

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П. Д.

«_____» _____ 2019 р.

Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
на здобуття ступеня «магістр»

**ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА АТОМНОЇ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ
ПОТУЖНІСТЮ 2200 МВт (5ХВВЕР-440) З АНАЛІЗОМ ЕЛЕГАЗОВОГО
КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ
08-13.МКР.012.00.189 ПЗ**

Виконав: студент 2 курсу ОПІ магістра,
групи ЕС-18м
спеціальності 141 – «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
освітня програма «Електричні станції»
Наритник
В.І.

Керівник: к.т.н., доц., доцент каф. ЕСС
Малогулко Ю. В.

«_____» _____ 2019 р.

Рецензент:

«_____» _____ 2019 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри ЕСС
д.т.н., професор Лежнюк П.Д.

« ____ » _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську кваліфікаційну роботу на здобуття ступеня магістра зі спеціальності: 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Освітньо-професійна програма – Електричні станції

(шифр – назва спеціальності)

Магістрант групи ЕС-18 Наритник Віталій Іванович

(назва групи)

(прізвище, ім'я і по батькові)

Тема магістерської кваліфікаційної роботи: «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5xВВЕР-440) з аналізом елегазовго комутаційного обладнання»

Вихідні дані:

Відстань до приєднання до енергосистеми 320 км, $S_{с.ном} = 16000$ МВА, $x_{ном.с} = 0,12$, $U_{с.ном} = 220$ кВ; вид промисловості місцевого району – важке машинобудування; максимальне навантаження місцевого району 400 МВт,

Короткий зміст частин магістерської кваліфікаційної роботи 1. Графічна Загальний об'єм – 6 листів: Головна схема електричних з'єднань станції; Переріз розподільчого пристрою напруги 500 кВ, Схема релейного захисту, Деталь проекту: Аналіз використання елегазового обладнання на АЕС Схема установки потійного струму, Техніко-економічні показники станції. установки постійного струму, Техніко-економічні показники станції.
2. Текстова (пояснювальна записка) 7 основних розділів: Техніко-економічне обґрунтування проекту, Електротехнічна частина, Релейний захист та автоматика. АСК АЕС. Елегазове комутаційне обладнання АЕС. Охорона праці. Економічна частина.

2. Консультанти з окремих розділів магістерської кваліфікаційної роботи:

Науковий керівник

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Ю.В. Малогулко
ініціали та прізвище

Економічна частина

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

В. В. Нетребський
ініціали та прізвище

Охорона праці та безпека
в надзвичайних ситуаціях

(підпис)

д-р. техн. наук, доц., професор кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Є. А. Бондаренко
ініціали та прізвище

Дата попереднього захисту роботи “ ____ ” _____ 20__ р.

Рецензент

(підпис)

(наук. ступінь, вчене звання , посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

(ініціали та прізвище)

Завдання видав

(підпис)

канд. техн. наук, доц., доцент кафедри ЕСС
наук. ступінь, вчене звання (посада)

“ ____ ” _____ 20__ р.

Ю.В. Малогулко
ініціали та прізвище

Завдання отримав магістрант

(підпис)

В.І. Наритник
(ініціали та прізвище)

“ ____ ” _____ 20__ р.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
АННОТАЦІЯ	7
ВСТУП	8
1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ	11
2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Графіки електричних навантажень станції	12
2.2 Вибір основного обладнання	20
2.2.1 Вибір турбін	20
2.2.2 Вибір реакторних установок	20
2.2.3 Вибір генераторів	21
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції	21
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи	21
2.3.2 Проектування структурної схеми станції	23
2.3.3 Вибір блочних трансформаторів	24
2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку	25
2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб	27
2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб	27
2.3.7 Параметри обраних трансформаторів	28
2.3.8 Техніко-економічне порівняння схем станції	29
2.4 Вибір електричних схем станції	33
2.4.1 Вибір ВРП 220 кВ	33
2.4.2 Вибір ВРП 330 кВ	33
2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРП 330 кВ	36
2.5 Схема власних потреб електростанції	41
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання	45
2.6.1 Розрахункова схема установки	45
2.6.2 Електрична схема заміщення установки	45
2.6.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення	46
2.6.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = 0$	48
2.6.5 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу	55
2.6.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання	61
2.6.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ	62
2.7 Вибір комутаційного обладнання	64
2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-330 кВ	64
2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-220 кВ	67
2.7.3 Вибір генераторних вимикачів	68
2.7.4 Вибір вимикачів ВП	69
2.8 Вибір струмоведучих частин	70
2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 330 кВ	70
2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ	77

2.8.3 Вибір жорстких шин	80
2.8.4 Вибір кабелів	82
2.8.5 Вибір комплектних струмопроводів	83
2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів	84
2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму	86
2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги	87
2.10 Вибір розрядників	89
2.11 Вибір високочастотних загороджувачів	90
2.12 Вибір установки постійного струму	91
2.13 Розрахунок блискавкозахисту для ВРУ 330 кВ	94
2.14 Розрахунок заземлення для ВРУ 330 кВ	97
3 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРІВНЮВАННЯ	100
ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ТЕС	
4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА	111
4.1 Вибір системи оперативного управління АЕС	111
4.2 Вибір системи дистанційного управління	112
4.3 Система сигналізації	112
4.4 Автоматика і блокування	113
4.5 Зв'язок	114
4.6 Телемеханіка	114
4.7 Засоби РЗ і автоматики	115
4.8 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором	116
4.9 Захист від багатозаземлених КЗ в обмотці статора і на виводах генератора...	119
4.10 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора	121
4.11 Захист від замикань на землю в обмотці статора	121
4.12 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ	122
4.13 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень	123
4.14 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень	124
4.15 Захист ротора від перевантаження струмом збудження	125
4.16 Додатковий (тимчасовий) захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником	125
4.17 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження	126
4.18 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора	126
4.19 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора	127
4.20 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора	127
4.21 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора	128
4.22 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю	128
5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА УПРАВЛІННЯ АЕС	131

5.1 Розробка структурної схеми та інформаційного забезпечення АСК АЕС 2200 МВт на базі SCADA – систем	
5.1.1 Загальна структура SCADA	132
5.1.2 Особливості SCADA як процесу управління АЕС 2200 МВт	134
5.1.3 SCADA-система - інструмент автоматизації електричних станцій і мереж	134
5.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби	139
5.3 Розрахунок техніко-економічних показників від впровадження АСК на базі SCADA-систем	147
5.3.1 Вибір і обґрунтування аналогу	149
5.3.2 Розрахунок інтегрального показника якості	149
5.3.3 Функціонально-вартісний аналіз	150
6 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА АЕС	152
6.1 Застосування елегазового обладнання	152
6.2 Комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією	153
7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	161
7.1 Задачі розділу	161
7.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача	162
7.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ	163
7.4 Метеорологічні умови	165
7.5 Склад повітря робочої зони	167
7.6 Розрахунок захисного заземлення	167
7.7 Пожежна безпека	170
8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	175
8.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої електростанції	175
8.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії	177
8.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань	177
8.4 Визначення фонду заробітної плати	179
8.5 Витрати на паливо	181
8.6 Інші затрати	182
8.7 Визначення собівартості відпущеної енергії	182
8.7 Визначення собівартості відпущеної енергії	183
8.8 Аналіз отриманих результатів	185
ВИСНОВКИ	187
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ДЖЕРЕЛ	188
ДОДАТКИ	189

АНОТАЦІЯ

Наритник В.І. «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5xВВЕР-440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання». Магістерська дипломна робота – Вінниця.: ВНТУ. 2019 – с. 189. Бібліографій - 26, рисунків – 37, таблиць - 51.

В магістерській кваліфікаційній роботі розглядаються такі розділи як техніко-економічне обґрунтування, електротехнічна частина, релейний захист та автоматика, автоматизована система управління АЕС, спеціальна частина, охорона праці, цивільний захист, розрахунок техніко-економічних показників станції.

В електротехнічній частині проекту виконується вибір головного обладнання АЕС, головної схеми електричних з'єднань, комутаційної та вимірювальної апаратури, струмоведучих частин, установки постійного струму.

В розділі релейний захист та автоматика виконується вибір реле і уставок спрацювання захисту. В спеціальній частині виконано розрахунок економічного ефекту від рівномірного навантаження блоків ТЕС.

В розділі охорона праці та цивільний захист розглядаються такі питання, як аналіз потенційно небезпечних та шкідливих виробничих факторів і протипожежна безпека. В економічній частині проекту визначається собівартість виробленої електроенергії з урахуванням амортизаційних відрахувань, витрат на паливо, заробітної плати та інших витрат.

Ключові слова: атомна електростанція, потужність, елегазове обладнання, струмоведучі частини, електричні апарати.

АННОТАЦИЯ

Наритнык В.И. «Электрическая часть АЭС мощностью 2200 МВт с реакторами типа ВВЭР-440 с анализом элегазового коммутационного оборудования». Магистерская дипломная работа - Винница: ВНТУ. 2019 - с. 189. Библиографий – 26, рисунков – 37, таблиц – 51.

В магистерской квалификационной работе рассматриваются такие разделы, как технико-экономическое обоснование, электротехническая часть, релейная защита и автоматика, автоматизированная система управления АЭС, специальная часть, охрана труда, гражданская защита, расчет технико-экономических показателей станции.

В электротехнической части проекта выполняется выбор основного оборудования АЭС, главной схемы электрических соединений, коммутационной и измерительной аппаратуры, токоведущих частей, установки постоянного тока.

В разделе релейная защита и автоматика выполняется выбор реле и уставок срабатывания защиты. В специальной части произведен расчет экономического эффекта от равномерной нагрузки блоков ТЭС.

В разделе охрана труда и гражданской защите рассматриваются такие вопросы, как анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и противопожарная безопасность. В экономической части проекта определяется себестоимость произведенной электроэнергии с учетом амортизационных отчислений, расходов на топливо, заработной платы и других расходов.

Ключевые слова: атомная электростанция, мощность элегазового оборудования, токоведущие части, электрической аппараты.

ВСТУП

Актуальність теми. У резолюції Міжнародної конференції МАГАТЕ “Атомна енергетика в 21 сторіччі” (Париж, 21-22 березня 2005 р.) відзначено: охорона навколишнього середовища, включаючи мінімізацію ризиків глобальної зміни клімату, є пріоритетним завданням для урядів усіх країн; необхідна диверсифікованість джерел енергії для задоволення зростаючого попиту на неї.

У зв’язку з цим відзначається позитивна роль атомної енергетики: вона не забруднює атмосферу газами, що не приводить до глобальних змін клімату; атомні електричні станції (АЕС) – це перевірені технології, які при різних умовах забезпечують конкурентоспроможну ціну на електроенергію для споживачів, вони беруть участь у формуванні конкуренції в економіці; АЕС вносять вклад в енергетичну безпеку й стабільність цін на електроенергію шляхом зниження залежності від змін цін на традиційні види палива. З точки зору національної безпеки, розвиток електроенергетики в Україні має визначатись одночасно трьома аспектами:

- економічною безпекою держави, що для забезпечення конкурентоспроможності вітчизняної продукції потребує мінімізації ресурсної складової її собівартості, зокрема й витрат на електроенергію;
- енергетичною безпекою держави, що по відношенню до електроенергетики потребує самодостатнього рівня виробництва в масштабах країни та диверсифікації типу генерації, а в разі значної долі імпорту палива – диверсифікації його джерел;
- екологічною безпекою, що по відношенню до об’єктів електроенергетики потребує при їх нормальній експлуатації не перевищення припустимих впливів на довкілля, співставних з прийнятими в загальносвітовій практиці, а також соціально прийнятнього рівня ризику аварійних ситуацій та наявності організаційних, матеріально-технічних та фінансових ресурсів для подолання їх наслідків.

Відповідно до прогнозу розвитку економіки України в енергетичній стратегії України на період до 2030 р., схваленої Рішенням Кабінету Міністрів України від 15 березня 2006 р. № 145р, споживання електроенергії (з урахуванням заходів з енергозбереження) зростатиме від сьогоденного рівня ~150 млрд кВт · год/рік до ~ 420 млрд кВт · год/рік у 2030 р., що визначає перспективи розвитку електроенергетичної галузі. Ця оцінка не враховує можливе зростання потреби у водні, що є екологічно чистим паливом, альтернативним газу та продуктам нафтопереробки. За світовими прогнозами, розгортання виробництва водню у промислових масштабах може потребувати підвищення встановлених потужностей електроенергетики ще на декілька десятків відсотків.

Найближчими десятиліттями основним шляхом підтримання рівню виробництва електроенергії та його подальшого нарощування є використання традиційних типів генерації – теплової, ядерної та гідроенергетики. Альтернативні джерела – сонячна, вітрова, геотермальна енергетика тощо, – обмежені як за потенційним енергоресурсом, так і за економічними показниками, суттєво гіршими порівняно з традиційними. Загалом за світовими прогнозами доля альтернативних джерел у найближчі 20 – 30 років не перевищуватиме 10 %, не зважаючи на їх екологічну привабливість.

Таким чином, основними типами генерації протягом наступних 30 років в Україні, як і в усьому світі, залишатимуться теплова та ядерна енергетика, сумарна доля яких з необхідністю становитиме в Україні 80 - 90 % від загального виробництва. Співставлення цих джерел за економічними показниками не потребує інших обґрунтувань, крім факту співставної їх долі в електроенергетиці більшості розвинених країн світу. При цьому теплова електроенергетика потребує менших капіталовкладень (у 2 - 3 рази) при більших поточних витратах на виробництво електроенергії (у 1,5 - 2 рази) порівняно з ядерною енергетикою.

Стратегічне планування балансу виробництва між цими типами генерації має визначатись не лише економічним, але й двома іншими аспектами безпеки. За енергетичним аспектом небажаним є дисбаланс на користь будь-якого типу

генерації, що перевищує 50 % від загального обсягу виробництва. З екологічної точки зору, крім загального недоліку – значного рівня водоспоживання, обидва типи мають свої власні основні принципово невідворотні вади: теплова енергетика – суттєві викиди двоокису вуглецю та інших шкідливих речовин до атмосфери, ядерна енергетика – напрацювання радіоактивних відходів (РАВ). При цьому остання вада може бути скомпенсована надійною локалізацією РАВ, що за умов нормальної експлуатації об'єктів надає ядерній енергетиці суттєвої переваги порівняно з тепловою. У той же час до основних недоліків ядерної енергетики, хоча й принципово відворотних, належать суттєво більш вагомі наслідки потенційно можливих аварій порівняно з іншими типами генерації.

Таким чином, за сукупністю всіх аспектів безпеки доцільним балансом виробництва електроенергії між тепловою та ядерною енергетикою в Україні є збереження сьогоденного розподілу (40 – 45 % на кожний тип генерації) за умови безпечного поводження з РАВ, дотримання соціально прийнятного рівня ризику аварійних ситуацій на АЕС і наявності організаційних, матеріально-технічних та фінансових ресурсів для подолання їх наслідків.

Мета і задачі дослідження: спроектувати електричну частину АЕС з реакторами типу ВВЕР-440, вибрати обладнання та розрахувати режими роботи електростанції. Дослідити необхідність та ефективність використання елегазового комутаційного обладнання.

Об'єктом дослідження магістерської роботи є електрична частина АЕС, а предметом дослідження використання нормативних документів в галузі електроенергетики.

Методи досліджень: розробка програм та проведення розрахунків за допомогою ПЕОМ.

Наукова новизна одержаних результатів: розрахунок техніко-економічних показників роботи енергосистеми, яка вміщує накопичувачі енергії.

1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Енерговиробництво – одне з головних джерел забруднення навколишнього середовища. Теплові електростанції (ТЕС) «відповідальні» за кислотні дощі, що різко знижують родючість земель і врожайність сільськогосподарських культур, спричиняють загибель лісів. Ще однією проблемою розвитку ТЕС є те, що розвідані запаси органічного палива не можуть забезпечити зростаючої потреби електроенергетики. Крім того, запаси органічного палива розподілені нерівномірно по території України. Найбільші (на одиницю виробленої електроенергії) викиди дає ТЕС, що працює на вугіллі. У вугіллі завжди є природні радіоактивні речовини - торій, ізотопи урану, продукти їхнього розпаду (включаючи радій, радон і полоній), а також радіоактивний ізотоп калію - калій-40. При спалюванні вугілля ці речовини майже повністю потрапляють у зовнішнє середовище. Питома активність викидів ТЕС в 5-10 разів вища, ніж АЕС.

Лише одна вугільна електростанція потужністю 1 млн. кВт викидає щорічно в навколишнє середовище близько 90 т миш'яку, 300 т барію, 20 т ртуті та інших токсичних елементів - усього близько двох мільярдів смертельних для людини доз. Навіть радіоактивних речовин у викидах вугільних електростанцій у 2-5 разів більше, ніж у викидах АЕС. Загальновизнано, що АЕС при нормальній експлуатації набагато (не менше ніж у 5-10 разів) чистіші в екологічному плані, ніж теплові електростанції (ТЕС).

Ренесанс ядерної енергетики сьогодні спостерігається в усьому світі. Це об'єктивна тенденція, яка зберігатиметься і в досяжному майбутньому. Енергетичною стратегією на період до 2030 року, схваленою рік тому урядом України, передбачається зберегти домінуючу роль атомної генерації в енергозабезпеченні країни. Виробництво атомної електроенергії має зрости на той час до 219 млрд. кВт·годин. Для забезпечення такого обсягу виробництва електроенергії на АЕС до 2030 року необхідна наявність не менш як 29,5 ГВт встановлених потужностей атомних електростанцій.

2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Графіки електричних навантажень станції

Режим роботи електричних станцій задається графіками електричних навантажень енергосистеми та району, що обслуговується. Потужність електростанції повинна забезпечувати покриття графіків навантажень з урахуванням втрат енергії, пов'язаних з її передачею з місця вироблення до місця перетворення і споживання, а також витрати на власні потреби станції.

Побудова графіків навантажень в іменованих одиницях здійснюється за формулою:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100}, \quad (2.1)$$

де P'_{pt} – навантаження місцевого району, %;

$P_{p \max}$ – максимальне навантаження місцевого району, МВт.

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 струмів навантаження. При розрахунку графіків навантажень відносну величину втрат можна прийняти:

– в мережах місцевого району:

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

– в мережах системи:

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

Постійні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max}, \quad (2.2)$$

де $\Delta P'_1 = 0,01$. Вони залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати потужності в мережах району, МВт:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}}, \quad (2.3)$$

де $\Delta P'_2 = 0,06$.

Потужність, яку споживає енергосистема, МВт:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100}, \quad (2.4)$$

де P'_{ct} – потужність, яку споживає енергосистема, %;

$P_{c \max}$ – максимальне навантаження системи, МВт.

Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max}, \quad (2.5)$$

де $\Delta P''_1 = 0,02$.

Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}}, \quad (2.6)$$

де $\Delta P''_2 = 0,14$.

Потужність, яка віддається до шин РП, МВт:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt}; \quad (2.7)$$

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct}. \quad (2.8)$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС, МВт:

$$P_{\text{вуд.}t} = P_{p.\text{вуд.}t} + P_{c.\text{вуд.}t} \quad (2.9)$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції, МВт:

$$P_{\text{ВП.}t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{вуд.}t}}{P_{\text{вст}}} \right) \cdot \frac{P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{вуд.}max}}{100}, \quad (2.10)$$

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

$P'_{\text{ВП}}$ – максимальне навантаження власних потреб, по відношенню до встановленої потужності електростанції, %;

$$P'_{\text{ВП}} = 5 \% \text{ (табл. 1.2 [1]);}$$

$P_{\text{вуд.}max}$ – максимальна потужність, що віддається з шин станції, МВт.

Потужність, що виробляється електростанцією, МВт:

$$P_{\text{вир.}t} = P_{\text{вуд.}t} + P_{\text{ВП.}t} \quad (2.11)$$

Проведемо розрахунок електричних навантажень для відрізка часу 6-12 год. в зимовий період.

Навантаження місцевого району:

$$P_{pt} = \frac{P'_{pt} \cdot P_{p \max}}{100} = \frac{85 \cdot 400}{100} = 340 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{1p} = \Delta P'_1 \cdot P_{p \max} = 0,01 \cdot 400 = 4,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах району:

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \cdot \frac{P_{pt}^2}{P_{p \max}} = 0,06 \cdot \frac{340^2}{400} = 17,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП місцевого району:

$$P_{p.вид.t} = P_{pt} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2pt} = 340 + 4,0 + 17,34 = 361,34 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яку споживає енергосистема:

$$P_{ct} = \frac{P'_{ct} \cdot P_{c \max}}{100} = \frac{90 \cdot 1300}{100} = 1170,0 \text{ (МВт)}.$$

Постійні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{1c} = \Delta P''_1 \cdot P_{c \max} = 0,02 \cdot 1300 = 26,0 \text{ (МВт)}.$$

Змінні втрати потужності в мережах системи:

$$\Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \cdot \frac{P_{ct}^2}{P_{c \max}} = 0,14 \cdot \frac{1170,0^2}{1300} = 147,42 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, яка віддається до шин РП системи:

$$P_{c.вид.t} = P_{ct} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2ct} = 1170,0 + 26,0 + 147,42 = 1343,42 \text{ (МВт)}.$$

Сумарна потужність, що віддається з шин ЕС:

$$P_{вид.t} = P_{p.вид.t} + P_{c.вид.t} = 361,34 + 1343,42 = 1704,76 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що витрачається на власні потреби електростанції:

$$P_{ВП.t} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{вид.t}}{P_{вст}} \right) \cdot \frac{P'_{ВП} \cdot P_{вид.\max}}{100} = \left(0,4 + 0,6 \cdot \frac{1704,76}{2200} \right) \cdot \frac{5 \cdot 1936}{100} = 83,73 \text{ (МВт)}.$$

Потужність, що виробляється генераторами ЕС:

$$P_{вир.t} = P_{вид.t} + P_{ВП.t} = 1704,76 + 83,73 = 1788,49 \text{ (МВт)}.$$

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу. Дані заносимо в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби в різні інтервали часу

–	Час	0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження MR P_{pt} , %	Зима	75	85	85	92	100	85	90	85
	Літо	70	80	80	87	95	80	85	80
Навантаження MR P_{pt} , МВт	Зима	300	340	340	368	400	340	360	340
	Літо	280	320	320	348	380	320	340	320
Навантаження C P_{ct} , %	зима	85	90	90	97	100	90	95	90
	літо	80	85	85	92	95	85	90	85
Навантаження C P_{ct} , МВт	Зима	1105	1170	1170	1261	1300	1170	1235	1170
	Літо	1040	1105	1105	1196	1235	1105	1170	1105
Постійні втрати потужності в MR ΔP_{1p} , МВт	Зима	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
	Літо	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Постійні втрати потужності в C ΔP_{1c} , МВт	Зима	26	26	26	26	26	26	26	26
	Літо	26	26	26	26	26	26	26	26
Змінні втрати потужності в MR ΔP_{2pt} , МВт	Зима	13,50	17,34	17,34	20,31	24,0	17,34	19,44	17,34
	Літо	11,76	15,36	15,36	18,17	21,66	15,36	17,34	15,36
Змінні втрати потужності в	Зима	131,5	147,42	147,42	171,24	182,0	147,42	164,26	147,42
	Літо	116,48	131,5	131,5	154,04	164,26	131,50	147,42	131,50

ΔP_{2ct} , МВт									
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{р.вид.т}$, МВт	Зима	317,5	361,34	361,34	392,31	428,0	361,34	383,44	361,34
	Літо	295,76	339,36	339,36	370,17	405,66	339,36	361,34	339,36
Потужність, яка віддається до шин РП $P_{с.вид.т}$, МВт	Зима	1262,5	1343,4	1343,4	1458,2	1508	1343,4	1425,3	1343,4
	Літо	1182,4	1262,5	1262,5	1376,0	1425,3	1262,5	1343,4	1262,5
Сумарна потужність, що віддається $P_{вид.т}$, МВт	Зима	1580,0	1704,8	1704,8	1850,6	1936,0	1704,8	1808,7	1704,8
	Літо	1478,2	1601,9	1601,9	1746,2	1830,9	1601,9	1704,8	1601,9
Потужність, що витрачається на ВП $P_{ВП.т}$, МВт	Зима	80,43	83,73	83,73	87,57	89,83	83,73	86,47	83,73
	Літо	77,75	81,01	81,01	84,82	87,06	81,01	83,73	81,01
Потужність, що виробляється $P_{вир.т}$, МВт	Зима	1660,4	1788,5	1788,5	1938,1	2025,8	1788,5	1895,2	1788,5
	Літо	1556,0	1682,9	1682,9	1831,0	1918,0	1682,9	1788,5	1682,9

Використовуючи річний графік по тривалості, визначимо техніко-економічні показники роботи електричної станції:

- максимальне навантаження станції $P_{\max} = 2025,8$ МВт;
- річний виробіток електроенергії:

$$E_P = \sum_{i=1}^m P_{вир.t_i} \cdot t_i ; \quad (2.12)$$

$$E_P = (1660,4 \cdot 6 + 1788,5 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 4 + 1938,1 \cdot 2 + 2025,8 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1895,2 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 4) \cdot 183 + (1556,0 \cdot 6 + 1682,9 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4 + 1831,0 \cdot 2 + 1918,0 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 2 + 1788,5 \cdot 2 + 1682,9 \cdot 4) \cdot 182 = 15285293,18 \text{ (МВт}\cdot\text{год)}.$$

– встановлена потужність ЕС: $P_{вст} = 2200$ МВт;

– середнє навантаження станції:

$$P_{cp} = \frac{E_P}{T} = \frac{15285293,18}{8760} = 1774,9 \text{ МВт}; \quad (2.13)$$

– коефіцієнт заповнення графіка:

$$K_3 = \frac{P_{cp}}{P_{max}} = \frac{1744,9}{2025,9} = 0,86; \quad (2.14)$$

– коефіцієнт використання встановленої потужності:

$$K_B = \frac{P_{cp}}{P_{вст}} = \frac{1744,9}{2200} = 0,79; \quad (2.15)$$

– число годин використання максимального навантаження:

$$T_{max} = \frac{E_P}{P_{max}} = \frac{15285293,18}{2025,8} = 7545,3 \text{ год}; \quad (2.16)$$

– число годин використання встановленої потужності:

$$T_{вст} = \frac{E_P}{P_{вст}} = \frac{15285293,18}{2200} = 6947,86 \text{ год}; \quad (2.17)$$

– коефіцієнт резерву:

$$K_{рез} = \frac{P_{вст}}{P_{max}} = \frac{2200}{2025,8} = 1,086. \quad (2.18)$$

По результатам розрахунків побудуємо добові графіки навантаження для зими та літа (рис. 2.1) та річний графік по тривалості (рис. 2.2), приймаючи що зимовий період триває 183 доби, а літній – 182 доби.

Для побудови графіків навантаження, тобто потужності, що віддається в місцевий район, використовуємо графу з таблиці 2.1. Спочатку складаємо графік потужності по даним для зимового періоду, після цього по даним для літнього періоду. По вертикальній вісі відкладаємо величину потужності для даного періоду, а по горизонтальній – тривалість навантаження на протязі доби. Тривалість замірюється в годинах.

За цим же принципом складаємо графіки навантажень, тобто потужності, що віддається в систему (для зимового та літнього періоду) і графік потужності, що виробляється генераторами електричної станції (для зимового та літнього періоду).

Для побудови річного графіка навантаження будуємо дві вісі. По вертикалі відкладаємо величину потужності, що виробляється генераторами електричної станції, по ступені зменшення величини. По горизонталі відкладаємо кількість годин в році. Час тривалості навантаження визначається шляхом добутку тривалості навантаження на протязі доби на тривалість періоду. Графік складається для всіх значень потужності, що знаходяться в останній графі таблиці.

Рисунок 2.1 – Графік навантаження місцевого району

Рисунок 2.2. Графік навантаження системи

Рисунок 2.3 – Річний графік навантаження

2.2 Вибір основного обладнання

Основне обладнання по можливості потрібно вибирати однотипним, тому що при цьому забезпечується можливість індустріалізації будівництва, покращуються умови експлуатації і ремонту. До основного енергетичного обладнання АЕС відносяться реактори, турбіни і генератори.

2.2.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, встановлюваних на проектованій станції, визначаються в залежності від типу (КЕС, ТЕЦ, АЕС) і потужності станції. Згідно завдання вибираємо з [1, ст. 48] десять турбін К-220-44. Параметри турбін з [1] заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри турбін

Тип турбіни	Номінальна потужність, МВт	Тиск свіжого пару, атм	Температура свіжого пару, °С	Температура проміжного перегріву, °С	Витрата свіжого пару при ном. навантаженні, т/год	Кількість
К-220-44	220	44	255	–	1445	10

2.2.2 Вибір реакторних установок

Вибираємо п'ять реакторних установок ВВЕР-440. Номінальні дані реакторних установок [1, ст. 47] заносимо в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 - Параметри реакторних установок

Потужність	ВВЕР-440
Потужність електрична	440
ККД, %	32,0
Параметри пари перед турбіною	
тиск, МПа	12,3
температура, °С	268
Кількість ГЦН	6
Число петель (число парогенераторів)	6

2.2.3 Вибір генераторів

Число і одинична потужність генераторів повинні співпадати з числом і електричною потужністю турбін. Напруга генераторів великої потужності (вище 60 МВт) приймається виходячи з умов їх виготовлення, причому перевага надається більш високим напругам.

Вибираємо десять генераторів ТВВ-220-2ЕУ3, параметри яких з [2, ст. 76] записано в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Параметри генераторів

Марка	Потужність		Напруга $U_{н1}$, кВ	I_n , кА	$\cos \varphi_n$	x''_d	Кількість
	S , МВА	P , МВт					
ТВВ-220-2ЕУ3	258,3	220	15,75	8,625	0,85	0,1906	10

Вибране технологічне обладнання забезпечить надійну роботу станції, а також можливість виробництва електричної енергії по заданих графіках навантаження.

2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

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.

2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Головна електрична схема в значній мірі 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, режимам що очікуються, а також відповідність технологічній схемі;
- простота і наочність, мінімальний об'єм перемикачів 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.

Видача потужності на електростанції, що проектується, буде здійснюватися на двох напругах: в систему – 330 кВ, в місцевий район – 220 кВ.

Вибір числа та пропускної спроможності ЛЕП здійснюється згідно вимог:

1) при відключенні будь-якої з ліній повинна забезпечуватися видача всієї потужності електростанції;

2) при одночасному відключенні двох ЛЕП в повній її схемі або при аварійному відключенні однієї лінії в ремонтному стані схеми мережі допускається обмеження потужності, яка видається електростанцією, але, бажано, без зупинки блоків.

Згідно з завдання приймаємо відстань до системи 320 км.

Кількість ЛЕП, що відходять від РП ЕС визначаємо по наступних формулах:

для системи:

$$n_{\text{ЛЕП}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1; \quad (2.19)$$

$$n_{\text{ЛЕП}750} = \frac{1508}{300} + 1 = 7 \text{ лінії.}$$

для місцевого району:

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{P_{\text{р.в.від.т. x}}}{P_{\text{пр.доп}}} + 1; \quad (2.20)$$

$$n_{\text{ЛЕП}220} = \frac{428}{200} + 1 = 4 \text{ ліній.}$$

2.3.2 Проектування структурної схеми станції

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

Розподіл генераторів між РП різних напруг здійснюється з врахуванням потужності, яка віддається з шин різної напруги $P_{\text{вд}}$. При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік потужності з РУ однієї напруги в нормальному і аварійному режимах був мінімальним.

Згідно з завданням ЕС має видавати потужність на два класи напруг: 330 і 220 кВ. У відповідності до цього виберемо відповідну структурну схему ЕС з РП двох напруг і з АТ зв'язку між ними.

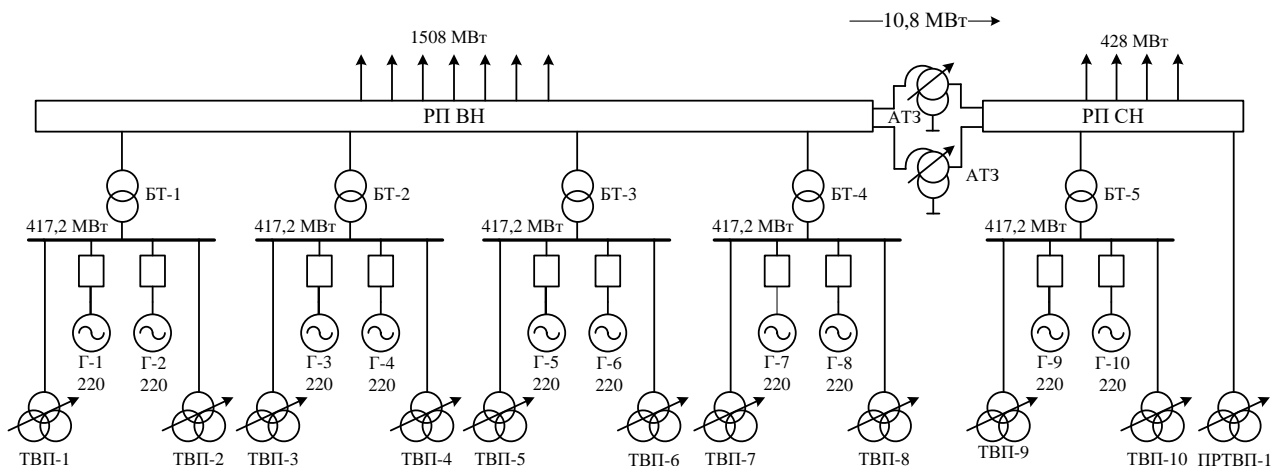


Рисунок 2.4, а – Структурна схема станції

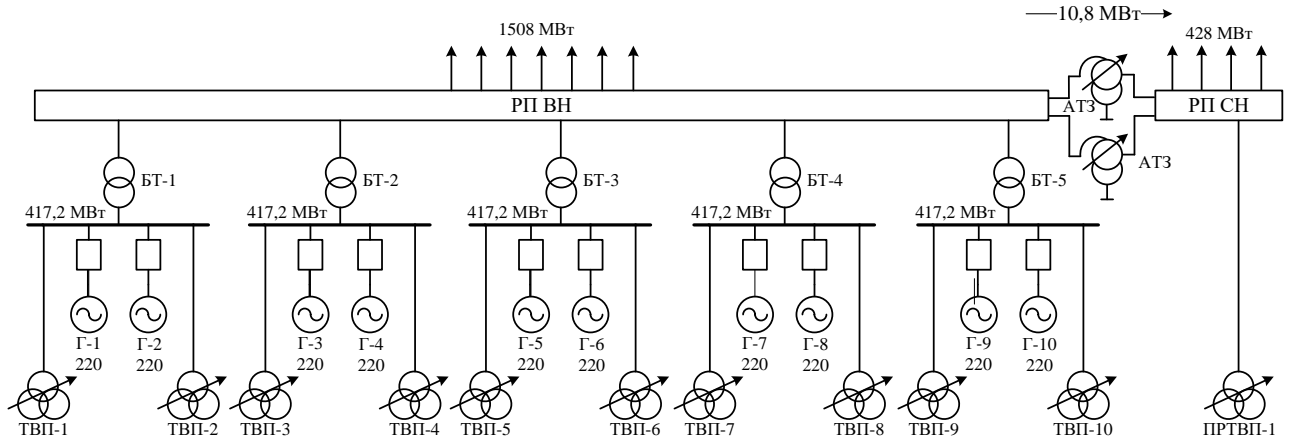


Рисунок 2.4, б – Структурна схема станції

2.3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двохобмоточних блочних трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуємо таку умову: генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб - $P'_{ВП} = 5\%$.

