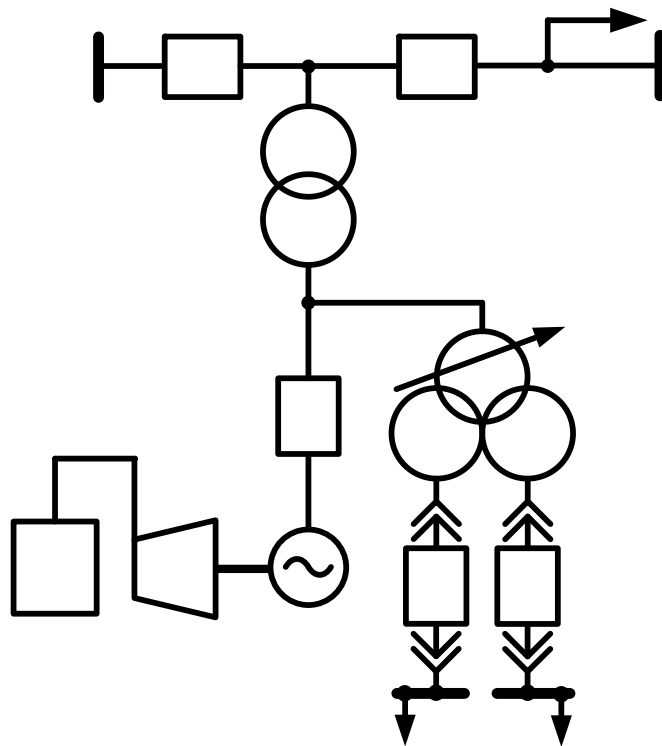


П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ



УДК 621.311(075)

ББК 31.277.1я73

Л40

Рекомендовано до видання Міністерством освіти і науки України /
Лист № 1/11-4894 від 03.07.09

Рецензенти:

С. Ф. Артюх, доктор технічних наук, професор

В. В. Назаров, доктор технічних наук, професор

М. С. Сегеда, доктор технічних наук, професор

Лежнюк, П. Д.

Л40 **Проектування електричної частини електричних станцій :**
навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. –
Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.

ISBN

В посібнику розглядаються загальні засади проектування електричних станцій, методика техніко-економічних розрахунків, питання проектування головних електричних схем, електроустановок власних потреб, конструкцій розподільних установок, систем керування електростанцій

Посібник призначений для студентів вузів електроенергетичних спеціальностей.

УДК 621.311(075)

ББК 31.277.1я73

ISBN

© П. Лежнюк, В. Лагутін, В. Тептя, 2009

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Навчальний посібник

Вінниця
ВНТУ
2009

ЗМІСТ

	Вступ.....	8
1	Загальні засади проектування електричних станцій	10
1.1	Характерні особливості проектування сучасних ЕС	10
1.2	Основні стадії проектування	12
1.3	Зміст робіт з проектування електротехнічної частини ЕС	12
1.4	Споруди та інженерні комунікації ЕС і їх розміщення	13
1.4.1	Вибір майданчика будівництва	13
1.4.2	Загальні принципи компоновання	14
1.4.3	Компоновання ТЕЦ	16
1.4.4	Компоновання КЕС	17
1.4.5	Компоновання АЕС	17
1.4.6	Компоновання ГЕС	20
1.5	Техніко-економічне обґрунтування проектних рішень	24
1.5.1	Загальні положення.....	24
1.5.2	Визначення витрат на втрати енергії	26
1.5.3	Визначення показників надійності електричних установок..	30
1.6	Графіки навантажень та визначення техніко-економічних показників ЕС.....	35
1.7	Технологічна частина та вибір основного обладнання ЕС... ..	39
1.7.1	Загальні положення	39
1.7.2	Вибір структурної технологічної схеми	40
1.7.3	Вибір основного обладнання	41
1.7.3.1	Вибір турбін	43
1.7.3.2	Вибір парогенераторів	43
1.7.3.3	Вибір електричних генераторів.....	44
1.7.4	Вибір допоміжного обладнання	44
2	Проектування головної електричної схеми	46
2.1	Основні вимоги і порядок вибору схеми.....	46
2.2	Вибір схеми приєднання станції до системи	47
2.3	Проектування структурної схеми станції	48
2.4	Вибір трансформаторів	50

2.5	Вибір доцільного способу обмеження струмів короткого замикання	55
2.5.1	Загальний підхід	55
2.5.2	Вибір струмообмежувальних засобів на КЕС	56
2.5.3	Вибір струмообмежувальних пристроїв на генераторній напрузі ТЕЦ	57
2.6	Вибір схеми розподільних установок станції	60
2.6.1	Вибір схеми РУ 6–10 кВ ТЕЦ	60
2.6.2	Вибір електричних схем РУ підвищених напруг	60
2.6.3	Техніко-економічне порівняння варіантів схем РУ	62
3	Проектування електроустановок власних потреб	68
3.1	Загальні відомості	68
3.2	Власні потреби КЕС	69
3.3	Власні потреби ТЕЦ	73
3.4	Власні потреби АЕС	74
3.5	Власні потреби ГЕС	80
4	Розрахунок струмів короткого замикання та вибір провідників і апаратів	83
4.1	Режими електроустановок	83
4.2	Розрахунок струмів короткого замикання	84
4.2.1	Призначення і порядок виконання розрахунків	84
4.2.2	Розрахункова схема установки	85
4.2.3	Заступна схема	86
4.2.4	Визначення ударного струму КЗ	92
4.2.5	Визначення струму для заданого моменту часу перехідного процесу КЗ	93
4.2.6	Особливості розрахунку струмів КЗ в системі власних потреб електростанції	98
4.2.7	Таблиця результатів розрахунків струмів КЗ	101
4.3	Врахування термічної дії струмів КЗ	101
5	Вибір струмопровідних частин та апаратів	109
5.1	Вибір струмопровідних частин електроустановки	109
5.1.1	Вибір провідників за умовами робочого режиму	109
5.1.2	Типи провідників, які застосовуються на головних ділянках	112

5.1.3	Вибір гнучких шин і струмопроводів	113
5.1.4	Вибір кабелів	118
5.1.5	Вибір жорстких шин	119
5.1.5.1	Механічний розрахунок однополосних шин	121
5.1.5.2	Механічний розрахунок двополосних шин	121
5.1.5.3	Механічний розрахунок шин коробчастого перерізу	125
5.1.5.4	Вибір ізоляторів	126
5.1.6	Вибір комплектних екранованих струмопроводів	127
5.2	Вибір електричних апаратів розподільних установок	128
5.2.1	Загальні відомості	128
5.2.2	Вибір вимикачів	129
5.2.3	Вибір роз'єднувачів	131
5.2.4	Вибір струмообмежувальних реакторів	132
5.2.5	Вибір вимірювальних трансформаторів	135
5.2.5.1	Вибір трансформаторів струму	135
5.2.5.2	Вибір трансформаторів напруги	139
5.2.6	Вибір розрядників	143
6	Конструкції розподільних установок	145
6.1	Порядок проектування РУ. Загальні вимоги	145
6.2	Вибір типу конструкцій РУ	146
6.3	Проектування закритих РУ	147
6.4	Комплектні розподільні установки	150
6.5	Проектування відкритих розподільних установок	151
7	Проектування системи керування	154
7.1	Загальні відомості	154
7.2	Вибір організаційної структури оперативного керування. Пости керування	156
7.3	Проектування постів (щитів) керування	157
7.4	Розрахунок і вибір установок постійного струму	159
7.4.1	Споживачі енергії постійного струму	159
7.4.2	Акумуляторні батареї	160
7.4.3	Вимоги до вибору АБ на станціях та підстанціях	161
7.4.4	Розрахунок АБ, підзарядного і зарядного агрегатів	162

Література	170
Додаток А. Характерні добові графіки електричних навантажень підприємств різних галузей промисловості	171
Додаток Б. Технічні характеристики основного обладнання	173
Додаток В. Технічні характеристики шинопроводів напругою до 1000 В	181
Додаток Г. Технічні характеристики вимикачів	182
Додаток Д. Технічні характеристики комплектних розподільних установок 6–35 кВ	188
Додаток Е. Технічні характеристики трансформаторів струму, вбудованих в елегазові вимикачі серії ВГБ	189
Додаток Ж. Умовні позначення в схемах електричних з'єднань	190
Словник найбільш вживаних термінів	193

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція
АСК – автоматизована система керування
АТЗ – автотрансформатор зв'язку
БЩК – блочний щит керування
ВРУ – відкрита розподільна установка
ВП – власні потреби
ГАЕС – гідроакумулювальна електрична станція
ГГ – гідрогенератор
ГЕС – гідравлічна електрична станція
ГЩК – головний щит керування
ЕЕС – електроенергетична система
ЕС – електрична станція
ЗБРУ – збірно-каркасна розподільна установка
ЗРУ – закрита розподільна установка
КЕС – конденсаційна електрична станція
КЗ – коротке замикання
КРУ – комплектна розподільна установка
КРУЕ – комплектна розподільна установка з елегазовою ізоляцією
КРУЗ – комплектна розподільна установка для зовнішнього устанавлення
ЛЕП – лінія електропередачі
НТП – норми технологічного проектування
ОЕС – об'єднана енергетична система
ПЕК – паливно-енергетичний комплекс
ПР ТВП – пуско-резервний трансформатор власних потреб
ПУЕ – правила улаштування електроустановок
ПТБ – правила техніки безпеки
ПТЕ – правила технічної експлуатації
РУ – розподільна установка
РУ ВН – розподільна установка високої напруги
РУ СН – розподільна установка середньої напруги
САПР – система автоматичного проектування
ТВП – трансформатор власних потреб
ТГ – турбогенератор
ТЕС – теплова електрична станція
ТЕЦ – теплова електрична централь
ТН – трансформатор напруги
ТС – трансформатор струму

ВСТУП

Рівень розвитку енергетики і електрифікації в найбільш опосередкованому вигляді відображає досягнутий техніко-економічний потенціал будь-якої країни. Енергетика забезпечує електроенергією і теплом промислові підприємства, сільське господарство, транспорт, а також комунально-побутові потреби населення.

Електрифікація чинить визначальний вплив на розвиток всіх галузей господарства країни. Прагнучи своєї економічної незалежності і безпеки, країна зобов'язана турбуватися, щоб темпи розвитку електроенергетики, зокрема її найважливішої ланки – генерувальних потужностей, були випереджувальними.

Основою електроенергетики України є об'єднана енергетична система (ОЕС), яка є одним з найпотужніших енергооб'єднань Європи. Загальна електрогенерувальна потужність становить 52,9 млн. кВт, з яких потужність ТЕС (*thermoelectric power plant*) складає 58 %, АЕС (*atomic power plant*) – 26 %, ГЕС (*hydraulic power plant*) та ГАЕС – 9 %, блок-станцій та інших джерел – 7%. Відповідно до розробленої Стратегії розвитку паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) – у 2030 р. величина генерувальних потужностей становитиме понад 70 млн. кВт.

Стратегічною метою розвитку електроенергетичного комплексу є його докорінна перебудова на засадах новітніх технологій із забезпеченням маневреності, енергетичної та економічної ефективності, екологічної прийнятності, зовнішньої конкурентоспроможності та ринкових умов функціонування, що забезпечить стале, надійне, безпечне, якісне постачання енергії галузям економіки і соціальної сфери країни.

Забезпечення стабільного функціонування ОЕС України в умовах недостатності маневрових генерувальних потужностей і високої долі базової потужності є одним з найбільш проблемних питань. Тому для вирішення проблеми істотного поліпшення структури генерувальних потужностей необхідне введення нових мобільних потужностей, які забезпечать оптимальну роботу ОЕС (цю функцію виконують ГЕС та ГАЕС, потужність яких на даний час становить тільки 9 % при необхідних 15-20 %).

В умовах рівнинних річок можливості будівництва великих ГЕС в Україні практично вичерпані, тому подальший розвиток гідроенергетики пов'язаний саме з модернізацією існуючих ГЕС та спорудженням ГАЕС.

Значна частина основного обладнання електричних станцій України відпрацювала встановлений стандартами термін їх роботи. 96 % обладнання ТЕС відпрацювало свій проектний ресурс, 73 % – перевищило граничний. Майже всі АЕС України повністю відпрацюють свій розрахунковий ресурс до 2026 року.

Тільки на основі сучасного енергообладнання електроенергетику України можна вивести на світовий рівень, який би забезпечив високу ефективність, надійність (*reliability*) та безпеку функціонування при екологічній сприйнятості всього ПЕК України, а також інтеграцію ОЕС України з енергосистемами країн сходу і заходу.

Національною енергетичною програмою України передбачено пріоритетний розвиток вугільної промисловості і на основі її теплової енергетики. Важливим для України в найближчому майбутньому є розвиток атомної енергетики. Перспективним є створення замкненого ядерного виробництва з застосуванням нового типу енергоблоків з уран-торієвим паливним циклом.

Даний навчальний посібник присвячено проектуванню електричної частини ТЕС, АЕС і ГЕС як базових джерел електроенергії. Посібник з проектування (*designing*) нетрадиційних джерел енергії розробляється. Стримуючим тут є відсутність відповідного електрообладнання, а також відпрацьованих методик проектування.

Навчальний посібник написано згідно з програмами дисциплін “Електричні станції і підстанції” та “Проектування електричних станцій”. В ньому розглядаються загальні засади проектування електричних станцій, техніко-економічне обґрунтування проектних рішень, вибір структурної технологічної схеми і основного обладнання. Викладені питання проектування головної схеми електростанції і системи живлення її власних потреб. Подано методику розрахунку струмів короткого замикання (*short-circuit current*) для вибору провідників і апаратів розподільних установок. Розглянуто вибір струмопровідних частин електроустановок, комутаційних апаратів, засобів обмеження струмів короткою замикання, вимірювальних трансформаторів, засобів захисту від перенапруг. Окремий розділ присвячено проектуванню системи керування електричної станції. В додатках наведено технічні характеристики основного обладнання станцій та умовні графічні позначення в схемах електричних з’єднань.

1 ЗАГАЛЬНІ ЗАСАДИ ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

1.1 Характерні особливості проектування сучасних ЕС

Проектування ЕС є важливим елементом розвитку промислового комплексу країни. Як правило, електричні станції і їх проектування є частиною комплексного розвитку регіонів, галузей промисловості і країни в цілому. Характерним прикладом є план ГОЕЛРО, розроблений в 1920 р. в Росії, до складу якої в цей час входила Україна. Він передбачав спорудження протягом 10–15 років 30 районних ЕС загальною потужністю 1750 МВт. Для того щоб забезпечити технічною документацією спорудження ЕС при Головелектро був створений проектний відділ, який в 1933 році був перетворений в трест Теплоелектропроект (ТЕП) з трьома відділами: Центральним, Ленінградським і Харківським. Вони займались проектуванням теплових і гідравлічних станцій. Розпочинаючи з середини 50-х років почалось проектування АЕС.

Через значну вартість ЕС та велике їх значення в господарстві країни висуваються особливі вимоги до їх проектування:

1. Проектування ЕС ведуть крупні спеціалізовані організації та інститути. Як правило, окремі з них спеціалізуються на проектуванні КЕС, ТЕЦ, ГЕС та АЕС;

2. Проектування ЕС має комплексний характер як за своїм змістом, так і за видом проектних робіт. Це означає, що одна і та ж організація проектує весь комплекс підсистем, які входять в ЕС, а саме: технологічну (тепломеханічну на ТЕС, ядерну і тепломеханічну на АЕС, гідроенергетичну та гідромеханічну на ГЕС), електротехнічну, будівельну, гідротехнічну підсистеми, а також допоміжні споруди, дорожньо-транспортну частину і зв'язок;

3. Під час проектування ЕС враховують досвід їх будівництва та експлуатації, що сприяє подальшому удосконаленню проєктованих об'єктів. Практикують централізоване та індивідуальне врахування накопиченого досвіду. Індивідуальне врахування означає збір і обробку даних, які отримуються проектною організацією в процесі самого проектування, будівництва і наступної експлуатації конкретної станції. Воно означає наскрізне супроводження будівництва станції організацією, яка її проектувала;

4. Під час проектування використовують нормативні матеріали, складені на підставі узагальнення досвіду проектування, монтажу та експлуатації ЕС. Ці матеріали можна розбити на чотири групи:

- правила, наприклад, Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), Правила технічної експлуатації електричних станцій та мереж

(ПТЕ), Правила техніки безпеки (ПТБ) при експлуатації електроустановок електричних станцій та підстанцій і т.д.;

- норми, наприклад, Норми технологічного проектування (НТП) ТЕС, НТП ГЕС, НТП АЕС і т.д.;

- керівні вказівки, наприклад, до розрахунку струмів КЗ, до вибору і перевірки апаратів і провідників за умовами КЗ, по захисту станцій та підстанцій від прямих ударів блискавки і т.д.;

- державні стандарти на обладнання, пристрої, терміни і визначення, буквені позначення і т.д.;

5. Застосовують типове проектування, принцип якого полягає у використанні при проектуванні об'єкта фрагментів, розроблених і реалізованих в інших проектах. Хоч кожна станція є індивідуальною, проте вона включає в себе фрагменти, які можуть зустрічатись на електростанціях різних видів, або складаються з однакових елементів.

Для складання типових проектів необхідна уніфікація елементів і фрагментів, які часто повторюються. Масштаби типізації можуть бути різними. Від типових проектів розподільних установок (РУ), щитів керування до типових проектів електростанцій в цілому. Типовий проект розробляють для деяких усереднених вихідних умов. В подальшому його використовують як базу для проектування конкретної електростанції. Так спроектовані, наприклад, Ладижинська та Трипільська ТЕС;

6. Використовують вироби та пристрої заводського виготовлення. Сучасною тенденцією є курс на індустріалізацію будівництва. Індустріалізація будівництва досягається за рахунок використання виробів і пристроїв заводського виготовлення. Це дозволяє знизити трудозатрати і час на проектування, а також скоротити обсяг проектної документації. При проектуванні і будівництві ЕС використовують такі види виробів і пристроїв заводського виготовлення:

- комплектні пристрої - розподільні установки, розподільні щити і зборки, струмопроводи, панелі керування, захисти і системи автоматики;

- уніфіковані будівельні та архітектурні деталі – фундаментні блоки, колони, панелі і т.д.;

7. Забезпечують захист навколишнього середовища. Електростанції відносяться до категорії промислових підприємств, які негативно впливають на довкілля. Особливо це відноситься до ТЕС. АЕС порівняно з ТЕС значно менше забруднюють навколишнє середовище, проте виникає проблема захоронення радіоактивних відходів.

Потужні електростанції потребують вилучення великих площ, а гідроелектростанції – затоплення значних просторів під водосховища. Щоб зменшити збитки для сільського господарства потужні ТЕС і АЕС розміщують на малоцінних і незручних для господарювання землях;

8. Здійснюють автоматизацію проектно-конструкторських робіт. На сьогодні розроблені досить потужні САПР. Особливо стимулювали розвиток САПР великі можливості сучасних ЕОМ.

1.2 Основні стадії проектування

В процесі проектування ЕС виділяють три основні стадії: завдання на проектування, технічний проект, робочий проект в кресленнях.

Завдання на проектування ЕС містить зовнішню вихідну інформацію: місцеположення, тип, призначення станції та її основні параметри; паливо і джерело водопостачання; режими роботи станції, її навантаження та її місце в графіку навантаження енергосистеми; схему приєднання до енергосистеми, дані енергосистеми. Крім того, в завданні вказують строки проектування і спорудження, черговість спорудження. Завдання складається замовником. Воно повинно бути узгоджено з проектною організацією і генеральним підрядником на будівельні роботи.

Технічний проект ЕС – це сукупність проектних документів, які відображають основні проектні рішення і описують станцію. В технічний проект входять: паспорт, техніко-економічне обґрунтування, кошторис, проектні документи з технологічної частини, проектні документи з електротехнічної частини, проектні документи з гідротехнічної частини, проектні документи з будівельної частини, генеральний план станції з транспортними шляхами.

Робочий проект ЕС – це сукупність пояснювальної записки з розрахунками та робочих креслень, за якими здійснюють монтажньо-будівельні роботи. В проекті вказують найважливіші розрахункові техніко-економічні показники станції, а саме: вартість одного встановленого кіловата, загальний об'єм капіталовкладень, питомі витрати умовного палива на одиницю відпущеної електроенергії, питома вага витрат на власні потреби, чисельність персоналу, собівартість відпущеної електроенергії, площа території відчуження, обсяги будівельно-монтажних робіт.

1.3 Зміст робіт з проектування електротехнічної частини ЕС

- Підготовка вихідної інформації. Основним джерелом є завдання на проект.
- Схема приєднання ЕС до енергосистеми. Розробляється Енергомережпроектом.
- Проектування головної схеми з'єднань. Сюди входить вибір генераторів і їх систем збудження, вибір структурної схеми, вибір засобів обмеження струмів КЗ, вибір схеми електричних з'єднань розподільних

установок (РУ), розрахунок струмів КЗ та вибір електричних апаратів та провідників.

- Проектування власних потреб (ВП): вибір електродвигунів до робочих механізмів, вибір трансформаторів (*transformer*) ВП і допоміжних джерел живлення, вибір схеми електропостачання ВП, розрахунок самозапуску електродвигунів ВП, вибір кабелів.

- Розробка конструкції РУ – компонування, захист від перенапруг і заземлення.

- Проектування установки постійного струму – вибір акумуляторних батарей, зарядних і підзарядних пристроїв, вибір схеми оперативного струму.

- Проектування пристроїв керування і контролю, релейного захисту та автоматики.

- Проектування електроосвітлення.

- Проектування допоміжних пристроїв і споруд: масляного, повітряного і водневого господарств, майстерень, електролабораторій.

1.4 Споруди та інженерні комунікації ЕС і їх розміщення

1.4.1 Вибір майданчика будівництва

Для розміщення споруд і комунікацій ЕС необхідна значна площа (0,04 – 0,06 Га/МВт для КЕС, 0,01 – 0,02 Га/МВт для ТЕЦ). Частину споруд – склад палива, залізничні станції з розвантажувальними пристроями, золошлаковідвали і т.п. – виносять за межі будівельного майданчика. Для золошлаковідвалів відводять площі, які повинні забезпечити роботу ЕС протягом не менше 25 років.

Майданчик будівництва ЕС вибирають в період складання завдання на її проектування. Місце (район) спорудження ЕС повинно бути узгоджено з планом розвитку енергосистеми і відповідати призначенню і технологічним особливостям ЕС.

ТЕЦ. Радіус передачі носія теплової енергії від ТЕЦ обмежений. Гарячу воду транспортують до 35 км, а пару – до 8–12 км. В зв'язку з цим ТЕЦ розташовують в центрі теплових навантажень. Промислові ТЕЦ розміщують, як правило, на території підприємства. Вони використовують ті самі інженерні комунікації.

КЕС. Для своєї роботи КЕС вимагають велику кількість палива і технічної води (в першу чергу для конденсації пари). Наприклад, для конденсації пари КЕС потужністю 2400 МВт потрібно 84 м³/с води. При будівництві КЕС намагаються використати природні водойми (річка, озеро, море).

З точки зору постачання паливом газомазутні КЕС не прив'язані до джерел газу і мазуту. Останні легко транспортуються на великі відстані. Інша справа з вугільними КЕС. Низькосортне вугілля з великою кількістю пустої породи економічно транспортувати на відстані до 150–200 км. Отже, при виборі майданчика під вугільну КЕС необхідно враховувати розташування як паливної бази, так і джерела водопостачання.

АЕС. Один кілограм урану U-235 дає стільки ж енергії, що й 2300 тонн вугілля. Отже, паливна база на вибір майданчика під АЕС не впливає. Основним тут є джерело водопостачання.

ГЕС. Місце розташування ГЕС визначається сприятливими характеристиками створу річки і вимогами комплексного використання водосховища з метою зрошення, судноплавності, рибного господарства, водопостачання. Велике значення мають розміри території, яка затоплюється і відчужується.

Небажане будівництво ЕС в районі, де залягають корисні копалини. Майданчики під ЕС повинні відповідати певним інженерно-геологічним вимогам. Ґрунти повинні допускати питомі навантаження 0,2 – 0,25 МПа. Враховують сейсмічність, склад корінних і четвертинних відкладень на глибину до 100 м, характеристики водоносних шарів, стан навколишнього середовища, кліматичні особливості. Рівень ґрунтових вод повинен знаходитися нижче підвалів і підземних комунікацій не менше ніж на 3 – 4 м. Не допускається розміщення будівельних майданчиків в районах оповзнів, пливунів, на заболочених ґрунтах.

Важливе значення при виборі майданчиків під ЕС мають також соціальні фактори.

1.4.2 Загальні принципи компонування

Під компонуванням ЕС або підстанцій розуміється взаємне розміщення основних та допоміжних споруд на її майданчику. Компонування ЕС – це одне з найбільш складних питань проектування, в розв'язанні якого беруть участь технологи, електротехніки, будівельники, архітектори, шляховики, екологи та ін. Складність задачі пояснюється тим, що при компонуванні доводиться враховувати велику кількість внутрішніх і зовнішніх факторів. Найбільшу складність при компонуванні ЕС створює раціональне розміщення технологічних споруд – наземних і підземних.

Основні зовнішні фактори: клімат, рельєф місцевості, розташування водосховища, роза вітрів. Майданчик вибирається рівним. При ухилі рельєфу більше 3% застосовують терасне планування. Правильна орієнтація споруд відносно рози вітрів необхідна для захисту від димових викидів в першу чергу РУ та електрообладнання зовнішньої установки, а також близьких населених пунктів. Через те на генплані обов'язково

показується роза вітрів. Небезпечним також є нанесення вітром пари і дрібних крапель води від градирень і бризкальних басейнів на електрообладнання, струмопровідні частини тощо. Основні споруди віддаляють від градирень на 20–40 м, а ВРУ – на 40–60 м. Для бризкальних басейнів ці віддалі збільшуються відповідно до 60–100 і 60–120 м. До зовнішніх факторів відносяться також зовнішні комунікації – електричні, технологічні, транспортні, а також охорона навколишнього середовища і захист населення.

Внутрішні фактори залежать від особливостей і параметрів ЕС. До них відносяться кількість і площа основних та допоміжних споруд, технологічні та електричні зв'язки між ними, внутрішня транспортна мережа, вимоги пожежної безпеки і цивільної оборони.

Різноманітність зовнішніх і внутрішніх факторів не дозволяє здійснити компонування станції за типовими рішеннями. Доводиться намічати декілька конкурентоспроможних варіантів. При складанні варіантів компонувань ЕС керуються такими загальними принципами:

1. Оптимальна орієнтація відносно водосховищ (для ТЕС та АЕС), при якій досягається економія в будівництві гідротехнічних споруд і каналів;

2. Зручність зовнішніх інженерних комунікацій – під'їзних шляхів, ліній електропередачі, теплових мереж, шлакозолопроводів;

3. Зручність внутрішніх інженерних комунікацій – транспортної мережі і підйомно-транспортного обладнання, технологічних (транспортерів, трубопроводів, водоводів, і т.д.) і електричних зв'язків (струмопроводів);

4. Розташування споруд допоміжних господарств (ремонтних служб і майстерень, масляного і повітряного господарств, пожежного депо, гаража і т.д.) згідно з їх призначенням. Це дає можливість здійснити більш короткі технологічні і транспортні зв'язки з цехами, які ці допоміжні господарства обслуговують;

5. Найменші розміри майданчика, який займає електростанція. Основним показником використання території майданчика є коефіцієнт забудови. Для пиловугільних ТЕС він дорівнює 0,4 – 0,5 для газомазутних 0,6 – 0,7;

6. Можливість подальшого розширення станції. З цією метою всі зовнішні комунікації намагаються виконати з одного торця корпусів і майданчика, залишаючи протилежні торці вільними для розширення.

Між окремими будівлями, спорудами і установками передбачають необхідні пожежні розриви і проїзди. Навколо майданчика станції споруджають сітчасту або залізобетонну огорожу висотою 2 м. З внутрішньої сторони огорожі залишають вільну від забудови зону шириною 5 м. В цій зоні розміщують пристрої автоматичної охоронної сигналізації.

1.4.3 Компонування ТЕЦ

Для ТЕЦ характерно: наявність РУ генераторної напруги закритого типу (ЗРУ), від якої відходить велика кількість кабельних ліній; застосування оборотного водопостачання з штучними охолоджувачами (як правило градирень); виведення теплопроводів до місцевих споживачів. На рисунку 1.1 наведено приклад компоновки ТЕЦ з поперечними зв'язками.

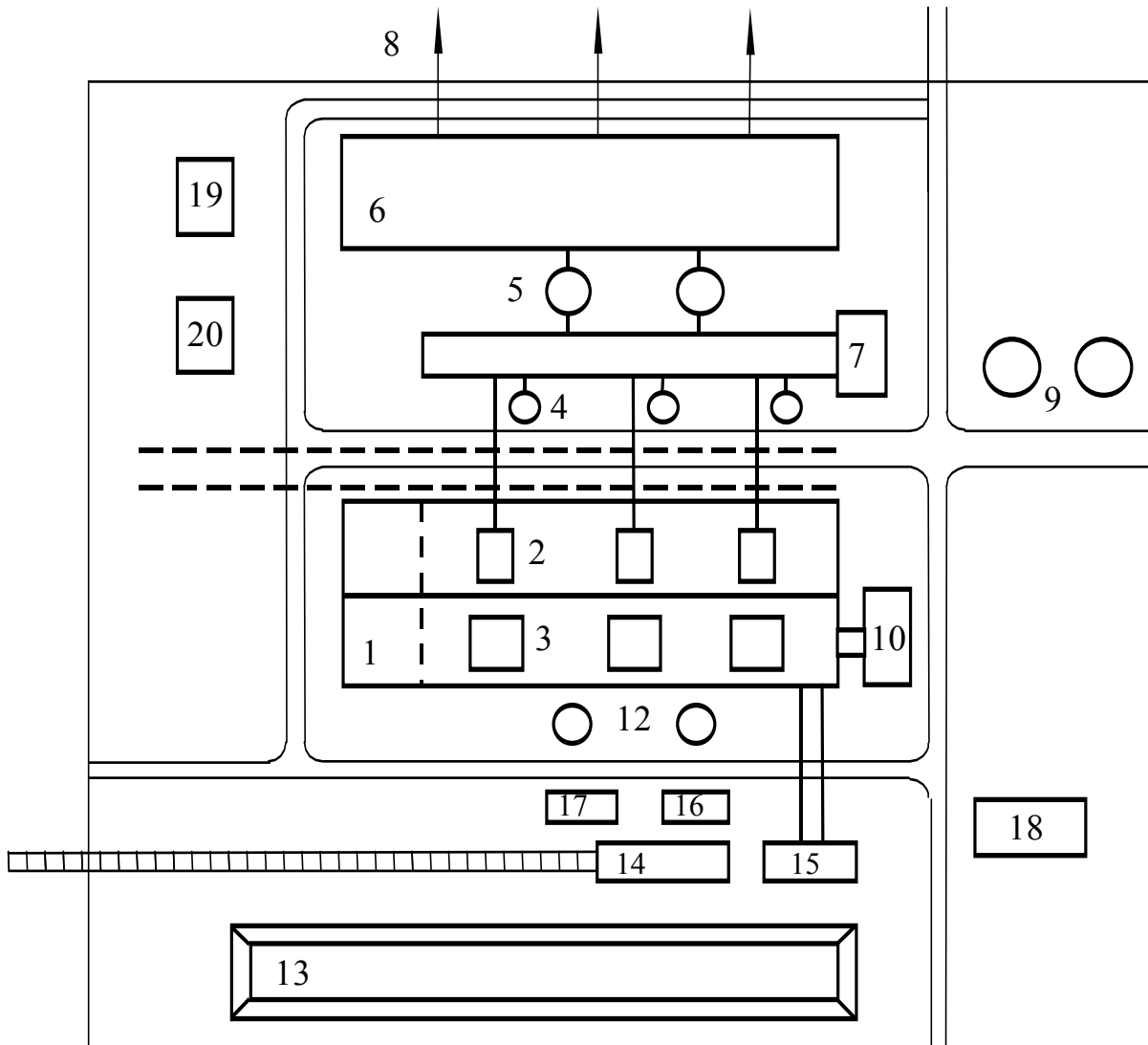


Рисунок 1.1 – Генеральний план ТЕЦ з поперечними зв'язками

1 – головний корпус; 2 – генератори; 3 – котли; 4 – трансформатори ВП; 5 – трансформатори зв'язку; 6 – РУ високої напруги; 7 – ГЩК; 8 – ЛЕП; 9 – градирні; 10 – корпус керування; 11 – водоводи; 12 – димові труби; 13 – склад вугілля; 14 – розвантажувальний пристрій; 15 – дробильна установка з галереєю; 16 – мазутне господарство; 17 – майстерні; 18 – хімводоочистка; 19 – масляне господарство; 20 – трансформаторна майстерня

1.4.4 Компонування КЕС

Найбільших площадок на КЕС вимагають: склад палива; відкриті РУ (ВРУ), яких, як правило, два; водоводи; головний корпус.

Особливо важливу роль в компоюванні споруд має взаємне розташування головного корпусу, РУ і зовнішнього водосховища (річки, бризгального басейну). Блочні трансформатори завжди встановлюються біля стіни головного корпусу з боку машинного залу. Від РУ відходить велика кількість повітряних ліній, виведення яких доводиться узгоджувати з розташуванням водосховища. Водосховище в свою чергу повинно бути зв'язане гідротехнічними комунікаціями з головним корпусом.

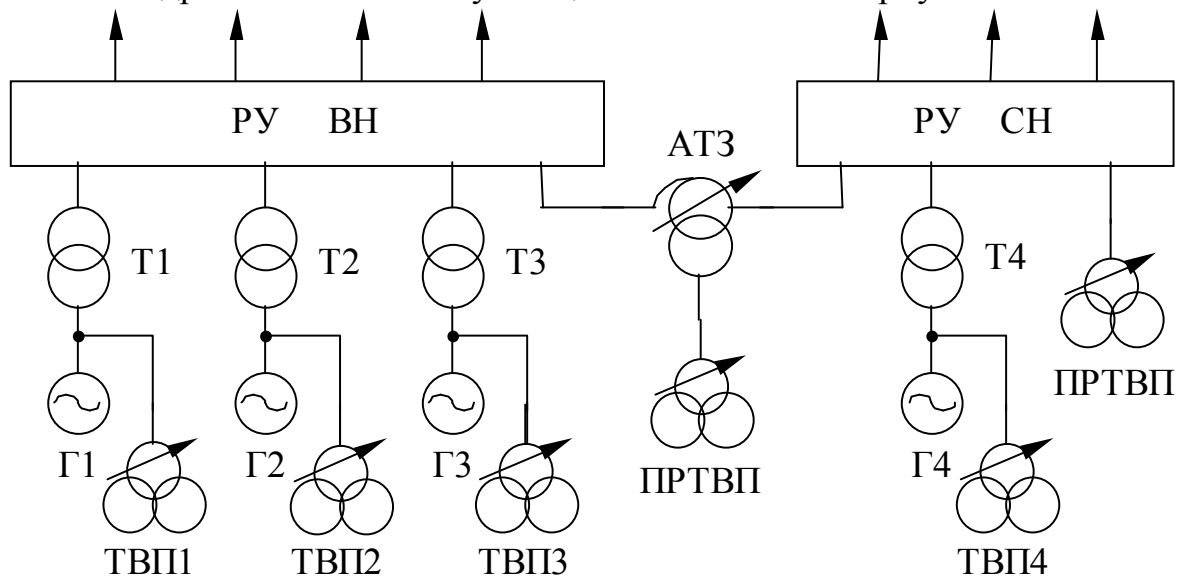


Рисунок 1.2 – Структурна схема КЕС з двома РУ високої напруги

Розглянемо характерні компоювання КЕС, структурна схема якої наведена на рисунку 1.2. Можна виділити чотири варіанти розміщення РУ: перед фасадом головного корпусу (рис.1.3, а); за водопідвідним каналом (рис.1.3, б); за димовими трубами і вугільним складом (рис.1.3, в); з боку постійного торця головного корпусу (рис. 1.3, г). На схемах позначено: 1 – головний корпус; 2 – РУ ВН; 3 – РУ СН; 4 – водосховище; 5 – насосна станція; 6 – димова труба; 7 – склад палива; 8 – блочний трансформатор; 9 – АТ зв'язку; 10 – повітряні лінії; 11 – блочні щити керування; 12 – залізнична колія; 13 – канал підведення води.

1.4.5 Компонування АЕС

Відмінною рисою АЕС є радіоактивність теплоносія, а також утворення радіоактивних газоподібних, рідких і твердих відходів. Для їх вилучення АЕС оснащують додатковими пристроями і спорудами: спеціальною технологічною вентиляцією, спеціальною каналізацією, системою дезактивації і захоронення радіоактивних відходів.

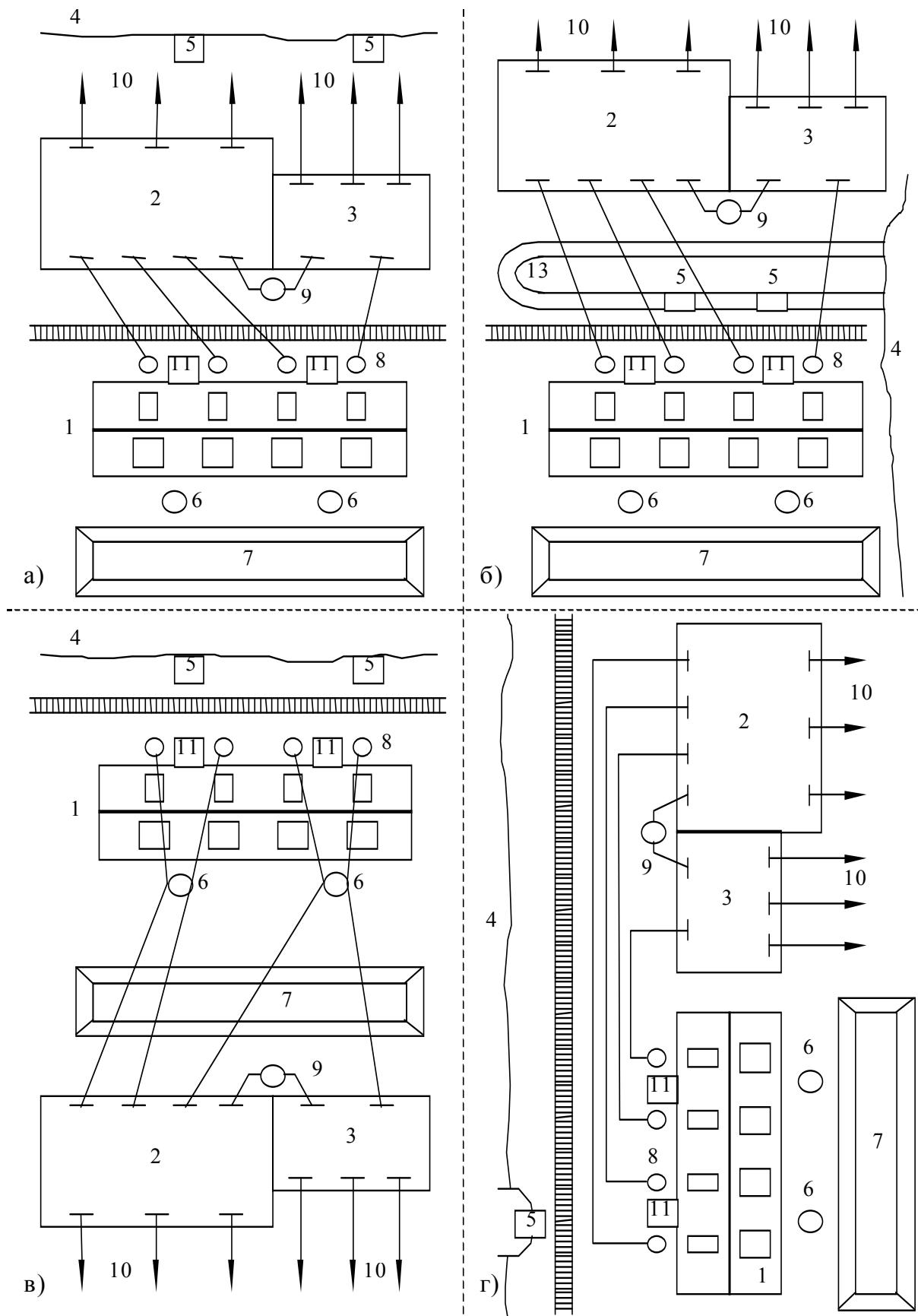


Рисунок 1.3 – Варіанти компоновки КЕС

Повітря з системи вентиляції очищається фільтрами і через витяжну вентиляційну трубу викидається в верхні шари атмосфери. Вентиляційну трубу розміщують з врахуванням переважного напрямку вітру, тобто з підвітряного боку відносно "чистих" споруд на площадці станції і до населених пунктів.

Для відведення рідких відходів споруджують внутрішню мережу спецканалізації. Цією мережею рідкі відходи надходять в очисні споруди. Після дезактивації ця вода частково може використовуватися повторно в виробничому циклі. Для тієї частини відходів, використання яких неможливе по замкненому циклу, передбачають сховища концентратів (відходи попередньо проходять через випарні установки).

Для захоронення твердих відходів, а також пульпи і концентрованих розчинів з очисних споруд передбачають спеціальні сховища (могильники).

На рисунку 1.4 наведено ситуативний план розміщення споруд на АЕС і навколо неї.

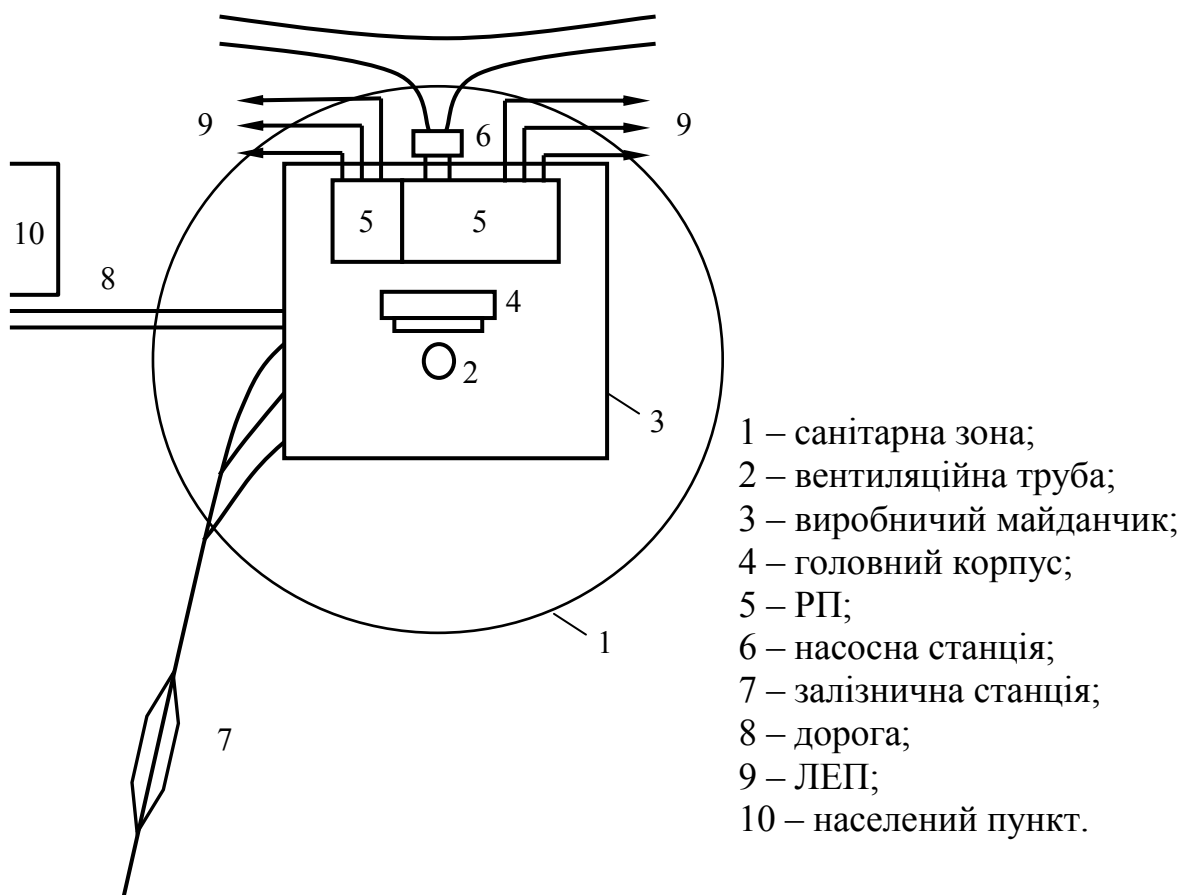


Рисунок 1.4 – Ситуативний план АЕС

Майданчик для будівництва АЕС вибирають з таким розрахунком, щоб навколо АЕС можна було організувати санітарно-захисну зону

(див. рис.1.4). Санітарна зона – це круг з центром в місці розташування вентиляційної труби.

Радіус санітарної зони встановлюють залежно від кількості реакторів, їх параметрів, кліматичних і топографічних умов. В санітарній зоні забороняється будівництво населених пунктів, але дозволяється розміщати будови підсобного призначення – службові корпуси, їдальні, майстерні, пожежне депо, гаражі, склади і т.д.

На рисунку 1.5 наведено приклад компоновання споруд АЕС на виробничому майданчику 1. Головний корпус 2, який складається з реакторного відділення і машинного залу, зорієнтований відносно берегової лінії водосховища 3. Циркуляційна вода подається до машинного залу за допомогою берегової насосної 4. Паралельно машинному залу проходить скидний трубопровід 5, який переходить в скидний канал 6.

В безпосередній близькості від головного корпусу розташовані всі спеціальні споруди, призначені для усунення, дезактивації та збереження радіоактивних відходів: корпус спецводоочищення 7, сховища 8 радіоактивних відходів (розташовані під будівлею спецводоочищення), вентиляційна труба 9. Поряд з корпусом спецводоочищення знаходиться дизель-генераторна 10, де змонтовані джерела надійного живлення – дизель-генератори.

Неподалік розташовані допоміжні виробничі будівлі та споруди: хімводоочищення 11, допоміжна котельня 12, об'єднаний допоміжний корпус і майстерні 13, склад 14, пожежна охорона 15, гараж 16. Маслогосподарство 17 і азотно-киснева станція 18 з метою пожежобезпеки віддалені на периферію промислового майданчика.

Трансформатори блоків 19 встановлені біля зовнішньої стіни машинного залу. Прямими гнучкими струмопроводами вони приєднуються до РУ СН 20 та РУ ВН 21. За допомогою перехідних галерей головний корпус з'єднаний з інженерно-побутовим 22 та адміністративно-службовим 23 корпусами.

Згідно з останніми проектними рішеннями системи спецводоочищення і зменшення активності газів внесені в головний корпус, а вентиляційна труба розташована безпосередньо на головному корпусі. Ці заходи зменшили внутрішні комунікації і зробили компоновання більш компактним.

1.4.6 Компоновання ГЕС

На компоновання ГЕС особливо сильний вплив мають місцеві природні умови (рельєф і геологічна будова заплави річки, зона затоплення) і прийнята система використання водотоку, яка визначає тип і склад гідротехнічних споруд. Вплив цих факторів настільки значний, що компоновання кожної ГЕС являє собою оригінальне рішення.

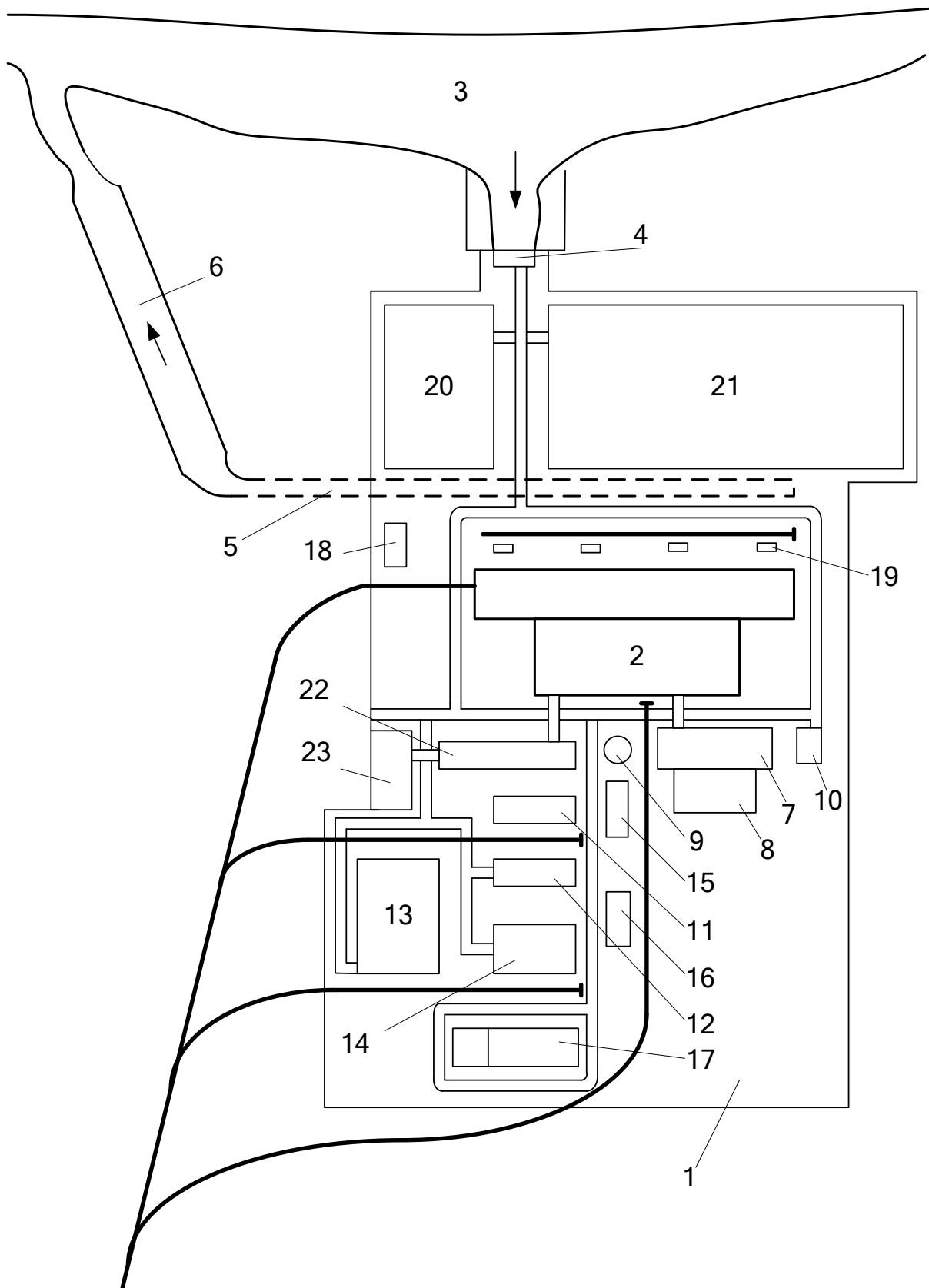


Рисунок 1.5 – Компонування споруд АЕС на виробничому майданчику

Найбільше значення при компонованні станційного вузла має взаємне розташування будівлі ГЕС, відкритих РУ підвищених напруг і корпусу допоміжних пристроїв зі щитом керування. РУ підвищених напруг намагаються розташувати таким чином, щоб відстань до машинного залу була найменшою. З цією метою відкриті РУ часто розташовують безпосередньо біля берега річки чи каналу з боку нижнього б'єфа. РУ генераторної напруги закритого типу у більшості випадків розташовують в будівлі ГЕС з боку нижнього б'єфа (руслові ГЕС) або з боку верхнього б'єфа (пригребельні ГЕС з напірними трубопроводами).

Допоміжні електротехнічні установки (акумуляторна батарея з підзарядним і зарядним пристроями, електролабораторія, вузол зв'язку) і щит керування займають, як правило, спеціальний (допоміжний) корпус. Його виконують у вигляді прибудови до машинного залу з боку розташування відкритого РУ.

Будівля 1 **русової ГЕС** (рис. 1.6) займає частину напірного фронту гідротехнічних споруд і нарівні з греблею 2 приймає тиск води верхнього б'єфа (ВБ). Трансформатори 3 блоків розташовують на майданчику з боку верхнього б'єфа (як показано на рис. 1.6) або з боку нижнього б'єфа (НБ). Розподільну установку генераторної напруги 4 розташовують в будинку ГЕС під трансформаторами 3. З'єднання генераторів з РУ генераторної напруги (або при одиничних блоках з трансформаторами) виконують залежно від потужності генератора відкритими шинними мостами (при $P_{ном}$ до 100 МВт) або закритими екранованими струмопроводами (при $P_{ном}$ більше 100 МВт). Розподільні установки підвищених напруг 5 (відкритого типу) розташовують на березі з боку нижнього б'єфа. Майданчик для їх спорудження вибирають згідно з рельєфом прибережної смуги. За несприятливих топографічних умов, коли важко знайти чи створити рівний майданчик необхідних розмірів, доводиться застосовувати ступінчасте розташування обладнання РУ (терасами).

Приєднання трансформаторів до РУ підвищеної напруги здійснюють гнучкими проводами 6. Проводи підвішують за допомогою натяжних гірлянд ізоляторів 7 між стіною будівлі ГЕС (або опорами, встановленими на будівлі ГЕС) і опорами, встановленими на березі, де розташована РУ.

На **пригребельній ГЕС** (рис. 1.7) будівлю 1 споруджують за глухою греблею 2, тому вона не приймає напору води. Вода подається до турбін по напірних трубопроводах 3. Між будівлею ГЕС і греблею над напірними трубопроводами утворюється так звана "пазуха" 4. Останню зручно використовувати для встановлення трансформаторів 5 блоків і розміщення РУ генераторної напруги 6. Останнє можна також прибудувати до будівлі ГЕС (показано на рис. 1.7, б) пунктиром). Розподільні установки підвищеної напруги 7, як і на русловій ГЕС, розташовують на березі і з'єднують з трансформаторами гнучкими проводами 8.

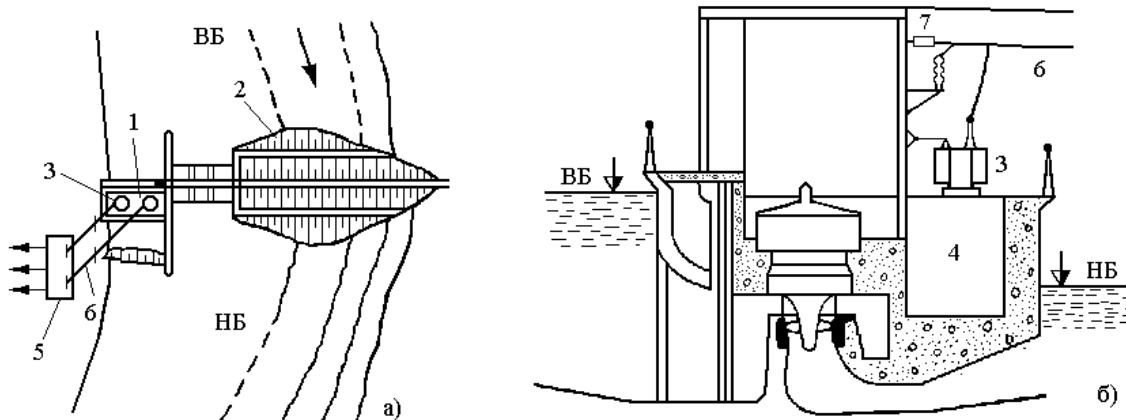


Рисунок 1.6 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої на руслі

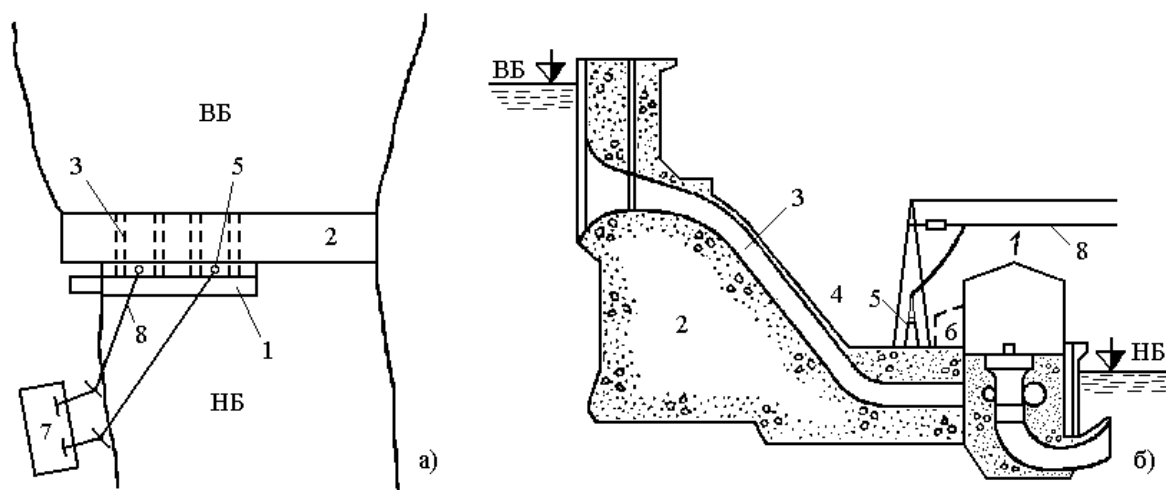


Рисунок 1.7 – План (а) і поперечний переріз (б) ГЕС, розташованої біля греблі

Компонування **дериваційної ГЕС** (рис. 1.8) має свої особливості. Крім станційного вузла 1 у створі Б, де розташовані основні споруди станції, є ще і головний вузол 2 у створі А. Головний і станційний вузли пов'язані між собою дериваційним каналом 3.

