Схеми вторинних ланцюгів підстанції».
9. Які основні вимоги пред'являють до схем первинних ланцюгів комутації підстанцій?
10. Які існують і широко застосовуються схеми з'єднань сільських трансформаторних підстанцій?

ЛЕКЦІЯ 8

Тема Силові трансформатори станцій і підстанцій.

1 Основні відомості про силові трансформатори

2.Автотрансформатори

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Ознайомитися з призначення і особливостями силових трансформаторів.

1 Основні відомості про силові трансформатори.

Силові трансформатори. Як і синхронні генератори, вони є основним електричним обладнанням, що забезпечує передачу і розподіл електроенергії від електричних станцій до споживачів.

Основні відомості. За допомогою трансформаторів здійснюють підвищення напружень до величин (110, 220, 330, 500 кВ), необхідних для ліній електропередач енергосистем, а також багаторазове ступеневу зниження напружень до величин, застосовуваних безпосередньо в приймачах електроенергії (10; 6,3; 0,66; 0,38; 0,22; 0,127 кВ).

Відповідно до ГОСТ 9680-72 силові трансформатори випускають з номінальними потужностями, кратними потужностям 10, 16, 25, 40, 63 кВ • А в трьох- і однофазном виконанні.

Для компенсації втрат напруги в електричних мережах підвищувальні трансформатори мають вищу напругу на 10% вище номінальної напруги мережі, а знижувальні трансформатори - нижча напруга на 5-10% вище номінальної напруги мережі. На підвищувальних і понижувальних підстанціях застосовують трифазні трансформатори або групи однофазних трансформаторів з двома або трьома роздільними обмотками. Залежно від числа обмоток трансформатори ділять на дво- і трьообмоткові. Обмотки вищої, середньої та нижчої напруг прийнято скорочено позначати Відповідно ВН, СН, НН. В даний час виготовляють трансформатори з обмотками на напруги 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330, 500 кВ. Кожен трансформатор характеризується номінальними даними: потужністю, струмами первинної та вторинної обмоток, втратами холостого ходу ΔP_{XX} , втратами короткого замикання ΔP_K (або втратами в міді ΔP_M), напругою

короткого замикання i_k , струмом холостого ходу i_{xx} (або i_0), а також групою з'єднання.

Напругою короткого замикання трансформатора називають напругу, яка необхідно підвести до однієї з обмоток при замкнутій накоротко іншій, щоб в останній протікав номінальний струм. Ця напруга у відсотках від номінального, віднесене до потужності найбільш потужною обмотки, дається в каталогах і становить залежно від потужності трансформатора 4,5 - 12%.

Струмом холостого ходу називають струм, який при номінальній напрузі встановлюється в одній обмотці при розімкнутій іншій. Втрати холостого ходу ΔP_x визначаються струмом i_0 , вираженим у відсотках від струму відповідної обмотки.

Групою сполуки називають кутове (кратне 30°) зміщення векторів між однойменними вторинними і первинними лінійними напругами обмоток трансформатора. На електричних станціях і підстанціях найбільшого поширення набули наступні схеми і групи з'єднань двообмоткових трансформаторів: «зірка - зірка» $Y / Y - 0$, $Y / Y - 6$; «Зірка-трикутник» $-Y / \Delta - 1$, $Y / \Delta - 11$, $Y / \Delta - 7$, $Y / \Delta - 5$. У триобмоткових трифазних трансформаторах найбільш, часто застосовується з'єднання «зірка-зірка-нуль-трикутник» $Y / Y - 0 / \Delta - 11$.

Регулювання коефіцієнта трансформації можна здійснювати при включеному (під навантаженням) або відключеному трансформаторі.

Трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (РПН) застосовують на електричних станціях і районних підстанціях. Регулювання напруги трансформаторів при відключеному навантаженні (ПБЗ) виробляють на підстанціях промислових підприємств.

Номінальні струми обмоток трансформатора вказують в каталогах. Під номінальною слід розуміти навантаження, рівне номінальному струму (номінальної потужності), яку трансформатор може нести безперервно протягом усього терміну служби при номінальних температурних умовах. Ці умови відповідають максимальній температурі ($+ 40^\circ \text{C}$) і середньорічній ($+ 5^\circ \text{C}$) при установці трансформатора на відкритому повітрі.

У процесі роботи трансформатора ізоляція його зношується. На старіння і термін служби ізоляції трансформатора основний вплив має температура нагріву його обмоток, що залежить від навантаження і умов охолодження. Для трансформаторів, що встановлюються в місцевостях з максимальною температурою повітря $+ 40^{\circ} \text{C}$, температура (перегрів) обмоток не повинна перевищувати температуру повітря понад $+ 65^{\circ} \text{C}$. Таким чином, найбільша допустима температура нагріву обмоток становить $40 + 65 = 105^{\circ} \text{C}$.

Якби трансформатор весь час працював при температурі нагріву обмоток, рівної 105°C , то термін його служби був би менше двох років. У дійсних умовах роботи трансформаторів температура навколишнього повітря змінюється як протягом доби, так і по сезонах. Якщо при цьому температура нагріву обмоток змінюється від $+ 105^{\circ} \text{C}$ до деякого меншого значення, то зменшується знос ізоляції обмоток, а термін служби трансформатора збільшується. При номінальних температурних умовах охолодження і номінальному навантаженні термін служби трансформатора становить приблизно 20-25 років. Температура нагріву трансформатора зазвичай контролюється по температурі верхніх шарів масла. Ця температура за правилами технічної експлуатації не повинна перевищувати $+ 95^{\circ} \text{C}$ для системи охолодження М, Д (див. нижче).

Здатність навантаження. Для всіх трансформаторів в залежності від умов експлуатації, які визначаються резервом трансформаторної потужності, графіком навантаження і температурою навколишнього середовища, можуть бути допущені перевантаження. При необхідності рекомендується застосовувати форсоване охолодження трансформатора (обдування) шляхом встановлення вентиляторів.

Силові трансформатори можна перевантажувати в години максимуму навантаження за рахунок недовантаження в години мінімуму, з тим щоб знос ізоляції трансформаторів був у межах технічних норм по ГОСТ 14209-85.

Допустима перевантаження трансформатора в години максимуму навантаження $S_{\text{ном}} = K^2 S_{\text{ном.т}}$

Охолодження. В обмотках і в стали муздратеатру трансформатора, включеного під навантаження, виділяється значна кількість теплоти. Щоб підтримувати температуру нагрівання трансформатора в зазначених межах,

необхідно протягом терміну експлуатації трансформатора безперервно відводити виділяється в ньому теплоту в навколишній простір, тобто ефективно охолоджувати трансформатор. Трансформаторне масло, що заповнює бак, виконує функції ізоляції і охолоджуючої середовища. При роботі трансформатора масло в ньому безперервно циркулює. У процесі природної циркуляції масло поглинає теплоту, що виділяється в обмотках і муздрамтеатрі, нагрівається і піднімається вгору. Потім нагріте масло рухається вниз уздовж охолоджуючих поверхонь по стінках бака, трубах або радіаторів, віддаючи теплоту в навколишній простір.

Залежно від потужності в трансформаторах застосовують різні види охолодження: природне масляне (М); масляне з повітряним дуттям (Д); те ж, з примусовою циркуляцією масла (ДЦ); олійно-водяне з природною циркуляцією масла (МВ), те ж, з примусовою циркуляцією масла (Ц); з природним повітряним охолодженням в трансформаторах з сухою ізоляцією (С), з негорючим діелектриком (Н).

Види охолодження вказуються в позначеннях заводського типу трансформаторів. При цьому букви і цифри означають: Т-трифазний або О - однофазний; Р - наявність розщепленої обмотки НН; Н - виконання однієї з обмоток з пристроєм РПН. Після літерного позначення типу трансформатора в чисельнику дробу вказується номінальна потужність (кВ-А), в знаменнику-величина напруги обмотки ВН (кВ). Наприклад, трансформатор типу ТРДН-25000/110 являє собою двообмотковий трансформатор з розщепленої обмоткою НН, охолодження масляне з дуттям і природною циркуляцією масла, з пристроєм РПН потужністю 25000 Кв- А, напругою обмотки ВН 110 кВ.

2. Автотрансформатори.

У багатьох випадках при перетворенні змінного струму більш економічно замість трансформаторів застосовувати автотрансформатори, службовці для пониження і підвищення напруги. У автотрансформаторах використовуються магнітна зв'язок обмоток і електричний зв'язок частин обмоток вищої і нижчої напруги.

Силові автотрансформатори набули широкого поширення для мереж суміжних напруг, наприклад 110 і 220 кВ, 220 і 500 кВ.

Потужні автотрансформатори виготовляють як в однофазному, так і в трифазному виконанні, наприклад триобмотковий автотрансформатор типу АТДЦТН-32/220 має обмотки ВН на напругу 220 кВ, СН - на 121 кВ і НН-на 121 кВ і НН - на 6,6 або 38,5 кВ. Обмотки ВН і СН з'єднуються в зірку з виведеною нульовою точкою, а обмотку НН - у трикутник для компенсації струмів вищих гармонік.

