

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний університет «Запорізька політехніка»

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

до курсового проекту з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" усіх форм навчання

2020

Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" усіх форм навчання / Укл. О.М.Климко, Д.В.Федоша - Запоріжжя: НУ «Запорізька політехніка», 2020 – 46 с.

Укладачі: О.М.Климко , доцент, к.т.н.

Д.В.Федоша , доцент, к.т.н.

Рецензент: І.В.Авдєєв , доцент, к.т.н.

Відповідальний за випуск: О.А. Шрам, доцент, к.т.н

ЗАТВЕРДЖЕНО
на засіданні кафедри
“Електропостачання промислових
підприємств”
Протокол № 4 від 24.12.2019

Рекомендовано до випуску
НМК ЕТФ
протокол № 6 від 23.01.2020

ЗМІСТ

1	Мета і завдання курсового проекту.....	4
2	Завдання на проєкт.....	5
3	Організаційні вказівки.....	6
4	Методичні вказівки до виконання розділів курсового проєкту	7
4.1	Вибір кількості ліній електропередачі.....	7
4.2	Вибір основного електрообладнання.....	8
4.3	Вибір головної схеми електроустановки.....	13
4.4	Техніко-економічне порівняння варіантів.....	18
4.5	Вибір високовольтних апаратів та провідників.....	21
4.6	Власні потреби.....	31
4.7	Оперативний струм.....	38
4.8	Розробка конструкції та компонування обладнання РП.....	39
4.9	Заходи з техніки безпеки.....	41
4.10	Індивідуальне завдання.....	42
4.11	Висновки.....	42
5	Вказівки щодо оформлення і захисту курсового проєкту.....	43
6	Рекомендована література.....	45

1 МЕТА І ЗАВДАННЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Курсовий проект – це підсумкова самостійна робота з дисципліни "Електрична частина станцій та підстанцій" для студентів усіх форм навчання. Основна його мета – сприяти закріпленню, поглибленню та систематизації знань студентів, отриманих ними на лекціях та лабораторних заняттях, а також при вивченні суміжних дисциплін. У процесі проектування студенти повинні навчитися самостійно розв'язувати технічні, економічні та інші задачі, набути навичок самостійної творчої роботи.

Відповідно до чинної програми курсу та вимог кваліфікаційної характеристики бакалавра з електроенергетики, електротехніки та електромеханіки у курсовому проекті необхідно розробити електричну частину однієї з електроустановок: підстанції сільськогосподарського чи міського житлового району, вузлової підстанції, теплофікаційної електричної станції (ТЕЦ), гідроелектростанції (ГЕС) або конденсаційної електростанції (КЕС).

2 ЗАВДАННЯ НА ПРОЕКТ

У зв'язку з тим, що студенти проектують електроустановки двох типів: електростанцію (ЕС) або підстанцію (ПС), існує два типи бланків завдання на курсовий проект.

Бланк завдання на курсовий проект підстанції

Наводяться вихідні дані до проекту: тип підстанції, номінальні напруги, відстань підстанції до енергосистеми та параметри якими задана система (струм короткого замикання або потужність короткого замикання на шинах джерела живлення), навантаження розподільних пристроїв різної напруги, категорія споживачів за надійністю електропостачання, число та потужність синхронних компенсаторів.

Потім наводиться перелік питань, що їх належить розробити:

Розрахувати та вибрати вид та число ліній зв'язку з енергосистемою та споживачами.

Вибрати головну схему та основне обладнання (2÷3 варіанти), зробити техніко-економічне порівняння (ТЕП) та прийняти кращий варіант.

Розрахувати струми нормального, аварійного та післяаварійного режимів у всіх колах, вибрати та перевірити апарати та провідники шин розподільних пристроїв (РП) усіх напруг.

Вибрати схему, трансформатори та панелі РП 0,4 кВ ВП, вид та схему живлення кіл оперативного струму.

Розробити конструкцію та компоновальну схему РП однієї напруги (за вказівкою керівника).

Описати основні заходи з ТБ та протипожежної безпеки.

Індивідуальне завдання.

Перелік графічного матеріалу (два аркуші формату А1):

Однолінійна схема (головна, власних потреб та оперативного струму).

План РП та розріз за однією коміркою.

Бланк завдання на курсовий проект електростанції

Наводяться вихідні дані до проекту: тип електростанції та її потужність, номінальна напруга зв'язку з енергосистемою, відстань електростанції до енергосистеми та параметри якими задана система

(струм короткого замикання або потужність короткого замикання на шинах джерела живлення), відпуск енергії місцевим споживачам на напрузі 10 кВ (у %) та витрати енергії на власні потреби (у %).

Потім наводиться перелік питань, що їх належить розробити:

Розрахувати та вибрати вид та число ліній зв'язку з енергосистемою та споживачами.

Вибрати головну схему та основне обладнання (2÷3 варіанти), зробити ТЕП та прийняти кращий варіант.

Розрахувати струми нормального, аварійного та післяаварійного режимів у всіх колах, вибрати та перевірити апарати та провідники шин РП усіх напруг.

Вибрати схему, трансформатори та КРП ВП (6 та 0,4 кВ), вид та схему живлення кіл оперативного струму.

Розробити конструкцію та компоновальну схему РП однієї напруги (за вказівкою керівника).

Описати основні заходи з ТБ та протипожежної безпеки.

Індивідуальне завдання.

Перелік графічного матеріалу (два аркуші формату А1):

Однолінійна схема (головна, власних потреб та оперативного струму).

План РП та розріз за однією коміркою.

3 ОРГАНІЗАЦІЙНІ ВКАЗІВКИ

Для успішного виконання курсового проекту студент повинен працювати самостійно, відвідувати практичні заняття та консультації керівника. Керівник складає календарний план виконання курсового проекту та слідкує за додержанням календарного плану виконання курсового проекту кожним студентом.

4 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ РОЗДІЛІВ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

При проектуванні електроустановки до розробки головної схеми складається структурна схема видачі електроенергії (потужності), на якій наводяться основні функціональні частини електричної установки (розподільні пристрої, трансформатори, генератори) і зв'язки між ними. Структурна електрична схема залежить від складу встаткування (числа генераторів, трансформаторів), розподілу генераторів і навантаження між розподільними пристроями (РП) різної напруги й зв'язку між цими РП.

Для вибору електричної схеми розподільного пристрою необхідно знати кількість приєднань (ліній, трансформаторів, генераторів) до РП кожного класу напруги.

4.1 Вибір кількості ліній електропередач

Згідно з вимогами [13] споживачі першої категорії повинні мати не менше двох незалежних джерел живлення: дві лінії, два трансформатори з автоматичним вмиканням резерву (АВР); другої категорії – рекомендується два джерела, але припустимо й одне (після техніко-економічного обґрунтування). Цим визначається мінімальне число ліній зв'язку з системою: для електростанцій та підстанцій, що живлять споживачів першої категорії – не менше двох, решти підстанцій – варіант з одною лінією та одним трансформатором порівнюють з варіантом з двома ЛЕП та двома трансформаторами.

Вибір повітряної (ПЛ) або кабельної (КЛ) лінії обумовлюється багатьма чинниками: значенням потужності, що передається, густиною навантаження, впливом навколишнього середовища та ін. Остаточне рішення може бути прийнято тільки після техніко-економічного аналізу. У курсовому проекті можна керуватися таким: при напругах 110 кВ та вище більш економічною є повітряна лінія, а при напругах 10 або 6 кВ в умовах промислових підприємств та міст – кабельна лінія, пропускна здатність якої приблизно у 10 разів вища ніж повітряної. При $U = 35$ кВ може бути використана як кабельна, так і повітряна ЛЕП.

У курсовому проекті як критерій для визначення кількості ліній можна прийняти або перепускну спроможність $P_{\text{переп.}}$ або натуральну потужність (тобто таку активну потужність, що передається ЛЕП та

відповідає мінімуму втрат електроенергії при передачі). Значення перепускнув спроможності та натуральної потужності можна прийняти згідно з [10] в залежності від класу напруги та конструктивного виконання ЛЕП. При цьому слід пам'ятати, що при $U = 35 \dots 150$ кВ ПЛ має один провід у фазі, а при $U = 220$ кВ та вище кожна фаза ПЛ може розщеплюватися на два проводи і більше.

Кількість ліній за натуральною потужністю

$$n = \frac{P}{P_{\text{нат}}} = \frac{S \cdot \cos \varphi}{P_{\text{нат}}} = \text{цїле число}$$

або за перепускнув спроможністю

$$n = \frac{P}{P_{\text{переп.}}} = \frac{S \cdot \cos \varphi}{P_{\text{переп.}}} = \text{цїле число}$$

де P , S – відповідно активна та повна потужність, що передається;

$P_{\text{нат}}$ – натуральна потужність ЛЕП прийнятого типу;

$P_{\text{переп.}}$ – перепускна спроможність ЛЕП прийнятого типу.

При проектуванні підстанцій коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$) у розрахунках можна прийняти рівним $0,9 \dots 0,95$, а при проектуванні електростанції – номінальному коефіцієнту потужності генератора (з його паспорту).

4.2 Вибір основного електрообладнання

До основного електрообладнання належать синхронні генератори, трансформатори та синхронні компенсатори. У курсовому проекті слід застосовувати найновіше електрообладнання. Для цього рекомендується користуватися каталогами, а також довідниками та навчальними виданнями останніх років видання.

Вибір генераторів електростанцій

Турбогенератори теплових ЕС мають стандартні потужності від одиниць до сотень мегават (на ТЕС рекомендується встановлювати генератори 100, 200, 300, 500 та 800 МВт) та виробляються серійно.

У курсовому проекті рекомендується вибирати більш потужні генератори, як такі що мають більш високі техніко-економічні

показники, числом не менше двох та не більше десяти. Генератори можна брати різної потужності, але не більше двох різних типів.

Число і потужність генераторів на ТЕЦ вибирають залежно від характеру теплових і електричних навантажень. При цьому прагнуть встановити однотипні турбогенератори або, в крайньому випадку двох типів. Потужність окремих агрегатів ТЕЦ рекомендується приймати 6; 12; 20; 32; 50; 63; 100; 120; 165; 200; 250 МВт.

Гідрогенератори проектується для кожної ГЕС індивідуально (у залежності від напору та витрати води), тому їх потужності не стандартизовані. Для умов України не бажано вибирати одиничну потужність гідрогенераторів більше 150 МВт.

Для вказаної в завданні на проектування потужності електростанції студент набирає два – три варіанти, змінюючи кількість та потужність генераторів таким чином щоб сума їхніх потужностей не відрізнялася між собою та завданням більше ніж на 5... 10 відсотків.

Остаточний вибір – після техніко-економічних розрахунків.