До складу споруджень станційного вузла входять напірний басейн 4 та басейн 5 добового регулювання, турбінні напірні трубопроводи 6, будівля ГЕС 7, аварійний водосклад 8, відвідний канал 9, а також будівлі допоміжних і ремонтних служб (на рисунку не показані).

Трансформатори 10 встановлюють над турбінними трубопроводами у стіні будівлі ГЕС. Розподільну установку генераторної напруги 11 вбудовують або добудовують до фронтальної стіни будівлі ГЕС, а РУ підвищеної напруги 12 розташовують в стороні від гідротехнічних споруд на рівній площині. З'єднання трансформаторів та РУ підвищеної напруги здійснюється гнучкими підвісними проводами.

Головний вузол об'єднує споруди, які призначаються для створення підпору у річці та відведення потоку в деривацію, очищення води від

сміття та нанесень. Сюди входять гребля 13, водоскидні пристрої 14, водоприймач 15, відстійник, промивні пристрої.

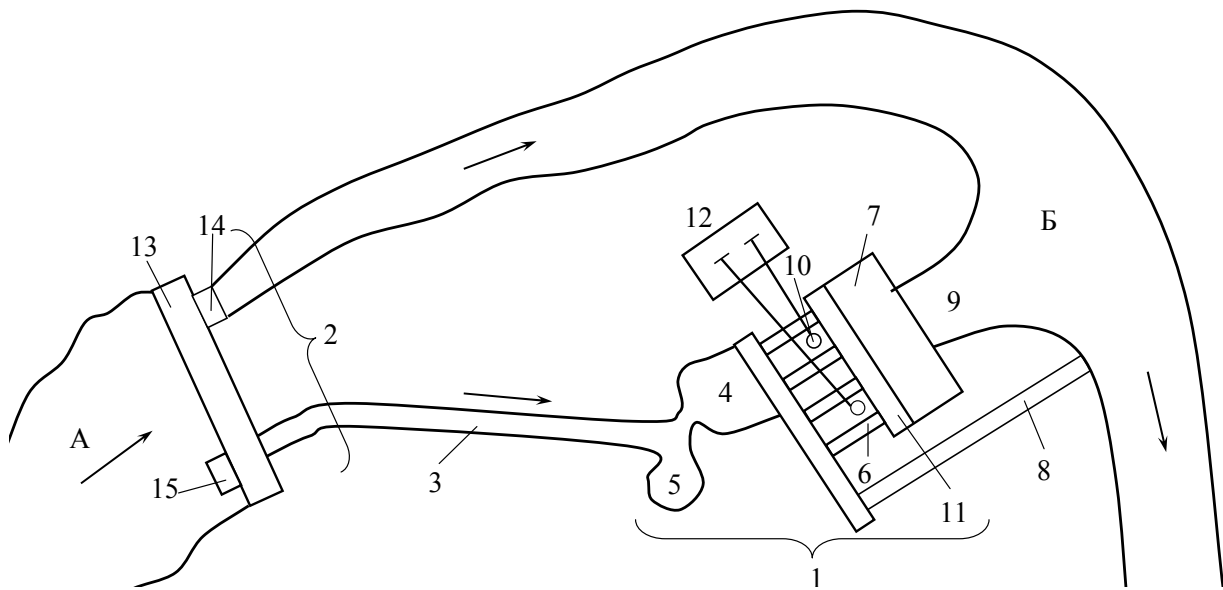


Рисунок 1.8 – План дериваційної ГЕС

1.5 Техніко-економічне обґрунтування проектних рішень

1.5.1 Загальні положення

Сучасні ЕС – це складні технічні підприємства, вартість яких складає мільярди доларів. Через те забезпечення капіталовкладень при їх спорудженні має суттєве значення для будь-якої країни. Ефективність капіталовкладень в ЕС закладається на стадії її проектування. Очевидно, що кожне проектне рішення має бути оптимальним.

Оптимальне рішення – це рішення, яке задовольняє вимоги до якості об'єкта, що проектується, за мінімально можливих затрат матеріалів, фінансових і трудових ресурсів. Воно повинно бути отримане за комплексного розгляду об'єкта в цілому з урахуванням взаємозв'язків з його частинами.

ЕС складаються з декількох частин (підсистем) – технологічної, теплових мереж (для ТЕЦ), електротехнічної, будівельної, гідротехнічної, транспортної і допоміжних споруд. Кожна з цих підсистем має яскраво окреслену специфіку і відносно слабкі зв'язки з іншими підсистемами. Тому для ЕС можлива локальна оптимізація, тобто оптимізація кожної підсистеми зокрема.

Розглянемо основні якості, які повинна мати електроустановка, що проектується.

1. Економічність. Оцінюється сукупністю вартісних показників: капіталовкладень, вартість різних витрат електроенергії, річні витрати на ремонт та обслуговування.

2. Надійність – властивість об'єкта виконувати задані функції в заданому об'ємі за певних умов експлуатації. Для ЕС такою функцією є вироблення заданої кількості електричної і теплової (для ТЕЦ) енергії нормованої якості.

Крім цих основних властивостей, електроустановці ще повинні бути властиві:

1. Безпека обслуговування;
2. Зручність експлуатації, в тому числі мінімальна кількість перемикань комутаційними апаратами;
3. Зручність розміщення (компонування) електрообладнання;
4. Можливість розширення.

З перерахованих якостей, які має мати установка, деякі не мають кількісної оцінки. Це ускладнює розв'язання задачі оптимізації. Можливі два підходи – одно- і багатокритеріальна оптимізація. На сьогодні через складність розв'язування задач багатокритеріальної оптимізації використовують метод однокритеріальної оптимізації.

При однокритеріальній оптимізації цільова функція формулюється:

$$\min\{Z = p_n \cdot K + B + M(Z_0)\}, \quad (1.1)$$

де K – капіталовкладення;

p_n – нормативний коефіцієнт ефективності;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_0)$ – математичне сподівання збитків, які викликаються відмовами в електроустановці.

Річні експлуатаційні витрати складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_o + B_v, \quad (1.2)$$

де $B_a = aK$ – амортизаційні відрахування (реновація, капітальний ремонт);

a – норма амортизаційних відрахувань;

$B_o = vK$ – витрати на обслуговування електроустановки (поточний ремонт, заробітна плата);

v – норма відрахувань на обслуговування;

$B_v = \beta W_v$ – витрати, обумовлені втратами енергії в установці, що проектується;

β – питомі витрати на відшкодування втрат;

W_v – річні втрати енергії.

Збитки в загальному вигляді можуть бути подані як

$$M(Z_6) = z_0 \cdot M(\Delta W), \quad (1.3)$$

де z_0 – типові збитки в грн./ кВт·год;

$M(\Delta W)$ – математичне сподівання недовідпуску електроенергії ΔW через ненадійність електроустановки.

Оскільки цільова функція (1.1) не відображає всіх якостей об'єкта, що проектується, то отриманий таким чином розв'язок не можна вважати строго оптимальним. Рекомендується такий порядок прийняття найкращого проектного рішення:

- намічають декілька варіантів виконання установки, які задовольняють сучасні технічні вимоги;
- для кожного варіанта обчислюють цільову функцію – приведені затрати;
- відбирають варіанти, які входять в зону найменших затрат (такі, що відрізняються за затратами від Z_{\min} не більше, ніж на 5%);
- проводять додаткове порівняння конкурентоспроможних варіантів за іншими якостями, перерахованими вище.

Зауважимо, що оптимізацію технологічної й електротехнічної частин ЕС здійснюють окремо. Вони суттєво відрізняються між собою за капіталовкладеннями, експлуатаційними витратами та наслідками відмов в РУ і технологічній схемі.

1.5.2 Визначення витрат на втрати енергії

Відповідно до методу замикаючих оцінок вартості електроенергії, втрати енергії в проєктованій електроустановці розглядаються як додатковий споживач електроенергії в системі. У покритті цього додаткового навантаження беруть участь як базові, так і пікові електростанції. Витрати на відшкодування втрат енергії в проєктованому об'єкті включають до складу щорічних витрат і визначають як

$$V_v = \beta_1 \Delta W_1 + \beta_2 \Delta W_2, \quad (1.4)$$

де $\beta_1 \Delta W_1$ – вартість 1 кВт·год і річні втрати енергії, що залежать від навантаження (змінні);

$\beta_2 \Delta W_2$ – те ж, але не залежать від навантаження (постійні).

Вартість 1 кВт·год електроенергії розраховують як питомі витрати на базових і пікових електростанціях даної енергосистеми на відшкодування втрат енергії:

$$\beta = \frac{\alpha_{\max}}{\tau} (Z_{\text{баз}} \gamma_{\text{баз}} T_{\text{баз}} + Z_{\text{пік}} \gamma_{\text{пік}} T_{\text{пік}}),$$

де α_{\max} – коефіцієнт потрапляння в максимум енергосистеми (для електростанцій $\alpha_{\max}=1$);

τ – час максимальних втрат;

$Z_{\text{баз}}, Z_{\text{пік}}$ – витрати на 1 кВт·год, відпущену відповідно на базовій і піковій електростанціях;

$\gamma_{\text{баз}}, \gamma_{\text{пік}}$ – питома участь (за потужністю) базових і пікових станцій у відшкодуванні втрат;

$T_{\text{баз}}, T_{\text{пік}}$ – кількість годин використання встановленої потужності на базових і пікових електростанціях, відповідно.

Для умов об'єднаних енергосистем значення β обчислені і подані у вигляді кривих $\beta=f(T)$ (рис. 1.9). При визначенні β_1 приймають $T = \tau/\alpha_{\max}$, при визначенні β_2 приймають $T = 8760$ год. Час максимальних втрат τ знаходять залежно від тривалості використання максимального навантаження T_{\max} (рис. 1.10) того елемента, для якого визначають втрати енергії.

Річні втрати енергії в двообмотковому трансформаторі, що працює за багатоступінчастим графіком, визначають так:

$$\Delta W = P_x \cdot 24(N_3 + N_{\text{л}}) + P_{\text{к}} N_3 \sum_{i=1}^n (S_i / S_{\text{ном}})^2 \Delta t_i + P_{\text{к}} N_{\text{л}} \sum_{j=1}^m (S_j / S_{\text{ном}})^2 \Delta t_j, \quad (1.5)$$

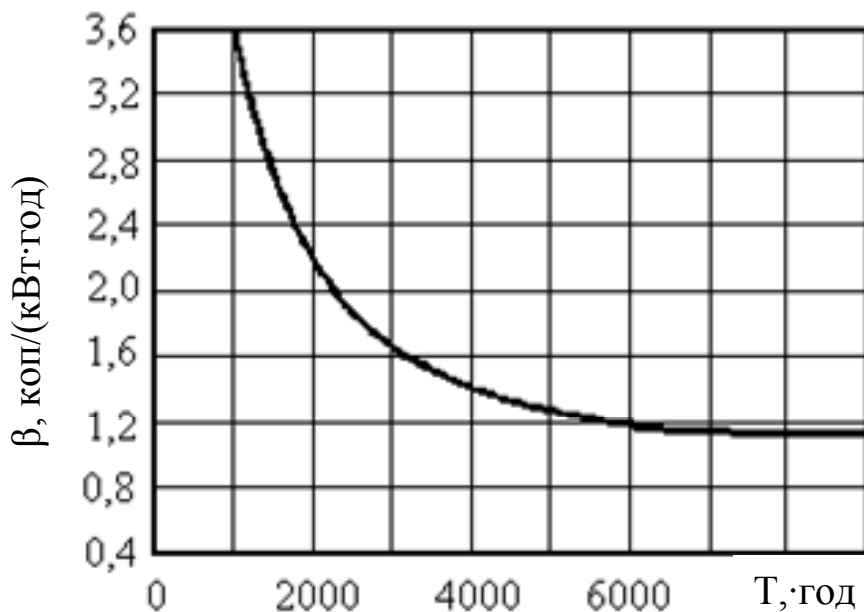


Рисунок 1.9 – Питомі витрати на відшкодування втрат електроенергії

де P_x, P_k – втрати холостого ходу і короткого замикання трансформатора, кВт;
 $N_3, N_{л}$ – кількість робочих діб в зимовому і літньому сезонах року;
 S_i, S_j – навантаження і-го та j-го ступенів відповідно зимового і літнього графіків навантаження, кВт;
 $\Delta t_i, \Delta t_j$ – тривалості ступенів, год;
 n, m – кількість ступенів у зимовому і літньому графіках.

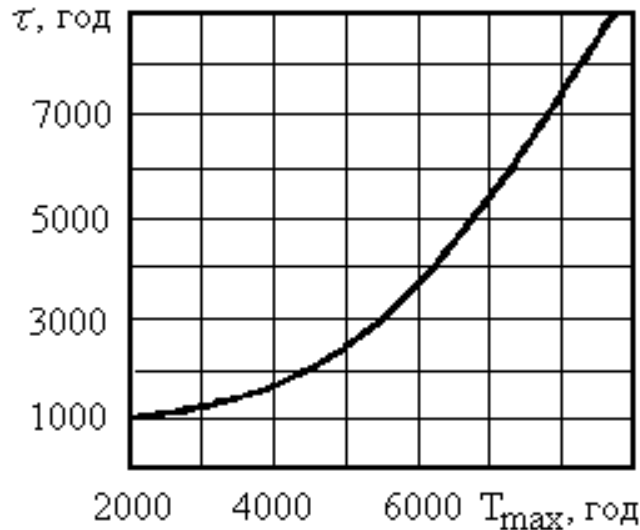


Рисунок 1.10 – Крива залежності часу максимальних втрат від тривалості використання максимального навантаження

Для триобмоткових трансформаторів будують характерні добові графіки навантажень для кожної обмотки і за ними розраховують втрати окремо для кожної обмотки:

$$\begin{aligned}
 \Delta W = & P_x \cdot 24(N_3 + N_{л}) + \\
 & + P_{к.В} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{В.і}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_i + N_{л} \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{В.ј}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_j \right] + \\
 & + P_{к.С} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{С.і}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_i + N_{л} \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{С.ј}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_j \right] + \\
 & + P_{к.Н} \left[N_3 \sum_{i=1}^n \left(\frac{S_{Н.і}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_i + N_{л} \sum_{j=1}^m \left(\frac{S_{Н.ј}}{S_{НОМ.}} \right)^2 \Delta t_j \right],
 \end{aligned} \tag{1.6}$$

де S_B, S_C, S_H – навантаження обмоток вищої, середньої та нижчої напруг, кВт;

$P_{к,В}, P_{к,С}, P_{к,Н}$ – втрати КЗ в обмотках вищої, середньої та нижчої напруг, кВт.

$$\left. \begin{aligned} P_{к,В} &= 0,5(P_{к,В-С} + P_{к,В-Н} - P_{к,В-Н}); \\ P_{к,С} &= 0,5(P_{к,С-Н} + P_{к,В-С} - P_{к,В-Н}); \\ P_{к,Н} &= 0,5(P_{к,В-Н} + P_{к,С-Н} - P_{к,В-С}), \end{aligned} \right\} \quad (1.7)$$

де $P_{к,В-С}, P_{к,В-Н}, P_{к,С-Н}$ – втрати в обмотках триобмоткового трансформатора, отримані з дослідів КЗ із попарною участю обмоток вищої (В), середньої (С) і нижчої (Н) напруг.

Якщо у триобмоткового автотрансформатора коефіцієнти потужності на всіх трьох сторонах напруги рівні між собою, то для розрахунку втрат енергії можна скористатися формулами триобмоткового трансформатора (1.6) і (1.7). В останньому виразі втрати $P_{к,В-Н}, P_{к,С-Н}$ повинні бути приведені до номінальної потужності автотрансформатора у такий спосіб:

$$P_{к,В-Н} = P'_{к,В-Н} / \alpha^2 k_{тип}^2, \quad P_{к,С-Н} = P'_{к,С-Н} / \alpha^2 k_{тип}^2, \quad (1.8)$$

де $P'_{к,В-Н}, P'_{к,С-Н}$ – втрати КЗ, віднесені до номінальної потужності третинної обмотки $S_{Н,НОМ}$ (задаються заводом);

$$\alpha = S_{Н,НОМ} / S_{тип};$$

$k_{тип} = S_{тип} / S_{НОМ}$ – коефіцієнт типової потужності.

Якщо коефіцієнти потужності навантажень сторін автотрансформатора помітно відрізняються один від одного, то розрахунок змінних втрат необхідно проводити окремо для послідовної, загальної і третинної обмоток.

На стадії проектування докладні характеристики споживачів зазвичай відсутні і у вихідних даних подаються лише максимальні навантаження S_{max} і кількість годин їх використання T_{max} . Тоді розрахунок втрат енергії ведуть наближено через час максимальних втрат τ (див. рисунок 1.10):

$$\Delta W = P_x (8760 - T_p) + P_k \left(\frac{S_{max}}{S_{НОМ}} \right)^2 \tau, \quad (1.9)$$

де T_p – тривалість простою трансформатора через плановий ремонт, год/рік.

1.5.3 Визначення показників надійності електричних установок

Електроустановка складається з елементів – генераторів, трансформаторів, ЛЕП, комутаційних апаратів, збірних шин, з'єднаних між собою за певною схемою. Відмова елемента установки може частково або повністю завадити їй виконувати свої функції. Наслідки відмови залежать від схеми з'єднань елементів і від стану схеми в момент відмови. Розрізняють два основні стани схеми: нормальний (всі елементи установки знаходяться в робочому стані) і ремонтний (один з елементів виведено в ремонт).

Таким чином, розрахунок надійності повинен враховувати показники надійності елементів, схему з'єднань елементів і можливі стани схеми електроустановки.

Показники надійності елементів. Основними показниками надійності елементів, що підлягають відновленню (ремонт) є: частота відмов ω і середній час відновлення T_B . Вони визначаються за статистичними даними

$$\omega = \frac{m}{nT}, \quad T_B = \frac{\sum t_i}{m},$$

де m – кількість відмов за T років;

n – кількість одиниць обладнання даного типу, яке спостерігається;

t_i – час, що витрачається на відновлення працездатності елемента після i -тої відмови.

Для оцінки ремонтних станів схеми використовують такі показники:

μ – частота планових ремонтів, 1/рік;

T_p – середня тривалість планового ремонту, год.

Показники надійності електроустановок. Існуючі методи розрахунку надійності дозволяють визначати частоту аварійних відключень і сумарну (за рік) тривалість вимушеного простою будь-якого приєднання електроустановки – генератора, трансформатора, лінії, а також частоту і тривалість аварійних ситуацій різного виду.

При прийнятому принципі мінімізації приведених затрат немає необхідності обчислювати показники надійності всіх приєднань. Достатньо визначити лише ті показники надійності, котрі через збитки входять в цільову функцію.

При розробці електричної схеми ЕС розраховують збитки від недовідпуску електроенергії в систему. Отже, для кожного варіанта схеми необхідно розглядати ті відмови, які призводять до втрат генераторної потужності і розраховувати частоту аварійних відключень генераторів та середню тривалість їх простою.

Є декілька методів розрахунку надійності електричної установки:

- логіко-ймовірностні;
- логіко-аналітичні;
- таблично-логічні;
- метод розрахункових груп;
- метод блок-схем;
- метод мінімальних шляхів і мінімальних перерізів.

Кожен метод має свої переваги і недоліки. Загальноприйнятого методу на сьогодні не існує. Для розрахунку надійності схем РУ станцій зручно користуватись таблично-логічним методом. Він використовується в організації "Теплоелектропроект". Отже розглянемо його більш детально.

Таблично-логічний метод

Метод передбачає почерговий цілеспрямований (тільки для розрахункових аварійних ситуацій) розгляд відмов елементів електроустановки з виявленням їх наслідків в нормальному та ремонтному станах. Розрахунок ведуть в табличній формі (табл. 1.1), причому по вертикалі фіксуються елементи, що враховуються, (і-й рядок), а по горизонталі – розрахункові режими (j-й стовпець).

Елементами установки є: приєднання (генератори, трансформатори, лінії), вимикачі (*circuit breaker*), збірні шини.

За розрахункові елементи, для яких визначають показники надійності, беруть: генерувальні приєднання (генератори або трансформатори енергоблоків і зв'язку), лінії, якщо їх аварійне вимкнення викликає обмеження видачі електроенергії в систему або місцевому споживачеві.

Вихідними даними є частота відмов, середній час відновлення, частота та тривалість планових ремонтів елементів електроустановки.

За допомогою таблиці розрахункових зв'язків фіксують наслідки відмов елементів, а потім визначають частоту та середню тривалість розрахункових аварійних ситуацій за рік: для електростанції – аварійних знижень генерувальних потужностей, для підстанцій – аварійних перерв в електропостачанні споживачів.

Розрахунок показників надійності електричних схем РУ. При виборі електричної схеми РУ елементами, вплив яких досліджується, є вимикачі та збірні шини. На цьому етапі, коли число елементів звичайно велике, складання таблиці розрахункових зв'язків при ручному розрахунку необхідне. Враховуючи, що у всіх варіантах схем РУ трансформатори і автотрансформатори, а також генератори залишаються незмінними, то ці елементи в таблиці розрахункових зв'язків не вводяться.

Приймається така модель вимикача:

- власні відмови вимикачів враховують сумарною частотою відмов в статичному стані і при оперативних перемиканнях, а відмови в автоматичних відмовах – відносною частотою відмов $\alpha_{в,авт}$. Для спрощення

варіантних розрахунків приймають умовно, що всі пошкодження вимикачів приводять до втрати обох елементів, які зв'язує даний вимикач;

- частоту відмов вимикачів визначають диференційовано залежно від місця його розташування в схемі;

- послідовні відмови двох вимикачів не розглядають через малу ймовірність накладання цих двох подій;

- відмови при автоматичних відключеннях вимикачів враховують тільки при пошкодженнях на лініях в нормальному стані схеми. В решті ситуацій відмови при автоматичних відключеннях не розглядаються через малу ймовірність таких аварійних ситуацій. Винятком є схема з двома системами збірних шин і з одним вимикачем на приєднання. В нормальному стані працюють обидві системи шин, а при ремонті однієї з них всі приєднання виявляються підключеними до одних шин і тоді відмова будь-якого вимикача при автоматичному відключенні викликає погашення всього РУ, тобто мають місце дуже важкі наслідки.

Порядок визначення показників надійності РУ електростанції такий.

1. Записують ряд елементів схеми, що враховуються (рядки таблиці). Як приклад розглядається таблиця 1.1, складена для схеми, наведеної на рисунку 1.11. Визначають частоту відмов ω_i для вимикачів.

Елементи, що враховуються, – це ті елементи, відмова яких в нормальному або ремонтному станах схеми викликає аварійне відключення розрахункових елементів. Самі розрахункові елементи немає необхідності включати в рядки таблиці, оскільки їх відмова, як правило, не пов'язана з надійністю схеми РУ, яка вибирається. Таким чином, в рядки таблиці включають: вимикачі, лінії і збірні шини. Автотрансформатори зв'язку, оскільки вони порівняно є надійними, можна не включати.

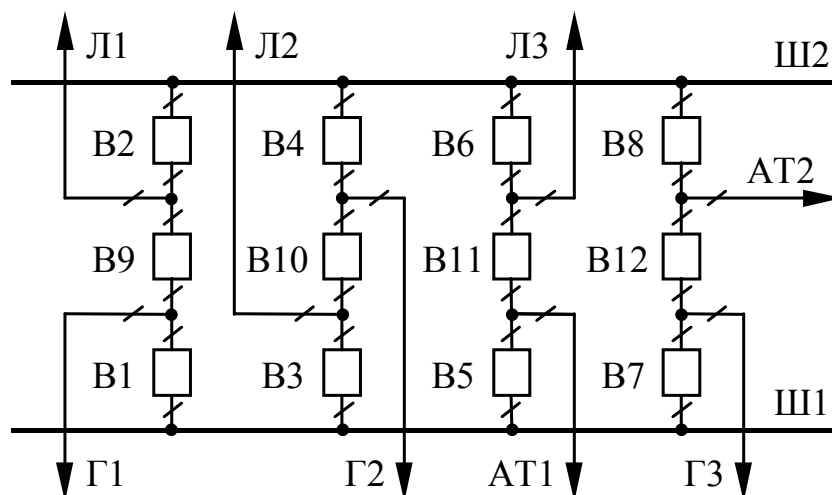


Рисунок 1.11 – Схема електричних з'єднань РУ 3/2

Таблиця 1.1 – Розрахункові зв'язки для схеми 3/2

Позначення	Частота відмов ω_i , 1/рік		Генерувальна потужність, що втрачається (ΔP_r , МВт), і середня тривалість аварії (T_{ij} , год) в режимах ремонтному для вимикачів, $q = 0,02$													
	1а (без ВГ)	1б (з ВГ)	норм.													
			$q_0=0,76$	B1	B2	B3	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	
B1	0,133	0,041	500/1	-	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	1000/5 500/1	500/132	500/1	500/1	1000/5 500/1
B2	0,133	0,133	-	500/1	-	-	-	-	-	-	500/1	-	-	500/1	-	-
B3	0,133	0,133	-	-	-	-	500/1	-	-	-	-	500/1	500/1	-	-	500/1
B4	0,133		500/1	500/1	500/1	500/1	-	500/1	500/1	1000/1, 500/1	500/1	500/1	500/13 2	500/1	500/1	
B5			-	-	-	-	-	-	-	-	-	500/1	500/1	-	-	500/1
B6	0,133	0,133	-	-	-	-	-	-	-	-	500/1	-	-	500/1	-	-
B7	0,133		500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	-	500/132	500/132	500/1	500/1	500/132
B8			-	-	-	-	-	-	-	-	500/132	-	-	500/1	-	-
B9			500/1	500/132	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1
B10			500/1	500/1	500/1	500/1	500/132	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	-	500/1	500/1
B11	0,133	0,133	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
B12	0,133		500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	500/132	500/1	500/1	500/1	500/1	500/1	-
Л1	1,0		500/1	500/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Л2	1,0		500/1	-	-	-	500/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Л3	1,0		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ш1	0,04		-	-	-	-	-	-	-	-	-	500/24	500/24	-	-	500/24
Ш2	0,04		-	-	-	-	-	-	-	-	500/24	-	-	500/24	-	-

2. Складають ряд ремонтних (планових і відновлювальних) станів (стовпці таблиці), обчислюють їх ймовірність (відносна тривалість) протягом року

$$q = \frac{\omega T_B + \mu T_P}{8760}, \quad (1.11)$$

де ω , T_B , μ , T_P – показники елемента, що ремонтується.

3. Визначають ймовірність нормального стану схеми

$$q_0 = 1 - \sum q_j. \quad (1.12)$$

4. Роблять аналіз відмов елементів при нормальному та ремонтних станах схеми. Фіксують в таблиці аварійні ситуації, що призводять до зниження генерувальної потужності: записують у відповідній графі таблиці генерувальну потужність, що втрачається, ΔP_T і середню тривалість аварій T_{ij} (середній час відновлення нормальної роботи генератора після аварії).

Середню частоту аварії, викликаной відмовою і-го елемента при j-му стані схеми, визначають перемноженням відповідних показників надійності:

$$\omega_{ij} = \omega_i \cdot q_j. \quad (1.13)$$

Ситуація з розвитком аварії (КЗ на лінії з відмовою вимикача при автоматичному відключенні за нормального стану схеми) відображається в таблиці, в графі, яка відповідає стовпцю нормальних станів з q_0 і рядку пошкодженої лінії. Середня частота такої аварійної ситуації дорівнює:

$$\omega_{ij} = \omega_i \cdot q_j \cdot \alpha_{в,авт}. \quad (1.14)$$

Значення T_{ij} оцінюється залежно від характеру аварійної ситуації:

а) генератор не можна ввести в роботу, поки не буде зроблений відновлювальний ремонт елемента, який відмовив $T_{ij} = T_B$;

б) елемент (вимикач), який відмовив, можна відокремити роз'єднувачами і відновити роботу генератора відповідними операціями. Час вимушеного простою генератора буде складатися з часу оперативних перемикачів $T_{оп} = 0,5$ год і часу пуску енергоблока з гарячого стану (для ТЕС) $T_{п} = 0,5$ год:

$$T_{ij} = T_{оп} + T_{п} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ год};$$

в) відмова вимикача прийшлася на період ремонту суміжного вимикача вузла, до якого приєднаний генератор. Відновити роботу

генератора можливо тільки після того, як буде відремонтований один з двох вимикачів. Згідно з теорією ймовірності, враховуючи, що для вимикачів середній час відновлення T_B завжди менший за середній час планового ремонту T_P , отримаємо

$$T_{ij} = T_{B,i} - \frac{T_{B,i}^2}{2T_{P,j}}, \quad (1.15)$$

де $T_{B,i}$ – середній час відновлення і-го вимикача, що відмовив;

$T_{P,j}$ – середня тривалість планового ремонту j-го вимикача.

5. Використовуючи дані таблиці, визначають сумарну тривалість кожної з розрахункових аварійних ситуацій за рік $\sum \omega_{ij} \cdot T_{ij}$.

6. Обчислюють середньорічний недовідпуск електроенергії в систему:

$$\Delta W_{\Gamma} = \frac{T_{уст}}{8760} \cdot \sum \Delta P_{\Gamma} \cdot \omega_{ij} \cdot T_{ij}. \quad (1.16)$$

На електростанції з місцевим навантаженням або на підстанції аварія в РУ може викликати порушення електропостачання споживачів. Тоді середньорічний недовідпуск електроенергії споживачам складає:

$$\Delta W_{спож} = P_{max} \cdot \frac{T_{max}}{8760} \cdot \sum \omega_{ij} \cdot T_{ij}, \quad (1.17)$$

де P_{max} – максимальна потужність споживача, кВт;

T_{max} – число годин використання максимального навантаження, год/рік.

7. Використовуючи отримані значення показників надійності визначають збитки.

1.6 Графіки навантажень та визначення техніко-економічних показників ЕС

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних та теплових навантажень обслуговуваного району. Потужність електричних станцій повинна забезпечувати виконання графіків навантаження з врахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передаванням з місця вироблення до місця перетворювання, а також витрати на власні потреби станції.

Зміна навантаження протягом зимової та літньої доби задається у вигляді таблиці або у вигляді графіка підприємств конкретного виду промисловості (додаток А). Графіки електричних навантажень виражені у

відсотках від максимальної потужності району $P_{p \max}$ та системи $P_{c \max}$. Побудова графіків в іменованих одиницях здійснюється за формулами:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}; \quad P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100},$$

де $P_{p \max}$, $P_{c \max}$ – максимальне навантаження відповідно місцевого району та системи;

P'_{pt} , P'_{ct} - навантаження відповідно місцевого району та системи, %.

Передача електроенергії пов'язана з втратами, які поділяються на постійні ΔP_1 , що не залежать від струму навантаження, та змінні ΔP_2 , що пропорційні квадрату струму навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

а) в мережах місцевого району

$$\Delta P'_1 = (0,01 \div 0,015); \quad \Delta P'_2 = (0,06 \div 0,08);$$

б) в мережах системи $\Delta P''_1 = (0,02 \div 0,03); \quad \Delta P''_2 = (0,14 \div 0,16)$.

Постійні втрати для району та системи підраховуються за формулами:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}; \quad \Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}$$

і залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-який час доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}; \quad \Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}.$$

Потужність, яка видається до шин РУ різних напруг:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt};$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}.$$

Сумарна потужність, що видається з шин електростанції:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t}.$$

Залежно від величини $P_{\text{вид.}t}$ наближено визначаються витрати електроенергії на власні потреби (ВП) станції

$$P_{\text{ВП.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вид.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вид.} \max}}{100},$$

де $P_{\text{вст}}$ – встановлена потужність станції;

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, відносно встановленої потужності електростанції, % (таблиця 1.2);

$P_{\text{вид.} \max}$ – максимальна потужність, що видається з шин станції.

Потужність, яка виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вид.}t} + P_{\text{ВП.}t}.$$

За наведеним алгоритмом розраховуються графіки електричних навантажень для зимової та літньої доби та річний графік за тривалістю навантаження. Дані розрахунку зводяться відповідно в таблиці 1.3, 1.4.

За даними розрахунку будують добові графіки навантаження для зими та літа ($P_{\text{р.вид.}t}$, $P_{\text{с.вид.}t}$, $P_{\text{вир.}t}$) і річний графік за тривалістю $P_{\text{вир.}p}$, беручи тривалість зимового періоду 183, літнього – 182 дні.

Використовуючи річний графік за тривалістю, визначають техніко-економічні показники роботи електричної станції (таблиця 1.5).

Порівнюючи отримані техніко-економічні показники з досягнутими на аналогічних реальних станціях, необхідно зробити висновки про роль станції, що проектується, в системі.

Таблиця 1.2 – Максимальне навантаження власних потреб

Тип електростанції		$P'_{\text{ВП}}$, %	$K_{\text{п}}$
ТЕЦ	Пилоугільна	8 - 14	0,8
	Газомазутна	5 - 7	0,8
КЕС	Пилоугільна	6 - 8	0,85 - 0,9
	Газомазутна	3 - 5	0,85 - 0,9
АЕС	З газовим теплоносієм	5 - 14	0,8
	З водяним теплоносієм	5 - 8	0,8
ГЕС	Малої та середньої потужності (до 200 МВт)	2 - 3	0,7
	Великої потужності (понад 200 МВт)	0,5 - 1	0,8

Таблиця 1.3 – Дані для побудови графіків електричних навантажень (зима/літо)

Складові витрат потужності		Години доби							
		0-6	6-8	20-24
Навантаження місцевого району, %	Зима								
	Літо								
Навантаження місцевого району, МВт	Зима								
	Літо								
Втрати потужності в мережах місцевого району, МВт: – постійні	Зима								
	Літо								
– змінні	Зима								
	Літо								
Потужність, що віддається до району, МВт	Зима								
	Літо								
Навантаження системи, %	Зима								
	Літо								
Навантаження системи, МВт	Зима								
	Літо								
Втрати потужності в мережах системи, МВт: – постійні	Зима								
	Літо								
– змінні	Зима								
	Літо								
Потужність, що віддається в систему	Зима								
	Літо								
Сумарна потужність, що віддається з шин станції, МВт	Зима								
	Літо								
Витрати на власні потреби станції, МВт	Зима								
	Літо								
Потужність, що виробляється генераторами станції, МВт	Зима								
	Літо								

Таблиця 1.4 – Річний графік за тривалістю навантаження

Потужність P, МВт																	
Тривалість у добі t, год																	
Тривалість у році t _Σ , год																	

Примітки:

1. Тривалість зимового періоду: $t_z = 183$ доби.
2. Тривалість літнього періоду: $t_l = 182$ доби.
3. Тривалість багатоводного сезону для ГЕС: $t_{БВ} = 100$ діб.
4. Тривалість маловодного сезону для ГЕС: $t_{МВ} = 100$ діб.

Таблиця 1.5 – Техніко-економічні показники роботи станції

Показник	Розрахункова формула	Числове значення
Максимальне навантаження станції, МВт	P_{\max}	
Річний виробіток електроенергії, МВт·год	$E_p = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир.}t_i} \cdot t_i$	
Встановлена потужність станції, МВт	$P_{\text{вст}}$	
Середнє навантаження станції, МВт	$P_{\text{ср}} = \frac{E_p}{8760}$	
Коефіцієнт заповнення графіка	$k_z = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\max}}$	
Коефіцієнт використання встановленої потужності	$k_b = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{вст}}}$	
Число годин використання максимального навантаження, год	$T_{\max} = \frac{E_p}{P_{\max}}$	
Число годин використання встановленої потужності, год	$T_{\text{вст}} = \frac{E_p}{P_{\text{вст}}}$	
Коефіцієнт резерву	$k_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{вст}}}{P_{\max}}$	
Річне споживання електроенергії механізмами власних потреб станції, МВт·год	$E_{\text{ВПр}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ВПт}_i} \cdot t_i$	
Загальна річна кількість електроенергії, що видається з шин станції, МВт·год	$E_{\text{вид.р}} = E_p - E_{\text{ВПр}}$	
Час максимальних втрат електроенергії, год	$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760$	

1.7 Технологічна частина та вибір основного обладнання ЕС

1.7.1 Загальні положення

Оскільки електротехнічна частина електростанції не є ізольованою підсистемою і за своїми функціями пов'язана з технологічною частиною, то розглянемо деякі загальні відомості про проектування технологічної підсистеми. В першу чергу йдеться про ті проектні процедури, вихідні

рішення яких використовуються для проектування електротехнічної підсистеми.

Якщо електротехнічні підсистеми електростанцій різних типів мають велику кількість типових елементів і багато спільних або подібних проектних рішень, то технологічні підсистеми різнотипних станцій (ТЕС, АЕС, ГЕС) відрізняються досить суттєво.

В загальному випадку під час проектування технологічної частини ТЕС і АЕС вирішують такі завдання: вибір структурної технологічної схеми (схеми зв'язків між основними агрегатами); вибір основного обладнання; проектування теплової системи; вибір допоміжного технологічного обладнання; проектування допоміжних господарств. Останні можна розглядати як самостійні (автономні) підсистеми низького рівня. Стосовно ТЕС це паливне і транспортне господарства, система технічного водопостачання, водопідготовче устаткування, система золо- і шлаковидалення, теплові мережі (ТЕЦ) тощо. На АЕС з'являються також такі специфічні підсистеми, як вентиляційне устаткування, що забезпечує нормальні і безпечні умови праці персоналу в приміщеннях зони вільного режиму (наприклад, в машинному залі дво- і триконтурної АЕС) і в зоні суворого режиму, та дезактиваційне устаткування, призначене для обмеження радіоактивності окремих елементів обладнання до безпечного рівня і для знешкодження рідких і газоподібних радіоактивних відходів.

Проектування технологічної частини ГЕС включає в себе такі питання: обґрунтування створу гідротехнічних споруд; вибір схеми використання енергії водотоку; економічне обґрунтування відмітки нормального підпорного рівня (НПУ) і значення встановленої потужності ГЕС; вибір основного обладнання; проектування гідротехнічних споруд – підпорних, водоскидних, водовідвідних тощо; розробка конструкції будови ГЕС; проектування допоміжних гідротехнічних споруд і допоміжних господарств (технічного водопостачання, масляного, пневматичного тощо); вибір допоміжного гідросилового і механічного обладнання (затворів, сміттєзатримувальних решіток, підйомно-транспортних механізмів тощо).

1.7.2 Вибір структурної технологічної схеми

Структурну схему ТЕС вибирають залежно від її типу – конденсаційна чи теплофікаційна. Оскільки на КЕС зовнішні теплові споживачі відсутні і використовується проміжний перегрів пари, то для них характерне блочне з'єднання. Блоки комплектують, як правило, за моноблочною схемою з установкою одного однокорпусного котла на турбіну (рис. 1.12, а).

Встановлення дубль-блоків (два котли продуктивністю по 50% і одна турбіна, рис. 1.12, б) допускається при спалюванні низькосортних видів

палива (торф, сланці), для яких за умовами спалювання максимальна продуктивність котла обмежена (в даний час до 500 т/год). Крім того, встановлення дубль-блоків може бути виправдане в невеликих енергосистемах, де потужність блока перевищує 4% встановленої потужності станції системи.

На ТЕЦ з агрегатами 250 МВт і більше на будь-якому паливі та 100 МВт і більше на газо-мазуті також застосовуються блочні схеми. Структуру блока вибирають залежно від характеру теплового споживання. Якщо переважає промислове парове навантаження, то застосовують дубль-блоки, а якщо опалювальне – то моноблоки.

Для ТЕЦ без проміжного перегріву пари передбачають, як правило, поперечні зв'язки за паром між агрегатами. Таке рішення характерне для промислових ТЕЦ, де встановлюють агрегати з початковими параметрами пари 13 МПа і 555 °С без проміжного перегріву.

На рисунку 1.12, в) наведена структурна схема ТЕЦ змішаного виду з поперечними зв'язками між котлами за паром, між турбінами за виробничою паром і за гарячою водою.

Вибір *структурної схеми АЕС* залежить від типу реактора (корпусний чи каналний), виду теплоносія і сповільнювача. Схема може бути одноконтурною, двоконтурною, неповністю двоконтурною і триконтурною.

В одно- і двоконтурних схемах теплоносієм є вода. Може бути також, значно рідше, якась органічна речовина або газ. Триконтурні схеми застосовують для реакторів з натрієвим теплоносієм.

На вітчизняних АЕС використовують двоконтурні схеми з водяним теплоносієм і одноконтурні схеми з реакторами киплячого типу.

Структурна технологічна схема ГЕС визначається вибором схеми використання енергії потоку води (напір створюється греблею і деривацією). Вибір найбільш доцільного проектного рішення досягається на основі зіставлення можливих варіантів схеми гідровузла за економічними, будівельними та експлуатаційними показниками. Варіанти намічають відповідно до природних умов і народногосподарчих комплексних задач, що вирішуються в результаті будівництва ГЕС.

1.7.3 Вибір основного обладнання

До основного енергетичного обладнання ТЕС відносяться парогенератори і турбіни, на АЕС - реактори, парогенератори і турбіни, на ГЕС – гідротурбіни. Основне обладнання, за можливості, потрібно вибирати однотипним, оскільки при цьому забезпечується можливість максимальної індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації та ремонту.

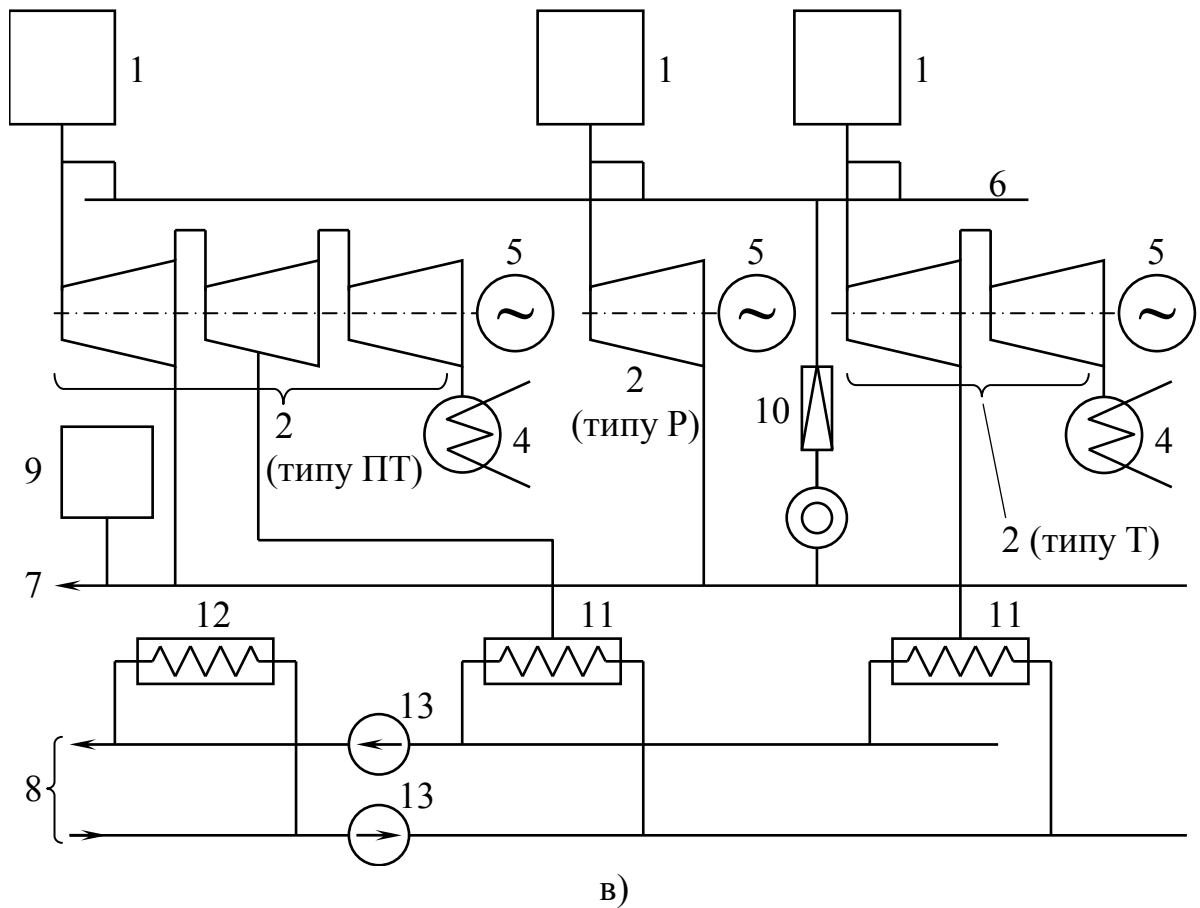
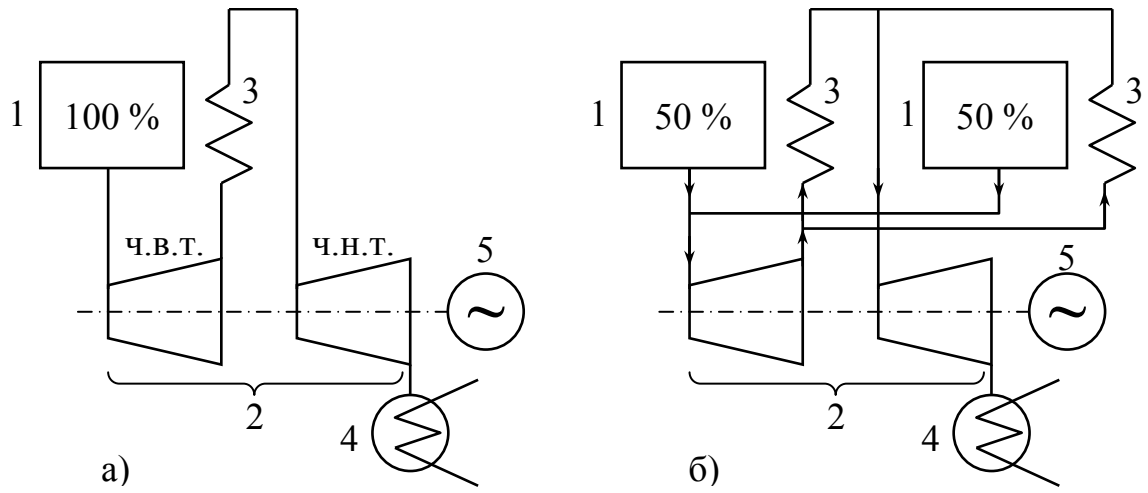


Рисунок 1.12 – Структурні технологічні схеми ТЕС: а) – моноблока; б) – дубль-блока; в) – ТЕЦ змішаного виду з турбінами типів ПТ, Р та Т; 1 – котел; 2 – парова турбіна; 3 – проміжний перегрівач пари; 4 – конденсатор; 5 – генератор; 6 – перемикаюча парова магістраль; 7 – виробнича пара; 8 – гаряча вода; 9 – піковий котел; 10 – редуційно-охолоджувальна установка; 11 – мережний перегрівач; 12 – піковий водонагрівальний котел; 13 – мережний насос

1.7.3.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, що встановлюються на ТЕС, яка проектується, визначаються виходячи з типу (КЕС, ТЕЦ) та встановленої потужності станції; на КЕС – конденсаційні турбіни типу К, на ТЕЦ – теплофікаційні турбіни типу Т, турбіни з двома відборами (промисловим та опалювальним) типу ПТ, з протитиском пари Р. Турбіни з протитиском розраховують на роботу в базовій частині графіка парового навантаження і не встановлюють на ТЕЦ першими.

При проектуванні потрібно враховувати, що при подвійному значенні номінальної потужності ТЕЦ (наприклад, для Т-250/300-240-250 та 250 і 300 МВт) вона оцінюється за максимальною потужністю турбіни. В зимовий період використання максимальної електричної потужності в проекті не враховується.

Тип турбіни на АЕС вибирають залежно від типу реактора і структурної схеми: при високотемпературних реакторах з газовим і рідиннометалевим теплоносіями встановлюються турбіни з перегрітою парою високого тиску; для реакторів з теплоносієм у вигляді рідкого металу, газу і органічної рідини – турбіни з перегрітою парою середнього тиску, а для реакторів з водяним теплоносієм – турбіни з насиченою парою середнього тиску.

Тип гідротурбін залежить від максимального напору на ГЕС. Рекомендуються такі проектні рішення: при напорі до 150 м – поворотно-лопатеві і пропелерні турбіни (до 20 м – осьові горизонтальні, до 80 м – осьові вертикальні, від 40 до 150 м – діагональні), при напорі від 45 до 600 м – радіально-осьові, при напорі від 500 м та вище – ковшові турбіни.

1.7.3.2 Вибір парогенераторів

Параметри пари (температура, тиск) та кількість котлів на ТЕС визначається зробленим раніше вибором парових турбін. Паровиробництво парогенераторів вибирається:

а) для блочних КЕС – за максимальним пропуском гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб та запасом до 3%;

б) для блочних ТЕЦ – за максимальним пропуском гострої пари через турбіну з врахуванням власних потреб та запасом до 3%. При виході з ладу одного блока ті, що залишаються, з врахуванням роботи пікових котлів повинні забезпечити середній за найбільш холодний місяць відпуск пари на опалення, вентиляцію та гаряче водозабезпечення;

в) для неблочних ТЕЦ – за максимальною витратою пари з тим, щоб при виході з роботи одного парогенератора ті, що залишилися, включаючи пікові, забезпечили максимально довгий відпуск пари на виробництво та середній за найбільш холодний місяць відпуск тепла на опалення,

вентиляцію та гаряче водопостачання. При цьому допускається зниження електричної потужності на величину одного потужного агрегата ТЕЦ.

Покриття максимуму теплового навантаження для опалення виробляється за рахунок спеціальних пікових котлів, а іноді, при наявності парового резерву, за рахунок відборів турбін.

На дво- та триконтурних АЕС парогенератори є обов'язковими елементами. Їх конструкція залежить від виду теплоносія. Кількість парогенераторів повинна відповідати числу циркуляційних петель реакторної установки, а продуктивність кожного парогенератора – тепловій потужності петлі.

Дані про парогенератори, реактори та турбіни наведені в додатку Б.

1.7.3.3 Вибір електричних генераторів

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та одиничній потужності турбін. Напряга (*voltage*) генераторів до 60 МВт приймається 6 або 10 кВ. Вибір напруги визначається напругою мережі, яка живиться від шин генераторної напруги.

Напряга генератора великої потужності (понад 60 МВт) приймається за умовами їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам. Дані генераторів, необхідні для курсового проектування, наведені в додатку Б.

1.7.4 Вибір допоміжного обладнання

Все допоміжне тепломеханічне обладнання ТЕС можна умовно поділити на дві групи: обладнання пароводяного циклу та обладнання тракту палива і продуктів його згорання. Обладнання першої групи вибирають під час розрахунку теплової схеми ТЕС, а обладнання другої групи – на основі теплового та аеродинамічного обрахунків котла та системи пилоприготування (пиловугільні ТЕС). Допоміжне обладнання першої групи в своїй більшості визначається за типом турбогенератора (турбіна – генератор) і комплектується заводами разом з ним. Сюди входять: конденсатори, конденсатні насоси, зливні насоси, регенеративні підігрівачі, ежектори, маслонасоси системи регулювання і змашування турбіни, охолоджувачі масла, газоохолоджувачі системи охолодження генератора тощо. На підставі розрахунку теплової системи встановлюють придатність вибраного заводом допоміжного обладнання для проектних умов і отримують вихідні дані для вибору решти обладнання цієї групи: деаераторів, РОУ, живильних та циркуляційних насосів, мережних підігрівачів, насосів системи теплопостачання тощо.

При виборі допоміжного обладнання керуються такими загальними положеннями:

– його продуктивність повинна забезпечувати тривалу роботу основного обладнання з номінальною потужністю;

– його відмови не повинні приводити до пошкодження основного обладнання;

– його відмови не повинні викликати вимушену зупинку основного обладнання, що досягається резервуванням допоміжного обладнання.

Контрольні запитання

1. Вимоги до проектування електричних станцій.
2. Основні стадії проектування ЕС.
3. Зміст робіт з проектування електротехнічної частини ЕС.
4. Вибір будівельного майданчика для ЕС.
5. Загальні принципи компоновання ЕС.
6. Техніко-економічне обґрунтування проектних рішень.
7. Визначення витрат на втрати електроенергії.
8. Визначення показників надійності електроустановок.
9. Графіки навантажень ЕС.
10. Визначення техніко-економічних показників роботи ЕС.
11. Вибір структурної технологічної схеми станції.
12. Вибір основного обладнання ЕС.

2 ПРОЕКТУВАННЯ ГОЛОВНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СХЕМИ

2.1 Основні вимоги і порядок вибору схеми

Вибір головної схеми електричних з'єднань є відповідальною ланкою в проектуванні електричної частини електростанції, оскільки він визначає повний склад елементів та зв'язків між ними. Основними вихідними даними для вибору головної схеми є тип станції та вид палива; число та потужність агрегатів станції; графіки навантажень споживачів та їх склад; дані про систему.

Головна електрична схема (*electric circuit*) значною мірою визначає основні показники електричної частини станції, а також обумовлює характеристики ЕС в цілому: надійність, економічність, ремонтоздатність, безпеку обслуговування, зручність експлуатації, зручність розміщення електрообладнання, можливість подальшого розширення тощо. Тому на етапі проектування до головної схеми електричних з'єднань висуваються такі вимоги:

- відповідність умовам роботи станції в енергосистемі, очікуваним режимам, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикань при зміні режиму, доступність обладнання для ремонту без порушення режиму роботи;
- зручність спорудження електричної частини з врахуванням черговості введення в експлуатацію генераторів, трансформаторів, ЛЕП;
- можливість автоматизації установки в економічно доцільному обсязі;
- достатня, економічно виправдана міра надійності.

Слід враховувати також те, що електрична схема ЕС є частиною схеми енергосистеми. Електроенергія (*electric energy*), яка виробляється генераторами, передається через трансформатори та електричні з'єднання головної схеми і надходить в систему через повітряні й кабельні лінії. Тому при виборі головної електричної схеми необхідно враховувати також системні вимоги.

Процес розробки головної електричної схеми можна розділити на такі основні етапи: вибір схеми приєднання електростанції до енергосистеми; вибір структурної (принципової) схеми; вибір доцільного способу обмеження струмів КЗ; вибір схем електричних з'єднань РУ на всіх основних напругах; розрахунок струмів КЗ і вибір електричних апаратів.

Далі будемо дотримуватися саме такого порядку викладення матеріалу для проектування. Проте це не означає жорстку хронологічну послідовність рішень перерахованих питань.

2.2 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає в виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія, кількості та пропускної здатності ліній на кожній напрузі. Згідно з вихідними умовами видача електроенергії від електростанції може здійснюватись на одній, двох та трьох підвищених напругах.

Одна напруга характерна для пікових ГАЕС. В більшості ж випадків видача потужності ЕС відбувається на двох напругах: 110–220 кВ – в місцевий район навантаження (в радіусі 30–150 км) та 330–750 кВ – в основну мережу енергосистеми або в основні мережі двох напруг (при відсутності живлення місцевого району) – 220–330 та 500–750 кВ.

Видача потужності на трьох напругах може бути прийнята в таких випадках:

1) коли разом з видачею потужності в дві основні мережі енергосистеми (наприклад, на напруги 330 та 750 кВ) доцільно здійснювати електропостачання місцевого району на більш низькій напрузі (наприклад, 110 кВ);

2) коли від станції, яка видає електроенергію в свою енергосистему і місцевий район на двох напругах (наприклад, 500 та 220 кВ), відходять лінії зв'язку з іншою енергосистемою, що має інші рівні напруги (наприклад, 330 або 750 кВ).

ТЕЦ споруджаються в безпосередній близькості від центрів місцевого навантаження, тому частину енергії, що виробляється, вони можуть видавати на генераторній напрузі (6 або 10 кВ), а частину – в мережі системи на напругах 110 – 220 кВ. При наявності на ТЕЦ блоків потужністю не менше за 100 МВт практично вся електроенергія видається в мережу 110 – 220 кВ.

ГЕС та ГАЕС, як правило, віддалені від центрів споживання електроенергії, тому вся потужність, що виробляється, видається в систему на напрузі 110 кВ і вище. На них проектується в основному два РУ різних напруг.

При виборі числа та пропускної здатності ЛЕП напругою 110 кВ та вище висуваються такі вимоги:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватись видача всієї потужності, яку має електростанція;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження видачі електричної потужності ЕС, але без зупинення блоків.

Для вибору рівнів напруг РУ та числа ліній, що відходять від РУ, можна скористатися даними таблиці 2.1 або граничними кривими економічних зон застосування різних напруг [4–6].