Номінальної, або прохідний, потужністю автотрансформатора називають граничну потужність, яку можна передати через автотрансформатор на стороні вищої напруги. Завдяки безпосередній електричній з'єднань первинної та вторинної обмоток передача потужності в автотрансформаторі здійснюється електромагнітним і електричним шляхами.

Потужність, передану електромагнітним шляхом, називають типовий або розрахункової. Ставлення типовий потужності до номінальної називають коефіцієнтом вигідності автотрансформатора $\alpha = (1 - 1/k)$, де k - коефіцієнт трансформації.

Враховуючи, що $\alpha = S_T / S_{ном}$, отримаємо $S_T = \alpha S_{ном}$. Отже, типова потужність, передана електромагнітним шляхом, становить частину вторинної, номінальної потужності. Тому автотрансформатор з номінальною потужністю $S_{ном}$ еквівалентний за розмірами і витраті, матеріалів на його виготовлення трансформатора з номінальною потужністю $S_{ном}$. Чим ближче коефіцієнт трансформації до одиниці, тим менше коефіцієнт вигідності і тим менше за розмірами і дешевше автотрансформатор в порівнянні з трансформатором. Тому автотрансформатори доцільно застосовувати при невеликих коефіцієнтах трансформації. Наприклад, при коефіцієнті трансформації $k = 220/127$ і відповідно коефіцієнті вигідності $\alpha = 0,45$, якщо прохідна номінальна потужність становить 40 МВ · А, то типова (розрахункова) потужність складе тільки $0,45 \cdot 40 = 18 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ і габарити такого автотрансформатора будуть еквівалентні трансформаторів потужністю 18 МВ · А.

Автотрансформатори, застосовувані на підстанціях енергетичних систем, мають дві основні електрично з'єднані обмотки (ВН і СН) та додаткову: третинну компенсаційну обмотку НН з електромагнітної зв'язком і можуть в цьому випадку замінити трьохобмоткові трансформатори.

У понижуючих трансформаторах третинну обмотку використовують для живлення споживачів на генераторному напрузі, в підвищувальних трансформаторах до третинної обмотці підключають генератори.

Автотрансформатори можна застосовувати в мережах з великими струмами замикання на землю, що мають глухе заземлення нейтралі при напружених вище 35 кВ, так як без зазначеного заземлення замикання однієї фази вищої напруги ВН на землю призведе до неприпустимого підвищення напруги на двох інших фазах середньої напруги. Для захисту обмоток автотрансформатора від перенапруг встановлюють розрядники, що приєднуються з обох сторін на вводах ВН і СН

Однотрансформаторні підстанції застосовуються при живленні навантажень, що допускають перерву електропостачання на час доставки «складського» резерву, або при резервуванні. здійснюваному але перемичкам на вторинному напрузі.

Двухтрансформаторні підстанції застосовуються при переважанні споживачів 1-й і 2-й категорій, а також при наявності нерівномірного добового або річного графіка навантаження.

Підстанції з числом трансформаторів більше двох використовуються лише при належному обґрунтуванні необхідності їх застосування, а також у разі установки роздільних трансформаторів для живлення силових і освітлювальних навантажень.

Радіальне електропостачання невеликих одно трансформаторних гірських підстанцій (до 630 кВ) роблять за одиночній радіальної лінії без категорії.

ЛЕКЦІЯ 9

ТЕМА: ВІДОКРЕМЛЮВАЧІ, КОРОТКОЗАМИКАЧІ ПЛАНИ ВРП.

- 1 Короткозамикачі.
- 2 Відокремлювачі.
- 3 ЗРУ.

МЕТА: ЛЕКЦІЇ Ознайомитися з відокремлювачами, короткозамикачами, планами ВРП.

1 Короткозамикачі.

Короткозамикачі (рис. 9.1). Це апарати, призначені для штучного створення к. З, у тих випадках, коли струм при пошкодженнях в трансформаторі може виявитися недостатнім для спрацювання релейного захисту. Короткозамикачі застосовують на підстанціях без вимикачів на стороні ВН. Вони призначені для зовнішньої установки. .

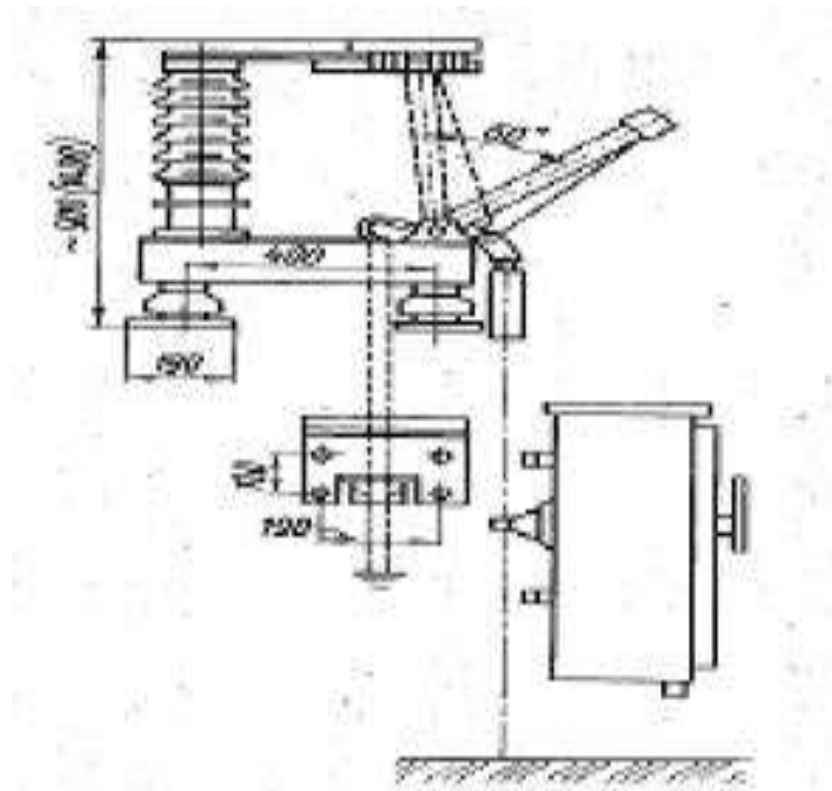


Рисунок 9.1- Будова короткозамикача

Короткозамикачі типу КЗ-35 на напругу 35 кВ і які замінять їх КРН-35 виконують у вигляді двох окремих полюсів, що з'єднуються при монтажі в один

двополюсний апарат. Короткозамикачі типу КЗ-110 і КЗ-220 виготовляють у вигляді однополюсних апаратів. При включенні короткозамикача КЗ-35 відбувається двофазне к. з. на землю, а при включенні короткозамикача КЗ-110 або КЗ-220 - однофазне к. з. на землю.

Управління короткозамикачами здійснюється приводом ПРК-1У, виконуваним, з двома реле максимального струму і котушкою відключення. Короткозамикач включається автоматично під дією пружинного механізму при спрацьовуванні приводу від релейного захисту. Відключається вручну

Відокремлювачі (рис. 9.2). Це двоколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення ОДЗ (без ножів - ОД), керовані загальним приводом, розміщеним у шафі при напрузі до 110 кВ. Відокремлювачі на 220 кВ виконують у вигляді трьох окремих полюсів з самостійними приводами. Ножі заземлення управляють приводами зовнішньої установки ПРН-220М.

Включають відокремлювач вручну, а відключають під дією пружин при спрацьовуванні блокуючого реле або відключає електромагніту.

Відокремлювач може відключати струми намагнічування трансформаторів потужністю до 16 МВ $\square$ А при напрузі 35 кВ і до 63 МВ $\square$ А при напрузі 110 кВ.

Горизонтально встановленими триполюсними віддільниками дозволяється відключати і включати намагнічує струм силових трансформаторів і зарядний струм повітряних і кабельних ліній при напрузі 20-35 кВ і найменшій відстані між осями полюсів 2 м, при цьому відключається намагнічує струм дорівнює 11А, зарядний струм - 3,5А; при напрузі 110 кВ і найменшій відстані 3 м відповідно 14,5 і 5,0 А.

Короткозамикачі і відокремлювач зазвичай працюють у несприятливих погодних умовах. Для підвищення надійності їх роботи і забезпечення високих, дугогасящих властивостей розроблені більш досконалі конструкції типу КЕ і ОЕ на 110 і 220 кВ. Вони мають контактну систему в закритій камері, заповненій елегазом з тиском 0,30 Па і з великою електричною міцністю.

Відокремлювачі (рис. 9.2). Це двоколонкові роз'єднувачі з ножами заземлення ОДЗ (без ножів - ОД), керовані загальним приводом, розміщеним у шафі при напрузі до 110 кВ. Відокремлювачі на 220 кВ виконують у вигляді трьох

окремих полюсів з самостійними приводами. Ножі заземлення управляють приводами зовнішньої установки ПРН-220М.

Включають відокремлювач вручну, а відключають під дією пружин при спрацьовуванні блокуючого реле або відключає електромагніту.

Відокремлювач може відключати струми намагнічування трансформаторів потужністю до 16 МВ $\square$ А при напрузі 35 кВ і до 63 МВ $\square$ А при напрузі 110 кВ.