У зв'язку з тим, що у прейскурантах не наведена вартість гідрогенераторів, для порівняльного аналізу у курсовому проекті їх вартість можна приймати такою, як і вартість турбогенераторів найближчої потужності.

Вибір трансформаторів

Блокові трансформатори

Великі теплові, атомні та гідравлічні ЕС компонують з окремих блоків. До складу блока входять: котел (реактор, парогенератор), турбіна, генератор, підвищувальний трансформатор. У схемах блоків застосовують спеціальні трансформатори без РПН з напругою первинної обмотки, що дорівнює напрузі генератора (6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24 кВ), а вторинної обмотки – на 10 % вище номінальної стандартної напруги електричної мережі.

Потужність блокового трансформатора має бути на (10...15) % вище за номінальну потужність генератора.

$$S_{т,ном} = (1,1...1,15) S_{ном,ген.}$$

На гідростанціях, якщо потужність генераторів не перевищує 150 МВт, застосовують збільшені блоки, коли кілька генераторів (до чотирьох) працюють на один трансформатор. У таких схемах можуть

застосовуватися трансформатори з розщепленими обмотками нижчої напруги.

Трансформатори ТЕЦ

Трансформатори зв'язку ТЕЦ з системою вибирають з урахуванням двох умов:

а) видати в енергосистему надлишкову потужність $S_{\text{надл.}}$ при мінімальному навантаженні споживачів, що приєднані до шин генераторної напруги:

$$S_{\text{надл.}} = \sum_1^n S_{\text{ном.ген.}} - (S_{\text{ВП}} + S_{\text{НГ}}^{\min})$$

де n – кількість генераторів ТЕЦ.

$S_{\text{ВП}}$ – потужність власних потреб.

$S_{\text{НГ}}^{\min}$ – мінімальна потужність місцевого навантаження генераторної напруги.

б) забезпечити живлення споживачів генераторної напруги при максимальному навантаженні місцевих споживачів та вимиканні одного генератора:

$$S_{\text{ню}} = (S_{\text{ВП}} + S_{\text{НГ}}^{\max}) - S_{\text{ном.ген.}}(n-1)$$

де $S_{\text{нд}}$ – недостатня потужність, яку потрібно передати з енергосистеми споживачам ТЕЦ у період максимуму навантаження $S_{\text{НГ}}^{\max}$.

Як розрахункову $S_{\text{розр.}}$ приймають більшу потужність з цих двох умов.

На ТЕЦ зазвичай встановлюють два трансформатори зв'язку, щоб забезпечити взаємне резервування при вимиканні одного з них (аналогічно трансформаторам підстанції):

$$S_{\text{т.ном.}} = (0,6 \dots 0,7) S_{\text{розр.}}$$

На ТЕЦ завжди використовують трансформатори з регулюванням напруги під навантаженням (з РПН), щоб мати можливість регулювання напруги при реверсі потужності (у систему або з неї).

Трансформатори підстанцій

На підстанціях усіх категорій з вищою напругою 35...750 кВ встановлюють здебільшого два трансформатори. Установка більшої кількості трансформаторів потребує техніко-економічного обґрунтування. Дозволяється установка на підстанції одного трансформатора для живлення споживачів другої та третьої категорій при техніко-економічному обґрунтуванні та наявності резерву трансформаторів у системі або при умові забезпечення резервування живлення споживачів за зв'язками вторинної напруги з іншими джерелами живлення.

При двох трансформаторах потужність кожного трансформатора вибирається з урахуванням завантаження його не більш 70 % максимального навантаження підстанції у нормальному режимі роботи та допустимого післяаварійного тривалого перевантаження згідно з [1] та ДСТУ 2103-92, 2104-92, 2105-92, не більше, як в 1,4 рази для трансформаторів з системами охолодження М, Д, ДЦ та Ц.

Застосування триобмоткових трансформаторів доцільне, якщо навантаження на боці нижчої напруги трансформатора не менше (15...20) % навантаження на боці середньої напруги.

Знижувальні трансформатори потужністю 25 МВА та вище (при $U = 6; 10$ кВ) виконуються з розщепленою на дві гілки обмоткою НН. Кожна гілка такого трансформатора розрахована на половину потужності, тому опір трансформатора при короткому замиканні майже у 2 рази вище, ніж у звичайного двообмоткового трансформатора.

Промисловість почала випускати знижувальні трансформатори з додатковим охолодженням магнітопроводу (осердя) - НД, НДЦ, при вмиканні якого потужність трансформатора зростає у 1,6 рази (до потужності наступного ступеня стандарту: з 10 до 16 МВА і т.д.). Застосування таких трансформаторів на районних підстанціях та підстанціях промислових підприємств дозволить значно збільшити надійність електропостачання.

На великих вузлових підстанціях, які з'єднують мережі двох суміжних напруг 110 кВ та вище (110/220; 150/330; 220/500 та ін.) застосовують лише автотрансформатори, що мають більш високі техніко-економічні показники у порівнянні з триобмотковими трансформаторами аналогічної потужності.

Промисловість випускає як двообмоткові ($S_{\text{ном}} \leq 400$ МВА), так і триобмоткові автотрансформатори ($S_{\text{ном}} \leq 250$ МВА) у трифазному (до 330 кВ) або однофазному виконанні. Третя обмотка призначена для живлення місцевого навантаження (разом з навантаженням власних потреб) та приєднання компенсувальних пристроїв (напругою від 6 до 35 кВ).

Оскільки схеми підстанцій є стандартними, для проведення ТЕР при проектуванні підстанції необхідно вибрати два варіанти потужностей трансформаторів (автотрансформаторів) таким чином, щоб сума потужностей двох трансформаторів або потужність одного (2-ї та 3-ї для споживачів категорій) не була меншою за сумарну потужність споживачів різних класів напруги.

Слід пам'ятати, що серійно випускаються трансформатори не всіх потужностей стандартного ряду (10, 16, 25, 32, 40, 63, 80 МВА) на стандартні напруги (110, 150, 220, 330 кВ), тому при навчальному проектуванні можна вибрати трансформатор (автотрансформатор) потрібної стандартної потужності з необхідною напругою обмотки ВН чи СН, що відсутній в довіднику (каталозі).

Параметри таких трансформаторів та їхню ціну визначають методом інтерполяції параметрів та ціни трансформаторів довідника.

Вибір синхронних компенсаторів

Для компенсації реактивного навантаження споживачів можна застосовувати синхронні компенсатори (СК), синхронні генератори синхронні двигуни та батареї статичних конденсаторів (БСК).

Вмикання компенсувальних пристроїв у вузлі навантаження дозволяє у процесі експлуатації впливати на режим розподілення потужностей у мережі і, як наслідок, на напругу у вузлах, тобто компенсувальні пристрої виконують функції регуляторів напруги.

Вибір типу та потужності компенсувальних пристроїв у реальному проектуванні обґрунтовується техніко-економічними розрахунками.

У курсовому проєкті вибирають синхронні компенсатори заданої потужності тільки на вузлових підстанціях з автотрансформаторами. При цьому необхідно узгодити напругу обмотки НН.

Попередній вибір вимикачів

Для техніко-економічних розрахунків потрібно вибрати вимикач, вид пристрою гасіння електричної дуги, категорію розміщення,

номінальні електричні параметри: напругу та струм. Вартість для ТЕР визначають не ціною одного вимикача, а цілої комірки з урахуванням вартості будівельних, монтажних робіт, та допоміжного устаткування, яке є обов'язковим поряд з вимикачем: роз'єднувачі, трансформатори струму та напруги (з таблиці збільшених показників вартості комірки або цілого РП). Якщо в таблиці нема вимикача, котрий прийнято для установки – вартість комірки треба змінити на різницю вартості вимикачів (того, котрий вибирається і того що є в таблиці збільшених показників).

Номінальний струм вимикача вибирають за струмом приєднання у післяаварійному режимі (на двотрансформаторній підстанції при вимиканні одного трансформатора або лінії).

При $U = 35$ кВ та вище вибирають вимикачі зовнішньої (відкритої) установки у виконанні для помірного або для помірного та холодного клімату першої категорії розміщення У1, УХЛ1.

У курсовому проекті при виборі типу вимикача необхідно керуватися такими рекомендаціям:

а) На відкритих розподільних пристроях (ВРП) напругою 110 кВ та вище встановлюються елегазові вимикачі (серії LTV, HPL та ін.), або вакуумні ВРС110.

б) На РП 35 кВ на підстанціях повинні встановлюватися вакуумні вимикачі (ВР35НТ, ВР35НС, ВБНК-35 та ін.).

в) На генераторній напрузі (до 24 кВ) в залежності від параметрів можуть застосовуватися оливні вимикачі (серії ВГМ-15, МГУ-20), вакуумні (ВГГ-10, ВГГм-10) або елегазові (FKG, HVR).

г) При напрузі (6...10) кВ потрібно вибирати не окремі вимикачі, а шафи комплектних розподільних пристроїв (КРП) внутрішньої або зовнішньої установки (КРПЗ).

В РП 10(6) кВ, у тому числі власних потреб електростанцій, рекомендується застосовувати КРП нових серій з вакуумними вимикачами.

4.3 Вибір головної схеми електроустановки

Головна схема електричних з'єднань електростанції (підстанції) – це сукупність основного електрообладнання (генератори, трансформатори, лінії), збірних шин, комутаційної та іншої апаратури з усіма зробленими між ними з'єднаннями.

Остаточний вибір головної схеми разом з вибраним обладнанням здійснюється за результатами техніко-економічного порівняння варіантів, які повинні відповідати певним технічним вимогам: забезпечення надійності видачі (розподілення) електроенергії у нормальному та післяаварійному режимах, урахування перспективи розвитку, широке застосування елементів автоматизації, можливість поетапного розширення РП усіх напруг, проведення ремонтних та експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вимкнення сусідніх приєднань тощо.

Важливими показниками при виборі схеми є місце ЕС (або ПС) у енергосистемі, її потужність, кількість приєднань до РП кожної напруги, характер навантаження та інші умови.

Рекомендується вибирати базові схеми, розроблені проектними організаціями для різних видів електроустановок.

Головну схему потрібно креслити в однолінійному виконанні. Усі три фази показують тільки у місцях установки вимірювальних трансформаторів струму.

Окрім основного обладнання, на головній схемі позначаються усі комутаційні, вимірювальні та захисні апарати первинного кола напругою понад 1000 В.

Графічне та літерне позначення елементів схеми повинні відповідати діючим стандартам ЄСКД.

Головні схеми КЕС

Великі теплові електростанції компонуються блоками 300, 500, 800 МВт з турбінами конденсаційного типу. На генераторній напрузі 20...24 кВ (між генератором та трансформатором) таких ЕС, зазвичай, генераторні вимикачі не встановлюють.