Таблиця 2.1 – Область застосування ліній різної напруги

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тип лінії	$P_{\text{макс}}$, МВт	L , км
6	Повітряна	2	10
	Кабельна	3	8
10	Повітряна	3	15
	Кабельна	5	10
35	Повітряна	5-15	60-30
110	Повітряна	25-50	150-50
220	Повітряна	100-200	250-150
330	Повітряна (два проводи)	300-400	300-200
400	Повітряна (три проводи)	500-700	1000-600
500	Повітряна (три проводи)	700-900	1200-800
750	Повітряна (чотири проводи)	1800-2200	2000-1200

2.3 Проектування структурної схеми станції

Структурна схема електричної частини станції визначає розподіл генераторів між РУ різних напруг, склад блоків генератор-трансформатор та вид електромагнітних зв'язків між РУ (трансформаторні або автотрансформаторі).

Розподіл генераторів між РУ різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{\text{від}}$ (табл. 1.3). При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РУ однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним. Структурні схеми електростанцій з потужними блоками показані на рис. 2.1. Схема *a* застосовується в тому випадку, коли є одна підвищена напруга. При використанні схеми *б* потужність блоків, приєднаних до РУ середньої напруги, повинна дорівнювати потужності, яка видається в мережу середньої напруги. Схема *в* застосовується при малому навантаженні на середній напрузі – не більше 15% номінальної потужності генератора. Застосування схеми *г* доцільно при відмові від автотрансформаторів зв'язку між РУ на станції з паралельною роботою цих розподільних установок через районні мережі. Зв'язок РУ здійснюється через трансформатори на вузлових підстанціях. При наявності на станції генераторів невеликої потужності (номінальна потужність генераторів не перевищує номінальної потужності обмотки нижчої напруги автотрансформатора зв'язку) можна використати схему з підвищувальними блочними трансформаторами, які служать і для зв'язку РУ [4, 5].

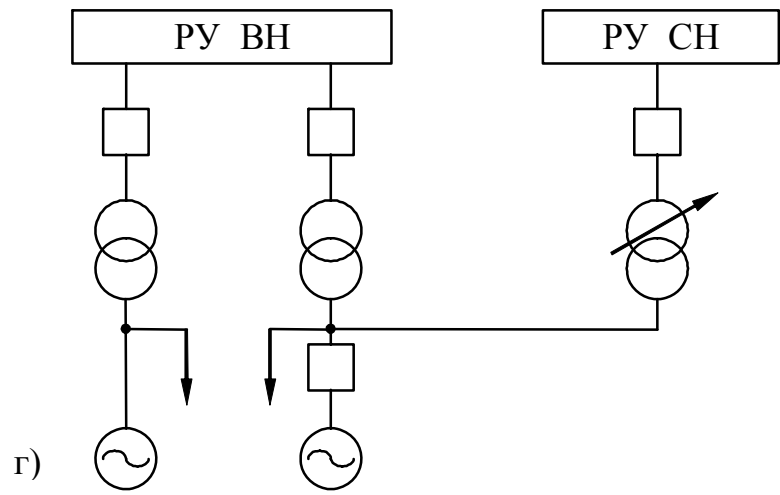
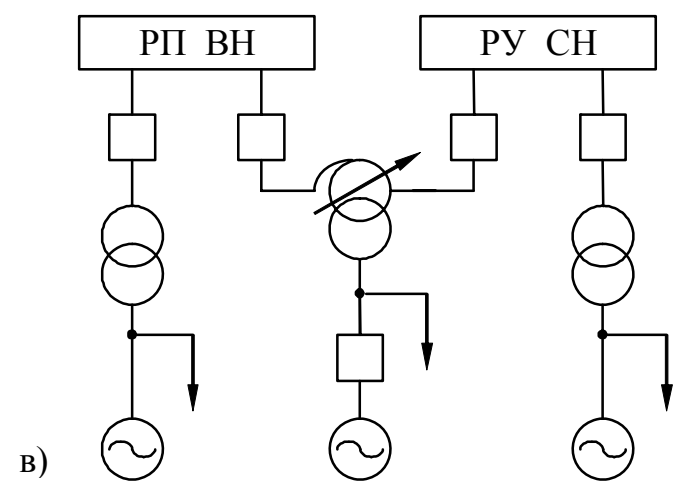
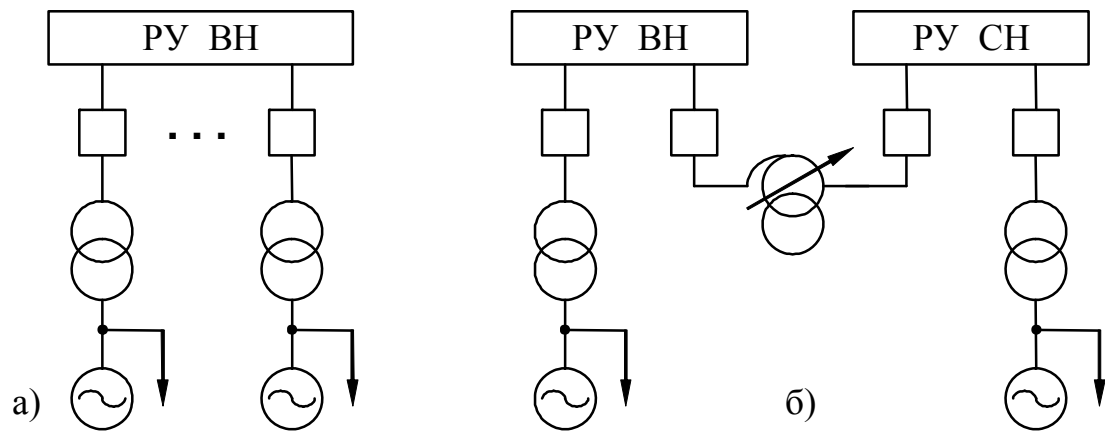


Рисунок 2.1 – Структурні схеми електростанцій з потужними блоками

Структурні схеми ТЕЦ зображені на рис. 2.2. Якщо потужність місцевого навантаження 6–10 кВ не менше 50% встановленої потужності, а потужність агрегатів 30–60 МВт, то доцільні схеми *а, б*. При наявності місцевого навантаження не тільки на генераторній, але й на середній напрузі (35 або 110 кВ) структурна схема може бути виконана за варіантом *б* (при середній напрузі 110 кВ замість трансформатора застосовується автотрансформатор). Якщо потужність місцевого навантаження 30% встановленої потужності генераторів ТЕЦ, то застосовуються схеми *в, г*. Живлення місцевого навантаження і власних потреб в схемі *в* здійснюється шляхом розгалужень від генераторів з встановленням реакторів (6–10 кВ) або понижувальних трансформаторів (при генераторній напрузі понад 10 кВ).

При проектуванні структурної схеми станції вирішується питання про склад блоків генератор–трансформатор. Деякі з цих схем показані на рис. 2.3. Укрупнення таких блоків економічно доцільне, однак потужність блоків не повинна перевищувати допустиму за умовами стійкості і регулювання в системі. В об'єднаних і укрупнених блоках необхідна установка генераторних вимикачів (схеми *г – и*).

Для генераторів 800 МВт і більше освоєний випуск вимикачів навантаження, які призначені для комутації блока в нормальних режимах, але не дозволяють відключити струми короткого замикання.

Схеми *д, ж* характерні для ГЕС, схеми *г, ж, и* – для АЕС. За схемою *е* підключається генератор 1200 МВт, одна з паралельних обмоток якого підключається до обмотки трансформатора, з'єднаного в зірку, інша – до обмотки, зібраної в трикутник.

2.4 Вибір трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає в визначенні їх кількості, типу та номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. В тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп з двох трифазних (рис. 2.3, *в*) або трьох однофазних трансформаторів. Для групи з однофазних трансформаторів, встановлених в блоці з генератором, резервна фаза передбачається при кількості фаз дев'ять і більше [10]. При встановленні однієї групи однофазних трансформаторів (число фаз – три) для зв'язку між РУ також передбачається резервна фаза. При виборі трифазних автотрансформаторів зв'язку встановлюються, як правило, два автотрансформатори. Вони підключаються через окремі вимикачі. Всі трансформатори і автотрансформатори, крім двообмоткових блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

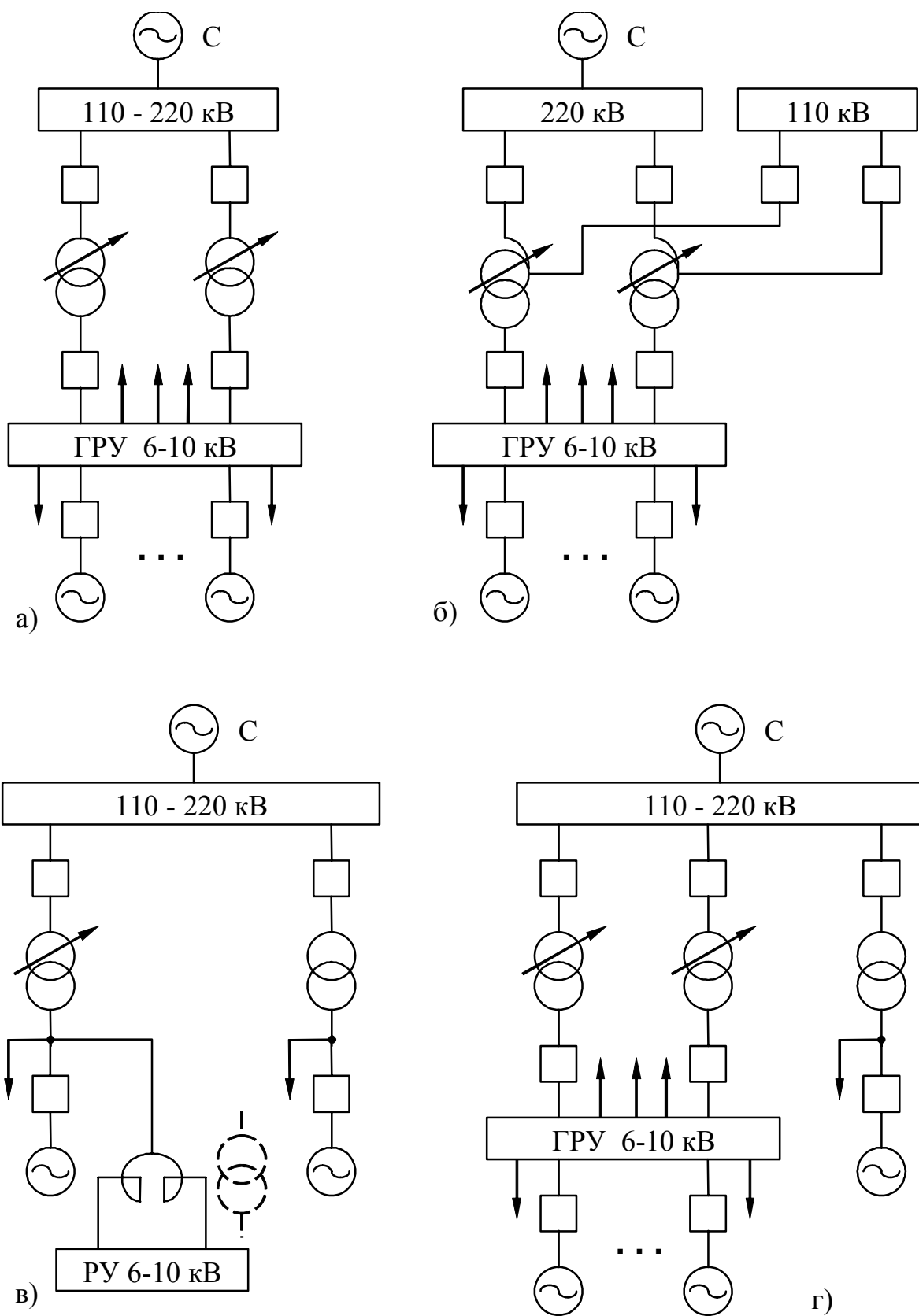


Рисунок 2.2 – Структурні схеми ТЕЦ неблочного (а, б), блочного (в) і змішаного (г) видів

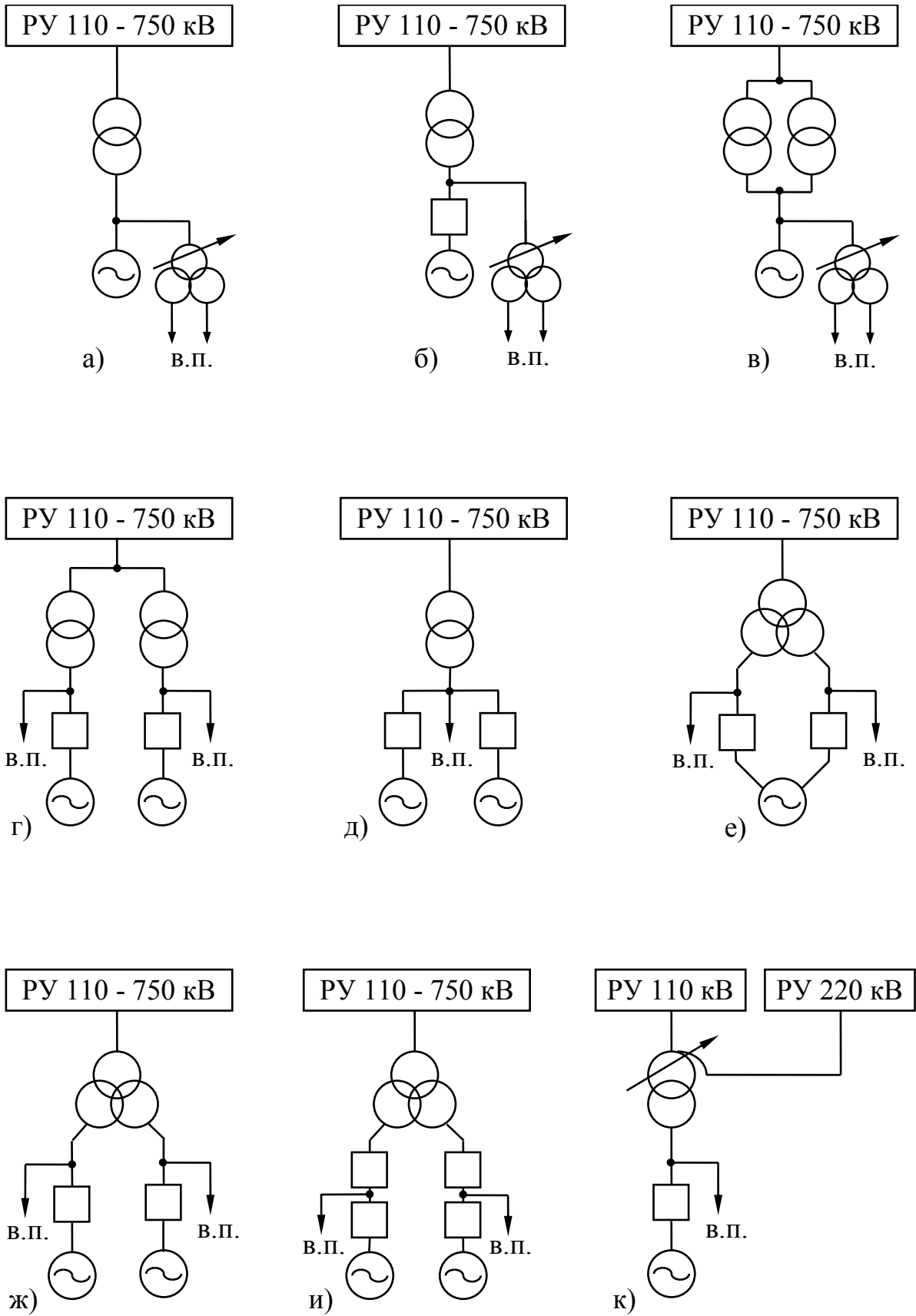


Рисунок 2.3 – Схемы блоков генератор-трансформатор

Наведемо формули для визначення номінальної потужності трансформатора.

1. При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуються такі умови:

а) якщо генератор включається в блок з трансформатором і на розгалуженні до блока підключено тільки навантаження власних потреб (див. рис. 2.3):

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{НОМ.Г}} - S_{\text{В.П}},$$

де $S_{\text{В.П}} = P'_{\text{В.П}} S_{\text{НОМ.Г}}$.

Значення $P'_{\text{В.П}}$ наведені в табл. 1.2;

б) якщо генератор включається в блок з трансформатором і на розгалуженні до блока підключене місцеве навантаження і навантаження власних потреб (див. рис. 2.2, в):

$$S_{\text{НОМ.Т}} \geq \sqrt{(P_{\text{НОМ.Г}} - P_{\text{В.П}} - P_{\text{р.мін}})^2 + (Q_{\text{НОМ.Г}} - Q_{\text{В.П}} - Q_{\text{р.мін}})^2},$$

де $P_{\text{НОМ.Г}}, Q_{\text{НОМ.Г}}$ – активна і реактивна потужності генератора;

$P_{\text{В.П}}, Q_{\text{В.П}}$ – активне і реактивне навантаження власних потреб при роботі генератора з номінальною потужністю;

$P_{\text{р.мін}}, Q_{\text{р.мін}}$ – активна і реактивна складові місцевого навантаження в період мінімуму навантаження;

в) якщо генератор без місцевого навантаження включається в блок з підвищувальним автотрансформатором (рис. 2.3, и), то розрахункова потужність останнього визначається максимальним навантаженням третьої обмотки, до якої приєднаний генератор:

$$S_{\text{НОМ.АТ}} \geq (S_{\text{НОМ.Т}} - S_{\text{В.П}}) / K_{\text{тип}},$$

де $K_{\text{тип}} = (U_{\text{В}} - U_{\text{С}}) / U_{\text{В}}$ – коефіцієнт типової потужності;

$U_{\text{В}}, U_{\text{С}}$ – номінальне значення вищої та середньої напруги.

Після вибору номінальної потужності автотрансформатора перевіряють можливість передачі через нього максимальної потужності з РУ СН в РУ ВН та з РУ ВН в РУ СН при завантаженій обмотці нижчої напруги:

1) якщо передача потужності здійснюється в напрямках НН→СН, ВН→СН, то

$$S_{\text{НОМ.АТ}} \geq S_3 = K_{\text{тип}} S_{\text{В}} + S_{\text{Н}};$$

2) якщо передача потужності здійснюється в напрямках НН→ВН, СН→ВН, то

$$S_{\text{НОМ.АТ}} \geq S_{\Pi} = K_{\text{ТИП}} (S_{\text{С}} + S_{\text{Н}}) = K_{\text{ТИП}} S_{\text{В}},$$

де $S_{\text{С}}, S_{\Pi}$ – навантаження загальної і послідовної обмоток автотрансформатора;

$S_{\text{В}}, S_{\text{С}}, S_{\text{Н}}$ – потужності на стороні вищої, середньої та нижчої напруг, відповідно.

В запропонованих формулах прийнято, що $\cos\varphi$ однаковий на сторонах ВН, СН та НН.

2. Вибір потужності трансформаторів (автотрансформаторів) зв'язку здійснюється на підставі аналізу перетоків потужності між РУ в різних режимах:

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі

$$S_{\text{р(max)}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ.Г.і}} - S_{\text{В.П.НОМ}} - S_{\text{р.від. max}},$$

де $S_{\text{НОМ.Г}}$ – номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району;

$S_{\text{В.П.НОМ}}$ – потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням;

$S_{\text{р.від. max}}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станцій в місцевий район (табл. 1.3);

б) режим мінімальних навантажень в місцевому районі при роботі генераторів з номінальною потужністю

$$S_{\text{р(min)}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{НОМ.Г.і}} - S_{\text{В.П.НОМ}} - S_{\text{р.від. min}},$$

де $S_{\text{р.від. min}}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (табл. 1.3);

в) аварійний вихід в період максимального навантаження найпотужнішого генератора, під'єданого до шин місцевого району:

$$S_{\text{р(ав)}} = \sum_{i=1}^{n-1} S_{\text{НОМ.Г.і}} - S'_{\text{В.П}} - S_{\text{р.від. max}},$$

де $S'_{в.п}$ – потужність власних потреб блоків місцевого району, що залишилися в роботі.

Якщо встановлюється один трансформатор (одна група автотрансформаторів), то його потужність $S_{ном.т}$ повинна забезпечити перетік потужності в будь-якому з режимів:

$$S_{ном.т} \geq S_{p(max)}, S_{p(min)}, S_{p(ав)}.$$

Якщо встановлюються два трансформатори зв'язку, то враховується, що при виході з ладу одного з них, той, що залишився в роботі, повинен забезпечити перетік потужності в режимі максимальних навантажень з врахуванням допустимих перевантажень:

$$S'_{ном.т} \geq \frac{S_{p(max)}}{1,4}; S''_{ном.т} \geq \frac{S_{p(min)}}{1,4}.$$

Крім того, при виході з ладу генератора, під'єданого до шин місцевого району, і при роботі обох трансформаторів без перевантаження повинен бути забезпечений перетік потужності в район $S_{p(ав)}$:

$$S'''_{ном.т} \geq \frac{S_{p(ав)}}{2}.$$

За більшим зі значень ($S'_{ном.т}$, $S''_{ном.т}$, $S'''_{ном.т}$) здійснюється вибір потужності трансформаторів (автотрансформаторів) зв'язку. Технічні характеристики трансформаторів наведені в [6–9]. Більш детальні відомості щодо вибору кількості і потужності трансформаторів наведені в [4, 5, 9].

2.5 Вибір доцільного способу обмеження струмів короткого замикання

2.5.1 Загальний підхід

При проектуванні електричної частини ЕС необхідно вирішувати питання обмеження струмів КЗ в РУ і мережі генераторної напруги, в системі власних потреб та на з'єднаннях укрупнених блоків. В даний час в електроустановках застосовують такі основні способи обмеження струмів КЗ:

- ділення системи (окрема робота трансформаторів на стороні 6 – 10 кВ підстанцій або окрема робота РУ на станціях);
- встановлення струмообмежувальних реакторів 6 – 10 кВ;
- застосування трансформаторів з розщепленими обмотками;
- часткове розземлення нейтралей трансформаторів.

Ведуться НДР щодо нових способів: безінерційні струмообмежувальні пристрої, струмообмежувальні комутаційні апарати, застосування вставок постійного і змінного струмів.

Обмеження струмів КЗ дозволяє полегшити умови роботи електричних апаратів, здешевивши тим самим їх, і зменшити переріз провідників. Разом з тим заходи із обмеження струмів КЗ вимагають капіталовкладень, збільшують втрати напруги і потужності, погіршують умови стійкості роботи генераторів і двигунів. Через це застосування засобів струмообмеження повинно бути обґрунтоване технічно і економічно. Найкращий спосіб обмеження струмів КЗ вибирають на підставі техніко-економічних варіантних розрахунків.

2.5.2 Вибір струмообмежувальних засобів на КЕС

Електрична схема КЕС будується за блочним принципом, тому питання про обмеження струму КЗ на генераторній напрузі виникає лише при укрупнених блоках (див. рис. 2.3).

Обмеження струму КЗ може бути досягнуто застосуванням трансформаторів з розщепленими обмотками генераторної напруги (див. рис. 2.3). Коефіцієнт розщеплення K_p трифазних трансформаторів дорівнює приблизно 3,5; а групи однофазних трансформаторів – 4. В цьому варіанті струми КЗ від системи і сусіднього генератора протікають шляхами зі значно більшими опорами, чим і досягається обмеження цих струмів:

$$I_K = I_{r1} + (I'_c + I'_{r2}).$$

Такий самий ефект досягається і при застосуванні трансформаторів з розщепленими обмотками як трансформаторів власних потреб – робочих і пускорезервних.

Може виникнути необхідність обмеження струмів КЗ на стороні високої напруги. Це питання відноситься до системних задач і вирішується на стадії проектування розвитку енергосистеми. Тут використовують ділення системи з використанням секційних вимикачів і АВР, а також розземлення нейтралей частини трансформаторів 110 і 220 кВ.

2.5.3 Вибір струмообмежувальних пристроїв на генераторній напрузі ТЕЦ

При виборі струмообмежувальних засобів намагаються знизити до потрібного рівня струми КЗ не лише на ТЕЦ, а і у споживачів. Допустимий струм КЗ на ТЕЦ визначається параметрами вимикачів, а також термічною стійкістю головних ділянок кабельної мережі споживачів. За розрахунковий параметр вимикача приймають номінальний струм відключення $I_{відк}$.

Для обмеження струмів КЗ в ГРУ зазвичай застосовують секційні реактори (див. рис. 2.4). Роздільна робота секцій допускається лише у виняткових випадках.

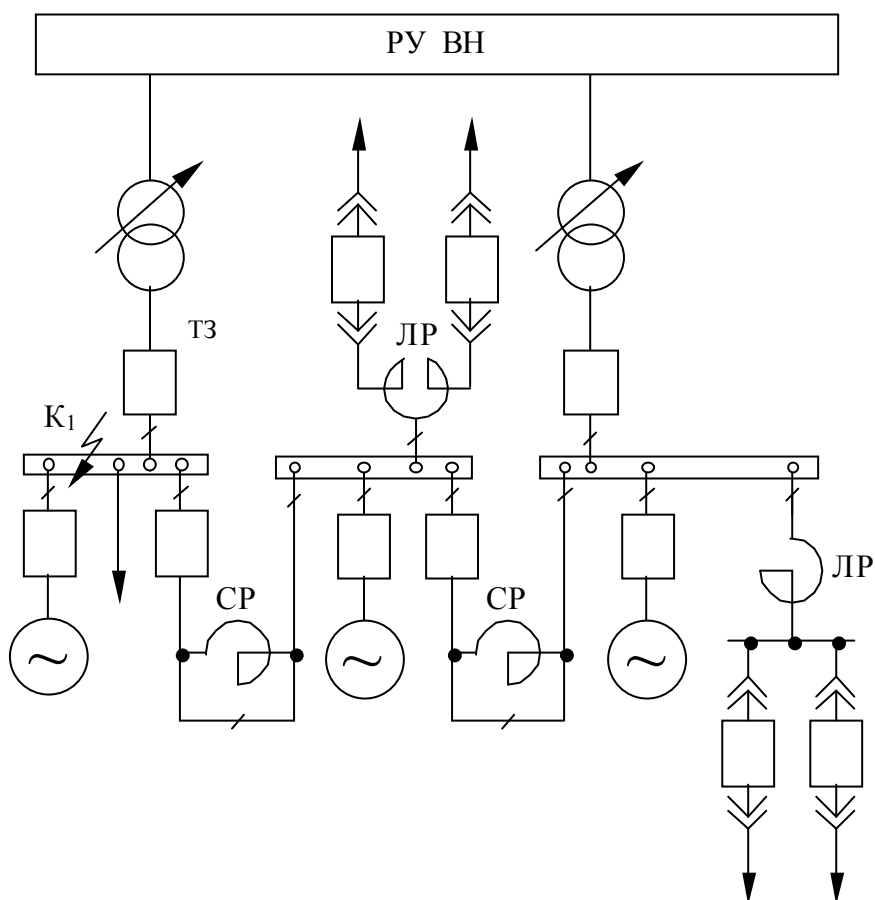


Рисунок 2.4 – Схема обмеження струмів КЗ на ТЕЦ за допомогою реакторів (СР – секційних, ЛР – лінійних)

Вибір секційних реакторів. Він повинен передувати вибору лінійних реакторів. Розрахунок ведеться в такій послідовності:

1. Визначається число секцій ГРУ. Як правило кількість секцій дорівнює кількості генераторів;
2. Вибирають схему включення секційних реакторів: прямолінійну (розімкнену) при кількості секцій 2–3 і кільцеву при кількості секцій 3–4;

3. Аналізуються можливі перетоки між секціями в нормальному режимі та при відключенні генераторів і трансформаторів зв'язку і вибираються номінальні струми секційних реакторів. Їм відповідають певні індуктивні опори, з яких обирають найбільший;

4. Розраховують струми КЗ $I_{по}$ на шинах ГРУ (точка K_1) при наявності секційних реакторів і без них. Ці струми є розрахунковими при виборі вимикачів трансформаторів власних потреб, які приймають, як найважчі, за контрольні;

5. Обґрунтовують доцільність обмеження струму КЗ в ГРУ.

Якщо струм $I_{по}$ без секційних реакторів більший за струм електродинамічної стійкості $I_{ед}$ вимикачів, які випускаються на дану напругу, то встановлення реакторів технічно необхідне. В протилежному випадку потрібне економічне обґрунтування. Порівнюють два варіанти – з встановленням секційних реакторів і без них. Зменшення вартості ГРУ на 10% і більше може служити економічним обґрунтуванням доцільності встановлення секційних реакторів;

6. Якщо прийнята схема з секційними реакторами, то визначають втрати напруги в них при найбільшому перетокі потужності між секціями. Ці втрати не повинні перевищувати 5–6% $U_{ном}$. В протилежному випадку необхідно передбачити вимикачі або роз'єднувачі для шунтування реакторів. Можливість шунтування обов'язково перевіряється із умов допустимих струмів КЗ.

Вибір лінійних реакторів. Місце підключення лінійних реакторів (ЛР) визначається структурною схемою ТЕЦ: до ГРУ для ТЕЦ з поперечними зв'язками і на відгалуженні від генератора в блочній схемі.

Перевага надається груповим здвоєним реакторам (див. рис. 2.5). Вони економічніші за індивідуальні.

Умови вибору ЛР такі:

- $U_{ном}$ (повинно відповідати $U_{ном}$ установки);

- $I_{ном} \geq I_{роб.макс}$;

- опір ЛР X_p повинен забезпечувати обмеження струму КЗ до допустимого;

- втрати напруги ΔU_p в нормальному режимі не повинні перевищувати 1,5 – 2%;

- ударний струм $i_{у.макс}$ при КЗ за реактором не повинен перевищувати електродинамічної стійкості реактора $i_{ед.макс}$, а імпульс квадратичного струму КЗ - гарантованого заводом значення.

Допустимий струм КЗ у споживачів $I_{К2доп}$ визначають з розгляду значень струму електродинамічної стійкості вимикачів РУ і струму термічної стійкості кабелів розподільної мережі $I_{тер.кб2}$. Менший з них і визначає $I_{К2доп}$.

Допустимий струм КЗ мережі живлення (точка K_3) вибирають рівним струму термічної стійкості головної ділянки кабеля $I_{тер.кб1}$.

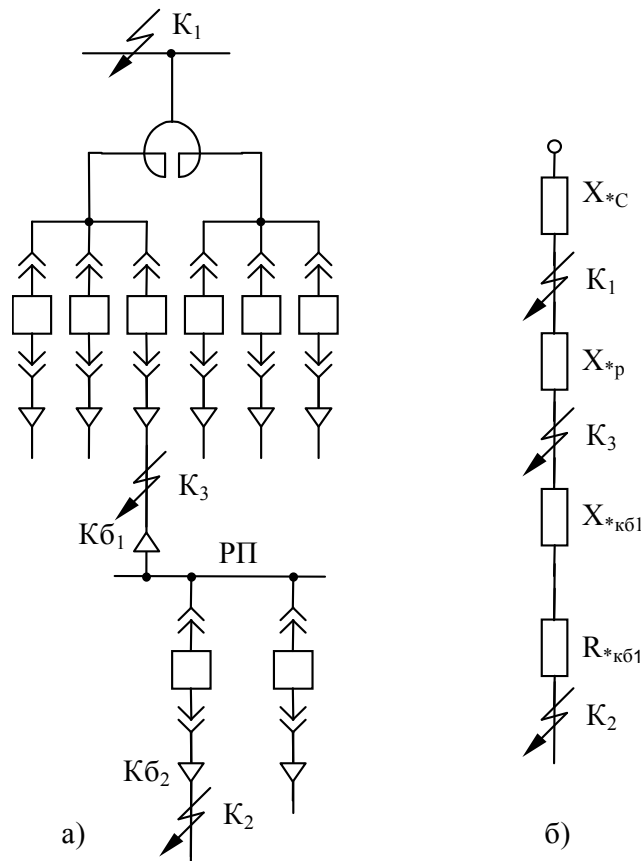


Рисунок 2.5 – Груповий здвоєний реактор (а) і заступна схема (б)

Виходячи з цих значень струмів \$K_3\$ розраховують необхідний опір реактора.

Послідовність розрахунку при виборі лінійних реакторів така:

1. Визначається допустиме значення струмів \$K_3\$ біля споживачів і в мережі живлення;
2. Оцінюють значення розрахункового опору реактора: для точки \$K_3\$

$$X_{*P} = \frac{I_{\delta}}{I_{\text{тер.кб1}}} - X_{*C},$$

для точки \$K_2\$

$$X_{*P} = \sqrt{\left(\frac{I_{\delta}}{I_{K2.\text{доп}}}\right)^2 - R_{кб1}^2 - (X_{*C} + X_{*кб1})},$$

$$X_P = X_{*P} \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot I_{\delta}};$$

3. Визначають кількість реакторів і робочий струм режиму, коли відмовляє одна секція ГРУ або відключається один блок блочної ТЕЦ;

4. Перевіряють допустимість втрат напруги у відсотках в нормальному режимі:

$$- \Delta U_p = \frac{\sqrt{3} X_p I \sin \varphi}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \text{ – для одинарного реактора};$$

$$- \Delta U_p = \frac{\sqrt{3} X_p}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 \cdot (I_1 \sin \varphi_1 - K_{\text{св}} I_2 \sin \varphi_2) \text{ – для зведеного реактора},$$

де X_p – опір ректора (для зведеного – опір вітки обмотки), Ом;

I – максимальний робочий струм одинарного реактора, А;

I_1, I_2 – струми у вітках обмотки зведеного реактора, А;

$K_{\text{св}} = M/L$ – коефіцієнт зв'язку, який рівний відношенню взаємної індуктивності M і індуктивності L вітки, в.о.;

5. Уточнюють значення струму КЗ за вибраним стандартним реактором і перевіряють за ним термічну і динамічну стійкість реактора.

2.6 Вибір схеми розподільних установок станції

2.6.1 Вибір схеми РУ 6–10 кВ ТЕЦ

До РУ 6–10 кВ підключається найбільше число приєднань живлення (генератори, трансформатори зв'язку, трансформатори власних потреб) і значна кількість ліній, які відходять до місцевих споживачів.

На генераторній напрузі ТЕЦ звичайно приймаються такі схеми:

- 1) одна секціонована система збірних шин (2–3 секції);
- 2) одна секціонована система збірних шин, з'єднаних в кільці (схема "кільця" (3–4 секції);
- 3) дві системи збірних шин з одним вимикачем на приєднання.

Вибір тієї або іншої схеми залежить від особливостей мережі живлення, характеру споживачів. Якщо споживачі отримують живлення лініями, які резервуються, а число приєднань до секції не перевищує 6–8, то перевага віддається схемам з однією системою збірних шин (п.п. 1 і 2).

За умовами електродинамічної стійкості електрообладнання на кожен секцію допускається під'єднувати генератори потужністю до 60 МВт при напрузі 6 кВ і не більше 100 МВт при напрузі 10 кВ.

Більш детальні відомості щодо схем РУ ТЕЦ напругою 6–10 кВ можна отримати в [9, 10].

2.6.2 Вибір електричних схем РУ підвищених напруг

Схеми РУ підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС, АЕС, ГЕС і ТЕЦ. Згідно з вимогами надійності і економічності роботи станції схеми 35 кВ і вище повинні складатися з врахуванням таких вимог [10]:

- 1) ремонт вимикачів 110 кВ і вище здійснюється без вимкнення приєднання;

- 2) ЛЕП відключається від РУ не більше ніж двома вимикачами;
- 3) трансформатори блоків відключаються від РУ не більше ніж трьома вимикачами;
- 4) автотрансформатори зв'язку двох РУ відключаються не більше ніж шістьма вимикачами на обох РУ і не більше ніж чотирма на одному РУ;
- 5) відмови вимикачів РУ в нормальному і ремонтному режимах не повинні призводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, ввімкнених на шини однієї підстанції, а також до одночасного вимкнення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- б) при відмовах вимикачів в нормальному режимі РУ не повинно виключатися більше одного блока, а в ремонтному режимі РУ – не більше двох блоків.

Для РУ 35–220 кВ при кількості приєднань до 4–6 рекомендуються схеми містків і схеми багатокутників. При більшому числі приєднань можуть застосовуватись схеми:

- 1) з однією секціонованою та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- 2) з двома основними та обхідною системами шин (для 35 кВ обхідна система шин не передбачається);
- 3) блочні схеми "генератор–трансформатор–лінія".

В РУ з двома основними та обхідною системами шин при числі приєднань менше 12 системи шин не секціонуються; при числі приєднань від 12 до 16 секціонується вимикачем одна система шин; при числі приєднань більше 16 секціонуються обидві робочі системи шин.

В схемах з обхідною системою шин (п.п. 1 і 2) як обхідні вимикачі використовуються:

- а) в схемах з однією системою збірних шин - окремі вимикачі на кожній системі шин;
- б) в схемах з двома системами збірних шин та генераторами менше 160 МВт: при числі приєднань до РУ сім і менше – шиноз'єднувальний вимикач, який суміщає функції обхідного, при числі приєднань до РУ вісім і більше – окремий вимикач;
- в) в схемах з двома системами збірних шин і генераторами 160 МВт і більше: при несекціонованих збірних шинах – окремий вимикач; при секціонованих збірних шинах (при будь-якій потужності генераторів) – суміщений шиноз'єднувальний і обхідний вимикачі (на кожній секції шин).

В схемах з двома системами збірних шин трансформатори блоків і автотрансформатори зв'язку можуть вмикатися через розгалуження з двох вимикачів, які при цьому виконують роль шиноз'єднувальних [4, 5].

При напругах 330–750 в [10] рекомендуються такі схеми:

- 1) з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два

приєднання (схема 3/2);

2) з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3);

3) схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику;

4) блочні схеми "генератор–трансформатор–лінія" (з зрівнювальним багатокутником або з обхідною системою шин і без них).

Для того, щоб уникнути можливості втрати великої кількості блоків при відмовах вимикача, збірні шини в схемах 3/2 та 4/3 секціонують.

Для підвищення гнучкості схеми і надійності трансформаторних (автотрансформаторних) зв'язків між РУ кожний з трансформаторів під'єднується до РУ через свій вимикач.

2.6.3 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РУ

Вибір схеми електричних з'єднань РУ здійснюється за методикою, розглянутою в розділі 1.5. Для вибору схеми електричних з'єднань РУ станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти. Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами (1.1):

$$Z = p_n K + B + M(Z_0) \rightarrow \min,$$

де p_n – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($p_n = 0,15$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_0)$ – очікуваний збиток від недовідпуску електроенергії.

1. Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за збільшеними показниками (наведеними в [6, 8]).

Якщо кількість трансформаторів в порівнювальних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{\text{ком}},$$

де $C_{\text{ком}}$ – вартість комірки.

2. Друга складова розрахункових витрат – річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W,$$

де α_a, α_o – відрахування на амортизацію і обслуговування, % [6];

β – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії;

ΔW – втрати електроенергії.

У випадку ідентичності ліній електропередач, типів трансформаторів та їх кількості втрати потужності при визначенні витрат не враховуються.

При необхідності врахування втрат потужності в лініях, трансформаторах (якщо їх кількість та тип в варіантах, що порівнюються, неоднакові) β і ΔW визначаються згідно з даними і алгоритмами, приведеними в [5, 9].

3. Розрахунок очікуваного збитку здійснюється формалізованим таблично-логічним методом, розглянутим в пункті 1.5.3. Суть розрахунку полягає у визначенні математичного очікування числа відключень елементів, які комутуються в РУ (ліній, трансформаторів, генераторів), розділень РУ на електрично незв'язані частини, а також тривалості вимушеного простою елементів, що відключаються.

Якщо варіанти відрізняються тільки кількістю і схемою з'єднання вимикачів, а кількість трансформаторних з'єднань і ЛЕП однакова, то в розрахунках очікуваного збитку враховуються тільки показники надійності вимикачів. Вихідними даними для розрахунку є параметри потоку відмов вимикачів РУ ω_1 та ω_2 , час відновлення вимикача T_v , що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів T_p . Вказані величини наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Показники надійності вимикачів

Напруга, кВ	Тип вимикача або мережі	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, T_v , год	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_p , год
		ω_1	ω_2			
750		0,05	0,01	350	0,3	650
500		0,04	0,01	250	0,3	500
330		0,03	0,01	200	0,3	350
220	Повітряний	0,025	0,01	150	0,3	250
110		0,02	0,012	100	0,3	180
35		0,015	0,015	70	0,3	120
220		0,02	0,005	70	0,3	120
110	Масляний	0,015	0,007	50	0,3	100
35		0,01	0,01	30	0,3	80
6-10	В кабельній мережі	0,005	–	10	0,3	8
6-10	В повітряній мережі	0,01	–	10	0,3	8

При врахуванні в розрахунках очікуваного збитку відмов трансформаторів та ліній слід використовувати їх показники надійності, наведені в [11].

Розрахунок очікуваного збитку $M(3)$ здійснюється за таким алгоритмом.

1. В порівнювальних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередач, відносять до лінійних, інші – до генераторних.

2. Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рапт} \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рапт} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right),$$

де $k_{рапт} = 0,6$ – коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов;

ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикача (табл. 2.2);

l – довжина лінії електропередачі, км.

3. Обчислюються коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_0 режимів роботи РУ:

$$k_p = \frac{\mu T_n}{8760};$$
$$k_0 = 1 - nk_p,$$

де n – кількість вимикачів в РУ.

4. При відмовах вимикача елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в роботу через час T_o (після виконання перемикачів в РУ) або через час $T_{вп}$ (після введення в роботу одного з двох вимикачів в випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший - в аварійному простой):

$$T_o = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл},$$

де $T_{вим}$ – час, необхідний для того, щоб обслуговуючий персонал міг встановити місце і характер пошкодження, для електростанцій $T_{вим} = 0,3$ год;

m – кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;

T_p – час для відключення роз'єднувача ($T_p = 0,1$ год);

$T_{бл}$ – час пуску блока з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ($T_{бл} = 0,5$ год).

Час одночасного простою вимикача, що відмовив, і вимикача, що ремонтується,

$$T_{\text{ВП}} = T_{\text{В}} - \frac{T_{\text{В}}^2}{2 \cdot T_{\text{П}}}$$

5. Визначається математичне очікування числа відмов генераторних вимикачів в нормальному і ремонтному режимах:

$$k_0 \cdot \omega_{\text{Г.В}}; \quad k_{\text{р}} \cdot \omega_{\text{Г.В}}$$

Аналогічно для лінійних вимикачів

$$k_0 \cdot \omega_{\text{Л.В}}; \quad k_{\text{р}} \cdot \omega_{\text{Л.В}}$$

6. Розрахунок ведеться у вигляді таблиці 2.3, де в лівому стовпці вписані елементи, наслідки відмов яких розглядаються, та відповідні параметри потоку раптових відмов, в верхньому рядку – вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти k_j режимів роботи РУ (k_0 або $k_{\text{р}}$).

Таблиця 2.3 – Розрахунок надійності схем РУ

Елемент, що відмовив	Параметр потоку відмов ω_1	Елементи, що відключилися, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів				
		Коефіцієнти режиму k_j і вимикачі, що ремонтуються				
		k_0	$k_{\text{р}}$			
			Q-1	Q-2	...	Q-n
Q-1			–			
...
Q-n						–

Для кожної комбінації i, j здійснюється оцінка наслідків відмови i -го елемента в j -му режимі, а саме: виявляються елементи, що відключилися, (блоки, трансформатори зв'язку, лінії) та поділення РУ на електрично не зв'язані частини, визначається математичне очікування такої відмови (п.5) та тривалість вимушеного простою відключених елементів або роботи із

розділенням РУ (п.4). Результати оцінки наслідків відмов і розрахунку записуються в три рядки клітини таблиці (на перетині і-го рядка та j-го стовпця). При цьому відключені елементи записуються своїми шифрами з номерами (наприклад, G1, T1, W1 і т.п.), а розділення – шифром D з вказанням в дужках приєднань, які відділилися, (наприклад, D (G1, W1) і т.ін.).

7. Після заповнення таблиці 2.3 виконується вибірка у вигляді табл. 2.4, яка характеризує надійність схеми, що розглядається. З табл. 2.3 вибираються відмови, які мають однакові наслідки (наприклад, втрата однієї лінії і одного генератора з математичним очікуванням $\omega_{л.в}$ k_p на час T_o), та кількість таких відмов і записується на перетині відповідного рядка (втрата лінії і генератора, час T_o) і стовпця ($\omega_{л.в}$ k_p).

Таблиця 2.4 – Розрахункові показники надійності схеми

Найменування елементів, що відключаються	Потужність, що втрачається P, МВт	Час простою $T_o / T_{вп}$, год	k_0		k_p	
			$\omega_{Г.В}$	$\omega_{Л.В}$	$\omega_{Г.В}$	$\omega_{Л.В}$
1. Відключення лінії і генератора						
2. Відключення генератора						
.						
.						
.						

Обсяг вибірки може бути різним залежно від схеми РУ.

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом

$$M(З) = y_0 \sum_{j=1}^n k_j \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i,$$

де y_0 – питомий збиток, $y_0 = 0,6$ у.о./ (кВт · год);

k_j – коефіцієнт режиму схеми (k_0 або k_p);

P_i – потужність, яка втрачається;

T_i – час простою елемента (T_o або $T_{вп}$).

При розрахунку очікуваного збитку в схемі "дві системи збірних шин з обхідною" збиток $M(З)$ слід збільшити на складову збитку через погашення обох систем шин внаслідок неправильних операцій з роз'єднувачами $M(З)_д$:

$$M(З)_{\Sigma} = M(З) + M(З)_{д} = M(З) + k_{2ш} T_{ш} P_{\Sigma} \sum_{i=1}^n \omega_i,$$

де $k_{2ш}$ – коефіцієнт, рівний для ГЕС 0,05, а для ТЕС і АЕС =0,1;

$T_{ш}$ – час погашення лінії, який береться рівним 2 год;

P_{Σ} – сумарна потужність генерувальних джерел, включених в схему "дві системи шин з обхідною";

n – загальне число приєднань, приєднаних до вказаної схеми;

ω_i – параметр потоку раптових відмов вимикача ($\omega_{Г.В}$ або $\omega_{Л.В}$).

Кінцевий вибір варіанта проводиться за даними табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати		
Щорічні витрати		
Очікуваний збиток		
Розрахункові затрати		

Якщо варіанти попали в зону невизначеності за розрахунковими затратами (Z_1 та Z_2 відрізняються не більше, ніж на 5%), то для остаточного вибору варіанта слід додатково порівняти варіанти за іншими показниками, що не ввійшли в цільову функцію Z , наприклад, за гнучкістю схеми, зручністю експлуатації та ін.

Контрольні запитання

1. Основні вимоги і порядок вибору головної електричної схеми станції.
2. Вибір схеми приєднання ЕС до енергосистеми.
3. Проектування структурної схеми ЕС.
4. Вибір доцільного способу обмеження струмів КЗ на станціях різних типів.
5. Вибір схеми РУ 6-10 кВ ТЕЦ.
6. Вибір електричних схем РУ підвищених напруг.
7. Техніко-економічне порівняння варіантів схем РУ.

3 ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК ВЛАСНИХ ПОТРЕБ

3.1 Загальні відомості

Допоміжні механізми основних агрегатів (котлів, турбін) і всі механізми допоміжних цехів електростанцій разом з приводними двигунами, розподільними установками, що їх живлять, внутрішня станційна електрична мережа, освітлення, установки постійного струму тощо утворюють комплекс власних потреб (ВП) електростанцій.

Все електротехнічне обладнання комплексів ВП електричних станцій утворює електричну схему власних потреб цих об'єктів.

Під час проектування системи ВП необхідно:

- вибрати напруги розподільних установок ВП (РУ ВП);
- визначити кількість та потужність робочих трансформаторів власних потреб (ТВП) основного ступеня напруги;
- визначити кількість, потужність і місце під'єднання резервних трансформаторів ВП;
- скласти принципову схему живлення ВП електростанції.

Склад електроприймачів ВП та потужність, що споживається ними, залежать від типу електростанції, виду палива, потужності агрегатів тощо. В табл. 1.2 наведені усереднені значення максимального навантаження власних потреб електростанцій, віднесені до їх встановленої потужності, і значення сумарного коефіцієнта попиту електроприймачів ВП.

Електроприймачі ВП за їх впливом на технічний режим електроустановки умовно поділяють на відповідальні і менш відповідальні. До відповідальних відносять електроустановки, вихід з ладу яких може призвести до порушення нормального технологічного режиму роботи або до аварії на електростанції. До менш відповідальних відносять електроприймачі, вихід з ладу яких не має впливу безпосередньо на технологічний режим електроустановки.

Основним приводом механізмів ВП є асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором різного виконання з прямим пуском. Для тихохідних механізмів (шарові млини), а також для дуже потужних механізмів використовують синхронні електродвигуни. Для механізмів, що вимагають регулювання частоти обертів у широких межах, застосовують двигуни постійного струму, а також асинхронні двигуни з дроселями насичення або з керованими тиристорами в колі статора.

На електростанціях зазвичай застосовують два ступені напруги ВП: вищий (3, 6 або 10 кВ) – для живлення потужних електроприймачів і нижчий (0,4 або 0,66 кВ) – для живлення електроприймачів малої потужності.

На КЕС, ТЕЦ та АЕС вища напруга в системі ВП, як правило, береться рівною 6 кВ. При розширенні електростанцій, що вже мають

напругу 3 кВ, а також на електростанціях середньої потужності з генераторною напругою 10 кВ економічно доцільним може бути використання напруги 3 кВ. На станціях з агрегатами потужністю 800 – 1200 МВт доцільно застосовувати напруги 10 кВ, 0,66 кВ.

На ГЕС двигуни основних механізмів живляться від мережі 0,4 кВ, а електродвигуни крупних механізмів – від мережі 6 (10) кВ.

В системі ВП на всіх напругах застосовують схеми з однією секціонованою системою збірних шин.

Гранична потужність ТВП 6 (10) / 0,4 кВ приймається рівною 1000 (1600) кВ·А при $u_k=8\%$. При меншій потужності u_k складає від 4,5 до 5,5%. В колах двигунів і збірок живлення 0,4 кВ встановлюються автомати. Встановлення запобіжників допускається лише в колах освітлення, зварювання, а також невідповідальних двигунів, не пов'язаних з основним технологічним процесом (майстерні, лабораторії тощо). В окремих випадках для обмеження рівнів КЗ в мережі 0,4 кВ використовують струмообмежувальні реактори.

3.2 Власні потреби КЕС

Споживачі ВП КЕС поділяються на блочні та загальностанційні. Блочне навантаження живиться від ТВП блоків, а загальностанційне при змозі рівномірно розподіляється між блоками. ВП 6 кВ блоків отримують живлення від блочних ТВП, які під'єднуються на відгалуженні між генератором і блочним трансформатором. Кожен блок потужністю 160 МВт і більше має дві секції власних потреб 6 кВ. Блоки до 120 МВт мають по одній секції на котел. Резервування живлення секцій здійснюється за допомогою АВР від спарених резервних магістралей 6 кВ, що йдуть від резервних ТВП (РТВП). Резервні магістралі секціонуються вимикачами через 2 – 3 блоки і мають вимикачі на вводі від РТВП. Кількість РТВП при відсутності генераторних вимикачів береться рівною:

- 1 – при кількості блоків до двох;
- 2 – при кількості блоків від трьох до шести;
- 3 – при кількості блоків сім або більше (третій на генераторній напрузі і не під'єднується до джерела, але готовий до транспортування і увімкнення в роботу).

При наявності генераторних вимикачів:

- 1 – при кількості блоків до двох;
- 2 – при кількості блоків три і більше (причому один у вигляді складського резерву).

При наявності генераторних вимикачів потужність кожного резервного трансформатора приймається рівною потужності робочого.

Трансформатори ВП повинні мати пристрої РПН, не повинні перевантажуватись і при потужності блоків більше 160 МВт повинні мати розщеплену обмотку нижчої напруги.

Приклад схеми електропостачання ВП КЕС наведено на рис. 3.1. Трансформатори ТВП1, ТВП2, ТВП3 живлять секції 6 кВ відповідно першого енергоблока – 1ВА, 1ВВ, другого – 2ВА, 2ВВ і третього – 3ВА, 3ВВ. До цих секцій приєднуються електродвигуни 6 кВ турбінного і котельних відділень, загальностанційне навантаження (ЗВП) і трансформатори 6/0,4 кВ.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, зв'язаних з пускорезервними трансформаторами ВП (ПРТВП) (TR1 і TR2). Резервні трансформатори ВП під'єднують до РУ середньої напруги КЕС, до обмотки нижчої напруги автотрансформаторів зв'язку або до інших незалежних джерел живлення. Вони можуть також приєднуватись до відгалуження від блоків, які мають генераторні вимикачі.

Споживачі 0,4 кВ першого енергоблока і частина загальностанційного навантаження отримують живлення від секцій 1СА, 1СВ, 1СС, 1СD. Найвідповідальніші споживачі приєднані на півсекції 1СА і 1СВ, які відділяються автоматами від іншої частини цих самих секцій. Резервний трансформатор 6/0,4 кВ приєднаний до секції 3ВА третього енергоблока.

Споживачі 0,4 кВ другого енергоблока приєднані до секцій 2СА, 2СВ, 2СС, 2СD, а третього - до секцій 3СА, 3СВ, 3СС, 3СD (на рис. 3.1 ці секції не показані). Резервний трансформатор для останніх секцій приєднаний до секції 6 кВ 2ВВ другого енергоблока.

В схемі на рис. 3.1 використовуються так звані ПРТВП. Потужність робочого ТВП вибирається за потужністю блочного навантаження з урахуванням частки загальностанційного навантаження, під'єданого до секцій блока. У цих схемах ТВП не забезпечує пуск та зупинку блока, для цієї мети і використовують ПРТВП, кожен з яких повинен забезпечити заміну ТВП одного блока і одночасний пуск або зупинку іншого блока.

На всіх ТЕС ТВП, РТВП і ПРТВП повинні забезпечувати самозапуск механізмів без заходів для ввімкнення двигунів ступенями при розрахунковому часі перерви живлення 2,5 с. Практично потужність ПРТВП вибирається на ступінь вищою за шкалою номінальних потужностей, ніж потужність ТВП.

Якщо на КЕС встановлені блоки різної потужності, то потужність резервного ТВП дорівнює потужності робочого ТВП найбільш потужного блока. У будь-якому випадку, з метою обмеження рівнів струмів КЗ, потужність ПРТВП не перевищує 63 МВ·А.

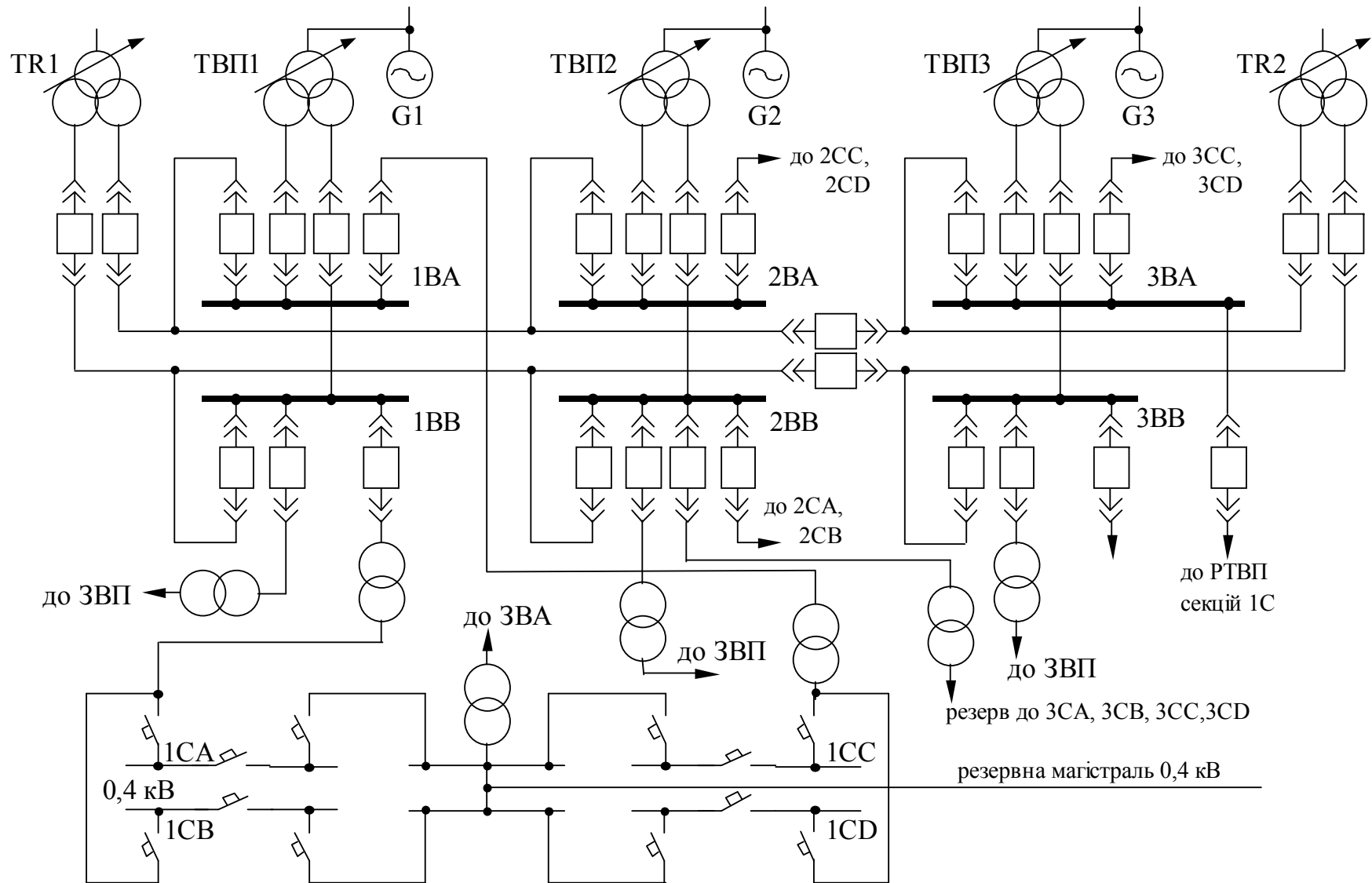


Рисунок 3.1 – Схема електропостачання ВП КЕС

Розрахункова потужність робочого трансформатора ВП може бути визначена за формулою [4]:

$$S_{ТВП} = 0,9 \cdot (\Sigma P_{ДВ} + \Sigma S_{Т0,4}), \quad (3.1)$$

де 0,9 – розрахунковий перевідний коефіцієнт;

$\Sigma P_{ДВ}$ – сума розрахункових потужностей на валу всіх встановлених механізмів з електродвигунами 6кВ, включаючи резервні і ті, що не працюють у нормальному режимі, кВт;

$\Sigma S_{Т0,4}$ – сума потужностей всіх приєднаних трансформаторів 6/0,4 кВ, включаючи резервні і нормально не працюючі, кВ·А;

$$\Sigma S_{Т0,4} = 0,7P_1 + 0,35P_2 + 0,15P_3 + 0,85P_4, \quad (3.2)$$

де P_1 – сумарна потужність постійно працюючих електродвигунів з одиничною потужністю від 70 до 200 кВт;

P_2 – сумарна потужність періодично працюючих електродвигунів з одиничною потужністю не більше 100 кВт;

P_3 – сумарна потужність малопотужних електродвигунів засувки, дистанційного керування і т.п.;

P_4 – сумарна потужність освітлення та електрообігріву.