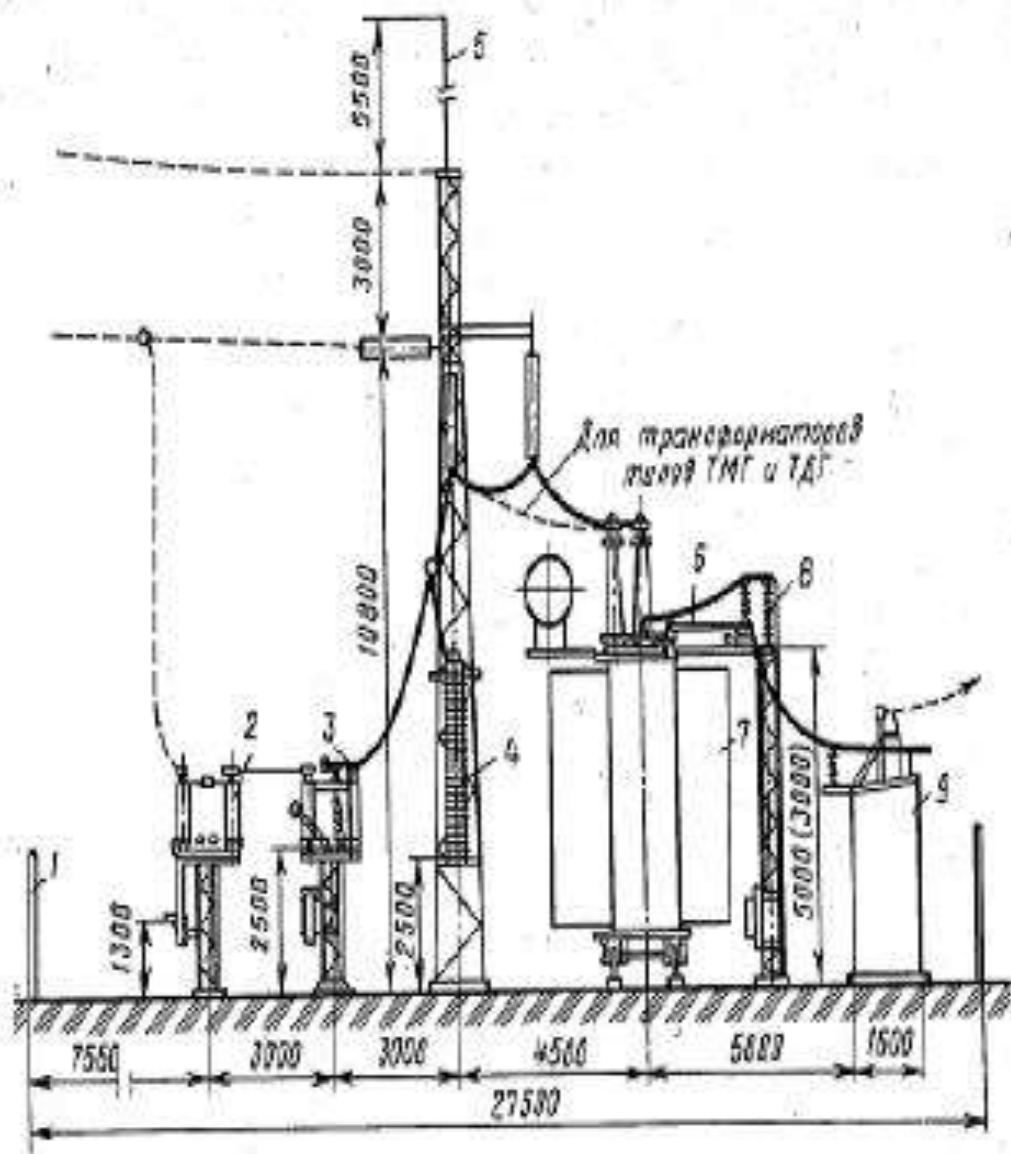


Рисунок 9.2 – Будова відокремлювача.

Горизонтально встановленими триполюсними віддільниками дозволяється відключати і включати намагнічує струм силових трансформаторів і зарядний струм повітряних і кабельних ліній при напрузі 20-35 кВ і найменшій відстані між осями полюсів 2 м, при цьому відключається намагнічує струм дорівнює 11А,

зарядний струм - 3,5А; при напрузі 110 кВ і найменшій відстані 3 м відповідно 14,5 і 5,0 А.

Короткозамикачі і відокремлювач зазвичай працюють у несприятливих погодних умовах. Для підвищення надійності їх роботи і забезпечення високих, дугогасильних властивостей розроблені більш досконалі конструкції типу КЕ і ОЕ на 110 і 220 кВ. Вони мають контактну систему в закритій камері, заповненій елегазом з тиском 0,30 Па і з великою електричною потужністю.

2.Плани ЗРУ.

На рис. 15.3 наведено загальний вигляд зовнішнього розподільчої установки (ЗРУ) однострансформаторної підстанції типу 1КТП-110 / 6-10 кВ з короткозамикачем та відокремлювачем потужністю від 6,3 до 16 кВ□А.

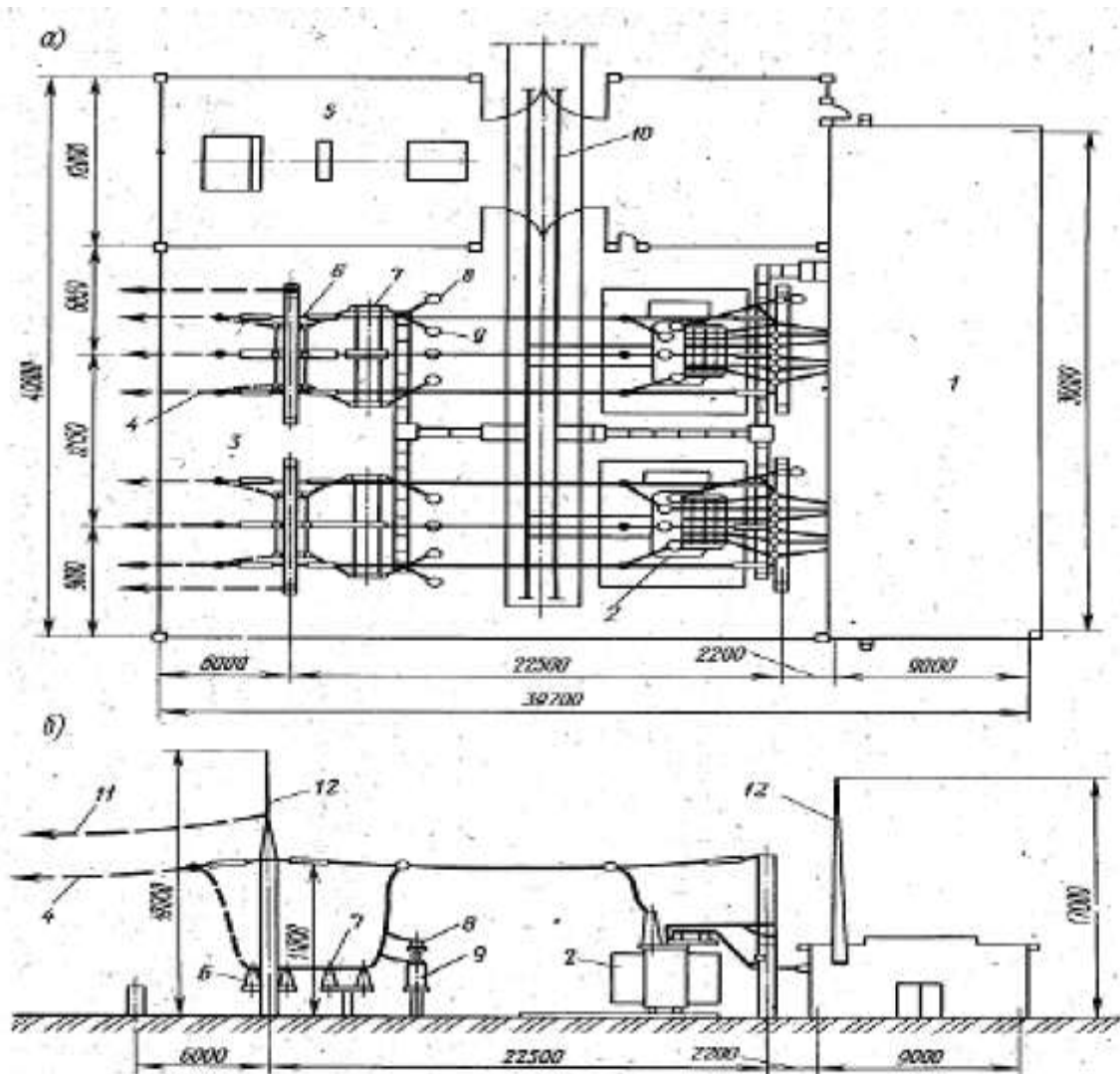


Рисунок 9.3 - ЗРУ двохтрансформаторної підстанції

Підстанція являє собою РУ на 110 кВ, що комплектуються силовими трансформаторами ТД-6300/110, ТД-10 000/100, ТД-16 000/110 і КРУП, виконаного шафами серії К-ХІІІ.