Генераторні вимикачі можуть бути встановлені лише на кількох блоках для приєднання пускорезервних трансформаторів власних потреб при напрузі ВРП 330 кВ та вище.

Великі КЕС можуть мати РП двох підвищених напруг (150 та 330 кВ, 220 та 500 кВ та ін.). Зв'язок між РП може здійснюватися через підстанцію енергосистеми (схеми з роздільними РП) або через автотрансформатори зв'язку. Окрема обмотка автотрансформатора у цьому випадку використовується для приєднання пускорезервного трансформатора власних потреб (див. схему Запорізької ТЕС).

Під час розробки схеми КЕС необхідно зважати на такі вимоги надійності [16]:

а) при потужності генератора 300 МВт та вище відмова будь-якого вимикача, окрім шиноз'єднувального (ШЗВ) та секційного (СВ) повинна призводити до вимикання не більше ніж одного блока, а пошкодження ШЗВ або СВ – не більше двох при умові стійкої роботи працюючих блоків;

б) пошкодження будь-якого вимикача не повинно порушувати транзитну передачу енергії через шини РП;

в) вимикати ЛЕП не слід більше ніж двома вимикачами, а генератори та трансформатори власних потреб – не більше ніж трьома вимикачами;

г) схема повинна передбачати можливість поділу (секціонування) мережі для зменшення струмів короткого замикання та ін.

Вибір схеми РП підвищених напруг залежить від числа приєднань, вимог надійності та гнучкості схеми, класу напруги та інших чинників.

Найбільш часто застосовують схеми: багатокутника (до шести приєднань), блока шини – трансформатор із вводом лінії через два вимикачі, при напрузі 110...220 кВ одна секціонована система збірних шин з обхідною або дві робочі системи шин з обхідною (за великої кількості приєднань (13 і більше) робочі шини секціонують), дві робочі системи шин з чотирма вимикачами на три приєднання або з трьома вимикачами на два приєднання тощо.

Примітка. Для зниження струмів короткого замикання останні два види схем також секціонують вимикачами (через 2÷3 ланки).

Головні схеми ТЕЦ

ТЕЦ призначена для одночасного виробництва теплової та електричної енергії тому їх споруджують поблизу споживачів електроенергії. Значну частину електроенергії ТЕЦ передають споживачам на генераторній напрузі 6 або 10 кВ. Тепер перевага надається напрузі 10 кВ, як такій, що має кращі техніко-економічні показники. Для розподілу енергії споруджується генераторний (головний) розподільний пристрій (ГРП), до шин якого приєднують генератори (якщо їх потужність не перевищує 100 МВт), місцеве навантаження та навантаження власних потреб, а також трансформатори зв'язку з системою.

Схему ГРП рекомендується вибирати з однією секціонованою (за числом генераторів) системою збірних шин. З метою підвищення надійності роботи станції при числі секцій більше трьох рекомендується з'єднати їх у кільце. Схема ГРП з двома системами збірних шин сучасними нормами проектування не рекомендується. При великій потужності ТЕЦ (300 МВт та більше) доцільна комбінована схема: частина генераторів приєднана до шин ГРП, а інша частина за схемою блока аналогічно КЕС.

Секції ГРП у нормальному режимі ввімкнуті паралельно. Для обмежування струмів короткого замикання застосовують секційні та групові (краще здвоєні) реактори на кабельних лініях місцевого навантаження та власних потреб.

Для зв'язку з енергосистемою на ТЕЦ споруджують РП підвищеної напруги, схему якого вибирають спрощеною (наприклад, місток, подвійний місток, квадрат). При великому числі приєднань застосовуються схеми більш складні та дорогі.

У випадку застосування трансформаторів зв'язку з розщепленими обмотками, які приєднуються до різних секцій ГРП, доцільно відмовитися від встановлення секційних вимикачів та реакторів, що робить схему дешевшою та знижує втрати електроенергії. При такому підмиканні обмежується видача зайвої електроенергії в мережу підвищеної напруги при вимиканні одного з трансформаторів зв'язку з енергосистемою.

Головні схеми ГЕС

Схеми ГЕС та ГАЕС, як і великі КЕС, збирають з окремих блоків. Потужності гідрогенераторів не стандартизовані, тому важко підібрати трансформатор потрібної потужності. Рекомендується застосовувати збільшені та об'єднанні блоки: на один трансформатор підмикають два або більше генераторів паралельно.

Беручи до уваги необхідність частих вимикань генераторів та зміни їх режиму роботи (вироблення активної або реактивної потужності), ГЕС (ГАЕС) проектують з вимикачами на генераторній напрузі. З метою зменшення струмів короткого замикання у схемах збільшених блоків (при потужності генераторів до 120 МВт) рекомендується застосовувати трансформатори з розщепленими обмотками НН (заводи випускають такі трансформатори лише з пристроями РПН, котрі непотрібні на електростанції).

Схеми РП підвищеної напруги ГЕС (ГАЕС) вибираються аналогічно схемам КЕС.

Головні схеми підстанцій

Вибір головної схеми підстанції обумовлюється її місцем та роллю в енергосистемі. У реальних схемах розвитку електричних мереж даного району застосовують типові схеми підстанцій інституту "Електромережпроект". Для великих вузлових підстанцій звичайно розробляють індивідуальні проекти.

Приклади схем та правила їх вибору наведені в [1-7, 14] та ін.

Розглянемо деякі рекомендації з вибору головних схем підстанцій різного типу.

Великі вузлові підстанції зв'язують мережі двох напруг 110 кВ та вище (110 та 220 кВ, 150 та 330 кВ та ін.). Зазвичай, такий зв'язок здійснюється автотрансформаторами, незалежна обмотка яких використовується для підмикання місцевого навантаження та власних потреб. До цієї обмотки підмикають також компенсувальні пристрої (СК або БСК).

Якщо при заданих у курсовому проекті потужностях навантаження число ліній невелике (на боці 110 кВ та вище), то можна застосовувати порівняно прості схеми: блок ліній – трансформатор, місток, подвійний місток. При більшому числі приєднань (шість та більше) на $U = 110, 150$ кВ може виявитися економічною схема з однією секціонованою робочою та обхідною системами збірних шин.

Районні знижувальні підстанції та підстанції глибоких вводів (ПГВ) великих промислових підприємств на дві або три напруги можуть бути відгалужувальними (приєднані до ліній 110...220 кВ), транзитними (увімкнуті до кільця ліній 110...220 кВ) або глухими. Вид підстанції вказується у завданні на проектування.

Відгалужувальні та глухі підстанції раніше проектували без вимикачів на боці ВН. Як комутаційні апарати застосовували віддільники та короткозамикачі. Сучасна практика не рекомендує такий варіант. Двотрансформаторні підстанції з двома лініями можуть бути без переключки на боці ВН (блок ліній-трансформатор).

При проектуванні транзитних підстанцій необхідно передбачувати на боці ВН дві переключки: робочу з вимикачем та ремонтну на двох роз'єднувачах або більш складну схему (збірні шини, багатокутник).

На боці 6...35 кВ приймають одну секціоновану за числом обмоток НН та СН систему збірних шин. На $U = 35$ кВ при великому числі приєднань може виявитися доцільною схема з двома системами збірних шин (рішення приймається на основі ТЕР).

РП - 10(6) кВ комплектують виключно шафами заводського виготовлення з однобічним обслуговуванням (комірки КЗО) або з викочувальними елементами внутрішньої (комірки КРП) або зовнішньої (комірки КРПЗ) установки.

4.4 Техніко - економічне порівняння варіантів

Технічно обґрунтований варіант остаточно вибирається на основі порівняння економічних показників. Найбільш загальним показником економічної ефективності прийнятих рішень є мінімальні зведені витрати V_i (за один рік роботи):

$$V_i = p_n K_i + E_i + Z_i \Rightarrow \min$$

де $p_n = 0.12$ нормативний коефіцієнт ефективності капітальних витрат [10],

K_i – капітальні витрати (вартість обладнання та будівельно-монтажних робіт),

E_i – вартість річних витрат на експлуатацію та втрати електроенергії,

Z_i – вартість збитків від недовироблення електроенергії (недопостачання енергії споживачам),

$i = 1, 2, 3, \dots$ – номер варіанта ТЕП.

Якщо різниця у зведених витратах варіантів, що порівнюються, не перевищує 5 %, то варіанти вважають тотожними з економічної точки зору, а перевагу слід надавати варіанту з кращими якісними показниками.

Капітальні витрати K_i визначають за збільшеними показниками вартості спорудження ПЛІ та підстанцій [15] та преїскурантами. У курсовому проекті можна користуватися цінами 1989 року без урахування індексації.

Однакові елементи варіантів, які порівнюються, можна не враховувати.

Розрахункова вартість силових трансформаторів вище за оптову у 1,2 ... 2 рази [10, табл. 10.3].

Експлуатаційні витрати E_i [10] мають три основні складові: вартість амортизаційних відрахувань E_a , витрати на обслуговування $E_{обс}$ та вартість втраченої електроенергії $E_{втр}$. Перші дві складові визначаються у відсотках від капітальних витрат.

$$E_i = E_a + E_{обс} = 0,01 * (P_a + P_{обс}) * K_i$$

де P_a і $P_{обс}$ – відповідно відрахування на амортизацію і обслуговування, %.

для електрообладнання напругою 35...150 кВ $P_a = 6,4$ %; $P_{обс} = 3$ %;

для обладнання 220 кВ і вище $P_a = 6,4$ % і $P_{обс} = 2$ %.

Вартість втрат електроенергії:

$$E_{втр} = \beta \cdot \Delta A$$

де β – середня питома вартість втрат 1 кВт·год. електроенергії у системі (у курсовому проекті можна прийняти $\beta = 172$ коп./кВт·год).

$\Delta A = \Delta P \cdot \tau$ – річні втрати електроенергії в елементах схем (генераторах, лініях, реакторах).

τ – тривалість максимальних втрат, яка залежить від тривалості використання максимуму навантаження T_M [10].

T_M можна прийняти : для ТЕЦ та КЕС $T_M = 5500 \dots 5800$ год., для ГЕС $T_M = 3000 \dots 4000$ год., для підстанцій $T_M = 4000 \dots 5000$ год. за рік.

Втрати енергії в генераторі визначають за формулою:

$$\Delta A_{ген} = n * P_{НОМ.ген.} (1 - \eta) \tau$$

де n – кількість однакових генераторів;

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

η – коефіцієнт корисної дії генератора.