Схема 1

Блочні трансформатори для генератора Г-1 (РП 220 кВ):

$$S_{БТ\ розр} = S_{ном\ Г} - S_{ВП} ; \quad (2.21)$$

$$S_{ВП} = P'_{ВП} \cdot S_{ном\ Г} \cdot K_{П} ; \quad (2.22)$$

$$S_{ВП} = 0,05 \cdot 258,3 \cdot 0,8 = 10,3 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ\ розр} \geq 2 \cdot (258,3 - 10,3) = 496 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-4 – тип ТНЦ-630000/330, БТ-5 – тип ТНЦ-630000/220.

Схема 2

Блочні трансформатори для генераторів Г-1, Г-2 (РП 220 кВ):

$$S_{ВП} = 0,05 \cdot 258,3 = 12,92 \text{ (МВА)};$$

$$S_{БТ \text{ розр}} \geq 2 \cdot (258,3 - 12,92) = 490,74 \text{ (МВА)}.$$

Отже, обираємо трансформатори: БТ-1-5 – тип ТНЦ-630000/330.

Параметри всіх блочних трансформаторів зведені в таблицях 2.5 та 2.7.

2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку

Вибір потужності автотрансформаторів зв'язку (АТЗ) виконується на основі аналізу перетоків потужностей між РУ в різних режимах.

Схема 1

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p \max} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{ВП} - S_{p. \text{від. max}}, \quad (2.23)$$

$$S_{p \max} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{428}{0,85} = -7,53 \text{ (МВА)},$$

де $S_{\text{ном } \Gamma}$ – номінальна потужність генератора, включеного на шини місцевого району;

$S_{ВП}$ – потужність власних потреб при роботі генератора з номінальним навантаженням;

$S_{p. \text{від. max}}$ – максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{p \min} = S_{\text{ном } \Gamma} - S_{ВП} - S_{p. \text{від. min}}, \quad (2.24)$$

$$S_{p \min} = 2 \cdot (258,3 - 10,3) - \frac{295,76}{0,85} = 148,05 \text{ (МВА)},$$

де $S_{p.від.min}$ – мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p \text{ авар}} = -S_{ВП} - S_{p.від.max}; \quad (2.25)$$

$$S_{p \text{ авар}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку:

АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Схема 2

а) режим максимального навантаження в місцевому районі:

$$S_{p \max} = 0 - 0 - \frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)};$$

б) режим мінімального навантаження в місцевому районі при роботі генератора з номінальною потужністю:

$$S_{p \min} = 0 - 0 - \frac{295,76}{0,85} = -347,95 \text{ (МВА)};$$

в) аварійне відключення генератора в період максимального навантаження, який включений на шини місцевого району. Оскільки в цій секції увімкнутий один генератор то формула буде мати вигляд:

$$S_{p \text{ авар}} = -\frac{428}{0,85} = -503,53 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо автотрансформатори зв'язку: АТЗ – тип 6×АОДЦТН-133000/330/220.

Параметри автотрансформатора зв'язку записані в таблицях 2.5 та 2.7.

2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб

Номінальна потужність працюючих ТВП вибирається згідно з їх розрахунковим навантаженням. З врахуванням підвищених вимог надійності, які пред'являються до системи власних потреб електростанцій, перенавантаження працюючих ТВП не допускається. Розрахункова потужність ТВП визначається:

$$S_{ТВП} \geq P'_{ВП} \cdot P_{ном Г} \cdot k_{П}. \quad (2.26)$$

Схема 1

Трансформатори власних потреб для генератора Г-1-10:

$$S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо трансформатор власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Схема 2

Трансформатори власних потреб для генераторів Г-1-10:

$$S_{ТВП} \geq 0,05 \cdot 220 \cdot 0,8 = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо два трансформатора власних потреб: ТВП-1-10 – тип ТРДНС-25000/35.

Параметри трансформаторів власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і при наявності генераторних вимикачів.

$$S_{ПРТВП} = S_{ТВП}. \quad (2.27)$$

Схема 1

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб: ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Схема 2

Пускорезервні трансформатори власних потреб:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 8,8 \text{ (МВА)}.$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб: ПРТВП – типу ТРДН-32000/220.

Параметри трансформаторів пускорезервних власних потреб записані в таблицях 2.6 та 2.8.

2.3.7 Параметри обраних трансформаторів.

Схема 1

Таблиця 2.5 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %			Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
БТ-1-4	ТНЦ-630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	4	4632
БТ-5	ТНЦ-630000/220	630	242	–	15,75	–	12,5	–	1	4592
АТЗ	АОДЦГН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.6 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВА	Напруга обмоток, кВ			U_k , %		Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН-НН	НН ₁ -НН ₂		
ТВП-1 -10	ТРДНС-25000/35	25	15,75	–	10,5-10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220	–	11	11,5	28	1	957

Схема 2

Таблиця 2.7 – Параметри блочних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$			Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН		
БТ-1-5	ТНЦ-630000/330	630	330	–	15,75	–	11,5	–	5	4632
АТЗ	АОДЦТН-133000/750/220	133	$330/\sqrt{3}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	10,5	9	60	48	6	2388

Таблиця 2.8 – Параметри трансформаторів власних потреб і пускорезервних трансформаторів

Позн.	Тип трансформатора	$S_{ном},$ МВА	Напруга обмоток, кВ			$U_k, \%$		Кіл.	Вар., тис. грн
			ВН	СН	НН	ВН- НН	НН ₁ - НН ₂		
ТВП-1-10	ТРДНС-25000/35	25	15,75		10,5- 10,5	10,5	30	10	344
ПРТВП	ТРДНС-32000/220	32	220		10,5	11,5	28	1	957

2.3.8 Техніко-економічне порівняння схем станції

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K_{\Sigma} + B + Z_b, \quad (2.28)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в споруду електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

Z_b – збиток, $Z_b = 0$.

Капіталовкладення K при виборі оптимальних схем видачі електроенергії визначаються по укрупненим показникам:

$$K_{\Sigma} = \sum (K_{тр}), \quad (2.29)$$

де $K_{\text{тр}}$ – загальна вартість трансформаторів включаючи трансформатори власних потреб і пускорезервні трансформатори власних потреб.

Кількість генераторів на ЕС та приєднань до ВРУ СН і ВРУ ВН для двох структурних схем однакова, тому капіталовкладення в генераторні вимикачі і вимикачі, що встановлюються на ВРУ на даному етапі не враховуємо.

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{a_a + a_0}{100} \cdot K_{\Sigma} + \Delta W \cdot \beta, \quad (2.30)$$

де $a_a + a_0 = 8,4\%$;

β – вартість 1 кВт·год втраченої електроенергії $\beta = 6,4 \cdot 10^{-5}$ тис. грн/кВт·год;

ΔW – втрати в блочних трансформаторах і автотрансформаторах зв'язку:

$$\Delta W = \sum \Delta W_{\text{тр}}, \quad (2.31)$$

$$\Delta W_{\text{тр}} = n \cdot P_{\text{хх}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.32)$$

де τ – час втрат

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (2.33)$$

де $T_{\text{макс}}$ – число годин використання максимального навантаження.

Проведемо техніко-економічний розрахунок першого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, а).

Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 4 + 4592 \cdot 1 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 8 + 344 \cdot 2 + 957 \cdot 1 = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Капітальні затрати:

$$K_{\Sigma} = 41845 \text{ (тис. грн).}$$

Час втрат:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7545,3}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 6761,1 \text{ (год).}$$

Втрати в блочних БТ-1-4:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 4 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{4} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{1668,8 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 33428600,36 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в блочному БТ-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 1 \cdot 400 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 1200 \cdot \left(\frac{417,2 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 8428569,315 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 3 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{10,8 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 2651139,56 \text{ (кВт·год).}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 33428600,36 + 8428569,315 + 2651139,56 = \\ &= 44508309,24 \text{ (кВт·год).} \end{aligned}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41845 + 44508309,24 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 7760,89 \text{ (тис. грн).}$$

Затрати:

$$Z = P_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41845 + 7760,89 = 12782,29 \text{ (тис. грн).}$$

Проведемо техніко-економічний розрахунок другого варіанту структурної схеми АЕС (рис. 2.4, б). Загальна вартість трансформаторів:

$$K_{\text{тр}} = 4632 \cdot 5 + 2388 \cdot 6 + 344 \cdot 10 + 957 \cdot 1 = 41885 \text{ (тис. грн).}$$

$$K_{\Sigma} = 41885 \text{ (тис. грн).}$$

Втрати в блочних БТ-1-5:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 5 \cdot 345 \cdot 8760 + \frac{1}{5} \cdot 1300 \cdot \left(\frac{2086 / 0,85}{630} \right)^2 \cdot 6761,1 = 41785750,45 \text{ (кВт·год).}$$

Втрати в АТЗ:

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot 3 \cdot 200 \cdot 8760 + \frac{3}{2} \cdot 250 \cdot \left(\frac{428 / 0,85}{133} \right)^2 \cdot 6761,1 = 46852845,88 \text{ (кВт·год).}$$

Сумарні втрати в трансформаторах:

$$\Delta W = 41785750,45 + 46852845,88 = 88638596,33 \text{ (кВт·год).}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$B = 0,084 \cdot 41885 + 88638596,33 \cdot 6,4 \cdot 10^{-5} = 8132,04 \text{ (тис. грн).}$$

Затрати:

$$Z = P_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 41885 + 8132,04 = 13158,24 \text{ (тис. грн).}$$

Результати розрахунку техніко-економічних показників записані в таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку техніко-економічних показників

	Час втрат, год	Сумарні втрати е/е в трансформаторах, кВт·год	Витрати, тис. грн.	Затрати, тис. грн.	Капітальні витрати, тис. грн.
Схема 1	6761,1	44487740,74	41845	12782,29	41845
Схема 2	6761,1	48451622,22	41885	13158,24	41885

$$\delta = \frac{13158,24 - 12782,29}{13158,24} \cdot 100\% = 2,9\% .$$

Варіанти структурних схем АЕС відрізняються за капітальними витратами на 2,9%. Два варіанти майже однакові по затратах, тому обираємо схему 2.

2.4 Вибір електричних схем станції

Схеми РП підвищених напруг (35 кВ і вище) входять до складу електричних схем КЕС. Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

- ремонт вимикачів 150 кВ і 330 кВ виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;
- трансформатори блоків відключаються від РП не більш ніж трьома вимикачами;
- автотрансформатори зв'язку двох РП відключаються не більш ніж шістьма вимикачами на обидва РП і не більш ніж чотирма на одному РП;
- відмови вимикачів РП в нормальному і ремонтному режимах не повинні приводити до одночасної втрати двох паралельних ліній, включених на шини однієї підстанції, а також до одночасного відключення декількох ліній, якщо при цьому порушується стійкість системи;
- при відмовах вимикачів у нормальному режимі РП не повинно вимикатись більше одного блока, а в ремонтному режимі РП – не більше двох блоків.

2.4.1 Вибір ВРП 220 кВ.

Для РП 220 кВ з числом приєднань більше шести рекомендуються схеми

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

Для схеми зображеної на рис. 2.4, б обираємо схему ВРП 220 кВ з двома основними та обхідною системами шин (рис. 2.5).

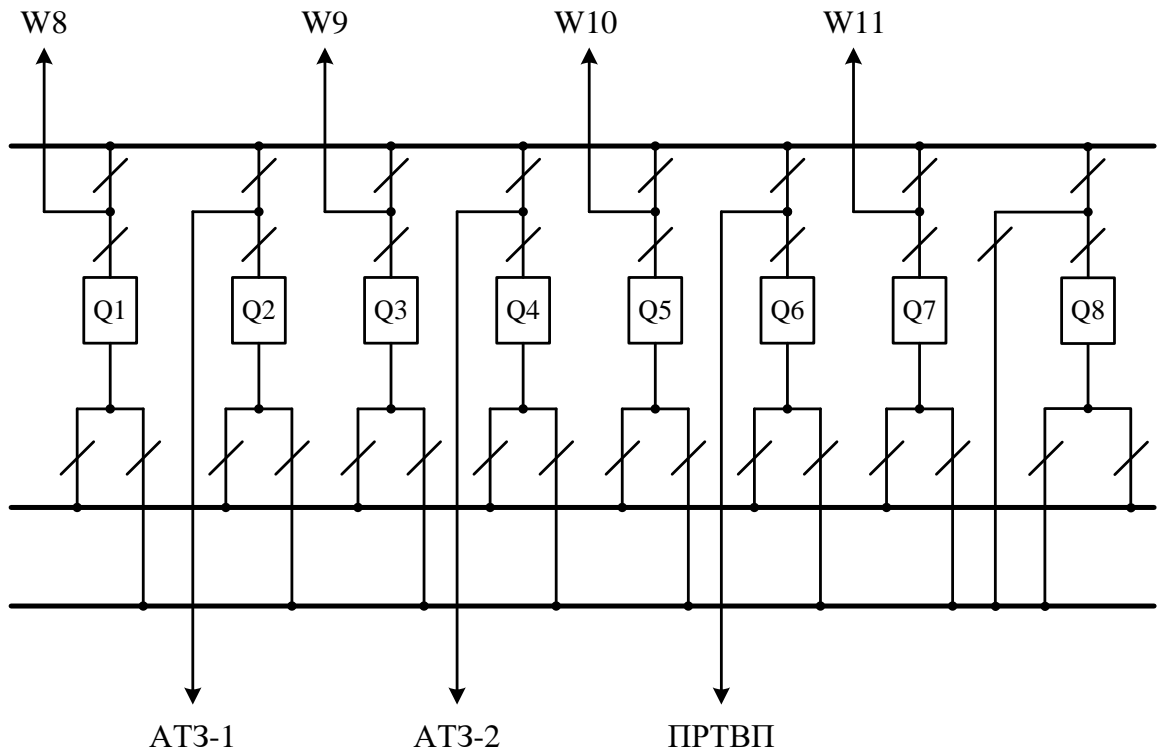


Рисунок 2.5 – Схема ВРП 220 кВ схема з двома основними та обхідною системами шин

2.4.2 Вибір ВРП 330 кВ

На ВРП-330 кВ рекомендують схеми

- з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (схема 3/2),
- схеми з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (схема 4/3),
- схеми зв'язаних багатокутників (з вимикачами в перемичках) з числом приєднань до шести включно в кожному багатокутнику,
- блочні схеми «генератор – трансформатор – лінія».

Обираємо схему ВРП 330 кВ з двома системами збірних шин, з трьома вимикачами на два приєднання (рис. 2.6) та схему з двома системами збірних шин, з чотирма вимикачами на три приєднання (рис. 4.3).

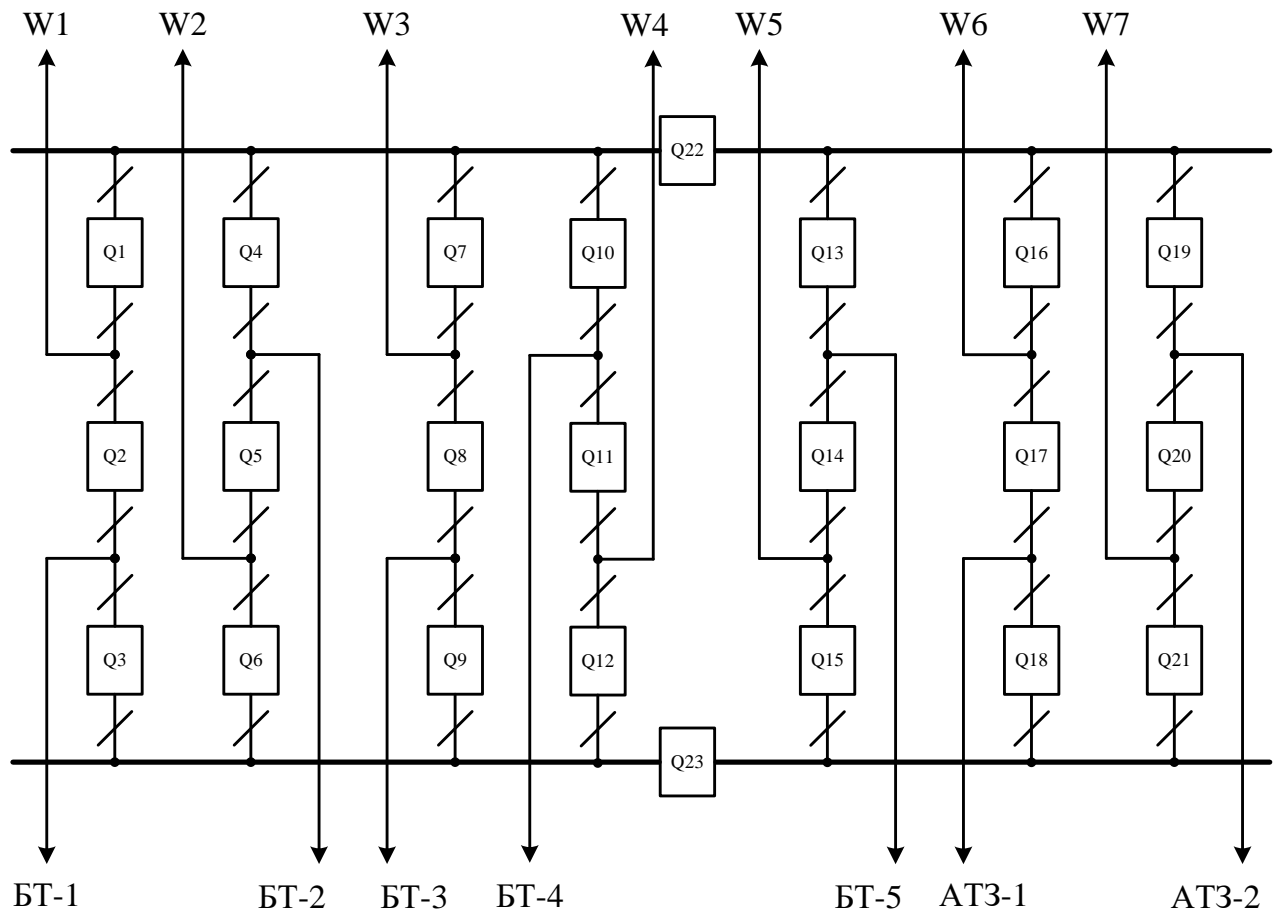


Рисунок 2.6 – Схема ВРП 330 кВ «схема 3/2»

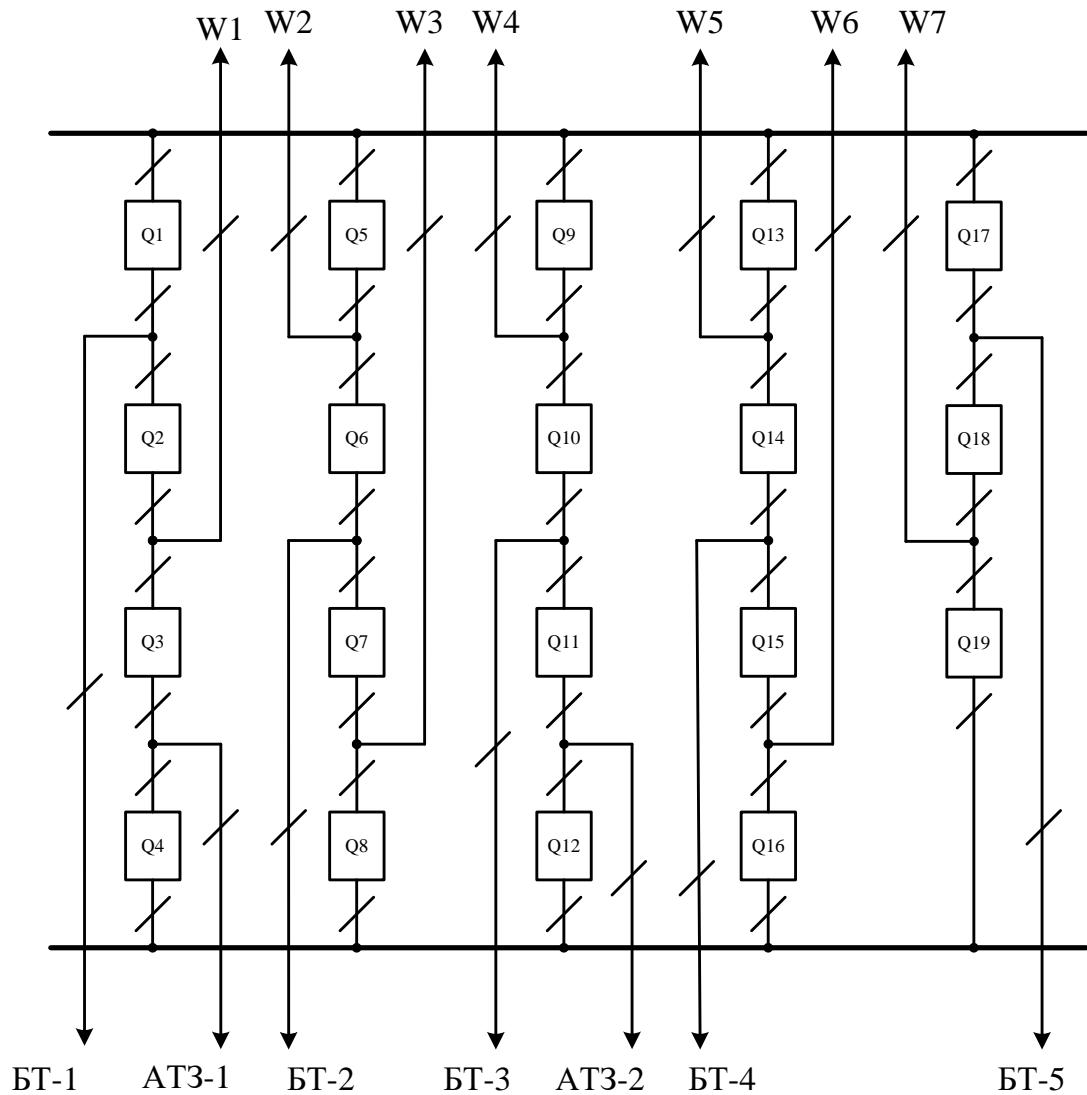


Рисунок 2.7 – Схема ВРП 330 кВ «схема 4/3»

2.4.3 Техніко-економічний розрахунок схем ВРУ 330 кВ

Для вибору схеми електричних з'єднань РУ станції передбачається не менше ніж два конкурентоспроможних варіанти.

Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) \rightarrow \min, \quad (2.34)$$

де P_H – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень ($P_H = 0,12$);

K – капіталовкладення в спорудження електроустановки;

B – річні експлуатаційні витрати;

$M(З_0)$ – очікувані збитки від недовідпуску електроенергії.

Капіталовкладення K під час вибору оптимальних схем видачі електроенергії визначаються за укрупненими показниками. Якщо кількість трансформаторів в порівнюваних схемах однакова, то капіталовкладення в РУ оцінюються за числом комірок вимикачів:

$$K = n \cdot C_{ком}, \quad (2.35)$$

де $C_{ком}$ – вартість комірки з вимикачем.

Друга складова розрахункових витрат – річні експлуатаційні витрати:

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.36)$$

де α_a , α_0 – відрахування на амортизацію і обслуговування, % ($\alpha_a + \alpha_0 = 8,4\%$); 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.

Розрахуємо капіталовкладення K та річні експлуатаційні витрати для кожного варіанту схеми РУ. Передбачаємо установку вимикачів типу ВГБ-330 У1, вартість становитиме $C_{ком} = 3200$ тис. грн.

Для схеми 3/2:

$$K = n \cdot C_{ком} = 23 \cdot 3200 = 73600 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 73600 / 100 = 6182,4 \text{ (тис. грн.)}.$$

Для схеми 4/3:

$$K = n \cdot C_{ком} = 19 \cdot 3200 = 60800 \text{ (тис. грн.)};$$

$$B = (\alpha_a + \alpha_0) \cdot K / 100 = 8,4 \cdot 60800 / 100 = 5107,2 \text{ (тис. грн.)}$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом. Суть розрахунку полягає в 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 $T_в$, що відмовив, періодичності μ та тривалості планових ремонтів T_n . Вказані величини наведені в таблиці 2.10.

Таблиця 2.10 – Параметри вимикача

Напруга, кВ	Тип вимикача	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, $T_в$, год.	Частота планових ремонтів, μ , 1/рік	Тривалість планового ремонту, T_n , год.
		ω_1	ω_2			
330	Елегазовий	0,015	0,005	120	0,2	250

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

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

Визначаються параметри потоку раптових відмов генераторних та лінійних вимикачів:

$$\omega_{г.в} = k_{рв} \cdot \omega_1; \quad \omega_{л.в} = k_{рв} \left(\omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right), \quad (2.37)$$

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

ω_1, ω_2 – параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.10);

l – довжина лінії електропередачі, км.

Обчислюються коефіцієнти ремонтного k_p і нормального k_0 режимів роботи РП:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760}, \quad (2.38)$$

$$k_0 = 1 - n \cdot k_p, \quad (2.39)$$

де n – кількість вимикачів в РП.

Якщо відмовляє вимикач, то елемент може бути введений в роботу через час T_0 (після виконання перемикачів в РП) або через час $T_{\text{вп}}$ (після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший – в аварійному простой):

$$T_0 = T_{\text{вим}} + m \cdot T_p + T_{\text{бл}}, \quad (2.40)$$

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

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

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

$$T_{\text{вп}} = T_{\text{в}} - \frac{T_{\text{в}}^2}{2 \cdot T_{\text{п}}}. \quad (2.41)$$

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

$$k_0 \omega_{г.в}; \quad k_p \omega_{г.в}; \quad (2.42)$$

$$k_0 \omega_{л.в}; \quad k_p \omega_{л.в}. \quad (2.43)$$

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

$$M(Z_0) = y_0 \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i \cdot P_i \cdot T_i, \quad (2.44)$$

де y_0 – питомий збиток, $y_0 = 4,8$ грн/кВт·год.;

k_j – коефіцієнт режиму схеми (k_0 або k_p);

P_i – потужність, яка втрачається;

T_i – час простою елемента (T_0 або $T_{вп}$).

Визначення приєднань, що втрачають при виводі в ремонт одного вимикача і одночасній відмові іншого вимикача, математичне очікування числа відмов та тривалість відновлення відключених елементів для обох варіантів схем ВРП 330 кВ представлено в таблицях Б1 і Б3.

Розрахунок втрат потужності при відмові приєднань для обох варіантів схем ВРП 330 кВ показано в таблицях Б2 і Б4.

Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів для кожного варіанту схеми РП буде (додаток Д):

Для схеми 3/2:

$$M(Z_0) = 94404,764 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$M(Z_0) = 72808,283 \text{ (тис. грн).}$$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РУ:

Для схеми 3/2:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) = 0,12 \cdot 67200 + 5644,8 + 94404,764 = 108113,564 \text{ (тис. грн).}$$

Для схеми 4/3:

$$Z = P_H \cdot K + B + M(Z_0) = 0,12 \cdot 60800 + 5107,2 + 72808,283 = 85211,483 \text{ (тис. грн).}$$

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн.	Варіанти	
	3/2	4/3
Капітальні витрати	67200	60800
Щорічні витрати	5644,8	5107,2
Очікуваний збиток	94404,764	72808,283
Розрахункові затрати	108113,564	85211,483

$$\delta = \frac{108113,564 - 85211,483}{108113,564} \cdot 100\% = 21,834\% .$$

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами Z_1 та Z_2 на 21,834%, тобто кінцевим варіантом слід обрати варіант РП 330 кВ «схема 4/3»

2.5 Схема власних потреб електростанції

Власні потреби – важливий елемент АЕС. Пошкодження в системі ВП можуть призвести до порушення роботи ЕС в цілому та розвитку аварій в енергосистемах.

Склад електроспоживачів ВП, їх потужність залежать від типу реактору, який застосовується на АЕС, та параметрів основного обладнання.

Всі споживачі в системі ВП АЕС за ступенем надійності та допустимому часі перерви живлення в режимі зникнення напруги в системі ВП можуть бути поділені на 3 групи:

I група – споживачі, які допускають за умови безпеки перерву живлення тільки на долі секунди в усіх режимах роботи, включаючи режимів повного зникнення змінної напруги від робочих та резервних трансформаторів ВП, та які вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання аварійного захисту реактора (АЗР). До них відносяться:

- системи контрольно-вимірювальних приладів та пристроїв автоматики реактора;
- частина споживачів системи управління і захисту реактора (СУЗ);
- постійно діюча частина аварійного освітлення;
- електроприводи швидкодіючих клапанів, які забезпечують вступ в дію систем розхолодження;
- прилади технологічного контролю реактора та його систем;
- деякі системи дозиметрії;
- споживачі постійного струму 220 В, які не допускають перерви живлення;
- аварійні маслонасоси турбоагрегату та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення 1 категорії надійності.

Аварійними джерелами живлення таких мереж є акумуляторні батареї (АБ) та агрегати безперебійного живлення (АБЖ).

II група – споживачі, які допускають перерву живлення в залежності від типу реактора та технологічної схеми на час від десятків секунд до десятків хвилин. Ці споживачі також вимагають обов'язкової наявності надійного живлення після спрацювання АЗР. До них відносяться:

- механізми, які забезпечують розхолодження реактора та локалізацію аварії у різних аварійних режимах;
- насоси вентиляційних систем охолодження приміщень першого контуру спринклерні насоси, маслонасоси турбогенераторів, валоповоротні пристрої, перевантажувальна машина, системи біологічної та технологічної дозиметрії та інші.

Мережа живлення таких навантажень має назву мережі живлення II категорії надійності. Аварійними джерелами живлення таких мереж є дизель-генераторні установки (ДГУ) з швидкодіючим автоматичним запуском.

III група – споживачі, які не вимагають до надійності більш високих вимог, ніж до живлення відповідальних споживачів на теплових ЕС. До них відносяться:

- ГЦН з великими маховими масами;
- газодувки (на АЕС з газовим теплоносієм);
- конденсатні, циркуляційні, живлячі насоси та інші.

Ці споживачі не вимагають обов'язкового вмикання при від'єднанні системи живлення ВП та не приймають участі в процесі аварійного розхолодження. Їх нормальне живлення здійснюється від робочих ТВП, а резервне – від резервних трансформаторів ВП.

Враховуючи те, що АЕС має блочну структуру, схеми власних потреб також будуються по блочному принципу: РП кожного блоку під'єднаємо через робочі ТВП до відгалуження від блоку. При розробці схеми живлення ВП (рис. 5.1), використовуємо рекомендації, що викладені в [1]. Для живлення схеми ВП приймаємо типову схему ВП блоку ВВЕР-440.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну роботу станції в цілому.

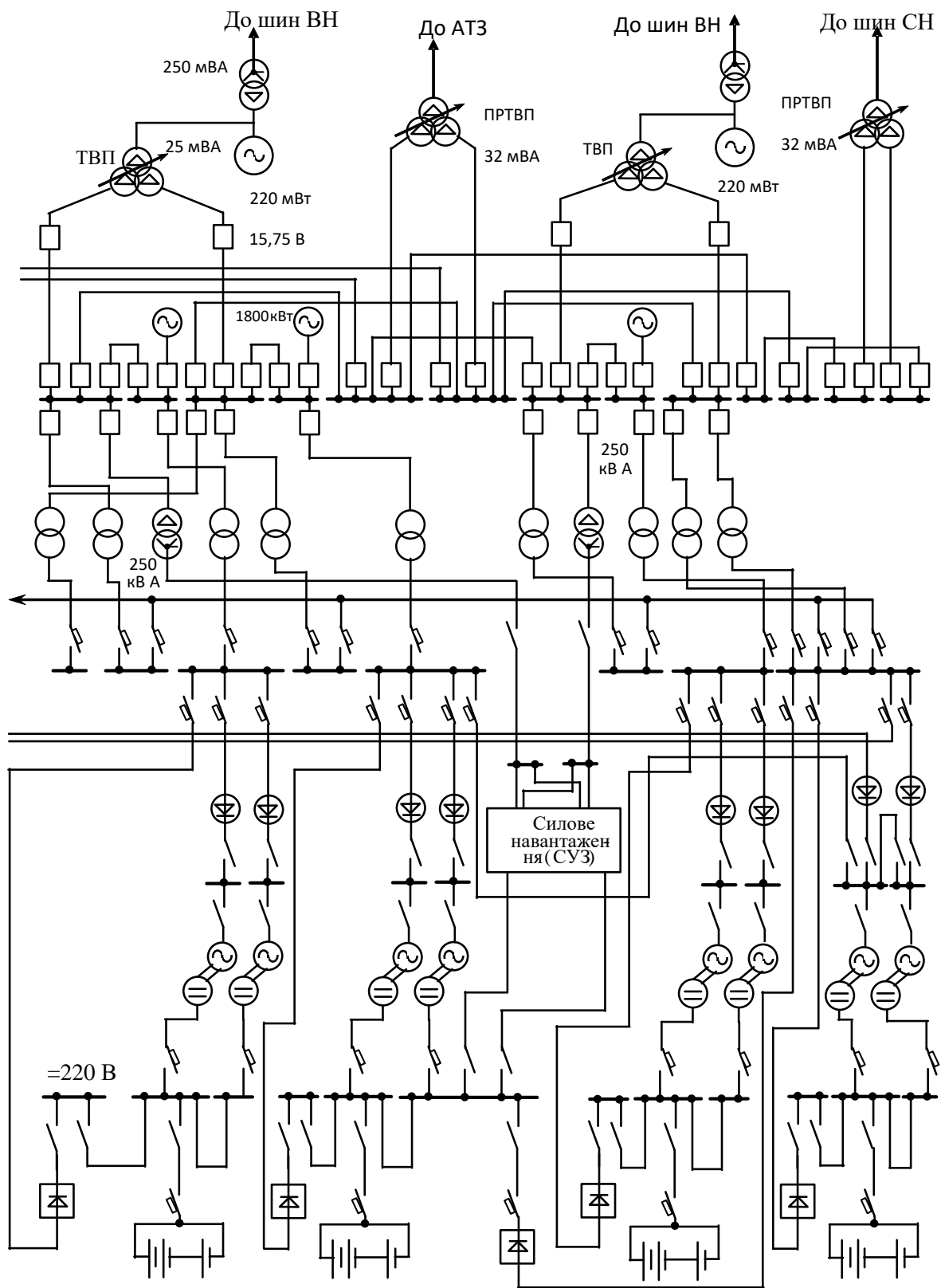


Рисунок 2.8 – Схема електропостачання ВП блока з реактором ВВЕР-440

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконується для вибору чи перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору чи перевірки уставок релейного захисту і автоматики.