Три полюси віддільника ОД-110 з приводом ШПО і короткозамикач КЗ-110 з приводом ШПК встановлені на трьохстійковій металоконструкції. Включення віддільника віддільника і відключення короткозамикача виробляються вручну. Відключення відокремлювача і включення короткозамикача виробляються пружинами, вбудованими в ці апарати.

Схеми вторинних з'єднань КТП-110 (захист, сигналізація, управління і автоматика) виконані на оперативному змінному струмі 220 В від трансформатора власних потреб потужністю 63 кВ·А, напругою 6-10 / 0,23 кВ, з ізольованою нейтраллю

У ЗРУ двохтрансформаторної підстанції при відключенні живильної лінії передбачено влаштування АВР секційного вимикача 6-10 кВ, що включається від реле мінімальної напруги, а також автоматичне повернення до первісного режиму роботи підстанції після відновлення напруги на лінії живлення.

ЛЕКЦІЯ № 10

ТЕМА 10 ПРИНЦИПОВИХ СХЕМ ПЕРВИННИХ ЛАНЦЮГІВ КОМУТАЦІЇ ПІДСТАНЦІЙ»

- 1 Трансформаторні підстанції 110/10 кВ і 110/35/10 кВ
 - 2 Трансформаторні підстанції 35 / 10-6 кВ
 - 3 Трансформаторні підстанції 10 / 0,4 кВ
 - 4 Вибір схем первинних ланцюгів комутації підстанцій
- КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

МЕТА ЛЕКЦІЇ: Зосередити увагу студентів на основних складових структури і типових схемах первинних ланцюгів комутації підстанцій

У основі всіх типових схем первинної комутації сільських КТП напругою 6-35 / 0,38 кВ і 35-110 / 6-10 кВ на вищій напрузі лежать дві принципово різні схеми: "блок лінія-трансформатор" для тупикових і розділових підстанцій і "місток" для прохідних. Основна принципова відмінність цих схем - це те, що шини вищої напруги в схемі "блок лінія - трансформатор" несекціоновані, а в схемі «місток» - секціоновані.

1. Трансформаторні підстанції 110/10 кВ і 110/35/10 кВ

Для сільських трансформаторних підстанцій намагаються використовувати прості схеми, що підвищують техніко-економічні показники. Наприклад, для РП 35 кВ (і особливо 110 кВ) використовують спрощені схеми без вимикачів з установкою вимикачів і роз'єднувачів.

Проектування і будівництво підстанцій ведеться зазвичай з використанням блокових КТП типу КТПБ-110/10 і КТПБ-110/35/10 і одним або двома трансформаторами потужністю від 2500 до 16000 кВА. На рисунках 8.1 і 8.2 приведені типові схеми первинних ланцюгів комутації ОРП 110 кВ КТПБ напругою 110/10 і 110/35/10 кВ.

Блокові схеми використовуються на тупикових або розділових підстанціях, підключених до однієї або двох ліній з одностороннім або двостороннім живленням.

Схема блоку «лінія-трансформатор» застосовується для автоматичного відключення пошкодженого трансформатора лінії, що живить декілька підстанцій. Застосування в схемі вимикачів і роз'єднувачів дозволяє значно понизити вартість ОРП в порівнянні з схемами, де використовуються вимикачі.

Схема з двома блоками "лінія-трансформатор" з неавтоматичною перемичкою з боку живлячої лінії. Застосовується при споруді насамперед однієї лінії і установці двох трансформаторів або коли можлива робота одного трансформатора на якийсь час, необхідне для виконання персоналом перемикань при аварійному відключенні однієї з живлячих ліній. Наявність ремонтної перемички з роз'єднувачами забезпечує можливість приєднання обох трансформаторів до однієї лінії, якщо другою ремонтують. Транзит потужності через підстанцію не допускається.

Допускається застосування двох роз'єднувачів - один на відключення, другий - на включення, за відсутності віддільника з приводом двосторонньої дії. Транзит потужності через підстанцію не допускається

У мостових схема застосовується при секціонуванні підстанції з одностороннім і двостороннім живленням і дозволяє здійснювати транзит потужності через підстанцію. Трансформатори в даному випадку приєднують до лінії з обох боків вимикача. При цьому, якщо з однією або іншої сторони від підстанції ушкоджується лінія, то вона або її пошкоджена ділянка вимикаються разом з трансформатором. Але трансформатор можна швидко включити після відключення на підстанції роз'єднувачів пошкодженої лінії і повторного включення секційного вимикача. Пошкоджений трансформатор автоматично відключається роз'єднувачем в його колі, а другий трансформатор, при двосторонньому живленні, отримуватиме живлення від двох ліній. Як правило, ці схеми застосовуються з ремонтною перемичкою, дозволяє виводити в ремонт секційний вимикач.

Комплектні трансформаторні підстанції КТПБ-110/35/10 кВ виготовляються з схемами КРИЧУ 110 кВ, які приведені на малюнку 11.7. Переваги, недоліки схем і сфера застосування первинних ланцюгів комутації ті ж, що і для КРИЧУ 110 кВ КТПБ-110/10 кВ.

КТПБ включає КРИЧУ 110 кВ і РП 35 кВ, що складаються з просторових блоків, і КРП 10 кВ, виконаний з шаф зовнішньої установки К-37.

Відкриті РП 110 і 35 кВ компонуються з окремих блоків, на яких змонтовані і відрегульовані апарати відповідної напруги і елементи вторинних з'єднань, підготовлених до монтажу і складки.

Комплектні трансформаторні підстанції блокового типу КТПБР-110/35/10 кВ призначені для транзиту, прийому, трансформації і розподілу електричної енергії.

З боку ВН і СН використовуються металеві блок-модулі з необхідним устаткуванням, повністю укомплектовані, відрегульовані, випробувані в заводських умовах, мають максимальний ступінь готовності до монтажу.

З боку НН встановлюються КРУ типу КРПЗ-10 з шафами КП-10.

КТПБР виготовляються і поставляються згідно схем: 110-1 - два блоки "лінія-трансформатор" з роз'ємом; 110-2 - два блоки "лінія-трансформатор" з вимикачем і неавтоматичною перемичкою з боку лінії 110 кВ 110-4-мостік з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів відповідно до схем типового проекту 7444ТМ "Схеми принципів електричних розподільних пристроїв 6-750 кВ", розробленого інститутом "Енергосетьпроект".

2. Трансформаторні підстанції 35 / 10-6 кВ

Проектування підстанцій такого типу виконується зазвичай по типових схемах первинних ланцюгів комутації, що складаються з РП 35 і 10 кВ. Типова мережа РП 35 кВ приведена на рисунку 10.1.

З рисунка 10.1 витікає, що блокові схеми застосовуються на тупикових і розділових підстанціях, які приєднуються до ліній з одностороннім і двостороннім живленням. Схема 35-2 блок "лінія-трансформатор" із запобіжниками застосовувалася раніше на напругу 35 кВ і зараз її

використовувати не рекомендується. Схеми 35-7-35-9 застосовуються замість схем 35-2-35-4 відповідно, коли заміна пошкодженого трансформатора вимагає більше часу, чим це допустимо за умовами надійності електропостачання споживачів. При цьому схема 35-7 із запобіжниками в кругах трансформатора використовується, якщо запобіжники забезпечують надійну і селективний захист трансформаторів і, як правило, використовуються на підстанціях з трансформаторами потужністю 630-1600 кВА.

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

Блокові схеми з вимикачами в ланцюзі трансформаторів 35-4-35-9 застосовуються, якщо неможливо використовувати вказані вище схеми, з відповідним обґрунтуванням в проекті.

Містку схеми 35-5-35-11а застосовуються при здійсненні секціонування лінії 35 кВ для підстанції з одностороннім або двостороннім живленням на одно- і двох трансформаторних підстанціях.

Вибір відповідною мостових схеми первинних ланцюгів комутації із запобіжниками, віддільниками або вимикачами в ланцюзі трансформаторів ведеться аналогічно рекомендаціям, приведеним вище для підстанцій з блоковими схемами РП 35 кВ.

В даний час в Україні випускаються комплектні трансформаторні підстанції з блоків заводського виготовлення КТПБР-35/10 (6), призначені для транзиту, прийому, перетворення і розподілу електроенергії трифазного змінного струму частотою 50 Гц при номінальній робочій напрузі 35, 10 (6) кВ.

КТПБР-35/10/6 розраховані для прийому максимальних вітрових навантажень, відповідає III кліматичному району за вітром і I-IV районам за ожеледдю.

На стороні ВН в КТПБР-35/10 (6) застосовуються транспортабельні металеві блоки заводського виготовлення з устаткуванням РП 35 кВ. Блоки повністю укомплектовані всім необхідним устаткуванням і апаратурою

управління. В той же час завод-виготівник передбачив випуск комплектних трансформаторних підстанцій типу КТПР-35/10 (6) (малоблокове виконання).

На стороні НН використані КРП зовнішньої установки серії КРУ-10 з вакуумними або мало масляними вимикачами.