Втрати енергії в двообмотковому трансформаторі визначають за формулою:

$$\Delta A_{тр} = \Delta P_{М.Х.} * T + \Delta P_{К.З.} * (S_{нав.} / S_{НОМ.тр.})^2 * \tau$$

де $\Delta P_{М.Х.}$ – втрати марного ходу, кВт;

$\Delta P_{К.З.}$ – втрати короткого замикання, кВт;

$S_{нав.}$ – розрахункове навантаження трансформатора, МВА;

$S_{НОМ.тр.}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

T – число годин роботи трансформатора (можна прийняти 8760 годин).

Визначення збитків є найбільш складним питанням при техніко-економічних розрахунках, тому що критерії для їх визначення та питомі величини збитків різні для різних умов робот електроустановок та для споживачів різних галузей промисловості.

У курсовому проекті рекомендується визначати збитки, виходячи з математичного сподівання (ймовірності) відмови будь-якого елемента кола подачі електроенергії [10]. Дані про ймовірність відмови основних елементів наведені в літературі [7, 10].

Перерву у роботі елементів схеми через планові ремонти можна не брати до уваги, тому що планові ремонти виконуються звичайно у години та дні мінімального навантаження споживачів.

Одним з найбільш ефективних шляхів підвищення надійності систем електропостачання є дублювання, тобто застосування резервних кіл живлення відповідальних об'єктів. Теорія [7] показує, що при наявності трьох та більше кіл ймовірність їх одночасної відмови дуже мала.

Втрати від недовироблення чи недопоставки споживачам електроенергії через відмову обладнання можна визначити за спрощеною формулою [7]:

$$Z = P_c \cdot v \cdot T_0$$

де P_c – середньорічна зведена розрахункова потужність, недовироблена на ЕС чи недопоставлена споживачам, кВт. Її обчислюють з урахуванням часу використання максимуму навантаження T_M

$$P_c = \frac{P_{розр} \cdot T_M}{8760}$$

де $P_{розр}$ – потужність найбільшого генератора чи відключених споживачів (вихід з ладу одного трансформатора)

$$v = \omega \cdot T_B = \sum \omega_i t_i$$

де $\omega = \lambda$ – питома пошкоджувальність кола, що розглядається, разів за рік.

T_B – середня тривалість аварійного ремонту, години.

ω_i, t_i – показники надійності окремих елементів, що складають послідовне з'єднання (ланцюг відмов).

Z_0 – питомі збитки (вартість недовиробленої чи недопоставленої 1 кВт·год електроенергії), грн/кВт·год.

Для підстанцій можна прийняти $Z_0 = (1...6)$ грн./кВт·год, для електростанцій $Z_0 = (50...70)$ коп./кВт·год.

Якщо обладнання та схеми близькі за надійністю (або нема вірогідних даних для визначення збитків), ТЕР можуть виконуватись за спрощеною формулою зведених річних витрат.

$$B_i = p_n \cdot K_i + E_i \rightarrow \min$$

4.5 Вибір високовольтних апаратів та провідників

Для вибору високовольтних апаратів (вимикачів, роз'єднувачів, віддільників, вимикачів навантаження, струмообмежувальних реакторів, трансформаторів струму) та провідників необхідно знати робочі струми нормального та післяаварійного режимів роботи, а також струми аварійного короточасного режиму, а саме трифазного режиму короткого замикання у відповідних точках схеми системи електропостачання.

Визначення робочих струмів

Необмежено довга за часом робота обладнання електричної установки характеризується двома режимами: нормальним і максимальним (післяаварійним).

Нормальний – це такий режим, за якого всі елементи систем електропостачання знаходяться в роботі, а їхні параметри не виходять за межі номінальних значень. Нормальний режим роботи характеризується струмом нормального режиму $I_{\text{роб.норм.}}$.

Максимальний – це такий режим роботи, за якого частина елементів системи електропостачання з різних причин (плановий ремонт, післяаварійний ремонт тощо) вимкнена, внаслідок чого решта елементів працює з підвищеним навантаженням. Максимальний режим роботи характеризується струмом максимального режиму $I_{\text{роб.макс.}}$.

Для елементів системи електропостачання в колі генератора (струмоводи, вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму) струм нормального режиму визначається номінальним режимом його роботи, а максимальний режим – генеруванням у мережу номінальної

потужності $P_{\text{ном}}$ при зменшенні напруги на виводах генератора на 5 % відносно номінальної (тобто перевантаження струмом – до 5 %).

Робочі струми у колі трансформаторів зв'язку на підстанціях визначаються їхнім навантаженням заданої потужності (нормальний режим) та припустимим перевантаженням при вимиканні одного з трансформаторів або одної лінії (максимальний режим).

Для ліній електропередач видачі потужності в систему за максимальний режим приймають умову, що одна з ліній вимкнена аварійним захистом.

Максимальний струм збірних шин залежить від схеми електричних з'єднань РП (це буде струм вводу для РП 6, 10, 35 кВ, споживачів або струм кількох приєднань РП підвищеної напруги електростанції).

У колах секційного та шиноз'єднувального вимикачів струм максимального режиму визначається з урахуванням струморозподілу шинами за найбільш несприятливого експлуатаційного режиму.

Визначення струмів короткого замикання

Перевірка вибраних апаратів стійкості при короткому замиканні в будь-якій точці мережі полягає в порівнянні паспортних значень припустимих струмів динамічної та термічної стійкості з розрахунковими значеннями струмів короткого замикання, що відбулось в найбільш вразливому місці, тобто в такій точці, коли через апарат буде протікати найбільший з можливих значень струму КЗ. При наявності кількох джерел струму треба визначити сумарне значення як діючого, так і миттєвого струмів (це характерно для проекту електростанції, де струми КЗ будуть надходити від системи та генераторів).

Порядок розрахунку можна прийняти таким:

а) з прийнятої електричної схеми скласти розрахункову схему (схему заміщення), замінивши систему, лінії електропередач, генератори, трансформатори та реактори їхніми реактивними опорами – при перевірці обладнання необхідно знати максимально можливий струм КЗ, тому активними опорами можна знехтувати. При складанні розрахункової схеми треба зберегти всі зв'язки та послідовність з'єднань всіх елементів схеми. Секційні вимикачі в нормальному режимі вимкнуті (секції розділені) – крім ГРП ТЕЦ, де всі секції ввімкнуті паралельно, за винятком секцій до яких під'єднані дві

розщеплені обмотки трансформатора ТРДН. Шиноз'єднувальні вимикачі в нормальному режимі увімкнуті;

б) маючи на увазі, що параметри різних елементів схеми в паспорті задані в різних одиницях виміру (відносні одиниці, відсотки, Оми), треба прийняти одну з двох систем: відносні чи іменовані одиниці та перерахувати до прийнятої системи всі опори схеми заміщення.

Примітка. Розрахунки у відносних одиницях не потребують перерахунку опорів при наявності в схемі трансформаторів, тому тут менше ймовірності зробити помилку в розрахунках.

За базисну напругу приймають середнє значення кожного класу напруги 6,3 10,5 37 115 158 230 340 кВ. Для кола генератора – його номінальну напругу.

Розрахунки струмів КЗ можна проводити за спрощеною методикою:

а) коротке замикання вважають трифазним та суто металевим;

б) за розрахунковий струм КЗ (діюче значення) приймають надперехідний струм (або їх суму), тобто вважають $I'' = I_t = I_\infty = I_K$;

в) ударний коефіцієнт також приймають сталим : $K_y = 1.8$ для всіх точок, крім напруги генератора, де цей коефіцієнт приймається 1.9...1.95;

г) тривалість режиму КЗ приймають $t_K = 1...2$ с (реально цей час складається з часу вимикання вимикача та часу спрацювання релейного захисту). Для кола генератора розрахунковий час КЗ $t_K = 4$ с [16].

Розрахункові точки КЗ :

Для підстанції – на виводах всіх напруг головного трансформатора (на шинах РП ВН, СН та НН).

Для електростанції:

а) на РП зв'язку з енергосистемою : на відгалуженнях в бік системи та в бік трансформатора (приймається для розрахунку більше значення струму). В схемах, де більше одного вимикача на одне приєднання, вважають виведеним в ремонт один з вимикачів – розірване кільце,

б) на відгалуженні в бік трансформаторів власних потреб в колі генераторної напруги блокової електростанції,

в) на ГРП ТЕЦ – на відгалуженні в бік РП місцевих споживачів (від центральної секції збірних шин).

Паспортні значення параметрів динамічної та термічної стійкості повинні бути більшими за розраховані на 10...30 відсотків.

Рекомендації щодо обмеження струмів короткого замикання

Якщо значення струмів короткого замикання перевищують допустимі за технічними характеристиками параметри вибраних апаратів, то необхідно приймати організаційні та технічні засоби щодо обмеження струмів КЗ. Основні з них:

а) на РП підвищених напруг ЕС секціонують збірні шини, обмежуючи число паралельних кіл. Рекомендується використовувати автоматичний поділ кіл (тобто при короткому замиканні без витримки часу вимикаються вимикачі у точках поділу);

б) на ГРП ТЕЦ обмежують потужність генераторів, що працюють паралельно. Використовують секційні реактори. Генератори потужністю більше 100 МВт виділяють у окремі блоки, застосовують для зв'язку з енергосистемою трансформатори з розщепленими обмотками НН. Такі трансформатори рекомендують застосовувати у схемах збільшених блоків ГЕС (ГАЕС). На лініях, які відходять від ГРП, використовують групові одинарні або здвоєні реактори;

в) у системах власних потреб (ВП) електростанцій обмеження струмів короткого замикання досягається застосуванням трансформаторів з розщепленими обмотками НН, обмеженням потужності трансформаторів ВП, секціонуванням РП ВП;

г) на знижувальних підстанціях використовують роздільну роботу трансформаторів, трансформатори з розщепленими обмотками НН та реактори на вводах або кабельних лініях споживачів 6, 10 кВ.

Вибір варіанта обмеження струмів короткого замикання слід обґрунтовувати техніко-економічним розрахунком. Якщо вказані методи виявляться неефективними, необхідно замінити попередньо вибрані апарати на такі, що мають більший струм розмикання.

Вибір електричних апаратів

Високовольтні комутаційні апарати вибирають за номінальними параметрами і перевіряють на комутаційну здатність, на динамічну та термічну стійкість до струмів короткого замикання. При виборі необхідно також враховувати місце установки – категорію розміщення: 1 – на відкритому повітрі, 2 – під дахом, 3 – в приміщенні без опалення, 4 – в теплому приміщенні, умови навколишнього

середовища (кліматичне виконання : У – для помірною клімату, УХЛ – для помірною та холодною клімату).

Для вимикачів також – спосіб гасіння дуги, тип приводу та ін.

Обсяг роботи з вибору елементів схеми включає вибір та перевірку усіх апаратів головного кола: вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму та напруги, розрядників, обмежувачів перенапруги ОПН, а також провідників шин РП та приєднань обладнання до РП.