2.6.1 Розрахункова схема установки

Складаємо розрахункову схему (спрощену однолінійну схему електроустановки), на якій вкажемо всі елементи, які впливають на струм КЗ і намічаємо точки КЗ (рис. 2.9).

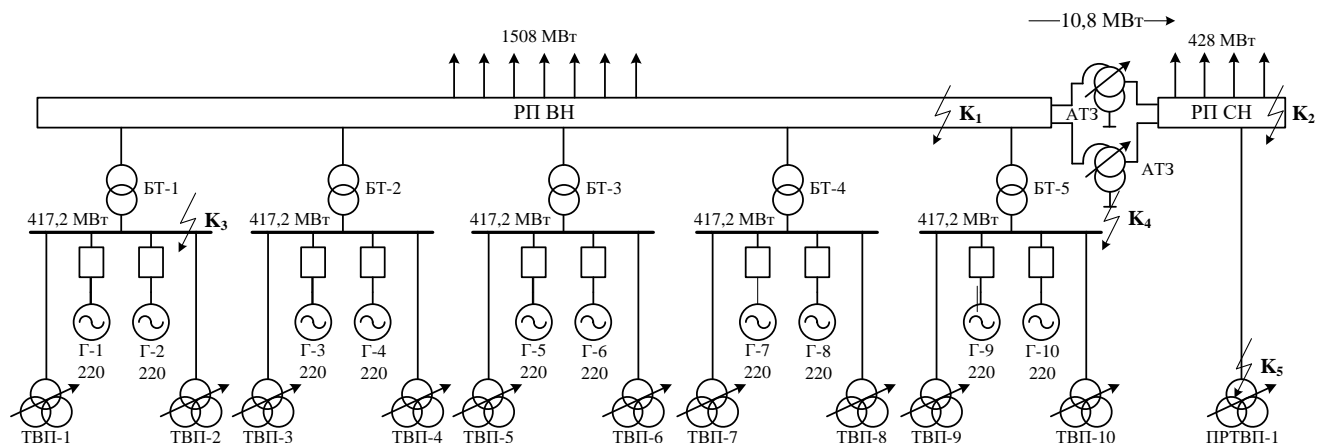


Рисунок 2.9 – Розташування точок короткого замикання

2.6.2 Електрична схема заміщення установки

На розрахунковій схемі електроустановки намічають точки, в яких припускається КЗ. Потім для обраної точки КЗ складають еквівалентну електричну схему заміщення, відповідну по вхідним даним розрахунковій схемі, але в якій усі магнітні (трансформаторні) зв'язки замінені електричними.

Параметри розрахункової схеми можуть бути представлені в відносних або іменованих одиницях. При розрахунках в іменованих одиницях усі опори схеми повинні бути представлені в омах і приведені до однієї базової напруги (до середньої напруги одного електричного ступеня). Таке приведення необхідне, якщо між джерелом і точкою КЗ є одна або декілька ступенів трансформації.

Якщо розрахунок виконується в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь навести всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих же базових умов.

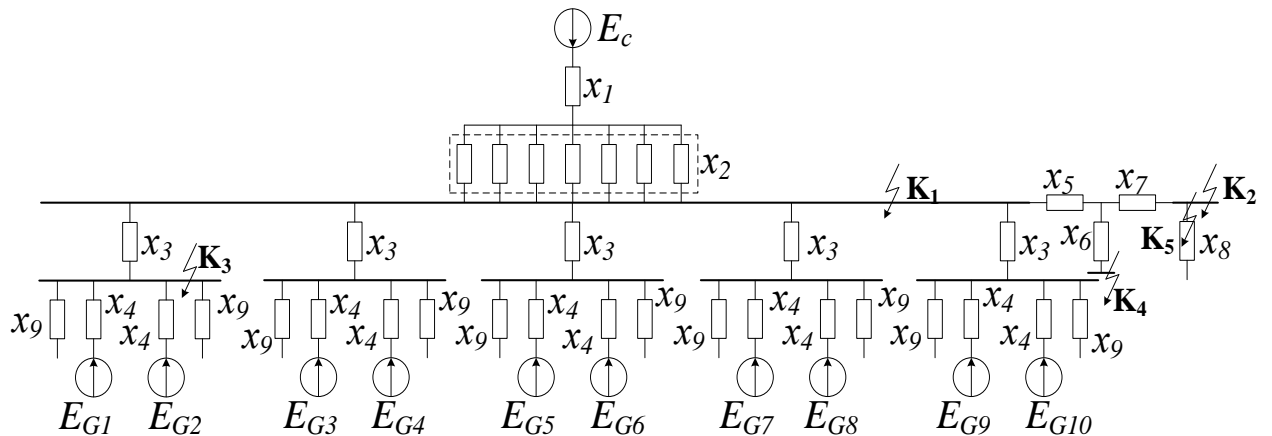


Рисунок 2.10 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

2.6.3 Розрахунок величин усіх елементів схеми заміщення

Прийmemo $S_{\bar{o}} = 1000$ (МВА).

Згідно з [1]:

$$E''_{*G} = 1,13; E''_{*C} = 1; x_{num330} = 0,32 \text{ Ом/км.}$$

Відповідно до завдання:

$$x_C = 0,12; l_C = 320 \text{ км}; S_{Cном} = 16000 \text{ МВА}; U_{BH} = 340 \text{ кВ}; U_{CH} = 230 \text{ кВ.}$$

Опір системи:

$$x_1 = x_C \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{Cном}} = 0,12 \cdot \frac{1000}{16000} = 0,0075. \quad (2.45)$$

Опір ПЛЕП 330:

$$x_2 = l_C \cdot x_{num750} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{BH}^2} = 320 \cdot 0,32 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,886. \quad (2.46)$$

Опір блочних трансформаторів:

$$\tilde{\sigma}_3 = \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_d}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0,1825. \quad (2.47)$$

Опір АТЗ:

$$u_{\kappa \epsilon} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BH} + u_{\kappa BC} - u_{\kappa CH}) = \frac{1}{2}(60 + 9 - 48) = 10,5\%; \quad (2.48)$$

$$u_{\kappa c} = \frac{1}{2}(u_{\kappa BC} + u_{\kappa CH} - u_{\kappa BH}) = \frac{1}{2}(9 + 48 - 60) = -1,5 \approx 0\%; \quad (2.49)$$

$$u_{\kappa H} = \frac{1}{2}(u_{\kappa CH} + u_{\kappa BH} - u_{\kappa BC}) = \frac{1}{2}(48 + 60 - 9) = 49,5\%; \quad (2.50)$$

$$x_7 = x_{ATCH} = 0; \quad (2.51)$$

$$x_5 = x_{ATBH} = \frac{u_{\kappa \epsilon} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 0,263; \quad (2.52)$$

$$x_7 = x_{ATHH} = \frac{u_{\kappa H} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ}} = \frac{49,5}{100} \cdot \frac{1000}{133 \cdot 3} = 1,241. \quad (2.53)$$

Опір генераторів:

$$x_4 = x_d'' \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМ G1}} = 0,1906 \cdot \frac{1000}{258,3} = 0,738. \quad (2.54)$$

Опір ПРТВП-1:

$$\tilde{\sigma}_8 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_d}{S_{\hat{i}\hat{i}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{32} = 6,738. \quad (2.55)$$

Опір ТВП:

$$x_9 = 1,875 \cdot \frac{U_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875. \quad (2.56)$$

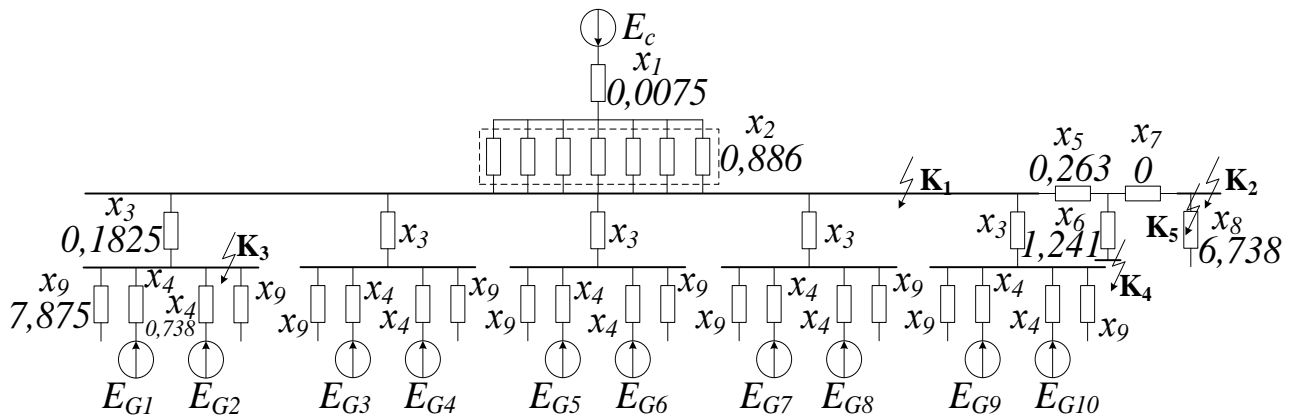


Рисунок 2.11 – Еквівалентна схема заміщення електричної станції

2.6.4 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для моменту часу $t = 0$.

Розрахунок точки K_1 . Еквівалентна схема заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ.

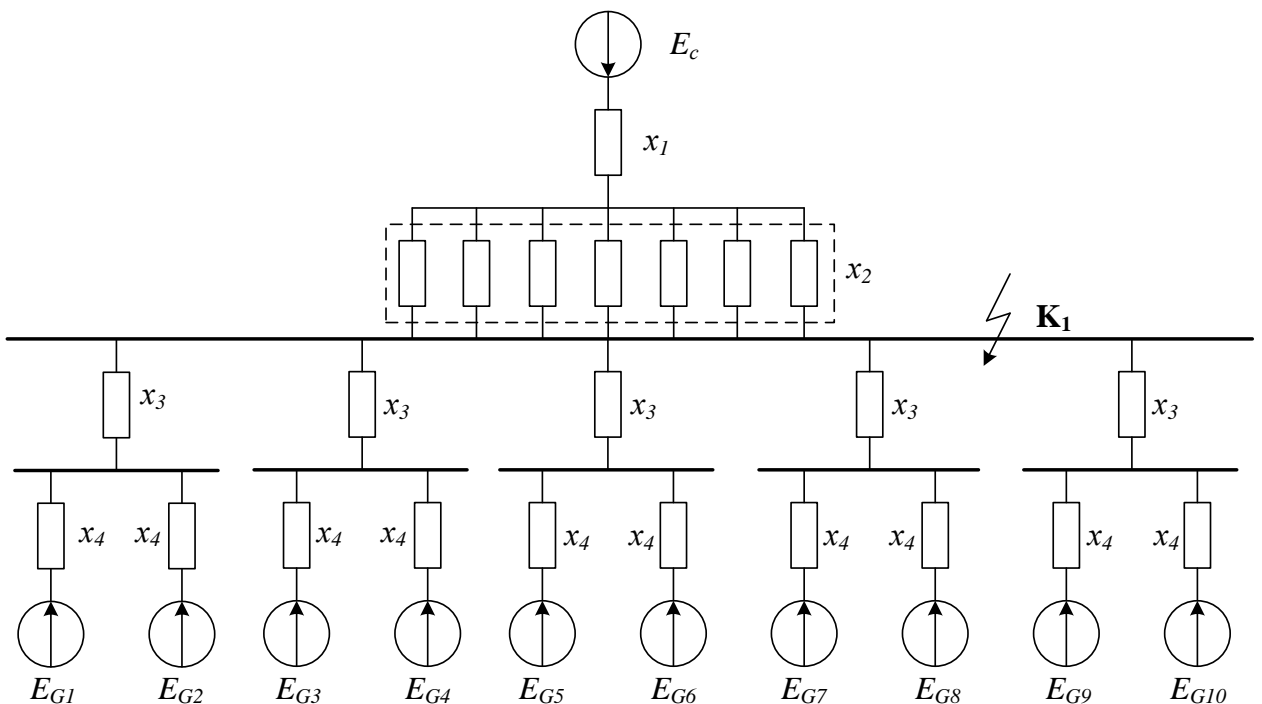


Рисунок 2.12 – Еквівалентна схема заміщення

Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку першої точки КЗ (рис. 2.13):

$$x_{10} = x_1 + \frac{x_2}{7} = 0,0075 + \frac{0,866}{7} = 0,134;$$

$$x_{11} = x_3 + \frac{x_4}{2} = 0,1825 + \frac{0,738}{2} = 0,5515;$$

$$x_{12} = \frac{x_{11}}{5} = \frac{0,5515}{5} = 0,1103;$$

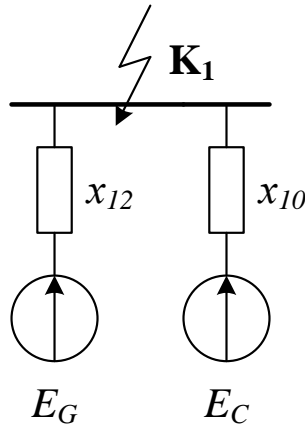


Рисунок 2.13 – Розташування точки K_1

Базовий струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)}. \quad (2.57)$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{поГ} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{12}} = \frac{1,13 \cdot 1,698}{0,1103} = 17,396 \text{ (кА)}; \quad (2.58)$$

$$I_{поС} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{10}} = \frac{1 \cdot 1,698}{0,134} = 12,672 \text{ (кА)}. \quad (2.59)$$

Розрахунок точки K_2 . Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку другої точки КЗ (рис. 2.14).

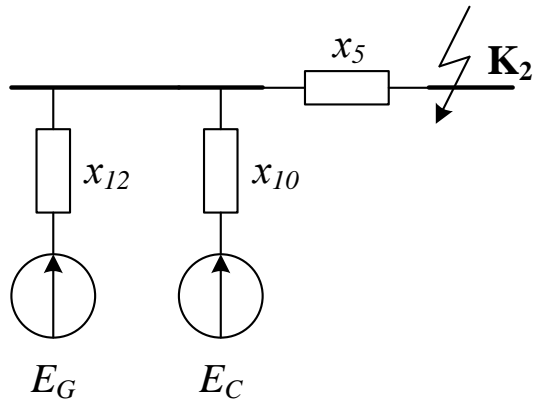


Рисунок 2.14 – Розташування точки K_2

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.15).

$$x_{\Delta} = \frac{x_5}{2} \cdot (x_{10} + x_{12}) = \frac{0,263}{2} \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,376;$$

$$x_{13} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,376}{0,1103} = 3,543;$$

$$x_{14} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,376}{0,134} = 2,916.$$

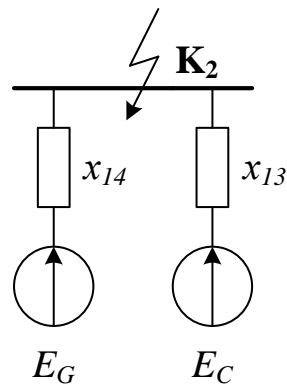


Рисунок 2.15 – Розташування точки K_2

Базовий струм:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2,51 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поГ}} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\delta}}{x_{14}} = \frac{1,13 \cdot 2,51}{2,916} = 0,973 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поС}} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\delta}}{x_{13}} = \frac{1 \cdot 2,510}{3,543} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К₃. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку третьої точки К₃ (рис. 2.16).

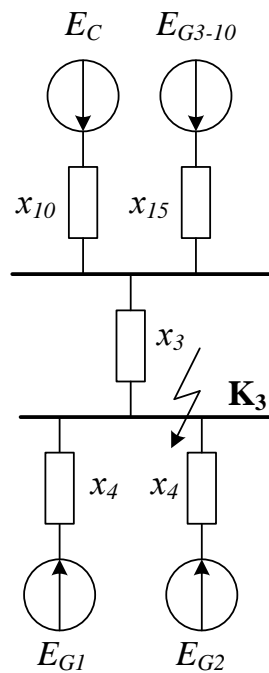


Рисунок 2.16 – Розташування точки К₃

Приведемо цю схему до більш простого вигляду (рис. 2.17).

$$x_{15} = \frac{x_{11}}{4} = \frac{0,5515}{4} = 0,138;$$

$$x_{16} = \frac{x_4}{2} = \frac{0,738}{2} = 0,369;$$

$$x_{\Delta} = x_3 \cdot (x_{10} + x_{15}) = 0,1825 \cdot (0,134 + 0,138) = 0,05;$$

$$x_{17} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{15}} = 0,134 + \frac{0,05}{0,138} = 0,496;$$

$$x_{18} = x_{15} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,138 + \frac{0,05}{0,134} = 0,511.$$

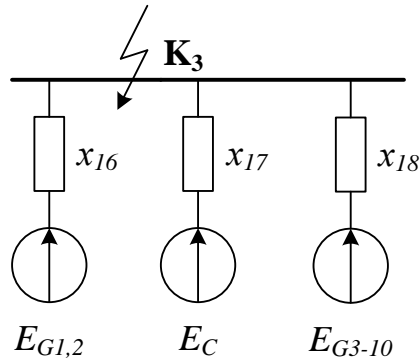


Рисунок 2.17 – Розташування точки К3

Базовий струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 36,657 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{поГ1,2} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{16}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,369} = 112,256 \text{ (кА)};$$

$$I_{поГ3-10} = \frac{E''_{*Г} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{18}} = \frac{1,13 \cdot 36,657}{0,511} = 81,061 \text{ (кА)};$$

$$I_{поС} = \frac{E''_{*С} \cdot I_{\bar{o}}}{x_{17}} = \frac{1 \cdot 36,657}{0,496} = 73,905 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок точки К4. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.18).

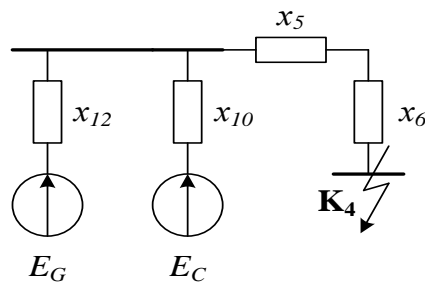


Рисунок 2.18 – Розташування точки К4

Спростимо схему (рис. 2.19)

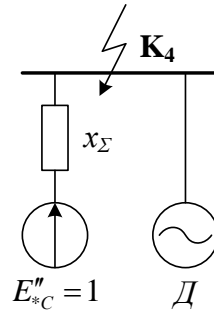


Рисунок 2.19 – Розташування точки К₄

$$x_{19} = \frac{x_5}{2} + x_6 = \frac{0,263}{2} + 1,241 = 1,3725 ;$$

$$x_{\Delta} = x_{19} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 1,3725 \cdot (0,134 + 0,1103) = 0,335 ;$$

$$x_{20} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{0,335}{0,1103} = 3,171 ;$$

$$x_{21} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{0,335}{0,134} = 2,61 ;$$

$$x_{\Sigma} = \frac{x_{20} \cdot x_{21}}{x_{20} + x_{21}} = \frac{3,171 \cdot 2,61}{3,171 + 2,61} = 1,43 .$$

Базовий струм:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)} .$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поСГ}} = \frac{E''_C \cdot I_{\bar{o}}}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{1,43} = 38,45 \text{ (кА)} ;$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{\text{ТВП}}}{2 \cdot U_{\text{ТВП}}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)} .$$

Розрахунок точки К₅. Спростимо еквівалентну схему заміщення станції для розрахунку п'ятої точки КЗ (рис. 2.20).

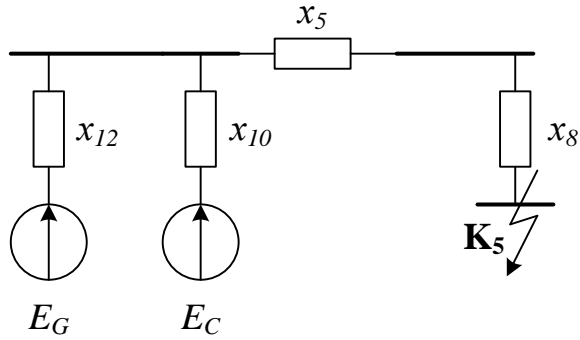


Рисунок 2.20 – Розташування точки K_5

Спростимо схему (рис. 2.21)

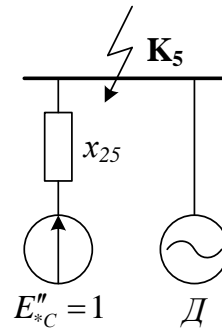


Рисунок 2.21 – Розташування точки K_5

$$x_{22} = \frac{x_5}{2} + x_8 = \frac{0,263}{2} + 6,738 = 6,87;$$

$$x_{\Delta} = x_{22} \cdot (x_{10} + x_{12}) = 6,87 \cdot (0,134 + 0,1103) = 1,678;$$

$$x_{23} = x_{10} + \frac{x_{\Delta}}{x_{12}} = 0,134 + \frac{1,678}{0,1103} = 15,347;$$

$$x_{24} = x_{12} + \frac{x_{\Delta}}{x_{10}} = 0,1103 + \frac{1,678}{0,134} = 12,633;$$

$$x_{25} = \frac{x_{23} \cdot x_{24}}{x_{23} + x_{24}} = \frac{15,347 \cdot 12,633}{15,347 + 12,633} = 6,93.$$

Базовий струм:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ (кА)}.$$

Періодичний струм трифазного КЗ:

$$I_{\text{поСГ}} = \frac{E''_C \cdot I_{\phi}}{x_{35}} = \frac{1 \cdot 54,986}{6,93} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{\text{поД}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot S_{\text{ТВП}}}{2 \cdot U_{\text{ТВП}}} = \frac{1,25 \cdot 4 \cdot 32}{2 \cdot 10} = 8 \text{ (кА)}.$$

2.6.5 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу

Ударний струм КЗ зазвичай має місце через 0,1 с після початку КЗ. Його значення знаходиться з виразу:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_y, \quad (2.60)$$

де I_{n0} – початкове значення періодичної складової струму КЗ;

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

Якщо КЗ сталося на виводах генератора, то для його вітки постійна T_a може бути взята з [1, табл. 4.6]. Для характерних точок електричних мереж значення T_a і k_y беремо з [1, табл. 4.7].

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

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}. \quad (2.61)$$

Для визначення τ попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.12 – Тип вимикачів та значення часу τ

Місце встановлення	Тип вимикача	$t_{ВЧ.відкл}, c$	τ, c
ВРП 330 кВ	ВГБ-330У1	0,035	0,045
ВРП 220 кВ	ВГБУ-220У1	0,035	0,045
ТВВ-220	ВГМ-20-90/11200У3	0,150	0,160
ВП	ВРС-10	0,050	0,060

Підберемо всі необхідні величини з [1] і занесемо їх до таблиці 2.13.

Таблиця 2.13 – Значення періодичного струму короткого замикання в момент часу $t = 0$, часу τ , T_a і ударного коефіцієнту

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no}, kA	τ, c	T_a, c	k_y	$e^{-\frac{\tau}{T_a}}$
К ₁ (ВРУ ВН)	Генератори	17,396	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	12,672	0,045	0,04	1,760	0,325
К ₂ (ВРУ СН)	Генератори	0,973	0,045	0,26	1,95	0,841
	Система	0,708	0,045	0,03	1,717	0,223
К ₃ (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	0,16	0,326	1,96	0,612
	Генератори 3-10	81,061	0,16	0,26	1,95	0,54
	Система	73,905	0,016	0,04	1,760	0,018
К ₄ (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	–	1,65	–
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	0,045	0,062	1,862	0,484
	Двигун	8	0,06	–	1,65	–

Виконаємо розрахунок складових струму КЗ і ударного струму КЗ для всіх точок.

Точка КЗ – К₁:

Ударний струм:

$$i_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Gamma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot 1,95 = 48,096 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot 1,76 = 31,768 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0\Gamma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 17,396 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 20,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{aC} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 12,672 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,04}} = 5,824 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{n\tau C} = I_{n0 C} = 12,672 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpK3}}; \quad (2.62)$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{n\tau G} / I_{ноG}$, з якого і отримуємо значення $I_{n\tau G}$.

$$I'_{ном\Gamma} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330} = 4,386 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{но\Gamma}}{I'_{ном\Gamma}} = \frac{17,396}{4,386} = 4, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{n\tau\Gamma}}{I_{но\Gamma}} = 0,91;$$

$$I_{n\tau\Gamma} = 0,91 \cdot 17,396 = 15,83 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₂:

Ударний струм:

$$i_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot 1,95 = 2,69 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{ноC} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot 1,717 = 1,719 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{но\Gamma} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma}}} = \sqrt{2} \cdot 0,973 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,26}} = 1,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{ac}}} = \sqrt{2} \cdot 0,708 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,03}} = 0,223 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$. Оскільки система зв'язана з точкою КЗ безпосередньо, то:

$$I_{n\tau C} = I_{n0C} = 0,708 \text{ (кА)}.$$

Розрахунок періодичної складової струму КЗ [1, рис. 4.2]:

1) Визначаємо номінальний струм генератора, приведений до тієї ступені напруги, де знаходиться точка КЗ:

$$I'_{номG} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{срКЗ}}; \quad (2.63)$$

2) Знаходимо відношення $I_{ноG} / I'_{номG}$, для якого по кривій рис. 4.2 [1] для потрібного моменту часу $t = \tau$ знаходимо відношення $I_{n\tau G} / I_{ноG}$, з якого і отримаємо значення $I_{n\tau G}$.

$$I'_{номГ} = \frac{10 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 6,484 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{ноГ}}{I'_{номГ}} = \frac{0,973}{6,484} = 0,15 \approx 1, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{n\tau Г}}{I_{ноГ}} = 0,98;$$

$$I_{n\tau Г} = 0,98 \cdot 0,973 = 0,954 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₃:

Ударний струм:

$$i_{yГ1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0Г1,2} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot 1,96 = 310,158 \text{ (кА)};$$

$$i_{yГ3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{n0Г3,4} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot 1,95 = 221,54 \text{ (кА)};$$

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot 1,760 = 182,95 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau \Gamma 1,2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma 1,2} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 1,2}}} = \sqrt{2} \cdot 112,256 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,326}} = 97,157 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau \Gamma 3-10} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 \Gamma 3-10} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{a\Gamma 3-10}}} = \sqrt{2} \cdot 81,061 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,26}} = 61,904 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot I_{n0 C} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 73,905 \cdot e^{-\frac{0,16}{0,04}} = 1,881 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{n\tau C} = I_{n0 C} = 75,905 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 1,2} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 18,937 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 1,2}}{I'_{ном\Gamma 1,2}} = \frac{112,256}{18,937} = 6, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau \Gamma 1,2}}{I_{по \Gamma 1,2}} = 0,7;$$

$$I_{п\tau \Gamma 1,2} = 0,7 \cdot 112,256 = 78,579 \text{ (кА)};$$

$$I'_{ном\Gamma 3-10} = \frac{8 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 75,748 \text{ (кА)};$$

$$\frac{I_{по \Gamma 3-10}}{I'_{ном\Gamma 3-10}} = \frac{81,061}{75,748} = 2, \text{ по [1, рис. 4.2]: } \frac{I_{п\tau \Gamma 3-10}}{I_{по \Gamma 3-10}} = 0,92;$$

$$I_{п\tau \Gamma 3-10} = 0,92 \cdot 81,061 = 74,576 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₄:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot k_{yCG} + \sqrt{2} \cdot I_{n0D} \cdot k_{yD}, \quad (2.64)$$

де k_{yCG} визначається по кривим [1, рис. 4.5] ($k_{yCG} = 1,862$);

$$k_{yD} = 1,65.$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{yС} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot 1,862 = 101,249 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{i0\dot{N}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a\dot{N}}}} + \sqrt{2} \cdot I_{i0\ddot{A}} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}}, \quad (2.65)$$

де $T_{a,C+G}$ визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tauД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tauС} = \sqrt{2} \cdot 38,45 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 26,318 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{n\tauС} = I_{n0С} = 38,45 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tauД} = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

Точка КЗ – К₅:

Розрахунок точки на власних потребах проводиться за наступною методикою.

Ударний струм:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n0С} \cdot k_{yСГ} + \sqrt{2} \cdot I_{n0Д} \cdot k_{yД},$$

де $k_{yСГ}$ визначається по кривим [1, рис. 4.5] ($k_{yСГ} = 1,862$);

$$k_{yД} = 1,65.$$

$$i_{yД} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,65 = 18,668 \text{ (кА)};$$

$$i_{yС} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot 1,862 = 20,892 \text{ (кА)}.$$

Аперіодична складова:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0C} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{aC}}} + \sqrt{2} \cdot I_{n0D} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}},$$

де $T_{a,C+G}$ визначається по кривим [1, рис. 4.4] в залежності від потужності живлячої обмотки трансформатора ВП.

$$i_{a\tau D} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,04}} = 2,524 \text{ (кА)};$$

$$i_{a\tau C} = \sqrt{2} \cdot 7,934 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,062}} = 5,43 \text{ (кА)}.$$

Періодична складова в момент часу $t = \tau$:

$$I_{n\tau C} = I_{n0C} = 7,934 \text{ (кА)};$$

$$I_{n\tau D} = 8 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,07}} = 3,395 \text{ (кА)}.$$

2.6.6 Результати розрахунку струмів короткого замикання

Таблиця 2.14 – Результати розрахунку струмів короткого замикання

Точка КЗ	Джерела струмів КЗ	I_{no} , кА	$I_{n\tau}$, кА	$i_{a\tau}$, кА	i_y , кА
К ₁ (ВРУ ВН)	Генератори	17,396	15,83	20,69	48,096
	Система	12,672	12,672	5,824	31,768
	Сума	30,041	28,502	26,514	79,864
К ₂ (ВРУ СН)	Генератори	0,973	0,954	1,157	2,69
	Система	0,708	0,708	0,223	1,719
	Сума	1,681	1,662	1,38	4,409
К ₃ (Г-1,2)	Генератори 1,2	112,256	78,579	97,157	310,158
	Сума	112,256	78,579	97,157	310,158
	Генератори 3-10	81,061	74,576	61,904	221,54
	Система	73,905	73,905	1,881	182,95
	Сума	154,966	148,481	63,785	404,49
К ₄ (НН АТЗ)	Система + генератор	38,45	38,45	26,318	101,249
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	46,45	41,845	28,842	119,917
К ₅ (ПРТВП)	Система + генератор	7,934	7,934	5,43	20,892
	Двигун	8	3,395	2,524	18,668
	Сума	15,934	11,329	7,954	39,56

В цьому розділі був проведений розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих, що забезпечує точність розрахунків з похибкою до 15%. Така

точність дозволяє в подальшому проводити вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин тощо.

2.6.7 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

Критерієм термічної стійкості провідника є припустима температура його нагрівання струмами КЗ. Тому провідник або апарат варто вважати термостійким, якщо його температура в процесі КЗ не перевищує припустимого значення.

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки: віддалене КЗ, КЗ поблизу генераторів, КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

При віддаленому КЗ тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу:

$$B_K = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a), \quad (2.66)$$

де $t_{\text{відкл}}$ – час відключення (час дії струму КЗ), $t_{\text{відкл}} = 0,2$ (див. [1] табл. 4.10.).

Точка КЗ – К₁:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 30,041^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 415,132 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка КЗ – К₂:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{відкл}} + T_a) = 1,681^2 \cdot (0,2 + 0,26) = 1,3 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ поблизу генераторів тепловий імпульс КЗ визначиться як сума імпульсів аперіодичної та періодичної складової струму КЗ:

$$B_K = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.67)$$

де $B_{\text{ка}}$ – імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи:

$$B_{\text{ка}} = I_C^2 \cdot T_{aC} + I_{no\Gamma}^2 \cdot T_{a\Gamma} + \frac{4 \cdot I_C \cdot I_{no\Gamma}}{T_{aC}^{-1} + T_{a\Gamma}^{-1}}, \quad (2.68)$$

$B_{кп}$ – імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи; має три складові, які визначаються періодичним струмом системи $B_{кС}$, періодичним струмом генераторів $B_{кГ}$ і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів $B_{кГС}$:

$$B_{кп} = B_{кС} + B_{кГ} + B_{кГС}, \quad (2.69)$$

$$B_{кС} = I_C^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.70)$$

$$B_{кГ} = B_* \cdot I_{ноГ}^2 \cdot t_{відк}, \quad (2.71)$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot I_C \cdot T_* \cdot I_{ноГ} \cdot t_{відк}, \quad (2.72)$$

де B_* , T_* – відносний тепловий і струмовий імпульси періодичної складової струму генератора, з рис. 4.7 [1] ($B_* = 0,3$, $T_* = 0,53$).