Типи підстанцій					
Виконання	Тупикові та відгалуження		Прокідні з одностороннім живленням	Прокідні з двустороннім живленням	Вузлові
	Двугрансформаторні		Однотрансформаторні	Двугрансформаторні	Двугрансформаторні
	Блок „лінія-трансформатор”		Схема зі сторони вищої напруги та номер схеми		
3 запобіжники 35 кВ в колі трансформатора	35-2	35-7	35-5	35-10	Одна система шин, секціонування викликачем
	35-3	35-8	35-6	35-11	
	35-4	35-9		35-12	
3 викремлювачі та короткозамикач в колі трансформатора					
3 викремлювач 35 кВ в колі трансформатора					

Рисунок 10.1 - Схем первинної комутації РУ 35 кВ підстанції 35/10 кВ

Апаратура релейного захисту, управління, сигналізації і автоматики КРИЧУ-35 кВ, допоміжних ланцюгів і загально підстанційного призначення розміщені в релейних шафах зовнішньої або внутрішньої установки.

Схеми первинних ланцюгів комутації РП 35 кВ КТПБР 35/10 (6) виконані за типовим проектом 7444ТМ наступних чотирьох типів: 35-3Н (що відповідає схемі 35-2 типові проекти 407-0-96), 35-5АН (35-10) ; 35-9 (35-12) 35-4Н.

Пристрої РП 10 кВ, що входять до складу КТП 35/10 (6) кВ комплектуються з набору стандартних шаф залежно від проекту підстанції (одно- або два трансформатори, числа ліній, що відходять зовнішньої або внутрішньої установки, з кабельним і повітряним введенням з стаціонарними елементами). Принципові електричні схеми РП виконуються по уніфікованих сітками первинних ланцюгів комутації КРП різних серій.

На малюнку 10.2 представлені приклади схем первинних ланцюгів комутації РП 10 кВ підстанцій 35-110 / 10 кВ з елементами для одно- і двотрансформаторній підстанції виконаний з одинарною

а- підстанція з одним трансформатором; б - - Два трансформаторна підстанція секціонованою системою збірних шин. Секціонованих вимикач забезпечує [АВР](#) при аварійному відключенні одного з трансформаторів або лінії 35 кВ, його живить. В цьому випадку обидві секції шин отримують живлення від другого трансформатора. Шафи заводу-виробника поставляються, як правило, повністю змонтованими блоками.

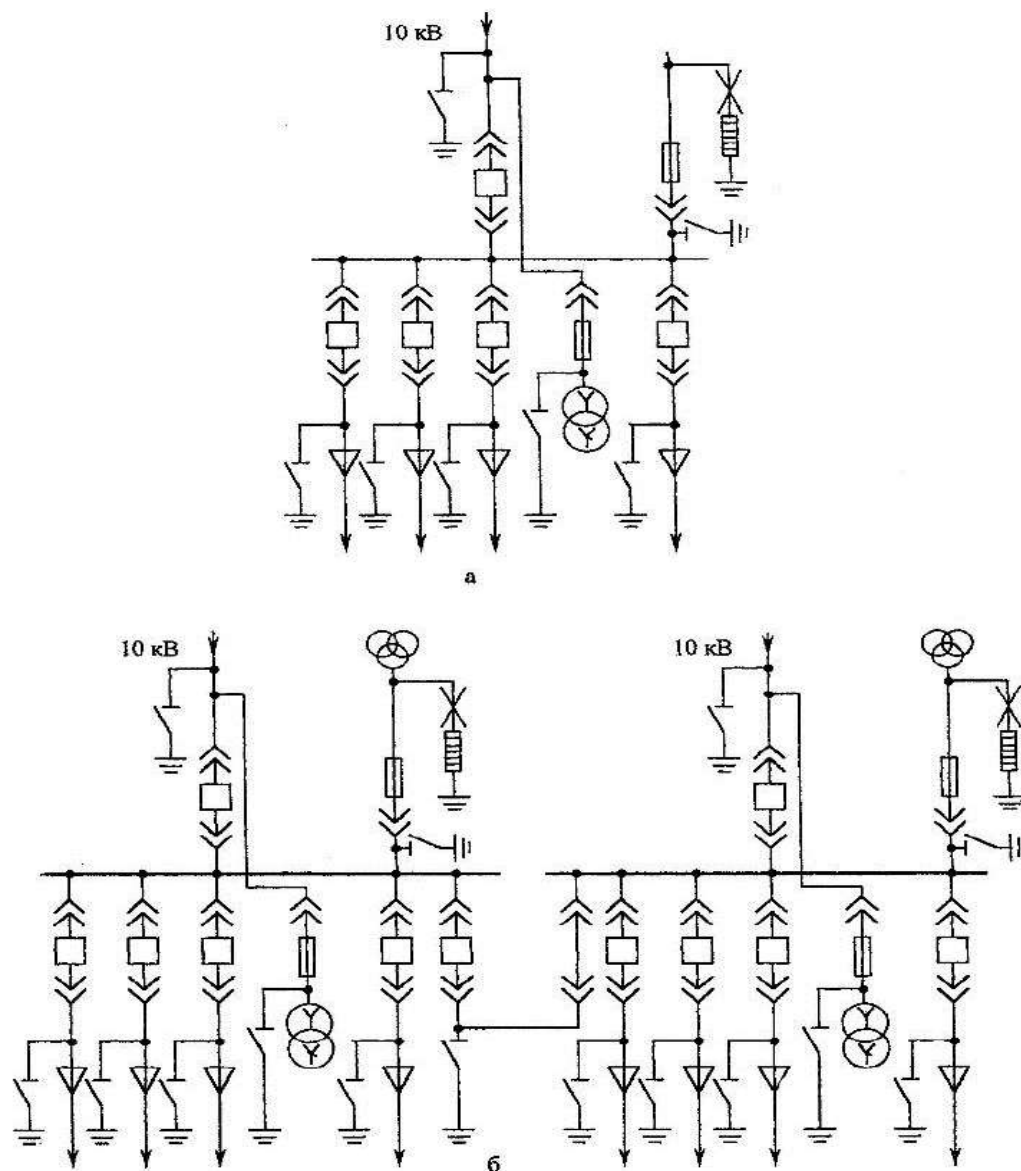


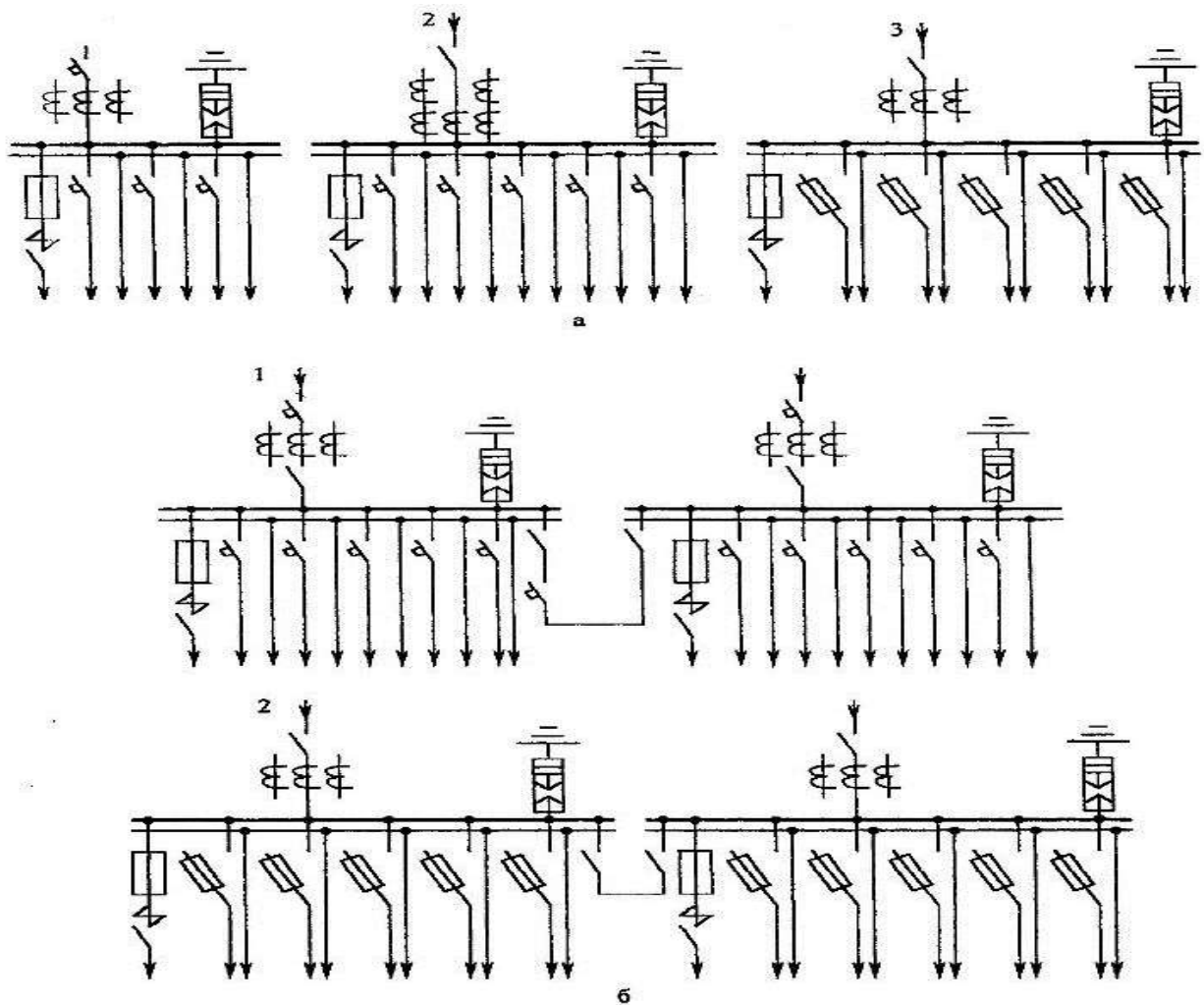
Рисунок 10.2 - Схеми ланцюгів первинних комутацій РП 10 кВ
підстанції 35-110 / 10 кВ