Якщо склад навантаження наперед невідомий, то допускається користуватись таким виразом [4]:

$$S_{ТВП} = \frac{P'_{ВП}}{100} \cdot K_{п} \cdot P_{НОМ.Г}, \quad [МВ \cdot А], \quad (3.3)$$

де $P'_{ВП}$ – максимальне навантаження власних потреб (див табл. 1.2), %;

$K_{п}$ – коефіцієнт попиту (див табл. 1.2);

$P_{НОМ.Г}$ – номінальна потужність генератора, МВт.

Таблиця 3.1 – Встановлена потужність трансформаторів ВП на КЕС блочного типу

Потужність енергоблока МВт	Тип станції	Потужність робочого ТВП енергоблока, МВ·А		Потужність ПРТВП, МВ·А
		перший, другий	наступні	
200	Пилувугільна	25	25	32
300	Пилувугільна	32	25	32
300	Газомазутна	25	25	32
500	Пилувугільна	40	40	63
500	Газомазутна	32	32	40
800	Пилувугільна	32	32	63
800	Газомазутна	40	40	63

При відсутності генераторних вимикачів, або при їх наявності лише на частині блоків, потужність ПРТВП визначається за формулою:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП розр.}} \quad (3.4)$$

При наявності генераторних вимикачів на всіх блоках КЕС:

$$S_{\text{ПРТВП}} = S_{\text{ТВП.}} \quad (3.5)$$

Витрати на ВП 0,4 кВ на КЕС приблизно можна взяти рівними 10 % загальних витрат на власні потреби станції.

3.3 Власні потреби ТЕЦ

Виконання ВП ТЕЦ розглянемо на прикладі ТЕЦ змішаного типу.

На ТЕЦ змішаного типу – з неблочною (з поперечними зв'язками за парою) і блочною частинами – кількість секцій в першій повинна відповідати кількості котлів, а у другій – залежить від потужності блоків, як на КЕС. Робоче живлення секцій 6 кВ ВП ТЕЦ здійснюється від шин генераторної напруги, причому блочної частини – від відповідного блока. Резервне живлення секцій 6 кВ здійснюється від шин (*bus bar*) генераторної напруги. Кількість резервних трансформаторів або реакторів (при рівності напруги на шинах ВП генераторній напрузі) на електростанціях з поперечними зв'язками за парою залежить від кількості робочих трансформаторів ВП або реакторів: на кожні шість робочих трансформаторів (реакторів) приймають один резервний. При цьому до однієї секції головної розподільної установки (ГРУ) приєднують не більше двох робочих трансформаторів ВП. Резервне джерело може бути підключене до відгалуження від трансформатора зв'язку. Оскільки на шинах ГРУ, від яких живиться місцеве навантаження, підтримується стабільний рівень напруги, то на трансформаторах 10/6 кВ РПН може не передбачатись. При кількості робочих ТВП більше шести НТП рекомендують встановлення двох резервних трансформаторів.

Потужність резервних джерел живлення ВП вибирають, виходячи з такого [4]:

- якщо робочі та резервні джерела приєднані до шин ГРУ, причому до кожної секції приєднане одне робоче джерело, то потужність резервного джерела приймають не меншою потужності найбільшого робочого джерела;

- якщо робочі і резервні джерела приєднані до шин ГРУ, причому до однієї секції приєднано два робочих джерела, то потужність резервного джерела повинна бути на 50% більшою потужності найбільшого робочого джерела;

- якщо робочі джерела приєднані до відгалужень від блоків без генераторних вимикачів, то потужність резервного джерела повинна бути достатньою для заміни найбільш крупного робочого джерела і одночасного пуску котла або турбіни;

- якщо робочі джерела приєднані до відгалужень від блоків, що мають генераторні вимикачі, то потужність резервного джерела повинна бути рівною потужності робочого джерела.

Для кожного котла (або турбіни, якщо кількість турбін перевищує кількість котлів) в РУ 0,4 кВ головного корпусу передбачається одна секція. На кожен блок в головному корпусі повинно бути не менше двох секцій 0,4 кВ. Загальностанційне навантаження при змозі рівномірно розподіляється між секціями 0,4 кВ. Частина секцій 0,4 кВ блоків за допомогою автоматів секціонується на дві напівсекції, до однієї з яких під'єднуються відповідальні споживачі. Потужність ВП 0,4 кВ ТЕЦ можна прийняти рівною 15% загальної потужності ВП станції.

Згідно з НТП на кожні шість робочих трансформаторів ВП 6/0,4 кВ береться один резервний трансформатор ВП 6/0,4 кВ. Для електростанцій з блочною тепловою схемою береться один резервний трансформатор 6/0,4 кВ на два блоки (при кількості робочих трансформаторів до шести) або один резервний трансформатор на блок (при кількості робочих трансформаторів більше шести).

На рисунку 3.2 показана схема електропостачання ВП ТЕЦ змішаного типу з двома генераторами 63 МВт, приєднаними до ГРУ, і двома енергоблоками по 120 МВт, приєднаними до РУ 110 кВ. Робочі трансформатори ТВП1 і ТВП2 живлять секції 1ВА, 2ВА, до яких крім основного навантаження приєднані споживачі загальностанційних ВП. Робочі трансформатори ТВП3 і ТВП4 живлять споживачів ВП відповідних енергоблоків. Резервний трансформатор TR приєднаний відгалуженням до трансформатора зв'язку.

3.4 Власні потреби АЕС

Склад споживачів ВП, споживана ними потужність і електроенергія залежать від типу реактора і параметрів основного обладнання. В системі ВП АЕС підвищуються вимоги надійності електропостачання механізмів, що забезпечують безпеку АЕС. Тому всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності і допустимим часом перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути розділені на 3 групи [4]:

I група – споживачі, що допускають за умовами безпеки перерву живлення лише на долі секунди у всіх режимах, включаючи режим повного зникнення змінної напруги від робочих і резервних трансформаторів ВП, і що вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора.

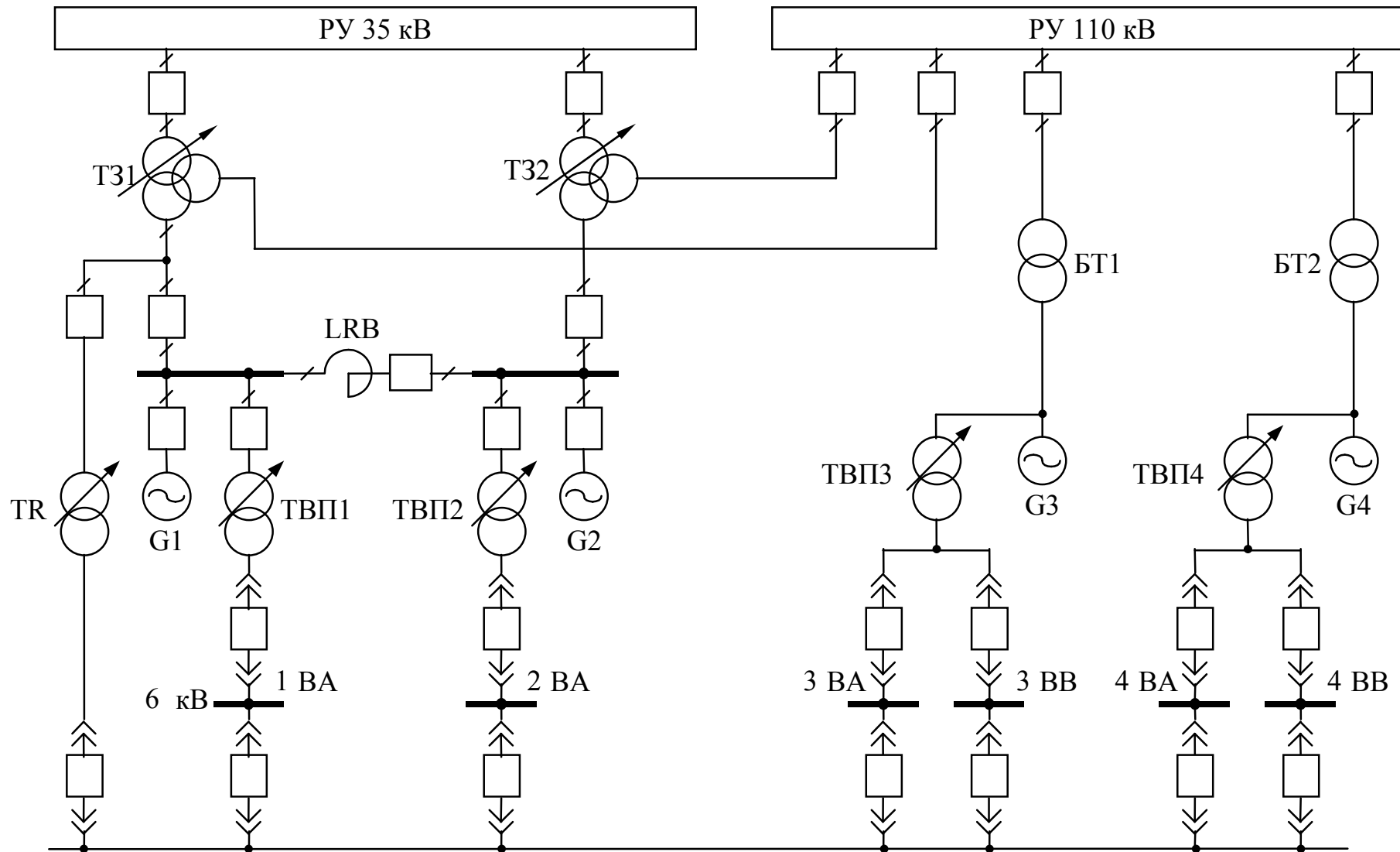


Рисунок 3.2 – Схема електропостачання ВП ТЕЦ (до шин 6 кВ)

Система живлення таких навантажень називається системою живлення I категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких систем служить акумуляторна батарея (АБ) і агрегати безперервного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, перерва живлення яких, що визначається умовами безпеки, допустима залежно від типу реактора і технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин.

Система живлення таких навантажень називається системою живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких систем на сучасних АЕС служать дизель-генераторні установки (ДГУ) зі швидкодіючим автоматичним запуском.

III група – споживачі, що не висувають до надійності більш високих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на ТЕС.

Ці споживачі не потребують обов'язкового включення при зникненні живлення системи ВП і не беруть участі у процесі аварійного розхолодження реактора. Їх нормальне живлення передбачається від робочих ТВП, а резервне – від резервних трансформаторів ВП.

На АЕС передбачаються такі основні мережі для живлення механізмів ВП:

- мережа 6 кВ змінного струму для живлення електродвигунів потужністю 200 кВт і більше, а також понижувальних трансформаторів 6/0,4 кВ і 6/0,23 кВ;

- мережа 380/220 В змінного струму для живлення електродвигунів потужністю до 200 кВт а також освітлення та іншого навантаження;

- мережі 380/220 В і 55 В змінного струму з ізольованою нейтраллю для живлення електрообігріву обладнання і трубопроводів I та II контурів;

- мережа надійного живлення 380/220 В змінного і 220 В постійного струму для живлення споживачів I категорії надійності;

- д) мережа надійного живлення 6 кВ і 380/220 В змінного струму для живлення споживачів II категорії надійності.

В системі ВП на всіх напругах використовується одиночна секціонована система збірних шин, причому робоче живлення електроприймачів 6 кВ і 0,4 кВ здійснюється від одного первинного джерела, а резервне – від іншого.

Збірні шини 6 кВ поділяються на секції, кількість яких залежить від кількості ГЦН на реактор, допустимої кількості ГЦН, що одночасно від'єднуються без спрацювання аварійного захисту реактора, а також від кількості і потужності робочих ТВП. До однієї секції 6 кВ, як правило, не повинно під'єднуватись більше двох ГЦН при шести ГЦН на блок і не більше одного ГЦН при загальній кількості ГЦН на блок не більше чотирьох. На енергетичний реактор повинно бути не менше двох секцій 6 кВ, кожна з яких під'єднується до робочого джерела через свій вимикач. Робочі трансформатори приєднують до відгалуження від генератора.

Для аварійного розхолодження можна використовувати енергію вибігу турбогенератора, при цьому робочий ТВП під'єднується за варіантом, показаним на рис. 3.3, б). У цьому варіанті пуск і зупинення блока здійснюється за допомогою ПРТВП. Схема варіанта в) дозволяє здійснювати пуск і зупинення блока робочими ТВП, використовувати енергію вибігу генератора для аварійного розхолодження і зберегти реактор в енергетичному режимі з живленням ВП від своїх блочних ТВП при від'єднанні блока від енергосистеми через аварії в електричних колах ВН.

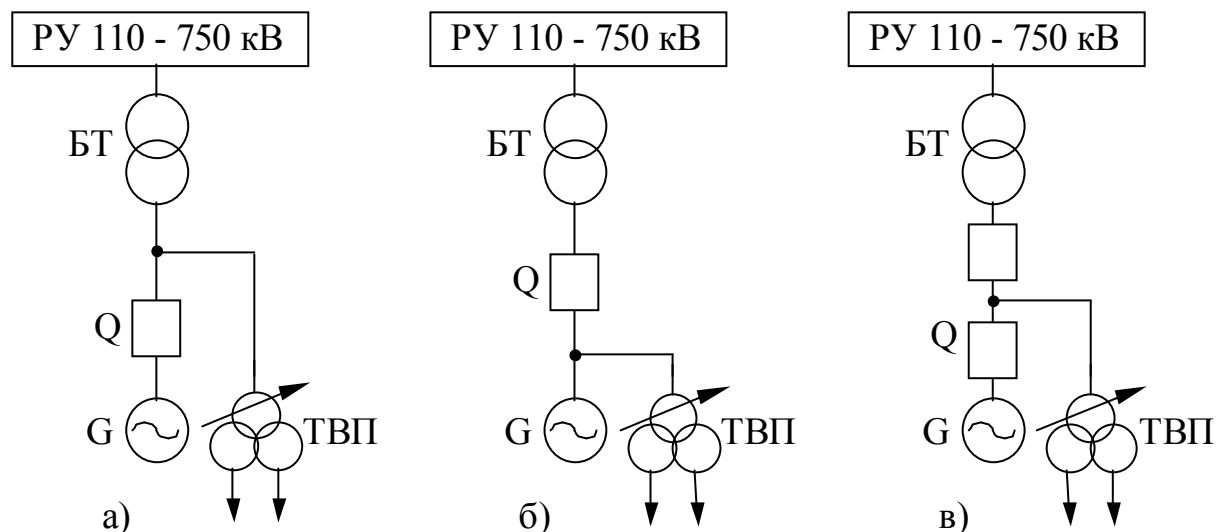


Рисунок 3.3 – Варіанти приєднання робочих ТВП АЕС

Робочі ТВП повинні покривати навантаження своїх секцій, включаючи загальностанційне навантаження, без перевантаження окремих обмоток. Резервні трансформатори мережі ВП 6 кВ під'єднуються до РУ нижчої з підвищених напруг АЕС або окремою лінією до РУ найближчих електростанцій чи підстанцій. Вони можуть також під'єднуватись до відгалуження від блоків, що мають генераторні вимикачі. Мережа 0,4 кВ будується також за блочним принципом.

Відповідно до вимог безпеки на АЕС передбачаються три автономні системи безпеки в технологічній частині і відповідно три автономні системи надійного живлення мереж 6 і 0,4 кВ змінного струму і 220 В постійного струму. Для живлення споживачів 6 кВ другої групи за кількістю систем безпеки передбачається на кожен блок три секції 6 кВ. В нормальному режимі експлуатації ці секції отримують живлення від секцій робочих ТВП через два послідовно включені вимикачі, які забезпечують надійне відділення секції навіть у випадку відмови одного з вимикачів.

У випадку зникнення напруги на секції 6 кВ надійного живлення II групи або при появі спеціального технологічного імпульсу, напруга на секції подається від автономно під'єднаних до них джерел електропостачання (автоматизованих дизель-генераторів). На кожен блок

АЕС передбачається встановлення трьох повністю незалежних один від одного дизель-генераторних агрегатів. Розвертання дизель-генератора з моменту подачі команди на запуск до моменту готовності, до прийняття навантаження складає від 15 до 50 секунд. У випадку виходу з ладу двох дизель-генераторів одного блока, блок зупиняється.

Між секціями 6 кВ надійного живлення II групи не передбачається взаємного резервування. Для малопотужних двигунів та іншого електричного навантаження II групи передбачаються окремі секції 0,4 кВ, кількість яких відповідає кількості систем безпеки, тобто трьом. Кожна секція 0,4 кВ надійного живлення під'єднується до окремого трансформатора надійного живлення 6/0,4 кВ, приєднаного до відповідної секції 6 кВ надійного живлення. Резервування цих секцій не передбачається.

На випадок повної втрати змінного струму електростанції надійне живлення відповідальних споживачів машзалу і деаераторної здійснюється від окремого дизель-генератора, четвертого на блок. Це дозволяє підвищувати надійність блока за рахунок виведення несистемних споживачів з системи електрозабезпечення надійного живлення, що служать для забезпечення ядерної і радіаційної безпеки.

Одиночна потужність споживачів I групи невелика, тому для їх живлення передбачаються секції надійного живлення як трифазного змінного струму 0,4 кВ, так і постійного струму 220 В. Джерелом живлення споживачів I групи в аварійному режимі найчастіше є агрегат безперервного живлення (АБЖ) в комплекті з акумуляторною батареєю. При цьому в нормальному режимі живлення здійснюється від АБЖ, під'єднаного до відповідної секції 6 кВ надійного живлення II групи. На блок встановлюється п'ять комплектів АБЖ: три – для систем безпеки, по одному на кожну систему; по одному – для живлення загальностанційного навантаження і живлення інформаційно-обчислювального комплексу (ІОК).

В аварійному режимі споживачі 0,4 кВ I групи надійності отримують живлення від АБ напругою 220 В. На блок передбачається три АБ для забезпечення живлення аварійного навантаження відповідних систем безпеки. Крім того, на блок встановлюється одна АБ для живлення споживачів ІОК і одна загальноблочна АБ для живлення блочних споживачів, що не мають зв'язку з технологічними системами безпеки.

Залежно від кількості блоків генератор-трансформатор на АЕС береться така кількість резервних ТВП при наявності генераторних вимикачів: 1 – при одному-двох блоках; 1 приєднаний і 1 готовий до встановлення – при кількості блоків три і більше.

Магістралі резервного живлення ВП 6 кВ секціонуються вимикачами при одному РТВП через 3–4 блоки, а при двох РТВП – через кожні 2–3 блоки.

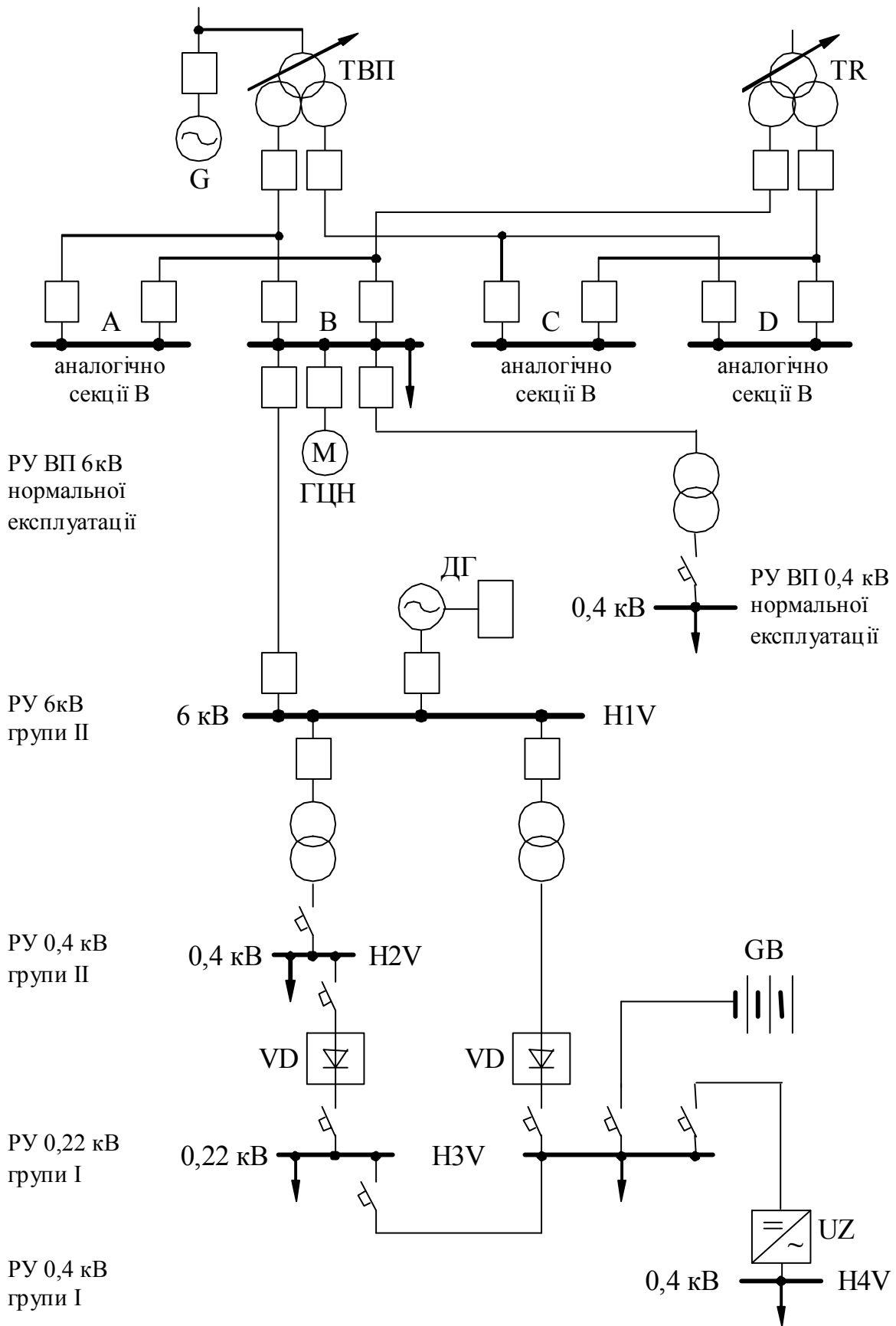


Рисунок 3.4 – Схема живлення системи ВП блока АЕС з реактором типу ВВЕР - 1000

Сумарна потужність РТВП на АЕС повинна забезпечити заміну робочого ТВП одного блока і одночасний пуск та зупинення реакторного блока. При цьому для реакторів з одним блоком генератор-трансформатор і генераторними вимикачами потужність РТВП, як правило, береться рівною потужності ТВП одного блока.

3.5 Власні потреби ГЕС

Споживачів ВП ГЕС поділяють на агрегатні та загальностанційні. Вони звичайно живляться від мережі змінного струму 380/220 В. На потужних ГЕС можуть бути споживачі напругою 6 кВ. Застосовуються дві основні схеми живлення ВП ГЕС - з загальним і окремим живленням агрегатних і загальностанційних електроспоживачів. Перша схема з одним ступенем напруги ВП використовується на ГЕС малої і частково середньої потужності. Друга схема з двома ступенями напруги використовується на ГЕС середньої та великої потужності.

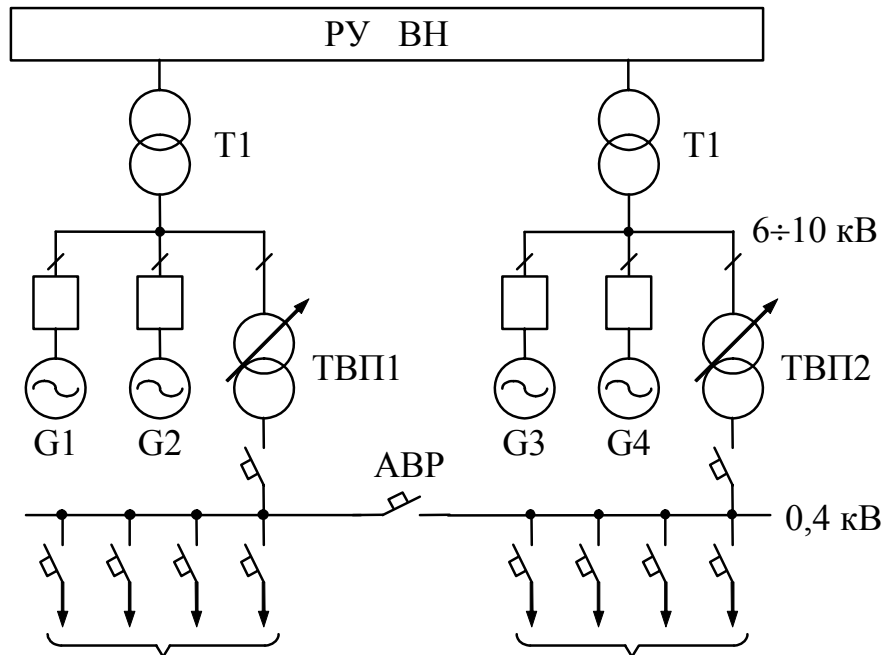
Живлення системи ВП здійснюється від трансформаторів, приєднаних:

- до струмопроводів генератор-трансформатор без вимикача з боку генераторної напруги;
- до шин генераторної напруги;
- до виводів нижчої напруги автотрансформатора зв'язку;
- до місцевої підстанції.

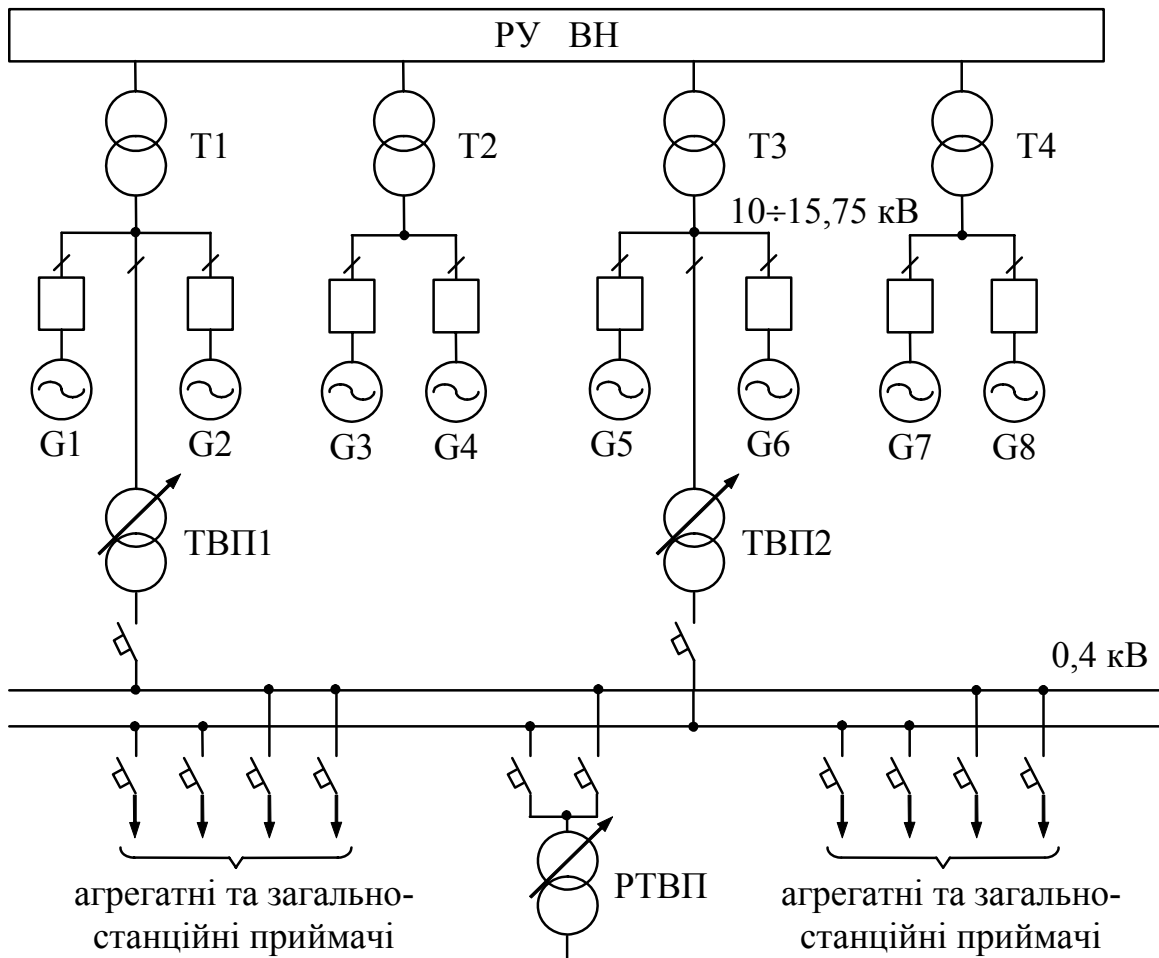
Доцільність встановлення окремих трансформаторів, приєднаних до РУ 220 кВ і більше, повинна бути обґрунтована. Потужність трансформаторів агрегатних ВП вибирається за сумарним навантаженням ВП відповідних агрегатів. Трансформатори розраховуються на роботу без перевантаження і мають явний резерв. Головні трансформатори ВП приймаються з неявним резервом і з можливістю аварійного перевантаження. Для електропостачання агрегатних і більшості загальностанційних електроприймачів ВП застосовують сухі трансформатори, увімкнені за схемою глибокого введення. Одинична потужність таких трансформаторів не повинна перевищувати 1000 кВ·А при $u_k = 8\%$. Схема живлення ВП ГЕС наведена на рисунку 3.5.

Контрольні запитання

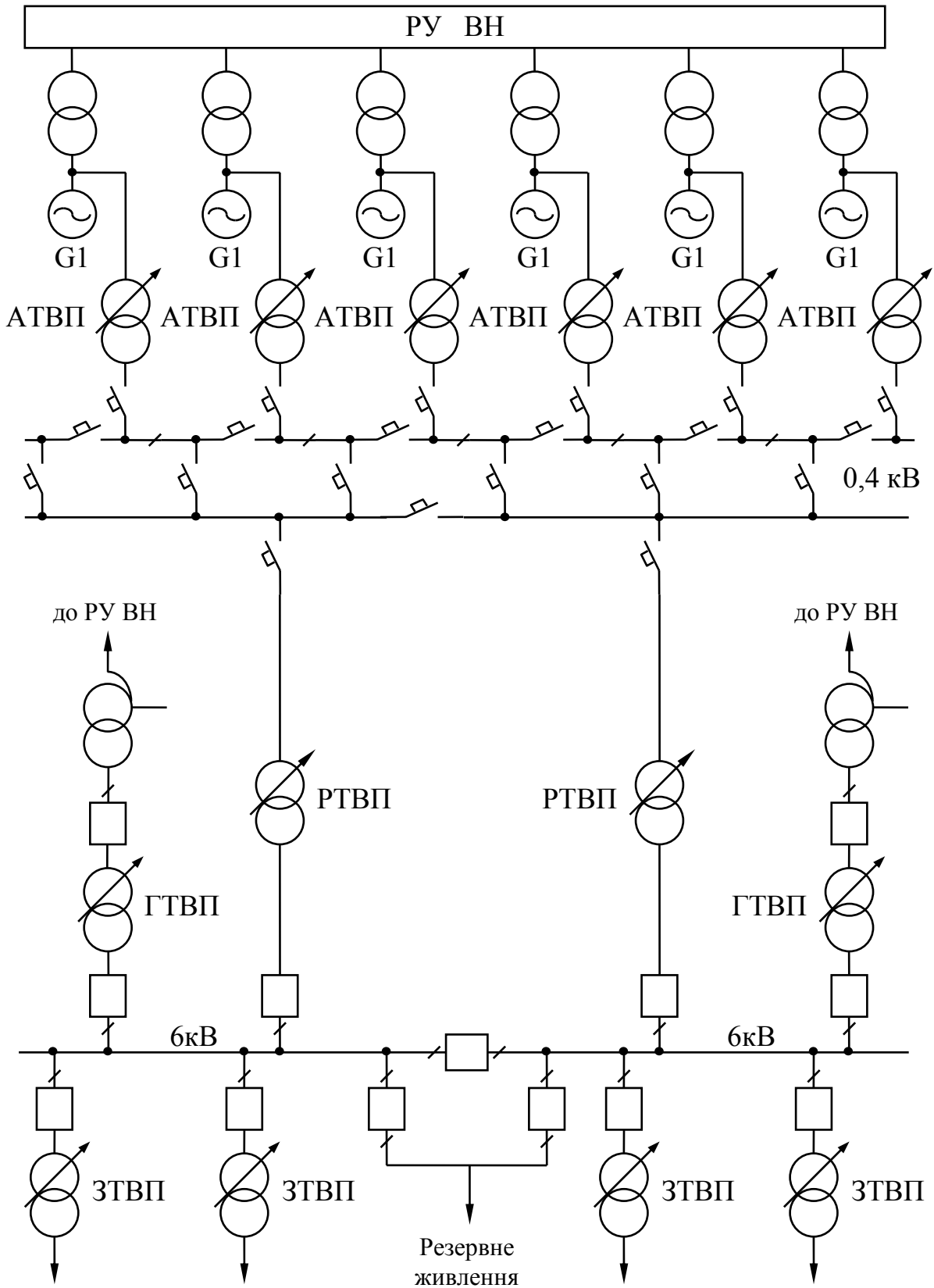
1. Загальні відомості до проектування електроустановок власних потреб.
2. Власні потреби КЕС.
3. Власні потреби ТЕЦ.
4. Власні потреби АЕС.
5. Власні потреби ГЕС та ГАЕС.



агрегатні та загальностанційні приймачі
а) ГЕС малої потужності



б) ГЕС середньої потужності;
Рисунок 3.5 – Схеми живлення ВП ГЕС



в) ГЕС великої потужності з окремим живленням агрегатних та загальностанційних споживачів

Рисунок 3.5, аркуш 2

4 РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ТА ВИБІР ПРОВІДНИКІВ І АПАРАТІВ

4.1 Режими електроустановок

Провідники та апарати електроустановок, у тому числі РУ електростанцій та підстанцій, повинні задовольняти всі режими функціонування відповідних електроустановок або їх окремих частин (наприклад, приєднань РУ): нормальний, ремонтний, аварійний та післяаварійний.

В нормальному режимі всі елементи електроустановки або тієї її частини, що розглядається, знаходяться в роботі та функціонують відповідно до запланованих для них навантажень та якісних показників. Ремонтний режим зумовлений виведенням обладнання електроустановки в плановий ремонт. Аварійний режим настає при неочікуваному порушенні (збуренні) нормального режиму. При виборі провідників та апаратів за розрахунковий аварійний режим приймають звичайно режим КЗ. Після відключення КЗ настає післяаварійний режим, коли виконується заміна або відновлювальний ремонт ушкодженого обладнання.

Нормальний, ремонтний та післяаварійний режими відносяться до категорії тривалих робочих режимів, хоча, звичайно, тривалість ремонтного і післяаварійного станів значно менші, ніж нормального режиму. В ремонтному та післяаварійному режимах можливі підвищені (обтяжені) навантаження окремих елементів, що резервують обладнання, яке ремонтують, або те, яке відмовило. Такі найбільші тривалі струми будемо називати форсованими струмами ($I_{\text{макс}}$). Коротке замикання (*short circuit*) швидко ліквідується за допомогою релейного захисту та вимикачів і тому є режимом короткотерміновим.

Сучасна ЕЕС – це сукупність електричних станцій, зв'язаних між собою, а також зі споживачами з допомогою РУ та ліній електропередач різних класів напруги. Системи оснащені відповідними пристроями захисту, автоматики та керування. Струми для таких систем розраховують на ЕОМ. Це потребує розробки та доведення до алгоритмічної формалізації математичних моделей елементів ЕЕС, а в деяких випадках створення на їх основі відповідних розрахункових схем.

При проектуванні електроустановок в складі ЕЕС можуть застосовуватися практичні методи розрахунку струмів КЗ. В цьому випадку система подається своїм еквівалентом, а електроустановка - розгорнутою схемою. Практикою підтверджено, що розрахунок струмів КЗ тоді зводиться до послідовного виконання ряду нескладних обчислювальних процедур. Ми розглянемо саме такий варіант розрахунку струмів КЗ.

4.2 Розрахунок струмів короткого замикання

4.2.1 Призначення і порядок виконання розрахунків

Розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики.

В даному посібнику розглядаються шляхи розв'язання першої задачі, де досить вміти визначати струм КЗ, який підтікає до місця пошкодження, а в деяких випадках також розподіл струмів у вітках схеми, які безпосередньо прилягають до нього. При цьому основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш складного режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової здійснюють наближено, допускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в фазі, яка розглядається.

При розв'язанні більшості задач, що зустрічаються на практиці, можна ввести припущення, які спрощують розрахунки і не вносять суттєвих похибок. До таких припущень відносяться:

- вважається, що фази ЕРС всіх генераторів не змінюються протягом всього процесу КЗ;
- не враховується насиченість магнітних систем, що дозволяє вважати постійними і не залежними від струму індуктивні опори всіх елементів короткозамкнутого кола;
- нехтують намагнічувальними струмами силових трансформаторів;
- не враховують, крім спеціальних випадків, ємнісні провідності елементів короткозамкнутого кола на землю;
- вважають, що трифазна система є симетричною;
- вплив навантаження на струм КЗ враховують наближено;
- при обчисленні струму КЗ звичайно нехтують активним опором кола.

Вказані припущення разом зі спрощенням розрахунків призводять до деякого перебільшення струмів КЗ (похибка практичних методів розрахунку не перевищує 10 %, що прийнято вважати допустимим).

Розрахунок струмів КЗ виконується в такому порядку:

- для електростанції, яка розглядається, складається розрахункова схема;
- відповідно до розрахункової схеми складається електрична заступна схема;
- шляхом поступового перетворення заступну схему приводять до найбільш простого вигляду таким чином, щоб кожне джерело живлення або група джерел, яка характеризується певним значенням результуючої ЕРС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

- знаючи результуючу ЕРС джерела та результуючий опір, за законом Ома визначають початкове значення періодичної складової струму КЗ, потім визначають ударний струм і при необхідності - періодичну і аперіодичну складові струму КЗ для заданого моменту часу.

4.2.2 Розрахункова схема установки

Під розрахунковою схемою розуміють спрощену однолінійну схему електроустановки з вказанням всіх елементів та їх параметрів, які впливають на струм КЗ і тому повинні бути враховані при виконанні розрахунків (рис. 4.1).

Для визначення опору елементів мережі на розрахунковій схемі звичайно вказуються їх параметри в іменованих або, в більшості випадків, у відносних одиницях.

З метою спрощення розрахунків для кожного електричного ступеня в розрахунковій схемі замість її дійсної напруги на шинах вказують середню напругу U_{cp} , кВ, згідно з такою шкалою [9]: 770; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15. Для генераторів, синхронних компенсаторів та двигунів в розрахунковій схемі необхідно задавати надперехідну ЕРС. Умовно вважають, що всі синхронні машини до КЗ працювали з повним номінальним навантаженням при номінальному коефіцієнті потужності і номінальній напрузі. Крім цього, приймають, що всі синхронні машини обладнані автоматичними регуляторами збудження (АРЗ) і пристроями форсування збудження. Середні значення ЕРС джерел наведені в таблиці 4.1, для генераторів уточнені значення ЕРС можна отримати також з виразу

$$E''_{\phi} = \sqrt{(I_{(0)} \cdot x''_d \cdot \cos \varphi_{(0)})^2 + (U_{(0)} + I_{(0)} \cdot x''_d \cdot \sin \varphi_{(0)})^2}, \quad (4.1)$$

де $U_{(0)}$ і $I_{(0)}$ – відповідно фазна напруга і струм генератора в передуючому КЗ режимі;

$\varphi_{(0)}$ – кут між векторами струму і напруги в тому ж режимі;

x''_d – надперехідний індуктивний опір генератора.

До табл. 4.1 включені відомості про ЕРС двигунного навантаження. Потрібно відмітити, що в розрахунках струмів КЗ навантаження враховується залежно від його положення відносно джерела струму. Навантаження, яке включене безпосередньо біля генераторів (випадок ТЕЦ) і має потужність, що є розмірною з потужністю генераторів, враховується шляхом корекції ЕРС останніх до значення $E''_* = 1$. Потужні навантаження, які включені поблизу місця КЗ, враховуються у вигляді узагальненого джерела зі своїми параметрами $E''_* = 0,85$; $X_* = 0,35$. Навантаження, віддалені від місця КЗ довгими лініями, ступенями

трансформації, зазвичай не враховуються. Окремо враховується вплив двигунного навантаження при КЗ в системі власних потреб (ВП) електростанцій.

Таблиця 4.1 – Значення ЕРС

Джерело	E''
Турбогенератор до 100 МВт	1,08
Турбогенератор 100 ... 1000 МВт	1,13
Гідрогенератор з заспокоюючими обмотками	1,13
Гідрогенератор без заспокоюючих обмоток	1,18
Синхронний генератор	1,2
Синхронний двигун	1,1
Асинхронний двигун	0,9

4.2.3 Заступна схема

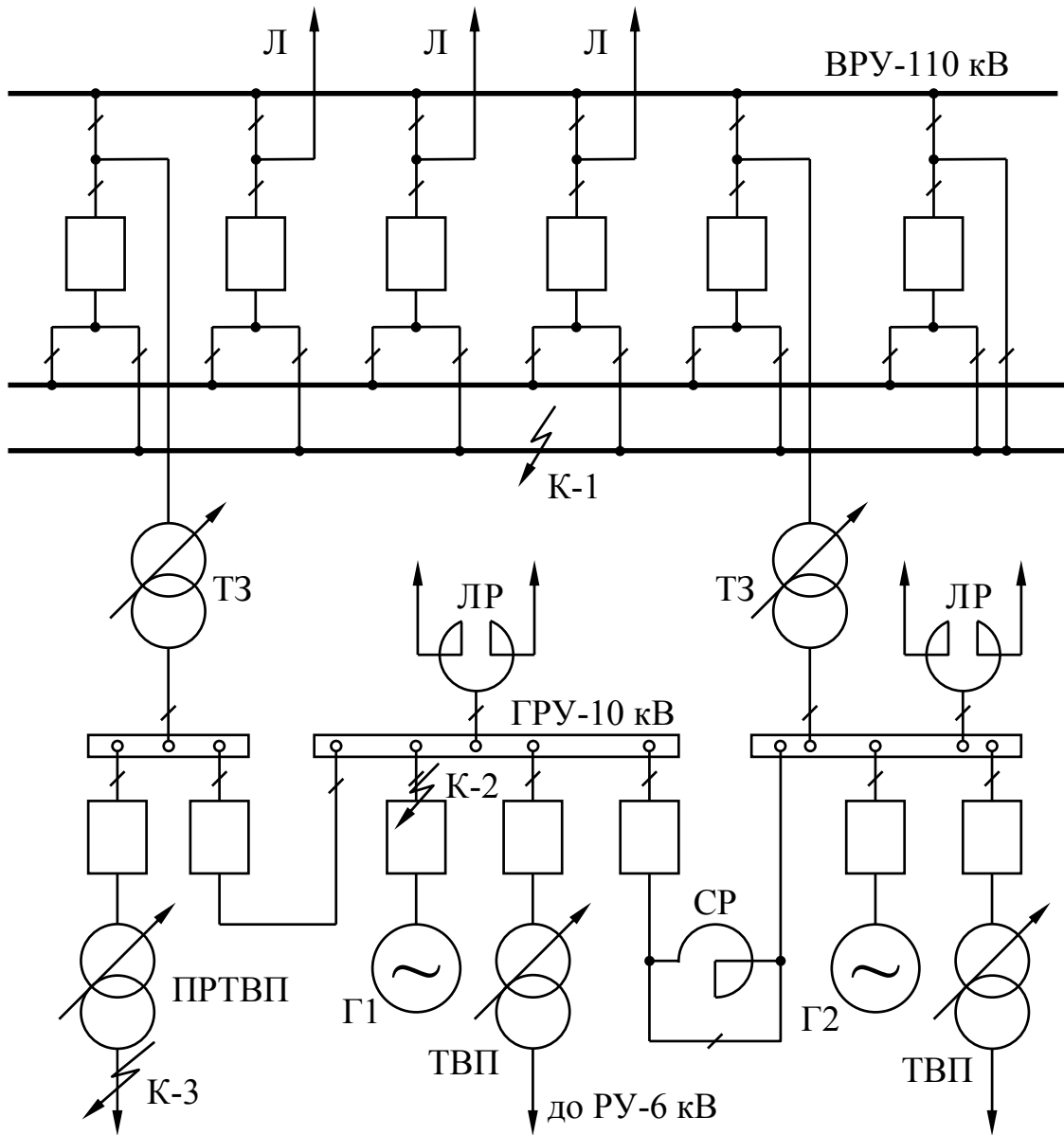
На розрахунковій схемі електроустановки назначають точки, в яких передбачається КЗ. Потім для вибраної точки КЗ складають еквівалентну електричну заступну схему, яка за вихідними даними відповідає розрахунковій схемі, але в якій всі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними (рис. 4.1, б).

Як вже вказувалось, параметри розрахункової схеми можуть бути задані в іменованих або відносних одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях всі опори схеми повинні бути виражені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є один або декілька ступенів трансформації.

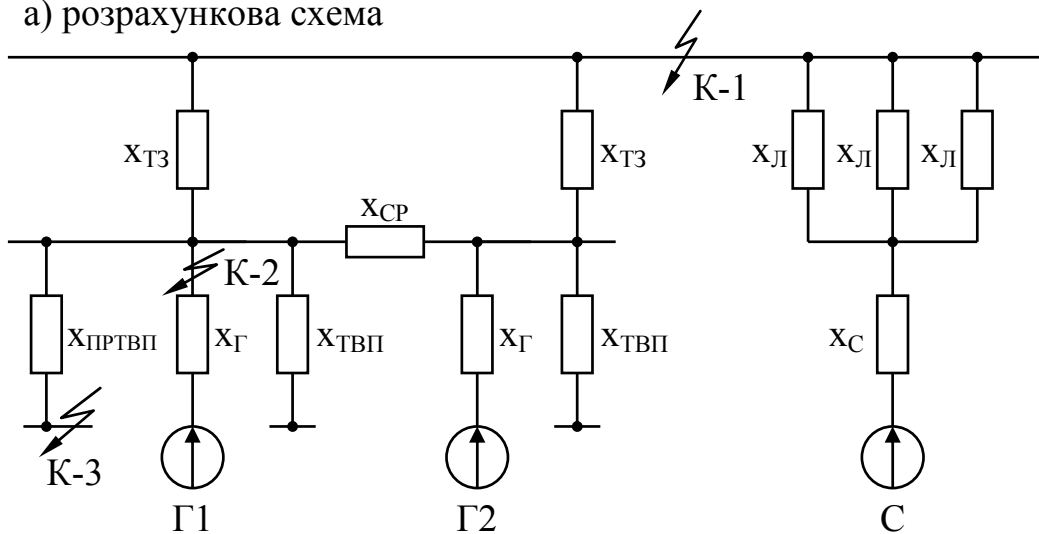
Якщо розрахунок виконується у відносних одиницях, то необхідно попередньо привести всі опори елементів заступної схеми до одних і тих самих базисних умов. В табл. 4.2 наведені розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів, а в табл. 4.3 – для визначення опорів обмоток трансформаторів.

В табл. 4.2, 4.3 прийняті такі позначення:

- S_b – базова потужність, МВ·А;
- S_k – потужність КЗ енергосистеми, МВ·А;
- $I_{\text{ном.відкл.}}$ – номінальний струм відключення вимикача, кА;
- $X_{\text{с,ном}}^*$ – відносний номінальний опір системи;
- $x\%$ – відносний опір трансформатора;
- $U_{\text{ср}}$ – середня напруга в місці знаходження даного елемента, кВ;
- $x_{\text{пит}}$ – питомий індуктивний опір лінії, Ом/км (див. табл. 4.4);
- l – довжина лінії, км.



а) розрахункова схема



б) заступна схема

Рисунок 4.1 – До розрахунків струмів КЗ для станції типу ТЕЦ

Таблиця 4.2 – Розрахункові вирази для визначення приведених значень опорів

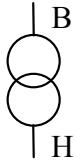
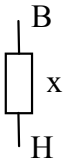
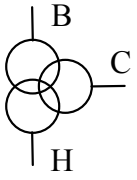
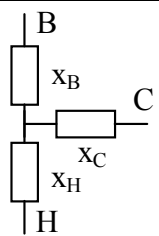
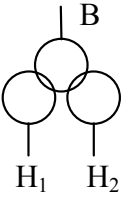
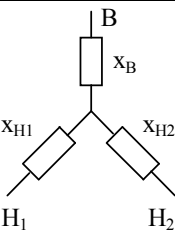
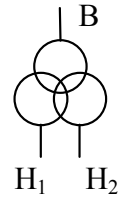
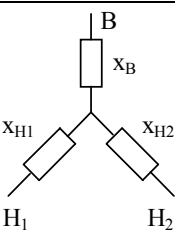
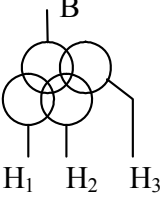
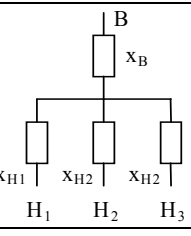
Елемент електроустановки	Вихідний параметр	Іменовані одиниці, Ом	Відносні одиниці
Генератор	$S_{НОМ}$ $x''_{d*НОМ}$	$x = x''_{d*НОМ} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}}$	$x_* = x''_{d*НОМ} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$
	$x''_d \%$ $S_{НОМ}$	$x = \frac{x''_d \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}}$	$x_* = \frac{x''_d \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$
Енергосистема	S_K	$x = \frac{U_6^2}{S_K}$	$x_* = \frac{S_6}{S_K}$
	$I_{НОМ.відкл.}$	$x = \frac{U_6^2}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.відкл.} \cdot U_{ср}}$	$x_* = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.відкл.} \cdot U_{ср}}$
	$x_{*с.НОМ}$ $S_{НОМ}$	$x = x_{*с.НОМ} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}}$	$x_* = x_{*с.НОМ} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$
Трансформатор	$x \%$ $S_{НОМ}$	$x = \frac{x \%}{100} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}}$	$x = \frac{x \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$
Реактор	x_p	$x = x_p \cdot \frac{U_6^2}{U_{ср}^2}$	$x_* = x_p \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}$
Лінія електропередачі	$x_{пит}$ l	$x = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{ср}^2}$	$x = x_{пит} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2}$

Примітка. $S_{НОМ}$ – номінальні потужності елементів, МВА.

Значення опорів, знайдених за формулами табл. 4.2, вказуються в заступній схемі. Кожному опору схеми надається певний номер, який зберігається за ним до кінця розрахунку.

Після того як заступна схема складена і визначені опори всіх елементів, вона перетворюється до найбільш простого вигляду. Перетворення схеми виконується в напрямку від джерела живлення до місця КЗ. При цьому використовуються відомі правила послідовного і паралельного з'єднання опорів, перетворення зірки опорів в трикутник і навпаки, багатокутника в багатопроменеву зірку тощо. Ці правила наведені в табл. 4.5.

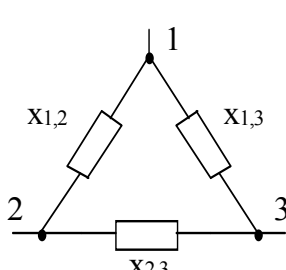
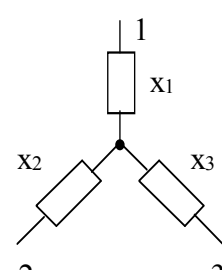
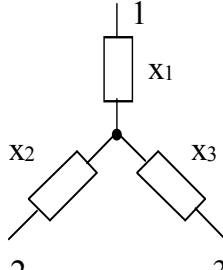
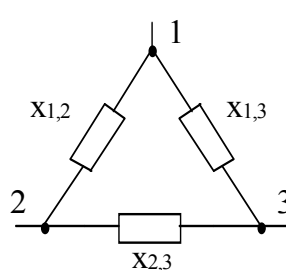
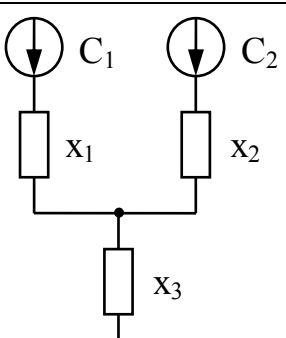
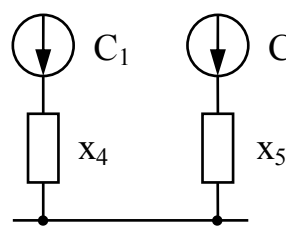
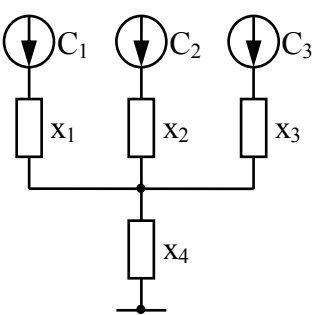
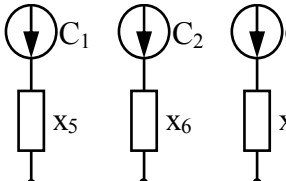
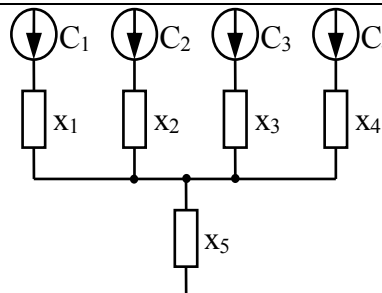
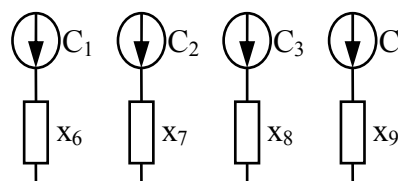
Таблиця 4.3 – Визначення опорів обмоток силових трансформаторів

Найменування	Вихідна схема	Заступна схема	Розрахункові вирази
Двообмотковий трансформатор			$x\% = U_{к\ В-Н}\%$
Триобмотковий трансформатор, автотрансформатор			$x_B\% = 0,5 \times$ $\times (U_{к\ В-Н}\% + U_{к\ В-С}\% - U_{к\ С-Н}\%)$ $x_C\% = 0,5 \times$ $\times (U_{к\ В-С}\% + U_{к\ С-Н}\% - U_{к\ В-Н}\%)$ $x_H\% = 0,5 \times$ $\times (U_{к\ В-Н}\% + U_{к\ С-Н}\% - U_{к\ В-С}\%)$
Трифазний трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги на дві вітки			$x_B\% = 0,25 U_{к\ В-Н}\%$ $x_{H1}\% = x_{H2}\% = 1,75 U_{к\ В-Н}\%$
Група двообмоткових однофазних трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги на дві вітки			$x_B\% = 0$ $x_{H1}\% = x_{H2}\% = 2 U_{к\ В-Н}\%$
Група однофазних трансформаторів з розщепленою обмоткою нижчої напруги на три вітки			$x_B\% = 0$ $x_{H1}\% = x_{H2}\% = x_{H3}\% = 3 U_{к\ В-Н}\%$

Таблиця 4.4 – Середні питомі індуктивні опори повітряних і кабельних ліній електропередачі

Тип лінії електропередачі	$X_{пит}, \text{ Ом/км}$
Одноланцюгова повітряна лінія:	
6 ... 220 кВ	0,4
220 ... 330 кВ при розщепленні на два проводи в фазі	0,32
400 ... 500 кВ при розщепленні на два проводи в фазі	0,3
750 кВ при розщепленні на чотири проводи в фазі	0,28
Трижильний кабель:	
6 ... 10 кВ	0,08
35 кВ	0,12
Одножильний маслонаповнений кабель 110 ... 220 кВ	0,16

Таблиця 4.5 – Основні формули для перетворення схем

Схема		Формули опорів елементів перетвореної схеми
до перетворення	після перетворення	
		$X_1 = X_{12} \cdot X_{13} / X_{\Delta}$ $X_2 = X_{12} \cdot X_{23} / X_{\Delta}$ $X_3 = X_{13} \cdot X_{23} / X_{\Delta}$ $X_{\Delta} = X_{12} + X_{23} + X_{13}$
		$X_{12} = X_1 + X_2 + X_1 \cdot X_2 / X_3$ $X_{23} = X_2 + X_3 + X_2 \cdot X_3 / X_1$ $X_{13} = X_1 + X_3 + X_1 \cdot X_3 / X_2$
		$X_4 = X_1 + X_{\Delta} / X_2$ $X_5 = X_2 + X_{\Delta} / X_1$ $X_{\Delta} = X_3 \cdot (X_1 + X_2)$
		$X_5 = X_1 + X_{\Delta} / (X_2 \cdot X_3)$ $X_6 = X_2 + X_{\Delta} / (X_1 \cdot X_3)$ $X_7 = X_3 + X_{\Delta} / (X_2 \cdot X_1)$ $X_{\Delta} = X_4 \cdot (X_1 \cdot X_2 + X_1 \cdot X_3 + X_2 \cdot X_3)$
		$X_6 = X_1 \cdot (1 + X_5 / X_{\Delta})$ $X_7 = X_2 \cdot (1 + X_5 / X_{\Delta})$ $X_8 = X_3 \cdot (1 + X_5 / X_{\Delta})$ $X_9 = X_4 \cdot (1 + X_5 / X_{\Delta})$ $X_{\Delta} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}$

Визначення початкового значення періодичної складової струму КЗ за відомою підсумковою заступною схемою не викликає труднощів.