Точка КЗ – К₃:

$$B_{кС} = 154,966^2 \cdot 4 = 96057,845 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кГ} = 0,3 \cdot 112,256^2 \cdot 4 = 15121,691 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кГС} = 2 \cdot 154,966 \cdot 0,53 \cdot 112,256 \cdot 4 = 73758,46 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{кп} = 96057,845 + 15121,691 + 73758,46 = 184937,996 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_{ка} = 154,966^2 \cdot 0,04 + 112,256^2 \cdot 0,326 + \frac{4 \cdot 154,966 \cdot 112,256}{0,04^{-1} + 0,326^{-1}} = 7547,786 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)};$$

$$B_k = 184937,996 + 7547,786 = 192485,782 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

При КЗ за ПРТВП поблизу групи двигунів, необхідно враховувати їхній вплив на тепловий імпульс. Для визначення повного теплового імпульсу струму КЗ з урахуванням двигунів скористуємось формулою [3]:

$$B_k = I_{ноС}^2 \cdot (t_{відк} + T_{а,ск}) + I_{ноД}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{а,ск}) + 2 \cdot I_{ноД} \cdot I_{ноС} \cdot (T'_Д + T_{а,ск}); \quad (2.73)$$

$$T_{а,ск} = \frac{I_{ноС} \cdot T_{аС} + I_{ноД} \cdot T_{аД}}{I_{ноС} + I_{ноД}}. \quad (2.74)$$

Точка К3 – К4:

$$T_{a,ck} = \frac{0,078 \cdot 38,45 + 0,04 \cdot 8}{38,45 + 8} = 0,071;$$

$$B_{\kappa} = 38,45^2 \cdot (0,2 + 0,071) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,071) + 2 \cdot 38,45 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,071) = 498,718 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Точка К3 – К5:

$$T_{a,ck} = \frac{0,062 \cdot 7,934 + 0,04 \cdot 8}{7,934 + 8} = 0,051;$$

$$B_{\kappa} = 7,934^2 \cdot (0,2 + 0,051) + 8^2 \cdot (0,5 \cdot 0,070 + 0,051) + 2 \cdot 7,934 \times \\ \times 8 \cdot (0,07 + 0,051) = 36,664 \text{ (кА} \cdot \text{с}^2\text{)}.$$

Таблиця 2.15 – Значення теплових імпульсів

Точка КЗ	К ₁	К ₂	К ₃	К ₄	К ₅
B_{κ} , кА ² ·с	415,132	1,3	192485,782	498,718	36,664

2.7 Вибір комутаційного обладнання

Всі елементи РП електричної станції повинні надійно працювати в умовах тривалих нормальних режимів, а також мати достатню термічну та динамічну стійкість при виникненні найскладніших коротких замикань. Надійність роботи апаратів гарантується заводом-виробником тільки у випадку їх правильного вибору. При виборі апаратів ми перевірятимемо відповідність їх параметрів тривалим робочим та короткочасним аварійним режимам, які можуть виникати в експлуатації.

Основними параметрами обладнання, які повинні відповідати умовам робочого (тривалого) режиму, є номінальні струм та напруга.

2.7.1 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-330 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-330 кВ:

струм генератора:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном } G}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}; \quad (2.75)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{проп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.76)$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}. \quad (2.77)$$

Вибираємо вимикач типу ВГБ-330 У1 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$: 330 кВ = 330 кВ;
- по тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{\text{ном}}$: 1,047 кА < 3,15 кА.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача:

$$i_{a \tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном відкл}} \cdot \beta_n, \quad (2.78)$$

де β_n – нормативне значення наявності аперіодичної складової у вимикаючому струмі, %, яке визначається по кривій рис. 4.11 [1]: $\beta_n = 0,45$.

$$26,514 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення: $I_{nt} \leq I_{\text{відкл ном}}$;

$$28,502 \text{ кА} < 50,0 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$I_{n0} \leq I_{дин};$$

30,041 кА < 50 кА, – умова виконується;

$$i_y \leq i_{дин};$$

79,864 кА < 102 кА, – умова виконується,

де $I_{дин}$ – діюче значення періодичної складової граничного струму КЗ [2];

$i_{дин}$ – найбільший пік (струм електродинамічної стійкості) [2].

г) на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m; \quad (2.79)$$

де B_k – тепловий імпульс струму КЗ;

I_m – середнє квадратичне значення струму за час його протікання по каталогу [2]; t_m – тривалість протікання струму термічної стійкості по каталогу [2].

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 276]: РП-330-1/3200УХЛ1 по умовам:

– напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$; 330 кВ = 330 кВ;

– тривалому струму: $I_{p \max} \leq I_{ном}$; 1,047 кА < 3,200 кА.

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин};$$

79,864 кА < 160 кА, – умова виконується;

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m;$$

$$415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 63^2 \cdot 2 = 7938 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.16 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані
-------------------	----------------

	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 330 кВ	ВГБ-330У1	РП-330-1/3200УХЛ1
$U_{ном} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ
$I_{p\ max} = 1,047$ кА	$I_{ном} = 3,15$ кА	$I_{ном} = 3,200$ кА
$I_{n\tau} = 28,502$ кА	$I_{ном\ відкл} = 50$ кА	–
$i_{a\tau} = 26,514$ кА	$\sqrt{2} \cdot I_{ном\ відкл} \cdot \beta_n = 31,82$ кА	–
$I_{n0} = 30,041$ кА	$I_{дин} = 50$ кА	–
$i_y = 79,864$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 160$ кА
$B_k = 415,132$ кА ² ·с	$I_m^2 \cdot t_m = 5000$ кА ² ·с	$I_m^2 \cdot t_m = 7938$ кА ² ·с

2.7.2 Вибір вимикачів та роз'єднувачів для ВРУ-220 кВ

Визначаємо робочий максимальний струм елементів, які приєднані до ВРУ-220 кВ:

струм від ЛЕП:

$$I_{p\ max} = \frac{P_{проп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{p\ max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВГБУ-220 У1 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: 220 кВ = 220 кВ;
- по тривалому струму: $I_{p\ max} \leq I_{ном}$: 1,57 кА < 2 кА.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,45$):

$$1,38 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,45 = 31,82 \text{ кА},$$

умова виконується.

б) на симетричний струм відключення:

$$1,662 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$1,681 \text{ кА} < 50 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Вибираємо роз'єднувач [2, с. 274]: РНДЗ.1-220/2000У1 по умовам:

$$\text{– напрузі установки: } U_{уст} \leq U_{ном}; \quad 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ};$$

$$\text{– тривалому струму: } I_{p \max} \leq I_{ном}; \quad 1,57 \text{ кА} < 2 \text{ кА}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$4,409 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

– на термічну стійкість:

$$1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.17 – Параметри вимикачів і роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач	Роз'єднувач
ВРП – 220 кВ	ВГБУ-220У1	РНДЗ.1-220/2000У1
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{p \max} = 1,57 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 1,662 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 50 \text{ кА}$	–
$i_{a\tau} = 1,38 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 31,82 \text{ кА}$	–
$I_{n0} = 1,681 \text{ кА}$	$I_{дин} = 50 \text{ кА}$	–
$i_y = 4,409 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.7.3 Вибір генераторних вимикачів

Визначаємо робочий максимальний струм генератора ТВВ-220-2ЕУ3:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ (кА)};$$

Вибираємо комплексний пристрій КАГ-24

Таблиця 2.18 – Параметри комплексного пристрою КАГ-24

Розрахункові дані	Каталожні дані
Генератор ТВВ-220-2ЕУ3	КАГ-24-30/30000У3

$U_{ном} = 15,75$ кВ	$U_{ном} = 24$ кВ
$I_{p\ max} = 9,967$ кА	$I_{ном} = 30,0$ кА
$I_{n\tau} = 148,845$ кА	$I_{ном\ відкл} = 30,0$ кА
$i_{a\tau} = 63,785$ кА	$I_{дин} = 360$ кА
$I_{n0} = 154,966$ кА	–
$i_y = 410,157$ кА	$i_{дин} = 500$ кА

2.7.4 Вибір вимикачів ВП

Визначаємо робочий максимальний струм трансформатора власних потреб:

$$I_{p\ max} = \frac{S_{ном\ ТВП}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{32}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)};$$

Вибираємо вимикач типу ВРС-10 на базі головних параметрів:

- по напрузі установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$: 10 кВ = 10 кВ;
- по тривалому струму: $I_{p\ max} \leq I_{ном}$: 0,924 кА < 3,15 кА.

Проводимо перевірку:

а) на вимикаючу здатність вимикача ($\beta_n = 0,54$):

$$26,318 \text{ кА} < \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 0,54 = 30,547 \text{ кА},$$

умова виконується;

б) на симетричний струм відключення:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується.}$$

в) на електродинамічну стійкість:

$$38,45 \text{ кА} < 40 \text{ кА}, \text{ – умова виконується;}$$

$$101,249 \text{ кА} < 102 \text{ кА}, \text{ – умова виконується,}$$

г) на термічну стійкість:

$$498,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \text{ – умова виконується.}$$

Таблиця 2.19 – Параметри вимикачів

Розрахункові дані	Каталожні дані
	Вимикач
ВП	ВРС-10
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ

$I_{p \max} = 0,924 \text{ кА}$	$I_{ном} = 3,15 \text{ кА}$
$I_{n\tau} = 38,45 \text{ кА}$	$I_{ном \text{ відкл}} = 40 \text{ кА}$
$i_{a\tau} = 26,318 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{ном \text{ відкл}} \cdot \beta_n = 30,547 \text{ кА}$
$I_{n0} = 38,45 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 101,249 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$
$B_k = 498,718 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.8 Вибір струмоведучих частин

2.8.1 Вибір гнучких (збірних) шин 330 кВ

При виборі площі перерізів провідників необхідно враховувати витрати провідникового матеріалу та втрати електроенергії в провідниках. Вибір збірних шин ВРУ-330 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від БТ:

$$I_{p \max} = \frac{S_{ном G}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,476 \text{ (кА)}; \quad (2.80)$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{проп}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}; \quad (2.81)$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 1,047 \text{ (кА)}, \quad (2.82)$$

де $U_{ном}$ – номінальна напруга РП.

Економічна густина струму для алюмінієвих проводів (тривалість використання максимального навантаження $T_{\max} > 5000$ год.) [1, табл. 4.12] $j_{\text{ек}} = 1,0$.

Вибираємо шини з проводу $2 \times \text{АС } 400/22$ [3, ст. 624], параметри

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка гнучких шин ВРУ-330 проводимо по номінальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{\text{р.макс}} = 1047 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (2.83)$$

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{сп}}}{r_{\text{ек}}}}, \quad (2.84)$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$\hat{E} = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067; \quad (2.85)$$

$r_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\text{аз}} = \sqrt{r_0 \cdot \dot{a}} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)}; \quad (2.86)$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)};$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{567}{7,29}\right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід $2 \times \text{АС } 400/22$ за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{п.0}^{(3)2}}{D}; \quad (2.87)$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m; \quad (2.88)$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ек}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}; \quad (2.89)$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)};$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} < b;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)};$$

умова виконується.

Ділянка БТ-1 – ВРП-330

Максимальний струм, що протікає через блочний трансформатор БТ-1 (аналогічно БТ-2, БТ-3, БТ-4, БТ-5):

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_{\text{ном G}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot 0,95} = \frac{2 \cdot 258,3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,95} = 0,951 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу $2 \times \text{АС } 400/22$ [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм}.$$

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p.\text{max}} = 951 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см}$ – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}},$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14]:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \left(\frac{567}{7,29} \right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

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

$$f=0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot m ;$$

$$g=1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ек}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11 ;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2} ;$$

$$b_{\text{доп}} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови:

$$b_{\text{доп}} < b ;$$

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

Ділянка АТЗ – ВРУ-330

Максимальний струм, що протікає через АТЗ:

$$I_{p \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,7 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22, параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм}.$$

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p.\text{max}} = 700 \text{ (А)}.$$

Перевірку шин по умовах корони здійснюємо за умовою:

$$0,9 \cdot E_0 \geq 1,07 \cdot E,$$

де E_0 – критична початкова напруженість електричного поля;

E – розрахункова напруженість електричного поля.

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

де m – коефіцієнт, що враховує шорховатість поверхні проводу ($m = 0,82$ [1]);

$r_0 = d/20 = 1,33$ см – радіус проводу.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Напруженість електричного поля біля розщеплених проводів:

$$E = K \cdot \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}},$$

де K – коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{40} = 1,067;$$

$r_{ек}$ – еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 40} = 7,29 \text{ (см)};$$

D_{cp} – середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D,$$

де D – відстань між фазами, см [1, табл. 4.14].

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)},$$

$$U = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 330 = 346,5 \text{ (кВ)},$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,067 \cdot \frac{0,354 \cdot 346,5}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg \left(\frac{567}{7,29} \right)} = 26,02 \text{ (кВ/см)}.$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 26,02 = 27,841 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Оскільки $I_{по} > 20 \text{ кА}$, $i_y > 50 \text{ кА}$, проводимо перевірку на електродинамічну стійкість.

а) зусилля від тривалого протікання струму двофазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{i.0}^{(3)2}}{D},$$

$$f = 0,15 \cdot \frac{(30,041)^2}{4,5} = 30,082 \text{ (Н/м)}.$$

б) сила тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням розпорок в середині фаз:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m;$$

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,261 = 13,59 \text{ (Н/м)};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{ск}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,5 \approx 11;$$

З діаграми [1, рисунок 4.8] визначаємо b :

$$b = 1,5 \text{ (м)};$$

в) значення b порівнюється з максимально допустимим:

$$b_{доп} = \frac{D - d - a_{доп}}{2};$$

$$b_{доп} = \frac{3,4 - 0,4 - 1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)}.$$

Перевірка виконання умови: $b_{доп} < b$,

$$1,35 \text{ (м)} < 1,5 \text{ (м)},$$

умова виконується.

2.8.2 Вибір гнучких (збірних) шин 220 кВ

Вибір збірних шин ВРУ-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання.

струм від ПРТВП:

$$I_{p \text{ max}} = 1,5 \cdot \frac{S_{ном ПРТВП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,5 \cdot \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)};$$

струм від ЛЕП:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)};$$

струм від АТЗ:

$$I_{p \max} = 1,5 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{3 \cdot 133}{\sqrt{3} \cdot 220} = 1,57 \text{ (кА)};$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 400/22 [3, ст. 624], параметри:

$$I_{\text{дон}} = 830 \text{ А}; \quad d = 26,6 \text{ мм.}$$

Перевірка гнучких шин ВРП-220 проводимо по робочому максимальному струму найбільш потужного приєднання. Перевірка по допустимому струму:

$$I_{\text{дон}} = 1660 \text{ (А)} > I_{p \max} = 1570 \text{ (А)}.$$

Радіус проводу:

$$r_0 = d / 20 = 1,33 \text{ см.}$$

Розрахункова напруженість електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,33}} \right) = 31,288 \text{ (кВ/см)}.$$

Коефіцієнт, що враховує кількість проводів в фазі [3, табл. 4.6]:

$$K = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,33}{30} = 1,089.$$

Еквівалентний радіус розщеплених проводів у фазі [3, табл. 4.6]:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,33 \cdot 30} = 6,317 \text{ (см)}.$$

Середня геометрична відстань між проводами фаз:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot 400 = 504 \text{ (см)};$$

$$U = 1,1 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ (кВ)}.$$

n – кількість проводів в фазі ($n = 2$).

$$E = 1,089 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 1,33 \cdot \lg\left(\frac{504}{1,33}\right)} = 17,597 \text{ (кВ/см);}$$

$$0,9 \cdot 31,288 = 28,159 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 17,597 = 18,828 \text{ (кВ/см)}.$$

Таким чином, провід 2×АС 400/22 за умовою корони проходить.

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка шин на електродинамічну стійкість не проводиться, оскільки $I_{n0}^{(3)} < 20$ кА та $i_y < 50$ кА.

Ділянка ПРТВП – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{p \text{ max}} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВП}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,08 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 120/19, параметри:

$$I_{дон} = 390 \text{ А}; \quad d = 15,2 \text{ мм}.$$

$$I_{дон} = 780 \text{ (А)} > I_{p, \text{max}} = 80 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,368 \text{ (кВ/см);}$$

$$E = 1,051 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,76 \cdot \lg\left(\frac{504}{4,775}\right)} = 27,935 \text{ (кВ/см);}$$

$$0,9 \cdot 33,368 = 30,031 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 27,935 = 29,89 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

Ділянка ЛЕП-220 – ВРП-220

Максимальний струм, що протікає через лінії:

$$I_{p \max} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо шини з проводу 2×АС 150/24, параметри:

$$I_{\text{дон}} = 450 \text{ А}; \quad d = 17,1 \text{ мм.}$$

$$I_{\text{дон}} = 900 \text{ (А)} > I_{p.\max} = 617 \text{ (А)}.$$

Перевірка шин по умовах корони:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}} \right) = 32,88 \text{ (кВ/см)};$$

$$E = 1,057 \cdot \frac{0,354 \cdot 231}{2 \cdot 0,855 \cdot \lg \left(\frac{504}{5,065} \right)} = 25,3 \text{ (кВ/см)};$$

$$0,9 \cdot 32,88 = 29,592 \text{ (кВ/см)} > 1,07 \cdot 25,3 = 27,071 \text{ (кВ/см)}.$$

Перевірка на термічну дію не виконується, оскільки шини виконані голими проводами на відкритому повітрі. Перевірка шин на електродинамічну стійкість також не проводиться.

2.8.3 Вибір жорстких шин.

Максимальний струм, що протікає через ПРТВП:

$$I_{p \max} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВП}}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,924 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо жорсткі шини типу ТЗК-10-1600-51 на базі головних параметрів:

$$\text{– по напрузі установки: } U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ};$$

$$\text{– по тривалому струму: } I_{p \max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 924 \text{ А} < 1600 \text{ А}.$$

де I_{iii} – номінальний струм в шинах.

$$i_y = 39,56 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА},$$

– умова виконується

2.8.4 Вибір кабелів

Споживачі 6-10 кВ, як правило, отримують живлення кабельними лініями, які спочатку прокладаються в кабельних тунелях в РП, а потім в землі (в траншеях). Для приєднання споживачів власних потреб станцій до відповідних шин також використовуються кабелі 10 та 0,66 кВ. Ці кабелі прокладаються в кабельних півповерхах, кабельних тунелях, на металевих лотках, закріплених та стінах і конструкціях будівлі або ВРП. В залежності від місця прокладання, властивостей середовища, механічних зусиль, які впливають на кабель, рекомендуються різні марки кабелів. Обираємо двигун А4-400У-6У3 з параметрами:

$$P = 500 \text{ кВт} \quad I = 46,67 \text{ А} \quad U = 10 \text{ кВ} \quad n = 985 \text{ об/хв.}$$

Кабелі вибирають:

– за напругою установки:

$$U_{уст} = 10 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

– за конструкцією обираємо кабель ААШв;

– за економічною густиною струму:

$$q_{ек} = \frac{I_{роб.н}}{j_{ек}} = \frac{46,67}{1,2} = 38,89 \text{ мм}^2. \quad (2.90)$$

Вибираємо кабель з перерізом 50 мм² [2, ст. 401]

– за допустимим струмом:

$$I'_{дон} = k_2 I_{дон} = 0,93 \cdot 140 = 130,2 \text{ А} > I_{max} = 46,67 \text{ А}, \quad (2.91)$$

де k_2 – поправочний коефіцієнт на температуру повітря ($k_2 = 0,93$).

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ здійснюється за умовою:

$$q_{min} \leq q.$$

$$q_{min} = \sqrt{B_k} / C, \quad (2.92)$$

де C – функція, значення якої наведено в [1, табл. 4.11]; B_k – з табл. 2.15.

$$q_{min} = \sqrt{498,718 \cdot 10^6 / 90} = 248,13 \text{ мм}^2;$$

$$q_{min} = 248,14 \text{ мм}^2 > q = 50 \text{ мм}^2.$$

Враховуючи, що $q_{min} = 248,13 \text{ мм}^2$, то обираємо два кабелі з перерізом $2 \times 150 \text{ мм}^2$.

2.8.5 Вибір комплектних струмопроводів

Комплектні екрановані струмопроводи вибираємо в колі генератора і на ділянці від шин власних потреб до ТВП і ПРТВП. Для з'єднання виводів генераторів з підвищувальними силовими трансформаторами і ТВП застосовуються комплектні пофазноекрановані струмопроводи, кожна фаза яких знаходиться в закритому металевому (алюмінієвому) кожусі.

Вибір здійснюємо по номінальних параметрах генератора і трансформатора власних потреб. Перевірка здійснюється за умовою:

$$i_y \leq i_{дин}.$$

Електродинамічна стійкість характеризується амплітудним струмом електродинамічної стійкості, який повинен бути більше розрахункового ударного струму КЗ приєднання.

Обираємо струмопровід в коло генератора ТВВ-220, [2, ст. 540] ТЭКН-Е-20-20000-560:

$$I_{ном} = 20 \text{ кА}; U_{ном} = 20 \text{ кВ}; i_{дин} = 560 \text{ кА}.$$

Струм максимального режиму:

$$I_{p \max} = \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95} = \frac{258,3}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 0,95} = 9,967 \text{ кА}.$$

Ударний струм в колі генератора:

$$i_y = 559,569 \text{ кА} < i_{дин} = 560 \text{ кА};$$

$$I_{max} = 9,967 \text{ кА} < I_{ном} = 10,0 \text{ кА}.$$

Отже, струмопровід відповідає номінальним параметрам генератора ТВВ-220.

Результати вибору комплектних струмопроводів наведено у таблиці 2.20.

Таблиця 2.20 – Вибір комплектних екранованих струмопроводів для турбогенератора ТВВ-220

Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип турбогенератора	ТВВ-220-2ЕУ3
Номінальна напруга, кВ: турбогенератора струмопроводу	15,75 20
Номінальний струм, А: турбогенератора струмопроводу	9967 20000
Електродинамічна стійкість, кА	560
Струмоведача шина $d \times S$, мм	650×15
Кожух (екран) $D \times \delta$, мм	1160×7
Між фазна відстань, мм	1500
Параметри	ТЭКН-Е-20-20000-560
Тип опорного ізолятора	ОФР-24-750
Крок між ізоляторами, мм	3000
Тип застосованого трансформатора напруги	ЗОМ-1/20
Тип вбудованого трансформатора струму	ТШ-20-24000/5
Гранична довжина монтажного блоку або секції, м	6,5
Маса 1 м однієї фази, кг	190

Обрані комутаційні апарати зможуть забезпечити надійну комутацію елементів електричних схем, як в робочому, так і в аварійному режимах.

2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

Вимірювальні трансформатори струму та напруги призначені для зменшення відповідно первинного струму та напруги до стандартних значень, які є найбільш зручними для вимірювальних приладів і реле, а також для відокремлення вимірювальних кіл і систем захисту від первинних кіл високої напруги.

2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого в коло ЛЕП напругою 330 кВ.

Перелік необхідних вимірювальних приладів вибираємо по табл. 4.11 [3].
Вибираємо вбудований трансформатор струму ТВ-330, параметри

$U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$; $Z_{2\text{ном}} = 30 \text{ Ом}$; $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$; $I_{\text{тер}} = 50 \text{ кА}$; $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$,
клас точності 0,2.

Його перевірку проводимо за умовами:

– по напрузі установки:

$$U_{\text{уст}} = 330 \text{ кВ} \leq U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ};$$

– по допустимому струму:

$$I_{\rho \text{ max}} = \frac{P_{\text{прон}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 617 \text{ А} < I_{1\text{ном}} = 2000 \text{ А};$$

– по електродинамічній стійкості:

$$i_y = 31,768 \leq i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$$

– по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}};$$

$$415,132 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)};$$

– по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де $Z_2 = \Sigma Z_{\text{пр}} + R_k + R_{\text{з.пров}}$ – розрахункове навантаження;

R_k – опір контактів [1] ($R_k = 0,1 \text{ Ом}$);

$R_{\text{з.пров}}$ – опір з'єднувальних проводів;

$\Sigma Z_{\text{пр}} = \Sigma S_{\text{пр}} / I_{2н}^2$ – сумарний опір приладів.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемою включення і каталоговими даними приладів, наведеними в [2], визначаємо навантаження по фазах для найбільш завантаженого трансформатора ТА1 (таблиця 2.21).

Таблиця 2.21 – Тип та навантаження вимірювальних приладів

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-378	0,1	0,1	0,1
2	Ватметр	Д-305	0,5	–	0,5
3	Варметр	Д-305	0,5	–	0,5
4	Датчик активної потужності	Е-829	1,0	–	1,0
5	Датчик реактивної потужності	Е-830	1,0	–	1,0
Сумарне значення			3,1	0,1	3,1

З таблиці 2.21 видно, що найбільш завантажені трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів:

$$\Sigma Z_{np} = \Sigma S_{np} / I_{2н}^2 = 3,1 / 1^2 = 3,1 \text{ (Ом)}.$$

Допустимий опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{np} - R_{к} = 30 - 3,1 - 0,1 = 26,8 \text{ (Ом)}.$$

Переріз кабелю, мм²:

$$q = \rho \cdot l_{розр} / R_{з.пров.}.$$

Відповідно [3], для електростанцій з генераторами 220 МВт застосовується кабель з мідними жилами (питомий опір міді $\rho = 0,0175$), орієнтовна довжина 150 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому відповідно [1]: $l_{розр} = 150$ м; тоді:

$$q = 0,0175 \cdot 150 / 26,8 = 0,098 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Вибираємо контрольний кабель КРВГ з мідними жилами перерізом 1,5 мм².

Вторинне навантаження трансформатора струму:

$$Z_2 = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,5} + 0,1 + 26,8 = 28,65 \text{ Ом} < Z_{2н} = 30 \text{ (Ом)}.$$

Вибір інших трансформаторів струму проводимо аналогічно. Результати вибору представлено в таблиці 2.22.

Таблиця 2.22 – Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму
1	На генераторі ТВВ-220-2ЕУЗ	ТШ-20-10000/5
2	На ВРУ-330 кВ	ТВ-330
3	На ВРУ-220 кВ	ТВ-220
4	На стороні ВН АТЗ	ТВТ- 330
5	На стороні СН АТЗ	ТВТ-220
6	На виводах БТ-1	ТВТ-330
7	В системі ВП	ТШЛ-10

2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вимірювальні трансформатори напруги (ВТН) обираються по напрузі установки. Для прикладу здійснимо вибір ВТН, встановленого біля генератора, $U_{уст} = 15,75$ кВ.

Приймаємо трансформатор напруги, вбудований в пофазноекранований струмопровід: ЗНОМ-15, $U_{нл} = 15,75$ кВ.

Перевіримо цей трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2н} \geq S_{2розр.},$$

де $S_{2н} = 75$ (В·А) (в класі точності 0,5 [2]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;

$S_{2розр.}$ – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення $S_{2розр.}$ складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (табл. 2.23). Перелік необхідних вимірювальних приладів приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [2].

Розрахункове навантаження:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{71^2 + 9,7^2} = 71,65 \text{ (В·А)},$$

$$S_{2розр} = 71,65 \text{ В·А} < S_{2н} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ (В·А)},$$

умова виконується, трансформатор буде працювати в обраному класі точності.

Результати вибору інших трансформаторів напруги показано в таблиці 2.24.

Таблиця 2.23 – Тип вимірювальних приладів

Назва приладу	Тип	S од- нієї ко- тушки, В·А	К-ть кот.	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	P , Вт	Q , В·Ар
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	–
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Ватметр (щит турбіни)	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	–
Датчик активної потуж- ності	Е-829	10	–	1	0	10	–
Датчик реактивної потуж- ності	Е-830	10	–	1	0	10	–
Лічильник активної енер- гії	И680	2,0 Вт	2	0,38	0,925	3	9,7
Ватметр реєструючий	Н-348	10	2	1	0	20	–
Вольтметр реєструючий	Н-344	10	1	1	0	10	–
Частотомір	Э-372	3	1	1	0	3	–
Частотомір (щит турбіни)	Э-372	3	1	1	0	3	–
Сумарне значення						71	9,7

Таблиця 2.24 – Тип вимірювальних приладів

Місце встановлення	Тип	U , кВ	$U_{2Н}$, В
ТВВ-220-2ЕУЗ	ЗНОМ-15	$15750/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-330 кВ	НКФ-330-73У1	$330000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
ВРП-220 кВ	НКФ-220-58У1	$220000/\sqrt{3}$	$110/\sqrt{3}$
В системі ВП	ЗНОЛ.09-10У2	$10000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

2.10 Вибір розрядників

Розрядники використовуються для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг. Їх вибір здійснюється по класу напруги установки, користуючись довідниковими даними [2, с. 364]. В нейтралі трансформаторів розрядники встановлюються напругою на клас нижче напруги установки.

Обрані розрядники занесені до таблиці 2.25.

Місця встановлення розрядників на головній схемі електричних з'єднань електростанцій показані на рисунку 2.22.

Таблиця 2.25 – Параметри обраних розрядників

Місце встановлення	Тип розрядника
Виводи БТ-1 з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Виводи БТ-1 з боку генераторів	РВМ-15У1
ЛЕП 220 кВ	ОПН-220У1
Виводи СН АТ	ОПН-220У1
Виводи ВН АТ	ОПН-330У1
ЛЕП 330 кВ	ОПН-330У1
Виводи ПРТВП	ОПН-220У1
Виводи ТВ з боку ВРП-220 кВ	ОПН-220У1
Виводи ТВ з боку ВРП-330 кВ	ОПН-330У1
Нейтраль трансформатора ПРТВП	ОПН-110У1
РУВП	РВРД-10У2

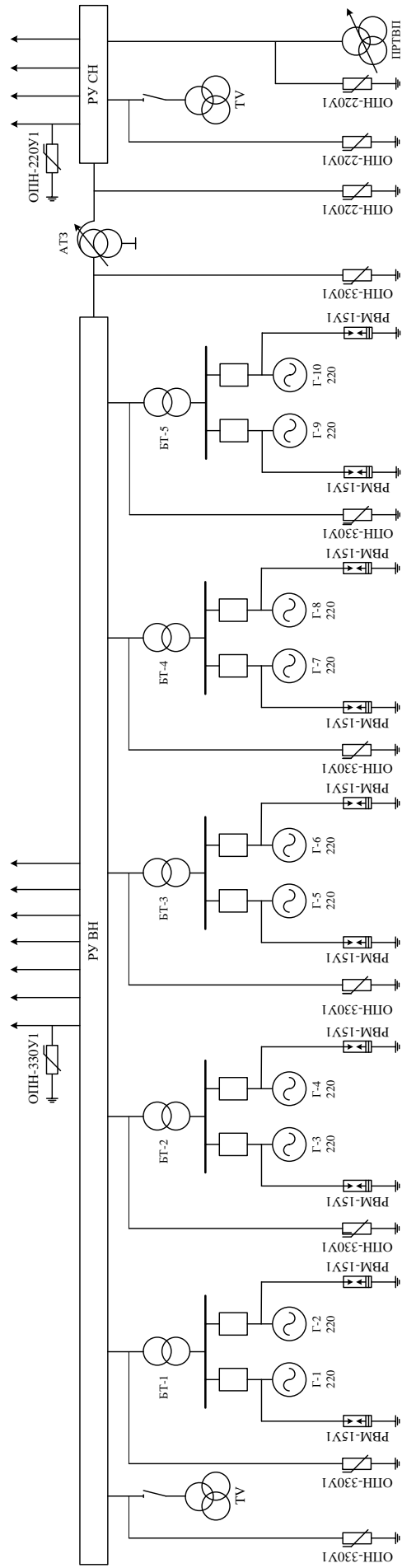


Рисунок 2.22 – Місця встановлення розрядників

2.11 Вибір високочастотних загороджувачів

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 220 та 330 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 220 кВ:

$$I_{\max 220} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,617 \text{ (кА)}.$$

Вибираємо загороджувач [2, с.362] ВЗ-630-0,5У1:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}: \quad 0,617 \text{ кА} < 0,63 \text{ кА},$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 220 \text{ кВ} = 220 \text{ кВ}.$$

Проводимо перевірку:

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$4,409 \text{ кА} < 41 \text{ кА}.$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 16^2 \cdot 1 = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Всі умови виконуються. Результати вибору високочастотних загороджувачів на ЛЕП 220 та 330 кВ наведено у таблиці 2.26.

Таблиця 2.26 – Вибір високочастотних загороджувачів

Розрахункові дані	Високочастотний загороджувач
ВРУ – 220 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\text{ііі}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ііі}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\text{ііі}} = 0,63 \text{ кА}$
$i_{\text{о}} = 4,409 \text{ кА}$	$i_{\text{аєі}} = 41 \text{ кА}$
$B_{\text{е}} = 1,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{о}}^2 \cdot t_{\text{о}} = 256 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
ВРП – 330 кВ	ВЗ-1250-0,5У1
$U_{\text{ііі}} = 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{ііі}} = 330 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 0,617 \text{ кА}$	$I_{\text{ііі}} = 1,25 \text{ кА}$
$i_{\text{о}} = 79,864 \text{ кА}$	$i_{\text{аєі}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{е}} = 415,132 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$t_{\text{о}}^2 \cdot t_{\text{о}} = 992,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.12 Вибір установки постійного струму

На атомних електростанціях акумуляторні батареї (АБ) є аварійним джерелом живлення систем безпеки, СУЗ, аварійного освітлення, а також джерелом оперативного струму для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту. Для кожного енергоблоку встановлюється одна загальноблочна акумуляторна батарея, а також по одній АБ на кожен систему безпеки, по одній АБ на кожен дизель-генератор, для споживачів СУЗ передбачається окремі АБ на різні номінальні напруги; для пристроїв керування, автоматики, сигналізації та релейного захисту елементів підвищеної напруги поза головним корпусом встановлюються АБ в зоні ВРП, по дві на ВРП 220 і 330 кВ.

Проведемо розрахунок загально блочної АБ для блоку потужністю 220 МВт. Розрахунок її навантаження [4] зведений в табл. 2.27.

Таблиця 2.27 – Підрахунок навантаження блоку 440 МВт

Електроприймач	К-ть	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{розр}}$, А	$I_{\text{пуск}}$, А	$I_{\text{ав}}$, А	$I_{\text{т}}$, А
Постійне навантаження	–	–	–	25	–	25	25
Аварійне освітлення	–	–	–	130	–	130	–
Перетворювальний агрегат оперативного зв'язку	1	7,2	38	30	100	30	30
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	2	25	128	120	300	240	600
Електродвигун аварійного маслонасосу змазки турбін	2	14	75	73	184	146	368
Разом						571	1023

Приймаємо до встановлення акумуляторну батареї типу СК. Батарея буде працювати в режимі постійної підзарядки в схемі з елементним комутатором (рис. 2.23).

Розрахункова тривалість аварійного навантаження 0,5 год (оскільки електростанція зв'язана з енергосистемою). По [3] приймаємо: номінальна напруга на шинах установки $U_{\text{ш}} = 230$ В, напруга на елементі в режимі підзарядки $U_{\text{кз}} = 2,15$ В. Розрахункова температура електроліту $+25^{\circ}$ С.

Розрахуємо кількість елементів батареї:

– основних (приєднаних до шин установки в режимі постійної підзарядки):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}} = \frac{230}{2,15} = 106,98 \approx 108.$$

– загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p} = \frac{230}{1,75} = 131,43 \approx 130,$$

де $U_p = 1,75$ В [1] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду.