Однаковою для всіх апаратів та кабелів є вимога щодо робочої напруги: клас ізоляції не може бути меншим за напругу мережі, де встановлено цей апарат.

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{мережі}}$$

Примітка. Перевищення робочої напруги трансформаторів напруги та розрядників неприпустиме – первинна номінальна напруга $U_{1 \text{ ном}}$ повинна дорівнювати напрузі РП

$$U_{\text{ном}} \approx U_{\text{мережі}}$$

Для апаратів, через які протікає робочий струм (комутаційні, запобіжники, вимірювальні трансформатори струму, реактори) встановлено номінальний струм $I_{\text{ном}}$, що є найбільшим припустимим струмом максимального режиму роботи мережі

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.макс.}}$$

Примітка. Значне збільшення номінального первинного струму $I_{1 \text{ ном}}$ трансформатора струму призведе до значного погіршення точності вимірювання. Треба, щоб $I_{1 \text{ ном}} \approx I_{\text{роб макс}}$ (можна перевантажити до 20 % в максимальному режимі). Для вимикачів та запобіжників після $U_{\text{ном}}$ та $I_{\text{ном}}$ найважливішим параметром є струм відмикання – найбільший струм короткого замикання (діюче значення), який може вимкнути вимикач. Щоб уникнути аварійної ситуації в мережі та зіпсування вимикача при КЗ, необхідно мати запас, тобто струм відмикання має бути на 10...20 відсотків більшим за розрахунковий (найбільший в РП) струм короткого замикання.

Всі наведені вище апарати кола робочого струму та жорсткі конструкції струмопроводів перевіряють на термічну та динамічну стійкість дії струму КЗ.

Для цього порівнюють паспортні значення параметрів апаратів з розрахунковими величинами струму КЗ :

а) динамічна стійкість – $i_{\text{дин}} > i_{\text{у}}$

де $i_{\text{дин}}$ – амплітуда припустимого струму вмикання та вимикання вимикача та припустимий струм динамічної стійкості роз'єднувачів, трансформаторів струму;

i_y – ударний струм КЗ ($i_y = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot K_y$).

б) термічна стійкість – за тепловим імпульсом

$$B_T = I_T^2 \cdot t_T \geq B_K = \int_0^{t_K} i_K^2 dt \approx I_K^2 t_K$$

де I_T , t_T – паспортні значення струму (діюче значення) термічної стійкості та припустима тривалість його дії,

I_K – розрахункове значення струму КЗ;

t_K – тривалість дії струму КЗ (1...2 с, для генераторної напруги електростанцій – 4 с).

Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори – це пропорційні перетворювачі величин струму та напруги електричних мереж в стандартні значення, встановлені для підмикання вимірювальних приладів. Пропорційність перетворення порушується з двох причин: нелінійності характеристики залізного осердя та втрат енергії при її перетворенні.

Щоб втрати (похибка) не виходили за межі припустимих, так званих похибок класу, треба ретельно підбирати не лише первинні параметри напруги та струму, але й потужність електровимірювальних приладів, котрі необхідно мати на кожному приєднанні, де встановлюють вимірювальні трансформатори. Орієнтовно вид та кількість приладів визначають з довідника [4].

Трансформатори струму (ТА) встановлюють на вводах силових трансформаторів, бакових оливних вимикачів, на нульових виводах обмоток статора генератора (так звані вбудовані ТА серій ТВТ, ТВ, ТВГ – відповідно). У вигляді окремих апаратів ТА встановлюють у всіх колах, де є вимикачі (на відкритих РП, в шафах комплектних РП – не тільки в шафах з вимикачами, а й із запобіжниками – у колі трансформаторів власних потреб).

Вбудовані ТА не потребують додаткової перевірки на динамічну стійкість, а ТА у вигляді окремих апаратів перевіряють аналогічно комутаційним апаратам.

В мережах з ізольованою нейтраллю (6, 10, 35 кВ) на лініях встановлюють по два ТА (вбудовані та в РП інших напруг – в кожній фазі). Умовою не перевищення похибок паспортних величин є виконання таких співвідношень:

$$I_1 = (1,0...1,2) I_{1\text{ном}} \quad S_2 = (0,25...1) S_{2\text{ном}} \quad \text{або} \quad Z_2 = (0,25...1) Z_{2\text{ном}}$$

де $S_2 = U_2 I_2$ – потужність кола вторинної обмотки;

Z_2 – опір цього кола (включаючи опір проводів, що з'єднують ТА з приладами).

При $I_1 = (0,1...0,5) I_{1\text{ном}}$ похибка збільшується в 2...3 рази.

Трансформатори напруги (ТВ) встановлюють по одному комплекту на кожну секцію РП всіх класів напруги вище 1000 В, на виводах генераторів та ліній електропередавання електростанцій.

Трифазні ТВ тепер не виготовляються. На підстанціях ще можна зустріти трифазні триобмоткові ТВ серії НТМИ (п'ятистрижневі осердя – для контролю пошкодження ізоляції) та НТМК (з додатковою обмоткою для корегування втрат) напругою 6...20 кВ. Більшість ТВ – це однофазні апарати, частіше з двома вторинними обмотками. Комплект із трьох таких ТВ має схему (зірка з уземленою нейтраллю, зірка з виведеною нейтраллю та відкритий трикутник, на виводи якого під'єднують реле контролю пошкодження ізоляції). В РП - 6, 10 кВ іноді використовують однофазні двообмоткові ТВ. Два таких ТВ з'єднують за схемою неповного трикутника для приєднання вимірювальних приладів. Як і ТА, ТВ мають стандартні значення класу точності, котрий залежить від потужності приймачів електричної енергії – кількості та потужності вимірювальних приладів. Клас зберігається при $U_1 = (0,8...1,2) U_{1\text{ном}}$.

Умови вибору:

$$U_{1\text{ном}} = U_{\text{мережі}}, \quad S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

Захист від КЗ мають лише ТВ напругою до 35 кВ (запобіжники ПКН).

Примітка. Останнім часом розроблені комбіновані схеми так званих антирезонансних трансформаторів напруги, де в один бак вміщено два трансформатори: двофазний та однофазний, схема їх з'єднання подібна до схеми трифазного трансформатора напруги.

Вибір розрядників

Захист обладнання (особливо головних трансформаторів) від перенапруги, що виникає при комутаціях та дії блискавки, здійснюється розрядниками.

Використовують переважно розрядники з нелінійними опорами – вентиляні (РВ) або спеціальні апарати, котрі зовсім не мають іскрових проміжків, а лише нелінійні опори – обмежувачі перенапруги нелінійні (ОПН).

Трансформатори 110, 150, 220 кВ з РПН, де вивід нейтральної точки здійснений через ізолятор меншим класом напруги, потребують захисту ізоляції не лише основних виводів всіх класів напруги (ВН, СН, НН), а й виводу нейтралі. Розрядник тут має бути з пробивною напругою на клас нижчою: для трансформаторів з ВН 220 кВ – $U_{\text{розр}} = 110$ кВ, трансформаторів 110, 150 кВ - $U_{\text{розр}} = 60$ кВ. На робочих виводах обмоток $U_{\text{розр.}} = U_{\text{ном.}}$

Примітка. На старих підстанціях класу 150 кВ на нейтралях використовують по декілька розрядників з'єднаних послідовно класу 10 кВ та 35 кВ (2х10 + 35 або 2х35).

Вибір комплектних РП

Комплектування електрообладнання безпосередньо на місці будівництва електростанції чи підстанції потребує багато часу, тому вважається доцільним поставляти його у вигляді комплектів та блоків.

Розроблені комплектні трансформаторні підстанції на напругу до 220 кВ (з елегазовим заповненням – до 800 кВ).

Для відкритих РП виготовляють стандартні фундаменти, залізобетонні стовпи порталів та інші деталі, що на них монтують електричні апарати.

При напругах до 10 кВ (деякі до 35 кВ) всі апарати монтують в металевих шафах стандартних розмірів. На жаль, різні заводи випускають шафи своїх розмірів, використовують різне обладнання, що робить неможливим швидко заміну елементів різних серій, що вийшли з ладу. Тому в проекті, де необхідне РП 6 та 10 кВ, а також РП власних потреб 0,4 кВ, треба за розрахунковими значеннями напруги, струмів нормального, аварійного (КЗ) та післяаварійного (відмикання пошкодженого кола) режимів вибрати серію КРП, котра задовольняє всім вимогам .

Останнім часом з'явилися уніфіковані серії КРП, котрі мають приблизно однаковий набір схем окремих шаф, розташування електрообладнання тощо. Найбільш відомі (що рекомендуються для курсового проекту) шафи серії КУ-10Ц Рівненського заводу високовольтної апаратури (РЗВА). Вони комплектуються вакуумними вимикачами ВР-1 ($I_{НОМ} = 630; 1000 \text{ А}; I_{НОМ.ВИМ.} = 20 \text{ кА}$), ВР-2 ($I_{НОМ} = 630; 1000; 1600; 2000 \text{ А}; I_{НОМ.ВИМ.} = 20; 31,5 \text{ кА}$) та ВР-3 ($I_{НОМ} = 2000; 2500; 3150 \text{ А}; I_{НОМ.ВИМ.} = 40 \text{ кА}$)

Комплектні розподільні пристрої серій КУ6С и КУ10С призначені для роботи в мережах 6-10 кВ, при номінальних струмах до 3150 А и струмах вимикання до 40 кА. КРП нових серій мають компоновання відсіків, при якій висувний елемент розташований у середній частині шафи над відсіком лінійних шин і трансформаторів струму, а в ремонтному положенні перебуває на інвентарному візку в коридорі обслуговування.

Шафи КРП випускаються у двох типовиконаннях: для загальнопромислового застосування (у розподільних пристроях власних потреб електричних станцій всіх видів, на електричних підстанціях, в електроустановках промислових підприємств) і для об'єктів ядерної енергетики в несейсмостійкому й сейсмостійкому виконанні.

Особливостями нових КРП є підвищена безпека персоналу й повноцінний доступ для однобічного обслуговування комірки. У шафах КРП передбачені всі необхідні за діючими стандартами захисти й блокування. Схеми вторинних ланцюгів реалізуються з використанням пристроїв мікропроцесорного релейного захисту. Мікропроцесорні блоки релейного захисту можуть поєднуватися в SCADA-систему для дистанційного керування й контролю.