При розрахунку у відносних одиницях

$$I_{п.о} = \frac{E''_*}{X_{рез*}} \cdot I_{б}, \quad (4.2)$$

де E'' – ЕРС джерела, в.о.;

$X_{рез*}$ – результуючий відносний опір кола КЗ, приведений до базисних умов;

$I_{б}$ – базовий струм, визначений при заданій величині $S_{б}$ і при $U_{б} = U_{ср}$ в

місці КЗ $I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср}}$.

При розрахунках в іменованих одиницях

$$I_{п.о} = \frac{E''_{ср}}{X_{рез}}, \quad (4.3)$$

де $X_{рез}$ – результуючий опір кола КЗ, Ом;

$E''_{ср}$ – ЕРС джерела (фазне значення), приведене до ступеня, на якому розглядається КЗ:

$$E''_{ср} = E''_{дж} \cdot \frac{U_{б}}{U_{ср,дж}}. \quad (4.4)$$

Деякі особливості має складання заступної схеми і визначення початкового значення струму при КЗ в електричних мережах до 1000 В. В цих мережах насамперед потрібно враховувати як індуктивний, так і активний опір елементів кіл, оскільки вони одного порядку.

Параметри заступних схем для установок нижче 1000 В зручно подавати в іменованих одиницях. За середні напруги беруть значення з такого ряду: 690, 525, 400, 230, 127 В.

Обчислення початкового значення струму КЗ здійснюють за формулою (4.3), де замість $E''_{ср}$ підставляють значення $\frac{U_{ср}}{\sqrt{3}}$, а замість $X_{рез}$ – значення $Z_{рез}$, яке визначають як

$$Z_{рез} = \sqrt{(\sum \Gamma_i)^2 + (\sum X_i)^2}. \quad (4.5)$$

Величини r_i та x_i для i -го елемента мережі визначають з використанням відповідних довідникових даних.

4.2.4 Визначення ударного струму КЗ

Ударний струм КЗ звичайно має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення визначається за виразом [9]:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot k_y, \quad (4.6)$$

де $I_{п.о}$ – початкове значення складової струму КЗ;

k_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ.

Постійна T_a і k_y пов'язані співвідношенням

$$k_y = 1 + e^{-0,01/T_a}. \quad (4.7)$$

Якщо КЗ відбулося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з табл. 4.6.

Для спрощення зазвичай не розраховують T_a , а користуються середніми значеннями T_a і k_y , наведеними в табл. 4.7, для характерних точок електричних мереж.

Таблиця 4.6 – Значення T_a і k_y для сучасних генераторів

Тип генератора	$T_{a.c}$	k_y	Тип генератора	$T_{a.c}$	k_y
T2-6-2	0,106	1,913	ТВВ-220-2	0,326	1,970
T2-12-2	0,106	1,913	ТГВ-200	0,545	1,982
ТВС-32	0,249	1,961	ТВВ-320-2	0,368	1,973
ТВФ-60-2	0,245	1,960	ТГВ-300	0,540	1,981
ТВФ-63-2	0,222	1,955	ТВМ-300	0,392	1,975
ТВФ-100-2	0,417	1,976	ТВВ-500-2	0,340	1,971
ТВФ-120-2	0,400	1,975	ТГВ-500	0,478	1,980
ТВВ-160-2	0,267	1,963	ТВВ-800-2	0,330	1,970
ТВВ-165-2	0,410	1,976	ТВВ-1000-2	0,440	1,978
ТВВ-200-2	0,310	1,969	ТВВ-1200-2	0,380	1,973
Гідрогенератори явнополюсні з демпферними обмотками				0,05 ... 0,45	1,82 ... 1,979
Гідрогенератори явнополюсні без демпферних обмоток				0,10 ... 0,50	1,905 ... 1,98

Таблиця 4.7 – Значення постійної часу затухання аперіодичної складової струму КЗ і ударного коефіцієнта

Елементи або частини енергосистеми	T_a, c	k_y
Турбогенератори потужністю 12 ... 60 МВт 100 ... 1000 МВт	0,16 ... 0,25 0,40 ... 0,54	1,94 ... 1,955 1,975 ... 1,98
Блоки, що складаються з турбогенератора потужністю 60 МВт і трансформатора, при номінальній напрузі генератора 6,3 кВ 10 кВ	0,20 0,15	1,95 1,935
Блоки, що складаються з турбогенератора і підвищувального трансформатора, при потужності генераторів 100 ... 200 МВт 300 МВт 500 МВт 800 МВт	0,26 0,32 0,35 0,30	1,955 1,977 1,983 1,967
Система, зв'язана з шинами, де розглядається КЗ, повітряними лініями напругою: 35 кВ 110 ... 150 кВ 220 ... 330 кВ 500 ... 750 кВ	0,02 0,02 ... 0,03 0,03 ... 0,04 0,06 ... 0,08	1,608 1,608 ... 1,717 1,717 ... 1,780 1,850 ... 1,895
Система, зв'язана зі збірними шинами 6 ... 10 кВ через трансформатори потужністю, МВ·А в одиниці: 80 і вище 32 ... 80 5,6 ... 32	0,06 ... 0,15 0,05 ... 0,10 0,02 ... 0,05	1,85 ... 1,935 1,82 ... 1,904 1,60 ... 1,820
Вітки, захищені реактором з номінальним струмом: 1000 А і вище 630 А і вище	0,23 0,10	1,956 1,904
Розподільні мережі напругою 6 ... 10 кВ	0,01	1,369

4.2.5 Визначення струму для заданого моменту часу перехідного процесу КЗ

Значення періодичної та аперіодичної складових струму КЗ для часу $t > 0$ в першу чергу необхідно знати для вибору комутаційної апаратури.

Розрахунковий час, для якого необхідно визначити струми КЗ, обчислюється як $\tau = t_{\text{ВВ.відкл}} + 0,01$ с, де $t_{\text{ВВ.відкл}}$ – власний час відключення вимикача. Для сучасних вимикачів він не перевищує 0,2 с.

Аперіодична складова струму КЗ

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot e^{-\tau/T_a} . \quad (4.8)$$

При визначенні значень періодичної складової струму КЗ для моментів часу до 0,5 с керівні вказівки [14] рекомендують метод типових кривих, який справедливий для турбогенераторів потужністю від 12 до 800 МВт, гідрогенераторів потужністю до 500 МВт і всіх крупних синхронних компенсаторів.

Цей метод оснований на використанні типових кривих, які характеризують зміну в часі відношення діючих значень періодичної складової струму КЗ від генератора у довільний момент часу ($I_{п,t,г}$) і в початковий момент КЗ ($I_{п,о,г}$) при різних віддаленнях точки КЗ. Останні характеризуються відношенням $\frac{I_{п,о,г}}{I'_{ном}}$, де $I'_{ном}$ – номінальний струм генератора, приведений до того ступеня напруги, де знаходиться точка КЗ. Цей струм визначається за формулою

$$I'_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср} \cdot \cos \varphi_{ном}}, \quad (4.9)$$

де $P_{ном}$ і $\cos \varphi_{ном}$ – номінальне значення потужності, МВт, і коефіцієнта потужності генератора, відповідно;

$U_{ср}$ – середня напруга того ступеня, на якому знаходиться точка КЗ.

Типові криві $\frac{I_{п,t,г}}{I_{п,о,г}} = f(t)$ при різних значеннях відношення $\frac{I_{п,о,г}}{I'_{ном}}$ наведені на рис. 4.2, а).

При значенні відношення $\frac{I_{п,о,г}}{I'_{ном}}$, яке менше за одиницю, можна вважати $I_{п,t,г} = I_{п,о,г} = \text{const}$ (віддалена точка).

Якщо розрахункова схема має один генератор (або декілька однотипних генераторів, які знаходяться в однакових умовах відносно точки КЗ), то розрахунок струму КЗ в довільний момент часу з використанням методу типових кривих доцільно здійснювати в такому порядку:

1) визначити початкові значення періодичної складової струму в місці КЗ від генератора (або групи генераторів) і знайти відношення $\frac{I_{п,о,г}}{I'_{ном}}$.

При наявності декількох однотипних генераторів в (4.9) замість $P_{ном}$ потрібно підставити сумарну потужність всіх генераторів;

2) за кривою $\frac{I_{п,t,г}}{I_{п,о,г}} = f(t)$, відповідній знайденому значенню

відношення $\frac{I_{п.о.г}}{I'_{НОМ}}$, для потрібного моменту часу $t = \tau$ знайти відношення струмів $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}}$;

3) за знайденими в п.п. 1 і 2 значеннями $I_{п.о.г}$ та $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}}$ визначити діюче значення періодичної складової струму КЗ від генератора або групи генераторів в момент часу $t = \tau$.

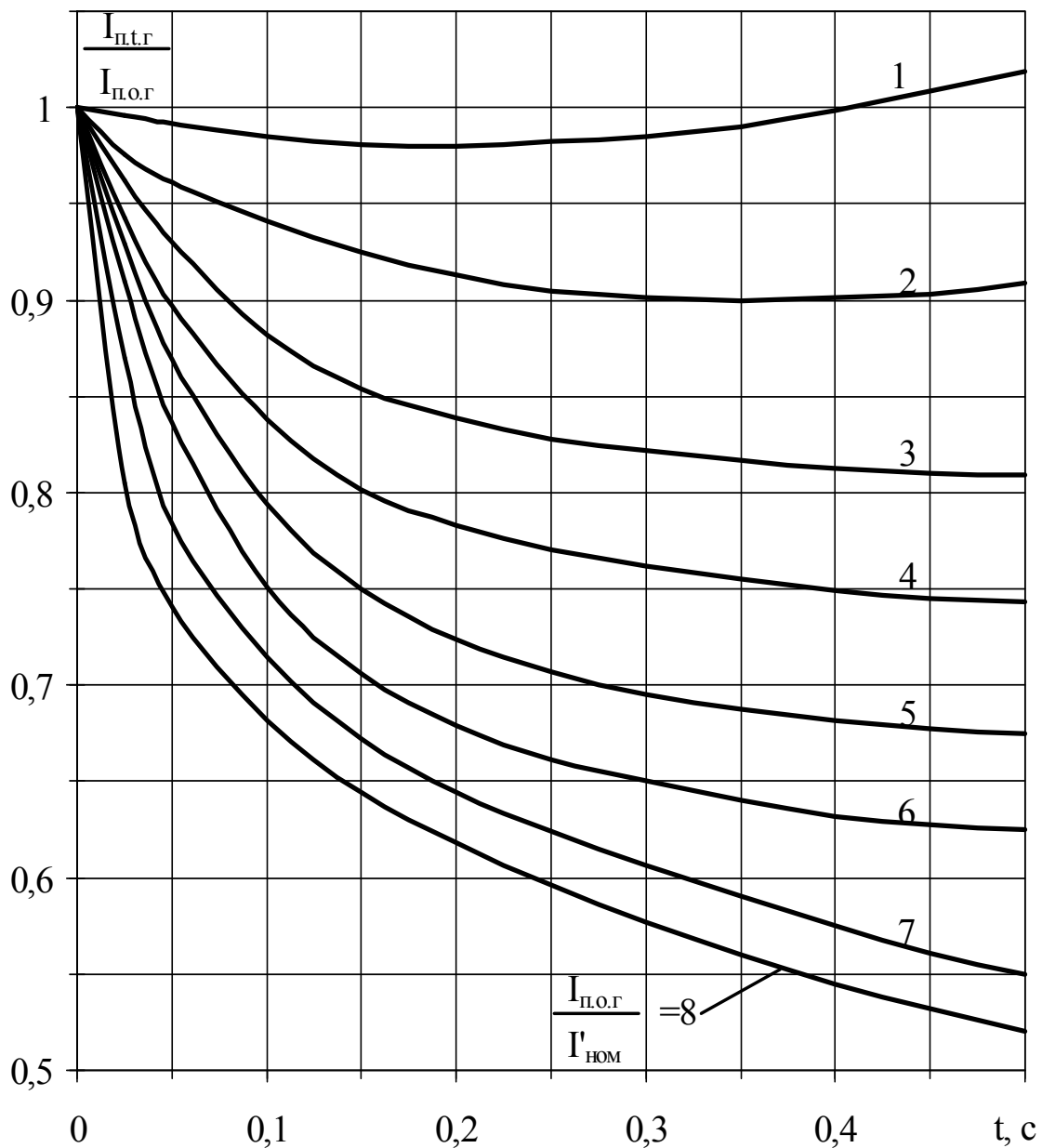
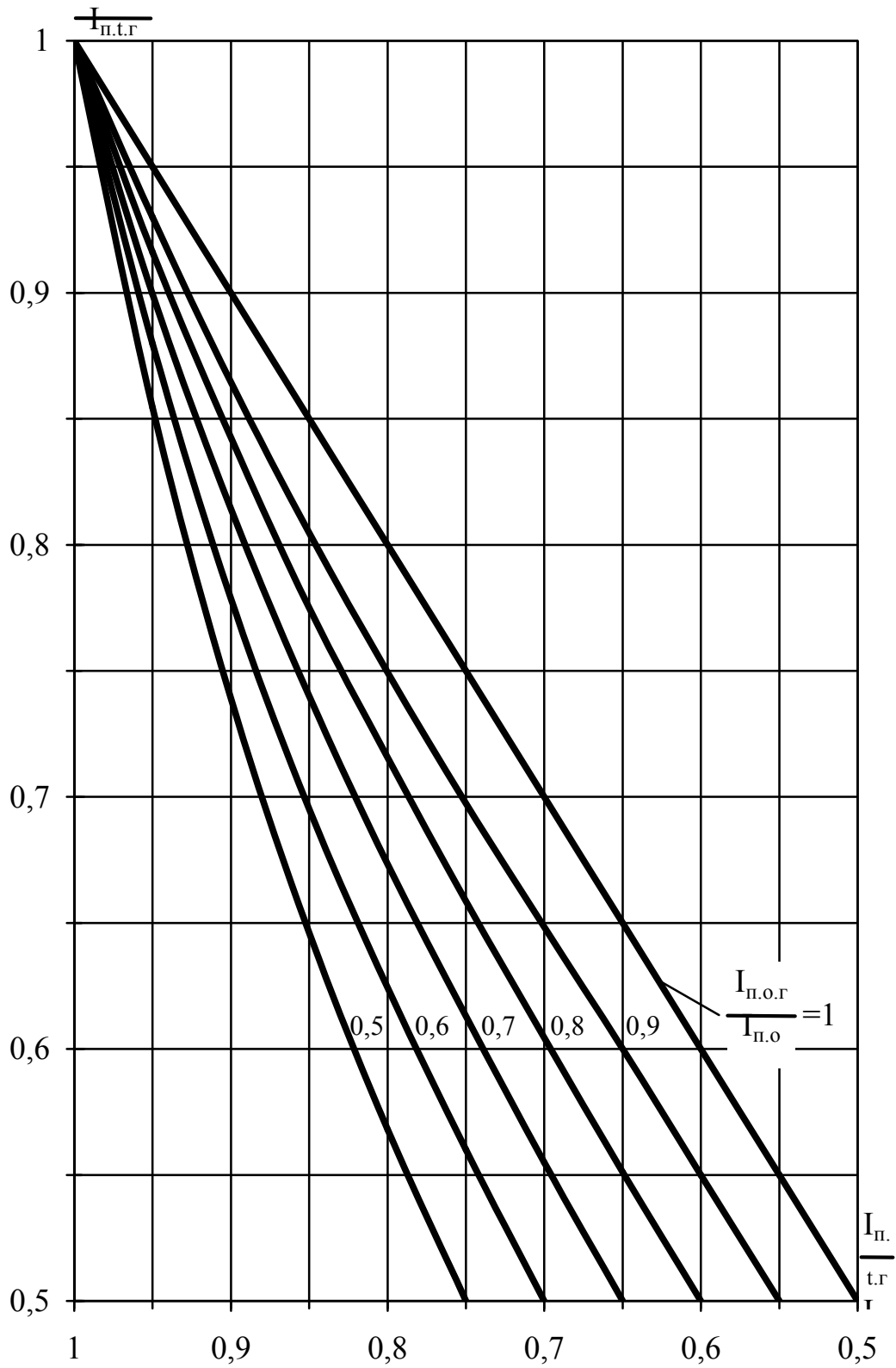


Рисунок 4.2 – Типові криві для визначення значень періодичної складової струму КЗ: а) криві $I_{п.т.г}/I_{п.о.г} = f(t)$



б) криві $I_{п.т.г}/I_{п.о.г} = f(I_{п.т}/I_{п.о})$
 Рисунок 4.2, аркуш 2

Метод типових кривих доцільно застосовувати у тих випадках, коли точка КЗ знаходиться біля виводів або на невеликій електричній віддаленості від них, наприклад за трансформаторами зв'язку електростанції з енергосистемою. Всі генератори, які значно віддалені від точки КЗ, і решту частини енергосистеми необхідно замінювати одним джерелом і вважати напругу на його шинах незмінною за амплітудою. Якщо таке джерело ("система") зв'язане з точкою КЗ безпосередньо, тобто незалежно від генераторів, розташованих поблизу місця КЗ, то діюче значення періодичної складової струму від енергосистеми при трифазному КЗ для будь-якого моменту часу можна вважати рівним $I_{п.т} = I_{п.о} = \text{const}$.

Коли генератори і система зв'язані з точкою КЗ загальним опором X_n (рис. 4.3), то періодичну складову струму в місці КЗ в будь-який момент часу t можна знайти, використовуючи разом типові криві і криві $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}} = f\left(\frac{I_{п.т}}{I_{п.о}}\right)$, де $I_{п.о}$ – початкове значення періодичної складової струму в місці КЗ (сумарне значення від генераторів і системи).

Криві $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}} = f\left(\frac{I_{п.т}}{I_{п.о}}\right)$ представлені на рис. 4.2, б. Вони побудовані

для різних значень відношення $\frac{I_{п.о.г}}{I_{п.о}}$.

В розглядуваних випадках розрахунок періодичної складової струму КЗ в будь-який момент часу доцільно вести в такому порядку:

1) скласти заступну схему для визначення початкових значень періодичних складових струмів і шляхом її перетворення знайти результуючий опір віток генераторів x_g та системи x_c до вузлової точки М (рис. 4.3), а також загальний опір x_k ;

2) визначити початкові значення періодичних складових струмів в місці КЗ: сумарного $I_{п.о}$ і вітки генератора $I_{п.о.г}$, і за ними, використовуючи формулу (4.9), знайти відношення $\frac{I_{п.о.г}}{I'_{ном}}$ і $\frac{I_{п.о.г}}{I_{п.о}}$;

3) за кривою $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}} = f(t)$, яка відповідає знайденому в п. 2 значенню

$\frac{I_{п.о.г}}{I'_{ном}}$, для потрібного моменту часу знайти відношенні $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}}$ і за цим

відношенням, використовуючи криву $\frac{I_{п.т.г}}{I_{п.о.г}} = f\left(\frac{I_{п.т}}{I_{п.о}}\right)$, відповідну

знайденому відношенню $\frac{I_{п.о.г}}{I_{п.о}}$, визначити значення $\frac{I_{п.т}}{I_{п.о}}$;

4) за відомими значеннями $I_{п.о}$ та $\frac{I_{п.т}}{I_{п.о}}$ визначити діюче значення періодичної складової струму в точці КЗ в момент часу t .

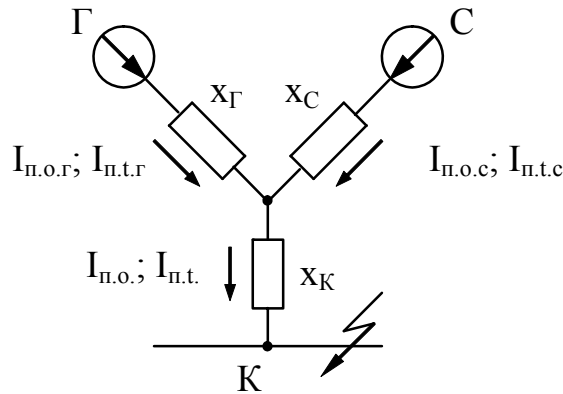


Рисунок 4.3 – До визначення затухання періодичної складової струму КЗ у зв'язаних колах

4.2.6 Особливості розрахунку струмів КЗ в системі власних потреб електростанції

При КЗ в системі власних потреб (ВП) суттєвий вплив на характер процесу і струм здійснюють групи електродвигунів, увімкнених поблизу місця пошкодження. Напряга на виводах двигунів при цьому виявляється меншою за їх ЕРС, внаслідок чого вони переходять в режим генератора, який посиляє струм в місце пошкодження.

Складову струму КЗ від двигунів необхідно враховувати при перевірці апаратів та провідників розподільних установок ВП, а також при розрахунку уставок релейного захисту обладнання 3 ... 6 кВ. Для вказаних цілей досить звичайно знати початкові значення періодичної складової, ударний струм, значення періодичної та аперіодичної складових струму КЗ в момент t розмикання контактів вимикачів.

В загальному випадку до секцій ВП підключається велика кількість двигунів різних типів та потужностей. При оцінці результуючого впливу всіх двигунів на струм КЗ в місці пошкодження доцільно всі двигуни замінити одним еквівалентним двигуном. Діючі нормативи рекомендують такі значення параметрів еквівалентного двигуна:

- коефіцієнт корисної дії η_D 0,94;
- коефіцієнт потужності $\cos \varphi_D$ 0,87;
- постійна часу періодичної складової струму T'_D 0,07 с;
- постійна часу аперіодичної складової струму $T_{аД}$ 0,04 с;
- ударний коефіцієнт $k_{уд}$ 1,65.

Розрахунок струмів КЗ в системі ВП електростанції проводимо в такому порядку [1]:

1) складаємо розрахункову схему, беручи при цьому до уваги лише ті двигуни, які мають з місцем КЗ прямий електричний зв'язок;

2) складаємо заступну схему для визначення струму КЗ від зовнішніх джерел (системи) і звичайним способом розраховуємо початкове значення періодичної складової $I_{п.о.с.}$. Вважаємо $I_{п.о.с.}$ незатухаючим (віддалена точка);

3) визначаємо сумарну номінальну потужність всіх двигунів ВП, електрично зв'язаних з місцем КЗ, $\Sigma P_{ном}$ і початкове значення періодичної складової струму від двигунів:

$$I_{п.о.д} = 4,0 \cdot \frac{\Sigma P_{ном}}{U_{номд}}, \quad (4.10)$$

де $I_{п.о.д}$, $\Sigma P_{ном}$ мають розмірності, відповідно, кА і МВт;

$U_{номд}$ – номінальна міжфазна напруга двигунів, кВ ($U_{номд} = 6$ кВ).

Якщо точний склад двигунів ВП невідомий, то для приблизних оцінок струму КЗ приймають при живленні від робочого трансформатора $\Sigma P_{ном} \approx 1,0 \cdot S_{ном.ТВП}$, а при живленні від резервного трансформатора $\Sigma P_{ном} \approx 1,25 \cdot S_{ном.пр.ТВП}$, де $S_{ном.ТВП}$, $S_{ном.пр.ТВП}$ – відповідно номінальні потужності робочого та резервного трансформаторів ВП. Якщо трансформатори мають розщеплену обмотку нижчої напруги, то потужності, отримані з попередніх виразів, необхідно зменшити в два рази, тобто враховувати двигуни, під'єднані до даної обмотки;

4) знаходимо початкові значення періодичної складової сумарного струму КЗ:

$$I_{п.о} = I_{п.о.с} + I_{п.о.д}; \quad (4.11)$$

5) обчислюємо періодичну складову струму КЗ до моменту τ

$$I_{п.\tau} = I_{п.о.с} + I_{п.о.д} \cdot e^{-\tau/0,07}; \quad (4.12)$$

6) визначаємо аперіодичну складову струму КЗ до моменту τ

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.с} \cdot e^{-\tau/T_{a.c}} + \sqrt{2} \cdot I_{п.о.д} \cdot e^{-\tau/0,04}, \quad (4.13)$$

де $T_{a.c}$ можна визначити за кривими рис. 4.4 залежно від потужності обмотки живлення трансформатора ВП $S_{в.п.}$;

7) знаходимо ударний струм КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.с} \cdot k_{y.c} + \sqrt{2} \cdot I_{п.о.д} \cdot k_{y.д}, \quad (4.14)$$

де $k_{y.c}$ визначається за кривими на рис. 4.5, $k_{y.д} = 1,65$.

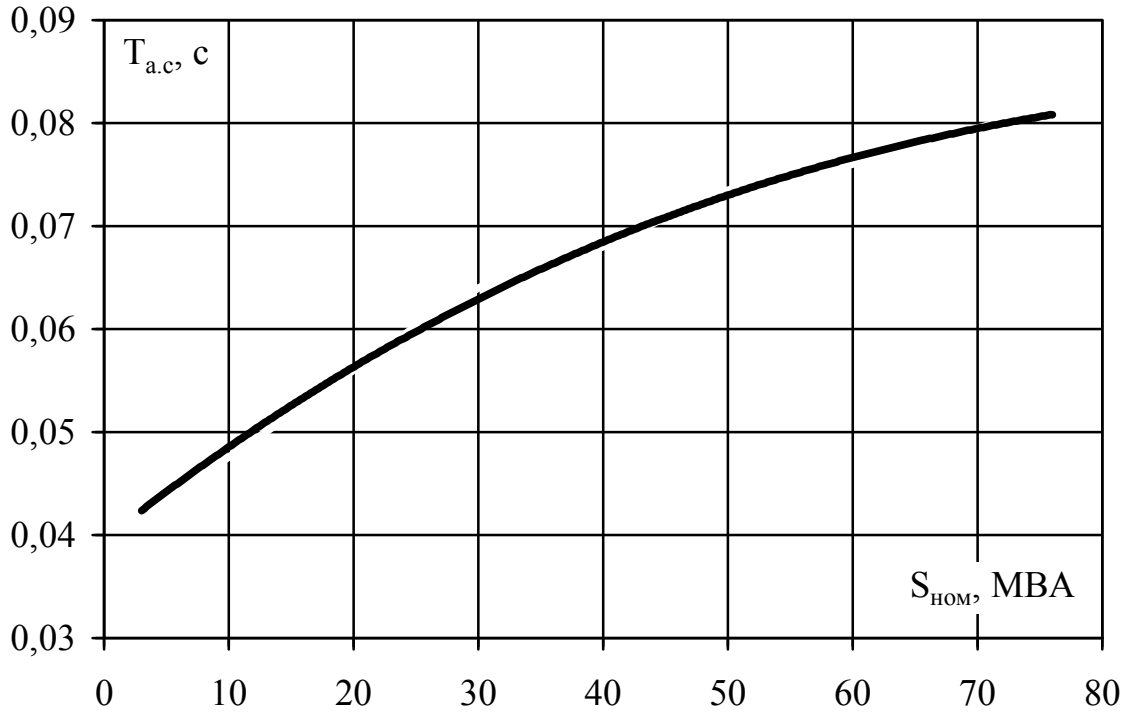


Рисунок 4.4 – Крива для визначення сталих часу затухання аперіодичної складової струму КЗ для вітки системи

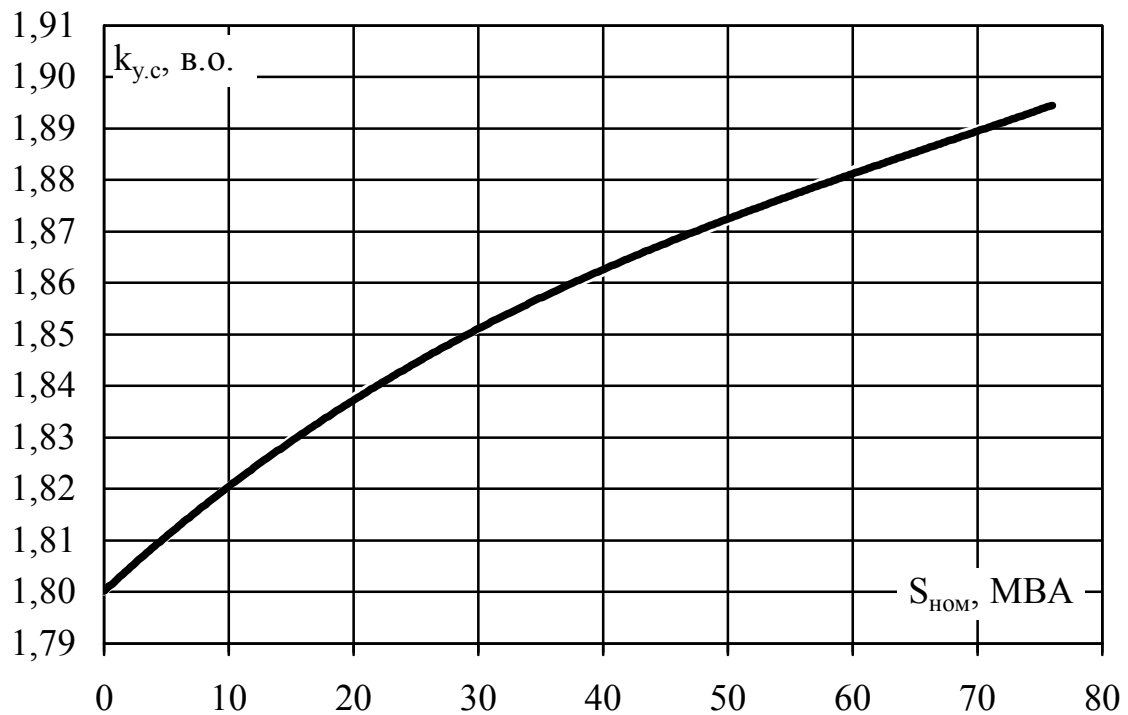


Рисунок 4.5 – Крива для визначення ударних коефіцієнтів струму КЗ для вітки системи

При розрахунку струмів КЗ на секції, яка живиться через резервний трансформатор, повинні враховуватись двигуни, приєднані безпосередньо до шин даної секції і до інших секцій, зв'язаних з секцією, на якій виконується розрахунок, магістралями резервного живлення.

4.2.7 Таблиця результатів розрахунків струмів КЗ

Отримані значення струмів КЗ заносять до спеціальної таблиці. Така таблиця суттєво полегшує використання результатів струмів КЗ і дозволяє виявити грубі помилки в них шляхом аналізу отриманих результатів.

Можливий варіант розрахунку для схеми, наведеної на рис. 4.1, подано в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Зведена таблиця результатів розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Джерело	$I_{п.о},$ кА	$I_{п.т},$ кА	$i_{а.т},$ кА	$i_{у},$ кА	Примітка
К-1 (шини 110 кВ)	Генератори Г1, Г2					Для вибору ошиновки і комутаційної апаратури
	Енергосистема					
	Сумарне значення					
К-2 (виводи генератора Г1)	Генератор Г2					Для вибору комутаційної апаратури
	Енергосистема					
	Сумарне значення					
	Генератор Г1					Для вибору ошиновки
	Сумарне значення					
К-3 (шини 6 кВ)	Генератори Г1, Г2					Для вибору вимикачів
	Енергосистема					
	Сумарне значення					
	Електродвигуни в.п.					Для вибору ошиновки
	Сумарне значення					

4.3 Врахування термічної дії струмів КЗ

При протіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрівання провідника може досягати небезпечних значень, що може призвести до плавлення або обвуглення ізоляції, до деформації та плавлення струмопровідних частин тощо.

Критерієм термічної стійкості провідника є допустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат слід вважати

термічно стійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує допустимих значень.

Для визначення кінцевої температури провідника зазвичай використовують допоміжну функцію f , яка характеризує зв'язок між енергією, що виділилась в провіднику, і його температурою (рис. 4.6). Кількість теплоти, що виділилась в провіднику, прийнято характеризувати тепловим імпульсом короткого замикання (або імпульсом квадратичного струму):

$$W_k = \int_0^t i^2 \cdot dt. \quad (4.15)$$

Між значеннями функції f при нормальній температурі f_n , при температурі в кінці КЗ f_k , імпульсом W_k та площею перерізу провідника q існує залежність

$$f_k = f_n + \frac{R \cdot W_k}{q}, \quad (4.16)$$

де R – коефіцієнт, який враховує питомий опір та ефективну теплоємність провідника (див. табл. 4.9).

Таблиця 4.9 – Значення коефіцієнта R

Провідник	R , $\text{мм}^4 \cdot ^\circ\text{C} / (\text{А}^2 \cdot \text{с}) \cdot 10^{-2}$
Алюмінієві шини, алюмінієві проводи без ізоляції, кабелі з алюмінієвими жилами і пластмасовою ізоляцією, кабелі з алюмінієвими суцільними жилами і паперовою просоченою ізоляцією	1,054
Те саме з мідними жилами	0,4570
Кабелі з алюмінієвими багатопроволочними жилами і паперовою просоченою ізоляцією	0,9350
Кабелі з мідними багатопроволочними жилами і паперовою просоченою ізоляцією	0,4186

Рівняння (4.16) є вихідним для визначення температури провідника в кінці КЗ θ_k . Величину f_n можна визначити за відомою температурою провідника в попередньому режимі роботи за допомогою кривої рис. 4.6.

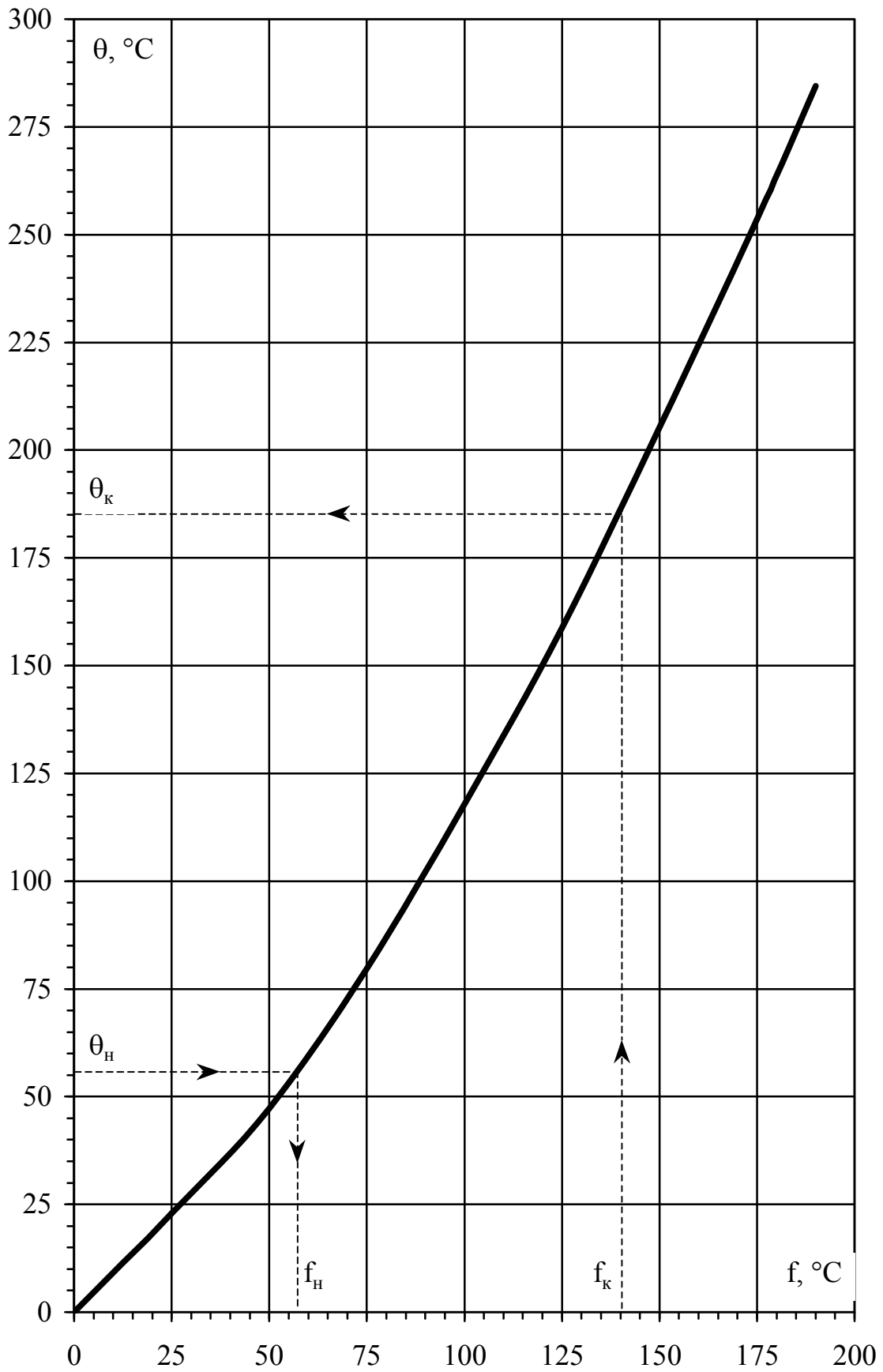


Рисунок 4.6 – Крива для визначення температур нагрівання провідників

Визначення θ_n проводять з використанням виразу

$$\theta_n = \theta_o + (\theta_{\text{доп.тр}} - \theta_{\text{о.ном}})(I_{\text{мах}} / I_{\text{доп}}), \quad (4.17)$$

де θ_o – температура навколишнього середовища;

$\theta_{\text{доп.тр}}$ – тривало допустима температура провідника;

$\theta_{\text{о.ном}}$ – номінальна температура навколишнього середовища (згідно з ПУЕ $\theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ для повітря, 15°C – для землі і води);

$I_{\text{мах}}$ – максимальний струм навантаження;

$I_{\text{доп}}$ – тривало допустимий струм провідника.

За кривими на рисунку 4.6, використовуючи f_k , визначаємо кінцеве значення температури провідника в режимі КЗ θ_k .

Якщо $\theta_k \leq \theta_{k \text{ доп}}$, то провідник термічно стійкий.

Визначення V_k для оцінки термічної стійкості проводиться наближеним способом через складну залежність струму КЗ від часу.

Тепловий імпульс визначається по різному залежно від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерних випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генератора і КЗ поблизу групи потужних електродвигунів. В першому випадку тепловий імпульс КЗ визначається за виразом

$$V_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (4.18)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ).

Даний спосіб рекомендується для обчислення теплового імпульсу в колах понижувальної підстанції (виняток складають КЗ на шинах 3...10 кВ підстанцій, до яких підключені потужні електродвигуни або синхронні компенсатори), в колах вищої напруги електричних станцій, а також в колах генераторної напруги електростанцій, якщо місце КЗ знаходиться за реактором.

Найбільш складним є випадок визначення теплового імпульсу при КЗ поблизу генератора, а також в колах генераторної напруги електростанцій типу ТЕЦ [4, 5]. У цьому випадку окремо визначаються імпульс періодичної та аперіодичної складової квадратичного струму КЗ.

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складових, які визначаються періодичним струмом системи $V_{\text{п.с}}$, періодичним струмом генераторів $V_{\text{п.г}}$ і сумісною дією періодичних струмів системи і генераторів $V_{\text{п.г.с}}$:

$$V_{\text{к.п}} = V_{\text{п.с}} + V_{\text{п.г}} + V_{\text{п.г.с}}, \quad (4.19)$$

де $V_{п.с} = I_c^2 \cdot t_{відкл}$;

$$V_{п.г} = V_{*п.г} \cdot I_{п.о.г}^2 \cdot t_{відкл}$$

$$V_{п.г.с} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{п.о.г} \cdot t_{відкл}$$

$$I_c = I_{п.о.г}$$

$V_{*п.г}$, T_* – відносні тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора за кривими на рисунку 4.7.

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи визначають за виразом

$$V_{к.а} \approx I_c^2 \cdot T_{а.с} + I_{п.о.г}^2 \cdot T_{а.г} + \frac{4 \cdot I_c \cdot I_{п.о.г}}{\frac{1}{T_{а.с}} + \frac{1}{T_{а.г}}} \quad (4.20)$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначається як $V_k = V_{к.п} + V_{к.а}$.

Для орієнтовних розрахунків можна скористатися рівнянням (4.18). При цьому обчислене значення V_k буде дещо завищене, але уточнити його значення, як правило, не потрібно, оскільки провідники і апарати, вибрані в потужних приєднаннях (генератор, трансформатор схеми і др.), за умовами тривалого режиму і динамічної стійкості мають значні запаси щодо термічної стійкості.

При КЗ поблизу групи двигунів, наприклад в системі ВП електростанції, необхідно враховувати їх вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з врахуванням двигунів рекомендується користуватися формулою [9]:

$$V_k = I_{п.о.с}^2 \cdot (t_{відкл} + T_{ск}) + I_{п.о.д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_д + T_{а.ск}) + 2 \cdot I_{п.о.д} \cdot I_{п.о.с} \cdot (T'_д + T_{а.ск}), \quad (4.21)$$

де

$$T_{а.ск} = \frac{T_{а.с} \cdot I_{п.о.с} + T_{а.д} \cdot I_{п.о.д}}{I_{п.о.с} + I_{п.о.д}} \quad (4.22)$$

В цих виразах $I_{п.о.с}$, $I_{п.о.д}$, $T_{а.с}$, $T_{а.д}$, $T'_д$ є параметрами режиму КЗ, які визначаються за методикою, вказаною в пункті 4.2.6.

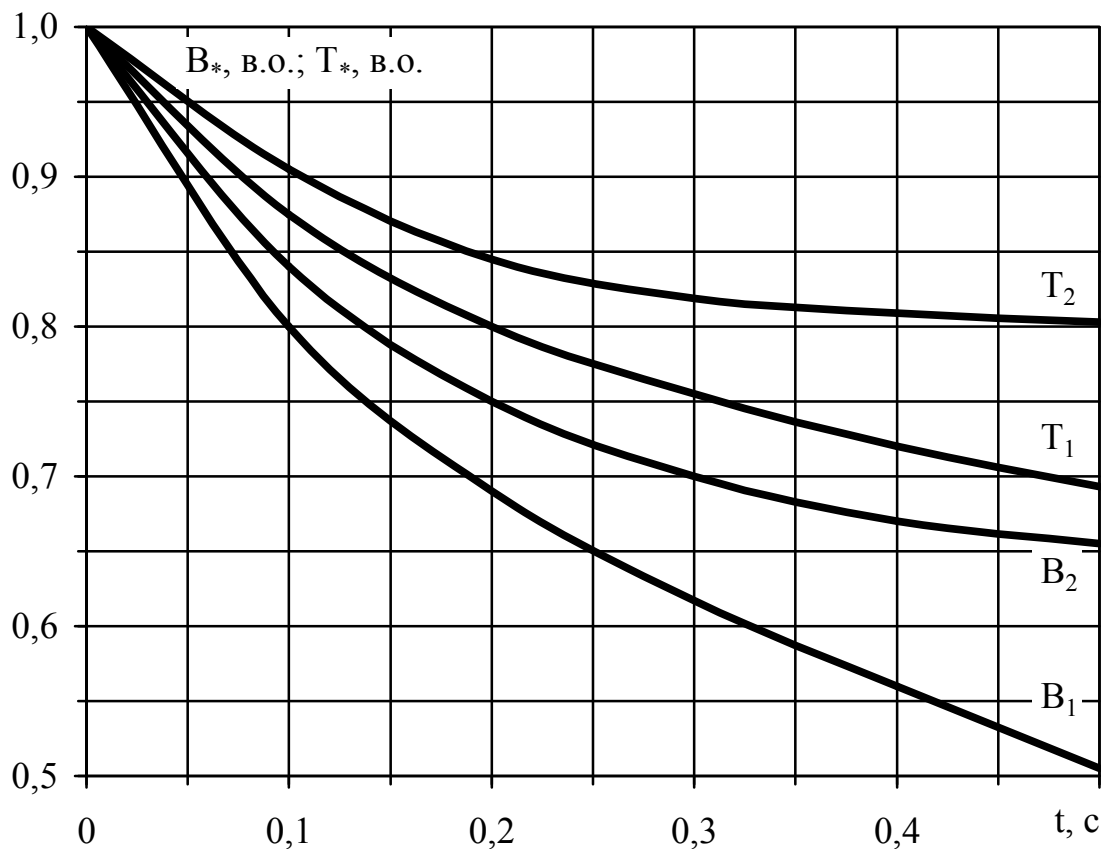
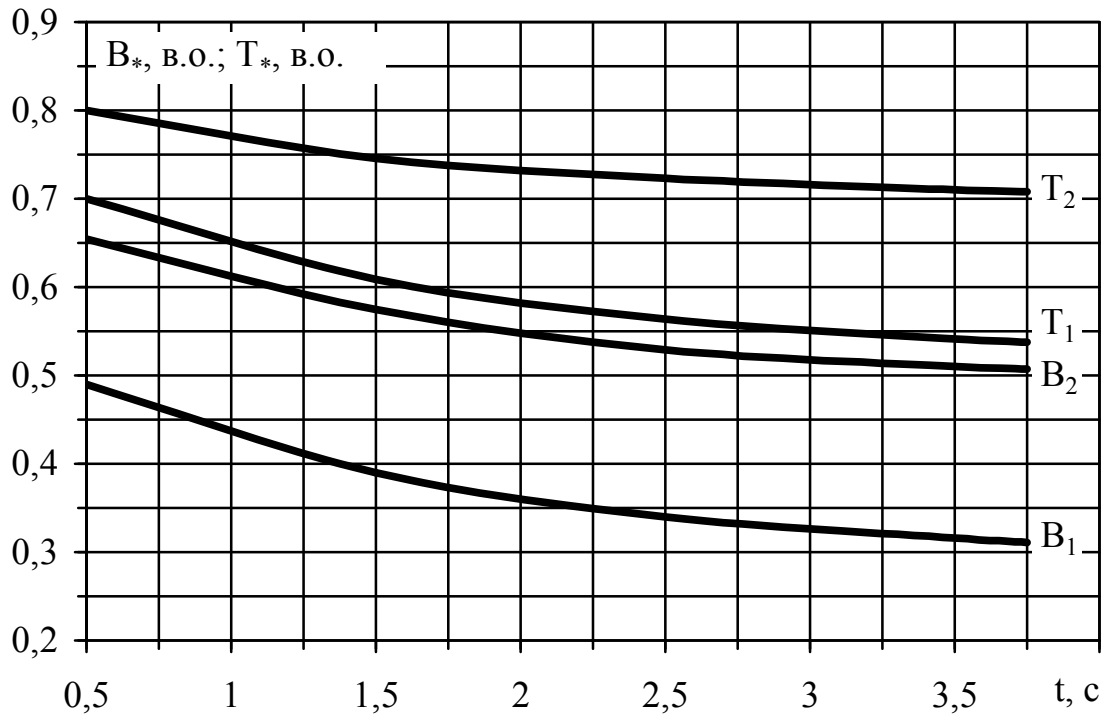


Рисунок 4.7 – Криві для визначення відносних імпульсів струму генераторів при КЗ

Індекс 1 – для турбогенераторів (крім ТВВ-800) і синхронного компенсатора КСВ-100;
індекс 2 – для гідрогенераторів, синхронних компенсаторів (крім КСВ-100) і
турбогенератора ТВВ-800

При використанні формул для знаходження B_k необхідно досить точно визначати $t_{\text{відкл.}}$. Згідно з ПУЕ він складається з часу дії основного релейного захисту даного кола $t_{\text{рз}}$ і повного часу відключення вимикача $t_{\text{п.відкл.}}$:

$$t_{\text{відкл.}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{п.відкл.}} \quad (4.23)$$

В табл. 4.10 наведені значення $t_{\text{відкл.}}$ для різних ділянок електричного кола.

Для спрощення аналізу термічної стійкості провідників часто використовується поняття мінімального перерізу провідника q_{min} .

Мінімальний переріз провідника, який при заданому струмі КЗ обумовлюється нагріванням провідника до короткочасно допустимої температури, можна визначити за формулою

$$q_{\text{min}} = \sqrt{\frac{R \cdot B_k}{f_{\text{к.доп}} \cdot f_{\text{н}}}}, \quad (4.24)$$

де $f_{\text{к.доп}}$ і $f_{\text{н}}$ визначаються за кривими, поданими на рис. 4.6, для відповідних температур $\theta_{\text{к.доп}}$ і $\theta_{\text{н}}$.

Таблиця 4.10 – Значення часу відключення $t_{\text{відкл.}}$

Ділянка кола	$t_{\text{відкл.}}, \text{с}$
Відкрита розподільна установка (ВРУ)	0,16 ... 0,20
Головна розподільна установка (ГРУ) на ТЕЦ	0,30
Генератор потужністю:	
- до 60 МВт	0,30
- від 60 МВт і більше	4,00
Реактивна лінія	1,2 ... 2,2
Секційний вимикач і реактор	0,30
Розподільна установка ВП:	
- ділянка від сторони нижчої напруги трансформатора ВП до шин	0,2 ... 0,3
- ділянка від шин і нижче	0,6 ... 1,2

При приблизних розрахунках мінімальний переріз провідника, який відповідає вимозі його термічної стійкості при КЗ, можна визначити за формулою

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.25)$$

де C – функція, значення якої наведені в табл. 4.11.

Таблиця 4.11 – Значення функції C і $\theta_{к. доп}$

Провідник	$C, A \cdot c^{1/2} / мм^2$	$\theta_{к. доп.}, ^\circ C$
Шини:		
з міді	170	300
з алюмінію	90	200
з сталі, не з'єднані безпосередньо з апаратом	65	400
з сталі, з'єднані безпосередньо з апаратом	60	300
Кабелі:		
з міді	160	200
з алюмінію	90	200

Очевидно, що провідник перерізом q буде термічно стійким, якщо виконується умова $q \geq q_{min}$.

При виборі електричних апаратів зазвичай не потрібно визначати температуру струмоведучих частин (*live part*), оскільки завод-виробник за даними спеціальних випробувань і розрахунків гарантує час і струм термічної стійкості. Умова перевірки термічної стійкості в цьому випадку:

$$W_k \leq I_T^2 t_T, \quad (4.26)$$

де W_k – розрахунковий тепловий імпульс КЗ, визначений за викладеною методикою;

I_T і t_T – відповідно струм і час (номінальні значення) термічної стійкості.

В ПУЕ і керівних вказівках [14] обумовлено ряд випадків, коли дозволяється не перевіряти провідники і апарати на термічну стійкість при КЗ. Це стосується проводів повітряних ліній і розподільних установок (*dispatch plant*) напругою 35 кВ і вище, провідників кіл, що захищені плавкими запобіжниками, провідників кіл трансформаторів напруги і деяких інших випадків.

Контрольні запитання

1. Призначення та порядок виконання розрахунків струмів КЗ.
2. Визначення складових струмів КЗ.
3. Розрахунок струмів КЗ в системі власних потреб ЕС.
4. Визначення імпульсів квадратичного струму КЗ.
5. Особливості визначення струмів КЗ в мережах до 1000 В.

5 ВИБІР СТРУМОПРОВІДНИХ ЧАСТИН ТА АПАРАТІВ

5.1 Вибір струмопровідних частин електроустановки

5.1.1 Вибір провідників за умовами робочого режиму

Під час вибору струмопровідних частин за умовами робочого режиму враховуються два чинники: нагрівання провідника тривалим робочим струмом і вимога економічності установки. При виборі перерізів провідників за умовами тривалості нагріву користуються таблицями допустимих тривалих струмів для провідників стандартних перерізів, складеними на підставі відповідних розрахунків і дослідів. Під час складання цих таблиць приймалися:

- допустима температура нагріву шин $+70^{\circ}\text{C}$;
- розрахункова температура навколишнього середовища $+25^{\circ}\text{C}$;
- розрахункове перевищення температури шин над температурою навколишнього середовища 45°C .

У тих випадках, коли температура повітря відрізняється від розрахункової або перевищення температури шини над температурою повітря приймають відмінним від нормованого, відповідний допустимий струм можна визначити з наближеної рівності

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{\theta'_{\text{доп}}}{\theta_{\text{доп}}}}, \quad (5.1)$$

де $\theta_{\text{доп}}$ і $\theta'_{\text{доп}}$ – перевищення температури шини над температурою повітря нормоване і те, яке приймається.

Для шин прямокутного перерізу шириною до 60 мм, розташованих плазом, допустимий струм знижується в порівнянні з табличними значеннями на 5%, а шириною більше 60 мм – на 8%.

Для кабелів таблиці тривало допустимого струму складені в розрахунку на одиночний кабель, прокладений в землі при температурі ґрунту 15°C або в повітрі при температурі 25°C . При інших умовах прокладання кабелю, необхідно вводити поправкові коефіцієнти на температуру ґрунту або повітря K_1 та на число кабелів в траншеї K_2 , тобто

$$I'_{\text{доп}} = K_1 \cdot K_2 \cdot I_{\text{доп}}. \quad (5.2)$$

Кабелі ліній, які відходять до споживачів, прокладають зазвичай в траншеях в землі. Кабелі генераторних, трансформаторних кіл, РУ та ліній до двигунів ВП, як правило, мають невелику довжину і прокладаються в кабельних каналах, тунелях та відкритих шахтах. Їх вибір за умовами

тривалого нагрівання здійснюється як для кабелів, прокладених на відкритому повітрі. Для кабелів, які прокладаються до механізмів ВП в котлотурбінному цеху, слід враховувати високу температуру повітря в цьому приміщенні.

При виборі площі перерізів провідників необхідно також враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати енергії в провідниках. Густину струму, яка відповідає мінімуму сумарних експлуатаційних витрат, називають економічною густиною струму (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 – Економічна густина струму $j_{ек}$, А/мм²

Провідник	T_{max} , год		
	до 3000	3000 ... 5000	понад 5000
Неізольовані проводи і шини:			
з міді	2,5	2,1	1,8
з алюмінію	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою, провід з гумовою ізоляцією і жилами:			
з міді	3,0	2,5	2,0
з алюмінію	1,6	1,4	1,2
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоляцією і жилами:			
з міді	3,5	3,1	2,7
з алюмінію	1,9	1,7	1,6

При виборі кабелів до споживачів на генераторній напрузі можна приймати тривалість використання максимального навантаження T_{max} рівною 3000–5000 год. Для шин зв'язку генераторів і трансформаторів на ТЕС і АЕС T_{max} більше 5000 год, на ГЕС – T_{max} менше 3000 год.

Таким чином, за умовами робочого режиму визначаються дві площі перерізу провідників:

- $q_{ек}$, при якій забезпечується мінімум сумарних експлуатаційних витрат;

- $q_{доп}$, при якій температура провідника не перевищує допустимої при тривалій роботі.

Однак визначаються ці дві площі за різними робочими струмами. Перша за робочим струмом нормального режиму:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб.ном}}{j_{ек}}. \quad (5.3)$$

Друга – за струмом обтяженого режиму:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}} \cdot \quad (5.4)$$

Береться більша площа перерізу.

Під нормальним робочим режимом установки або її частини розуміють режим, передбачений планом експлуатації, при якому всі елементи установки, що розглядається, знаходяться в робочому стані. Обтяженим є режим при вимушеному відключенні частини приєднань внаслідок їх пошкодження або через профілактичний ремонт. При цьому робочі струми інших приєднань можуть помітно збільшуватись і значно перевищувати робочі струму нормального робочого режиму.