– додаткових:

$$n_{\text{дод}} = n - n_0 = 130 - 108 = 22.$$

В режимі заряду при максимальній напрузі на елементі 2,7 В до шин приєднується:

$$n_{\text{min}} = 230 / 2,7 = 85.$$

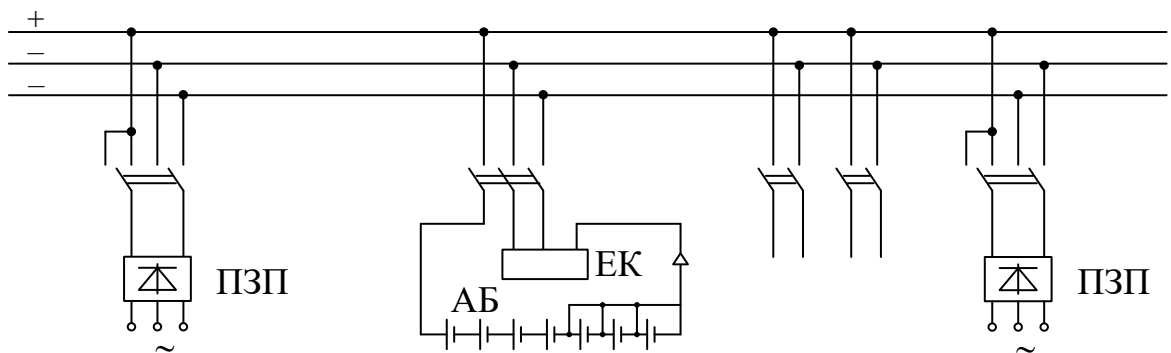


Рисунок 2.23 – Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, яка працює в режимі постійної підзарядки (АБ – акумуляторна батарея; ЕК – елементний комутатор; ПЗП – підзарядний пристрій; ЗА – зарядний агрегат; Д – привідний електродвигун змінного струму).

Виходячи з тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot I_{\text{ав}} / j, \quad (2.93)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;

$I_{\text{ав}}$ – струм півгодинного аварійного розряду, А;

$j = 25 \text{ A/N}$ [1] – допустиме навантаження аварійного розряду, приведене до першого номера акумуляторів, в залежності від температури електроліту.

$$N = 1,05 \cdot 571 / 25 = 22,84.$$

Приймаємо найближчий найбільший типовий номер [1]: $N = 24$ (СК-24).

Перевіряємо по струму короточасного аварійного навантаження:

$$N \geq I_T / 46, \quad (2.94)$$

$$N = 1023 / 46 = 22,24 < 24,$$

умова виконується, отже залишаємо типовий номер 24.

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короточасного навантаження:

$$j > I_T / N, \quad (2.95)$$

де j – визначається по кривим рис. 6.2 [1] для основних елементів з умови забезпечення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача $85\% U_{\text{ном}}$, з врахуванням падіння напруги в кабелі $5\% U_{\text{ном}}$.

$$j = 55 \text{ A} / N > \frac{1023}{44} = 23,25 \text{ A/N},$$

умова виконується.

Остаточно приймаємо для встановлення акумуляторну батарею СК-24.

Підзарядний пристрій (ПЗП) вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги в нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо рівним $0,15 \cdot N$ [1]; тоді розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{ПЗП}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.96)$$

де $I_{\text{пост}}$ – струм постійно включеного навантаження (табл. 2.23).

$$I_{\text{ПЗП}} = 25 + 0,15 \cdot 24 = 28,6 \text{ (A)}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{ПЗП}} = U_{\text{пз}} \cdot n_0; \quad (2.97)$$

$$U_{\text{ПЗП}} = 2,15 \cdot 108 = 232 \text{ (В)}.$$

В якості ПЗП застосовуємо агрегати з твердими випрямлячами типу ВАЗП-380/260-40/80 на напругу 260 В і струм 80 А.

Додаткові елементи в нормальному режимі навантаження не несуть. Тому розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot N; \quad (2.98)$$

$$I_{\text{ПЗП дод}} = 0,05 \cdot 24 = 1,2 \text{ (А)};$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = U_{\text{ПЗ}} \cdot n_{\text{дод}}; \quad (2.99)$$

$$U_{\text{ПЗП дод}} = 2,15 \cdot 22 = 47,3 \text{ (В)}.$$

Вибираємо автоматичний ПЗП типу АРН-3, який поставляється комплектно з панеллю автоматичного регулювання напруги типу ПЭХ-9045-00А2.

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{\text{зп}} = 25 + 5 \cdot 24 = 145 \text{ А};$$

$$U_{\text{зп}} = U_{\text{з}} \cdot n = 2,75 \cdot 130 = 357,5 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний агрегат типу ТППС-800.

Вибрана акумуляторна батарея задовольняє усім технічним вимогам і в змозі підтримати роботу станції при аварійній ситуації на протязі часу необхідного для відновлення нормального режиму.

2.13 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП 330 кВ

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ). Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом.

h_x – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити; h – висота блискавковідводу; L – відстань між блискавковідводами.

h_x , h , L – беруться на підставі обраної схеми ВРП.

r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

$$\begin{cases} r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ r_x = 0,75 \cdot (h - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (2.100)$$

h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h - \sqrt{9 \cdot h^2 + 0,25 \cdot L^2} . \quad (2.101)$$

b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x), \text{ якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,25 \cdot (h_0 - h_x), \text{ якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases} \quad (2.102)$$

R – радіус дуги, що з'єднує вершини двох БВ і точку, розташовану на перпендикулярі, проведеному з середини відстані між БВ на висоті h_0 :

$$R = 4 \cdot h - h_0, \text{ (м)}. \quad (2.103)$$

Розрахуємо всі величини необхідні для побудови зон захисту.

$$h_{\bar{o}} = 26 \text{ м}, h = 40 \text{ м}, L = 48 \text{ м};$$

$$r_{\bar{o}} = 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_{\bar{o}}) = 1,5 \cdot (40 - 1,25 \cdot 26) = 11,25 \text{ м};$$

$$h_0 = 4 \cdot 40 - \sqrt{9 \cdot 40^2 + 0,25 \cdot 48^2} = 37,62 \text{ м};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) = 3 \cdot (37,62 - 1,25 \cdot 26) = 15,36 \text{ м};$$

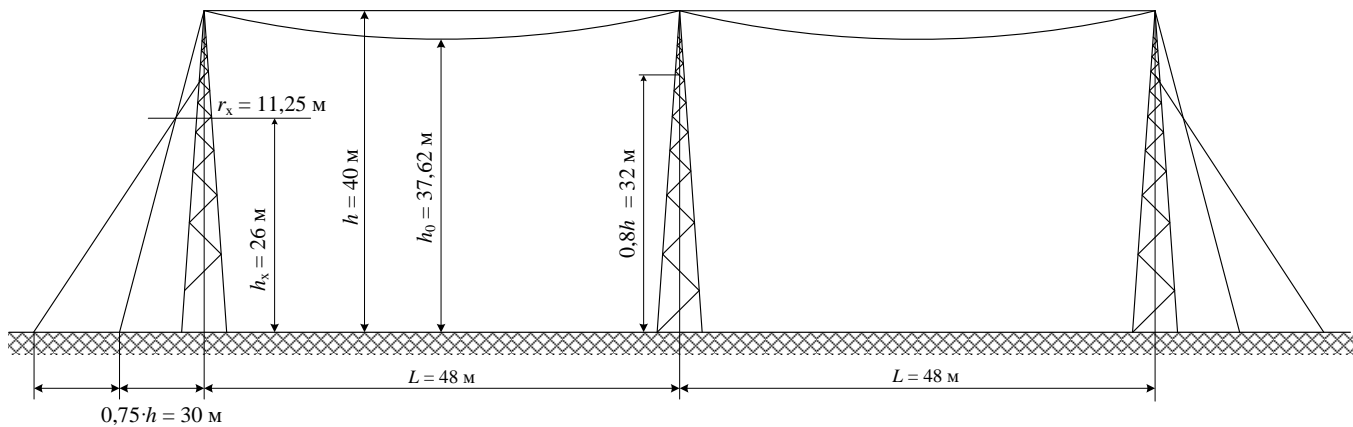
$$R = 4 \cdot 40 - 37,62 = 122,38 \text{ м}.$$

Для інших пар блискавковідводів розрахунки проводяться аналогічно, результати розрахунку приведемо в таблиці 2.28.

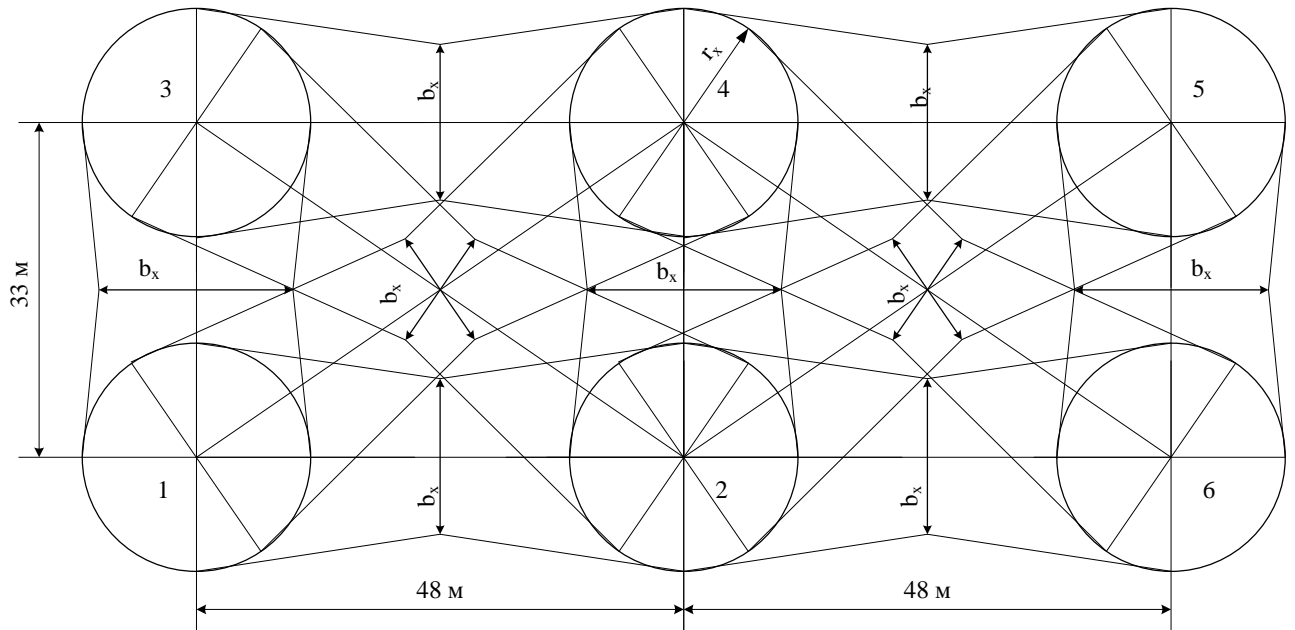
Таблиця 2.28 – Розраховані величини

Пари блискавковідводів	L , м	h_0 , м	b_x , м	r_x , м
1-2, 3-4, 4-5, 2-6	48	37,62	15,36	11,25
1-4, 2-3, 2-5, 4-6	58,25	36,52	12,06	11,25
1-3, 2-4, 5-6	33	38,87	19,11	11,25

Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рис 2.24 а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ.



а – вид збоку



б – вид зверху

Рисунок 2.24 – Зони захисту РП блискавковідводами

Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП.

2.14 Розрахунок заземлення для ВРП 330 кВ

Таблиця 2.29 Вхідні дані для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Площа, м ²	24684 (102×242)
Питомий опір верхнього (ρ_1) та нижнього (ρ_2) шарів ґрунту, Ом·м	700, 70
Товщина верхнього шару ґрунту (h), м	2
Глибина закладання ЗП (t), м	0,7

Таблиця 2.30 Визначення величин необхідних для розрахунку

Найменування параметру	ВРП-330 кВ
Кількість вертикальних заземлювачів (n_B), шт	44
Довжина вертикального заземлювача (l_B), м	4
Середня відстань між вертикальними заземлювачами (a), м	15,64
\sqrt{S} , м	157,1

$\frac{\rho_1}{\rho_2}$	10
$\frac{a}{l_B}$	3,91
$(h-t)/l_B$	0,325
$(l_B + t)/\sqrt{S}$	0,03

Опір заземлюючого пристрою [3,4]:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{екв.}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{екв.}}{L_\Gamma + L_B}, \quad (2.104)$$

де A – функція відношення $(l_B + t)/\sqrt{S}$;

$\rho_{екв.}$ – еквівалентний питомий опір ґрунту, Ом·м;

L_Γ, L_B – сумарна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

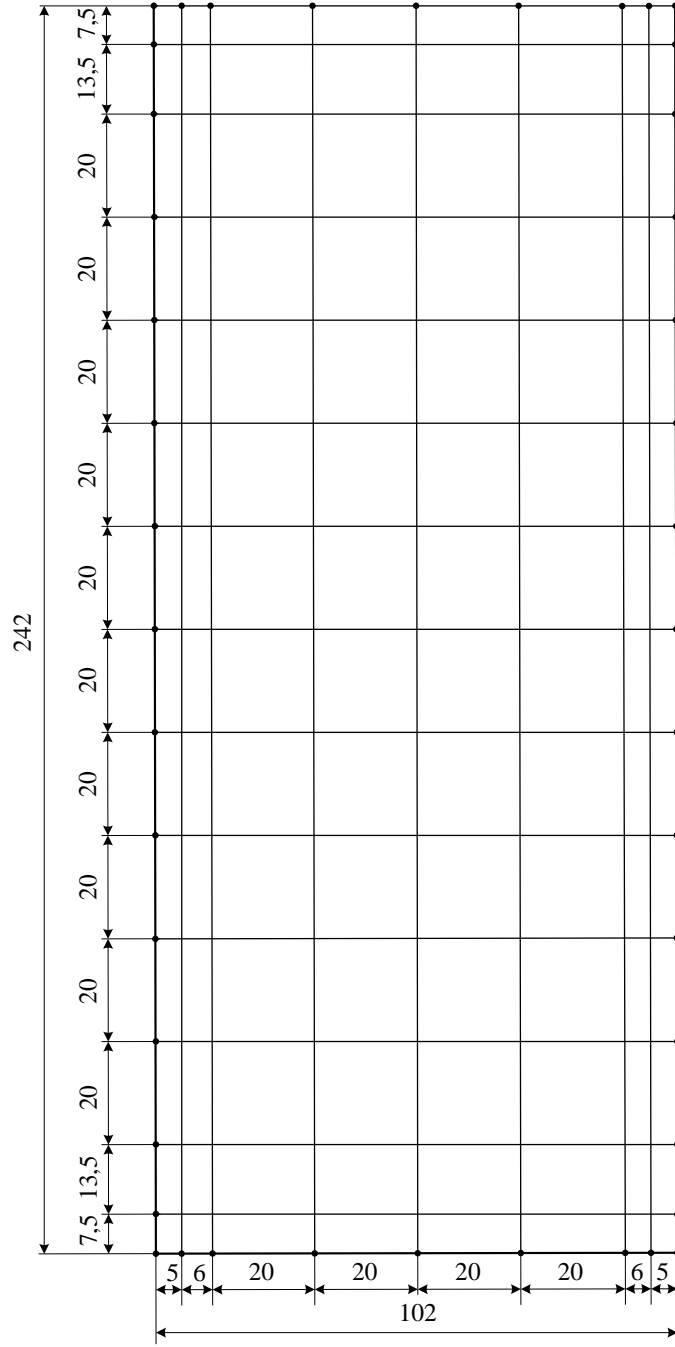


Рисунок 2.25 – Схема заземляющего устройства ВРП-750 кВ

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}; \quad (2.105)$$

$$A_1 = 0,444 - 0,84 \cdot 0,03 = 0,4188.$$

З таблиці 7.6 [3] визначаємо, що

$$\rho_{екв.1} / \rho_1 = 2,33;$$

$$\rho_{екв.1} = 2,33 \cdot 700 = 1631 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

$$L_\Gamma + L_B = (102 \cdot 15 + 242 \cdot 9) + 4 \cdot 44 = 3884 \text{ м}.$$

Опір заземлюючого пристрою:

$$R_3 = 0,4188 \cdot \frac{1631}{157,1} + \frac{1631}{3884} = 4,77 \text{ Ом} > R_{3\text{дон}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

На території ВРП є природні заземлювачі:

а) системи «трос-опори»:

$$R_{n1} = 1,0 \text{ Ом};$$

б) фундаменти опор:

$$R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}.$$

Приєднуємо їх до заземлюючих пристроїв:

$$R'_3 = \frac{4,77 \cdot 1,2 \cdot 1,0}{4,77 \cdot 1,2 + 4,77 \cdot 1,0 + 1,2 \cdot 1,0} = 0,49 \text{ Ом} < R_{3\text{дон}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

3 РОЗРАХУНОК ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИРІВНЮВАННЯ ГРАФІКА НАВАНТАЖЕННЯ ТЕС

На даному етапі розвитку електроенергетики України збільшується доля АЕС у складі генеруючих потужностей енергосистеми. Це загострює проблему забезпечення базового режиму роботи атомних електростанцій. Глибоке регулювання можливе, але швидкий підйом потужності блока може привести до закипання ядерного палива, що представляє небезпеку.

ТЕС дозволяє регулювати потужність в широкому діапазоні (40%-50%). Однак це призводить до збільшення витрат палива та погіршення техніко-економічних показників роботи теплової електростанції.

Вирішення цих проблем можливе завдяки застосуванню в енергосистемах накопичувачів енергії.

Одним із видів накопичувачів є ГАЕС. В Україні споруджуються Дгі-стровська та Ташлицька гідроакumuлюючі станції, які будуть частково вирішувати задачу вирівнювання графіків навантаження електроенергетичних систем.

Питання ефективного і раціонального покриття нерівномірного графіка навантаження ЕЕС є однією з важливих задач електроенергетики.

Незважаючи на певні складності ця задача може бути технічно вирішена, але ці рішення пов'язані із значними капітальними затратами, що необхідні для збільшення маневрування енергетичних агрегатів, побудови пікових агрегатів, а також із збільшенням витрат палива.

Які б технічні та економічні міри по зниженню витрат на покриття змінної частини графіка навантаження в ЕЕС не приймалися, вартість виробництва електроенергії при нерівномірному графіку навантаження завжди буде вище, ніж при рівномірному графіку.

Вирівнювання графіка навантаження викликане економічною доцільністю і тому виникають наступні принципово різні задачі (в залежності від економічного спрямування):

1) створення можливості продажу " надлишкової" потужності з метою отримання максимального прибутку енергопостачаючими фірмами і монополіями. Відповідно будується і тарифна політика;

2) забезпечення режиму споживання електроенергії, який можна зобразити в наступному математичному вигляді:

$$\min Z_{nx} = Z_e + Z_{n,e} \quad (3.1)$$

де Z_{nx} - сумарні народногосподарські затрати, пов'язані з виробництвом продукції; Z_e - затрати на виробництво електроенергії, необхідної для виробництва продукції; $Z_{n,e}$ - затрати, безпосередньо пов'язані з виробництвом продукції.

Затрати електроенергетичної системи (ЕЕС) складаються з затрат на виробництво електроенергії по всьому комплексу електростанцій, затрат на передачу і розподіл електроенергії до споживача й інших загальносистемних витрат на забезпечення стійкості і надійності енергопостачання, утримання загальних резервів потужності, міжсистемних ліній електропередач і регулювання графіка навантажень. Середня структура щорічних витрат ЕЕС на виробництво, передачу і розподіл електроенергії показана в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1-Структура затрат в електроенергетиці (у відсотках до підсумку)

Економічні елементи затрат	1970 р.	1979 р.	2006 р.
Паливо	55,6	51,7	81,07
Допоміжні матеріали	5,4	5,0	0,8
Енергія	0,1	0,4	0,03
Амортизація	21,0	25,3	12,4
Зарплата та відрахування на соціальні потреби	12,4	11,4	2,5
Інші	5,5	6,2	3,2
В с ь о г о :	100	100	100

Всі витрати ЕЕС можна розділити на постійні — незалежні від обсягу виробленої енергії, і змінні— пропорційні виробленій енергії.

Розглядаючи структуру затрат ЕЕС, можна відзначити, що в основному тільки витрати на паливо залежать від обсягу виробленої енергії. Інші головні елементи витрат практично не залежать від обсягу виробленої енергії. Більше 85% виробленої електроенергії приходить на ТЕС і АЕС, причому частка виробництва електроенергії на АЕС уже зрівнялася з часткою ТЕС, і надалі буде зростати.

У виробничих фондах ЕЕС України на частку ТЕС і АЕС приходить близько 50%, електричних мереж — більш 40% і близько 10% на ГЕС. Оскільки основні фонди ЕЕС визначаються фондами ТЕС, АЕС і електричних мереж і основна кількість електроенергії виробляється на ТЕС і АЕС, для спрощення подальшого аналізу можна прийняти, що ЕЕС складається тільки з конденсаційних ТЕС, АЕС і електричних мереж. Таке допущення є коректним, оскільки метою нашого аналізу є не калькулювання електроенергії, а виявлення тенденцій зміни вартості електроенергії при зміні числа годин використання встановленої потужності ЕЕС, і це не викличе якісних неточностей у результатах аналізу.

Результати аналізу не зміняться в зв'язку зі зростанням частки АЕС у структурі ЕЕС, оскільки їх експлуатаційні економічні характеристики досить аналогічні.

Проаналізуємо, як змінюються затрати на вироблення 1 квт-год в ЕЕС з конденсаційними ТЕС при зміні числа годин використання встановленої потужності (експлуатаційна економічна характеристика).

Розглянемо ЕЕС з конденсаційними електростанціями, яка виробляє \mathcal{E} , квт*год/рік, за графіком, при якому потужність, споживана увесь час доби (року), постійна і дорівнює P_0 . При такому графіку нерівномірність $\alpha_n = 1$, коефіцієнт заповнення $\gamma = 1$, річне число використання максимуму 8760 год., а $P_{max} = P_0$; резерв потужності в такій ЕЕС буде:

$$P_p = \alpha_p \cdot P_{max} = \alpha_p \cdot P_0,$$

де α_p — коефіцієнт, що визначає необхідний резерв у ЕЕС; P_{max} — максимальне навантаження.

У такій ЕЕС питомі приведені затрати на 1 кВт*год, відпущену споживачеві, можна вважати рівними:

$$\begin{aligned}
 Z_0 = & b_0(1-\alpha_1)^{-1} \cdot (1-\alpha_2)^{-1} + \\
 & + \left\{ (A_1 + \alpha_1 \cdot K_1) \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \cdot (1-\alpha_p)^{-1} + (A_2 + \alpha_2 \cdot K_2) + E \cdot \left[K_1 \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \times (1-\alpha_p)^{-1} + K_2 \right] \right\} \times \\
 & \times (1-\alpha_2)^{-1} \cdot 8760^{-1} = Z_{T0} + Z_{П0}, \quad (3.2)
 \end{aligned}$$

де b — паливна складова затрат на вироблення 1 кВт*год; α_1 — коефіцієнт, що враховує витрати на власні потреби; α_2 — коефіцієнт, що враховує витрати при передачі електроенергії від електростанції до шин підстанції споживача; A_1 — щорічні витрати па електростанції (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), що не залежать від вироблення електроенергії, — заробітна плата, матеріали і т.п.; A_2 — щорічні витрати в розподільних мережах і підстанціях енергосистеми (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), матеріали (віднесені до 1 кВт встановленої потужності), що не залежать від вироблення електроенергії, — заробітна плата, матеріали і т.п.; K_1 — капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності на електростанції; K_2 — капітальні вкладення в мережі і підстанції енергосистеми на 1 кВт станційної встановленої потужності; α_1 - коефіцієнт що враховує амортизаційні відрахування на електростанції; α_2 — коефіцієнт, що враховує амортизаційні відрахування в мережах і підстанціях енергосистеми; E — нормативний коефіцієнт ефективності капітальних вкладень; Z_{T0} — паливна складова затрат на 1 кВт*год. Вираз (3.2) можна представити у вигляді:

$$Z_0 = Z_{T0} + Z_{П0}, \quad (3.3)$$

де $Z_{T0} = b_0(1-\alpha_1)^{-1}(1-\alpha_2)^{-1}$ - паливна складова затрат на 1 кВт*год;

$$\begin{aligned}
 Z_{П0} = & ((A_1 + \alpha_1 \cdot K_1) \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \cdot (1-\alpha_p)^{-1} + (A_2 + \alpha_2 \cdot K_2) + \\
 & E \cdot \left[K_1 \cdot (1-\alpha_1)^{-1} \times (1-\alpha_p)^{-1} + K_2 \right]) \times (1-\alpha_2)^{-1} \cdot 8760^{-1} = Z_{T0} + Z_{П0},
 \end{aligned}$$

$Z_{П0}$ - інші затрати на 1 кВт*год.

Частка паливної складової 1 кВт*год, відпущену із шин, дорівнює

$$\beta_{T0} = z_{T0}/z_0. \quad (3.4)$$

Відповідно частку інших затрат у вартості 1 кВт*год позначимо

$$\beta_{П0} = z_{П0}/z_0.$$

Очевидно, що $\beta_{T0} + \beta_{П0} = 1$.

Якщо та ж кількість електроенергії виробляється (і споживається) за нерівномірним графіком, то річний максимум навантаження для такої ЕЕС буде $P_{max} > P_0$.

Число годин використання максимуму потужності такої ЕЕС за інших рівних умов буде:

$$h = E/P_{max} < 8760.$$

Відповідно резерв потужності в такій ЕЕС буде:

$$P'_p = \alpha_p \cdot P_{max} > \alpha'_p \cdot P_0.$$

Нерівномірний графік споживання електроенергії приведе до збільшення витрат на її виробництво. Відповідно затрати на 1 кВт*год складуть:

$$z = z_{T0} \cdot \xi + z_{П0} \cdot \frac{8760}{h} + C, \quad (3.5)$$

де ξ — коефіцієнт, що враховує зміну паливної складової затрат, викликані змінним режимом роботи енергетичного обладнання; C — додаткові витрати на пуск, зупинку, утримання на холостому ході і у гарячому резерві енергетичного обладнання, викликані роботою за нерівномірним графіком.

Збільшення затрат, викликане нерівномірністю споживання електроенергії, складе:

$$\begin{aligned} \Delta z &= z - z_0 = z_{T0} \cdot \xi + z_{П0} \cdot \frac{8760}{h} + C - z_{T0} - z_{П0} = z_{T0}(\xi - 1) + z_{П0} \cdot \left(\frac{8760}{h} - 1 \right) + C = \\ &= z_{T0} \cdot (\xi - 1) + z_{П0} \cdot \frac{8760 - h}{h} + C = z_{T0}(\xi - 1) + z_{П0} \frac{\Delta h}{h} + C, \end{aligned} \quad (3.6)$$

де $\Delta h = 8760 - h$.

Збільшення затрат у частках від z_0 складе:

$$\Delta z' = \frac{\Delta z}{z_0} = \frac{z_{T0}}{z_0} \cdot (\xi - 1) + \frac{z_{T0}}{z_0} \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{z_0}.$$

З врахуванням (3.4) і (3.5) маємо:

$$\Delta z' = \beta_{T0}(\xi - 1) + \beta_{T0} \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{z_0} = \beta_{T0}(\xi - 1) + (1 - \beta_{T0}) \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{z_0}.$$

Співвідношення питомих затрат на 1 кВт·год вироблену при нерівномірному і рівномірному графіках навантаження буде дорівнює:

$$z' = \frac{z}{z_0} = \frac{z_0 + \Delta z}{z_0} = 1 + \frac{\Delta z}{z_0} = 1 + \beta_{T0}(\xi - 1) + (1 - \beta_{T0}) \cdot \frac{\Delta h}{h} + \frac{C}{z_0}. \quad (3.7)$$

З (3.6) маємо

$$\frac{\partial z'}{\partial \beta_{T0}} = \xi - 1 - \frac{\Delta h}{h} + \frac{1}{z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}} = \xi - \frac{h + \Delta h}{h} + \frac{1}{z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}} = \xi - \frac{8760}{h} + \frac{1}{z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial \beta_{T0}}; \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial z'}{\partial h} = -\frac{8760}{h^2} \cdot (1 - \beta_{T0}) + \frac{1}{z_0} \cdot \frac{\partial C}{\partial h}. \quad (3.9)$$

Аналіз рівнянь (3.7) — (3.9) показує, що збільшення приведених затрат на виробництво і передачу 1 кВт*год електроенергії, викликане нерівномірністю графіка навантаження, швидко зростає зі зменшенням h .

Витрати палива в енергосистемі визначаються енергетичними характеристиками обладнання електростанцій, що представляють собою залежність витрат палива від активних навантажень, і графіком навантаження енергосистеми.

При зміні навантаження на $\Delta P(t)$ протягом часу t_1 — t_2 зміна витрат палива складе:

$$\Delta G = \int_{t_1}^{t_2} \varphi \Delta P(t) dt,$$

де φ — відносний приріст витрат палива.

Нагадаємо, що відносним приростом витрат палива називається перша похідна витрат палива по навантаженню або, інакше кажучи, приріст витрат палива

при зміні навантаження на одиницю. Відносний приріст витрат палива змінюється зі зміною навантаження.

Оскільки в загальній собівартості виробництва електроенергії паливна складова досягає 80-90%, розглянемо економічний ефект від зниження затрат палива при вирівнюванні графіка навантажень.

На рисунку 3.1 приведені дослідні дані витрат палива на пускові операції в залежності від тривалості простою для блоків 160, 200 та 300 МВт.

Дані залежності апроксимуються формулою:

$$\Delta B = a + k * \tau, \quad (3.10)$$

де τ - тривалість простою блока, год.

Рисунок 3.1 – Пускові витрати палива

Розрахункові питомі витрати палива b_i на відпущену одиницю енергії визначаються за формулою:

$$b_i = b_0 \left(\frac{N_0}{N_i} \right)^m = b_0 * c^m, \quad (3.11)$$

де b_0 – питомі витрати палива при номінальному навантаженні блока; N_0 - встановлена потужність, N_i – навантаження блока; a , k , m – в формулах 3.10 та 3.11 постійні коефіцієнти, значення яких приведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – значення коефіцієнтів a , k , m і b_0

Тип блока	Тип котла	Паливо	Коефіцієнти			
			$a * 10^3$	$k * 10^3$	b_0 , кг/(кВт* год)	m
Моноблок	Барабанний	газ,мазут	14	0,5	0,365	0,165
		тверде	24	0,5	0,342	0,160
Дубльблок	Прямоточний	мазут	55	1,8	0,324	0,060
		тверде	40	1,8	0,324	0,060

Розглянемо економічну ефективність вирівнювання графіка навантаження Ладижинської ТЕС потужністю 1800 МВт з шістьма блоками по 300 МВт

по даним графіка електричного навантаження на 15 грудня 2010 року (таблиця 4.3).

Розрахуємо питомі витрати палива b_i на відпущену одиницю енергії для генератора 2 на проміжку часу від 0:00 год до 1:00 год:

$$b_1 = 0,324 \cdot \left(\frac{300}{183} \right)^{0,06} = 0,333,$$

Розрахуємо витрати палива при роботі генератора в даному режимі:

$$B_i = b_i \cdot P_{\text{ген}1}, \quad (3.12)$$

$$B_1 = 0,333 \cdot 188 = 62,52(\text{т}),$$

Визначаємо сумарні витрати палива при роботі генераторів в не рівномірному режимі:

$$B_{\Sigma} = \sum B_i = 5688,121(\text{т});$$

Визначаємо сумарний виробіток електроенергії на Ладизинській ТЕС за добу:

$$W_{\Sigma} = \sum P_i = 16745,6(\text{МВт} \cdot \text{год});$$

Таблиця 4.3 – Видача потужності генераторами Ладизинської ТЕС

15.12.10р.	$P_{\text{ген}1}$, (МВт)	$P_{\text{ген}2}$, (МВт)	$P_{\text{ген}3}$, (МВт)	$P_{\text{ген}4}$, (МВт)	$P_{\text{ген}5}$, (МВт)	$P_{\text{ген}6}$, (МВт)
0:00	0	188	0	181	181	0
1:00	0	186	0	184	188	0
2:00	0	186	0	181	188	0
3:00	0	183	0	181	183	0
4:00	0	186	0	181	184	0
5:00	0	183	0	186	186	0
6:00	0	184	0	183	188	0
7:00	0	183	0	186	188	0
8:00	0	232	0	241	231	0
9:00	0	246	0	247	251	0
10:00	0	281	0	279	271	0
11:00	0	286	0	279	277	0
12:00	0	289	0	282	282	0
13:00	0	257	0	247	259	0

14:00	0	256	0	244	256	0
15:00	0	257	0	249	247	0
16:00	0	256	0	254	251	0
17:00	0	254	0	252	256	0
18:00	0	256	0	249	259	0
19:00	0	256	0	249	256	0
20:00	0	252	0	249	251	0
21:00	0	286	0	277	279	0
22:00	0	286	0	284	281	0
23:00	0	194	0	198	196	0

Таблиця 3.4 – Витрати палива, які залежать від навантаження генератора

15.12.10р.	Генератор 2		Генератор 4		Генератор 5	
	b_2	$B_2, (т)$	b_4	$B_4, (т)$	b_5	$B_5, (т)$
0:00	0,333256	62,51887	0,333984	60,41775	0,333984	60,41775
1:00	0,333438	61,98619	0,333611	61,48456	0,333256	62,51887
2:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333256	62,51887
3:00	0,333797	60,95131	0,333984	60,41775	0,333797	60,95131
4:00	0,333438	61,98619	0,333984	60,41775	0,333611	61,48456
5:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333438	61,98619
6:00	0,333611	61,48456	0,333797	60,95131	0,333256	62,51887
7:00	0,333797	60,95131	0,333438	61,98619	0,333256	62,51887
8:00	0,329002	76,45999	0,32831	79,02415	0,329147	75,93413
9:00	0,327905	80,56625	0,327777	81,05932	0,327509	82,10647
10:00	0,325309	91,24922	0,325421	90,75987	0,326011	88,21865
11:00	0,324964	92,77736	0,325421	90,75987	0,32554	90,23976
12:00	0,32474	93,78506	0,325191	91,76897	0,325191	91,76897
13:00	0,326999	84,13674	0,327777	81,05932	0,326869	84,65918
14:00	0,327129	83,61409	0,328042	80,04215	0,327129	83,61409
15:00	0,326999	84,13674	0,327643	81,583	0,327777	81,05932
16:00	0,327129	83,61409	0,327252	83,122	0,327509	82,10647
17:00	0,327252	83,122	0,327384	82,59895	0,327129	83,61409
18:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,326869	84,65918
19:00	0,327129	83,61409	0,327643	81,583	0,327129	83,61409
20:00	0,327384	82,59895	0,327643	81,583	0,327509	82,10647
21:00	0,324964	92,77736	0,32554	90,23976	0,325421	90,75987
22:00	0,324964	92,77736	0,325074	92,28854	0,325309	91,24922
23:00	0,332566	64,58424	0,33223	65,61534	0,332392	65,11554
Сума		1907,728		1883,167		1897,225

Визначаємо сумарні витрати палива при роботі генераторів в рівномірному режимі:

$$B_{\Sigma \text{рівн}} = 0,324 \cdot W_{\Sigma}; \quad (3.13)$$

$$B_{\Sigma \text{рівн}} = 0,324 \cdot 16745,6 = 5425,574(т).$$

Визначимо різницю між витратами палива при рівномірному та не рівномірному навантаженнях блоків:

$$\begin{aligned}\Delta B &= B_{\Sigma} - B_{\Sigma_{\text{рівн}}}; & (3.14) \\ \Delta B &= 5688,121 - 5425,574 = 262,547(\text{т}). \\ \Delta Z &= \Delta B \cdot 800 = 262,5463 \cdot 800 = 210037,1(\text{грн});\end{aligned}$$

Отже при рівномірному навантаженні блоків можна досягти зменшення витрат палива на 262,547 т. Це дасть змогу зменшити витрати на паливо за добу на 210037,1 грн.