3. Трансформаторні підстанції 10 / 0,4 кВ

Типові схеми первинних ланцюгів комутації РП 10 кВ підстанцій 10 / 0,4 кВ і сфера їх застосування приведені в таблиці 10.3. Такі підстанції, як правило, проектуються на базі КТП зовнішньої установки. Застосування закритих підстанцій повинне бути ретельне обгрунтованим. На практиці сільського електропостачання застосовуються серії КТП з одним і двома трансформаторами проходного і тупикових типу потужністю 25-630 кВА з повітряними або кабельними введеннями і виводами ліній, що виходять. Кліматичних виконань КТП - У, категорія розміщення – 1. Розподільні пристрої 0,38 кВ КТП-10 / 0,4 кВ в більшості випадків виконані у варіантах схем, приведених на малюнку 8.10.

На схемі 1 (рисунок 10.3), яка використовується для підстанцій потужністю 25 і 40 кВА на введенні і лініях, що відходять, встановлюються автоматичні повітряні вимикачі. Теплові розщеплювачі вимикачів введення здійснюють захист трансформатора від перевантаження. Лінії, що відходять (на схемах їх кількість приведені умовно) від струмів перевантаження захищаються за допомогою теплових розщеплювачів, вимикачів. У схемі передбачена одна лінія для централізованого вуличного освітлення.

На схемі 2 (рисунок 10.3) на введенні встановлений рубильник, який забезпечує видимий розрив у відключеному стані.



а - однотрансформаторні; б - двотрансформаторні

Рисунок 10.3 - Схеми первинних ланцюгів комутації РП 0,38 кВ підстанцій 10 / 0,4 кВ

Від багатозафазних к.з. лінії тих, що відходять захищені автоматичними вимикачами, а від однофазних к.з. передбачений спеціальний захист. Від

перевантаження трансформатор захищений тепловим реле, встановленим на введенні, з дією на відключенням однієї або двох ліній, що відходять 0,38 кВ, саме так здійснюється розвантаження трансформатора. У схемі також передбачена лінія для централізованого вуличного освітлення. Така схема застосовується на підстанціях потужністю 63-630 кВА.

Схема 3 аналогічна схемі 2 (Рисунок 8.10). Різниця полягає в установці в кругах ліній, що відходять, блоків "Запобіжник-рубильники". Використовується на підстанціях потужністю 160-630 кВА, якщо відсутні автоматичні вимикачі.

На рисунку 8.3 б приведені схеми первинних ланцюгів комутації РП 0,38 кВ двох трансформаторних підстанцій. У обох схемах (1 і 2) передбачені лінії для централізованого вуличного освітлення. У схемі 1 для секціонування використовується автоматичний вимикач. Рубильники, встановлені на введеннях РП 0,38 кВ і для секціонування збірних шин, забезпечують видимий розрив при їх відключенні. Як захисні апарати на лініях, що відходять, в схемі 1 передбачені автоматичні вимикачі, а в схемі 2 - запобіжники, що вимагає додаткових витрат часу на введення в дію відключеної лінії.

Використовують багато інших схем РП 0,38 кВ КТП-10 / 0,4 кВ.

4 Вибір схем первинних ланцюгів комутації підстанцій

Підстанції - вузлові точки сільського електропостачання, і від побудови схеми первинних ланцюгів комутації (головної схеми з'єднань) залежить можливість живлення і розподілу електроенергії відповідно до вимог до потужності, якості і надійності. По основних функціях, які виконуються, все устаткування підстанції можна розділити на функціонально самостійні структурні блоки (ділянки, вузли, осередки, елементи), що забезпечують прийом, перетворення і розподіл електричної енергії. Сукупність тих або інших функціонально самостійних структурних блоків визначається вимогами до схем первинних ланцюгів комутації.

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

1. Визначити функціональне призначення підстанції (районна трансформаторна підстанція, центральний розподільний пункт, підстанція споживачів).

2. Визначити район кліматичних умов швидкісним натиском вітру та ожеледдю.

3. Потрібно вирішити питання про необхідність транзиту могутньо з ті через підстанцію.

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

5. Сформувати групи споживачів виробничо-технологічним і територіальним критеріям, по рівню напруги, потужності, якості електроенергії.

6. Визначити число ступенів і рівнів напруги підстанції, тобто дізнатися різновид РП по класу напруги.

7. Визначити категорії сформованих груп споживачів по надійності електропостачання.

8. З урахуванням пунктів 5-7 визначити кількість ліній, що відходять.

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

- кількість і потужність силових трансформаторів
- конфігурацію живлячої мережі: одностороннє або двостороннє ж і шафка і число приєднань на ВН
- необхідна кількість секцій і систем збірних шин
- необхідність секціонування шин і застосування АВР

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

11. Забезпечити експлуатаційні зручності схеми, тобто забезпечити можливість проведення ревізій комутаційного і іншого устаткування без перерв в електропостачанні, уникнути недостатньої відпустки енергії і порушення транзиту потужності через збірні шини підстанції. Це досягається застосуванням і правильною розстановкою додаткової комутаційної апаратури в схеми первинних ланцюгів комутації.

12. З урахуванням пунктів 2, 7, 8, 9 визначити виконання введень і підключення (повітря, кабельні) і конструктивного виконання підстанцій (закрита і відкрита).

13. Вибрати по уніфікованою сіткою схем можливі до застосування схеми первинних ланцюгів комутації необхідних РП 0,38-110 кВ.

14. Скласти можливі рівноцінні варіанти повних схем первинних ланцюгів комутації підстанцій, що проектуються.

15. Привести техніко-економічну оцінку варіантів з урахуванням забезпечення потрібного рівня надійності.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ І ЗАВДАННЯ

1. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування на підстанціях 110/10 кВ?
2. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування на підстанціях 110/35/10 кВ?
3. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування на підстанціях 35 / 10-6 кВ?
4. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування в РП 10 кВ на підстанціях 35-110 / 10 кВ з викачаними елементами?
5. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування в РП 10 кВ на підстанціях 10 / 0,4 кВ?
6. Які схеми ланцюгів первинної комутації рекомендується для застосування в РП 0,38 кВ на підстанціях 10 / 0,4 кВ?
7. У чому полягає алгоритм вибору схем первинних ланцюгів комутації підстанцій?
8. Що таке блокові схеми ланцюгів первинної комутації підстанції?
9. Які складові входять в схему «блок лінія-трансформатор»?
10. Які складові входять в схеми «місток»?

ЛЕКЦІЯ 11

ТЕМА: «СХЕМИ УПРАВЛІННЯ, ОБЛІКУ І СИГНАЛІЗАЦІЇ».

1. Щити керування.
2. Диспетчерські щити.
3. Диспетчерський пульт.
4. Управління, сигналізація і контроль в електроустановках..

МЕТА ЛЕКЦІЇ: ознайомитися зі схемами управління, обліку і сигналізації.

1 Щити керування.

Для управління і контролю за роботою електричного обладнання електростанцій і підстанцій пристрої дистанційного керування і сигналізацій, вимірювальні прилади, апарати релейного захисту та автоматики розміщують на щитах керування (ЩУ) і диспетчерських пунктах.

Щити керування розташовують у загальному (разом з іншим обладнанням) або спеціально відведеному приміщенні. На теплоелектроцентралях, районних електростанціях і великих підстанціях споруджується головний щит управління (ГЩУ) На ГЩУ розміщують апаратуру дистанційного керування та сигналізації, прилади вимірювання, апаратуру релейного захисту та автоматики, щит постійного струму і засоби зв'язку, Приміщення для ГЩУ на ТЕЦ і підстанціях знаходиться в будівлі головного розподільного пристрою, що примикає до території відкритою підстанції.

Крім ГЩУ на електростанціях встановлюють місцеві щити управління, призначені для керування двигунами, електричним і тепловим обладнанням котлів, турбін, щити автоматики.

Щити керування складаються з окремих панелей, на лицьовій стороні яких встановлені рукоятки ключів дистанційного керування, сигнальні пристрої, вимірювальні прилади і мнемонічна схема з'єднання (рис. 11.1).