Нормальний та обтяжений робочі режими відносяться до категорії тривалих режимів. Робочі струми в шинах та проводах РУ в обтяжених режимах не повинні перевищувати номінальних значень, щоб запобігти пошкодженню контактних з'єднань і апаратів, до яких вони приєднані. Для визначення робочих струмів приєднання РУ необхідно мати електричну схему електроустановки і добові графіки навантаження його частин. Аналізуючи нормальні, а також ймовірні обтяжені режими установки, можна визначити робочі струми приєднання. При цьому потрібно орієнтуватися на найбільше значення робочих струмів за добовим графіком. Ці найбільші значення приймають як розрахункові робочих струмів нормального і обтяженого режимів. Їх визначають по-різному для різних елементів електричної системи (табл. 5.2).

Таблиця 5.2 – Визначення струму обтяженого режиму

Приєднання	Розрахункова формула для визначення $I_{p,max}$
Генератор	$\frac{I_{г.ном}}{0,95}$
Блочний трансформатор	$1,5 \cdot \frac{S_{ном.г}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95}$
Автотрансформатор (трансформатор) зв'язку:	$1,5 \cdot \frac{S_{атном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$
Трансформатори власних потреб	$\frac{S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$
Лінія електропередачі	$\frac{P_{гр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos\varphi}$

Розрахункові робочі струми збірних шин залежать від робочих струмів приєднань, їх взаємного розташування в РУ, а також від виду збірних шин і режиму установки. Площа перерізу шин повинна бути

достатньою для передачі робочого струму найбільш потужного агрегата. Вибір площі перерізу збірних шин за економічною густиною струму не здійснюється через невизначеність розподілу робочого струму і неможливість оцінити отриманий при цьому економічний ефект.

Важливим моментом є також вибір перерізу шин. В закритих РУ до 20 кВ включно шини виконують з полос прямокутного перерізу. Провідники з прямокутним перерізом більш економічні, ніж з круглим, оскільки при рівній площі перерізу мають більшу бокову поверхню охолодження, менший коефіцієнт поверхневого ефекту і більший момент опору (по одній осі) [4].

Найбільші розміри перерізу однополосних алюмінієвих шин – 120×10мм з $I_{\text{доп}} = 2070$ А. При великих струмах застосовують багатополосні шини – пакети з двох та трьох полос на фазу. В багатополосних шинах на змінному струмі внаслідок ефекту близькості струм по перерізу розподіляється нерівномірно. Так, в триполосному пакеті в крайніх полосах протікає приблизно по 40%, а в середній – тільки 20% повного струму фази. Це призводить до неефективного використання матеріалу в багатополосних шинах, тому застосовувати більш ніж три полоси не рекомендується. При робочих струмах, які перевищують допустимі для двополосних шин, необхідно застосовувати шини коробчастого профілю – пакет з двох швелерів на фазу, а при ще більших струмах - трубчасті шини квадратного та круглого перерізу.

5.1.2 Типи провідників, які застосовуються на головних ділянках

Основне електричне обладнання електростанцій та підстанцій і апарати з'єднуються між собою провідниками різного типу, які утворюють струмопровідні частини електричної установки.

Розглянемо типи провідників, що застосовуються на електростанціях та підстанціях.

Ділянка генератора на ТЕЦ. В межах турбінного відділення від виводів генератора до фасадної стіни струмопровідні частини виконуються у вигляді шинного моста з жорстких порожнистих алюмінієвих шин або комплектним пофазно-екранованим струмопроводом (в колах генераторів потужністю 60 МВт і вище). На ділянці між турбінним відділенням та ГРУ з'єднання виконується шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом. Всі з'єднання всередині закритого РУ 6–10 кВ, включаючи збірні шини, виконуються жорсткими голими алюмінієвими шинами прямокутного або коробчастого перерізу. З'єднання від ГРУ до виводів трансформатора зв'язку здійснюється шинним мостом або гнучким підвісним струмопроводом.

Струмоведачі частини в РУ 35 кВ і вище, як правило, виконуються сталевалюмінієвими проводами АС. В деяких конструкціях ВРУ частина або вся ошиновка може виконуватись алюмінієвими трубами.

Ділянка трансформатора власних потреб (ТВП). Від стіни ГРУ до виводів ТВП, встановленого поблизу ГРУ, з'єднання виконується жорсткими алюмінієвими шинами. Якщо трансформатор ВП встановлюється біля фасадної стіни головного корпусу, то ділянка до виводів ТВП виконується гнучким струмопроводом. Від трансформатора до розподільної установки ВП застосовується кабельне з'єднання.

В колах ліній 6–10 кВ вся ошиновка до реактора і за ним, а також в шафах комплектних РУ виконується прямокутними алюмінієвими шинами. Безпосередньо до споживачів відходять кабельні лінії.

В блоці генератор–трансформатор на КЕС ділянка від генератора до блочного трансформатора та відпайка до трансформатора ВП виконуються комплектним пофазно-екранованим струмопроводом.

На ділянці від ТВП до РУ ВП застосовується закритий струмопровід 6 кВ.

Резервний трансформатор ВП з РУ високої напруги може бути зв'язаний кабелем або гнучким проводом. Вибір того чи іншого способу з'єднання залежить від взаємного розташування ВРУ, головного корпусу та резервного ТВП. Так само як і на ТЕЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ і вище виконується проводом АС.

На підстанціях у відкритій частині можуть застосовуватись проводи АС або жорстка ошиновка алюмінієвими трубами. З'єднання трансформатора з закритим РУ 6–10 кВ або комплектним РУ 6–10 кВ здійснюється гнучким підвісним струмопроводом, шинним мостом або закритим комплектним струмопроводом. В РУ 6–10 кВ застосовується жорстка ошиновка.

5.1.3 Вибір гнучких шин і струмопроводів

В РУ 35 кВ застосовуються гнучкі шини, виконані проводами АС. Гнучкі струмопроводи для з'єднання генераторів і трансформаторів з РУ 6 – 10 кВ виконуються пучком проводів, закріплених по колу в кільцях-обоймах. Два проводи з пучка, сталевалюмінієві, несуть в основному механічне навантаження від власної ваги, ожеледі та вітру. Решта проводів, алюмінієві, є тільки струмопровідними. Переріз окремих проводів в пучку рекомендується вибирати якомога більшим (500, 600 мм²), тому що це зменшує число проводів і вартість струмопроводу.

Гнучкі проводи застосовуються для з'єднання блочних трансформаторів з ВРУ.

Проводи ліній електропередач напругою більше 35 кВ, проводи довгих зв'язків блочних генераторів з ВРУ, гнучкі струмопроводи

генераторної напруги перевіряються за економічною густиною струму за виразом (5.3). Переріз, знайдений за (5.3), округлюється до найближчого стандартного.

Перевірці за економічною густиною струму не підлягають [15]:

- мережі промислових підприємств та споруд напругою до 1 кВ при T_{\max} до 4000 год;
- відгалуження до окремих електроприймачів $U < 1$ кВ, а також освітлювальні мережі;
- збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих та закритих РУ всіх напруг;
- мережі тимчасових споруд, а також пристрої з терміном служби 3–5 років.

Перевірка перерізу на нагрівання (за допустимим струмом) здійснюється за (5.4). Вибраний переріз перевіряється на термічну дію струму КЗ за (4.25). Розщеплення проводів повітряних ліній при перевірці на нагрівання в умовах КЗ розглядається як один провід сумарного перерізу.

На електродинамічну дію струму КЗ перевіряються гнучкі шини РУ при $I_{п.о}^{(3)} \geq 20$ кА і проводи повітряних ліній при $i_y \geq 50$ кА.

При великих струмах КЗ проводи в фазах в результаті динамічної взаємодії можуть настільки зближуватися, що відбудеться схрещення або пробій між фазами. Найбільше наближення фаз спостерігається при двофазному КЗ між сусідніми фазами, коли проводи спочатку відкидаються в протилежні сторони, а потім після відключення струму КЗ рухаються назустріч один одному. Їх зближення буде тим більшим, чим менша відстань між фазами, чим більша стріла провисання і чим більша тривалість протікання і значення струму КЗ. Зближення гнучких струмопроводів при протіканні струмів КЗ може бути визначено за методом, викладеним в [16].

Зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ визначається, Н/м:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.о}^{(3)2}}{D}, \quad (5.5)$$

де $I_{п.о}^{(3)}$ – періодична складова струму при трифазному КЗ, кА;

D – відстань між фазами, м (таблиця 5.3).

Таблиця 5.3 – Значення D і $a_{\text{доп}}$

Показник	Струмопроводи генераторної напруги	Збірні шини ВРУ, кВ						
		35	110	150	220	330	500	750
D , м	3,0	1,5	3,0	3,5	4,0	4,5	6,0	10
$a_{\text{доп}}$, м	0,2	-	0,45	0,6	0,95	1,4	2,0	-

Визначають силу тяжіння 1 м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз, Н/м:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m, \quad (5.6)$$

де m – маса 1 м струмопроводу, кг.

Визначають співвідношення

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}},$$

де h – максимальна розрахункова стріла провисання в кожному прогоні при максимальній розрахунковій температурі, м (для ВРУ не більше ніж 2–2,5 м);

$t_{ек}$ – еквівалентний за імпульсом час дії швидкодіючого захисту, с. Для віток генераторів і трансформаторів в середньому

$$t_{п,о} = t_3 + 0,05, \quad (5.7)$$

де t_3 – дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ;

0,05 – враховує вплив аперіодичної складової.

За діаграмою (рисунок 5.1) залежно від $\frac{f}{g}$ та $\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}}$ визначають

відхилення проводу b , м.

Знайдене значення b порівнюють з максимально допустимим:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2}, \quad (5.8)$$

де d – діаметр струмопроводу, м;

$a_{доп}$ – найменша допустима відстань між сусідніми фазами в момент їх найбільшого зближення, м (див. табл. 5.3).

Якщо з'ясується, що $b > b_{доп}$, то необхідно зменшити стрілу провисання або збільшити відстань між фазами. На практиці в деяких випадках встановлюють поперечні ізолюючі розпірки, що дозволяє не збільшувати відстань між фазами і не зменшувати стрілу провисання. Коли ж все таки необхідно зменшити стрілу провисання, встановлюють додаткові опори, тобто фактично зменшують прогін.

Гнучкі струмопроводи з розщепленими фазами перевіряють також на електродинамічну взаємодію провідників однієї фази. Зусилля на кожний провід від взаємодії з рештою $n-1$ проводів складає, Н/м:

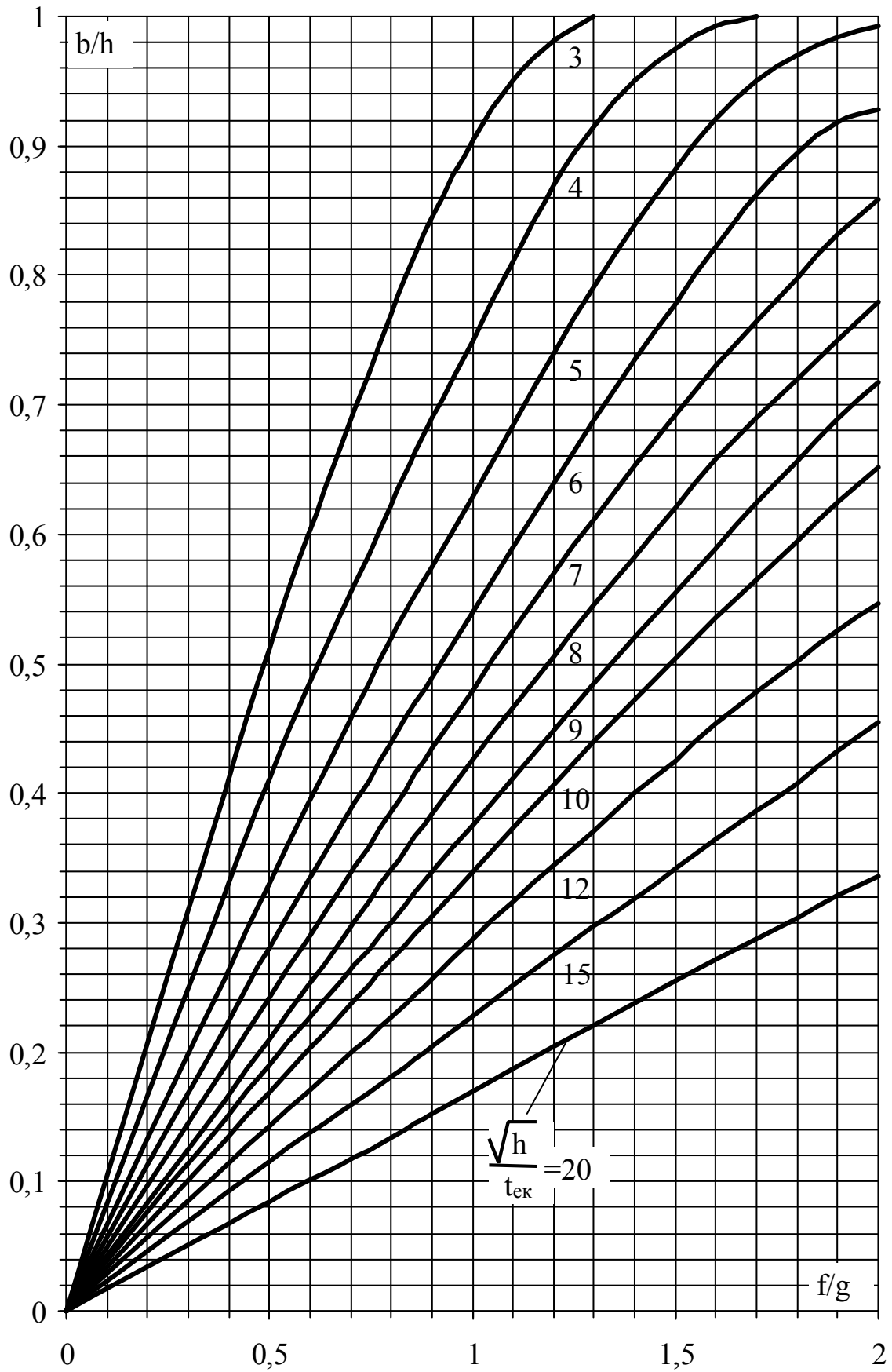


Рисунок 5.1 – Діаграма відхилення гнучкого струмопроводу з горизонтальним розташуванням фаз під дією струмів КЗ

$$f_{ц} = \frac{n-1}{n^2} \cdot 0,2 \cdot \frac{I_{п.о}^{(3)2}}{d}, \quad (5.9)$$

де n – число проводів в фазі;
 d – діаметр фази, м.

Під дією імпульсних зусиль $f_{ц}$ провідники прагнуть наблизитися до центру. Для фіксації проводів та зменшення імпульсних зусиль в них встановлюють внутрішньофазові (дистанційні) розпірки. На ділянках проводу поблизу джерел живлення відстань між ними може складати 3–5 м, а на віддалених прогонах із зменшенням струмів КЗ ця відстань збільшується. Якщо за умовою електродинамічної стійкості дистанційних розпірок не потрібно, то їх встановлюють через 15 м для фіксації проводів розщепленої фази.

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді корони виникає біля проводів при високих напруженостях електричного поля. Процеси іонізації повітря біля проводу призводять до додаткових втрат енергії, до виникнення радіозавад та утворення озону, який негативно впливає на контактні поверхні.

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (5.10)$$

де m – коефіцієнт, який враховує шорсткість поверхні проводу (для багатопроводових проводів $m = 0,82$);
 r_0 – радіус проводу, см.

Напруженість електричного поля (максимальне значення) біля поверхні нерозщепленого або біля розщеплених проводів, кВ/см:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (5.11)$$

де K – коефіцієнт, який враховує кількість проводів в фазі;

U_{\max} – максимальна допустима напруга установки, кВ;

n – кількість проводів в фазі;

$D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між проводами фаз, см (при горизонтальному розташуванні фаз $D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D$);

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів, см (табл. 5.4).

Таблиця 5.4 – Значення К і $r_{ек}$

Показник	Число проводів у фазі			
	1	2	3	4
Коефіцієнт К	1	$1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}$
Еквівалентний радіус $r_{ек}$, см	r_0	$\sqrt{r_0 \cdot a}$	$\sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}$

Відстань між проводами в розщепленій фазі a приймається в установках 220 кВ рівною 20-30 см, в установках 330-750 кВ – 40 см.

При горизонтальному розташуванні проводів напруженість на середньому проводі приблизно на 7% більша за величину, що визначають за (5.10) та (5.11).

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні будь-якого проводу не більше $0,9 \cdot E_0$. Таким чином, умову виникнення корони можна записати у вигляді

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (5.12)$$

5.1.4 Вибір кабелів

Споживачі 6-10 кВ, як правило, отримують живлення кабельними лініями, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в РУ, а потім в землі (в траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб станцій до відповідних шин також використовуються кабелі 6 та 0,4 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних півповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, закріплених та стінах і конструкціях будівлі або ВРУ. Залежно від місця прокладання, властивостей середовища, механічних зусиль, які впливають на кабель, рекомендуються різні марки кабелів (див. табл. 5.5).

Таблиця 5.5 – Кабелі, які рекомендуються для прокладання в землі і повітрі

Область застосування	З паперовою просоченою ізоляцією	З пластмасовою і гумовою ізоляцією
В землі (в траншеях) з середньою корозійною активністю: без блукаючих струмів	ААШв, ААШп, ААПл	АПвБбШв, АВБбШв
з блукаючими струмами	ААШп, ААБ2л, ААП2л	АПАШв, АПАШп, АВАШв
Прокладка в тунелях, каналах, кабельних півповерхах, виробничих приміщеннях:	сухих	АВВГ, АВРГ
	вологих	АВВБГ, АВРБГ
вологих з високою корозійною активністю	ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв	АВБбШв, АПАШв
Прокладка в пожежо-небезпечних приміщеннях	ААГ, ААШв, ААБвГ	АВВГ, АВРГ, АпсВГ, АВВБГ, АВВБб, АВБбШв

Кабелі вибирають:

- за напругою установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$;

- за конструкцією (див. табл. 5.5);

- за економічною густиною струму: $q_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роб.н.}}}{j_{\text{ек}}}$;

- за допустимим струмом: $I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}}$.

Вибрані за нормальним режимом кабелі перевіряють на термічну стійкість за умовами $\theta_{\text{е}} \leq \theta_{\text{е доп}}$ або $q_{\text{мін}} \leq q$.

При цьому кабелі невеликої довжини перевіряють за струмом при КЗ на початку кабелю; одиночні кабелі зі ступінчастим перерізом по довжині перевіряють за струмом при КЗ на початку кожної ділянки. Два паралельних кабелі і більше перевіряють з врахуванням розгалуження струму КЗ.

5.1.5 Вибір жорстких шин

Як відмічалось раніше, в закритих РУ 6-10 кВ ошиновка і збірні шини виконуються жорсткими алюмінієвими шинами. При струмах до 3000 А застосовуються одно- та двополосні шини. При великих струмах рекомендуються шини коробчастого перерізу, тому що вони забезпечують менші втрати від ефекту близькості і поверхневого ефекту, а також кращі умови охолодження.

Для кращої тепловіддачі і зручності експлуатації шини красять: при змінному струмі фази А – жовтим, фази В – зеленим і фази С – червоним кольорами; при постійному струмі додатна шина червоним, від'ємна – синім кольором.

Згідно з ПУЕ збірні шини електроустановок і ошиновка в межах відкритих і закритих РУ всіх напруг за економічною густиною не перевіряються.

Вибір перерізу шин здійснюється за нагрівом (за допустимим струмом). При цьому враховуються не тільки нормальні, а й післяаварійні режими, а також ремонтні режими. Умова вибору

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (5.13)$$

де $I_{\text{доп}}$ - допустимий струм в шинах вибраного перерізу, який для неізолюваних проводів та покращених шин визначається за виразом

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \sqrt{\frac{70 - \theta_0}{45}}, \quad (5.14)$$

де $I_{\text{доп.ном}}$ – допустимий струм за таблицями при температурі повітря

$$\theta_{0, \text{ном}} = 25^{\circ}\text{C};$$

θ_0 – дійсна температура повітря.

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ здійснюється за умовами:

$$\theta_{\text{к}} \leq \theta_{\text{к доп}} \quad \text{або} \quad q_{\text{min}} \leq q, \quad (5.15)$$

де $\theta_{\text{к}}$ – температура шин при нагріванні струмом КЗ;

$\theta_{\text{к доп}}$ – допустима температура нагрівання шин при КЗ (див. табл. 4.11);

q_{min} – мінімальний переріз за термічною стійкістю;

q – вибраний переріз.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість. Жорсткі шини, закріплені на ізоляторах, є динамічною коливальною системою, яка знаходиться під впливом електродинамічних сил. В такій системі виникають коливання, частота яких залежить від маси і жорсткості конструкцій. Електродинамічні сили, що виникають при КЗ, мають складові, які змінюються з частотою 50 і 100 Гц. Якщо власні частоти коливальної системи шини–ізолятори збігаються з цими значеннями, то навантаження на шини і ізолятори зростають через резонанс. Якщо власні частоти менші за 30 і більше 200 Гц, то механічного резонансу не виникає. В більшості конструкцій шин, що практично застосовуються, ці умови дотримуються, тому ПУЕ не вимагає перевірки на електродинамічну стійкість з врахуванням механічних коливань. При проектуванні нових конструкцій РУ з жорсткими шинами визначення частоти власних коливань здійснюється за виразом:

$$f_0 = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (5.16)$$

де K – коефіцієнт, що враховує матеріал шин (для алюмінія – 173,2; для міді – 125,2);

l – довжина прогону між ізоляторами, м;

J – момент інерції поперечного перерізу шини відносно осі, яка перпендикулярна до напрямку згинальної сили, см⁴;

q – поперечний переріз шини, см².

Змінюючи довжину прогону і форму перерізу шин, добиваються того, щоб уникнути механічного резонансу, тобто $f_0 > 200$ Гц.

Технічні характеристики шинопроводів напругою до 1000 В подані в додатку В.

5.1.5.1 Механічний розрахунок однополосних шин

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (5.17)$$

де $\sigma_{\text{розр}}$ і $\sigma_{\text{доп}}$ – розрахункові і допустимі механічні напруги в матеріалі шин.

Напруга в матеріалі шин, яка виникає під впливом згинального моменту, МПа:

$$\sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (5.18)$$

де i_y – ударний струм КЗ, кА;

a – відстань між фазами, м;

W – момент опору шини відносно осі, перпендикулярної до дії зусилля, см³ (див. табл. 5.6).

В таблиці 5.7 приведені орієнтовні значення допустимих напруг з урахуванням зниження міцності шин в місцях зварювання.

5.1.5.2 Механічний розрахунок двополосних шин

Якщо кожна фаза виконується з двох полос (рисунок 5.2), то виникають зусилля між полосами і між фазами. Зусилля між полосами не повинні приводити до їх дотику. Для того щоб зменшити це зусилля, в прогоні між полосами встановлюють прокладки. Прогін між прокладками $l_{\text{п}}$ вибирається таким, щоб електродинамічні сили, що виникають при КЗ, не викликали дотику полос:

$$l \leq 0,216 \cdot \sqrt{\frac{a_{\text{п}}}{i_y^{(3)}}} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_{\text{п}}}{K_{\text{ф}}}}, \quad (5.19)$$

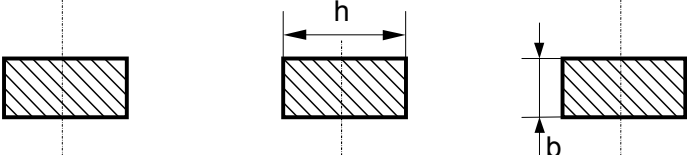
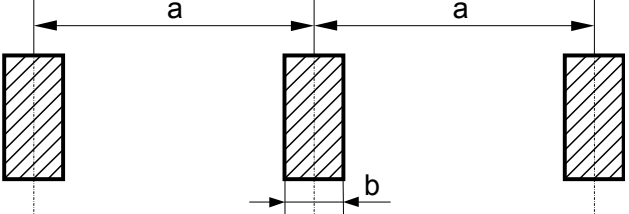
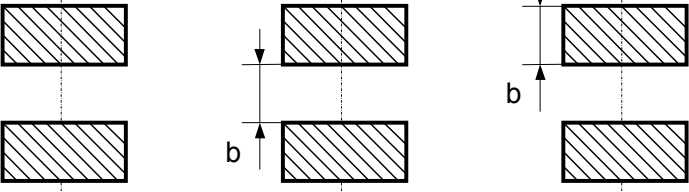
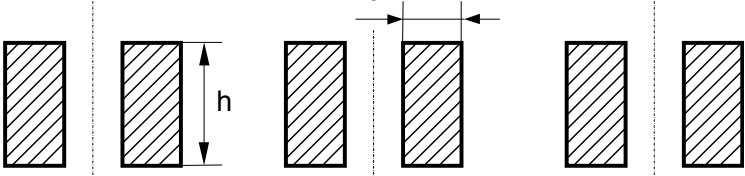
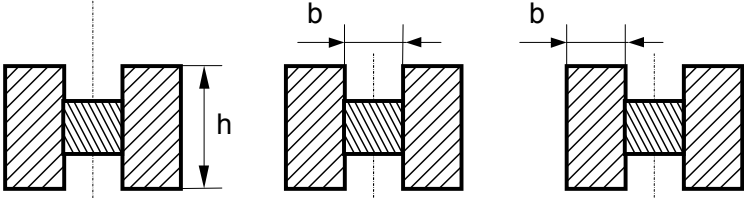
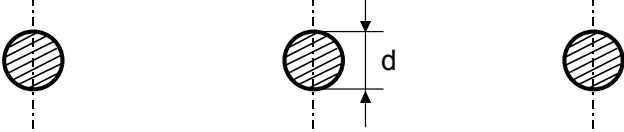
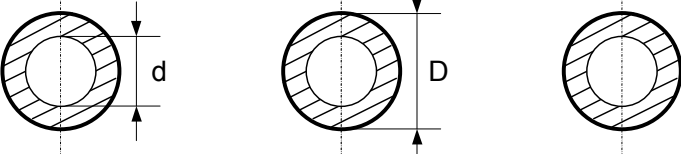
де $a_{\text{п}}$ – відстань між осями полос, см;

$J_{\text{п}} = \frac{h \cdot b^3}{12}$ – момент інерції полоси, см⁴;

$K_{\text{ф}}$ – коефіцієнт форми (див. рис. 5.3);

E – модуль пружності матеріалу шин (табл. 5.7).

Таблиця 5.6 – Моменти інерції і опору

Розташування шини	Момент інерції	Момент опору
	$\frac{b \cdot h^3}{12}$	$\frac{b \cdot h^2}{6}$
	$\frac{h \cdot b^3}{12}$	$\frac{h \cdot b^2}{6}$
	$\frac{b \cdot h^3}{6}$	$\frac{b \cdot h^2}{3}$
	$\frac{h \cdot b^3}{6}$	$\frac{h \cdot b^2}{3}$
	$0,72 \cdot b^3 \cdot h$	$1,44 \cdot b^2 \cdot h$
	$\frac{\pi \cdot d^4}{64}$	$\frac{\pi \cdot d^3}{32}$
	$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$

Таблиця 5.7 – Механічні характеристики матеріалу шин

Матеріал	Марка	Допустима напруга $\sigma_{\text{доп}}$, МПа	Модуль пружності E , Па
Алюміній	АДО	40	$7 \cdot 10^{10}$
Алюмінієвий сплав	АДЗІТ	75	-
	АДЗІТІ	90	-
Мідь	МГТ	140	$10 \cdot 10^{10}$
Сталь	Ст3	160	$20 \cdot 10^{10}$

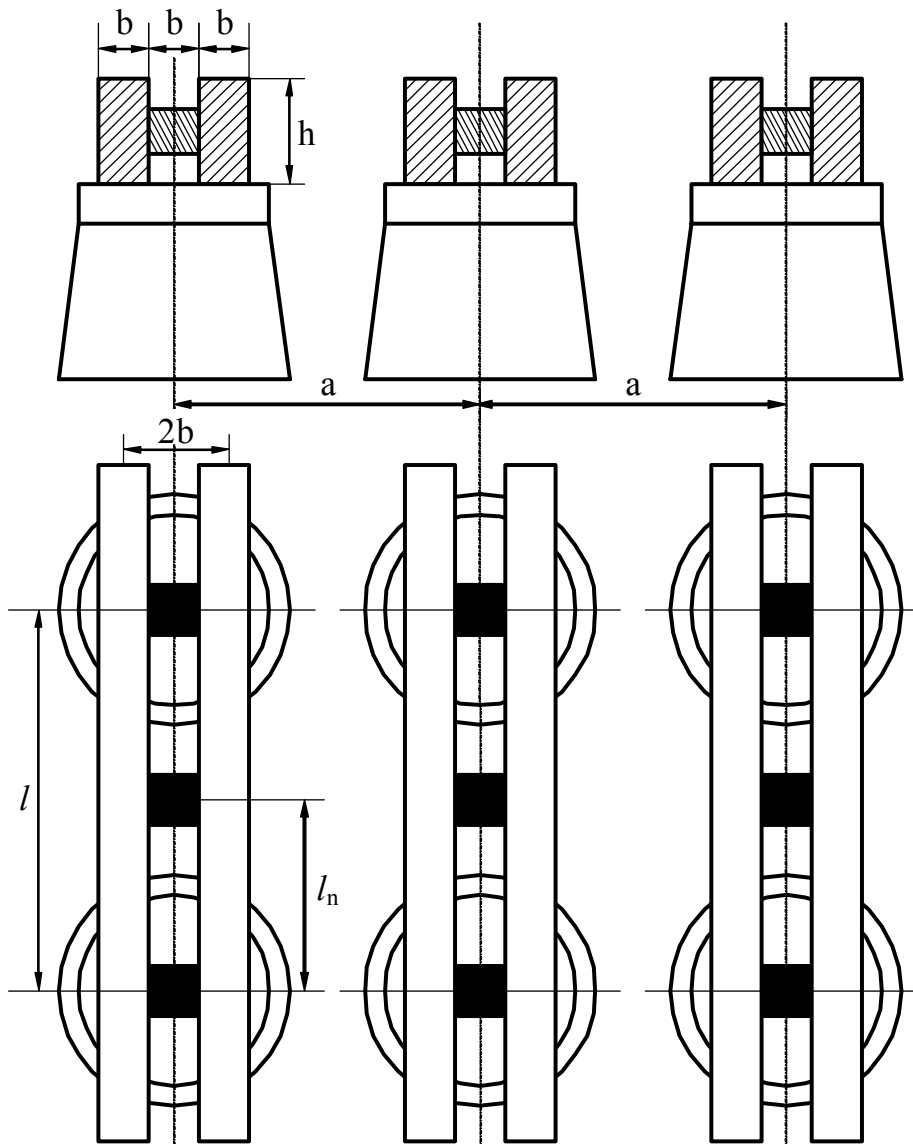


Рисунок 5.2 – Ескіз розташування двополосних шин

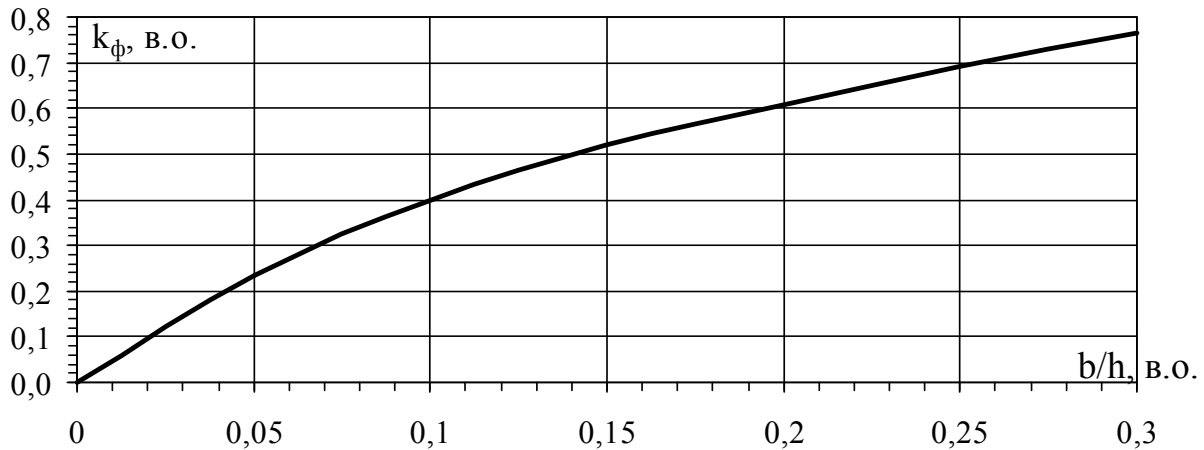


Рисунок 5.3 – Криві для визначення коефіцієнта форми для двополосних шин при $a = 2 \cdot b$

Механічна система дві полоси-ізолятори повинна мати частоту власних коливань більшу за 200 Гц, щоб не виникало різкого збільшення зусилля в результаті механічного резонансу. Виходячи з цього величина l_{Π} вибирається ще за однієї умови:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \cdot 10^{-2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J_{\Pi}}{m_{\Pi}}}, \quad (5.20)$$

де m_{Π} – маса полоси на одиницю довжини, кг/м.

Розрахунок ведеться за меншою з двох величин, визначених за формулами (5.19) та (5.20).

Сила взаємодії між полосами в пакеті з двох полос, Н/м:

$$f_{\Pi} = \frac{K_{\phi}}{4} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-1}. \quad (5.21)$$

Напруга в матеріалі шин від взаємодії полос, МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi}}{12} \cdot \frac{l_{\Pi}^2}{W_{\Pi}}, \quad (5.22)$$

де W_{Π} – момент опору однієї полоси, см⁴;

l_{Π} – відстань між прокладками, м.

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз, МПа:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2}{a \cdot W_{\phi}} \cdot i_y^2, \quad (5.23)$$

де l – довжина прогону між ізоляторами, м;
 W_{ϕ} – момент опору пакету шин, см^3 (див. табл. 5.6).

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\text{п}} \leq \sigma_{\text{доп}}. \quad (5.24)$$

5.1.5.3 Механічний розрахунок шин коробчастого перерізу

В шинах коробчастого перерізу частота власних коливань значно більша, ніж для шин прямокутного перерізу. Це дозволяє здійснювати розрахунок без врахування механічних коливань.

Напруга в матеріалі шин від взаємодії фаз визначається за формулою, МПа:

$$\sigma_{\phi} = K_p \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \cdot 10^{-2}, \quad (5.25)$$

де K_p – коефіцієнт, який враховує розташування шин (табл. 5.8);

i_y – кА;
 l і a – м;
 W – см^3 .

Таблиця 5.8 – Значення K_p та W

Розташування шин	K_p	$W, \text{см}^3$
Горизонтальні:		
швелери, жорстко з'єднані між собою	$\sqrt{3}$	$W_{y_0-y_0}$
жорстке з'єднання швелерів відсутнє	$\sqrt{3}$	$2W_{y-y}$
Вертикальне	$\sqrt{3}$	$2W_{x-x}$
У вершинах рівностороннього трикутника	2,5	$W_{y_0-y_0}$
У вершинах прямокутного трикутника	2,2	$W_{y_0-y_0}$

Сила взаємодії між швелерами, Н/м:

$$f_{\text{п}} = 0,05 \cdot \frac{i_y^2}{h}, \quad (5.26)$$

де h – висота шин, м.

Напруга в матеріалі шин від дії сили f_{Π} , МПа:

$$\sigma_{\Pi} = \frac{f_{\Pi} \cdot l_{\Pi}^2}{12 \cdot W_{\Pi}}, \quad (5.27)$$

де $W_{\Pi} = W_{y-y}$.

Якщо шини жорстко з'єднані по всій довжині, то $\sigma_{\Pi} = 0$.

Шини механічно міцні, якщо

$$\sigma_{\text{розр}} = \sigma_{\phi} + \sigma_{\Pi} \leq \sigma_{\text{доп}}.$$

Якщо ця умова не виконується, то потрібно зменшити σ_{ϕ} або σ_{Π} , а це можна зробити, зменшивши l або l_{Π} . Прогін l визначається конструкцією РУ, а величину l_{Π} можна змінити, збільшивши кількість прокладок в прогоні, якщо швелери не з'єднані жорстко по всій довжині.

Максимально допустима відстань між прокладками, м:

$$l_{\Pi, \text{max}} = \sqrt{\frac{12 \cdot (\sigma_{\text{доп}} - \sigma_{\phi}) \cdot W_{\Pi}}{f_{\Pi}}}. \quad (5.28)$$

5.1.5.4 Вибір ізоляторів

В РУ шини закріплюються на опорах, прохідних та підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на *опорних ізоляторах*, вибір яких відбувається за такими умовами:

– за номінальною напругою $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$;

– за допустимим навантаженням $F_{\text{розр.}} \leq F_{\text{доп.}}$;

де $F_{\text{розр.}}$ – розрахункова сила, яка діє на ізолятор, Н;

$F_{\text{доп.}}$ – допустиме навантаження на головку ізолятора.

$$F_{\text{доп.}} = 0,6 \cdot F_{\text{р.}}, \quad (5.29)$$

де $F_{\text{р.}}$ – руйнівне навантаження на вигин.

При горизонтальному або вертикальному розташуванні ізоляторів всіх фаз розрахункова сила, Н:

$$F_{\text{розр.}} = 0,173 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot K_h, \quad (5.30)$$

де K_h – поправковий коефіцієнт на висоту шини, якщо вона розташована на ребрі,

$$K_h = \frac{H_{i3} + C + \frac{h}{2}}{H_{i3}}, \quad (5.31)$$

де H_{i3} – висота ізолятора, мм;

C – товщина шини, мм.

При розташуванні шин у вершинах трикутника, Н:

$$F_{\text{розр}} = K_h \cdot F_{3г} = 0,162 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h. \quad (5.32)$$

Прохідні ізолятори вибираються:

– за напругою, $U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.}}$;

– за номінальним струмом, $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$;

– за допустимим навантаженням, $F_{\text{розр.}} \leq F_{\text{доп.}}$.

Для прохідних ізоляторів розрахункова сила при горизонтальному або вертикальному розташуванні шин, Н:

$$F_{\text{розр}} = 0,0865 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l. \quad (5.33)$$

При розташуванні шин у вершинах трикутника, Н:

$$F_{\text{розр}} = 0,5 \cdot F_{3г} = 0,081 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a}. \quad (5.34)$$

5.1.6 Вибір комплектних екранованих струмопроводів

Для з'єднання виводів потужних генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами та ТВП застосовуються комплектні пофазно екрановані струмопроводи, кожна фаза яких знаходиться в закритому металевому (алюмінієвому) кожусі. Згідно з нормами технологічного проектування застосування комплектних екранованих струмопроводів обов'язкове для всіх генераторів потужністю 160 МВт і вище. Рекомендується застосовувати екрановані струмопроводи в межах машинного залу і для генераторів 60–100 МВт, а на відкритому просторі – в тому випадку, коли підвищувальний трансформатор віддалений від машинного залу не більше ніж на 15 м. При більших відстанях на відкритому просторі рекомендується застосовувати гнучкі шинопроводи.

Характеристики комплектних екранованих струмопроводів вибираються за номінальними параметрами генератора [6]. Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більшим за розрахунковий ударний струм КЗ приєднання.

Умови вибору комплектних струмопроводів:

$$\begin{aligned}U_{\text{уст}} &\leq U_{\text{ном}}; \\I_{\text{max}} &\leq I_{\text{ном}}; \\i_y &\leq i_{\text{дин}}.\end{aligned}$$

5.2 Вибір електричних апаратів розподільних установок

5.2.1 Загальні відомості

Всі елементи РУ електричної станції або підстанції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість під час найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів перевіряється відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати під час експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальний струм та напруга.

Розрізняють нормальний та форсований робочі режими. Форсований режим виникає в таких випадках:

- для паралельних ліній при відключенні однієї з них;
- для трансформаторів при перевантаженні;
- для кабелів при використанні перевантаженої здатності;
- для генераторів при роботі з номінальною потужністю при зниженні напруги на 5% від номінальної.

Тобто умови вибору апарата

$$I_{\text{роб.ф}} \leq I_{\text{ном}},$$

де $I_{\text{ном}}$ – номінальний струм апарата;

$I_{\text{роб.ф}}$ – робочий струм форсованого режиму.

Після цього здійснюється перевірка апаратів за параметрами режиму короткого замикання. За розрахунковий вид приймається трифазне КЗ.

Електродинамічна стійкість характеризується максимальним допустимим струмом апарата $i_{\text{дин}}$, який повинен дорівнювати або бути більшим розрахункового ударного струму.

Перевірка апаратів на термічну стійкість полягає в порівнянні обчисленого теплового імпульсу з добутком квадрата номінального струму термічної стійкості апарата і номінального часу термічної стійкості, який вказується в каталозі. ПУЕ дозволяє не перевіряти на термічну стійкість провідники і апарати, що захищені плавкими запобіжниками.

Схема для розрахунку струмів КЗ вибирається таким чином, щоб апарат, який перевіряється на термічну та динамічну стійкість, потрапив в найбільш складні умови. Через малу ймовірність аварій між збірними шинами і реактором в лініях з струмообмежуючим реактором, ПУЕ приписує вибирати шинні роз'єднувачі, вимикачі, трансформатори струму, прохідні ізолятори та ошиновку, які встановлюються до реактора, за струмами КЗ за реактором.

Апарати всіх ланок РУ 35 кВ і вище повинні перевірятися за повним струмом КЗ на збірних шинах.

5.2.2 Вибір вимикачів

Під час вибору вимикачів необхідно враховувати 12 різних параметрів, але оскільки заводами-виробниками гарантується певна залежність параметрів, наприклад,

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{відкл.ном}}; \quad i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{відкл.ном}},$$

то допустимо *вибирати* вимикачі за найважливішими параметрами:

- за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (5.35)$$

- за тривалим струмом:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{ном}}; \quad (5.36)$$

- за вимикаючою здатністю.

В першу чергу здійснюється *перевірка* на симетричний струм відключення за умовою

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{відкл.ном}}. \quad (5.37)$$

Потім перевіряється можливість відключення аперіодичної складової струму КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}}}{100}, \quad (5.38)$$

де $i_{a,\text{НОМ}}$ – номінальне допустиме значення аперіодичної складової в струмі, який відключається, для часу τ ;
 $i_{a,\tau}$ – аперіодична складова струму КЗ в момент розходження контактів;
 τ – найменший час від початку КЗ до моменту розходження дугогасних контактів,

$$\tau = t_{z,\text{min}} + t_{\text{вч}},$$

де $t_{z,\text{min}} = 0,01$ с – мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{\text{вч}}$ – власний час відключення вимикача.

Час $t_{\text{вч}}$ повинен знаходитись в межах:

- для надшвидкодійних вимикачів – до 0,06 с;
- для швидкодійних вимикачів – від 0,06 до 0,08 с;
- для вимикачів прискореної дії – від 0,08 до 0,12 с;
- для нешвидкодійних вимикачів – від 0,12 до 0,25 с.

Якщо умова $I_{\text{п},\tau} \leq I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}}$ дотримується, а $i_{a,\tau} > i_{a,\text{НОМ}}$, то допускається перевірка за вимикаючою здатністю за повним струмом КЗ.

$$\left(\sqrt{2} \cdot I_{\text{п},\tau} + i_{a,\tau} \right) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ВІДКЛ.НОМ}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100} \right), \quad (5.39)$$

де β_H – нормоване значення вмісту аперіодичної складової у струмі КЗ, %, яке визначається за кривою, що наведена на рис.5.4.

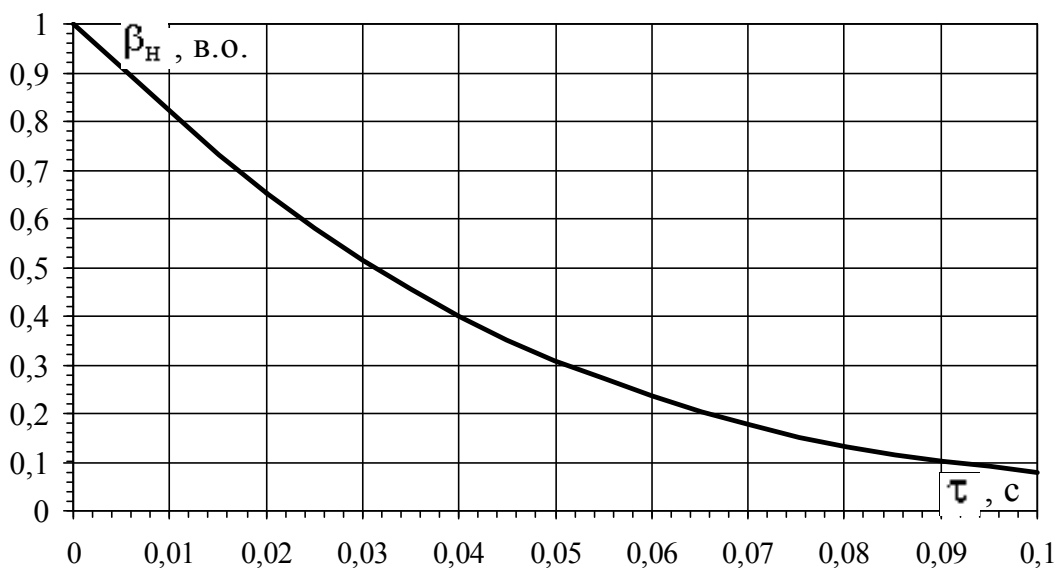


Рисунок 5.4 – Нормоване відносне значення аперіодичної складової у струмі КЗ

Нормоване значення β_H визначається для моменту розходження контактів τ :

$$\tau = t_{z.min} + t_{вч} = 0,01 + t_{вч}.$$

Якщо $\tau > 0,09$ с, то беруть $\beta_H = 0$.

Значення β_H можна також визначити за виразом:

$$\beta_H \approx e^{-\tau/0,045}.$$

На електродинамічну стійкість вимикач перевіряється за граничними наскрізними струмами КЗ:

$$I_{п,0} \leq I_{дин}, \quad (5.40)$$

$$i_y \leq i_{дин}, \quad (5.41)$$

де $i_{дин}$ – найбільший піковий струм електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного наскрізного струму КЗ.

На термічну стійкість вимикач перевіряється за тепловим імпульсом струму КЗ:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (5.42)$$

де B_k – розрахунковий тепловий імпульс струму КЗ;

I_T – середньоквадратичне значення струму за час його протікання (струм термічної стійкості) за каталогом;

t_T – тривалість протікання струму термічної стійкості за каталогом, с.

Для встановлення в РУ 110 кВ і вище рекомендуються повітряні та елегазові вимикачі. В колах генераторів застосовують вимикачі типу МГГ, МГ. На потужних блоках – типу ВВ-10, 15, 20. На лініях, що відходять на генераторній напрузі, потрібно орієнтуватися на вакуумні та елегазові вимикачі. РУ власних потреб 6 кВ станцій виконують з комплектних комірок КРУ з елегазовими або вакуумними вимикачами.

В додатку Г наведені технічні характеристики вимикачів.

5.2.3 Вибір роз'єднувачів

Вибір роз'єднувачів значно простіший, ніж вибір вимикачів, тому що роз'єднувачі не пристосовані для відключення ні нормальних, ні, тим паче, аварійних струмів. В зв'язку з цим для їх вибору обмежуються

визначенням таких необхідних робочих параметрів: номінальної напруги $U_{\text{ном}}$ і тривалого номінального струму $I_{\text{ном}}$, а також перевіркою на термічну та динамічну стійкість при наскрізних струмах КЗ.

Особливу увагу під час вибору роз'єднувачів слід звертати на їх конструкцію. Для електроустановок всіх напруг, в тому числі і невеликих, слід вибирати виключно триполюсні роз'єднувачі.

Вимикачі і роз'єднувачі зручно вибирати одночасно. Розрахункові значення потрібних для вибору величин, а також каталожні дані вимикачів і роз'єднувачів записуються в таблицю. Як приклад наведена таблиця 5.9. Для вимикачів у колах власних потреб замість типів роз'єднувачів вказують типи комірок КРУ.

Таблиця 5.9 – Приклад вибору вимикача та роз'єднувача

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВГБ-110У1	Роз'єднувач РНДЗ-110/1000У1
$I_{\text{уст.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 656 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{пт}} = 20,15 \text{ кА}$	$I_{\text{відкл.ном}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{ат}} = 10,53 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{відкл.ном}}}{100} =$ $= \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 40 = 20,02 \text{ кА}$	–
$I_{\text{п,0}} = 27,32 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	–
$i_{\text{y}} = 52,61 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 113,72 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираючи апарати для електричних станцій та підстанцій слід прагнути до однотипності електрообладнання, особливо в тотожних приєднаннях (генераторів, трансформаторів зв'язку, в РУ різних напруг).

5.2.4 Вибір струмообмежувальних реакторів

Для обмеження струму КЗ в РУ 6-10 кВ ТЕЦ застосовують секційні та лінійні реактори (рис. 5.5). Доцільність в їх встановленні визначається під час проектування головної електричної схеми разом з іншими засобами обмеження струмів КЗ (див. розд. 2.5).

Секційні реактори обмежують струм КЗ в зоні збірних шин, приєднань генераторів, трансформаторів, тому їх опори повинні бути достатніми для обмеження струму КЗ до значень, які потрібні для встановлення вимикачів.

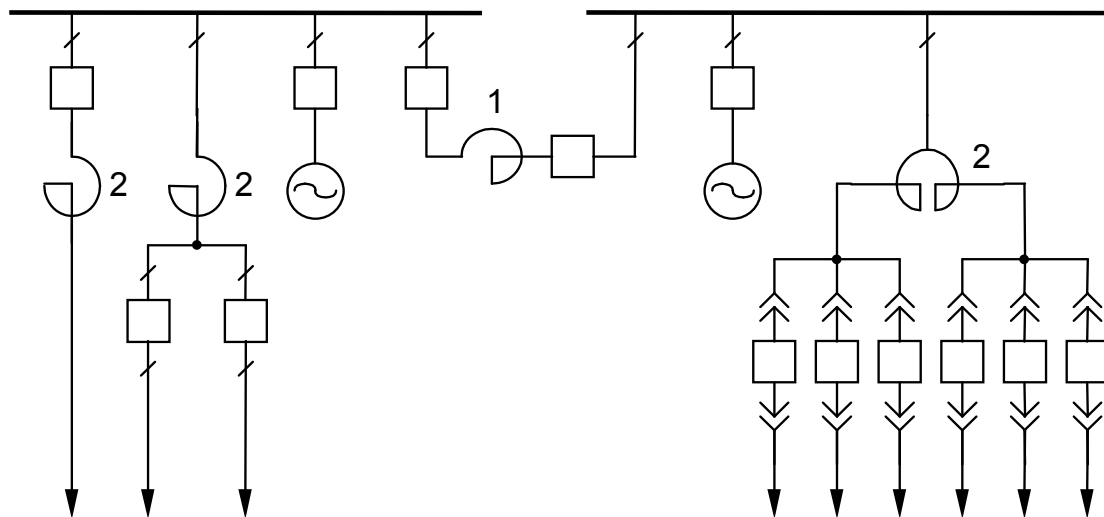


Рисунок 5.5 – Схема включення реакторів в РУ генераторної напруги:
1 - секційний реактор; 2 - лінійний реактор

Секційний реактор вибирають за напругою, тривалим номінальним струмом $I_{тр.ном}$ та індуктивним опором X_p .

Номінальний струм секційного реактора зазвичай беруть рівним

$$I_{роб.ном} \geq (0,6 - 0,7) \cdot I_{Г.ном}, \quad (5.43)$$

де $I_{Г.ном}$ – сумарний струм генераторів, приєднаних до секції.

Індуктивний опір секційного генератора беруть рівним $0,2 \div 0,35$ Ом.

Лінійні реактори включаються послідовно в лінію. За допомогою них обмежують струм КЗ в розподільній мережі і підтримують залишкову напругу $U_{зал}$ на шинах РУ при КЗ на одній з ліній.

Розглянемо порядок вибору лінійних реакторів.

Реактори вибирають за номінальною напругою і номінальним струмом

$$U_{уст.} \leq U_{р.ном}; \quad I_{роб.} \leq I_{р.ном}. \quad (5.44)$$

Індуктивний опір реактора вибирають, виходячи з умов обмеження струму КЗ до заданого рівня, визначеного комутаційною здатністю вимикачів, які встановлені в даній мережі.

З самого початку відоме значення періодичної складової струму КЗ $I_{п.0}$, яке за допомогою реактора необхідно зменшити. Результуючий опір кола КЗ до місця приєднання реакторів (рис. 5.6) можна визначити за виразом

$$X_{рез.К1} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}}. \quad (5.45)$$

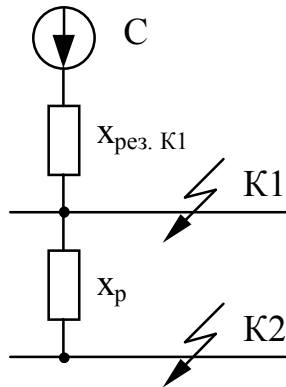


Рисунок 5.6 – Заступна схема для визначення опору реактора

Початкове значення періодичної складової струму за реактором повинно дорівнювати струму відключення вимикача:

$$I_{п.о.К2} = I_{відкл.}$$

Опір КЗ до точки К2 за реактором

$$X_{рез.К2} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{відкл.}} \quad (5.46)$$

Різниця отриманих за (5.45) та (5.46) опорів дає необхідний опір реактора:

$$X_p = X_{рез.К2} - X_{рез.К1} \quad (5.47)$$

Вибирають за каталогом тип реактора з найближчим більшим значенням X_p і розраховують дійсне значення періодичної складової струму КЗ за реактором.

Вибраний реактор необхідно перевірити на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин.}, \quad (5.48)$$

де i_y – ударний струм трифазного КЗ за реактором.

Перевірка на термічну стійкість відбувається за умовою

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T \quad (5.49)$$

Коротке замикання за реактором можна вважати віддаленим, тому

$$B_{л} = I_{п.о.К2}^2 \cdot (t_{відкл.} + T_a),$$

при цьому до значення $t_{\text{відкл}}$ входить час дії релейного захисту ліній, який складає 1 – 2 с.

Необхідно також визначити втрату напруги в реакторі і залишкову напругу на шинах установки, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{роб}} \cdot X_p \cdot \sin \varphi \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}};$$

для здвоєного реактора

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{роб}} \cdot X_p \cdot (1 - K_{\text{св}}) \cdot \sin \varphi \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}};$$

$$U_{\text{залиш.}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{п.о.К2}} \cdot X_p \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}}}.$$

Порівнюємо отримані значення з допустимими:

$$\Delta U \leq 1,5 \dots 2; \quad U_{\text{залиш.}} \geq 65 \dots 70\%.$$

В деяких каталогах X_p подаються у відсотках. Визначення опору реактора в іменованих одиницях здійснюється за виразом:

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном}}}.$$

5.2.5 Вибір вимірювальних трансформаторів

5.2.5.1 Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму (*current transformer*) вибирають за такими параметрами.

1. За напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}. \quad (5.50)$$

2. За струмом

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{Iном}}. \quad (5.51)$$

Номінальний струм повинен бути якнайближчим до робочого струму установки, тому що недовантаження первинної обмотки призводить до збільшення похибок вимірювання.

3. За конструкцією та класом точності.

За конструкцією розрізняють такі трансформатори струму: котушкові, одновиткові (типу ТПОЛ), багатовиткові з литою ізоляцією (типу ТПЛ і ТЛМ). Трансформатори типу ТЛМ, ТПЛК призначені для КРУ і конструктивно сумісні з одним зі штепсельних роз'ємів первинного кола комірки. Для великих струмів застосовують трансформатори типу ТШЛ і ТПШЛ, у яких роль первинної обмотки виконує шина. Для ВРУ випускають трансформатори типу ТФН, ТФЕМ у фарфоровому корпусі з паперово-масляною ізоляцією і каскадного типу - ТРН, ТФРМ. На виводах масляних баківих вимикачів та силових трансформаторів напругою 35 кВ і вище встановлюються вбудовані трансформатори струму ТВ, ТВС, ТВУ.

Клас точності трансформаторів струму згідно з ПУЕ вибирають відповідно до їх призначення: для приєднання лічильників фінансових розрахунків з споживачами – 0,5, для решти технічних вимірювальних приладів – 1,0.

4. За електродинамічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} i_y &\leq K_d \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}; \\ i_y &\leq i_{\text{дин}}, \end{aligned} \right\} \quad (5.52)$$

де i_y – ударний струм КЗ за розрахунком;

K_d – кратність електродинамічної стійкості за каталогом;

$I_{1\text{ном}}$ – номінальний первинний струм трансформатора струму;

$i_{\text{дин}}$ – струм електродинамічної стійкості.

5. За термічною стійкістю:

$$\left. \begin{aligned} B_k &\leq (K_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_T; \\ B_k &\leq I_T^2 \cdot t_T, \end{aligned} \right\} \quad (5.53)$$

де B_k – тепловий імпульс за розрахунком;

K_T – кратність термічної стійкості за каталогом;

t_T – час термічної стійкості за каталогом;

I_c – струм термічної стійкості.

6. За вторинним навантаженням:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.54)$$

де Z_2 – вторинне навантаження трансформатора струму;

$Z_{2ном}$ – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму у вибраному класі точності.