4 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

4.1 Вибір системи оперативного управління АЕС

Оперативне управління (АЕС) електричним обладнанням блоку, включаючи вимикачі зі сторони вищої напруги передбачають централізовано з блочного щита управління (БЩУ).

Розподільчий пристрій (РП) підвищених напруг виділяють в самостійні оперативні ділянки на ЦЩУ. На ЦЩУ зосереджується також інформація про роботу блоків, сигналізація, централізована система управління [7].

Для оперативного двостороннього зв'язку на ЦЩУ встановлюють комбіновані комутатори гучномовного та телефонного зв'язку, додаткові промислові багатоканальні телевізійні установки (ТМ–512). На ЦЩУ виносять управління та контроль наступними елементами ТЕС: вимикачами РП (розподільчого пристрою) вищої та середньої напруги, резервними трансформаторами власних потреб, включаючи магістральні та секційні вимикачі; блочними трансформаторами; резервними збуджувачами; виробничо протипожежними насосами; телекерованими насосами (освітленої води I і II підйому, насосами хімводоочистки I і II підйому); загально станційними трансформаторами 6/0,4 кВ головного корпусу.

На ЦЩУ передбачені сигналізація положення вимикачів в ланцюгу генератора (якщо вони встановлені) і введення резервного живлення секцій 6 кВ власних потреб блоків; вимір та збільшення активної та реактивної потужності: сигналізація виклику персоналу, сигналізація про несправності на блоці, а також загально станційні засоби центральної сигналізації, телемеханіка, протиаварійна телемеханіка, протиаварійна автоматика, система автоматичного регулювання частоти і активної потужності (САРЧП), групового управління збуджувачем (ГУЗ) автоматики пожежегасіння та інше.

З кожного БІДУ здійснюються операції пуску, зупинки та нормальна експлуатація блоків.

На БЩУ вносяться управління та контроль: системою збудження генераторів; перевід генератора з робочого збудження на резервне та навпаки, вимикачами введів робочих трансформаторів власних потреб блоку; вимикачами і автоматами блочних робочих і резервних трансформаторів 6/0,4 кВ власних потреб (ВП) 0,4 кВ головного корпусу; електродвигунами ВП блоку дизель–генераторної станції, трансформаторами фільтрів, а також сигналізацією виклику персоналу при несправностях на місцевих щитах управління і в електропристроях, які відносяться до даного блоку. На АЕС установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, живильно–деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

4.2 Вибір системи дистанційного управління

Система дистанційного управління призначена для контролю і управління устаткуванням, що знаходиться на відстані. Дистанційне керування здійснюється вимикачами, контакторами, роз'єднувачами і т.д. Прийнято дві системи дистанційного управління: індивідуальна і виборча. Для вимикачів, роз'єднувачів застосовується індивідуальна система управління. Для управління БЩУ технологічним устаткуванням енергоблоків застосовується виборча система дистанційного керування. Її відмінна риса полягає в тому, що для групи об'єктів використовується загальний ключ управління і клавішний номеронабирач.

4.3 Система сигналізації

На щитах управління ЕС передбачені спеціальні види технологічної сигналізації.

1. Сигналізація положення (комутаційного апарата).
 - Червона лампа – "ввімкнено";
 - Зелена лампа – "вимкнено".
2. Аварійна сигналізація – сигналізація аварійного вимкнення комутаційних апаратів. Здійснюється сиреною або дзвоником і миготінням зеленої лампи.
3. Попереджуюча сигналізація – сигнали про настання нормального режиму в роботі агрегатів. Здійснюється звуковими дискретними сигналами та індивідуальними світловими сигналами (тільки з написом).
4. Сигналізація дії захисту – супроводжується звуковими сигналами і миготінням ламп аварійного вимикання і випаданням прапорця вказівного реле.
5. Сигналізація дії автоматики супроводжується індивідуальними світловими сигналами у вигляді миготіння відповідної лампи (АВР, АЧР).
6. Командна сигналізація – сигнали для передачі з цеху в цех обмеженої кількості найбільше важливих і частих розпоряджень.

4.4 Автоматика і блокування

На проєктованій АЕС передбачене застосування таких видів автоматики і блокування, як:

- 1 АВР відповідальних споживачів ВП
- 2 АЧР на шинних ВП (на базі ІВЧ – 3).
- 3 Автоматика синхронізації генератора з мережею на базі автоматичного синхронізатора УБАС.
- 4 Автоматичне регулювання збудження, напруги та реактивної потужності.
- 5 Автоматичне гасіння поля (АГП – 40).
- 6 Автоматичне форсування та розфорсування збудження.
- 7 Автоматичне компаундування та електромагнітна корекція напруги (ЕПА – 325В).
- 8 Вторинні автоматичні регулятори частоти та потужності (загально станційні та блочні).

9 Автоматика системи хімічного очищення води.

10 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

4.5 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на АЕС містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.
2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

а) установка на ЦЩУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.

б) оперативний зв'язок АЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.

в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок АЕС включає:

1. Зв'язок із диспетчером енергосистеми по високочастотному каналу і пристроях телемеханіки.

2. Вихід на місцевий телефонний зв'язок.

3. Прямий зв'язок із електроцехом, цехом водопостачання, ВРП, паросиловим цехом, генераторним та реакторним залом.

4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).

5. Охоронний зв'язок і сигналізація.

6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

4.6 Телемеханіка

На АЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Цей пристрій здійснює передачу даних АЕС у ЦДП енергосистеми в об'ємі:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.

2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів АЕС.

4.7 Засоби РЗ і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [9]. Її основне завдання полягає в тому, щоб виявити ушкоджену ділянку електричної системи і як можливо швидше видати керуючий сигнал на його відключення. Додаткова задача РЗ полягає в сигналізації про виникнення сиг. режимів.

Основні захисти на АЕС занесені в таблицю 4.1

Таблиця 4.1 – Основні захисти на АЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРУ–330–220, кВ.	2. Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ–40
ЛЕП–330 кВ	І. Всі види КЗ	Панель захисту ДФЗ-503
ЛЕП –220 кВ	І. Всі види КЗ	Панель захисту ШДЭ-2802
Шини власних потреб 6 кВ	1. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ).	Повздовжній диф. захист і ДЗТ 13/3
	2. МІЖ фазне КЗ на (МРЖ).	Повздовжній диф. захист, РНГ–565
Кабельні лінії 6 кВ	1. Захист від багатофазних КЗ 2. Захист від однофазних КЗ	Неповний диференційний захист ДЗШ–10 Двохступеневий струмовий захист (струмова відсічка та МСЗ) на реле типу РТ–80 та вихідному реле РП–23
Трансформатор власних потреб (ТВП)	І. Всі види КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист 1 ДЗТ–21
	2. Зовнішнє КЗ	Дистанційний захист з боку ВН та з боку НН ТВП (блок–реле БРЕ – 2801) на резервному ТВП додатково з боку ВН – струмова відсічка на реле типу РТ–40
	3. Симетричне перевантаження	МСЗ, РТ–40
	4. Пожежа в трансформаторі	Газове реле ВВ–80
	5. Пошкодження на шинах ВП–6кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801 Диференційний захист на реле РНТ–561
	6. Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Диференційний захист на реле РНТ–561
Магістраль резервного живлення (МРЖ)	І. Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення (МРЖ)	Повздовжній диф. захист ДЗТ–13/3

	2. Між фазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист (РНТ – 565)
Автотрансформатор зв'язку та блочні трансформатори	1. Захист від багатофазних КЗ в обмотках і на виводах	Повздовжній диф. захист ДЗТ – 23
	2. Внутрішні замикання	Газовий захист з двома ступенями дії РЗТ–80
	3. Зовнішнє КЗ на землю	МСН нульової послідовності
	4. Зовнішні симетричні перевантаження	МСЗ з незалежною витримкою часу РТ – 40
	5. Зовнішні симетричні КЗ	МСЗ з пуском по напрузі є два реле РНТ, фільтр реле зворотної послідовності РНФ – 1М, мінімальне реле напруги РН– 54/160
	6. Зовнішні багатофазні несиметричні КЗ	СЗ (направлений в бік ВН та не направлений в бік СН) зворотної послідовності (фільтр–реле струму та направлення потужності типу РМОП – 2 та ненаправлене фільтр–реле струму РТФ1–М), струмовий захист нульової послідовності.
Двигун	1. Багатофазні КЗ в обмотках статора і на його виводах. 2. Однофазне замикання 3. Обрив однієї фази провідника 4. Перенапруга двигуна 5. Понижена напруга 6. Виникнення асинхронного ходу при обриві обмотки збудження в синхронному двигуні	Струмова відсічка диференц. повздовжній захист, РНТ–565 Захист нульової послідовності, або захист зворотної послідовності РТЗ–50 РТЗ– 50
		Запобіжники, теплові розчіплювані в автоматах або магнітних пускачах, МСЗ Захист від мін. Напруги РН–54, РНФ–И Захист від асинхронного ходу РТ–80
Шиноз'єднувальний вимикач	1. Міжфазні КЗ 2. Замикання на землю	МСЗ, РТ–40/6 Захист від замикань на землю РТЗ–50 (РТ–40/0,2)

4.8 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рис. 3.1) та приблизні розрахунки.

Задано базисними величинами:

$$S_{\sigma} = 1000 \text{ (МВА)}.$$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \frac{S_{\sigma}}{S_{\Gamma.ном}}; \quad (4.1)$$

$$x_T = 0.1906 \cdot \frac{1000}{258.3} = 0.738;$$

$$X_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T.ном}}; \quad (4.2)$$

$$X_T = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{1000}{630} = 0.1825.$$

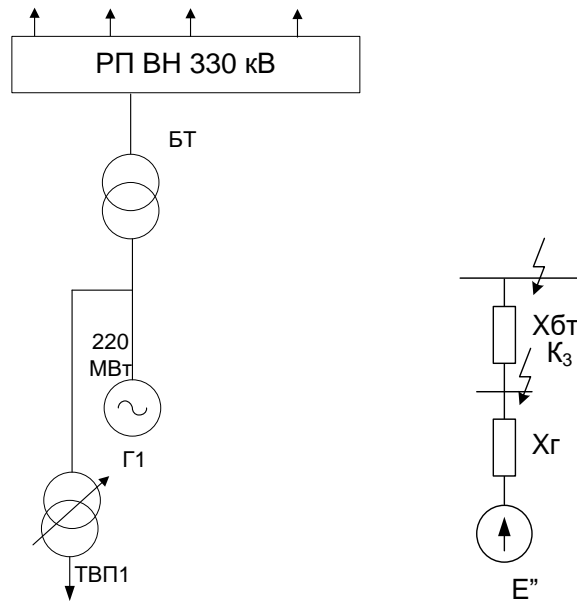


Рисунок 4.1 – Схема для розрахунку струмів КЗ

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора

$$X_{0T} = 1 \cdot X_T; \quad (4.3)$$

$$X_{0T} = 1 \cdot 0.1825 = 0.1825.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{ном*} \cdot \cos \varphi_{ном})^2 + (U_{ном*} \cdot \sin \varphi_{ном} + I_{ном*} \cdot x_d'')^2}, \quad (4.4)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{0.85^2 + (0.527 + 0.1906)^2} = 1.112,$$

де $U_{ном*} = I_{ном*} = 1$; $\sin \varphi_{ном} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ном}} = 0.527,$

Таблиця 4.2 – Технічні характеристики турбогенератора типу ТВВ-220-2УЗ

Параметр	Числове значення
$n_{\text{НОМ}}$, об/хв	3000
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	220
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	258,3
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	15,75
$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$	0,85
$I_{\text{НОМ}}$, кА	8,625
Схема з'єднань обмоток статора	У
Система збудження	ТН
$U_{f_{\text{НОМ}}}$, В	316
$I_{f_{\text{к}}}$, А	2680
$I_{f_{\text{НОМ}}}$, А	1025
ВКЗ	0,465
Опір при 15° С, Ом:	
- обмотка статора	0,00154
- обмотка ротора	0,0878
Опори, в.о.:	
- $X_{d''}$	0,1906
- $X_{d'}$	0,0275
- X_d	1,68
- X_2	0,232
- X_0	0,086

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К₁):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d''}; \quad (4.5)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1.112}{0.1906} = 5.83;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{\Gamma.\text{НОМ}}; \quad (4.6)$$

$$I^{(3)} = 5.83 \cdot 8.625 = 50.283(\text{кА});$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2}; \quad (4.7)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,232} = 2,631.$$

де x_2 - опір оберненої послідовності генератора.

Розраховуємо струми КЗ за блоковим трансформатором (точка К₂):

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T}; \quad (4.8)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,1825} = 2,98;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T}; \quad (4.9)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,232 + 2 \cdot 0,1825} = 1,412;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T + x_{0T}}; \quad (4.10)$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,232 + 2 \cdot 0,1825 + 0,1825} = 1,146;$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0T}}{x_2 + x_T + x_{0T}}} \cdot \frac{x_{0T}}{x_2 + x_T + x_{0T}}; \quad (4.11)$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1,112}{0,1906 + 0,1825 + \frac{(0,232 + 0,1825) \cdot 0,1825}{0,232 + 0,1825 + 0,1825}} \times \frac{0,1825}{0,232 + 0,1825 + 0,1825} = 0,68.$$

4.9 Захист від багатofазних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора

Використовуємо повздовжній диференційний захист з циркулюючими струмами на реле ДЗТ-11/5. В даному випадку схема з'єднання обмоток статора – “зірка-зірка”, застосовуємо трансформатори струму на лінійних виводах з ко-

ефіцієнтом трансформації $10000/5$, а в нейтралі – $10000/5$, для поперечного диференційного захисту – $1500/5$; тоді робоча кількість витків обмотки реле $W_{роб} = 144$ витка.

Максимальну розрахункову силу первинного струму небалансу при зовнішньому КЗ визначаємо як:

Максимальне розрахункове значення первинного струму небалансу $I_{нб.роз.макс}$ у встановленому режимі протікання через ТТ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{нб.роз.макс} = \varepsilon \cdot K_{одн} \cdot I_{зовн.розр.макс}; \quad (4.12)$$

$$I_{нб.роз.макс} = 0.1 \cdot 0.5 \cdot 50283 = 2514.15 \text{ (А)}.$$

де $K_{одн} = 1$, оскільки трансформатори струму різні.

- визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб} = \frac{K_{відстр} \cdot I_{нб.розр.макс} \cdot W_{роб}}{n_{тс}}; \quad (4.13)$$

$$F_{роб} = \frac{1.6 \cdot 2514.15 \cdot 144}{2000} = 289.6 \text{ (А)}.$$

- визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{гальм} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{роб}^2}{100^2} - 1}; \quad (4.14)$$

$$F_{гальм} = 136 \cdot \sqrt{\frac{289.6^2}{100^2} - 1} = 369.6 \text{ (А)}.$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{гальм.втор} = \frac{I_{зовн.розр.макс}}{n_{тс}}; \quad (4.15)$$

$$I_{\text{гальм.втор}} = \frac{50283}{2000} = 25.1 \text{ вит.}$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{F_{\text{гальм.}}}{I_{\text{гальм.втор}}}; \quad (4.16)$$

$$W_{\text{гальм.розр}} = \frac{369.6}{25.1} = 14.73 \text{ вит.},$$

приймаємо 15 витків.

4.10 Захист від КЗ між витками однієї фази обмотки статора

Використовуємо односистемний поперечний диференційний захист з реле струму РТ – 40/Ф з фільтром першої гармоніки. ТС встановлюється на шинопроводі, що з'єднує нейтралі паралельних віток. Струм спрацювання реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0.2 \cdot I_{\text{г.ном}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0.2 \cdot 8625}{300} = 5.75 \text{ (А)}.$$

4.11 Захист від замикань на землю в обмотці статора

Використовуємо комплект захисту ЗЗГ-1 – захист напруги першої та третьої гармонік без зони нечутливості. Захист складається з двох органів:

1) максимального реле напруги першої гармоніки – яке захищає 85-90% витків обмотки статора зі сторони лінійних виводів;

2) реле напруги третьої гармоніки з гальмуванням – яке захищає до 35% витків обмотки статора зі сторони нейтралі і саму нейтраль.

До цих реле підводять напругу зі сторони лінійних виводів від ТН типу ЗНОМ з напругами $U_{\phi} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{3}$ В, а для реле з гальмуванням додатково підводиться напруга зі сторони нульових виводів від спеціально встановленого ТН типу ЗНОЛ або ЗОМ з напругами $\left(\frac{U_{\phi}}{\sqrt{3}} \right) 100$ В. В умовах проектування параметри не визначаються, т.ч. вони не впливають на вибір типу апаратури. Захист діє з незалежною витримкою часу до 0.5 с.

4.12 Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ

Використовуємо одноступеневий дистанційний захист. Реле включається на різницю фазних струмів від ТС, встановленого зі сторони нульових виводів, і на міжфазну напругу від ТН, який встановлений на лінійних виводах. Реле має кругову характеристику, розташовану в першому квадранті зі зміщенням в третій квадрант і охопленням початку координат. Захист виконується з двома ступенями витримки часу.

Визначимо опір спрацювання захисту:

$$Z_{cз} = \frac{0.95 \cdot U_{z.ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot I_{z.ном} \cdot k_{відс} \cdot k_{в} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{наг})}, \quad (4.18)$$

$$Z_{cз} = \frac{0.95 \cdot 15.75}{\sqrt{3} \cdot 1.5 \cdot 8.625 \cdot 1.2 \cdot 1.5 \cdot \cos(80^{\circ} - 32^{\circ})} = 0.55 \text{ (Ом)},$$

де $k_{відс} = 1,2$; $k_{в} = 1,5$; $\varphi_{мч} = 80^{\circ}$ - кут максимальної чутливості; $\varphi_{іаа} = 32^{\circ}$ - кут навантаження реле. Тоді $Z_{cз} = 0.55$ Ом.

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові:

$$K_{\psi} = \frac{Z_{cз}}{Z_{\psi\psi}}; \quad (4.19)$$

$$K_{\psi} = \frac{0.55}{0.228} = 2.41 > 1.2.$$

$$\text{де } Z_{\text{дiл}} = Z_m + Z_2; \quad (4.20)$$

$$Z_{\text{дiл}} = \frac{11.5}{100} \cdot \frac{15.75^2}{630} + 0.1906 \cdot \frac{15.75^2}{258.3} = 0.045 + 0.183 = 0.228 \text{ (Ом)}.$$

Витримка часу першого ступеню захисту узгоджується з найбільшою витримкою часу резервних захистів від міжфазних КЗ на елементах, приєднаних до шин ВН:

$$t_{\text{с.з.І}} = 1\text{с}.$$

Витримка часу другого ступеню

$$t_{\text{с.з.ІІ}} = 1,5\text{с}.$$

4.13 Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень

Застосовується струмовий захист зворотної послідовності з інтегрально-залежною витримкою часу. Він виконується одним реле струму зворотної послідовності з фільтром – РТФ-6М. Це реле складається з п'яти елементів :

1) пусковий орган без витримки часу, який забезпечує пуск та повернення інтегрального органу та блокування органу “відсічка ІІ”

$$I_{\text{с.з.ІІО}} \approx 0,1 \cdot I_{\text{с.ном}}; \quad (4.21)$$

$$I_{\text{с.з.ІІО}} = 0.1 \cdot 8625 = 862.5 \text{ (А)};$$

2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{\text{с.з.ІІ}}^2}; \quad (4.22)$$

$$t_{\text{доп}} = \frac{8}{2.631^2} = 1.156 \text{ (с)}.$$

3) орган “відсічка I” спрацьовує без витримки часу і передбачається для дії захисту з незалежною витримкою часу в якості резервного захисту від зовнішніх несиметричних КЗ

$$I_{c.з.2I} = 0.4 \cdot I_{z.ном}; \quad (4.23)$$

$$I_{c.з.2I} = 0.4 \cdot 8625 = 3450(\text{A});$$

4) орган “відсічка II” спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу, і утворюється виносним реле часу:

$$I_{c.з.2II} = I_2^{(2)} / k_v; \quad (4.24)$$

$$I_{c.з.2II} = 50283 / 1.2 = 41902.5.$$

5) сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора:

$$I_{c.з.2сиг} = 0.05 \cdot I_{z.ном}; \quad (4.25)$$

$$I_{c.з.2сиг} = 0.05 \cdot 8625 = 431.25(\text{A}).$$

4.14 Захист обмотки статора від симетричних перевантажень

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з $K_B = 0,99$. Струм спрацювання захисту

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_B} \cdot I_{z.ном}; \quad (4.26)$$

$$I_{сз} = \frac{1.05}{0.99} \cdot 8625 = 9147.7(\text{A}).$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом, який діє на відключення.

4.15 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовуємо струмовий захист з двома ступенями інтегрально-залежної витримки часу. Захист здійснюється за допомогою блок-реле, РЗР-1М, який містить наступні елементи:

- 1) вхідний перетворювальний пристрій.
- 2) сигнальний орган, що спрацьовує без витримки часу при струмах збудження, які перевищують довготривале допустиме значення; необхідна витримка часу створюється виносним реле часу. Діапазон регулювання уставки 0,1...1,2 номінального струму збудження. Рекомендується уставка 1,05, тобто:

$$I_{с.з.СОперв} = 1.05 \cdot I_{рот.ном}; \quad (4.27)$$

$$I_{с.з.СОперв} = 1.05 \cdot 2680 = 2814 (A).$$

- 3) пусковий орган, що спрацьовує без витримки часу і контролює пуск та повертання інтегрального органа. Діапазон регулювання уставки 1,05...1,25 номінального струму збудження. Рекомендується уставка 1,1, тобто

$$I_{с.з.ЛОперв} = 1.1 \cdot 2680 = 2948 (A).$$

- 4) інтегральний орган, що працює з двома інтегрально-залежними ступенями витримками часу в залежності від накопичення теплоти в обмотці збудження при перевантаженнях та охолодженні після усунення перевантаження. Зміна уставок інтегрального органа не здійснюється. Для підключення реле РЗР-1М використовується пристрій И – 528, що містить трансформатор постійного струму.

4.16 Додатковий (тимчасовий) захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{c.з.} = 1.5 I_{рот.ном} R_{рот}; \quad (4.28)$$

$$U_{c.з.} = 1.5 \cdot 2680 \cdot 0.0878 = 352.96B; t_{c.з.} = 20(c).$$

4.17 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження

Застосовується одноступеневий дистанційний захист з незалежною витримкою часу і використовується для захисту одне з трьох реле опору комплексу КРС-2. Реле вмикають на різницю фазних струмів від ТС та на міжфазну напругу від ТН, щоб кругова характеристика розташовувалась в третьому та четвертому квадрантах комплексної площини опорів і не охоплювала початок координат. Лінія максимальної чутливості на комплексній площині при куті максимальної чутливості 80° розташовується в третьому квадранті під кутом 260° .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним $1.1 \cdot x_{d*} = 1.1 \cdot 1.68 = 1.848$ із зміщенням $0.4 \cdot x'_{d*} = 0.4 \cdot 0.0275 = 0.011$. При цих параметрах забезпечується відстройка захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту $t_{c.з.} = 1 \dots 2c$.

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

4.18 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора

Застосовуємо максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу, призначену для попередження недопустимого перевищення напруги в режимі х.х. або сбросу навантаження. В якості пускового органа використовується реле напруги типу РН-58/200 з високим коефіцієнтом повернення ($\approx 0,9$). Для виведення захисту з дії в робочому режимі генератора застосовується реле струму РТ-40/Р.

На блоках без вимикача у генератора реле струму контролює струм в колі ВН трансформатора. Реле напруги вмикається на міжфазну напругу ТН на виводах генератора. Реле часу повинно бути термічно стійким. Напруга спрацювання пускового органу приймається:

$$U_{c.z.} = 1.2 \cdot U_{z.ном.}; \quad (4.29)$$

$$U_{c.z.} = 1.2 \cdot 15750 = 18900 \text{ (В)}.$$

$$U_{c.p.} = \frac{U_{c.z.}}{n_n}; \quad (4.30)$$

$$U_{c.p.} = \frac{18900}{160} = 120 \text{ (В)}.$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.z.} = 0.1 \cdot I_{z.ном.}; \quad (4.31)$$

$$I_{c.z.} = 0.1 \cdot 8625 = 862.5 \text{ (А)};$$

$$I_{c.p.} = 862.5 \cdot \frac{1}{2000} = 0.43 \text{ (А)}.$$

витримка часу $t_{c.z.} \approx 3\text{с}$.

4.19 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора

Використовуємо захист типу КЗР-3, що виконується з накладанням на коло збудження змінного струму частотою 25 Гц.

4.20 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференціальний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту:

$$I_{\text{номВН}} = \frac{I_{\text{номГ}}}{K_{\text{БТ}}}; \quad (4.32)$$

$$I_{\text{номВН}} = \frac{8625}{22.03} = 391.48(\text{А});$$

$$I_{\text{с.з.}} = 0.3 \cdot I_{\text{номВН}}; \quad (4.33)$$

$$I_{\text{с.з.}} = 0.3 \cdot 391.48 = 117.44(\text{А}).$$

коефіцієнт чутливості:

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = I_{\text{кmin}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = 0.87 \cdot I_{\text{кmaxВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}}; \quad (4.34)$$

$$K_{\text{ч}}^{(3)} = \frac{0.87 \cdot 2.98 \cdot 8625}{22.03 \cdot 117.44} = 8.64 > 2.$$

4.21 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле РЗТ-80.

4.22 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтралю при роботі трансформатора із заземленою нейтралю

Встановлюємо двохступеневий струмовий захист нулевої послідовності з незалежною витримкою часу. Перша ступінь – з реле струму РСТ-11 та реле часу. Друга ступінь – з реле струму типу РТ-40 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка І комплекта:

$$I_{\text{с.з.І}} = \frac{I_{\text{номВН}}}{K_{\text{Н}}}; \quad (4.35)$$

$$I_{\text{с.з.І}} = \frac{391.48}{1.5} = 260.99(\text{А});$$

$$I_{\text{с.р.І}} = \frac{I_{\text{с.з.І}}}{\eta_{\text{Т1}}}; \quad (4.36)$$

$$I_{\text{с.р.І}} = \frac{260.99}{300} = 0.87(\text{А}).$$

Установка II комплекта:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{c.з.II} = 0.4 \cdot I_{номВН} / K_q; \quad (4.37)$$

$$I_{c.з.II} = 0.4 \cdot 391.48 / 1.2 = 130.49 \text{ (А)};$$

$$I_{c.p.II} = \frac{130.49}{300} = 0.43 \text{ (А)}.$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = \frac{0.87 \cdot I_{П.О*}^{(3)} \cdot I_{Г.ном}}{K_{БТ} \cdot I_{c.з.I}}; \quad (4.38)$$

$$K_q = \frac{43746.86}{5749.6} = 7.6 > 1.2.$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{c.з.діл} = t_{c.з.ел.макс} + \Delta t; \quad (4.39)$$

$$t_{c.з.діл} = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ (с)}.$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{c.з.діл} = t_{c.з.прс.} + \Delta t; \quad (4.40)$$

$$t_{c.з.діл} = 0.1 + 0.5 = 0.6 \text{ (с)}.$$

Приймаємо $t_{c.з.діл} = 1 \text{ с}$.

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{c.з.I} = t_{c.з.діл} + \Delta t;$$

$$t_{c.з.I} = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ (с)}.$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{c_{3.2}} = t_{c_{3.1}} + \Delta t;$$

$$t_{c_{3.2}} = 1.5 + 0.5 = 2 \text{ (c)}.$$

5 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ АЕС

5.1 Розробка структурної схеми та інформаційного забезпечення АСУ АЕС 2200 МВт на базі SCADA – систем

В даний час термін SCADA-система використовують для позначення програмно-апаратних телемеханічних комплексів збору даних.

До основних завдань, що вирішуються SCADA-системами, відносяться:

— Обмін даними з ПЗО (пристроєм зв'язку з контрольованим об'єктом).

Цим пристроєм може бути як промисловий контроллер, так і плата введення/виводу.

— Обробка інформації по заданих алгоритмах.

— Відображення інформації на екрані монітора в зрозумілій для людини формі.

— Ведення бази даних з технологічною інформацією.

— Аварійна сигналізація і управління тривожними повідомленнями.

— Підготовка і генерування звітів про хід технологічного процесу.

— Архівація і подальший перегляд технологічної інформації.

— Забезпечення зв'язку із зовнішніми застосуваннями (СУБД, електронними таблицями, текстовими процесорами і так далі). У системі управління підприємством такими застосуваннями найчастіше є додатки, відношені до рівня MES.

Іноді SCADA-системи комплектуються додатковим ПЗ для програмування промислових контроллерів. Такі SCADA-системи називаються інтегрованими, і до них додають термін Softlogic.

Це було сухе формулювання, узятє з енциклопедії. Насправді системи такого класу мають чітке призначення - вони надають можливість здійснювати моніторинг і диспетчерський контроль безлічі видалених об'єктів (від 1 до 10000 пунктів контролю, іноді на відстані в тисячі кілометрів один від одного) або одного територіально розподіленого об'єкту.

Основне завдання SCADA - це збір інформації про безліч видалених об'єктів, що поступає з пунктів контролю, і відображення цієї інформації в єдиному диспетчерському центрі. Окрім цього, SCADA повинна забезпечувати довгострокову архівацію отриманих даних. При цьому диспетчер часто має можливість не тільки пасивно спостерігати за об'єктом, але і обмежено ним управляти, реагуючи на різні ситуації.

5.1.1 Загальна структура SCADA

Робота SCADA - це безперервний процес збору інформації з видалених об'єктів для обробки, аналізу і можливого управління. Деякі SCADA-системи надають можливість обробки даних в режимі реального часу, що може бути обумовлене необхідністю оперативної доставки даних на центральний інтерфейс оператора. В той же час поняття реального часу відрізняється для різних SCADA-систем. Всі сучасні SCADA-системи включають три основні структурні компоненти:

Remote Terminal Unit (RTU) - це видалений термінал, що підключається безпосередньо до контрольованого об'єкту і здійснює обробку завдання (управління) в режимі реального часу. Спектр втілень RTU широкий: від примітивних датчиків, що здійснюють зняття інформації з об'єкту, до спеціалізованих багатопроцесорних відмовостійких обчислювальних комплексів, що здійснюють обробку інформації і управління в режимі жорсткого реального часу. Конкретна його реалізація визначається специфікою застосування. Використання пристроїв низькорівневої обробки інформації дозволяє понизити вимоги до пропускну здатності каналів зв'язку з центральним диспетчерським пунктом.

Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) - диспетчерський пункт управління (головний термінал); здійснює обробку даних і управління високого рівня, як правило, в режимі м'якого (квазі-) реального часу. Одна з основних функцій - забезпечення людино-машинного інтерфейсу (між людиною-оператором і системою). Залежно від конкретної системи MTU може бути реалізований в найрізноманітнішому вигляді: від одиночного комп'ютера з додатковими пристроями підключення до каналів зв'язку до великих обчислювальних систем

(мейнфреймів) або об'єднаних в локальну мережу робочих станцій і серверів. Як правило, і при побудові MTU використовуються різні методи підвищення надійності і безпеки роботи системи. Пристрій MTU часто називають SCADA-сервером.

Communication System (CS) комунікаційна система (канали зв'язку) між RTU і MTU. Вона необхідна для передачі даних з видалених точок (RTU) на центральний інтерфейс диспетчера і передачі сигналів управління назад з MTU на RTU. Як комунікаційна система можна використовувати наступні канали передачі даних:

- Виділені лінії - власні або орендовані; мідний кабель або оптоволокно;
- Приватні радіомережі;
- Аналогові телефонні лінії;
- Цифрові мережі ISDN;
- Стільникові мережі GSM (GPRS).

З метою дублювання ліній зв'язку пристрою можуть підключатися до декількох мереж, наприклад до виділеної лінії і резервного радіоканалу.

В даний момент переважна більшість SCADA-систем базуються на платформах MS Windows. Саме такі системи володіють якнайповнішими і легко нарощуваними людино-машинними інтерфейсами (Man Machine Interface - MMI). Враховуючи посилення позицій Microsoft, що продовжується, на ринку операційних систем (ОС) слід зазначити, що навіть розробники мультиплатформних SCADA-систем, такі як United States DATA Co, вважають пріоритетним подальший розвиток своїх SCADA-систем на платформі Windows NT.

Деякі фірми, що до цих пір підтримували SCADA-системи на базі ОС реального часу (PB), почали міняти орієнтацію, вибираючи системи на платформі Windows NT. Все більш очевидним стає застосування ОС реального часу, в основному, у вбудовуваних системах. Таким чином, основним полем, де сьогодні розгортаються головні події глобального ринку SCADA-систем, стала ОС MS Windows NT на фоні згортання активності, що все прискорюється, в області MS DOS, MS Windows 3.xx/95.

Існують так само SCADA-системи, що виконуються під UNIX-подібною ОС реального часу QNX, наприклад Realflex і Sitex.

5.1.2 Особливості SCADA як процесу управління АЕС 2200 МВт

Нижче перераховані деякі характерні особливості процесу управління в сучасних диспетчерських системах:

- Будь-яка неправильна дія може привести до відмови (втраті) об'єкту управління або навіть катастрофічних наслідків;

- Диспетчер несе, як правило, загальну відповідальність за управління системою, яка, за нормальних умов, тільки зрідка вимагає підстроювання параметрів для досягнення оптимального функціонування;

- Велику частину часу диспетчер пасивно спостерігає за інформацією, що відображається. Активна участь диспетчера в процесі управління відбувається нечасто, зазвичай у разі настання критичних подій - відмов, аварійних і нештатних ситуацій і пр.;

- Дії оператора в критичних ситуаціях можуть бути жорстко обмежені за часом (декількома хвилинами або навіть секундами).