З'єднання всієї апаратури, встановленої на панелі, виконують з її задньої сторони. Туди ж підводять і під'єднують кабелі ланцюгів управління, вимірювань і сигналізації, які називаються *контрольними кабелями*. Перехід від проводів до кабелів здійснюють за допомогою спеціальних клем.

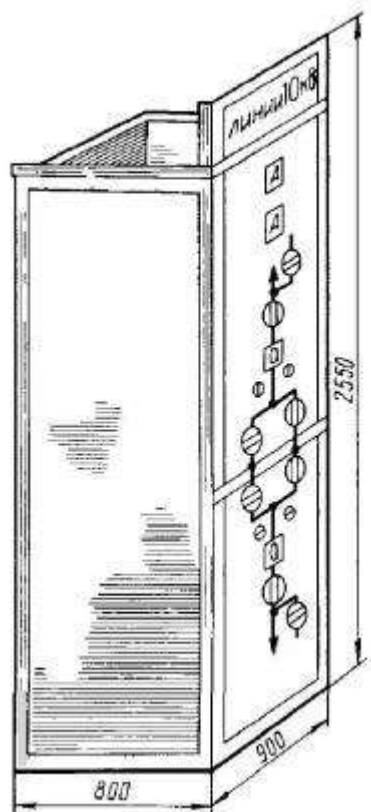


Рисунок. 9.1 Щити керування

На щиті групують панелі генераторів, трансформаторів, ліній механізмів власних потреб і т. д. Розташовують панелі так, щоб полегшити спостереження за встановленими приладами.

Можливими способами управління вимикачами є місцеве (ручне) - вимикачі включається або відключається на місці установки; дистанційне-вимикач включається або відключається на відстані, з щита управління.

Ручне управління в окремих випадках доповнюють пристроєм автоматичного управління і дистанційним відключенням вимикача. Зазвичай відходять лінії 6-10 кВ мають місцеве управління. Реле й вимірювальні прилади таких ліній і всі елементи, пов'язані з управління вимикачем, розміщуються на фасаді камери РУ.

2.Диспетчерські щити.

Для управління системою електропостачання на диспетчерських пунктах підприємства встановлюють диспетчерські щити. На щитах розміщується

мнемонічна схема, системи електропостачання або окремого її об'єкта, а також апаратура управління та сигналізації.

Диспетчерські щити бувають планшетного і мозаїчного типів. У планшетних щитах мнемонічна схема і апаратура розміщуються на спеціальних планшетах, що кріпляться на панелях. Мозаїчні щити складаються з металевих каркасних секцій, на яких укріплені перфоровані плати. В отворах плат укріплені пластмасові елементи для розміщення апаратури управління та сигналізації (рис. 9.2). Перевагою музичних щитів є можливість легкої заміни окремих їх елементів при змінах схеми контрольованого об'єкта.

З'єднання всієї апаратури, встановленої на панелі, виконують з її задньої сторони. Туди ж підводять і під'єднують кабелі ланцюгів управління, вимірювань і сигналізації, які називаються *контрольними кабелями*. Перехід від проводів до кабелів здійснюють за допомогою спеціальних клем.

На щиті групують панелі генераторів, трансформаторів, ліній механізмів власних потреб і т. д. Розташовують панелі так, щоб полегшити спостереження за встановленими приладами.

Можливими способами управління вимикачами є місцеве (ручне) - вимикачі включається або відключається на місці установки; дистанційне-вимикач включається або відключається на відстані, з щита управління.

Ручне управління в окремих випадках доповнюють пристроєм автоматичного управління і дистанційним відключенням вимикача. Зазвичай відходять лінії 6-10 кВ мають місцеве управління. Реле й вимірювальні прилади таких ліній і всі елементи, пов'язані з управлінням вимикачем, розміщуються на фасаді камери РУ.

2.Диспетчерські щити.

Для управління системою електропостачання на диспетчерських пунктах підприємства встановлюють диспетчерські щити. На щитах розміщується мнемонічна схема, системи електропостачання або окремого її об'єкта, а також апаратура управління та сигналізації.

Диспетчерські щити бувають планшетного і мозаїчного типів. У планшетних щитах мнемонічна схема і апаратура розміщуються на спеціальних

планшетах, що кріпляться на панелях. Мозаїчні щити складаються з металевих каркасних секцій, на яких укріплені перфоровані плати. В отворах плат укріплені пластмасові елементи для розміщення апаратури управління та сигналізації (рис. 11.2). Перевагою музичних щитів є можливість легкої заміни окремих їх елементів при змінах схеми контролюваного об'єкта.

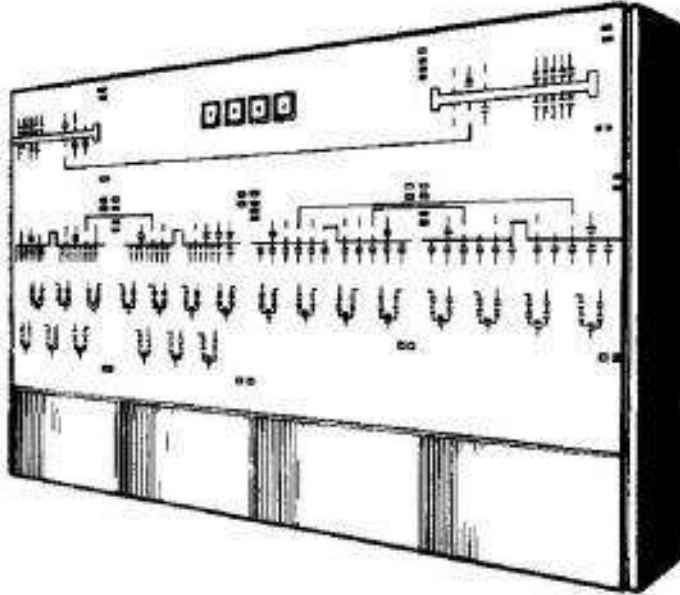


Рисунок 11.2 Диспетчерський щит

3. Диспетчерські пульти.

Для розміщення вимірювальної апаратури та апаратури управління та обладнання робочого місця диспетчера служать диспетчерські пульти. Диспетчерські пульти виконують збірними секційними. Вони складаються з тумб і стільниці, на якій може встановлюватися приладова приставка.

4. Управління, сигналізація і контроль в електроустановках.

Розрізняють такі види управління: місцеве, автоматичне, дистанційне.

Дистанційне керування. Це управління на відстань кількох сотень метрів, проводиться оператором, що подає команду з поста або щита управління шляхом замикання спеціальним ключем ланцюга управління приводом вимикача, роз'єднувача або двигуна.

Надійність дії схеми дистанційного керування залежить від справності апаратури і ланцюги управління, які повинні знаходитися під постійним контролем. Вимикач може відключатися ключем управління з щита або захистом при аварійному режимі, тому в схемі управління повинна передбачатися сигналізація всіх видів відключення.

Для управління високовольними вимикачами раніше застосовувалися ключі управління типу КСВФ. В даний час застосовують ключі, виготовлені заводом Електропульт у двох серіях: ПМО (перемикач малогабаритний загального застосування) і МК (малогабаритний ключ) із зниженою комутаційної здатністю.

Різновидом ключів ПМО є: ключ ПМОФ на кілька фіксованих положень і ключ ПМОВФ - на два положення з поверненням і чотири фіксованих положення.

Положення контактів при різних положеннях рукоятки ключа визначають діаграмою ключа.

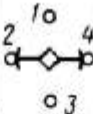
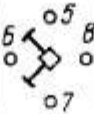
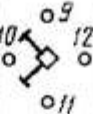
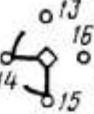
Вид рукоятки и схема пакетов (спереди) в положении „отключено“											
Тип рукоятки и № пакетов		...Д120	1	3	3	6	6 ₃	10 ₂			
№ контак- тов Поло- жение рукоятки			2-4 1-3	5-8 6-7	9-12 10-11	14-15 13-14 13-16	18-19 17-18 17-20	22-24 21-22 21-23			
Отключено	0	←	X	-	-	-	X	-	X	-	-
Предвари- тельно включено	B ₁	↑	-	X	-	-	-	X	-	-	X
Включить	B ₂	↗	-	-	X	-	X	-	-	X	-
Включено	B	↑	-	X	-	-	-	X	-	-	X
Предвари- тельно отключено	O ₁	←	X	-	-	-	-	X	-	-	X
Отключить	O ₂	↘	-	-	X	-	X	-	-	X	-

Рисунок 11.3 – Діаграма ключа управління ПМОВФ

На рис. 11.3 наведені діаграми ключа управління ПМОВФ, а на рис. 9.3 - схема управління та сигналізації вимикача з використанням цього ключа.

Відзначимо деякі особливості цієї схеми управління. У ній застосована блокування від багаторазового включення на існуюче коротке замикання, з використанням спеціального проміжного реле РБМ, яке має дві обмотки- послідовну РБМ в ланцюзі обмотки відключення ЕО і паралельну обмотку РМБШ в ланцюзі управління. При включенні вимикача на коротке замикання (дистанційно або автоматикою) спрацьовує релейний захист на відключення.