Індуктивний опір струмових кіл невеликий, тому $Z_2 \approx r_2$. Вторинне навантаження складається з опору приладів, з'єднувальних проводів та перехідного опору контактів:

$$r_2 = r_{прил.} + r_{пр.} + r_k. \quad (5.55)$$

Опір приладів визначається за виразом:

$$r_{прил} = \frac{S_{прил}}{I_2^2}, \quad (5.56)$$

де $S_{прил}$ – потужність, яка споживається приладами;

I_2 – вторинний номінальний струм.

Для підрахунку $S_{прил}$ рекомендується таблична форма (табл. 5.10).

Таблиця 5.10 – Розрахунок $S_{прил.}$, В·А

Найменування та тип приладу	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр Е-378	0,1	0,1	0,1
Лічильник активної енергії И-670М	2,5	-	2,5
...
...

Трансформатори струму встановлюються на всіх ділянках (ділянки генераторів, трансформаторів, ліній тощо). Більш докладніше, які вимірювальні прилади необхідно встановлювати в тому чи іншому колі, можна ознайомитися в [9, табл. 4.11, С. 362]. Необхідно також врахувати схеми включення і розподілу приладів по комплектах трансформаторів струму (схеми з'єднання вимірювальних трансформаторів і приладів наведені на рис. 4.106 в [9] та рис. 5.7).

Опір контактів r_k беруть рівним 0,05 Ом, якщо в коло включено 2–3 прилади, і 0,1 Ом за більшої кількості приладів.

Знаючи $Z_{2ном.}$, визначаємо допустимий опір

$$r_{пр.} = Z_{2ном.} - r_{прил.} - r_k.$$

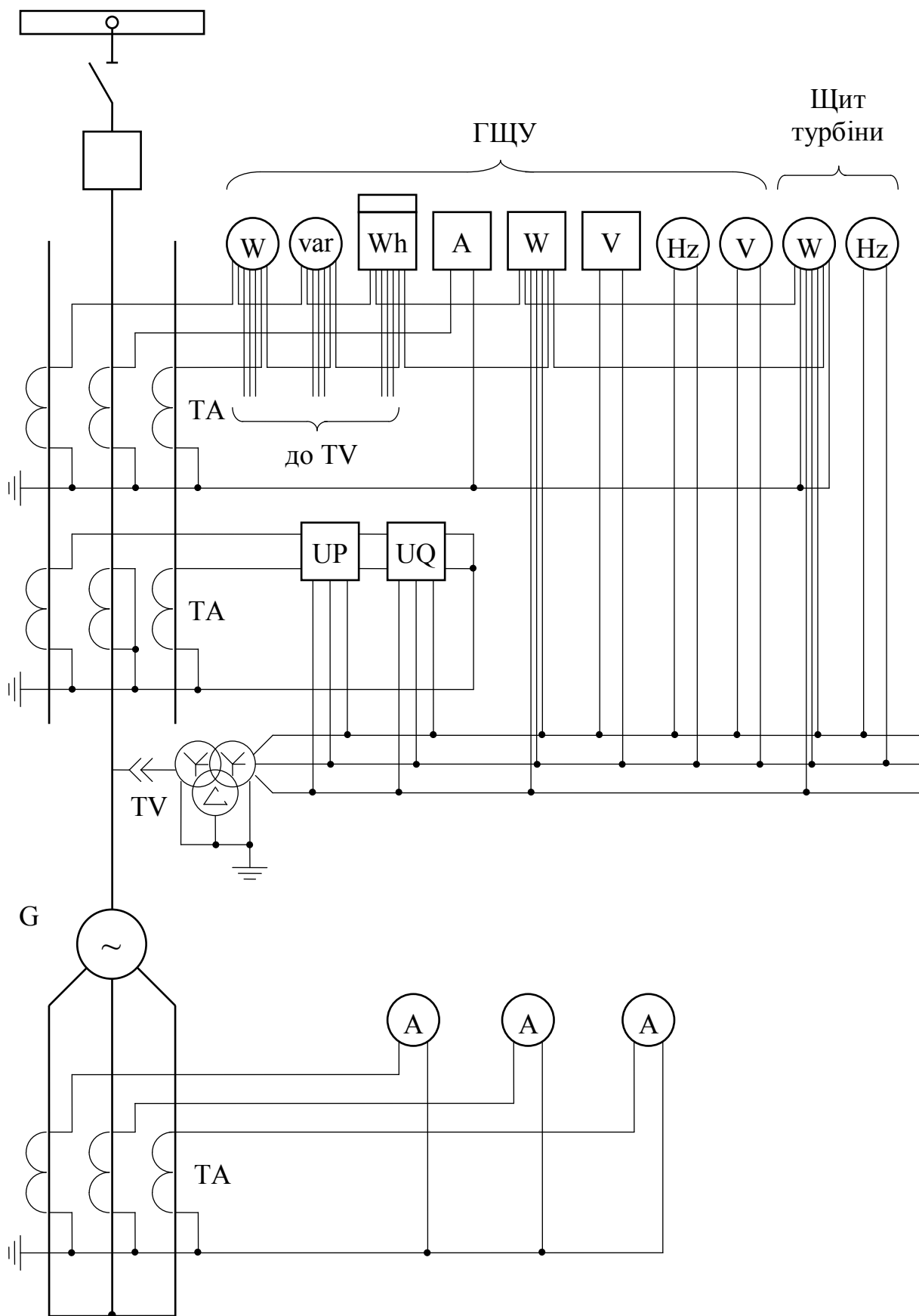


Рисунок 5.7 – Схема включення вимірювальних приладів генератора

і площу перерізу проводу $q = \rho \cdot \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}}$,

де ρ – питомий опір матеріалу проводу ($\rho = 0,0175$ для проводів з мідними жилами і $\rho = 0,0283$ для проводів з алюмінієвими жилами);

$l_{\text{розр}}$ – розрахункова довжина, яка залежить від схеми з'єднання трансформатора струму і відстані l від трансформаторів струму до приладів:

при включенні в неповну зірку $l_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot l$;

при включенні в зірку $l_{\text{розр}} = l$;

при включенні в одну фазу $l_{\text{розр}} = 2 \cdot l$.

Для різних приєднань береться приблизно така довжина з'єднувальних проводів l , м:

Всі під'єднання ГРУ 6-10 кВ, окрім ліній споживачів	40-60
Лінії 6-10 кВ до споживачів	4-6
Кола генераторної напруги блочних станцій	20-40
Всі під'єднання РУ 35 кВ	60-75
Всі під'єднання РУ 110 кВ	75-100
Всі під'єднання РУ 220 кВ	100-150
Всі під'єднання РУ 330-500 кВ	150-175
Синхронні генератори	25-40

Для підстанцій вказані довжини зменшують на 15-20%.

За умовами механічної міцності отримана площа перерізу не повинна бути меншою $2,5 \text{ мм}^2$ для проводів з алюмінієвими жилами і $1,5 \text{ мм}^2$ для проводів з мідними жилами. Проводи з площею перерізу більше ніж 6 мм^2 , як правило, не застосовуються.

5.2.5.2 Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги (*voltage transformer*) вибираються за такими параметрами.

1. За напругою установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \cdot \quad (5.57)$$

2. За конструкцією і схемою з'єднання обмоток.

В установках напругою до 18 кВ застосовуються трифазні та однофазні трансформатори, на більш високих напругах - тільки однофазні.

На напругах до 18 кВ є велика кількість типів трансформаторів напруги: сухі (НОС), масляні (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НТМК), з литою ізоляцією (ЗНОЛ). Трансформатори типів ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 і ЗНОЛ-06 встановлюються в комплектних струмопроводах потужних генераторів. В установках напругою 110 кВ і вище застосовують трансформатори напруги каскадного типу НКФ і ємнісні подільники напруги НДЄ.

Залежно від призначення застосовуються різні схеми включення трансформаторів напруги [9, С. 471].

3. За класом точності.
4. За вторинним навантаженням.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$$

де $S_{\text{НОМ}}$ – номінальна потужність у вибраному класі точності, при цьому слід мати на увазі, що для однофазних трансформаторів, з'єднаних в зірку, потрібно взяти сумарну потужність усіх трьох фаз, а для з'єднаних за схемою відкритого трикутника – подвоєну потужність одного трансформатора;

$S_{2\Sigma}$ – навантаження всіх вимірювальних приладів, приєднаних до трансформатора напруги, В·А.

Для підрахунку $S_{2\Sigma}$ рекомендується таблична форма (табл. 5.11).

Таблиця 5.11 - Розрахунок $S_{2\Sigma}$

Найменування та тип приладу	Потужність однієї котушки приладу	Число котушок	$\sin\varphi$	$\cos\varphi$	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр Е-235	2,0 В·А	1	0	1,0	2,0	-
Ватметр Д-335	1,5 В·А	2	0	1,0	3,0	-
Лічильник активної енергії И-680	2,0 Вт	2	0,925	0,38	4,0	9,7
Лічильник реактивної енергії И-676	3,0 Вт	2	0,925	0,38	6,0	14,5
...
РАЗОМ:

Перелік приладів береться за таблицею 5.12 або таблицею, наведеною в [9, табл. 4.11, С. 362].

Таблиця 5.12 – Контрольно-вимірювальні прилади на електростанціях

№	Коло	Місце встановлення приладів	Перелік приладів	Примітки	
1	Турбогенератора	Статор	Амперметр в кожній фазі, вольтметр, ватметр, варметр, лічильник активної енергії, давачі активної і реактивної потужності. Реєструючі прилади: ватметр, амперметр і вольтметр (на генераторах 60 МВт і більше)	1. Перераховані прилади встановлюються на основних щитах керування (БЩК або ГЩК) 2. На генераторах до 12 МВт в колі статора встановлюється один амперметр 3. На груповому щиті турбіни встановлюється ватметр, частотомер в колі статора (якщо немає БЩК) і вольтметр в колі збудження 4. При наявності БЩК на ЦЩК встановлюються ватметр і варметр 5. На ЦЩК встановлюються частотомер, підсумовувальні ватметр і варметр	
		Ротор	Амперметр, вольтметр. Вольтметр в колах основного і резервного збуджувачів. Реєструючий амперметр (на генераторах 60 МВт і більше)		
2	Гідрогенератора	Статор	Такі ж прилади, як і для турбогенератора	–	
		Ротор	Амперметр, вольтметр	–	
3	Блока генератор-трансформатор	Генератор	Прилади за п.1	В колі генератора встановлюються осцилограф і прилади синхронізації	
		Блочний трансформатор	НН		–
			СН		Амперметр, ватметр і варметр з двосторонньою шкалою
ВН	Амперметр				
4	Трансформатора зв'язку з енергосистемою або РУ різних	Двообмотковий	ВН	–	У трансформаторів, що працюють в блоці трансформатор-лінія, амперметри встановлюють у всіх фазах
			НН	Амперметр, ватметр і варметр з двосторонньою шкалою	
		Триобмотковий і автотрансформатор	НН	Амперметр, ватметр і варметр з двосторонньою шкалою	–
			СН	Амперметр, ватметр і варметр з двосторонньою шкалою	–
			ВН	Амперметр	–
			НН	Амперметр	–

Розрахункове навантаження, В·А:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2}.$$

Технічні характеристики вимірювальних приладів наведені в табл. 5.13.

Таблиця 5.13 – Технічні характеристики вимірювальних приладів

Прилад	Тип	Потужність, яка споживається котушкою, В·А	
		струму	напруги
1. Прилади стрілкові			
Амперметри	Е-377	0,1	–
	Е-378	0,1	–
	Е-375	0,1	–
Вольтметри	Е-377	–	2
	Е-378	–	2
	Е-375	–	2
Ватметри	Д-305	0,5	2
	Д-312	0,5	1,5
	Д-335	0,5	1,5
Варметри	Д-305	0,5	2
	Д-312	0,5	1,5
	Д-335	0,5	1,5
Частотоміри	Е-371	–	0,7...3
	Е-372	–	0,7...3
	Д-730	–	3
2. Прилади реєстрації та інтегрування, давачі			
Амперметр	Н-344	10	–
Вольтметр	Н-344	–	10
Ватметр	Н-348	10	10
Варметр	Н-348	10	10
Частотомір	Н-345	–	10
Лічильник активної енергії	И-680	2,5	2,0 Вт
Лічильник реактивної енергії	И-680	2,5	3,0 Вт
Давач активної потужності	Е-829	1,0	10
Давач реактивної потужності	Е-830	1,0	10

Примітки:

1. Ватметри, варметри і лічильники мають дві обмотки струму і дві обмотки напруги.

2. Обмотки напруги лічильників мають $\cos\varphi = 0,38$.

5.2.6 Вибір розрядників

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг застосовуються вентиляльні розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків (звичайних або з магнітним гасінням дуги), шунтованих нелінійними резисторами, і нелінійних робочих резисторів (велітових або тервітових), які знаходяться в герметично закритому фарфоровому корпусі.

На даний час випускаються вентиляльні розрядники серій: РВП (розрядник вентиляльний підстанційний); РС (розрядник вентиляльний полегшеної конструкції для захисту сільських електроустановок); РВС (розрядник вентиляльний станційний); магнітовентильні серій РВМ, РВМГ (розрядники вентиляльні з магнітним гасінням, комбіновані, П – підвищеної напруги гасіння); РВТ (розрядник вентиляльний струмообмежувальний); РВРД (розрядник вентиляльний з постійним магнітом на основі барієвих феритів).

Найбільш досконалими є магнітовентильні розрядники серій РВМГ: РВМКП, РВТ і РВРД.

Розрядники вибираються за напругою установки. *В нейтралі трансформатора* розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Місця встановлення розрядників на головній схемі електричних з'єднань електростанцій показані на рисунку 5.8.

Контрольні запитання

1. Вибір гнучких шин електроустановок.
2. Вибір жорстких шин електроустановок.
3. Вибір кабелів.
4. Вибір опорних та прохідних ізоляторів шин.
5. Вибір комплектних екранованих струмопроводів.
6. Вибір комутаційної апаратури електроустановок.
7. Вибір секційних та лінійних реакторів для обмеження струмів КЗ.
8. Вибір вимірювальних трансформаторів струму.
9. Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.
10. Вибір розрядників та обмежувачів перенапруг.

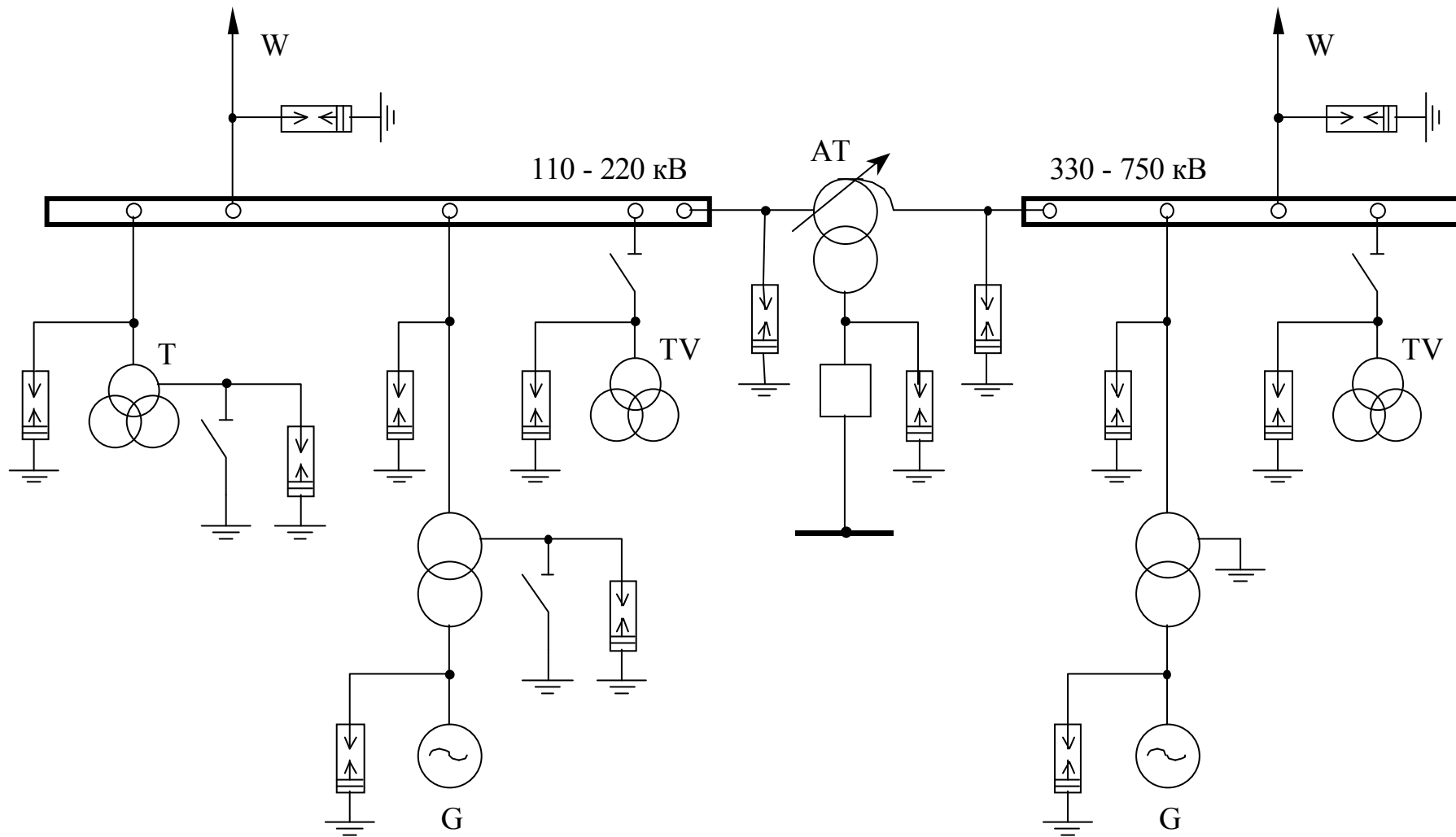


Рисунок 5.8 – Встановлення розрядників на електростанції

6 КОНСТРУКЦІЇ РОЗПОДІЛЬНИХ УСТАНОВОК

6.1 Порядок проектування РУ. Загальні вимоги

Розробку конструкції РУ розпочинають після того, як визначились повністю зі схемою електричних з'єднань, вибрані електричні апарати (*electric apparatus*) (включно вимірювальні трансформатори, розрядники (*discharge switch*), заземлювачі тощо) і з'єднувальні провідники, прийнята компоновка основних та допоміжних споруд на майданчику станції (підстанції).

В об'єм конструктивної розробки РУ входять: вибір типу конструкції РУ; вибір типу внутрішньої компоновки електрообладнання РУ; ескізна проробка компоновки РУ – складання ескізів комірок РУ, схеми заповнення і плану РУ; складання робочих креслень.

В сучасних умовах немає необхідності підходити до розробки конструкції кожної РУ як до проектування оригінального нового об'єкта у всіх його деталях. Провідними проектними організаціями розроблені типові конструкції РУ стосовно основних електричних схем, які сьогодні застосовують на електростанціях та підстанціях. З часом їх замінюють новими, більш досконалішими конструкціями.

Типові конструктивні рішення є основою для розробки конструкцій РУ при проектуванні конкретної електростанції (підстанції). Лише для ГЕС, де розміри приміщення, яке відводиться в машинній залі під електрообладнання, дуже залежать від типу і потужності ГЕС, важко використовувати типові конструкції РУ. Тому для кожної ГЕС ведеться індивідуальна конструктивна розробка РУ генераторної напруги.

В загальному випадку кінцеве рішення щодо конструкції РУ приймають на підставі техніко-економічного порівняння ряду ескізно пророблених варіантів компоновок.

Розподільні пристрої повинні задовольняти ряд вимог, зафіксованих в ПУЕ. Основні з них – надійність, економічність, зручність і безпека в обслуговуванні, безпека для осіб, що знаходяться поза РУ, пожежобезпека, можливість розширення.

Надійність в роботі означає малу вірогідність виникнення пошкодження обладнання і КЗ в РУ та локалізацію пошкодження, якщо воно все ж виникне. Явища, супутні нормальній роботі РУ: електродинамічні сили, нагрівання, викид газів при відключенні КЗ тощо, не повинні призводити до пошкоджень обладнання і виникнення КЗ в РУ.

Вимога *економічності* передбачає, за наявності можливостей, менші розміри РУ (площа, об'єм будівлі), капітальні витрати та терміни спорудження.

На території РУ може знаходитись тільки обслуговуючий персонал – оперативний і ремонтний (за наявності відповідного допуску до ремонтних

робіт). Повинна бути виключена можливість випадкового проникнення сторонніх осіб на територію РУ, а також небезпечне наближення їх до вивідних електричних комунікацій.

Для оперативного персоналу необхідно забезпечити *безпеку та зручність* огляду обладнання, виконання перемикачів та робіт з усунення дрібних неполадок, для ремонтного персоналу – безпеку і зручність ремонту та заміни обладнання при знятті напруги лише з того приєднання, до якого належить обладнання, що ремонтується. Для заміни обладнання повинна бути забезпечена можливість зручного його транспортування територією (приміщенням) РУ.

Пожежобезпека полягає в малій ймовірності виникнення пожежі в РУ і запобіганні її поширення у випадку виникнення.

Вимога *можливості розширення* означає можливість підключення до РУ нових приєднань.

6.2 Вибір типу конструкцій РУ

За методом спорудження та монтажу всі сучасні конструкції РУ можна поділити на збірні і комплектні, а за видом установаження обладнання – на закриті з обладнанням для внутрішнього установаження і на відкриті з обладнанням для зовнішнього установаження. Таким чином, за конструктивним виконанням будемо розрізняти такі чотири типи РУ: збірні закриті (ЗРУ), збірні відкриті (ВРУ), комплектні для внутрішнього установаження (КРУ), комплектні для зовнішнього установаження (КРУЗ).

Закриті РУ монтують (складають) з окремих конструктивних вузлів (готових блоків, шаф, панелей тощо) всередині будівлі зального типу. Ці вузли виготовляють спеціалізовані майстерні або заводи. Чим крупніші конструктивні вузли заводського виготовлення, тим простіше проектування і тим повніше здійснюється індустріалізація спорудження таких РУ. В групі ЗРУ ця тенденція найбільш повно проявляється в збірно-каркасних РУ (ЗБРУ), які складають з готових шаф і шинних мостів заводського виготовлення.

Несучі конструкції ВРУ виконують із збірного залізобетону або металу та доставляють на будівельний майданчик окремо від електричного обладнання. Монтаж ведеться на місці, безпосередньо на відкритому повітрі.

Комплектні РУ складають (комплектують) з закритих шаф, які виготовляють на заводах і постачають в складеному або повністю підготовленому для складання вигляді. Шафи можуть бути призначені для встановлення всередині споруди (КРУ) або на відкритому повітрі (КРУЗ). Комплектні РУ є, без сумніву, найбільш сучасними і прогресивними конструктивними рішеннями. Збірні РУ можуть бути виконані за будь-якою схемою електричних з'єднань. Сьогодні вітчизняні заводи

виготовляють шафи для комплектних РУ 6-35 кВ лише для схеми з однією системою збірних шин.

Вибираючи тип конструкції РУ, потрібно враховувати: номінальну напругу, схему електричних з'єднань, габарити обладнання, що встановлюється, і умови навколишнього середовища.

При напрузі 6–10 (35) кВ, коли габарити електричних апаратів відносно невеликі, застосовують, як правило, РУ закритого типу. Розташування обладнання всередині споруди створює сприятливі умови як для його роботи, так і для його обслуговування. Для РУ таких напруг характерна схема з однією або двома системами збірних шин з одним вимикачем на приєднання. Якщо вибрана схема з однією системою збірних шин, то перевагу надають комплектним РУ за умови, звичайно, що заводи випускають шафи КРУ з вибраним типом вимикачів. В інших випадках застосовують збірні РУ з використанням шаф КРУ тільки для лінійних вимикачів (якщо на лініях, що відходять, передбачені реактори).

Починаючи з напруги 35 кВ і вище використовують, як правило, РУ відкритого типу. Пояснюється це тим, що при підвищених напругах габарити електричних апаратів (в першу чергу вимикачів) є досить великими, і спорудження будівлі для їх розміщення обходиться надто дорого (особливо при напругах 330 кВ і вище). Лише особливі обставини змушують відступати від цієї рекомендації. Так, при обмеженості майданчика (наприклад, в дериваційній ГЕС, яка споруджується в гірській місцевості) або при важких умовах навколишнього середовища (агресивність, підвищена запиленість) застосовують закриті РУ або комплекті РУ – герметизовані елегазові комплектні пристрої КРУЕ на напруги 110–220 кВ і вище.

Рекомендації щодо вибору типу конструкції РУ подані в таблиці 5.1.

6.3 Проектування закритих РУ

Будівлі ЗРУ споруджують зі стандартних залізобетонних елементів заводського виготовлення: колон, балок, плит міжповерхових перекриттів, стінових панелей тощо. Модулі розмірів будівельних елементів такі: по довжині будівлі – 6 м, по ширині – 3 м, по висоті – 0,6 м. Тому габарити будівель РУ повинні бути кратними вказаним модулям будівельних елементів. Таким чином, спорудження будівель для сучасних ЗРУ ведеться індустріалізованим способом.

Загальні принципи виконання ЗРУ. Загальні принципи виконання ЗРУ визначають способи виконання вимог, що висуваються до конструкцій РУ.

Таблиця 6.1 – Области застосування типів конструкцій РУ

$U_{\text{ном}}$, кВ	6-10(35)		6-10		≥ 35	35-220
Зовнішні умови	Будь-які				Нормальні	Обмежений майданчик, важкі умови навколишнього середовища
Електрична схема	Одна система збірних шин	Дві системи збірних шин без реакторів	Одна система збірних шин з реактора-ми	Дві системи збірних шин з реакторами	Будь-яка	Одна або дві системи збірних шин з обхідною
Тип конструкції РУ	КРУ, КРУЗ, ЗБРУ	ЗРУ	ЗРУ+шафи КРУ, ЗБРУ, КРУ	ЗРУ+шафи КРУ для лінійних вимикачів	ВРУ	ЗРУ, КРУЕ

Надійність ЗРУ забезпечують насамперед дотриманням достатніх ізоляційних відстаней в повітрі між неізольованими струмопровідними частинами різних фаз $A_{\text{ф.ф}}$, між струмопровідними і заземленими частинами $A_{\text{ф.з}}$, а також між неогороженими струмопровідними частинами різних приєднань. Оскільки міжфазні перекриття призводять до більш важких наслідків, ніж перекриття з фази на заземлені частини РУ, то мінімально допустимі відстані між фазами призначають в 1,06–1,14 раза більшими, ніж мінімально допустима відстань фаз до заземлених частин:

$$A_{\text{ф.ф}} = (1,06 - 1,14)A_{\text{ф.з}}$$

Вказані відстані повинні бути більшими за нормовані ПУЕ мінімально допустимі значення. Як правило, за умовами монтажу відстані $A_{\text{ф.ф}}$ і $A_{\text{ф.з}}$ беруть в 1,5 – 4 рази більшими за нормовані значення.

Локалізація пошкоджень досягається за допомогою системи ізольованих поздовжніх та поперечних перегородок. Поздовжні перегородки відділяють одно від одного обладнання сусідніх приєднань, а поперечні – розділяють обладнання в межах одного приєднання.

Для зручності і безпеки обслуговування обладнання розташовують рядами в камерах – закритих і огорожених. Вздовж фронту камер передбачають коридори обслуговування. Струмообмежувальні реактори установлюють звичайно в закритих камерах і створюють природно проточну вентиляцію цих камер. Повітря поступає в камери з вентиляційного каналу, розташованого під камерами, або з коридора обслуговування, охолоджує реактори і виходить назовні. Закриті камери,

крім того, забезпечують добру локалізацію пошкодження, яке виникло в реакторі. Решту обладнання, як правило, встановлюють у відкритих камерах, які захищені з боку коридора сітчастими або змішаними (комбінацією сіток і суцільних щитів) огороженнями. В результаті все обладнання і ошиновку добре видно з коридорів обслуговування. Приводи вимикачів, рукоятки ручних приводів роз'єднувачів, панелі апаратів керування і захисту розташовують поза камерами – на їх зовнішніх стінах і на підлозі коридору, біля стінок відповідної камери. Висота огороження Н за умови безпеки повинна бути не меншою 1,9 м, а відстань від струмопровідних частин – до суцільних та сітчастих огорожень – не меншою за нормовані значення.

Безпека і зручність ремонту обладнання в ЗРУ забезпечується:

1. Відключенням роз'єднувачів з обох сторін обладнання, що ремонтується, тобто створенням необхідних ізоляційних відстаней і накладанням захисних заземлень. Для надійної ізоляції обладнання, що ремонтується, відстань між струмопровідними частинами, що залишились під напругою, і ножем роз'єднувача, який відключається, повинна бути не меншою нормованих значень. Для надійної ізоляції ця відстань призначається в 1,08 – 1,15 раза більшою, ніж відстань між фазами $A_{ф.ф.}$.

2. Поздовжніми та поперечними ізоляційними перегородками, що відділяють обладнання, яке ремонтується, від працюючого обладнання сусідніх приєднань, а також від струмопровідних частин даного приєднання, які залишились під напругою (наприклад, зі сторони збірних шин). Ізоляційні перегородки обмежують розміри ремонтної зони, тобто простору, що відводиться для проведення ремонтних робіт на даному обладнанні. Надійне відокремлення ремонтної зони від сусідніх працюючих ділянок забезпечується відповідними ремонтними відстанями.

3. Створенням зручної і безпечної ділянки в коридорі обслуговування перед камерою обладнання, яке ремонтується. На цій ділянці можуть бути розташовані допоміжні механізми і пристосування для проведення ремонтних робіт і апаратура для випробування обладнання.

Пожезна безпека. Для того, щоб знизити небезпеку виникнення вибуху та пожежі, рекомендується застосовувати апаратуру або зовсім без масла (вакуумні, елегазові вимикачі), або таку, яка містить обмежену кількість масла (малооб'ємні масляні вимикачі, масляні трансформатори невеликої потужності). Так, наприклад, в приміщенні РУ допустимо встановлення лише одного масляного трансформатора потужністю не більше 630 кВ·А або двох масляних трансформаторів потужністю до 400 кВ·А кожний. Будівлю, будівельні конструкції та ізоляційні перегородки виконують з вогнестійких матеріалів – металу, залізобетону, шлакоблоків, азбоцементу тощо. Будівлю споруджують звичайно без віконних прорізів, а двері виконують металевими.

Безпека для оточуючих. Для того, щоб виключити можливість проникнення сторонніх осіб в будівлю РУ, всі двері повинні бути на замках, які зовні відкриваються ключем, а зсередини – без ключа.

Зовнішні електричні виводи в будівлі РУ повинні бути безпечні для осіб, які можуть появитися поблизу РУ. Це досягається або огороженням повітряних вводів, або виконанням їх на безпечній для оточуючих висоті. Мінімально допустиме значення висоти лінійних виводів (відстань від найнижчої точки проводу до поверхні землі) нормується.

6.4 Комплектні розподільні установки

Застосуванням комплектних РУ досягаються: максимальна індустріалізація монтажних робіт, що дозволяє різко скоротити об'єм монтажних робіт на місці встановлення і терміни спорудження РУ; підвищення надійності роботи РУ; підвищення безпеки обслуговування; зменшення будівельного майданчика під РУ; можливість швидкої заміни пошкодженого вимикача (при використанні шаф з вимикачем на викатному возику).

Як ізоляція між струмопровідними частинами різних фаз, а також між струмопровідними та заземленими частинами можуть використовуватися газ (повітря, елегаз), рідина (масло) та твердий діелектрик (полівінілхлорид, епоксидна смола, поліетилен).

Наша промисловість виготовляє шафи КРУ на напругу 6–35 кВ типу КУ6С, КУ10С, КУ10Ц, КУ35, ВРС-6, ВРС-10 з вакуумними вимикачами (додаток Д).

Кожна РУ, що проектується, складається з комірок різних приєднань: кабельних і повітряних ліній, що відходять, вводів живлення, секційних зв'язків, шинних трансформаторів напруги і розрядників, трансформаторів ВП тощо. Тому заводи-виготівники для кожної серії КРУ випускають цілий набір шаф для різних приєднань згідно з електричними схемами. Всі шафи однієї серії для зручності компоновки мають однакові габарити. Оскільки номінальні струми вводів живлення і секційних зв'язків значно більші за номінальні струми інших приєднань, то для них завод передбачає додаткову серію шаф. Габарити цих шаф (ширина, висота) звичайно трохи більші габаритів основної (опорної) серії.

Комплектні РУ з елегазовою ізоляцією.

Використання як середовища для ізоляції і для гасіння шестифтористої сірки, названої електротехнічним газом (або скорочено елегазом), дозволило створити компактні КРУ на підвищену напругу і тим самим різко зменшити площі, які вони займають. Ця перевага особливо суттєва для електроустановок, які розташовані в густонаселених районах, на територіях промислових комплексів або в умовах складного рельєфу місцевості. Крім компактності, КРУ з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) мають

ще такі переваги відносно ВРУ: надійність в роботі, безпека в обслуговуванні, пожежобезпека, безшумність при роботі вимикача, збільшення міжремонтного періоду.

Кожний елемент КРУЕ – вимикач, роз'єднувач, ввід тощо – поміщають в металевий герметичний заземлений кожух (блок), заповнений елегазом під підвищеним тиском. Корпуси цих блоків з'єднують за допомогою газощільних фланців, а електричні з'єднання елементів – контактами розеточного типу. Блоки, що відокремлені один від одного газощільними перегородками, утворюють систему відсіків. Система відсіків дозволяє у випадку втрати газощільності в одному з елементів – в аварійних умовах або при необхідності заміни одного з елементів – зберегти газове заповнення в іншій частині комірки КРУЕ. В більшості випадків КРУЕ виконують з розділеними фазами, тобто з пофазно рознесеним обладнанням. Відповідно і збірні шини мають фазні кожухи.

В зв'язку з тим, що КРУЕ для кожної з напруг виконуються з типових вузлів, вона може бути виготовлена для будь-якої схеми електричних з'єднань – з однією системою збірних шин, за схемою багатокутника, за схемою 3/2 або 4/3 вимикача на приєднання тощо.

6.5 Проектування відкритих розподільних установок

Елементи ВРУ. Збірні і з'єднувальні шини (ошиновку) ВРУ виконують неізолюваними гнучкими сталевалюмінієвими трубами на опорних ізоляторах або жорсткими алюмінієвими трубами на опорних ізоляторах (рідше на натяжних гірляндах).

Жорсткі шини дозволяють застосовувати більш прості несучі конструкції, спростити обслуговування ізоляторів завдяки меншій висоті розташування струмопроводів, усунути небезпеку обривів в колах збірних шин і їх відгалужень, зменшити площу РУ. Проте вартість жорстких шин дещо більша за вартість гнучких шин. Для кріплення жорстких шин потрібні більш дорогі і менш надійні опорні ізолятори, виникає необхідність в установці компенсаторів теплового подовження. Вид ошиновки тісно пов'язаний зі схемою електричних з'єднань РУ і компонуванням його обладнання. В ряді компонувань зручно поєднувати гнучкі та жорсткі шини.

Для кріплення гнучких проводів передбачають портали, для жорстких шин і апаратів – опори у вигляді стійок та стільців або також портали. В наш час всі несучі конструкції – портали, опори, фундаменти – виготовляють із збірних залізобетонних елементів. Сталеві конструкції використовують в двох випадках: при виникненні труднощів з отриманням або доставкою залізобетонних елементів та при великих розрахункових згинальних навантаженнях (можуть мати місце в ВРУ 330 кВ і вище, якщо колони та траверси мають довжину 20 м і більше).

Загальні принципи виконання ВРУ. Електричні апарати ВРУ розташовують зазвичай в горизонтальній площині, а з'єднувальні шини – в один або декілька ярусів. Обладнання одного приєднання займає горизонтальну смугу, яку за аналогією з ЗРУ називають коміркою. Ніяких роздільних перегородок між обладнанням різних приєднань або в межах одного приєднання, як правило, не передбачають.

Надійність ВРУ досягається дотриманням достатніх ізоляційних відстаней в повітрі між струмопровідними частинами різних фаз $A_{ф.ф}$ і між струмопровідними і заземленими частинами $A_{ф.з}$. При жорстких шинах ці відстані повинні бути не менші за нормовані значення.

Безпеку обслуговування забезпечують розташуванням струмопровідних частин на достатньо великій висоті: нижній край фарфору ізоляторів апаратів повинен бути розташований над рівнем площадки на висоті не менше 2,5 м, а струмопровідні частини – на висоті не менше нормованих значень. Якщо за умовами компоновки або монтажу ці вимоги не можуть бути виконані, то встановлюють внутрішні огороження висотою 1,6 м. Відстань по горизонталі від струмопровідних частин або елементів ізоляції до внутрішнього огороження повинна бути не меншою нормованого значення.

Обладнання різних приєднань розташовують на достатньо великій відстані одні від одного (не менше нормованого значення), чим забезпечують можливість безпечного ремонту обладнання даного приєднання при невідключених сусідніх.

Для зручності обслуговування (монтажу, ремонту, випробування та заміни обладнання) передбачають проїзд вздовж ряду вимикачів. Габарити проїзду повинні бути не менше 4 м шириною і висотою. Проїзд дозволяє використовувати пересувні монтажні механізми, пристосування і лабораторії, а також транспортувати обладнання територією РУ у випадку необхідності його заміни. Висота струмопровідних частин над проїздом повинна бути вибрана таким чином, щоб відстані від них до габаритів механізмів та автотранспортного обладнання були б не менші нормативного значення.

Пожежобезпека. На майданчику ВРУ може бути встановлене обладнання з великою кількістю масла (більше 1000 кг в одиниці) – трансформатори, багатооб'ємні масляні вимикачі, реактори. Для попередження розтікання масла і поширення пожежі при пошкодженні цього обладнання під ним обладнують маслоприймальні ями, засипані гравієм. Маслоприймальник повинен бути розрахований на поглинання повного об'єму масла трансформатора або реактора і на 80% масла для багатооб'ємного масляного вимикача. Фундаменти маслонаповненого обладнання виконують з матеріалів, що не горять.

Маслоприймальники трансформаторів потужністю більшою ніж 10 МВ·А обладнують масловідводами, виконаними у вигляді підземних

трубопроводів або відкритих кюветів і лотків. За допомогою останніх масло відводиться в маслосбірники закритого типу, які віддалені від обладнання станції на безпечну в пожежному відношенні відстань.

Майданчик ВРУ відгороджується від решти території станції внутрішньою огорожею висотою 1,6 м – суцільною, сітчастою або решітчастою.

Вибір типу компоновки ВРУ. Вибір компоновки здійснюють на підставі техніко-економічного порівняння декількох варіантів. При їх співставленні, крім загальних вимог ПУЕ, враховують електричну схему РУ, що проектується, її розташування в загальному генплані станції, наявність типових компонувань. Основними техніко-економічними показниками є: крок комірки, габарити та площа РУ; кількість ізоляторів, розхід ошиновки і несучих конструкцій; вартість матеріалів і будівельно-монтажних робіт.

При компонуванні ВРУ велику роль відіграє кількість рядів розташування вимикачів, кількість ярусів розташування шин, тип роз'єднувачів. Звичайно при переході з однорядного розташування вимикачів на дво- та трирядне ширина зростає, а довжина РУ зменшується. Зі збільшенням кількості ярусів розташування шин зростає висота порталів, які підтримують ошиновку, і знижується надійність РУ.

У ВРУ підвищених напруг приймають роз'єднувачі горизонтально-поворотного та рублячого типів на двох опорних ізоляторах і підвісного типу.

Контрольні запитання

1. Загальні вимоги до проектування РУ.
2. Вибір типу конструкції РУ.
3. Проектування закритих РУ.
4. Проектування відкритих РУ.
5. Проектування комплектних РУ.

7 ПРОЕКТУВАННЯ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ

7.1 Загальні відомості

Система керування це сукупність технічних засобів, необхідних для оперативного керування роботою електростанції (підстанцій), тобто для ведення технологічного процесу з заданими техніко-економічними показниками. Система керування містить в собі п'ять основних груп пристроїв (підсистем): регулювання, керування виконуючими органами, сигналізації, вимірювання та захисту. Підсистеми вимірювання та сигналізації забезпечують необхідну інформацію про роботу обладнання та протікання технологічного процесу, а за допомогою підсистем регулювання та керування здійснюється активний вплив, тобто керування об'єктом. При різких відхиленнях від заданого нормального режиму або при пошкодженні обладнання діє захист і здійснює автоматичне відключення відповідних елементів.

Для зручності оперативного обслуговування організовують пости керування, на яких знаходиться оперативний персонал і де зосереджуються необхідні для роботи персоналу прилади і апарати, такі як вимірювальні прилади, сигнальні пристрої, апаратура керування та регулювання тощо.

Вибір системи керування залежить від особливостей об'єкта, що проектується (типу станції та її обладнання, структури технологічних зв'язків, рівня автоматизації технологічного процесу), від прийнятої організаційної структури оперативного керування, а також від рівня розвитку самих систем керування.

На електростанціях на сучасному етапі їх розвитку використовуються автоматизовані системи керування технологічним процесом (АСК ТП). АСК ТП – це людино-машинна система керування, в якій автоматизовані основні її функції – збір, обробка та передача інформації про об'єкт (електростанцію) та видача керуючих (регулювальних) впливів на об'єкт.

Розрізняють такі основні рівні розвитку систем керування за рівнем автоматизації.

Рівень 1 – система керування в режимі порадника, яка характеризується:

- індивідуальною формою збору, обробки і подання інформації (необхідну інформацію оператор отримує від вимірювальних приладів з наступною обробкою отриманої інформації "вручну");
- ручним (дистанційно або за місцем установлення) впливом на виконавчі органи керування;
- частинною автоматизацією технологічного процесу – застосуванням лише особливо відповідальних регуляторів, що впливають

на головні параметри основного обладнання (регуляторів швидкості турбін, регуляторів палива та води котлів тощо);

– вироблення рекомендацій (порад) засобами обчислювальної техніки за участю людини (оператора).

Рівень 2 – автоматизована система керування з використанням інформаційних та керувальних обчислювальних машин (інформаційно-керувального комплексу). Характерні особливості цієї системи:

- автоматизований централізований збір, обробка, перетворення інформації та передача її в обчислювально-керувальний комплекс;

- автоматизована видача керувальних впливів на об'єкти через обчислювально-керувальний комплекс;

- глибока автоматизація технологічного процесу забезпечується застосуванням регуляторів режимних (наприклад, регуляторів горіння, регуляторів температури пари), а також пускових та місцевих, що забезпечують регулювання допоміжних процесів (наприклад, рівня води в деаераторі).

АСК ТП електростанцій на різних стадіях свого розвитку можуть використовуватись:

- як регістратор – вся необхідна інформація забезпечується інформаційно-обчислювальним комплексом, але операції керування залишаються за оператором;

- як радник оператора – машина визначає оптимальне в даній ситуації рішення щодо управління об'єктом, а оператор, натискаючи кнопку, "затверджує" його і реалізує;

- як регулятор (як автоматична система керування) – керування усім технологічним процесом здійснює інформаційно-керувальний комплекс на підставі раніше складеної програми, а оператор виконує лише контрольні функції.

АСК ТП, що використовується як регулятор, містить в собі такі підсистеми: інформаційно-обчислювальну (ІОС), авторегулювання, функціонально-групового автоматичного керування і технологічні захисти.

При оцінюванні ефективності АСК ТП враховують: підвищення економічності роботи електростанції завдяки оптимізації режимів її роботи, підвищення експлуатаційної надійності роботи станції через швидку та чітку реакцію АСК на небезпечні відхилення параметрів технологічного процесу від заданих нормальних значень. Все це приводить до того, що термін окупності АСК ТП потужних електростанцій – теплових, атомних та гідравлічних – в більшості випадків не перевищує 2–3 роки. Керування всією виробничо-господарською діяльністю потужних електростанцій здійснюється за допомогою засобів обчислювальної техніки.

АСК ТЕС має такі підсистеми: оперативного-диспетчерського керування, керування виробничо-господарською діяльністю і ремонтом,

техніко-економічного планування, керування фінансовою діяльністю, керування матеріально-технічним забезпеченням, бухгалтерського обліку.

7.2 Вибір організаційної структури оперативного керування. Пости керування

Організаційна структура оперативного керування встановлює принцип поділу об'єкта, що проектується, на оперативні ділянки, склад оперативних бригад та їх взаємодію. При цьому повинен бути забезпечений чіткий розподіл обов'язків і відповідальності за правильну експлуатацію, економічну і надійну роботу обладнання, за швидку ліквідацію аварійних ситуацій на об'єкті.

В наш час існують три форми організаційної структури керування: цехова, блочна (без цехів) та централізована. Цехова структура передбачає поділ об'єкта, що обслуговується, на оперативні ділянки (цехи), сформовані за принципом об'єднання однотипного силового обладнання. Кожний цех обслуговує оперативна бригада, очолювана начальником зміни цеху. При блочній (без цехів) структурі оперативна ділянка містить обладнання одного або двох енергетичних блоків. Ділянку обслуговує оперативна бригада, яка складається з операторів або декількох обхідників. Оперативне керування станцією в цілому в обох випадках здійснює начальник зміни станції, який знаходиться в оперативному підпорядкуванні у чергового диспетчера системи. Централізована структура керування означає, що оперативне обслуговування всього об'єкта ведеться централізовано однією оперативною бригадою без поділу об'єкта на оперативні ділянки.

Для блочних електростанцій (КЕС, АЕС) приймають: для основного обладнання блочну структуру оперативного керування, а для обслуговування обладнання загальностанційного призначення цехову структуру. На блочних станціях організують пости керування: блочні щити керування (БЩК) для централізованого керування всім обладнанням, яке входить в блок, центральний щит керування (ЦЩК) для централізованого керування елементами РУ підвищених напруг та резервного живлення власних потреб, місцеві щити керування (МЩК) допоміжних цехів та установок загальностанційного призначення (паливоподачі, хімводоочищення, компресорної, електролізної та ін.), агрегатні щити (АЩК), на яких розташовують прилади і апарати, необхідні персоналу під час обходів.

На АЕС, крім того, передбачають резервний щит керування (РЩК). Він призначений для проведення операцій зупинення блока і відведення залишку тепла з активної зони реактора в особливих ситуаціях, коли здійснити ці операції з БЩК немає можливості.

Оперативне керування ТЕС з поперечними зв'язками проектують за цеховим принципом. На ТЕС потужністю більше 250 МВт відповідно до її основних цехів утворюють п'ять ділянок оперативного обслуговування: паливо-транспортний, котлотурбінний, хімічний, теплової автоматики і вимірювань та електричний. На ТЕС з поперечними зв'язками організовують пости керування трьох видів: головний щит керування (ГЩК) для керування генераторами, трансформаторами, повітряними і кабельними лініями, міжшинними зв'язками; групові агрегатні щити керування (ГрЩК) для керування котлами і турбінами; місцеві щити керування (МЩК) допоміжних цехів і загальностанційних установок. Групові щити котлів і турбін (один щит на чотири агрегати) розташовують в одному приміщенні, за наявності можливості ближче до центру агрегатів, що обслуговуються.

Відносна простота технологічного процесу і високий ступінь його автоматизації на гідроелектростанціях дозволяють вибрати централізовану структуру оперативного обслуговування: з центрального щита керування ЦЩК (здійснює начальник зміни ГЕС) або з диспетчерського пункту енергосистеми (здійснює черговий диспетчер системи за допомогою засобів телемеханіки). В останньому випадку передбачають ЦЩК, тому що в деяких ситуаціях (пошкодження засобів телемеханіки, відмова автоматики тощо) виявляється необхідним функції керування передати в руки персоналу ГЕС або персоналу, що перебуває на ГЕС за аварійним викликом. Поряд з ЦЩК в машинній залі біля кожного агрегата встановлюють щити (АЩК) для керування агрегатами під час ремонтів і випробувань, а також у випадку пошкодження пристроїв автоматики.

7.3 Проектування постів (щитів) керування

За будь-якого рівня автоматизації за людиною-оператором залишається головна роль. Тому проектуванню постів (щитів) керування, звідки здійснюється централізоване керування обладнанням і де знаходиться оперативний персонал, приділяється велика увага в технічних проектах всіх станцій. При цьому необхідно враховувати дві сторони: а) технічні характеристики об'єкта – тип, складність обладнання, структуру зв'язків, рівень автоматизації об'єкта тощо; б) психологічні, фізіологічні, біологічні особливості і можливості людини-оператора.

Кількість і призначення щитів керування (ЩК), як було показано вище, визначається вибраною організаційною структурою оперативного обслуговування. Розміри приміщення центрального і головного щитів керування, а також релейних захистів приймають, виходячи з кінцевої потужності електростанції, що проектується.

Розташування ЩК. Щит керування розташовують, за можливості, в центрі оперативної ділянки, де знаходиться обладнання, яким керують з

даного щита. Цим забезпечується найменша довжина контрольно-вимірювальних кабелів і найкоротший шлях персоналу до всіх елементів ділянки, що обслуговує оператор. Щити керування розташовують в ізольованому приміщенні, яке знаходиться всередині головної споруди (наприклад, ГрЩК, АЩК), в його добудові (наприклад, БЩК), в будівлях допоміжних цехів і установок (МЩК), в добудові до будинку ГРУ (ГЩК) або, нарешті, в окремій будівлі (наприклад, ЦЩК).

Принципи проектування ЩК .

1. Приміщення ЩК повинні забезпечувати сприятливі умови праці (комфорт) операторам і нормальні умови функціонування апаратури та приладів. В щитовому приміщенні незалежно від зовнішніх умов і тепловиділення приладів повинна підтримуватись температура 18–22°C та вологість 30–60%. Для цього приміщення щитів обладнують кондиціонерами повітря.

Приміщення щита забезпечують хорошим освітленням – рівним і розсіяним. Найкраще світлове рішення – це стеля, що повністю світиться. Досягається це шляхом встановлення додаткової підвісної стелі, виконаної з матового скла або фольги. Між додатковою та основною стелею розташовують люмінесцентні лампи.

Щитове приміщення повинно мати звукову ізоляцію, яка захищає операторів від виробничих шумів, та хорошу акустику, яка усуває або зменшує відлуння. Висоту центральної частини приміщення, де розташовують пульти керування, беруть рівною 4 м. Перекриття щитового приміщення оснащують гідроізоляцією.

2. Розташування панелей та пультів повинно забезпечувати максимум наочності і зручності обслуговування.

Для цього виділяють оперативну і неоперативну частини щита. В оперативному контурі розташовують панелі і пульти з приладами, сигнальними пристроями і апаратурою, які забезпечують контроль основних показників роботи обладнання, а також виконання основних операцій з керування. В неоперативному контурі, наприклад, знаходяться: а) панелі з показувальними і реєструвальними приладами, які призначені для періодичного контролю, і апаратура керування для виконання другорядних операцій; б) панелі з електронними регуляторами, приладами захисту і сигналізації, допоміжною апаратурою різного призначення. Пристрої захистів і регулятори, які не потребують контролю з боку операторів, можна також розташувати в окремому допоміжному приміщенні.

3. Конфігурація і компонування панелей і пультів оперативного контура повинні бути такими, щоб основні показувальні прилади були зручні для візуального спостереження, а основні органи керування – зручні для ручного впливу.

4. Щит керування повинен мати мнемонічну схему з'єднань основних елементів об'єкта. Так, наприклад, на БЩК повинна знаходитись схема з'єднань елементів технологічної частини блока, на ЦЩК (ГЩК) – схема з'єднань елементів електротехнічної частини станції.

5. Панелі щитів повинні набиратися з типових комірок заводського виготовлення стандартних розмірів: комірок керування, комірок сигналізації, комірок допоміжних пристроїв тощо. Цим досягаються спрощення і прискорення проектування щита керування, скорочення термінів монтажу, висока експлуатаційна маневреність (швидка заміна і перегрупування комірок панелей). Мнемонічна схема повинна також набиратися з типових планшетів.

6. Щит керування оснащується сигналізацією, яка повинна надавати оператору необхідну інформацію про порушення в режимі роботи об'єкта. Інформація надходить у вигляді світлових і звукових сигналів, які повинні привертнути увагу персоналу і забезпечити розуміння ним причин того, що відбувається, і тим самим сприяти прийняттю правильного рішення для дій в ситуації, що склалася.

7.4 Розрахунок і вибір установок постійного струму

7.4.1 Споживачі енергії постійного струму

На електростанціях та крупних підстанціях необхідна установка постійного струму з акумуляторними батареями (АБ) для живлення кіл керування, сигналізації, автоматики, аварійного освітлення, а також для електропостачання найбільш відповідальних механізмів власних потреб, які забезпечують збереження обладнання в роботоздатному стані (маслонасоси змащування, ущільнень вала, систем регулювання турбогенератора).

Всі споживачі енергії, які отримують живлення від АБ, поділяються на три групи [4]:

- *постійно увімкнене* навантаження. Сюди належать апарати пристроїв керування, блокування, сигналізації та релейного захисту, які постійно знаходяться під напругою, а також постійно увімкнена частина аварійного освітлення;

- *тимчасове* навантаження, яке появляється при зникненні змінного струму під час аварійного режиму. Це струми навантаження аварійного освітлення і електродвигунів постійного струму. Тривалість цього навантаження визначається тривалістю аварії (для електростанцій, які мають зв'язок з енергосистемою, цей час дорівнює 0,5 год; для електростанцій, які не мають зв'язку з системою, – 1 год);

- *короткочасне* навантаження тривалістю не більше 5 с. Таке навантаження створюється струмами ввімкнення і вимкнення приводів

вимикачів і автоматів, а також пусковими струмами електродвигунів і струмами навантаження апаратів керування, блокування, сигналізації і релейного захисту, які короткочасно обтікаються струмом.

Постійне навантаження на АБ залежить від потужності постійно ввімкнених ламп сигналізації і аварійного освітлення, а також від типів реле.

В розрахунках можна приймати такі значення постійно ввімкнених навантажень і навантажень аварійного освітлення, які наведені в табл. 7.1.

Таблиця 7.1 – Постійне навантаження і навантаження аварійного освітлення АБ

Тип електростанції	Кількість блоків на одну АБ, шт.	Постійне навантаження, А	Навантаження аварійного освітлення, А
Теплові електростанції з поперечними зв'язками	3	20	160
Теплові блочні електростанції з агрегатами 150-200 МВт	2	30	200
Теплові електростанції з блоками 300 МВт	2	40	250
Теплові електростанції з блоками 300-500 МВт	1	35	180
Теплові електростанції з блоками 800-1200 МВт	1	70	250
Гідроелектростанції потужністю: до 1000 МВт понад 1000 МВт	1АБ	25	-
	2АБ	25	-

7.4.2 Акумуляторні батареї

Найбільше застосування на електростанціях і підстанціях отримали батареї свинцево-кислотних акумуляторів з поверхневими позитивними і коробчастими негативними пластинами типу СК (стаціонарні для короткотермінового розряду). Такі батареї мають великий термін служби і стійкі в роботі.

Як електроліт застосовують розчин сірчаної кислоти густиною 1,2 при температурі 25°C. Акумулятори типу СК випускаються в 46-и типових виконаннях ємністю 18-5328 А·год.

Струми розряду і ємності акумуляторів визначаються множенням відповідного значення для СК-1 на типовий номер N (1, 2, 3, ..., 6, 8, 10, ..., 20, 24, 28, ..., 148).

Заряд акумулятора здійснюється від джерела постійного струму (генератора постійного струму паралельного збудження або випрямляча змінного струму).

7.4.3 Вимоги до вибору АБ на станціях та підстанціях

На ТЕС з поперечними зв'язками в тепловій частині (ТЕЦ) потужністю до 200 МВт встановлюється одна АБ, а при потужності більше ніж 200 МВт – дві АБ однакової ємності, які сумісно повинні забезпечити живлення маслonaсосів змащування турбіни, водневого ущільнення всіх агрегатів електростанції, а також перетворювального агрегату зв'язку і аварійного освітлення. Від однієї батареї можуть житися споживачі трьох агрегатів (наприклад, 3·60 МВт або 2·60 МВт + 1·100 МВт). Однак, не слід допускати збігу пускових режимів всіх маслonaсосів.

На станціях з блочними схемами для кожних двох агрегатів, які обслуговуються з одного блочного щита керування (БЩК), передбачається одна АБ. Для блоків потужністю 300 МВт і вище допускається установа окремої АБ на кожний агрегат.

Ці АБ встановлюються в головному корпусі. Вони повинні мати елементний комутатор (ЕК), працювати в режимі постійного підзаряду з автоматичним регулюванням напруги на шинах і з автоматичним або напівавтоматичним підзарядом хвостових елементів. Кожна АБ має свій підзарядний пристрій, для заряджання передбачається один загальностанційний зарядний агрегат.

Якщо ВРУ значно віддалена від головного корпусу, то допускається встановлення спеціальної АБ в зоні ВРУ. Для ВРУ 500 кВ і вище встановлюються дві АБ без ЕК, які працюють в режимі постійного підзаряду.