У системах SCADA необов'язкова наявність оператора/диспетчера у випадку, якщо система АСК ТП побудована за дворівневим принципом: на нижньому рівні автоматизації знаходиться автоматика безпеки, що управляє, на верхньому рівні - SCADA-система.

5.1.3 SCADA-система - інструмент автоматизації електричних станцій і мереж

У SCADA-систем, має вже готову базу елементів і алгоритмів функціонування. Також система підтримує широкий круг цифрових пристроїв релейного захисту і автоматики різних виробників.

Функції централізованого збору, зберігання і передачі сигналів в системі виконує один або декілька серверів. Число серверів визначає ступінь надійності системи, число АРМ - ступінь зручності використання системи. У SCADA-системі реалізовані алгоритми "гарячого" резервування, що дозволяють у разі

несправності автоматично замінити основні елементи резервними (без втручання персоналу), тим самим забезпечують постійну працездатність системи в цілому.

У системі передбачена можливість використання видалених АРМ, взаємодія яких з системою може здійснюватися з використанням різних каналів зв'язку. Функції узгодження видалених АРМ і SCADA-систем здійснює комп'ютер-шлюз.

Для організації взаємодії між людиною і устаткуванням, система надає різні засоби багатофункціонального ЧМІ: можливість відображення отримуваної інформації у вигляді мнемосхем, таблиць, графіків (трендів), панелей управління і сигналізації. На дисплей може бути виведена аналогова і дискретна інформація, необхідна для адекватної оцінки ситуації і управління об'єктом.

Головне вікно Автоматизоване робоче місце АРМ (рис. 4) розділене на декілька частин, найбільш важливими з яких є:

- область мнемосхем (центральна частина екрану), призначена для відображення мнемосхеми. Мнемосхема є сукупністю статичної і динамічної інформації, причому динамічна інформація може відноситися до самих різних об'єктів. Мнемосхема складається з мнемосимволів, які представляють спрощене мнемонічне зображення об'єкту;

- навігація по мнемосхемах (права частина екрану) відображає список доступних мнемосхем і служить для швидкого перемикання між ними. Назва поточної мнемосхеми має виділення;

- сигналізація і події (нижня частина екрану) відображає останні 100 подій подій в системі (спрацьовування пристроїв РЗА, перемикання комутаційної апаратури, вихід параметрів режиму за допустимі межі, спрацьовування технологічних захистів устаткування, дії оперативного персоналу і т. п.).

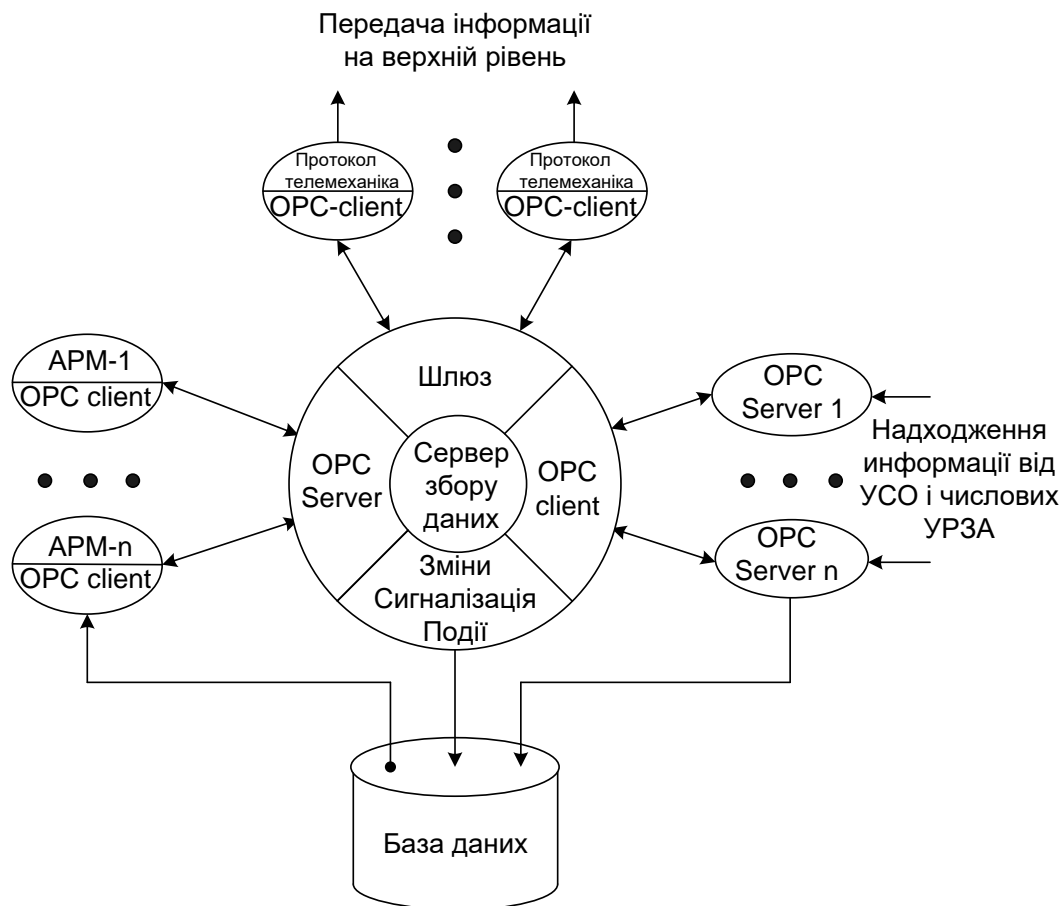


Рисунок 5.1 – Загальна структурна схема ПЗ SCADA-системи

З головного вікна АРМ оперативному персоналу за наявності відповідних прав (забезпечення безпеки) надається можливість доступу до наступних функціональних можливостей:

- проглядання поточного стану керованого об'єкту;
- безпосередній перегляд останніх подій;
- проглядання подій і сигналізації за певний відрізок часу з можливістю фільтрації по різних складових;
- проглядання поточної інформації про динаміку зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління (динамічні тренди);
- проглядання динаміки зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління за певний відрізок часу у минулому (статичні тренди);
- формування оперативного журналу подій, добових і інших відомостей і так далі з можливістю їх редагування;

- дистанційне керування устаткуванням;
- дистанційна конфігурація, настройка, зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА;
- автоматичне і ручне прочитування даних осциллографування;
- проглядання лічених осцилограм з можливістю їх повнофункціонального аналізу (побудова векторних діаграм, розкладання сигналів на гармонійні і симетричні складові і так далі);
- призначення прав користувачів;
- документування всієї доступної інформації.

Рисунок 5.2 – Загальна структурна схема ПЗ SCADA-системи

З головного вікна АРМ оперативному персоналу за наявності відповідних прав (забезпечення безпеки) надається можливість доступу до наступних функціональних можливостей:

- проглядання поточного стану керованого об'єкту;
- безпосередній перегляд останніх подій;
- проглядання подій і сигналізації за певний відрізок часу з можливістю фільтрації по різних складових;
- проглядання поточної інформації про динаміку зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління (динамічні тренди);
- проглядання динаміки зміни сигналів, що поступають з об'єкту управління за певний відрізок часу у минулому (статичні тренди);
- формування оперативного журналу подій, добових і інших відомостей і так далі з можливістю їх редагування;
- дистанційне керування устаткуванням;
- дистанційна конфігурація, настройка, зміна уставок мікропроцесорних пристроїв РЗА;
- автоматичне і ручне прочитування даних осциллографування;

— проглядання лічених осцилограм з можливістю їх повнофункціонального аналізу (побудова векторних діаграм, розкладання сигналів на гармонійні і симетричні складові і так далі);

— призначення прав користувачів;

— документування всієї доступної інформації.

Конфігурація АСОВІ є гнучкою і максимально спрощеною, що дозволяє проводити інжинеринг системи з мінімальними витратами часу. Система також має вбудовану підтримку скриптових мов програмування. Дана можливість дозволяє проводити будь-які математичні і логічні операції з тими, що поступають в систему даних, що дозволяє без зусиль розширити сервісні можливості системи.

Використовуваний ЛМІ людино-машинних інтерфейсів (ЛМІ) повинен забезпечувати певний рівень захисту щоб уникнути випадкового або навмисного виконання заборонених операцій.

Переважає більшість SCADA-пакетів є закритими, якщо мова йде про структуру даних, з якими вони працюють. Для того, щоб дістати доступ до даних в цих системах, необхідно скористатися спеціалізованими пакетами розробника, що часто неможливе.

Система повністю підтримує технологію OPC, всі збирані дані зберігаються в стандартних БД; осцилограми зберігаються в міжнародному форматі COMTRADE. Більш того, існує можливість експортувати дані в інших стандартних БД.

5.2 Визначення оптимального розподілу навантаження між блоками з врахуванням витрат на власні потреби

Знаючи склад агрегатів АЕС необхідно визначити основні техніко-економічні показники (ТЕП) блоків по точках витрати характеристики $V_i=f(P_i)$. До основних ТЕП, що визначаються з витратної характеристики (ВХ) відносяться:

$P_{\max} - P_{\min}$ - діапазон зміни навантаження блока;

$b_i = d V_i/dP_i$ - відносний приріст витрати палива в i -тій точці ВХ;

$\delta_i = V_i/P_i$ - питома витрата умовного палива в i -тій точці ВХ;

$\eta_i = P_i/8,14V_i$ - К.К.Д. у i -тій точці ВХ.

З застосуванням ЕОМ ця задача значно спрощується.

Необхідно побудувати витратну характеристику агрегатів.

Для забезпечення великого обсягу обчислювальної роботи необхідно користуватися ЕОМ. Потім у відповідному масштабі і при введених обмеженнях будуються відповідні характеристики, що знадобляться в подальших розрахунках для визначення оптимальної стратегії у виборі складу агрегатів і розподілу навантажень між блоками.

Необхідно побудувати витратну характеристику блоків j і k виду в залежності $b(P)$, $\delta(P)$, $\eta(P)$.

Для забезпечення великого об'єму обчислювальної роботи необхідно скористатися ПЕОМ. Потім у відповідному масштабі і при введених обмеженнях будуються характеристики $\sum_k^j B_j = f(\sum_1^j P_j)$, $\sum_k^j B_k = f(\sum_1^k P_k)$ і $b_j = f(\sum_1^j P_j)$, $b_k = f(\sum_1^k P_k)$, які будуть потрібні в подальших розрахунках для визначення оптимальної стратегії у виборі складу агрегатів і розподілу навантажень між блоками. Пронумеруємо блоки - менші номери у блоків j - виду меншої потужності.

При наявності ВХ блоків і їх основних ТЕП необхідно побудувати сумарну витратну характеристику АЕС, яка б перекривала весь діапазон змін навантажень станції від мінімально можливої до встановленої потужності. Оскільки при наявності різнотипних блоків це багатоваріантна задача, у кожній точці ВХ необхідно вибирати варіант, при якому була би мінімальна витрата палива. З погляду системного аналізу дану задачу можна задати в такий спосіб:

$$\sum B = \sum_1^j B_j + \sum_1^k B_k \Rightarrow \min, \quad (5.1)$$

де J і k - кількість блоків різних видів.

Це Функція мети, що визначає стратегію вибору потрібного варіанта з великої кількості наявних.

а) Для обліку внутрішньостемних зв'язків вводяться рівняння зв'язку ВХ J і k видів блоків:

$$B_j = f(P_j), \quad B_k = f(P_k); \quad (5.2)$$

б) Обмеження в системі:

- робота блоків можлива починаючи з мінімальної потужності P_{\min} ;

- $\sum P_j + \sum P_k = P_i$ – тобто потужність, яка видається станцією у кожній точці ВХ складається із сумарної потужності блоків. Це - балансове рівняння потужності.

в) Критерії оптимізації:

- для оптимального розподілу навантаження між агрегатами критерієм є рівність ОПРТ блоків:

$$b_i = b_k = l \text{ дем}; \quad (5.3)$$

- для оптимального вибору складу агрегатів:

$$b_n < b_m \quad (5.4)$$

де n і m - номери варіантів, перевага віддається варіанту з меншим b_i .

У реальних умовах АЕС існує більша кількість обмежень, однак, вони сюди не вводяться для спрощення задачі. Алгоритм (А) побудови витратної характеристики АЕС з декількома видами блоків має наступну послідовність:

А.1. Визначаємо масштаб по осях В і Р і будуємо осі в прямокутній системі координат.

А.2. По характеристиках відносних приростів $b=f(P)$ для J і k видів блоків визначаємо для якого з видів ОПРТ має менше значення. Як правило, це більш потужні блоки (k -вид). З урахуванням обмежень мінімальної потужності блоків будуємо сумарну ВХ j -блоків, потім $k-1$, $k-2$... 1. Наприклад, якщо в нас є 3 блоки по 800 МВт і 5 по 300 МВт, то спочатку на координатну сітку

наносимо в діапазоні 3 $P_{\min} - 2200$ МВт ЄС паралельно працюючих блоків 3x800, потім у діапазоні 2 $P_{\min} - 1600$ МВт ВХ 2x1600 і потім від $P_{\min} - 1300$ ВХ – 1300 МВт. При однакових ВХ блоків і рівномірному завантаженню зберігається рівність відносних приростів, що є критерієм оптимальності рівномірного розподілу навантаження між блоками.

А.3. На сумарної ВХ залишається незаповнений діапазон у початковій і кінцевій частині характеристики, маються провали й у середній частині, які необхідно заповнити за рахунок блоків меншої потужності. У кінцевій частині ВХ робимо таку ж побудову з врахуванням роботи блоків більш потужних на повне навантаження, тобто до ординати V додається ΣV_{\max} від k -блоків, а до абсциси $P - \sum_1^k P_{k \text{ вуст}}$ У початковій частині будуємо ВХ j блоків по тому ж принципі, що

й у підпункті алгоритму 2:

- j блоків - $P_{j \min} \div \Sigma P_{j \text{ вуст}}$;
- $J-1$ - $P_{j-1 \min} \div \Sigma P_{j-1 \text{ вуст}}$;
- . . . - . . .
- I блоку - $P_{\min} \div P_{\text{вуст}}$.

Для заповнення провалів у середній частині необхідно перебрати кілька варіантів сполучень блоків і вибрати з них оптимальний.

А.4. Для точок накладення ВХ від різних варіантів (назвемо їх контрольними) необхідно перевірити хід ВХ за критерієм оптимального вибору складу устаткування. Повинен проходити варіант із меншим відносним приростом b .

А.5. Уточнюємо ЄС АЕС, тобто відкидаємо непотрібні варіанти і виділяємо оптимальні. Наводимо суцільною лінією уточнену ВХ. Вертикальними лініями відокремлюємо зони з різним складом блоків.

А.6. Складаємо математичну модель ВХ АЕС за графіком, який побудований вище, у виді полінома:

$$V = V_0 + b_1 (P_{\Sigma} - P_{\min}) + b_2 (P_{\Sigma} - P_{\min})^2; \quad (5.5)$$

де B_o - витрата палива на початку діапазону при навантаженні P_{\min} – технічного мінімуму j -блоку; b_1, b_2 - коефіцієнти при лінійному і квадратичному члені полінома.

Визначення b_1 за графіком – згладжуємо характеристику, і потім проводимо дотичну з точки початку ВХ (P_{\min}, B_o) до перетину з ординатою $P_{\Sigma \max}$. Визначаємо B_m , звідси:

$$b_1 = \frac{B_m - B_o}{P_{\Sigma \max} - P_{\min}}; \quad (5.6)$$

b_2 визначаємо по наступному виразу:

$$b_2 = \frac{B - B_o - b_1(P_{\Sigma \max} - P_{\min})}{(P_{\Sigma \max} - P_{\min})^2}; \quad (5.7)$$

За графіком навантаження у відсотках будуємо графік навантаження АЕС в іменованих одиницях.

Таблиця 5.1 - Побудова витратної характеристики двох блоків 440 МВт, що працюють паралельно

Р навання сум	Р наван блок	Р наван 2блок	Послідовне навання блоків	Р наван блок	Р наван 2блок	Завання за принципом рівних приростів
500,00	250	250	150,000	250	250	150,000
527,14	277,14	250	157,116	263,57	263,57	157,087
554,29	304,29	250	164,350	277,14	277,14	164,232
581,43	331,43	250	171,702	290,71	290,71	171,437
608,57	358,57	250	179,172	304,29	304,29	178,700
635,71	385,71	250	186,759	317,86	317,86	186,022
662,86	412,86	250	194,465	331,43	331,43	193,404
690,00	440,00	250	202,288	345,00	345,00	200,844
717,14	440,00	277,14	209,404	358,57	358,57	208,343
744,29	440,00	304,29	216,638	372,14	372,14	215,901
771,43	440,00	331,43	223,990	385,71	385,71	223,518
798,57	440,00	358,57	231,460	399,29	399,29	231,194
825,71	440,00	385,71	239,047	412,86	412,86	238,929

852,86	440,00	412,86	246,753	426,43	426,43	246,723
880,00	440,00	440,00	254,576	440,00	440,00	254,576

Рисунок 5.3 Розподілення навантаження між однаковими блоками

Таблиця 5.2 – Побудова витратної характеристики станції потужність
2200 МВт.

Р _{нав}	ТГ-440	2*ТГ-440	3*ТГ-440	4*ТГ-440	5*ТГ-440	Оптимальна витратна характеристика
250	75,00					75,00
275	81,59					81,59
300	88,38					88,38
325	95,34					95,34
350	102,50					102,50
375	109,84					109,84
400	117,38					117,38
425	125,09					125,00
450	130,00					130,00
475	140,00					140,00
500	155,00	150,00				150,00
525	158,00	156,55				156,55
550		163,19				163,19
575		169,92				169,92
600		176,75				176,75
625		183,67				183,67
650		190,69				190,69
675		197,80				197,80
700		205,00				205,00
725		212,30				212,30
750		219,69	225,00			219,69
775		227,17	231,53			227,17
800		234,75	238,13			234,75
825		242,42	244,78			242,42
850		250,19	251,50			250,19
875		258,05	258,28			258,05
900			265,13			265,13
925			272,03			272,03
950			279,00			279,00
975			286,03			286,03
1000			293,13	300,00		293,13
1025			300,28	306,52		300,28
1050			307,50	313,09		307,50
1075			314,78	319,71		314,78
1100			322,13	326,38		322,13
1125			329,53	333,09		329,53
1150			337,00	339,84		337,00
1175			344,53	346,65		344,53
1200			352,13	353,50		352,13
1225			359,78	360,40		359,78
1250			367,50	367,34	375,00	367,34
1275			375,28	374,34	381,52	374,34

Продовження таблиці 5.2

Р _{нав}	ТГ-440	2*ТГ-440	3*ТГ-440	4*ТГ-440	5*ТГ-440	Оптимальна витратна характеристика
1300			383,13	381,38	388,08	381,38
1325				388,46	394,67	388,46
1350				395,59	401,30	395,59
1375				402,77	407,97	402,77
1400				410,00	414,68	410,00
1425				417,27	421,42	417,27
1450				424,59	428,20	424,59
1475				431,96	435,02	431,96
1500				439,38	441,88	439,38
1525				446,84	448,77	446,84
1550				454,34	455,70	454,34
1575				461,90	462,67	461,90
1600				469,50	469,68	469,50
1625				477,15	476,72	476,72
1650				484,84	483,80	483,80
1675				492,59	490,92	490,92
1700				500,38	498,08	498,08
1725				508,21	505,27	505,27
1750				516,09	512,50	512,50
1775,00					519,77	519,77
1800,00					527,08	527,08
1825,00					534,42	534,42
1850,00					541,80	541,80
1875,00					549,22	549,22
1900,00					556,68	556,68
1925,00					564,17	564,17
1950,00					571,70	571,70
1975,00					579,27	579,27
2000,00					586,88	586,88
2025,00					594,52	594,52
2050,00					602,20	602,20
2075,00					609,92	609,92
2100,00					617,68	617,68
2125,00					625,47	625,47
2150,00					633,30	633,30
2175,00					641,17	641,17
2200,00					649,08	649,08

Рисунок 5.4 Витратна характеристика станції

5.3 Розрахунок техніко-економічних показників від впровадження АСУ на базі SCADA-систем

ТЕП - це показники, що характеризують економічність роботи обладнання. Всі показники можна розбити на наступні основні групи:

- Фактичні - показники фактичної економічності, що характеризують роботу устаткування за певний минулий проміжок часу (звітний період).
- Номінальні - показники, що відображають економічність устаткування, реально досягну при зовнішніх умовах, стан і рівень експлуатації обладнання, що відповідають вимогам діючих правил технічної експлуатації електричних станцій.
- Нормативні - показники гранично допустимої технічно обгрунтованої економічності при фактичних значеннях зовнішніх умов у звітному періоді.
- Прогнозні - показники економічності, що характеризують роботу устаткування при прогнозних навантаженнях і прогнозних зовнішніх умовах

РЕЗУЛЬТАТИ

Впровадження АСУ ТП забезпечило збільшення надійності і економічності роботи турбоагрегата за рахунок:

- Реалізації більш складних алгоритмів контролю та управління;
- Забезпечення персоналу більш повної, достовірної та своєчасної інформації про роботу генераторів;
- Поліпшення діагностики обладнання і протікання технологічних процесів.

Крім того, досягнуто наступні цілі:

- Різке зменшення кількості експлуатується приладового обладнання;
- Різке зменшення площі, займаної обладнанням АСУ ТП в щитовій, в порівнянні з традиційними засобами автоматики;
- Забезпечення можливості створення інтегрованої інформаційно-керуючої системи АЕС в цілому (при подальшому розвитку).

ФУНКЦІЇ СИСТЕМИ

- Контроль і сигналізація параметрів
- Цифрове регулювання
- Технологічні захисту і блокування
- Температурний режим
- Представлення інформації
- Протоколювання процесу: протоколи подій, режимні листи, протоколи перед - і післяаварійного станів
- Виконання техніко-економічних розрахунків
- Архівування трендів, друкованих документів, протоколів
- АЕСтування і самодіагностика програмно-технічного комплексу АСУ ТП · переналагодження системи (реконфігурація програмного забезпечення) · детальна екранна допомогу · корекція часу.

Інформаційна потужність для одного блоку

Усього сигналів 2020

Аналогових сигналів 486

Вхідних дискретних 534

Дискретних вихідних 410

Регуляторів 30

Запірна арматура 165

Мнемосхем 60

Історичних трендів 540

АСК ТП АЕС на базі SCADA TRACE MODE має повне резервування програмного й апаратного рівнів, що збільшує надійність роботи системи в аварійних ситуаціях. Для передачі даних в АСК ТП застосовані оптоволоконні канали зв'язку між контролерами і серверами збору даних. За рахунок цього збільшується швидкість обміну між пристроями і надійність роботи. У даній системі цикл опитування всіх контролерів становить 20 мс. Максимальний цикл опитування з розрахунку має становити 65 мс. За рахунок кільцевого резервуються

з'єднання контролерів при пориві однієї ділянки оптичного зв'язку зберігається обмін з усіма контролерами.

5.3.1 Вибір і обґрунтування аналогу

В якості аналога автоматизованої системи управління станції виберемо комплекс SCADA TRACE MODE, який реалізує наступні основні функції:

- Реєстрацію і відображення значень контрольованих параметрів (температи повітря, температури води в контурах, положення регулюючих клапанів та ін);

- Створення архівів вимірюваних параметрів;

- Безперервний контроль діючого обладнання;

- Оперативне дистанційне перемикання на резервне або автономне енергопостачання при відключенні або виходу з ладу основного обладнання;

- Постійний облік витрат теплоносіїв та електроенергії;

- Своєчасне виявлення збоїв і передаварійних та аварійних ситуацій в роботі діючого обладнання;

- Точність підтримки температури $\pm 1^\circ \text{C}$;

Більш детальний аналіз даної розробки показує, що даний інформаційний комплекс орієнтований для створення АСУ ТП станції, що займають велику площу і включають велику кількість приміщень. Вона вимагає менших матеріальних витрат, займає меншу площу, але при цьому має високі показники надійності і якості.

5.3.2 Розрахунок інтегрального показника якості

Кожна з технологій, що забезпечує рішення поставленого завдання володіє сильними і слабкими сторонами. Тому необхідний комплексний критерій, здатний оцінити позитивні і негативні складові кожної з технологій. У якості такого критерію може виступати інтегральний показник якості.

Відносний критерій якості дорівнює відношенню двох абсолютних інтегральних критеріїв. Відносний критерій якості $\frac{7.85}{5.9} = 1.33 > 1$ більше одиниці, а отже, впровадження системи SCADA TRACE MODE є доцільно.

Таблиця 5.3 - Інтегральний показник якості

№	Критерій якості	ВАГА, q	SCADA TRACE MODE			Аналог		
			x	k _x	q*k _x	x	k _x	q*k _x
1	Надійність	0.3	ч	9	2.7		7	2.1
2	Економічність	0.3	Вт	9	2.7		5	1.5
3	Точність дотримання параметрів в 1-му контурі	0.15	± 1°C	6	0.9	± 1°C	7	1.05
4	Точність дотримання необхідних параметрів в 2-му контурі	0.15	±1%	7	1.05	± 3%	5	0.75
5	Багатрфункціональність	0.1	шт	5	0.5		5	0.5
	Сумма	1			7.85			5.9

5.3.3 Функціонально-вартісний аналіз

Метод функціонально-вартісного аналізу є видом економічного аналізу, суть якого полягає в системному дослідженні об'єкта, спрямований на оптимізацію співвідношення між споживчими властивостями і витратами на його створення і використання.

Функціонально-вартісний аналіз складається з 3 базисних етапів:

1. Визначення призначення об'єкта.
 - 1.1. Формування цілей і задач проектування.
 - 1.2. Формування основних і допоміжних функцій.
2. Оцінка призначень шляхом порівняння.
3. Розробка варіантів, що змінюють вартість.

Автоматизований інформаційний комплекс станції включає в себе:

1. Апаратура збору інформації про хід технологічного процесу.
2. Змішувальне пристрій.
3. Апаратура сполучення верхнього та нижнього рівнів АСУ станції.
4. Виконавчі пристрої.
5. Сервер виробничого контролю.

- Апаратура збору інформації про хід технологічного процесу виробляє зняття, перетворення й передачу поточних значень контрольованих параметрів;
- Апаратура сполучення являє собою однопровідна мережа MicroLAN, призначену для передачі сигналів з вимірювальних пристроїв, а також для організації доступу до кожного вимірювального пристрою.
- Виконавчі пристрої призначені для здійснення зовнішнього впливу на технологічний процес під дією керуючих команд.
- Сервер виробничого контролю, є персональний комп'ютер, підключений до мережі MicroLAN, і виконує візуалізацію технологічного процесу, вироблення керуючих впливів, архівування інформації про хід технологічного процесу, сигналізування порушень про його хід.

6 АНАЛІЗ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕГАЗОВОГО КОМУТАЦІЙНОГО ОБЛАДНАННЯ НА АЕС

6.1 Застосування елегазового обладнання

Елегазові вимикачі - це замкнена система без викидання газу в навколишнє середовище. В елегазі при атмосферному тиску можна погасити електричну дугу зі струмом у 100 разів більшим, ніж у повітрі при тих же умовах. Виняткова електрична міцність елегазу пояснюється тим, що його молекули стримують рух електронів у дуговому стовпі і утворюють відносно нерухомі негативні іони. Втрата електронів робить електричну дугу нестійкою і її значно легше погасити.

На сьогоднішній день переобладнання відбувається повільно, оскільки елегазове обладнання досить дороге. В елегазових вимикачах застосовуються в основному два принципи гасіння дуги. Перший принцип той же, що і в повітряному вимикачі, тобто - дуга охолоджується елегазом при перетіканні його з резервуара високого тиску (близько 2 МПа) в резервуар низького тиску (0,3 МПа). Другий принцип – автокомпресійний, тобто - перепад тиску, необхідний для гасіння дуги, створюється спеціальним компресійним пристроєм, механічно зв'язаним з рухомим контактом вимикача. Початковий тиск - 0,3 – 0,4 МПа, а в процесі гасіння маємо перепад тиску 0,6 - 0,8 МПа. Крім цих двох основних способів, в елегазових дугогасильних камерах іноді застосовуються і деякі інші способи дугогасіння. Зокрема, останнім часом застосовується спосіб, заснований на принципі електромагнітного дуття в камерах з елегазом та на тепловій дії дуги. У дугогасильних пристроях, наприклад, що використовують теплову дію дуги, одночасно виникають дві дуги. Одна – головна, що вимикається і допоміжна, що горять одночасно в двох різних відсіках. Причому дуга, що вимикається зазнає обдування елегазом, що витікає з відсіку допоміжної дуги під впливом тиску газу, який там генерується. Іноді для вимкнення відносно невеликих навантажувальних струмів застосовується нехитрий спосіб комутації, за-

снований на простому розриві кола в середовищі нерухомого елегазу, що знаходиться під помірним тиском. Такий спосіб електромагнітного дуття застосовують переважно у вимикачах навантаження. Вимикачі з двома рівнями тисків були обладнані автономною системою компресорного господарства, яка підключається в дію автоматично після кожного вимкнення. При цьому компресор відкачує надмірний елегаз з резервуарів низького тиску і, пропускаючи його через фільтр з активованим окислом алюмінію, направляє знову в систему високого тиску, поповнюючи запас. Оскільки елегаз при абсолютному тиску 1,6 МПа перетворюється в рідину вже при температурі біля 10 °С, передбачена спеціальна система обігріву.

Оскільки при вимкненні вимикача можуть виникнути перенапруги то, для рівномірного розподілу напруги по кожному з трьох послідовно увімкнених дугогасильних розривів полюса на вимикачі передбачені ємнісні дільники напруги. Створення належного електричного поля в проміжках між частинами апарату, що знаходяться під високим потенціалом, і заземленим баком досягається за допомогою електростатичних екранів.

6.2 Комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією

За конструкцією КРУ з елегазовою ізоляцією (КРУЕ) являють собою герметичний бак з нержавіючої сталі, в який на весь термін служби устаткування, закачано елегаз (SF₆) під невеликим надлишковим тиском. Відстані між фазами і корпусом істотно зменшені завдяки високим ізоляційним властивостям елегазу. Також виготовляють КРУЕ на напругу 110-800 кВ у вигляді модулів, усередині яких розміщуються стаціонарні електричні елементи – вимикачі (вакуумні або елегазові), роз'єднувачі, заземлювачі, трансформатори струму і напруги, збірні шини.

КРУЕ на напругу 6-35 кВ виготовляються у вигляді окремих шаф різного функціонального призначення (аналогічно КРУ з повітряною ізоляцією) або у вигляді моноблоків на кілька приєднань зі стаціонарно розміщеними усередині

вимикачами, роз'єднувачами, заземлювачами і збірними шинами. Таке обладнання застосовується на ЮЖАЕС, тому що там потрібна висока надійність, вихід з ладу недопустимий через імовірність відключення блоку, що може вплинути на стійкість системи. Для подальшої нормальної роботи всім АЕС потрібно переходити на більш новітнє обладнання, таке як елегазове.

. Комірка КРУЕ 110 кВ (рис. 6.1) складається із стаціонарних електричних елементів – елегазового вимикача, роз'єднувачів, заземлювачів, трансформаторів струму і напруги, збірних шин, поміщених в герметизовані заземлені металеві оболонки, заповнені елегазом. Внутрішні частини на номінальну напругу 110 - 220 кВ мають триполюсне або пополюсне управління, а на 500-800 кВ - тільки пополюсне управління. Щоб з'єднати оболонки окремих елементів між собою застосовують флянці з ущільненнями з синтетичного каучуку, етіленпропілена та інших матеріалів. Внутрішні об'єми оболонок деяких елементів з'єднуються між собою. В цілому КРУЕ секціоновані по газу. Кожна секція має свою контрольно-вимірювальну апаратуру. В залежності від необхідної електричної міцності вибирають потрібне значення тиску елегазу в КРУЕ. Так, для апаратів напругою 110 кВ при температурі 20 ° С необхідний рівень електричної міцності в найбільш слабких місцях забезпечується при абсолютному тиску 0,25 МПа.

У секціях вимикачів елегаз зазвичай знаходиться під великим тиском, ніж в інших секціях. За нормальної експлуатації секції заповнюються елегазом під тиском до 10% від номінального. При правильному обслуговуванні витік газу становлять менше 5% на рік. Тиск в секціях контролюють за показаннями манометрів або густинимірів при значних коливаннях температури навколишнього середовища. Хороший діелектрик елегаз застосовується так само як середовище для гасіння струму дуги на всіх рівнях напруги. Вакуум застосовується для гасіння струму дуги на напрузі до 110 кВ - на сьогодні це самий економічний спосіб гасіння дуги для силових вимикачів середньої напруги. Завдяки застосуванню електричних і механічних блокувань помилкові операції в КРУЕ,

як правило, виключені. Висока безпека забезпечується завдяки повному виключенню доступу оперативного персоналу до струмоведучих частин, високої стійкості до внутрішньої дузі і герметичності сталевому корпусу, що має ступінь захисту IP67. Положення комутаційних апаратів перевіряють за вказівниками положення, механічно пов'язаним з рухомими системами апаратів. Передбачені також сигналізація лампами і можливість спостереження за становищем рухомих контактів через оглядові вікна.

Рисунок 6.1 - Елегазова триполюсна комірка

Герметизація КРУЕ повністю виключає необхідність періодичних чисток ізоляції. Такі елементи, як збірні і сполучні шини, вводи, вимірювальні трансформатори, взагалі не потребують ремонту. Інтервали між планово-попереджувальними ремонтами цих комутаційних апаратів, визначається механічною міцністю рухливих систем і властивостями деталей, схильних до старіння, становлять від 5 до 10 років. Для того щоб здійснити демонтаж елементів для ремонту потрібно видалити елегаз із секцій за допомогою спеціальних пересувних установок.