Спеціально для використання в КУ6С и КУ10С, а також в аналогічних КРП на РЗВА була розроблена нова серія вакуумних вимикачів на напругу 6-10 кВ – ВРС. Конструкція вимикачів ВРС побудована на базі вимикачів серії ВР, що добре себе зарекомендували. Вимикачі мають нову універсальну раму й нову лінійку литих з епоксидного компаунду полюсів. Вимикачі серії ВРС розраховані на роботу при номінальних струмах до 3150 А, номінальних струмах вимикання до 40 кА, номінальних струмах електродинамічної стійкості до 128 кА.

Вимикачі ВРС мають комутаційний ресурс до 50 000 циклів і 100 вимикань струмів КЗ – при номінальній напрузі 10 кВ, і 30 000 циклів і 50 вимикань струмів КЗ – при напрузі 6 кВ.

Уніфікація вимикачів ВРС для використання в сучасних КРП дозволяє позиціонувати їх як базові комутаційні апарати для галузей промисловості й власних потреб електростанцій. У той же час попередня серія вимикачів ВР буде використовуватися для установки в КРП із традиційним компонованням (вимикач на викочувальному елементі в нижній частині шафи).

В проекті треба обґрунтувати вибір серії та вибрати шафи з вимикачами (схеми, параметри вимикачів та трансформаторів струму вибирають для всіх кіл – вводу, секційного зв'язку, ліній споживачів), на кожну секцію – по одній шафі з трансформатором напруги, шафи із запобіжниками ($S_{\text{НОМ}} \leq 250$ кВА) чи вимикачем ($S_{\text{НОМ}} \geq 400$ кВА) для приєднання трансформаторів власних потреб, шафу з контактною перекладкою (секційний роз'єднувач) для секційного зв'язку.

Примітка. Коли розрахунковий струм вводу перевищує 1600 А, то цей ввід виконується двома шафами: шафа з вимикачем та шафа вводу (без роз'ємів або з візком, на якому встановлені шини роз'єму).

Повна схема з'єднань всіх вибраних апаратів приводиться на аркуші графічної частини, про що в пояснювальній записці робиться відповідний запис.

Вибір провідників шин

Все обладнання, що входить до електричної схеми, з'єднується між собою провідниками різної форми. Для шин зовнішніх (відкритих) розподільних пристроїв (приєднання ліній до трансформаторів), особливо при $U > 35$ кВ, використовують багатожильний неізолюваний провід (алюмінієвий або сталеалюмінієвий). Деякі з'єднання, наприклад трансформаторів власних потреб з внутрішніми РП, виконують кабелем (три - або чотирижильним). У комплектних РП використовують шини (при $I_{\text{НОМ}} > 1600$ А – дві шини).

Приєднання головних трансформаторів підстанції до закритих РП 6, 10 кВ може бути виконане жорсткими шинами або гнучким проводом, а також комплектним гнучким струмопроводом – з кількох сталеалюмінієвих проводів, скріплених перекладками [10].

Основним технічним параметром провідника є допустима величина струму, котрий не призведе до надмірного перегрівання провідника (для кабелю – також допустима напруга).

Розрахунковим струмом для вибору площі поперечного перерізу провідника приймають струм післяаварійного режиму (коли аварійно вимикається один трансформатор чи лінія електропередачі).

Згідно з вимогами [13] провідники збірних шин не перевіряють на економічну густину струму.

Конструкція із жорстких шин (разом з ізоляторами) перевіряється на динамічну стійкість ударному струму короткого замикання [1].

Увага! Якщо вибрані комплектні елементи (шафи або панелі), де шини і апарати перевіряються при їхньому виготовленні, то додаткова перевірка не потрібна. Допустимі параметри цих елементів наведені в каталогах.

Проводи відкритих РП напругою 110 кВ та більше перевіряють на мінімальний діаметр за умови допустимих втрат за рахунок коронування [10].

Кабелі перевіряють на термічну стійкість при КЗ. Ця перевірка може бути зроблена за емпіричною формулою, де визначається мінімальна величина площі перерізу провідника, що нагрівається струмом КЗ [1,4].

$$S_{\min} = \frac{I_K \sqrt{t_K}}{C}$$

де I_K – розрахунковий струм КЗ, А.

t_K – прийнята тривалість дії струму КЗ, с.

C – функція, що характеризує процеси нагрівання провідника різної конструкції при КЗ, $A \cdot s^{1/2}/mm^2$.

Для проводів та шин з алюмінію $C = 85$, для кабелів 6, 10 кВ з алюмінію та паперовою ізоляцією $C = 95$, кабелі з поліетиленовою ізоляцією $C = 65$.

4.6 Власні потреби

На електростанціях та підстанціях використовується велика кількість електроприймачів, які забезпечують технологічний процес виробництва, перетворення та розподілу електроенергії. Ці пристрої називають споживачами (електроприймачами) власних потреб (ВП), а схеми їх електропостачання – це схема власних потреб.

Точний перелік електроприймачів ВП в курсовому проекті невідомий, лише вказано середнє значення потужності електроприймачів ВП електростанцій у процентах від активної потужності генераторів, а для підстанцій – від потужності головних трансформаторів. Для вибраної на основі ТЕР схеми електричних з'єднань електростанції або підстанції необхідно розрахувати навантаження електроприймачів ВП і на його основі вибрати кількість та потужність трансформаторів власних потреб (робочих та резервних), схеми їх приєднання, розподільних пристроїв ВП 6 (10) та 0,4 (0,66) кВ, включно з резервуванням, систему та схему оперативного струму.

До власних потреб додають навантаження споживачів електроенергії, котрі розміщені поряд з електростанцією (міський район для ТЕЦ, селище та шлюзи ГЕС та ін.). До цих споживачів енергія передається з напругою генератора або 10 кВ (чи 0,4 кВ).

Джерела та схеми живлення ВП

Більшість електроприймачів власних потреб (електродвигуни, нагрівальні пристрої, освітлення) споживають змінний струм. Тому основне джерело – це трансформатори ВП потрібної напруги.

Для живлення дрібних електроприймачів ВП використовується система напруг 380/220 В з уземленою нейтраллю, яка дозволяє спільне живлення силових та освітлювальних електроприймачів від одних трансформаторів ВП. Якщо потужність електродвигунів перевищує 200 кВт (приводні двигуни pomp ТЕС), то застосовують мережі ВП напругою 10 або 6 кВ.

Напруга генераторів більшості електростанцій перевищує 10 (6) кВ, тому виникає необхідність мати два ступені трансформації та РП ВП двох напруг. На першому ступені напруга генератора знижується до 10 (6) кВ, на другому – з 10 (6) кВ до 0,4 (0,66) кВ. Тільки на ГЕС невеликої потужності та на підстанціях застосовується один ступінь: напруга генератора (обмотки НН трансформатора) знижується до 0,4 кВ.

Для живлення електроприймачів ВП РП обох напруг рекомендується схема з однією секціонованою системою збірних шин. Підвищення надійності живлення ВП досягається :

- глибоким секціонуванням РП обох напруг;

- подвійним живленням (робочим та резервним) кожної секції. Для особливо відповідальних електроприймачів ВП передбачається живлення від третього автономного джерела;
- використання автоматичного вмикання резервного живлення (АВР);
- технологічним дублюванням найбільш відповідальних механізмів;
- забезпеченням самозапуску двигунів відповідальних механізмів та ін.

Власні потреби електростанцій

Власні потреби КЕС як і головна схема будуються за блоковим принципом, тобто число робочих трансформаторів ВП (ТВП) дорівнює числу блоків. Потужність кожного робочого ТВП визначається з виразу:

$$S_{розр} = \frac{P_{ВП} \cdot \kappa_{ПОП}}{\cos \varphi}$$

де $P_{ВП}$ – потужність ВП на один блок (вказана в завданні);

$\kappa_{ПОП}$ – 0.8 ÷ 0.9 – коефіцієнт попиту [1,2] ;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності електроприймачів ВП (можна приймати рівним номінальному коефіцієнту потужності генератора).

Робочі ТВП приєднуються глухим відгалуженням від струмопроводу, що з'єднує генератор з підвищувальним трансформатором. При наявності генераторного вимикача ТВП приєднується також глухим відгалуженням від струмопроводу, але з боку блокового трансформатора.

РП ВП – 6 (10) кВ комплектуються з комірток КРП. Приймаються дві секції на кожний блок. Для забезпечення потрібної надійності живлення електроприймачів ВП кожна робоча секція РП ВП – 6 (10) кВ через вимикач з'єднується з резервною системою шин або резервною магістраллю. Резервних магістралей може бути одна або дві (у випадку застосування пускорезервних трансформаторів - ПРТВП – з розщепленими обмотками НН).

ПРТВП приєднують до РП вищої напруги (110...330) кВ або до третьої обмотки автотрансформатора зв'язку (якщо на КЕС є РП двох підвищених напруг).

Допускається приєднання ПРТ ВП до генератора але з обов'язковою установкою вимикачів у колах робочого та резервного ТВП або в колі блока генератор – трансформатор.

Приймається один резервний ТВП при двох блоках, два – при числі блоків до шести. При більшому числі блоків передбачається третій резервний трансформатор, який не приєднується до джерела живлення, але встановлюється на фундаменті і готовий до заміни будь-якого робочого ТВП. Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну робочого ТВП одного блока та одночасний пуск або аварійну зупинку другого блока. Рекоменується потужність ПРТ ВП приймати на один ступінь вище вибраної потужності ТВП.

Потужність електроприймачів ВП ($U = 0,4$ кВ в курсовому проекті можна прийняти 10% загальної потужності ВП. Робочі та резервні ТВП напругою 6 (10)/0,4 (0,66) кВ приєднуються через відповідні комірки з вимикачами до робочих секцій 6 (10) кВ та до резервних магістралей 6 (10) кВ. Одиначна потужність ТВП не повинна перевищувати 1000 кВА, бо збільшення потужності трансформатора призводить до значного збільшення струмів короткого замикання у мережі 0,4 кВ.

Кількість трансформаторів на один блок визначається, виходячи із загальної потужності електроприймачів ВП – 0,4 кВ та прийнятої потужності трансформатора.

Для власних потреб рекомендується вибирати вибухобезпечне обладнання ("сухі" трансформатори або заповнені негорючим діелектриком; вакуумні вимикачі).

Приклади виконання схем ВП наведені в [1,2,5] та ін.

Потужність споживачів ВП ТЕЦ досягає 10...15 % потужності генераторів. Відносно велика потужність ВП ТЕЦ обумовлена особливостями технологічного процесу виробництва теплової енергії. Схема живлення ВП ТЕЦ визначається прийнятою схемою головних електричних з'єднань.

Склад споживачів ВП ТЕЦ подібний до КЕС, тому схеми їх живлення також подібні.