На АЕС АБ є аварійними джерелами живлення систем безпеки, систем керування і захисту (СКЗ), аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації і релейного захисту. Кількість і типи батарей визначаються згідно з вимогами, викладеними в [17]:

1) для кожного реакторного блока встановлюються АБ за кількістю систем безпеки. Вони працюють в режимі "буфера": нормальне навантаження несе випрямний пристрій, при зникненні напруги все навантаження лягає на АБ. Після запуску дизель-генератора навантаження знову отримує живлення через випрямний пристрій. АБ систем безпеки вибираються за умовою допустимого рівня напруги на шинах постійного струму з врахуванням поштовху навантаження на початку аварії. Ці батареї працюють короткочасно, до моменту пуску дизель-генератора. Вони не підлягають глибоким розрядам, тому ЕК для них не передбачається;

2) для кожного енергоблока АЕС встановлюється одна загальноблочна АБ з ЕК для живлення блочних споживачів. Між загальноблочними АБ передбачається попарне взаєморезервування;

3) для кожного дизель-генератора встановлюється своя АБ, яка

забезпечує його автоматичний запуск;

4) для споживачів СКЗ передбачаються окремі АБ на різні номінальні напруги – 24, 48, 110, 220 В;

5) для пристроїв керування, автоматики, релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ без ЕК в зоні ВРУ – одна для ВРУ 110, 220 кВ і дві для ВРУ 330 кВ і вище.

На підстанціях 110-330 кВ з постійним оперативним струмом встановлюється одна АБ 220 В, на підстанціях 500–750 кВ – дві батареї 220 В без ЕК, які працюють в режимі постійного підзаряду. Для підзаряду і після аварійного заряду передбачаються два випрямні пристрої. Вибір кількості і номера АБ здійснюється, виходячи з допустимих відхилень напруги на шинах при поштовховому навантаженні.

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна, а при потужності більше 1000 МВт – дві АБ в головному корпусі і при віддаленому розміщені ВРУ встановлюються батареї в зоні ВРУ.

7.4.4 Розрахунок АБ, підзарядного і зарядного агрегатів

Для електростанцій прийнята схема АБ з елементним комутатором (рис. 7.1), яка працює в режимі постійного підзаряду.

Вибір АБ виконують в такому порядку [5].

1. Визначають розрахункові навантаження на батарею. Аварійне тривале навантаження $I_{ав}$ батареї головного корпусу електростанції складається з постійного навантаження електроприймачів системи керування, навантаження аварійного освітлення і навантаження від двигунів постійного струму аварійних механізмів ВП.

Аварійне короткочасне (поштовхове) навантаження $I_{п}$ визначають як суму тривалого аварійного навантаження і струмів, які споживаються приводами одночасно увімкнених і вимкнених вимикачів.

2. Розраховують кількість елементів батареї:

- основних (приєднаних до шин установки в режимі постійного підзаряду)

$$P_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (7.1)$$

де $U_{ш} = 220$ В – напруга на шинах;

$U_{пз} = 2,15$ В – напруга на елементі в режимі підзаряду;

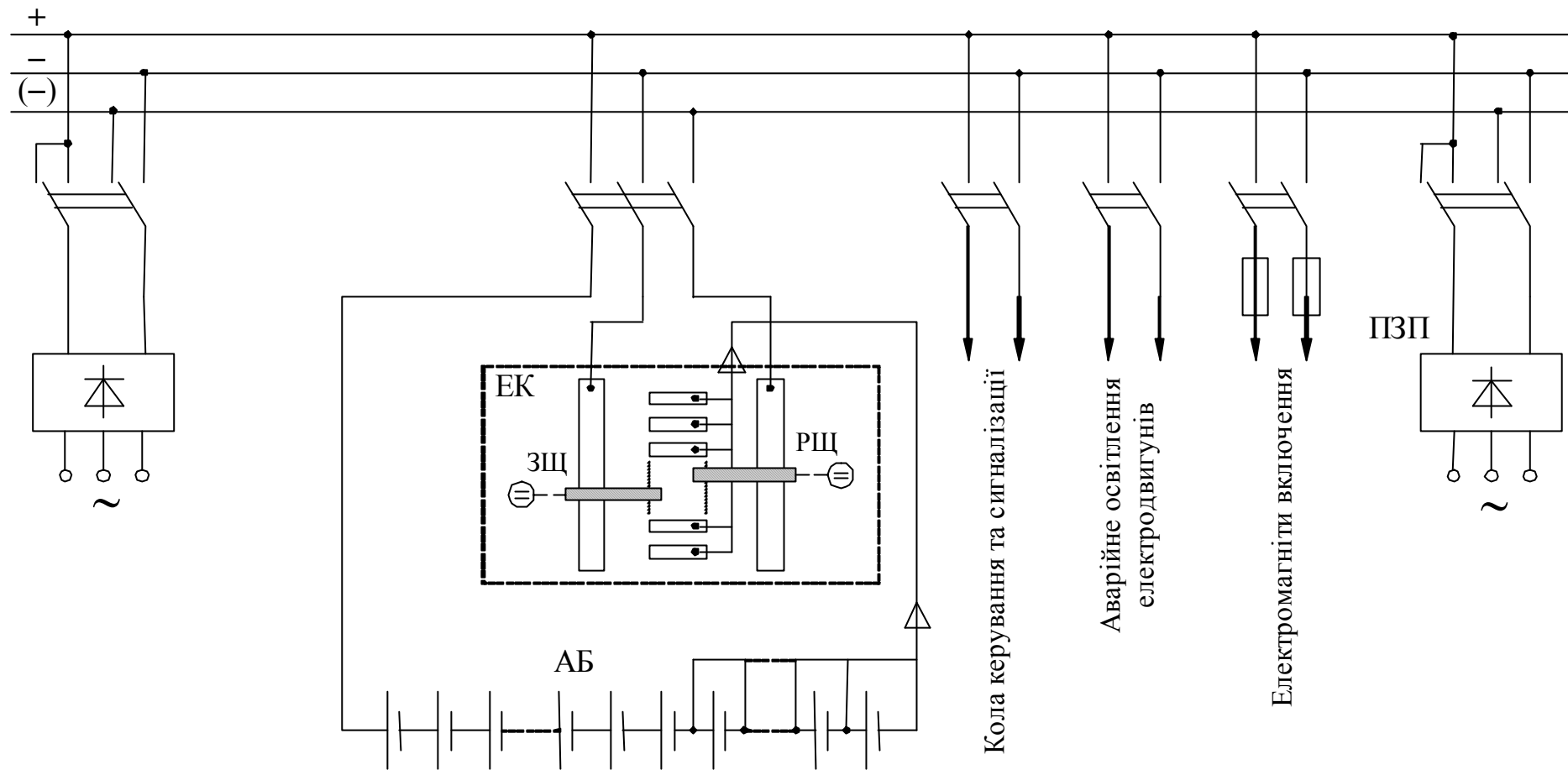


Рисунок 7.1 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійного підзаряду (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ЗЩ – зарядна щітка; РЩ – розрядна щітка; ПЗП – підзарядний пристрій)

- загальних

$$\Pi = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (7.2)$$

де $U_p = 1,75 \text{ В}$ – напруга на елементі в кінці аварійного розряду;

- додаткових

$$\Pi_{\text{дод}} = \Pi - \Pi_0. \quad (7.3)$$

3. Виходячи з тривалого аварійного навантаження визначають типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j}, \quad (7.4)$$

де 1,05 – коефіцієнт, який враховує старіння акумуляторів;

j – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора, А/Н (приймається $j = 21 \text{ А/Н}$ при температурі електроліту 10°C , $j = 25 \text{ А/Н}$ при температурі 25°C).

4. Намічений для встановлення акумулятор перевіряють за струмом короткочасного аварійного навантаження ($I_{\text{п}}$), який не повинен перевершувати максимально допустимий короткочасний (5 с.) розрядний струм:

$$N = \frac{I_{\text{п}}}{46}. \quad (7.5)$$

З отриманих значень N вибирають найбільше.

5. Виконують перевірку батареї за допустимою напругою в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j = \frac{I_{\text{п}}}{N}, \quad (7.6)$$

де j – визначають за кривими на рисунку 7.2 для основних елементів, за умови забезпечення мінімальної допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{\text{ном}}$ з врахування спаду напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибирають за розрахунковими значеннями струму і напруги в нормальному режимі. ПЗП основних елементів в нормальному режимі живить постійно включене навантаження $I_{\text{пост}}$, і підзаряджає батарею. Струм підзаряду приймають рівним $0,15 \cdot N$. Тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост.}} + 0,15 \cdot N. \quad (7.7)$$

Розрахункова напруга ПЗП

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot \Pi_0. \quad (7.8)$$

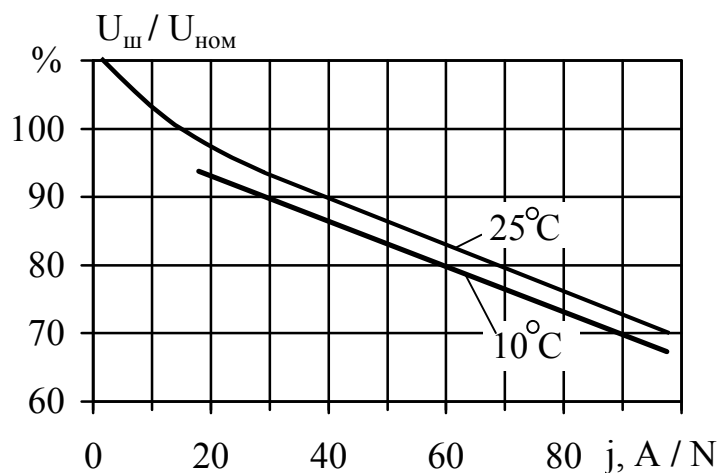


Рисунок 7.2 – Характеристика залежності напруги від струму розряду акумулятора першого номера

Як підзарядні пристрої беруть випрямні агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 380–250 В і струм 40–80 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм ПЗП дорівнює тільки струму підзаряду:

$$I_{\text{ПЗП,дод}} = 0,05 \cdot N. \quad (7.9)$$

Розрахункова напруга

$$U_{\text{ПЗП,дод}} = U_{\text{пз}} \cdot \Pi_{\text{дод}}. \quad (7.10)$$

Вибір зарядного пристрою (ЗП) виконують за розрахунковими значеннями струму і напруги в режимі заряду батареї. Розрахунковий струм зарядного пристрою

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{пост}} + 5 \cdot N. \quad (7.11)$$

Розрахункова напруга (наприкінці заряду)

$$U_{\text{ЗП}} = U_3 \cdot \Pi, \quad (7.12)$$

де $U_3 = 2,75$ В – напруга на елементі наприкінці зарядки.

На електростанціях як зарядні і підзарядні пристрої АБ в наш час переважно застосовуються установки, які перетворюють змінний струм напругою 220 В і 380 В в постійний. Зарядні пристрої повинні мати потужність і напругу, достатні для заряду АБ на 90% ємності протягом не більше 6–8 годин.

Заводами випускаються випрямні установки, які мають високий ККД і тривалий термін служби. В них для зарядання АБ прийнята схема регулювання вихідних параметрів за допомогою дроселів насичення, ввімкнених послідовно з випрямлячами. Живлення випрямних агрегатів здійснюється від трифазної мережі змінного струму напругою 220/380 В. Випрямні установки, які застосовують для зарядки і підзарядки АБ, приєднуються зі сторони змінного струму через розділовий трансформатор. В таблиці 7.2 наведені основні технічні дані окремих зарядних і зарядно-підзарядних випрямних пристроїв.

Таблиця 7.2 – Дані випрямних установок

Тип агрегату	Напруга мережі змінного струму, В	Межі випрямленої напруги		Межі випрямленого струму	
		нижній	верхній	нижній	верхній
ВАЗП-380/260-40/80 УХЛ4-2	220, 380	260	380	40	80
ЗПП-2	220, 380 з нулем	110	220	20	200
ТППС-800	220	190	280		800
ТППС-800	380	190	360		800
ТППС-320	380	220	250		320
ТППС-160	380	220	250		160
ТППС-80	380	220	250		80

Підрахунок навантаження на батарею ведуть в табличній формі. Технічні характеристики приводних електродвигунів аварійних маслонасосів і електромагнітних приводів вимикачів наведені в таблицях 7.3 і 7.4.

Як приклад розглянемо вибір АБ, підзарядного і зарядного пристрою для енергоблока потужністю 800 МВт.

Приймаємо одну батарею типу СК на блок. Батарея буде працювати в режимі постійного підзаряду в схемі з елементним комутатором (див. рис. 7.1). Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год. Номінальна напруга на шинах установки 230 В. Розрахункова температура електроліту +25°C.

Підрахунок навантаження наведено в таблиці 7.5.

Таблиця 7.3 – Технічні характеристики приводних електродвигунів аварійних маслонасосів

Тип турбіни, генератора	Технічні характеристики приводних електродвигунів		
	Р _{ном.} , кВт	I _{розр.} , А	I _{пуск.} , А
Маслонасоси системи змащування турбіни			
К-50-90, К-100-90, К-160-130, К-200-130, ПТ-60, Р-50-130, Т-50-130, Т-100-130	14	73	184
К-300-240 (ХТЗ)	32	155	530
К-300-240 (ЛМЗ), К-500-240	42	140	540
Маслонасоси систем ущільнення вала генератора			
ТВФ-60-2, ТВФ-100-2, ТВФ-120-2	8	40	130
ТВВ-165-2, ТВВ-200-2, ТВВ-320-2, ТВВ-800-2, ТВВ-1000-2, ТВВ-1200-2	25	120	300
ТВВ-500-2	42	200	540
ТГВ-165-2, ТГВ-200-2, ТГВ-300-2, ТГВ-500-2	11	50	150
Маслонасоси системи регулювання турбіни			
К-300-240 (ЛМЗ)	42	200	540

Таблиця 7.4 – Технічні характеристики електромагнітних приводів вимикачів

Тип вимикача	Тип приводу	Струм, який споживає привід, А	
		при увімкненні	при вимкненні
МГГ-10-45	ПЕ-21	148	2,5
МГГ-10-63К	ПЕ-21А	250	2,5
МГ-10, МГ-20	ПС-31	155	2,5
С-35М-10	ШПЕ-12	104	2,5
С-35-50	ШПЕ-38	244	5

З таблиці 7.5 витікає:

$$I_{ав} = 700 \text{ А}; I_{п} = 1140 \text{ А.}$$

Кількість основних елементів батареї згідно з (7.1):

$$П_0 = \frac{230}{2,15} = 108.$$

Таблиця 7.5 – Підрахунок навантажень на АБ блока 800 МВт

Електроприймач	К-сть	P _{ном} , кВт	I _{ном} , А	I _{розр.} , А	I _{пуск.} , А	Розрахункові аварійні навантаження, А	
						I _{ав}	I _п
Постійне навантаження	-	-	-	70	-	70	70
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	250	-
Приводи вимикачів: 2хВЕМ-6+ПЕ-22	2	-	250	-	-	-	500
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасоса ущільнень генератора	1	32	168	150	420	150	-
Електродвигуни аварійних маслонасосів системи змащування	1	42	216	200	540	200	540
РАЗОМ:						700	1140

Загальна кількість елементів батареї згідно з (7.2):

$$\Pi = \frac{230}{1,75} = 130.$$

Кількість додаткових елементів за (7.3):

$$\Pi_{\text{дод.}} = 130 - 108 = 22.$$

Типовий номер батареї за (7.4):

$$N = 1,05 \cdot \frac{700}{25} = 29,4.$$

Приймаємо найближчий більший типовий номер N = 32 (СК-32).

Перевіряємо СК-32 за умовою (7.5):

$$N = \frac{1140}{46} = 24,8.$$

В режимі короточасного (поштовхового) навантаження значення $U_{\text{ш}}$ визначаємо за умови надійної роботи приводів вимикачів, тобто $85\%U_{\text{ном}}$. З урахуванням втрат напруги в кабелі живлення (5%) беремо $U_{\text{ш}}=90\%U_{\text{ном}}$.

Для цього значення за кривою на рис. 7.2 визначаємо $j = 38 \text{ A/N}$. Виконуємо перевірку за (7.6):

$$j = 38 \text{ A/N} > 1140/32 = 35,6 \text{ A/N}.$$

Таким чином, остаточно приймаємо СК-32.

Розрахунковий струм за (7.7) і напруга за (7.8) підзарядного пристрою основних елементів:

$$\begin{aligned} I_{\text{ПЗП}} &= 70 + 0,15 \cdot 32 = 74,8 \text{ A}; \\ U_{\text{ПЗП}} &= 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}. \end{aligned}$$

Вибираємо ПЗП типу ВАЗП-380/260-40/80.

Розрахункові струм за (7.9) і напруга за (7.10) підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$\begin{aligned} I_{\text{ПЗП,дод}} &= 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ A}; \\ U_{\text{ПЗП,дод}} &= 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ В}. \end{aligned}$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який постачається комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЕХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм за (7.11) і напруга за (7.12) зарядного пристрою:

$$\begin{aligned} I_{\text{ЗП}} &= 70 + 5 \cdot 32 = 230 \text{ A}; \\ U_{\text{ЗП}} &= 2,75 \cdot 130 = 356 \text{ В}. \end{aligned}$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Приклади розрахунку навантажень на АБ блоків 150-500 МВт наведені в табл. 10.9 – 10.12 [4].

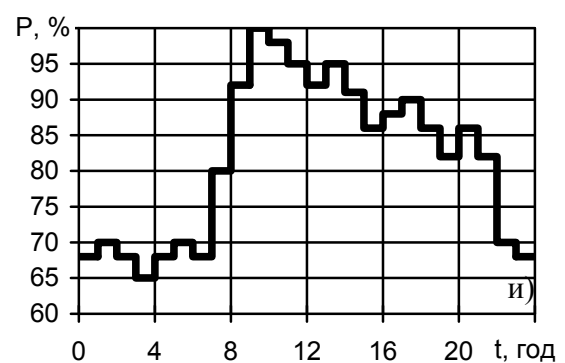
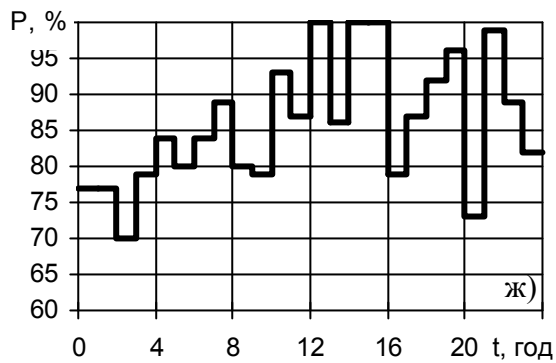
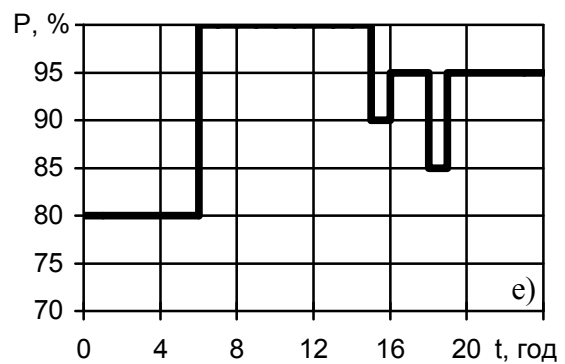
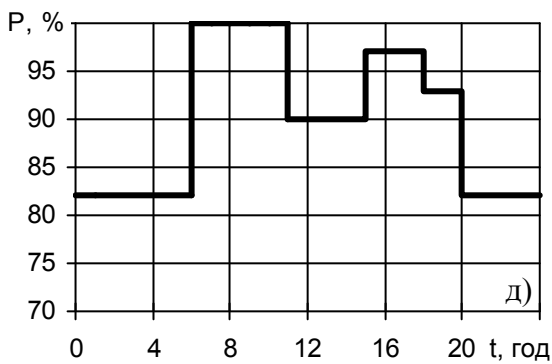
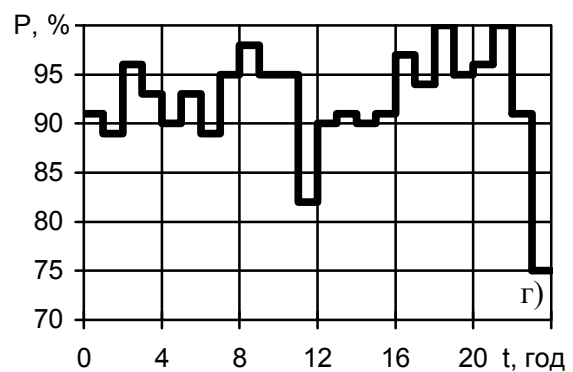
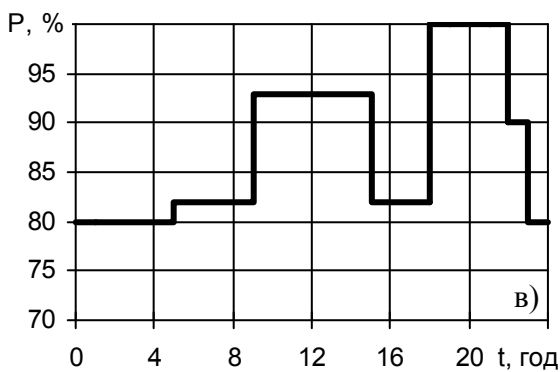
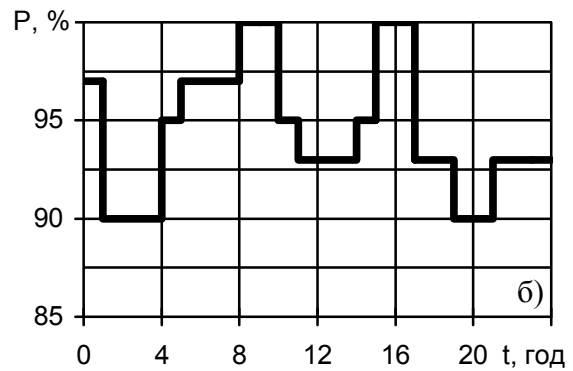
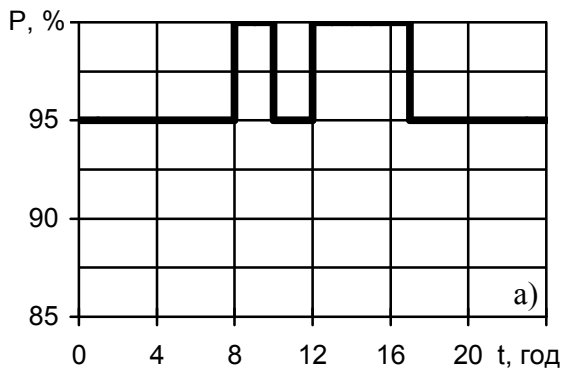
Контрольні запитання

1. Загальні відомості про проектування системи керування ЕС.
2. Вибір системи оперативного керування.
3. Проектування щитів керування.
4. Споживачі енергії постійного струму.
5. Використання акумуляторних батарей на ЕС та підстанціях.
6. Вибір акумуляторних батарей, підзарядних та зарядних агрегатів.

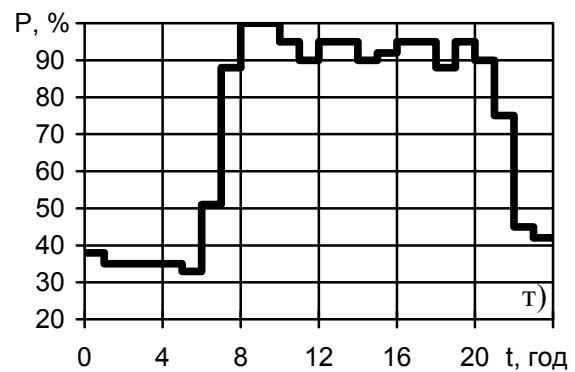
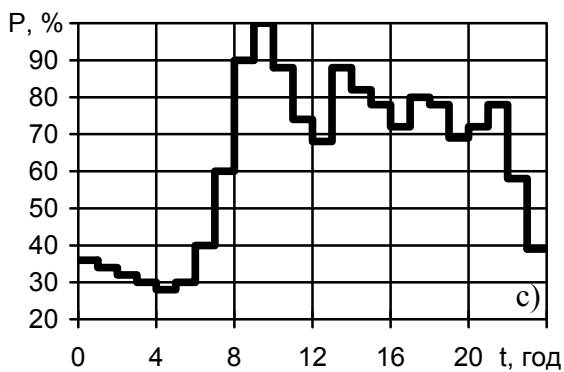
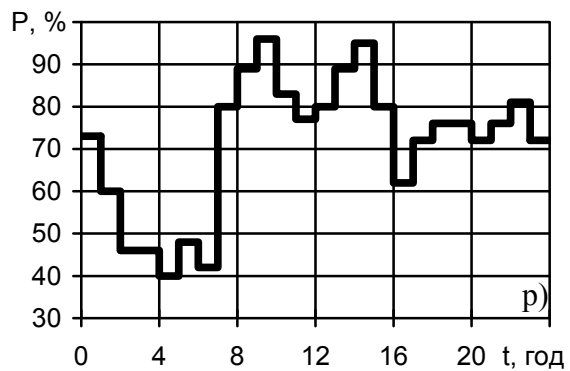
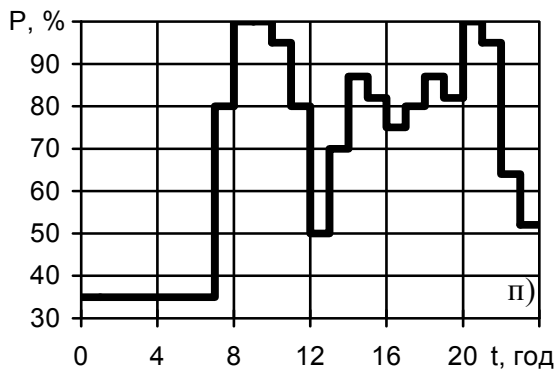
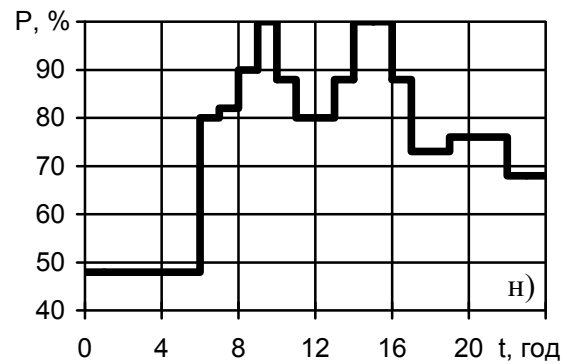
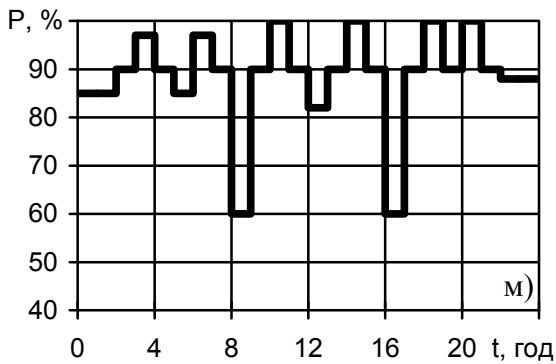
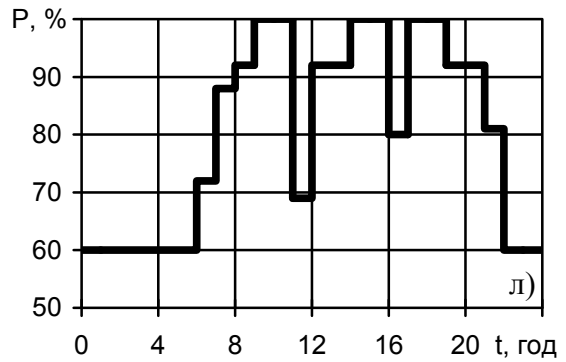
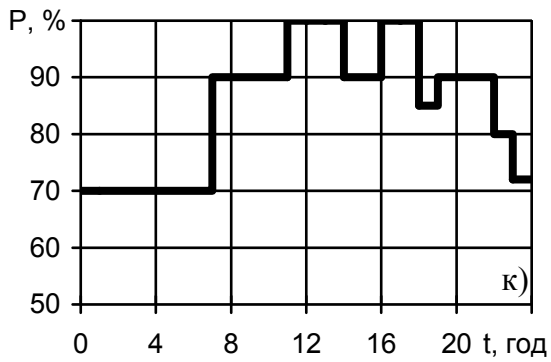
ЛІТЕРАТУРА

1. Тепловые и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982. – 624 с.
2. Турчин Н. Я. Инженерное оборудование тепловых электростанций и монтажные работы. – М.: Высшая школа, 1979. – 416 с.
3. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. – М.: Высшая школа, 1984. – 304 с.
4. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Околович М. Н. Проектирование электрических станций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 400 с.
6. Электрическая часть станций и подстанций (справочные материалы) / Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Энергия, 1978. – 336 с.
7. Электротехнический справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем // Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 362 с.
9. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
10. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей: ВНТП-91 Минэнерго СССР. – М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981. – 122 с.
11. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 200 с.
12. Электрическая часть электростанций / Под ред. С. В. Усова. – Л.: Энергия, 1977. – 556 с.
13. Нормы технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций: ВНТП 41-85 Минэнерго СССР. – М.: Гидропроект, 1987. – 131 с.
14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98 // Под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: изд-во НЦЭНАС, 2008. – 143 с. ISBN: 978-5-93196-874-2.
15. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
16. Семчиков А. М. Токопроводы промышленных предприятий. – Л.: Энергоатомиздат, 1981. – 208 с.
17. Нормы технологического проектирования атомных электрических станций: ВНТП, Минэнерго СССР. – М.: ЦНТИ Информэнерго, 1981. – 141 с.
18. Букович Н. В. Розрахунок струмів короткого замикання електроенергетичних систем. – Львів: Вища школа, 1988. – 248 с.

Додаток А
Характерні добові графіки електричних навантажень
підприємств різних галузей промисловості



(а – кольорової металургії; б – хімії; в – вугледобування; г – нафтопереробки; д – чорної металургії; е – целюлозно-паперової промисловості; ж – важкого машинобудування; и – харчової промисловості)



(к – друкарських та оздоблювальних фабрик; л – прядильно-ткацьких фабрик; м – торфорозробки; н – верстатобудування; п – ремонтно-механічних заводів; р – автомобілебудування; с – деревообробної промисловості; т – легкої промисловості)

Додаток Б
Технічні характеристики основного обладнання

Таблиця Б.1 – Технічні характеристики котельних агрегатів

Марка котлоагрегату за ГОСТ 3619-69	Продуктивність, т/год	Електрична потужність, МВт	Параметри пари			Паливо
			Тиск на виході, ата	Температура пари °С		
				первинної	вторинної	
1	2	3	4	5	6	7
Пп-3250-2551М	3200	1200	255	565	570	Газ, мазут
Кп-3950-2551М	3950	1200	255	545	545	Газ, мазут
Кп-3950-2551М	3950	1200	255	545	545	Газ, мазут
Пп-2550/255Ж-М	2500	800	255	565	575	АЩ та Т
Пп-1600/255	1600	500	255	565	570	Буре вугілля
Пп-950/255ГМ	950	300	255	565	570	Газ, мазут
Пп-950/255Ж	950	300	255	565	570	Вугілля, відходи ГСШ
Пп-950/255Ж-2	950	300	255	565	570	АЩ
Пп-950/255ГМ-2	950	300	255	565	570	Газ, мазут
Пп-950/255ГМ	950	300	255	545	545	Газ, мазут
Пп-950/255	950	300	255	565	570	Вугілля
Еп-640/140Ж-2	640	200	140	570	570	АЩ, газ
Еп-640/140-2	640	200	140	570	570	Фрезерний торф
Еп-640/135-2	640	200	135	540	540	Сланці
Пп-660/140-К	660	200	140	550	540	Кам'яне вугілля, газ
Пп-660/140ГМ	660	200	140	540	540	Газ, мазут
Пп-640/140	640	200	140	570	570	Кам'яне вугілля
Пп-640/140ГМ	640	200	140	570	570	Газ, мазут

Продовження таблиці Б.1

1	2	3	4	5	6	7
Еп-500/140ГМ	500	150	140	570	570	Газ, мазут
Еп-500/140	500	150	140	570	570	Кам'яне вугілля
Е-480/140ГМ	480	-	140	570	-	Газ, мазут
Е-420/140ГМ	420	-	140	570	-	Газ, мазут
Е-420/140Ж	420	-	140	570	-	АШ і Т. Кам'яне вугілля
Е-420/140Ж	420	-	140	550	230	Газ, назаровське вугілля
Е-420/140	420	-	140	570	-	Кам'яне вугілля
Е-320/140	320	100	140	550	550	АШ
Е-320/140	320	100	140	570	-	Вугілля
Е-320/140ГМ	320	100	140	570	-	Газ, мазут
Е-220/100ГМ	220	50	100	540	-	Газ, мазут
Е-220/100	220	50	100	540	-	Кам'яне вугілля
Е-220/100	220	50	100	540	-	АТ і Т. Газ
Е-220/100	220	50	100	540	-	Кам'яне вугілля
Е-210/140	210	-	140	570	-	Вугілля, торф
Е-160-100ГМ	160	-	100	540	-	Природний газ, мазут
Е-160-100	160	-	100	540	-	Кам'яне та буре вугілля
Е-120-100ГМ	120	-	100	540	-	Природний газ, мазут
Е-75-40	75	-	40	440	-	Вугілля, АШ, торф
Е-75-40ГМ	75	-	40	440	-	Газ, мазут

Примітка. Прийняте таке маркування енергетичних парогенераторів: Е – котел з природною циркуляцією з перегрівом пари та без перегріву; Еп – котел з природною циркуляцією з нагрівом пари та проміжним перегрівом; Пп – прямоточний котел з перегрівом пари та проміжним перегрівом.

Таблиця Б.2 – Основні характеристики реакторних установок

Потужність	РБМК-1000	РБМК-1500	ВВЕР-440	ВВЕР-1000	БН-350	БН-600	БН-1600
Потужність електрична, МВт	1000 (2×500)	1500 (2×750)	440 (2×220)	1000	350	600 (3×200)	1600 (2×800)
ККД, %	31,3	31,3	32,0	32,0	-	-	-
Параметри пари перед турбіною:							
тиск, МПа	6,5	6,5	12,3	15,7	49	14,2	13
температура, °С	280	28	268	289	435	505	490-510
Кількість ГЦН	8	8	6	4	6	3	4
Число петель (число парогенераторів)	8	8	6	4	6	3	4

Таблиця Б.3 – Технічні характеристики конденсаційних турбін типу К

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ата	Температура свіжої пари, t, °С	Максимальні витрати свіжої пари, D, т/год
К-1200-240	1200	240	540	3950
К-800-240-1	800	240	560	2370
К-800-240-2	800	240	560	2560
К-800-240-3	800	240	540	2650
К-800-240-5	800	240	540	2650
К-500-240	500	240	560	1500
К-500-166-1	500	166	535	1715
К-500-166-2	500	166	535	1712
К-500-240-2	500	240	540	1650
К-300-240	300	240	560	865
К-300-240	300	240	560	890
К-300-240-1	300	240	560	930
К-300-240-2	300	240	560	950
К-200-130	200	130	565	564
К-200-181-1	200	181	535	655
К-200-130-3(6)	210	130	565	670
К-160-130	165	130	565	436
К-100-90	100	90	535	363
К-100-90	100	90	500	377
К-100-90-7	110	90	5535	420
К-50-90	50	90	535	186
К-50-90	50	90	500	191
К-50-90-4	55	90	535	217
К-25-90	25	90	500	106
К-12-35	12	35	435	81,5
К-6-35	6	35	435	53,8
К-1,5-35	1,5	35	435	17,5
К-0,75-35	0,75	35	435	8,8
АЕС				
К-220-44	220	44	255	1445
К-500-65/3000	500	65,9	560	950
К-1000-60/1500	1000	60	274	-

Таблиця Б.4 – Технічні характеристики турбін з протитиском

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, ата	Температура свіжої пари, t, °С	Витрати пари при номінальному навантаженні, D, т/год
P-1,5-35/15	1,5	35	435	36,8
P-2,5-35/3	2,5	35	435	22,6
P-2,5-35/5	2,5	35	435	29,2
P-4-35/3	4,0	35	435	35,6
P-4-35/10	4,0	35	435	70
P-6-35/5	6,0	35	435	69,9
P-6-35/10	6,0	35	435	99,6
P-6-90/31	6,0	90	535	97,7
P-12-90/31	12	90	535	188,4
P-25-90/31	25	90	535	360
P-25-90/18	25	90	535	255
P-40-130/31	40	130	565	456
P-50-130/31	50	130	565	370
P-100-130/15	100	130	565	760

Таблиця Б.5 – Технічні характеристики турбін з виробничим та теплофікаційним відборами пари

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ата	Температура свіжої пари, t, °С	Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні та номінальних величинах обох відборів, D, т/год
ПТ-12/15-35/10	12	35	435	119
ПТ-12-90/10	12	90	535	82,6
ПТ-25-90/10	25	90	500	167
ПТ-25/30-90/10	25	90	535	180
ПТ-50-90/13	50	90	535	337,5
ПТ-50-130/7	50	130	565	274
ПТ-60/75-130/13	60	130	565	375
ПТ-80/100-130	80	130	565	470
ПТ-135/165-130/15	135	130	565	735

Таблиця Б.6 – Технічні характеристики турбін з опалювальним відбором пари

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ата	Температура свіжої пари, t, °С	Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні та номінальній величині теплофікаційного відбору, D, т/год
T-4-35	4	35	435	28,4
T-6-35	6	35	435	42,3 (30)
T-12-35	12	35	435	81,5 (65)
T-25-90	25	90	500	135 (90)
T-25-90	25	90	535	130
T-50-130	50	130	565	245,5 (180)
T-100-130	100	130	565	445 (310)
T-110/120-130	110	130	555	340
T-175/210-130	175	130	555	760
T-250/300-240	250	240	560/565	930

Таблиця Б.7 – Технічні характеристики турбін типу з виробничим відбором пари

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжої пари, р, ата	Температура свіжої пари, t, °С	Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні та номінальній величині виробничого відбору, D, т/год
П-0,75-35/5	0,75	35	435	9,8
П-1,5-35/5	1,50	35	435	17,5
П-2,5-35/5	2,50	35	435	26,2
П-4-35/5	4,00	35	435	36
П-6-35/5	6,00	35	435	53,8

Таблиця Б.8 – Параметри турбогенераторів

Тип турбогенератора	Номинальна потужність, МВт	Номинальна напруга, кВ	Номинальний струм, А	cos $\varphi_{ном}$	Кількість паралельних віток обмотки статора	Струм збудження холостого ходу, А	Номинальний струм збудження, А	Напруга збудження в номинальному режимі, В	Кратність номинального струму збудження	Відношення короткого замикання	Індуктивні опори, в. о.						
											Синхронний опір по повздожній осі, x_d	Перехідний опір по повздожній осі, x'_d	Надперехідний опір по повздожній осі, x''_d	Опір по поперечній осі, x''_q	Опір оберненої послідовності, x_2	Опір нульової послідовності, x_0	Опір розсіювання обмотки статора, x_s
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ТВ2-100-2	100	13,8	4925	0,85	2	268	650	319	2,4	0,64	1,8	0,203	0,14	0,18	0,17	0,084	0,113
ТВФ-120	120	10,5	6875	0,80	2	634	1715	277	2,7	0,50	1,9	0,278	0,192	0,31	0,25	0,10	0,167
ТВ2-150-2	150	18	5350	0,90	2	351	670	427	1,9	0,734	1,45	0,18	0,122	0,15	0,145	0,07	0,097
ТВВ-165-2	165	18	5670	0,85	1	810	1960	370	2,4	0,615	1,75	0,304	0,213	0,37	0,28	0,11	0,205
ТВФ-200-2	200	11	12370	0,85	4	860	2140	360	2,5	0,59	1,95	0,24	0,165	0,245	0,22	0,10	0,14
ТВВ-200-2	200	15,75	8625	0,85	1	1025	2660	315	2,6	0,575	1,88	0,275	0,19	0,266	0,23	0,09	0,107
ТВВ-200-2А	200	15,75	8625	0,85	2	920	2540	300	2,8	0,572	2,1	0,272	0,18	0,252	0,22	0,10	0,156
ТВВ-220-2А	220	15,75	9490	0,85	2	920	2740	325	3,0	0,465	2,32	0,30	0,197	–	0,24	0,11	0,172
ТГВ-220	200	15,75	8625	0,85	2	720	1880	420	2,6	0,572	1,84	0,295	0,19	0,29	0,23	0,083	0,165
ТГВ-200-2Д	200	18	7550	0,85	1	710	1850	420	2,6	0,557	1,9	0,297	0,185	–	0,226	0,085	–
ТГВ-200-2М	200	15,75	9060	0,85	1	710	1945	425	2,74	0,526	2,0	0,34	0,223	–	0,27	0,095	–

Продовження таблиці Б.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ТВВ-320-2	320	20	10200	0,85	2	1205	2900	447	2,4	0,624	1,7	0,258	0,172	0,27	0,22	0,088	0,148
ТГВ-300	300	20	10200	0,85	2	1057	3050	420	2,9	0,505	2,19	0,30	0,195	0,286	0,24	0,10	0,17
ТВМ-300	300	20	10190	0,85	2	1585	4420	285	2,8	0,520	2,11	0,323	0,21	0,28	0,256	0,12	0,178
ТГВ-200-М	200	15,75	8625	0,85	1	710	1890	420	2,66	0,555	1,9	0,32	0,24	0,31	0,26	0,0914	0,179
ТВВ-500-2	500	20	17000	0,85	2	1075	3530	474	3,3	0,420	2,56	0,355	0,242	0,34	0,30	0,14	0,218
ТГВ-500	500	20	17000	0,85	2	1605	5120	444	3,2	0,440	2,41	0,373	0,243	0,34	0,30	0,146	0,218
ТГВ-500-4	500	20	17000	0,85	2	1500	4380	441	2,92	0,494	2,157	0,358	0,268	0,375	0,327	0,13	0,27
ТВМ-500	500	36,75	9240	0,85	1	1715	5600	410	3,27	0,443	2,43	0,38	0,27	–	0,327	0,14	0,267
ТВВ-800-2	800	24	21400	0,90	2	1292	3820	605	3,0	0,475	2,33	0,313	0,223	–	–	0,117	–
ТЗВ-800-2	800	24	21400	0,90	2	1850	5130	447	2,78	0,530	2,22	0,305	0,216	–	0,238	0,114	0,216
ТВВ-1000-2	1000	24	26730	0,90	2	2200	7580	428	3,45	0,400	2,82	0,382	0,27	–	0,328	0,142	–
ТВВ-1000-4	1000	24	26760	0,90	2	2294	7000	470	3,05	0,45	2,35	0,45	0,32	–	0,39	0,158	0,238
ТВВ-1200-2	1200	24	16050	0,90	2x2	2460	7490	500	3,04	0,448	2,42	0,404	0,248	0,272	0,30	0,152	0,254

Додаток В
Технічні характеристики шинопроводів напругою до 1000 В

Таблиця В.1 – Технічні характеристики шинопроводів напругою до 1000 В

Тип шинопроводу	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	Переріз, мм^2		Опір фази, мОм/м		Опір петлі фаза-нуль, мОм/м		
		фазних шин	нульового проводу	$r_{\text{пит}}$	$x_{\text{пит}}$	$Z_{\text{п.пит}}$	$X_{\text{п.пит}}$	$r_{\text{п.пит}}$
ШМА68Н	4000	2(160x12)	2x640	0,013	0,020	–	–	–
ШМА68Н	2500	2(120x10)	2x640	0,027	0,023	–	–	–
ШМА73	1600	2(90x8)	2x710	0,031	0,017	0,123	0,072	0,098
ШЗМ16	1600	2(100x8)	1500	0,017	0,014	0,067	0,052	0,043
ШРА73	630	80x5	–	0,085	0,075	–	–	–
ШРА73	400	50x5	–	0,130	0,100	–	–	–
ШРА73	250	35x5	–	0,200	0,100	–	–	–

Додаток Г
Технічні характеристики вимикачів

Таблиця Г.1 – Технічні характеристики елегазових бакових вимикачів серії ВГБ

Параметр	Тип вимикача					
	ВГБ-110У1	ВГБУ-110У1	ВГБУ-220У1	ВГБ-330У1	ВГБ-500У1	ВГБ-750У1
Номинальна / найбільша робоча напруга, кВ	110/126	110/126	220/252	330/363	500/550	750/800
Номинальний струм, А	2000	2000	2000	3150	3150	4000
Номинальний струм вимикання, кА	40	40	40/50	40/50	50	50
Власний час вимикання не більше, с	0,035	0,035	0,035	0,035	0,020	0,020
Власний час увімкнення не більше, с	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Повний час вимикання не більше, с	0,06	0,06	0,055	0,055	0,040	0,040
Кількість розривів на фазу	1	1	1	1	1	1
Нижня межа надлишкового тиску елегазу при 20 °С, МПа (кгс/см ²)	0,35 (3,5)	0,35 (3,5)	$\frac{0,5 (5,0)}{0,7 (7,0)}$	0,6 (6,0)	0,62 (6,2)	0,62 (6,2)
Номинальна частота, Гц	50	50	40/50	50/60	50/60	50/60
Допустиме число операцій «В/У» в діапазоні від 60 до 100 % $I_{\text{вим.ном}}$ та $I_{\text{ув.ном}}$	20/10	20/10	$\frac{20/10}{18/9}$	20/10	18/9	18/9
Тип приводу	гідравлічний	гідравлічний	гідравлічний	гідравлічний	гідравлічний	гідравлічний
Вбудовані трансформатори струму	ТВ-110	ТВ-110	ТВ-220	ТВ-330	ТВ-500	ТВ-750

Таблиця Г.2 – Технічні характеристики вакуумних вимикачів серії ВР

Параметр	Тип вимикача						
	ВР0	ВР1	ВР2	ВР3	ВР6	ВР6К	ВР6В
Номинальна / найбільша робоча напруга, кВ	10/12	10/12	10/12	10/12	6/7,2	6/7,2	6/7,2
Номинальний струм, А	630, 800	630-1250	630-1600	2000-3150	1600, 2000	1600, 2000	1600-3150
Номинальний струм вимикання, кА	12,5	20	20, 31,5	40	40	40	40
Струм електродинамічної стійкості, кА	32	52	52, 80	102	128	102	128
Струм термічної стійкості, кА, 3с	12,5	20	20, 31,5	40	40	40	40
Власний час вимикання не більше, с	0,029-0,042	0,029-0,042	0,035-0,05	0,035-0,05	0,035-0,05	0,035-0,05	0,035-0,05
Власний час увімкнення не більше, с	0,09	0,09	0,09	0,12	0,12	0,12	0,12
Повний час вимикання не більше, с	0,057	0,057	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
Механічний ресурс, циклів УВ	100000	100000	100000	30000	25000	30000	25000, 30000
Комутаційний ресурс, циклів УВ:							
- при номінальних струмах	50000	50000	30000	30000	25000	30000	25000, 30000
- при номінальних струмах відключення	100	100	40, 50	50	40	40	40, 50

Таблиця Г.3 – Технічні характеристики вакуумних вимикачів серії ВРС

Параметр	Тип вимикача	
	ВРС	
Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	6/7,2	10/12
Номінальний струм, А	1250-3150	630-3150
Номінальний струм вимикання, кА	40	20; 31,5; 40
Струм електродинамічної стійкості, кА	102, 128	52, 80, 102
Струм термічної стійкості, кА, 3с	40	20; 31,5; 40
Власний час вимикання не більше, с	0,035-0,05	0,028-0,042, 0,035-0,05
Власний час увімкнення не більше, с	0,12	0,09; 0,12
Повний час вимикання не більше, с	0,065	0,057; 0,065
Механічний ресурс, циклів УВ	30000	30000, 100000
Комутаційний ресурс, циклів УВ: - при номінальних струмах	30000	30000, 50000
- при номінальних струмах відключення	40, 50	40, 50, 100

Таблиця Г.4 – Технічні характеристики генераторних вимикачів

Параметр	Тип вимикача			
	ВГГ-10	МГГ-10	ВМГ-15	МГУ-20
Номінальна напруга, кВ	10	10	15	20
Номінальний струм, А	4000, 5000	2000-5600	10000-11200	5700-9500
Номінальний струм вимикання, кА	63	45, 63	71, 90	75, 90, 105
Наскрізний струм короткого замикання, кА, найбільший пік	161	120, 170	290, 320	270, 300
Струм термічної стійкості, кА, 3с	63	45, 63	95, 105	95, 105
Власний час вимикання не більше, с	0,08	0,12	0,15	0,15
Власний час увімкнення не більше, с	0,08	0,4	0,7	0,8
Повний час вимикання не більше, с	0,1	0,14	0,2	0,2
Механічний ресурс, циклів УВ	10000	3000	3000	3000
Номінальна напруга постійного струму електромагнітів керування, В	110, 220	110, 220	220	220

Таблиця Г.5 – Технічні характеристики вимикачів зовнішнього встановлення серії ВБНК-35 та ВР35НС

Параметр	Тип вимикача	
	ВБНК-35	ВР35НС
Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	35/40,5	35/40,5
Номінальний струм, А	1600	1600
Номінальний струм вимикання, кА	25	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	64	52
Струм термічної стійкості, кА, 3с	25	20
Власний час вимикання не більше, с	0,050	0,035-0,050
Власний час увімкнення не більше, с	0,1	0,1
Повний час вимикання не більше, с	0,070	0,065
Механічний ресурс, циклів УВ	25000	30000
Комутаційний ресурс, циклів УВ: - при номінальних струмах	25000	30000
- при номінальних струмах відключення	50	50

Таблиця Г.6 – Технічні характеристики вимикачів внутрішнього встановлення

Параметр	Тип вимикача			
	ВР35	ВБЦ-35	ВБУ-35-1600/5	ВБУ-35-1600/20
Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	35/40,5	35/40,5	35/40,5	35/40,5
Номінальний струм, А	630, 1000, 1250	1250, 1600	1600	630-1600
Номінальний струм вимикання, кА	20	20	5	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	52	80	80	80
Струм термічної стійкості, кА, 3с	20	20	20	20
Власний час вимикання не більше, с	0,035-0,050	–	–	–
Власний час увімкнення не більше, с	0,12	0,3	0,3	0,4
Повний час вимикання не більше, с	0,065	0,085	0,085	0,085
Механічний ресурс, циклів УВ	30000	50000	10000	60000
Комутаційний ресурс, циклів УВ: - при номінальних струмах - при номінальних струмах відключення	30000 50	20000 50	20000 50	20000 150

Додаток Д
Технічні характеристики комплектних розподільних установок 6–35 кВ

Таблиця Д.1 – Технічні характеристики комплектних розподільних установок (КРУ)

Параметр	Тип КРУ			
	КУ6С	КУ10С	КУ10Ц та КУ10	КУ35
Номінальна / найбільша робоча напруга, кВ	6/7,2	10/12	6; 10 / 7,2; 12	35
Номінальний струм, А: - головних з'єднань	630, 1000, 1600, 2000, 3150		630, 1000, 1600, 2000, 3150	630, 1000
- збірних шин	1600, 2000, 3150		1000, 1600, 2000, 3150	1600
Номінальний струм вимикання вимикачів, кА	40	20; 31,5; 40	20; 31,5	20
Струм термічної стійкості, кА, 3 с	40	20; 31,5; 40	20; 31,5	20
Струм електродинамічної стійкості, кА	102, 128	51, 81, 102	51, 81	51
Номінальна напруга допоміжних ланцюгів, В:				
- змінного струму	220	220	220	220
- постійного (випрямленого) струму	220	220	110, 220	220



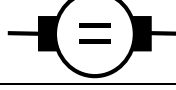

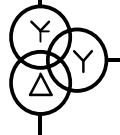
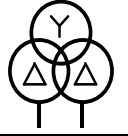
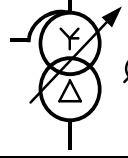

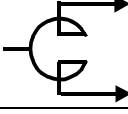

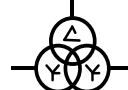
Додаток Е

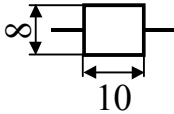
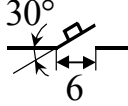
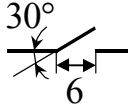
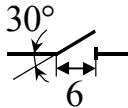
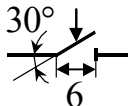
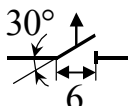
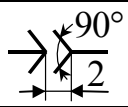
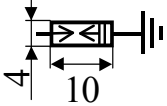
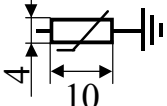
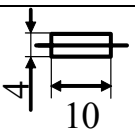
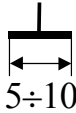

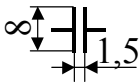
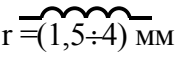
Технічні характеристики трансформаторів струму, вбудованих в елегазові вимикачі серії ВГБ

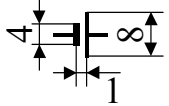
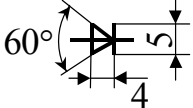
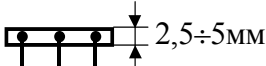
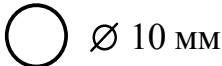
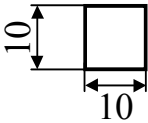
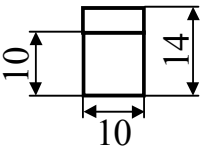
Таблиця Е.1 – Технічні характеристики трансформаторів струму, вбудованих в елегазові вимикачі серії ВГБ

Параметр	ТВ-110		ТВ-220		ТВ-330		ТВ-500		ТВ-750	
	для вимірювань	для захисту	для вимірювань	для захисту	для вимірювань	для захисту	для вимірювань	для захисту	для вимірювань	для захисту
Номінальний первинний струм, А	1000-2000	2000	1000-2000	2000	1000-2000, 1500-3000	2000-3000	1000-2000, 1500-3000	2000-3000	1000-2000, 2000-4000	2000-4000
Номінальний вторинний струм, А	1	1	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5	1 або 5
Номінальний клас точності для номінальних струмів:										
- 1000 А	0,5	-	0,5	-	0,5	-	0,5	-	0,5	-
- 2000 А	0,2	108	0,2	108	0,2	108	0,2	108	0,2	108
Номінальне вторинне навантаження при $\cos \varphi = 0,8$, ВА	30	30	20-50	30	20	30	20	30	20	30
Номінальна гранична кратність	-	25	-	25	-	25	-	25	-	25
Струм термічної стійкості, кА	40	40	50	50	50	50	50	50	50	50
Час термічної стійкості, с	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Втрата елегазу в рік, % від маси, не більше	1		1		1		1		1	

Додаток Ж
Умовні позначення в схемах електричних з'єднань

Вид елемента 1	Код 2	Графічне позначення 3
1. Генератор	G (M)	 Ø 12 мм
2. Синхронний компенсатор	G (C)	 Ø 12 мм
3. Машина постійного струму	G (M)	 Ø 12 мм
4. Трансформатор:	T	
- двообмотковий		 Ø 10 мм
- триобмотковий		 Ø 10 мм
- з розщепленою обмоткою НН		 Ø 10 мм
5. Автотрансформатор з РПН		 Ø 10 мм
6. Реактор:		
- одинарний		 Ø 10 мм
- здвоєний		 Ø 10 мм
7. Трансформатор струму	ТА	 Ø 6 мм
8. Трансформатор напруги		 Ø 8 мм

1	2	3
9. Вимикач	Q	
10. Автоматичний вимикач		
11. Рубильник	QS	
12. Роз'єднувач	QS	
13. Короткозамикач	QN	
14. Відокремлювач	QR	
15. Роз'ємне з'єднання		
16. Розрядник вентильний або магнітовентильний	FV	
17. Обмежувач перенапруг	FV	
18. Запобіжник	F	
19. Корпус		
20. Заземлення		
21. Конденсатор	C	
22. Котушка індуктивності	L	

1	2	3
23. Елемент гальванічний або акумулятор	G	
24. Діод	VD	
25. Шина		
26. Вимірювальні прилади		
- показувальні		
- реєструвальні		
- інтегрувальні		

Словник найбільш вживаних термінів

атомна електрична станція	atomic power plant
вимикач	circuit breaker
гідравлічна електрична станція	hydraulic power plant
електрична енергія	electric energy
електрична схема	electric circuit
електричний апарат	electric apparatus
коротке замикання	short circuit
надійність	reliability
напруга	voltage
провідник	conductor
проекування	designing
реактор	reactor
роз'єднувач	disconnector
розподільна установка	dispatch plant, distribution plant
розрядник	aerial fuse, discharge switch
струм короткого замикання	short-circuit current
струмоведуча частина	live part
теплова електрична станція	thermoelectric power plant
трансформатор	transformer
трансформатор напруги	voltage transformer
трансформатор струму	current transformer
шина	bus bar

Навчальне видання

**Лежнюк Петро Дем'янович
Лагутін Валерій Михайлович
Тептя Віра Володимирівна**

ПРОЕКТУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЧАСТИНИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ

Навчальний посібник

Редактор Т. Старічек

Оригінал-макет підготовлено В. Лагутіним

Підписано до друку
Формат 29,7 × 42 ¼. Папір офсетний.
Гарнітура Times New Roman.
Друк різнографічний. Ум. друк. арк.
Наклад. прим. Зам. №

Вінницький національний технічний університет,
видавництво "УНІВЕРСУМ-Вінниця".
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.

Віддруковано у Вінницькому національному технічному університеті
в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі.
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95,
ВНТУ, ГНК, к. 114.
Тел. (0432) 59-85-32.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.