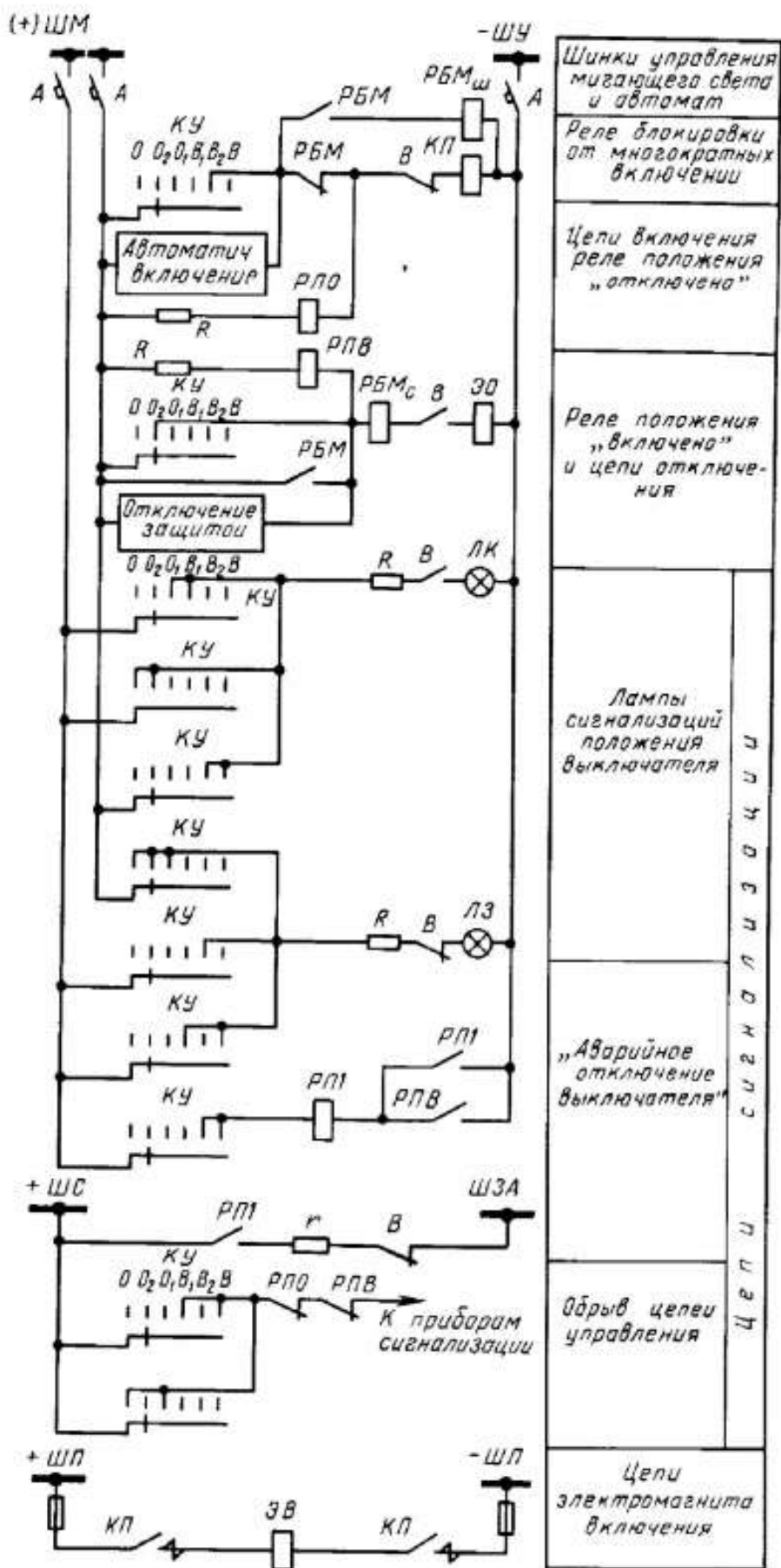


Рисунок 11.4 – Схема управління та сигналізації вимикача з використанням ключа

Одночасно створюється ланцюг «невідповідності» - ключ управління включений, а вимикач вимкнений: плюс + ШУ реле захисту - котушки РБМС - обмотка ЕО блок-контакти вимикача В-ШУ. Відбувається відключення вимикача і спрацьовування реле РБМ, одна пара контактів якого розмикає ланцюг контактора включення КП, а друга пара контактів замикає ланцюг котушка РМБШ. Цим забезпечується блокування ланцюга включення і заборона повторного включення вимикача на існуюче коротке замикання.

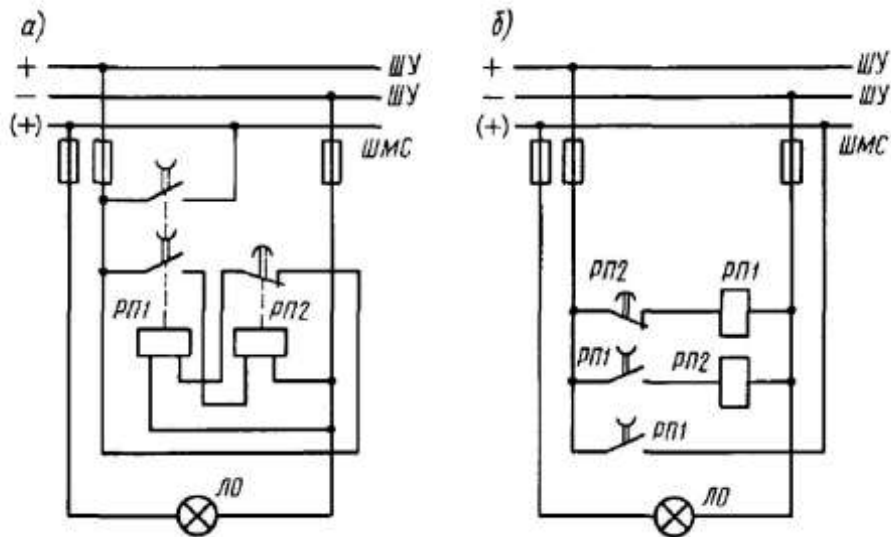


Рисунок 11.5 – Схема «пульс-пара»

Наявність невідповідності у схемі фіксується сигналізацією миготливим світлом. Для отримання миготливого світла використовують схему «пульс-пара» (рис. 11.5), що складається з двох проміжних реле РП1, РП2 з витримками часу на замикання і розмикання. Коли обмотка реле РП1 ($\pm$ ШУ), спрацьовує, замикає ланцюг обмотки реле РП2 і одночасно подає плюс на шинку + ШМС миготливого світла, лампа ЛО горить повним напруженням. Контакти РП2 знімають напругу з реле РП1 і з розмиканням контактів РП1 плюс з шинки + ШМС знімається і лампа ЛО гасне. Після замикання контактів РП2 слід новий цикл дії схеми «пульс-пара», що супроводжується миготінням лампи ЛО. Як джерело миготливого світла застосовуються також комплектні пристрої типу ІМС-5 і поляризовані реле РП-7

У схемі управління і сигналізації (див. Рис.11.4) при включеному ключі керування і відключеному вимикачі створюється ланцюг: плюс ШМС - контакти 13 -14 ключа-резистор К-блок-контакт вимикача В- лампа ЛЗ-ШУ і лампа горить миготливим світлом.

Те ж відбувається при положенні ключа на «відключення» і включеному положенні вимикача. У цьому випадку ланцюг миготливою червоною лампи ЛК підтримується через контакти 18-19 ключа (див. Рис. 11.3). Відзначимо, що блимання зеленої або червоної лампи відбувається також при наявності невідповідності у схемі при командах «попередньо включено» або «попередньо відключено».

Застосування ключа управління ПМОВФ дає можливість отримати в схемі управління застережливий сигнал про ненормальний режим роботи окремих частин установки або про стан ланцюгів захисту та автоматики. Для цього в схему управління вводиться реле положення «включено» РПВ і реле положення «вимкнено» РПО. При справному стані ланцюгів управління обмотка одного реле, наприклад РПВ, обтикається струмом, а другого. реле РПО знеструмлена і ланцюг сигналу розімкнути. При наявності обриву в ланцюзі обмотки одного реле виявляються знеструмленими обидва реле і через їхні контакти буде поданий сигнал попереджає сигналізації.

При використанні в колах управління ключів ПМОВ, КВ і МКВ, що не мають фіксованих положень, крім нейтрального, для сигналізації положення вимикача застосовують додаткові реле фіксації команди РФК. В реле РКФ використовують двопозиційне сигнальне реле (рис. 9.6, а) з двома обмотками 1, 2 для перемикання якоря реле 3 на два фіксованих положення 4 і 5. Застосування в реле РФК реле струму і реле імпульсної сигналізації РІС-Е2М дає можливість отримати схему звуковий аварійної сигналізації при управлінні вимикачем ключем МКВ. В реле РІС-Е2М входить поляризоване реле РС з двома обмотками управління РС1 і РС2, трансформатор напруги ТН і два транзисторних перемикача ТР1 і ТР2

На рис. 11.3 наведені діаграми ключа управління ПМОВФ, а рис. 11.4 - схема управління та сигналізації вимикача з використанням цього ключа.