Особливість ТЕЦ з генераторами потужністю до 100 МВт – це наявність генераторного РП (ГРП), до якого приєднується місцеве навантаження та електроприймачі ВП. Робочі ТВП таких ТЕЦ (або неблокової частини ТЕЦ) приєднуються до шин ГРП. При напрузі ГРП 10 кВ РПВП – 6 кВ приєднують через знижувальні

трансформатори 10/6 кВ РПВП – 6 кВ секціонують за числом котлів (у курсовому проекті – за числом генераторів).

Резервні ТВП неблокової ТЕЦ можуть приєднуватися до шин ГРП або відгалуженням до трансформаторів зв'язку ТЕЦ з системою. Число резервних джерел ВП 6 кВ на ТЕЦ неблокового типу вибирається : один – при числі робочих джерел до шести включно, два – при більшому числі робочих ТВП.

Потужність електроприймачів ВП на напрузі 0,4 кВ можна прийняти 15 % від загальної потужності електроприймачів ВП.

Для блокової частини ТЕЦ розрахунок та вибір елементів ВП аналогічний розрахункам для КЕС.

Приклади виконання схем ВП ТЕЦ наведені в [1,2,5] та ін.

Відповідно до особливостей роботи ГЕС, склад та потужність електроприймачів ВП значно відрізняються від теплових електростанцій. Сумарна потужність споживачів ВП ГЕС складає 0.5...3% встановленої потужності генераторів.

Практично усі споживачі ВП ГЕС (агрегатні та загальностанційні) приєднуються до напруги 0,4 кВ.

На великих ГЕС застосовують схеми з двома ступенями напруги: 6, 10 кВ – для потужних електроприймачів загальностанційного призначення і місцевого навантаження та 0,4/0,23 кВ для електроприймачів системи ВП гідроагрегатів. На ГЕС невеликої потужності доцільно мати один ступінь напруги для живлення агрегатних та загальностанційних електроприймачів ВП з установкою знижувальних трансформаторів напругою $U_{г}/0,4$ кВ. Число робочих трансформаторів можна прийняти рівним числу гідрогенераторів (блоків) одиничною потужністю до 250 кВА.

Для резервування системи ВП передбачається живлення РП 6, 10 кВ від однієї з найближчих районних підстанцій. Якщо ГЕС віддалена від інших джерел електроенергії, то для резервування системи ВП встановлюється спеціальний гідроагрегат з ручним керуванням затворами.

Приклади виконання схем живлення ВП ГЕС наведені в [1, 3, 5].

Примітка. На схемі (перший аркуш графічної частини проекту) можна показати лише два трансформатори ВП 6(10)/0,4 кВ, приєднаних до різних блоків.

Власні потреби підстанцій

Склад споживачів ВП підстанцій (ПС) залежить від типу підстанції, потужності трансформаторів, наявності синхронних компенсаторів, типу електрообладнання.

Згідно з нормами технологічного проектування підстанцій з вищою напругою 35...750 кВ на усіх двотрансформаторних підстанціях необхідно встановити не менше двох трансформаторів ВП.

Схеми ВП ПС повинні передбачати приєднання трансформаторів ВП до різних джерел живлення (вводи різних трансформаторів, різні секції РП 6...10 кВ, які мають пристрої АВР і т. ін.). На боці нижчої напруги ТВП повинні працювати роздільно, кожний на свою секцію, з АВР на секційному зв'язку.

Для мережі ВП змінного струму необхідно застосовувати напругу 380/220 В з уземленою нейтраллю.

Потужність трансформаторів ВП повинна вибиратися згідно з навантаженням у різних режимах роботи ПС з урахуванням коефіцієнта одночасності та завантаження, а також здатності до перевантажень трансформаторів у аварійних режимах.

Згідно з даними інституту “Енергомережпроект” рекомендується приймати такі значення потужності ТВП в залежності від потужності головних трансформаторів : до 10 МВА – 2х40 кВА, 10...25 МВА – 2х100 кВА, 25...40 МВА – 2х160 кВА, 63...100 МВА – 2х250 кВА і т.д.

Потужність трансформатора можна прийняти за спрощеною формулою:

$$S_{ТВП} \approx 0.4\% S_{голов.тр.}$$

На однострансформаторних ПС 35...220 кВ з постійним оперативним струмом при відсутності на них синхронних компенсаторів, пневматичних вимикачів та примусової системи охолодження трансформаторів встановлюється один трансформатор ВП та передбачається складський резерв. В інших випадках на однострансформаторних ПС встановлюють 2 ТВП, один з яких одержує живлення від іншої ПС. Для комплектних однострансформаторних ПС заводського виготовлення допускається установка одного ТВП.

На ПС з постійним оперативним струмом ТВП можуть приєднуватися через роз'єднувач та запобіжники або вимикачі до шин РП 6...35 кВ, або до обмотки НН головних трансформаторів.

На ПС зі змінним та випрямленим оперативним струмом ТВП повинні приєднуватися через роз'єднувач та запобіжники на ділянці між вводами НН головного трансформатора та його вимикачем.

У випадку живлення оперативних кіл змінного струму від трансформаторів напруги, приєднаних до ЛЕП 35...150 кВ, допускається приєднання ТВП до шин НН ПС.

Приклади виконання схем живлення ВП ПС наведені в [4, 8].

Схема ВП зображується на першому аркуші графічної частини, а в пояснювальній записці про це робиться відповідне посилання.

Розподільний пристрій генераторної напруги для місцевих споживачів

Якщо поблизу електростанції є споживачі електроенергії, то для їхнього живлення на електростанції споруджують окремий комплектний розподільний пристрій з використанням шаф КРП з вакуумними вимикачами. КРП повинен мати не менше, як 2 секції, приєднані до ГРП ТЕЦ або до трансформатора ВП інших типів електростанцій.

Коли цей КРП розміщують в одному приміщенні з ГРП, то з'єднання виконують шинами, а коли окремо – тоді кабельними лініями. На лініях зв'язку КРП з ГРП можуть використовуватись групові реактори (одинарні чи здвоєні), якщо струм КЗ на ГРП перевищує комутаційну здатність вимикачів КРП.

Вибір реактора ведуть в такій послідовності.

1. Приймають рішення про число ліній в кожній групі (згідно з [1] – від 2 до 4).

2. Обчислюють величину струму навантаження одного реактора (чи окремого кола здвоєного реактора) – $I_{\text{розр}}$.

3. Визначають за паспортом струм відмикання вимикача, котрий використовується в комірках КРП – $I_{\text{розм}}$.

4. Знаючи струм короткого замикання на шинах ГРП та напругу генератора, визначають опір системи (активний опір не беруть до уваги):

$$x_c = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_K}$$

5. Максимальний струм КЗ за реактором приймають на 10...30 відсотків меншим за струм вимикання вимикача – розрахунковий струм КЗ за реактором $I_{К.Р.}$, що дорівнює :

$$I_{К.Р.} = \frac{U}{\sqrt{3}(x_C + x_p)} < I_{розм.}$$

Звідки визначають x_p .

6. З довідника [13] вибирають параметри необхідного реактора :

напругу $U_p = U_{ГЕН.}$

струм $I_p \geq I_{РОЗР.}$

опір $x_{p,НОМ.} \geq x_p$

У пояснювальній записці робиться посилання на перший аркуш графічної частини проекту, де показується схема цього РП.

4.7 Оперативний струм

Система оперативного струму призначена для пристроїв керування, захисту, сигналізації, контролю та інших пристроїв, які забезпечують нормальну роботу усіх систем основного обладнання, контроль режиму, видачу інформації оперативному персоналу про всі порушення режиму. На сучасних електростанціях ці пристрої утворюють єдиний комплекс – АСКТП (автоматична система керування технологічними процесами).

Розрізняють системи трьох видів оперативного струму: постійного, випрямленого та змінного.

При виборі роду оперативного струму слід керуватися такими рекомендаціями.

На усіх електростанціях, зазвичай, потрібно використовувати постійний оперативний струм від акумуляторних батарей. У цьому випадку досягається найбільша надійність живлення споживачів.

На теплових електростанціях з поперечними зв'язками у тепловій частині (ТЕЦ) потужністю до 200 МВт встановлюється одна акумуляторна батарея, а при потужності більше 200 МВт – дві акумуляторні батареї.

На блокових теплових електростанціях (КЕС) встановлюється одна батарея на два блоки, а для енергоблоків 300 МВт та вище – одна батарея на кожний енергоблок.

На ГЕС потужністю до 1000 МВт встановлюється одна батарея, а при потужності понад 1000 МВт – дві акумуляторні батареї.

На знижувальних ПС з вищою напругою 330...750 кВ, на ПС 110...220 кВ з числом оливних вимикачів 110 або 220 кВ – три та більше, на ПС 35...220 кВ з пневматичними вимикачами повинен застосовуватися постійний оперативний струм. На ПС 110...330 кВ встановлюється одна акумуляторна батарея 220 В, на ПС 500...750 кВ – дві батареї 220 В.

На ПС 35 - 220/6 - 10 кВ, 110 - 220/35/6— 10 кВ без вимикачів на боці ВН і на ПС 35/6 - 10 кВ з оливними вимикачами на боці ВН можна використовувати змінний або випрямлений оперативний струм.

Акумуляторні батареї звичайно не мають елементних комутаторів.

Для підзарядки та післяаварійної зарядки акумуляторних батарей слід застосовувати два комплекти автоматизованих випрямних пристроїв.

Розрахунок та вибір акумуляторної батареї необхідно виконувати з урахуванням експлуатації останньої за методом постійного підзарядження без тренувальних підзаряджень та зрівнювальних перезаряджень.

Для живлення оперативних кіл випрямленим струмом застосовують випрямні установки, блоки живлення та конденсаторні пристрої. Живлення оперативних кіл змінним струмом може здійснюватися від трансформаторів струму, трансформаторів напруги або ТВП.

У курсовому проекті слід обґрунтувати вибір роду оперативного струму, вибір джерел живлення кіл оперативного струму та розробити схему живлення оперативних кіл (без розрахунку акумуляторної батареї).

Приклади розрахунку, вибору акумуляторних батарей та схем наведені в [1-4] та ін.

Схема оперативного струму (основні елементи) зображується на першому аркуші графічної частини проекту, а в ПЗ робиться відповідне посилання.

4.8 Розробка конструкції та компонування обладнання РП

Завданням на курсовий проект передбачається конструктивна розробка РП одної напруги та компонування його обладнання. Якщо

немає особливих умов роботи обладнання (низькі температури, велика забрудненість навколишнього середовища та ін.), то при $U = 35$ кВ та вище рекомендується розташовувати РП на відкритому повітрі (ВРП), використовуючи обладнання для зовнішньої установки та сталевий провід для шин. Окремі апарати можуть з'єднуватися алюмінієвими трубами відповідного перерізу. Підставки під обладнання та портали при напрузі до 330 кВ включно – залізобетонні, вище – сталеві.

Підстанції напругою 35, 110 кВ рекомендується вибирати комплектними, блокової конструкції. Розроблені проекти комплектних трансформаторних підстанцій КТПБ-35/10 кВ зі стандартних залізобетонних блоків заводського виготовлення.

Підстанції блокового типу розроблені також на напругу 110, 150 кВ КТПБ-110(154)/10 кВ з двообмотковими трансформаторами потужністю 2500, 4000, 6300, 10000, 16000 кВА і КТПБ-110 (154)/35/10 кВ з триобмотковими трансформаторами потужністю 6300, 10000, 16000 кВА РП – 10 кВ виконується шафами КРПЗ типу К-37 з вимикачами на струми 630 та 1000 А.

Комплектні та блокові підстанції мають жорстку компоновку, тобто взаємне розташування обладнання обумовлене конструкцією шаф та блоків.

РП 10 (6) кВ рекомендується виконувати шафами комплектних розподільних пристроїв внутрішньої (КРП) або зовнішньої (КРПЗ) установки.

Закриті розподільні пристрої (ЗРП) напругою 10(6) кВ слід комплектувати шафами КРП заводського виготовлення, конструкція яких передбачає обслуговування з двох боків. Ширина коридору обслуговування повинна забезпечувати висунення візка КРП (1,6...2,0) м.

При компоновці КРП необхідно пам'ятати, що секційний вимикач міститься в двох шафах — одна з вимикачем, друга – з шинною перекладкою або роз'єднувачем. При струмах понад 1600 А ввід також складається з двох шаф (з вимикачем та глухим вводом або викочувальною перекладкою).

У залежності від кількості шаф КРП їх можна встановити в один ряд або в два ряди.

При використанні трансформаторів з розщепленими обмотками використовується дворядна конструкція. При цьому необхідно

використовувати шинну перекладку у закритому коробі, який монтується над проходом. Такий же короб з шинами виготовляють і для шинного вводу від стін будівлі до шафи з вимикачем.

У ЗРП також розташовують контрольно-вимірвальну апаратуру, пристрої керування, сигналізації та зв'язку.

Відстані між елементами обладнання, апаратами, фазами, струмовідними частинами відносно землі наведені в [13].

На другому аркуші графічної частини курсового проекту зображують план РП та розрізи, які дають уявлення про конструктивне виконання окремих елементів. Розміри апаратів та обладнання, їх зовнішній вид наведені в каталогах. Приклади конструктивного виконання РП різних напруг та їх компонування розглянуті у [1-6] та ін.

В пояснювальній записці повинне бути обґрунтування та опис вибраної конструкції з посиланням на другий аркуш графічної частини проекту.

4.9 Заходи з техніки безпеки

У роботі будь-якої електроустановки питання техніки безпеки та протипожежної безпеки є найбільш важливими.

Безпека обслужного персоналу забезпечується цілою низкою організаційних та технічних заходів, встановлених правилами техніки безпеки Міністерства енергетики та вугільної промисловості України та правилами техніки безпеки та технічної експлуатації електроустановок споживачів.

Основні технічні заходи нормального функціонування електроустановок зазначені у [13], а експлуатації – у [17].

Один з основних заходів підвищення безпеки обслужного персоналу – уземлення усіх металевих частин обладнання, які не знаходяться нормально під напругою. Знання норм опору уземлення, допустимих значень напруги дотику та небезпечних значень струму для людини є обов'язковим при захисті курсового проекту.

У пояснювальній записці необхідно вказати характерні для розробленої електроустановки заходи організаційного та технічного плану, які підвищують експлуатаційну надійність та безпечність обслуговування.

Серед обов'язкових питань з техніки безпеки є визначення режиму нейтралей трансформаторів та генераторів, норми опорів системи

захисного уземлення (в залежності від режиму нейтралі) та його конструктивне виконання (без розрахунку), захист від блискавки, необхідність інших засобів підвищення безпеки обслуговування електроустановки (контроль ізоляції, занулення тощо).

Наявність пожежонебезпечного обладнання (оливні трансформатори та вимикачі) вимагає розробки у проекті системи пожежогасіння, проведення робіт для зменшення ймовірності виникнення та поширення пожежі (застосування негорючих матеріалів конструкцій, спеціальних перегородок, ям, що заповнені щебенем під трансформаторами та оливними вимикачами та ін.).

Обсяг цього розділу – 3...5 сторінок.

4.10 Індивідуальне завдання

В цьому розділі проекту студент вибирає схеми та робить опис процесу, пов'язаного з оперативною роботою обслуги електроустановки. Тема вказана в завданні на курсовий проект. Розроблені (прийняті з відповідної літератури) схеми зображуються на другій половині другого аркуша графічної частини. У пояснювальній записці з посиланням на цей аркуш треба детально описати склад елементів прийнятої схеми та їхню взаємодію при виконанні операцій.

Якщо це схема керування вимикачем, то треба вказати початкове положення апаратів (вимикач – вимкнутий, його привод – готовий до роботи, чи не готовий); послідовність роботи схеми при команді „Увімкнути“, „Вимкнути“, аварійному вимиканні вимикача. Які елементи блокують невірні дії персоналу.

Якщо розкривається тема вимірювання електроенергії, то треба вказати, які параметри підлягають вимірюванню, які прилади для цього використовуються та як їх під'єднати. Аналогічно розкривається тема про елементи контролю, сигналізації, компенсації смісних струмів, контролю ізоляції тощо.

Обсяг пояснень 2...3 сторінки.

4.11 Висновки

Тут треба сформулювати коротко хід роботи над проектом, що зроблено в основних розділах проекту, які одержано результати, тобто як вирішено проблеми, поставлені у вступі до проекту.

5 ВКАЗІВКИ ЩОДО ОФОРМЛЕННЯ І ЗАХИСТУ КУРСОВОГО ПРОЕКТУ

Курсовий проект студент виконує відповідно до індивідуального завдання, де наведені вихідні дані, обсяг роботи та послідовність виконання основної частини проекту.

Курсовий проект складається з пояснювальної записки (ПЗ) обсягом 35...50 сторінок рукописного тексту (формату А4 - 210 мм x 297 мм) та графічної частини – 2 аркуші формату А1.

У ПЗ необхідно у стислій та чіткій формі розкрити творчий задум проекту. Усі розрахунки та прийняті технічні рішення повинні мати обґрунтування, у необхідних випадках підтверджуватися техніко-економічними розрахунками.

ПЗ та креслення повинні складати один документ, відображати комплекс прийнятих рішень у обсязі, передбаченому завданням до проекту, а також відповідати стандартам на конструкторську документацію та стандартам підприємства (СТП).

Послідовність компонування ПЗ (відповідно до СТП 15-96) така: титульний аркуш, завдання на проектування, реферат, зміст, перелік умовних позначень, основна частина, перелік посилань, додатки.

У рефераті стисло викладаються розглянуті питання, наводиться кількість сторінок, рисунків, таблиць, аркушів графічної частини, використання джерел. Реферат закінчується переліком ключових слів (не більше 15 слів або словосполучень).

Основна частина починається вступом, а закінчується висновками (без номерів). У вступі необхідно дати стисло характеристику об'єкта, що проектується, його ролі у системі електропостачання, особливостям режиму роботи, вказати мету (тему) проекту.

Кожний розділ основної частини проекту повинен починатися з нової сторінки та мати порядковий номер з цифрами (1, 2 і т.д.) без крапки, підрозділи – з двома цифрами, пункти – з трьома цифрами. Розділи та підрозділи повинні мати заголовки, які пишуть посеред рядка (без крапки у кінці). Інтервал між заголовком та текстом приблизно 16 мм.

У висновках наводять оцінку виконаних розрахунків та вибраних технічних рішень.

Перелік джерел, на які є посилання в основній частині ПЗ наводять у кінці тексту ПЗ, починаючи з нової сторінки. Бібліографічні описи в переліку посилань подають у порядку, за яким вони вперше згадуються в тексті.

Нумерація сторінок – угорі праворуч. Першою сторінкою ПЗ є титульний аркуш. Титульний аркуш пишуть креслярським шрифтом або друкують на комп'ютері.

Рисунки та таблиці повинні мати назви. Нумерація їх - наскрізна або у межах кожного розділу. Розрахункові формули нумеруються в межах розділу.

Зразки оформлення елементів ПЗ та креслень наведені на стенді курсового та дипломного проектування.

Усі однотипні розрахунки повинні бути зведені до таблиць.

У додатки можуть бути включені :

- додаткові ілюстрації або таблиці.
- матеріали, які через великий обсяг, специфіку викладання або форму подання не можуть бути внесені до основної частини (проміжні математичні докази, формули, розрахунки та ін.).

Виконаний курсовий проект перевіряє та підписує керівник. Після цього студент допускається до захисту проекту перед комісією з двох – трьох викладачів кафедри (разом з керівником проекту).

6 РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА

Підручники та навчальні посібники

1. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Под ред. А. А. Васильева. - М.: Энергоатомиздат, 1990. -576с.
2. Лежнюк, П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій : навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебник для ВУЗов. - Л.: Энергоатомиздат, 1985. - 312с.
5. Околович М.Н. Проектирование электрических станций: Учебник для ВУЗов. - М.: Энергоатомиздат, 1982. -400с.
6. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. - М.: Энергоатомиздат, 1985. -240с.
7. Надежность системы электроснабжения / В.В. Зорин, В.В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г Адлер. - К.: Вища школа, 1984.

Довідники

8. Справочник по проектированию подстанций 35...500 кВ / Под ред. С.С.Рокотяна, Я.С.Самойлова. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 352с.
9. Справочник по электрическим аппаратам высокого напряжения /Под ред. А.А.Афанасьева. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 544с
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
11. Электротехнический справочник: В 3 т./ Под общ. Ред. В.Г.Грудинского, Л.А. Жукова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1981. –

т.2: Электромеханические устройства. 1982. –т.3 кн.1: Производство, передача и распределение электрической энергии.

12. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г.Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576с.

Нормативна література

13. Правила улаштування електроустановок. – Міненерговугілля України, 2017. – 617 с.

14. СОУ-НЕС 20.178:2008 Настанова «Схеми принципові електричні розподільчих установок напругою від 6 кВ до 750 кВ електричних підстанцій». Мінпаливенерго України, 2008. – 78 с.

15. Укрупненные показатели стоимости строительства (УПСС). Понижающие подстанции. Воздушные линии электропередач 35...750 кВ. – М.: Стройиздат, 1988.

16. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП-81.– М.: Минэнерго СССР. 1981.

17. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. – Київ, 1998.

18. Стандарти Єдиної системи конструкторських документів (ЄСКД) – розділи 2.300, 2.700.