При наявності на деталях і стінках оболонок нальоту у вигляді білого або сіруватого порошку, хімічних продуктів, що утворюються в результаті горіння в елегазі дуги, його змитають щіткою або відсмоктують пилососом. Деякі хімічні сполуки цих продуктів токсичні, тому в ході робіт необхідно вживати заходів для захисту дихальних шляхів від попадання порошку. Перевагу мають КРУЕ при будівництві ПС 110кВ і вище. Площа, яку займає ОРУ з напругою 110, 220 кВ, може бути зменшена в 10 - 15 разів. Висновок в металеві оболонки струмоведучих ланцюгів високої напруги (екранування) різко знижує рівень радіоперешкод. Застосування елегазових вимикачів, що працюють без викиду газу

в навколишнє середовище, робить роботу КРУЕ безшумною. До інших переваг КРУЕ можна віднести:

- вибухо- і пожежобезпечність;
- високу надійність і стійкість до впливу зовнішнього середовища;
- можливість установки в сейсмічно активних районах і зонах з підвищеною забрудненістю;
- відсутність електричних і магнітних полів;
- безпеку та зручність експлуатації, простота монтажу і демонтажу.

В полюс комірки входять:• комутаційні апарати: вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі;

- вимірювальні трансформатори струму і напруги;
- з'єднувальні елементи: збірні шини, кабельні вводи («масло- елегаз»), прохідні вводи («повітря елегаз»), елегазові струмопроводи.

Внутрішні частини складаються з трьох полюсів, шаф і збірних шин. У шафах розміщена апаратура ланцюгів сигналізації, блокування, дистанційного електричного управління, контролю тиску елегазу і подачі його в комірку, живлення приводів стисненим повітрям. КРУЕ забезпечуються допоміжним обладнанням та устаткуванням, що забезпечують їх нормальне обслуговування.

КРУЕ випускаються на напруги до 800 кВ. В даний час в Європі лідерами у виробництві КРУЕ є фірми АВВ, Areva, Siemens, Schneider Electric. У Росії КРУЕ виготовляє «Енергомеханічний завод» та ВО "Електроапарат".

АВВ - один з лідерів як в області вимикачів, так в області КРУЕ. Випускаються КРУЕ в декількох спеціально розроблених модульних системах на класи напруг від 72 кВ до 800 кВ.

Рисунок 6.2 - КРУЕ до 550 кВ серії ELK3 (АВВ)

Таблиця 6.1 - Технічні характеристики КРУЕ виробництва АВВ

Параметри	ELK0	ELK1	ELK2	ELK3	ELK4
Номінальна на- пруга, кВ	72.5-170	145-300	245-362	262-550	765-800
Номінальний струм, А:					
Збірних шин	3150	+4000	+4000	6300	6300
Інших елементів	2000	3150	3150	+4000	+4000
Номінальний струм відклю- чення, кА	25-40	40-63	40-63	40-63	40-50
Електродинамі- чна стійкість, кА	63-100	100-170	100-170	100-170	100-135
Повний час відк- лючення, с	0.045	0.04	0.5	0.5	0.5
Виконання збір- них шин	3-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне

КРУЕ ELK-04 - комплектний розподільний пристрій з елегазовою ізоляцією це модульна система до 170 кВ, 4000 А, 63 кА. КРУЕ ELK-04 являє собою ідеальне, надійне, і екологічно чисте рішення проблеми електропостачання. Компактність, модульна конструкція і висока надійність гарантують високу енергоефективність не тільки в місцях з великою густиною населення, а й в інших місцях, де потрібна велика кількість енергії. КРУЕ є невід'ємною частиною заповнюваних джерел енергії, наприклад, вітрових або гідроелектричних станцій. Завдяки компонентам, які вироблені і випробувані на заводі-виробнику, транспортування, складання та введення в експлуатацію є простим і швидким процесом. Всі функціональні модулі проходять випробування згідно стандартам МЕК (ІЕС 62271-203).

Висока надійність і невеликі витрати при експлуатації і в обслуговуванні гарантують надійну роботу КРУЕ. Таким чином, АВВ ELK-04 є розподільним пристроєм з найменшими витратами протягом усього терміну служби. При використанні уніфікованого діаметра фланця можливі різні рішення щодо компонування КРУЕ. На номінальну напругу 145 кВ і номінальний струм 2500 А застосовуються модулі з малим діаметром фланця. Для максимальних параметрів необхідні модулі з великим діаметром фланця.

КРУЕ від Siemens представляють успішну у багатьох відношеннях концепцію розподільчих пристроїв. Інтенсивні дослідження і безперервне вдосконалення перших типів розподільчих пристроїв привели до створення сучасного покоління розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією в металевому корпусі.

Розподільні пристрої 8DN8, 8DN9, 8DQ1 і 8DR1 є результатом новітніх наукових досліджень та оптимізації виробничої техніки, що гарантують найвищий технічний рівень виробів які обумовлюють економічність цих чотирьох розподільчих пристроїв. У своїх класах напруги КРУЕ 8DN8 (рис. 6.3) і 8DN9 є самими компактними розподільчими у світі. Наприклад, КРУЕ 8DN8 займає всього лише 50% площі при порівнянні розподільчих пристроїв з елегазовою ізоляцією на напругу 145 кВ. Це стало можливим завдяки малій ширині комірки, складовою всього 0,8 м, і вбудованому в осередок шафі місцевого управління. Внаслідок малої ваги алюмінієвого корпусу, наші розподільчі пристрої є найлегшими пристроями такого типу. Це означає для них потрібно малу площу приміщення, просту конструкцію фундаментів і як наслідок цього - малі інвестиційні витрати. Завдяки високому рівню надійності та якості розподільчі пристрої практично не вимагають технічного обслуговування. Їх корпуси виконані з антикорозійного матеріалу, а приводи не потребують мастила протягом усього терміну служби. Головні контакти силових вимикачів, роз'єднувачів і заземлювачів розраховані на тривалий термін експлуатації. Перша ревізія необхідна не

раніше, ніж через 25 років експлуатації. За допомогою невеликої кількості різних модулів можна конфігурувати будь-який варіант розподільчих пристроїв. Наприклад, можна запропонувати рішення для існуючих будівель ЗРУ.

Рисунок 6.3 - КРУЕ 110 кВ серії 8DN8 (Siemens)

Таблиця 6.2 - Технічні характеристики КРУЕ «Siemens»

Параметри	KDN9	8DN8	8DP3	8DQI	8DRI
Номинальна на- пруга, кВ	72.5-145	72.5-170	170-300	362-550	550-800
Номинальний струм, А:					
Збірних шин	3150	3150	5000	6300	8000
Інших елементів	2500	2500	+4000	+4000	5000
Номинальний струм відклю- чення, кА	25-40	25-40	40-50	50-63	50-63
Електродинамі- чна стійкість, кА	63-100	63-100	100-135	135-170	135-170
Повний час відк- лючення, с	0,05	0,05	0,5	0,5	0,5
Виконання збір- них шин	3-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне	1-фазне

7 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

7.1 Задачі розділу

Згідно Конституції України всі громадяни України мають право на належні безпечні і здорові умови праці. Закон України «Про охорону праці» визначає основні положення щодо реалізації конституційного права зайнятих працівників на охорону їх життя і здоров'я у процесі трудової діяльності, на належні, безпечні умови праці, це стосується і робіт пов'язаних з монтажем та експлуатацією комутаційного обладнання.

Під час роботи в діючих електроустановках питання охорони життя та здоров'я працівників є надзвичайно важливим. До роботи в таких установках допускаються працівники, які пройшли спеціальне навчання з питань охорони праці, безпечної експлуатації електроустановок та надання першої медичної допомоги. Такі працівники обов'язково повинні мати при собі спеціальне посвідчення. Згідно з СОУ-НМПЕ 40.1.12.103:2005 «Навчання/перевірка знань працівників підприємств електроенергетики з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації» організацію навчання і перевірку знань працівників з питань охорони праці, пожежної безпеки і технічної експлуатації, а також професійної підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації здійснюють служби управління (підготовки) персоналу або окремі працівники, яким доручена ця робота.

Тому, відповідно до теми кваліфікаційної роботи «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5хВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання», найголовнішим поняттям при експлуатації персоналом АЕС елегазового комутаційного обладнання є електробезпека.

Небезпека ураження електричним струмом залежить від напруги електричної мережі, виду дотику людини, що обслуговує обладнання чи проводить його налагодження до електромережі, режиму роботи електрообладнання, режиму нейтралі джерела живлення та наявності заземлення електроустановки.

Тому сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5хВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні комутаційного обладнання черговим персоналом на АЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт із елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт із вимикачами на ВРП-110 кВ. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРП-110 кВ.

–

7.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт пов'язаних з монтажем, та обслуговуванням елегазового вимикача

Досліджуючи питання конструкційних особливостей АЕС згідно теми магістерської роботи «Електрична частина атомної електричної станції потужністю 2200 МВт (5xВВЕР–440) з аналізом елегазового комутаційного обладнання» на основі попередньо викладеного матеріалу на персонал що виконує обслуговування елегазового комутаційного обладнання за ГОСТ 12.0.003-74 впливають наступні небезпечні та шкідливі виробничі фактори:

Оскільки робота на ВРП-110 кВ по обслуговуванню та монтажу елегазових вимикачів передбачає перебування на відкритому середовищі, тому можна виділити наступні фактори:

- підвищена температура повітря робочої зони (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена та знижена вологість повітря (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- різні метеорологічні умови (проведення робіт може розглядатися за різних кліматичних умов);
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони.

7.3 Організаційні та технічні заходи, якими досягається безпека виконання робіт з елегазовими вимикачами на ВРП-110 кВ

Для розробки рішень з охорони праці при роботі в діючих електроустановках було проаналізовано чинні норми:

- Закон України "Про охорону праці";
- ГКД 34.20.507-2003 "Правила - Технічна експлуатація електричних станцій і мереж";

- ГКД 341.004.001-94 – Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ;
- НПАОП 40.1-1.01-97 "Правила безпечної експлуатації електроустановок";
- НПАОП 0.00-1.15-07. Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті
- НПАОП 40.1-1.07-01 "Правила експлуатації електрозахисних засобів";
- Правила улаштування електроустановок;
- ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
- ДСТУ ГОСТ 12.1.038:2008. Электробезопасность. Предельно допустимое значение напряжения прикосновения и токов;

Розглянемо організаційні та технічні заходи при монтажі елегазового вимикача на ВРП-110 кВ. Так як монтаж комутаційної апаратури проводиться в діючих електроустановках, тому за «Правилами безпечної експлуатації електроустановок» для забезпечення безпечних умов праці слід виконати наступні організаційні заходи:

- затвердити перелік робіт, які виконуються за нарядом;
- призначити відповідальних за безпечне проведення робіт;
- оформлення робіт згідно наряду;
- працівники повинні пройти усі інструктажі з охорони праці;
- персонал повинен мати допуск до роботи;
- повинен здійснюватись нагляд відповідальної особи під час виконання робіт.

Для підготовки робочого місця до роботи (встановлення вимикача на ВРП-110 кВ), слід виконати наступні технічні заходи:

- здійснити необхідні відключення і вжити заходів, що унеможливають помилкове або самочинне ввімкнення комутаційної апаратури;

- вивісити заборонні плакати на приводах ручного і на ключах дистанційного керування комутаційною апаратурою;
- перевірити відсутність напруги на струмовідних частинах;
- встановити заземлення (ввімкнути заземлювальні ножі, встановити переносні заземлення);
- обгородити, за необхідності, робочі місця або струмовідні частини, що залишилися під напругою, і вивісити на огороженнях плакати безпеки.

Оскільки роботи з монтажем елегазового вимикача на ВРП-110 кВ здійснюються на висоті більше 1,3м від поверхні землі, тому для створення безпечних умов під час виконання робіт на висоті необхідно:

- забезпечити працівників, міцними і стійкими огороженнями, риштуваннями, драбинами, тощо.
- забезпечити працівників необхідними засобами захисту, працівник повинен мати згідно ГОСТ 12.4.107—82 запобіжні канати, ДСТУ 4304:2004 запобіжний монтерський пояс, захисну монтерську каску, інструмент для перевірки напруги на струмоведучих частинах.
- застосовувати технічно справні машини, механізми і пристрої, укомплектовані необхідною технічною документацією;
- забезпечити необхідну освітленість на робочих місцях та безпечні проходи до них;
- урахувати метеорологічні умови, а також стан здоров'я працівників, які виконують роботи на висоті.

Врахування та виконання описаних організаційних та технічних заходів з охорони праці дозволяє мінімізувати ризик травматизму, ураження електричним струмом та професійного захворювання при виконанні робіт в діючих електроустановках.

7.4 Метеорологічні умови

Відповідно до пункту 1.26 СНиП III-4-80* граничні величини температури повітря і швидкості вітру, за яких необхідно припинити виконання робіт на відкритому просторі, визначають місцеві органи влади. А підпунктом 4.5.11 Гігієнічної класифікації праці передбачено, що інформацію про погодні умови слід отримувати від територіальної метеослужби. Згідно з пунктом 1.16 Правил № 62 невідкладні роботи на висоті при більш складних погодних умовах (інших температурах) виконуються за рішенням роботодавця, при цьому в проекті виконання робіт необхідно передбачити додаткові заходи безпеки, що відповідають цим умовам. Експертизи, пов'язані з безпекою праці: які бувають та коли проводять. Своїми знаннями ділиться експерт Відповідальність за своєчасне оповіщення про різке погіршення погодних умов (ураганний вітер, сильні опади тощо) всіх своїх підрозділів та субпідрядних організацій, які виконують роботи на виробничому об'єкті, покладається на керівника генпідрядної будівельної організації (п. 1.17 СНиП III-4-80*).

Несприятливими погодними умовами при мінусових температурах повітря вважаються:

Такі співвідношення середньої щодобової температури повітря (t) і швидкості вітру (v) пункт 3.17 СНиП II-89-80:

$t \leq -36$ °C, за будь-якого значення v ;

$t = -35 \dots -26$ °C при $v \geq 1,5$ м/с;

$t = -25 \dots -16$ °C при $v \geq 2,5$ м/с;

$t = -15 \dots -10$ °C при $v \geq 3,5$ м/с;

За несприятливих погодних умов, а саме при ожеледиці, дощу, снігопаді, грозі або тумані, які ускладнюють видимість у межах фронту робіт, не допускаються роботи на висоті, експлуатація вантажопідіймальних механізмів:

Таблиця 7.1 - Види робіт, виконання яких не допускається у зв'язку з перевищенням допустимого параметру вітрового навантаження

№ з/п	Найменування робіт	Допустимий параметр вітрового	Нормативне посилення
-------	--------------------	-------------------------------	----------------------

		навантаження, м/с	
1	Монтажні, мулярні, покрівельні роботи на висоті; монтаж, демонтаж або переміщення бурових вишок (копрів)	15 (сила вітру в 7 балів)	п. 17.2 СНиП III-4-80*
2	Робота вантажопідіймального крану, будівельного підйомника, бетонасосу. Роботи на антенно-щоглових спорудах	12	пп. 4.13.14, 3.3.106 Правил ЖКГ; пп. 6.5.126 СНиП III-4-80*
3	Верхолазні роботи та роботи з використанням риштувань; зварювальні роботи; електромонтажні роботи; монтаж елементів опалубки або інших подібних конструкцій з великою парусністю на висоті	10	пп. 5.1.34, 6.5.17, 6.6.13, 6.7.30, 6.11.3, 6.19.118, п. 10.8, 15.5 Правил ЖКГ п. 4.16, 12.13, пп. 7.3.10 СНиП III-4-80* пп. 5.4.13 Правил № 269

7.5 Склад повітря робочої зони

Склад повітря робочої зони залежить від складу атмосферного повітря і впливу на нього ряду шкідливих виробничих факторів, утворених в процесі трудової діяльності людини. Склад повітря залишається постійним. Забруднення повітря робочої зони регламентується гранично допустимими концентраціями (ГДК) в мг/м³.

Розглядаючи ВРП-110 кВ як робочий майданчик, можна зробити висновок що найбільш вірогідними забруднювачами робочої зони будуть наступні речовини:

Таблиця 7.2 – Можливі забруднювачі повітря та їх ГДК

Найменування речовини	ГДК, мг/м ³	
	Максимально разова	Середньодобова
Пил нетоксичний	0,5	0,15
Кіптява(сажа)	0,15	0,05
Чадний газ	3,0	1,0

Для нормалізації складу повітря робочої зони потрібно здійснювати контроль наявності даних речовин у повітрі.

7.6 Розрахунок захисного заземлення

Як зазначалось в розділі 7.1 для забезпечення безпечних умов праці є обов'язкове заземлення металевих частин електроустановок. Згідно ПУЕ заземлюючі пристрої електроустановок вище 1 кВ мережі з ефективно заземленою нейтраллю виконуються з урахуванням опору Ом або допустимої напруги дотику.

У роботі досліджуються високовольтні вимикачі розташовані на території ВРП. Тому приводиться приклад розрахунку заземлювального пристрою ВРП-110 кВ.

Заземленню підлягають корпуси електричних машин, трансформаторів, апаратів, приводи, каркаси розподільних щитів, щитів управління, шафи а також вторинні обмотки вимірювальних трансформаторів.

ЗП повинен мати опір у будь-який час року не більше 0,5 Ом, якщо він виконується згідно з вимогами до його опору стікання. З метою вирівнювання електричного потенціалу та забезпечення приєднання електрообладнання до заземлювача на території, яка зайнята обладнанням, на глибині (0,5-0,7)м прокла-

даються повздовжні та поперечні горизонтальні заземлювачі, які створюють заземлюючу сітку. По периметру сітки встановлюються вертикальні заземлювачі. Відстань між полосами повинна бути не більше 30 м.

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП: $S = (20 \times 36) = 720 \text{ м}^2$;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення: $t = 0,5 \text{ м}$;
- товщина верхнього шару ґрунту: $h = 2 \text{ м}$;
- число вертикальних заземлювачів: $n_в = 20 \text{ шт}$;
- довжина вертикальних заземлювачів: $l_в = 5 \text{ м}$.

Заземлюючий пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс $40 \times 4 \text{ мм}$ та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром 20 мм .

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_в = 2 \cdot (20 + 36) / 20 = 5,6 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1 / \rho_2 = 600 / 60 = 10;$$

$$a / l_в = 5,6 / 5 = 1,12;$$

$$= 26,83 \text{ м};$$

Опір заземлюючого пристрою :

$$R_{ш} = , \quad (7.1)$$

де A – функція відношення ;

$\rho_{екв}$ – еквівалентний питомий опір ґрунта, Ом·м;

$L_г, L_в$ – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів, м;

$$A = \text{при } 0 \leq \leq 0,1, \quad (7.2)$$

$$A = \text{при } 0,1 \leq \leq 0,5; \quad (7.3)$$

$$= = 0,2 > 0,1;$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335;$$

$$= = 0,3.$$

$$L_2 + L_6, = (36 \cdot 5 + 22 \cdot 7) + 20 \cdot 5 = 434 \text{ м.}$$

З таблиці визначаємо, що $\rho_{екв}/\rho_2 = 1,5$.

$$\rho_{екв} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

$$R_{ш} = 0,335 \cdot 90 / 26,83 + 90 / 434 = 1,331 \text{ Ом} > R_{з.дон} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Приєднуємо до ЗП природні заземлювачі:

– системи «трос-опори» $R_{n1} = 1,5 \text{ Ом}$;

– фундаменти опор $R_{n2} = 1,2 \text{ Ом}$.

$$R'_3 = ;$$

$$R'_3 = = 0,444 \text{ (Ом)} < 0,5 \text{ (Ом)}.$$

Рисунок 7.1 – План заземлювального пристрою ВРП-110 кВ

З наведеного вище бачимо, що вибраний заземлюючий пристрій повністю відповідає усім вимогам, а саме $R'_3 = 0,444 \text{ (Ом)} < R_{з допустиме} = 0,5 \text{ (Ом)}$. і може бути встановлений на ВРП 110 кВ.

7.7 Пожежна безпека

Пожежна безпека підприємств паливно-енергетичного комплексу (ПЕК) забезпечується шляхом проведення організаційно-технічних та інших заходів з попередження пожеж, забезпечення безпеки людей, зниження можливих матеріальних збитків, зменшення негативних екологічних наслідків, створення умов для швидкого виклику пожежних підрозділів та успішного гасіння пожеж, а також евакуації з зони виникнення та можливого розповсюдження пожежі людей, документів і матеріальних цінностей.

Основним етапом із забезпечення пожежної безпеки на АЕС є підготовка персоналу:

Особовий склад всіх караулів пожежних частин і підрозділів, які прибувають для гасіння пожежі, не рідше одного разу на рік проходить спеціальний інструктаж з особливостей експлуатації енергетичних установок та техніки безпеки при пожежах.

Інструктаж проводиться інженерно-технічним персоналом об'єкта за узгодженою програмою.

На АЕС регулярно проводяться протипожежні тренування з черговим персоналом, а також спільні з пожежними частинами пожежно-тактичні навчання. Навчання проводяться працівниками пожежної охорони. Графік навчань щороку розробляється начальником гарнізону пожежної охорони спільно з керівником енергетичного підприємства.

Приміщення категорії Д захищається вогнегасниками типу ВП-5. Відстань між вогнегасниками та місцями можливого загоряння не повинна перевищувати 70 м.

На території ВРП встановлено пожежні щити. До комплексу засобів пожежогасіння, які розміщуються в ньому, слід включати: вогнегасники ВП-5 – 3 шт., ящик з піском – 1 шт., покривало з негорючого теплоізоляційного матеріалу або повсті 2м х 2м – 1 шт., гаки – 3 шт., лопати – 2 шт., ломи – 2 шт., сокири – 2 шт.

Ящик для піску має місткість 3 м³ та укомплектований совковою лопатою.

У приміщеннях щит повинен бути в легкодоступному місці, ближче до виходу.

Встановлення блискавковідводів задля забезпечення пожежної безпеки ВРП – 110кВ.

Кожний блискавковідвід створює навколо себе певний простір, вірогідність попадання блискавки в яке практично рівна нулю. Цей простір називають зоною захисту блискавковідводу.

В залежності від типу, числа і взаємного розташування блискавковідводів зони захисту можуть мати різні геометричні форми.

Виконуємо розрахунок зони захисту стержневим блискавковідводом. Зона захисту подвійного стержневого блискавковідводу представляється вертикальним перерізом конуса у вигляді ламаної лінії.

Площа захисного пристрою становить $S = (116 \times 78) \text{ м}^2$; найвища точка обладнання, яке необхідно захистити $h_x = 13 \text{ м}$; висота блискавковідводу $h = 21 \text{ м}$.

Розбиваємо захисний пристрій на 20 однакових частин із довжиною $L_1 = 35 \text{ м}$. і шириною $L_2 = 11,1 \text{ м}$. рисунок 7.2. Показуємо розрахунок для одної частини.

Рисунок 7.2 – План встановлення блискавковідводів на ВРП 110 кВ

Для побудови зони захисту повинні виконуватися дані умови:

- висота блискавковідводу $h \leq 60 \text{ м}$;
- r_x – радіус зони захисту одного БВ, м:

(7.4)

- h_0 – верхня границя зони захисту, м:

$$h_0 = 4 \cdot h \text{ --} \quad (7.5)$$

- b_x – ширина найвужчого місця зони захисту між двома БВ, м:

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 13 \text{ (м)}; h = 21 \text{ (м)}; L_1 = 35 \text{ (м)}; L_2 = 11,1 \text{ (м)}; L_3 = 36,717 \text{ (м)}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (21 - 1,25 \cdot 13) = 7,125 \text{ (м)};$$

$$h_0 = 4 \cdot 21 = 84 \text{ (м)};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (84 - 1,25 \cdot 13) = 183,75 \text{ (м)}.$$

Таблиця 7.3 – Розрахунки отриманих величин

	L ₁ , м	L ₂ , м	L ₃ , м
r _x , м	7,125	7,125	7,125
h ₀ , м	18,614	20,76	18,379
b _x , м	7	13,35	6,387

Рисунок 7.3 – Зони захисту блискавковідводами, вид збоку

Рисунок 7.4 – Зони захисту ВРП 110 кВ блискавковідводами, вид зверху

8 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

8.1 Визначення кошторисної вартості проекрованої електростанції

Капітальні затрати на спорудження ЕС визначаються по двох розділах: промислове та житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають по кошторисно-фінансовому розрахунку, який складається із тринадцяти розділів, кожний з яких має цільове призначення.

Загальна сума капітальних вкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунку станції повинна бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання та інші витрати у процентному відношенні, зазначеному у табл.1. При складанні кошторису будівництва ЕС всі витрати по розділах зведеного кошторисно-фінансового розрахунку визначають виходячи з розрахункових фізичних об'ємів робіт. На стадії проектування така можливість відсутня і визначення кошторисної вартості будівництва ЕС починають з другого розділу, користуючись питомими капітальними вкладеннями, величина яких приведена в табл.8.1. Більша величина питомих капітальних вкладень відноситься до ЕС порівняно невеликої потужності, а менша – до потужних ЕС.

Визначення сумарних капітальних вкладень в промислове будівництво ЕС та складання зведеного кошторисно-фінансового розрахунку виконуємо в табличній формі. Капітальні вкладення у житлове будівництво у курсовому та дипломному проектуванні не визначаються через відсутність конкретних даних.

Таблиця 8.1 - Зведений кошторисно-фінансовий розрахунок капітальних вкладень на спорудження ЕС

	Розділи звітнього кошторисно-фінансового розрахунку	В % від розд.2	В тому числі по видах затрат, тис. грн.						Загальна вартість, тис.грн.
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	1,8%	50%	31680	2%	1267,2	48%	30412,8	63360
2	Об'єкти основного виробничого призначення	1600-1750	70,0%	2464000	29,5%	1038400	0,5%	17600	3520000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого призначення	1,0%	80%	28160	20%	7040			35200
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,2%	88%	37171,2	12%	5068,8			42240
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3,0%	93%	98208	7%	7392			105600
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, теплопостачання	2,8%	90%	88704	10%	9856			98560
7	Упорядкування території	0,3%	100%	10560					10560
8	Тимчасові будівлі та споруди	4,0%	80%	112640	10%	14080	10%	14080	140800
9	Інші роботи та затрати	4,0%					100%	140800	9360
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,15%					100%	5280	624
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,5%					100%	17600	936
12	Проектні і дослідні роботи	6,5%					100%	228800	15600
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1,0%					100%	35200	3120
	Всього по розділах 1-13			2871123,2		1083104		489772,8	4444000
	В т.ч. поворотні суми			143556,16					11368,5
	-5% від К _{БМР}			2727567,04		1083104		489772,8	4300443,84

Питомі капітальні вкладення на 1 кВт встановленої потужності визначається по виразу:

$$K_{num} = \frac{K_{\Sigma}^{KEC}}{N_{ест}}, \quad (8.1)$$

$$K_{num} = \frac{4300443,84}{2200} = 1954,75 (\text{грн} / \text{кВт}),$$

де K_{Σ}^{KEC} - сумарні капітальні вкладення на спорудження ЕС за вирахуванням поворотної суми, грн; $N_{ест.}$ - встановлена потужність АЕС, кВт.

8.2 Визначення собівартості виробітку електроенергії

Собівартість електричної енергії являється найважливішим економічним показником роботи електростанції і являє собою сукупність всіх затрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої енергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва (експлуатаційних витрат) до кількості відпущеної енергії.

По діючій в даний час інструкції планування та облік собівартості електроенергії здійснюється по калькуляційних статтях витрат і економічних елементах. В курсовому та дипломному проєкті рекомендується використовувати методику укрупненого розрахунку собівартості по економічних елементах, яка використовується в проєктних інститутах.

Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається по чотирьох економічних елементах: амортизація основних фондів, заробітна плата з врахуванням додаткової заробітної плати та відрахувань на соціальні потреби, паливо, інші витрати.

8.3 Визначення величини амортизаційних відрахувань

При розрахунку собівартості енергії, що відпускається із шин станції, амортизаційні відрахування можуть нараховуватися по будь-якому з методів, затверджених «Національними стандартами по бухгалтерському обліку». Розрахунок амортизації при застосуванні відповідних методів нарахування здійснюється згідно з Положенням (стандарту) бухгалтерського обліку «Основні за-

соби». Враховуючи очікуваний спосіб отримання економічних вигод від використання основних засобів електростанцій, рекомендується до використання прямолінійний метод розрахунку амортизаційних відрахувань, за яким річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на очікуваний період часу використання об'єкту основних засобів. Оскільки перелік найменувань засобів виробництва на ЕС дуже великий і визначення амортизаційних відрахувань для кожного окремо достатньо складна і об'ємна задача використаємо спрощену методику. Розділимо основні фонди ЕС, по нормативному строку їх експлуатації, на три групи: 1 - будівлі і споруди виробничого і невиробничого призначення та їх структурні частини ($T_n = 20$ років); 2 - транспорт, запасні частини до нього, технічні засоби обробки інформації та засоби зв'язку ($T_n = 4$ роки); 3 - силові обладнання, комутаційні апарати, обладнання для передачі та розподілу електроенергії ($T_n = 6$ років). У відповідності з нормативним строком експлуатації норми амортизації на реновацію для основних фондів, що відносяться до відповідних груп, дорівнює:

1 група - 5%, 2 група - 25%, 3 група - 15%. Норми амортизаційних відрахувань на виконання капітальних ремонтів для відповідних груп основних фондів: 1- 2%, 2-3%, 3- 5%. Сумарна норма амортизаційних відрахувань для відповідних груп основних фондів складає величину: 1 група - 7%; 2 група - 28%; 3 група - 20%.

Вартість основних фондів, що відносяться до вище приведених груп, визначається за результатами зведеного кошторисно-фінансового розрахунку (приведеними в табл.1) по наступних формулах:

$$OF_1 = 0,6 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}), \quad (8.2)$$

$$OF_1 = 0,6 \times (2727567,04 - 98208) = 1577615,42 \text{ (тис.грн.)},$$

$$OF_2 = K_5 = 105600 \text{ (тис.грн.)},$$

$$OF_3 = 0,4 \times (K_{БМР} - K_{БМР5}) + (K_{обл.} - K_{обл.5}) + K_{інш.}, \quad (8.3)$$

$$OF_3 = 1051743,62 + (1083104 - 7392) + 489772,8 = 2617228,42 \text{ (тис.грн.)},$$

де $K_{БМР}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи; $K_{БМР5}$ - капіталовкладення в будівельно-монтажні роботи по п'ятому розділу табл.8.1; K_5 - капіталовкладення у транспортне господарство та засоби зв'язку (п'ятий розділ зведеного кошторисно-фінансового розрахунку); $K_{обл.}$ - вартість обладнання ЕС; $K_{інш.}$ - капіталовкладення на інші потреби при спорудженні ЕС.

Розрахунок суми щорічних амортизаційних відрахувань виконаємо у табличній формі (табл. 8.2).

Таблиця 8.2. Розрахунок суми амортизаційних відрахувань ЕС

Група основних фондів	Вартість ОФ тис.грн.	Норма амортизації в %	Сума амортизаційних відрахувань тис. грн.
Ф1	1577615,42	7	110433,08
Ф2	105600	28	29568
Ф3	2617228,42	20	523445,69
Разом	4300443,84		663446,77

8.4 Визначення фонду заробітної плати

Величина фонду заробітної плати підприємства визначається на основі штатної відомості. Однак на стадії проектування ЕС штатної відомості ще немає. Тому користуються наближеною методикою визначення фонду заробітної плати ЕС, використовуючи середньостатистичні данні штатного коефіцієнта та заробітної плати працівників різних категорій на електростанціях аналогічного типу.

За заданими значеннями потужностей блоків визначаємо штатний коефіцієнт. При наявності блоків різного типу, штатний коефіцієнт вибирається для кожного типу блока окремо. Чисельність персоналу обчислюється за формулою:

$$Ч = \sum \kappa_{шт.і} \cdot N_{вст.і} = 1430, \quad (8.4)$$

де $\kappa_{шт.і}$ - штатний коефіцієнт для і-го типу блока;

$N_{вст.і}$ - сумарна встановлена потужність блоків і-го типу.

Штатний коефіцієнт для блоків 440 МВт приймаємо рівним 0,65.

Загальна кількість персоналу ділиться по категоріям у відповідності з рекомендаціями, приведеними у таблиці 8.3:

Таблиця 8.3 - Середньостатистичні пропорції категорій працівників для ЕС

Категорія працівників	Чисельність працівників	
	У % від загальної кількості	Кількість, чол.
Робітники	80	1144
ІТР	16	229
Службовці	3,5	50
МОП	0,5	7

Середня заробітна плата працівників відповідної категорії для ЕС різного типу приведена у таблиці 8.4.

Таблиця 8.4 - Розмір середньої заробітної плати працівників ЕС, грн.

Категорія працівників	АЕС
	Заробітна плата, грн
Робітники	7000-7500
Службовці	7200-7400
ІТР	8000-8700
МОП	5000-5200

Загальна сума нарахованої річної заробітної плати в загальному по підприємству визначається по формулі:

$$S_{zn} = \sum 12 \cdot Z_i \cdot n_i \quad (8.5)$$

де Z_i - середня заробітна плата робітника i -ої категорії; n_i - кількість робітників i -ої категорії.

Розрахунок виконуємо у вигляді таблиці 8.5.

Фонд заробітної плати підприємства визначається за даними таблиці 8 по формулі:

$$I_{зп} = (1,57 \times (S_{зп\text{ роб.}} + S_{зп\text{ МОП}}) + 1,80 \times (S_{зп\text{ ІТР}} + S_{зп\text{ сл.}})) \times K_k \times K_b, \quad (8.6)$$

$$I_{зп} = (1,57 \times (98841600 + 428400) + 1,8 \times (20060400 + 4980000)) \times 0,7 \times 1,375 = 195082098,75$$

(грн.),

де 1,57; 1,80 - коефіцієнти, які враховують преміювання працівників ЕС та додаткову заробітну плату; K_k - коефіцієнт, який враховує використання частини персоналу ЕС для виконання робіт по капітальному ремонту обладнання (приймається рівним 0,7); $K_b = 1,375$ - коефіцієнт, який враховує величину відрахувань з фонду заробітної плати на соціальні потреби (пенсійний фонд, фонд зайнятості та фонд соціального страхування).

Таблиця 8.5. Розмір нарахованої заробітної плати в цілому по ЕС.

Категорія працівників	Кількість, чол.	Нарахована за рік зарплата, грн.
робітники	1144	98841600
ІТР	229	20060400
службовці	50	4980000
МОП	7	428400

8.5 Витрати на паливо

Витрати на паливо для ЕС різного типу визначаються з врахуванням технології виробництва електричної та теплової енергії на цій станції.

Усі особливості визначення витрат на паливо для АЕС пов'язані з особливостями використання ядерного палива. Ціна свіжого ядерного палива враховує усі затрати паливного циклу, і для розімкненого паливного циклу може бути виражена при допомозі слідуючої формули:

$$C_{св} = C_{поч} + C_{зб} + C_{виг} + C_{тсв} + C_{вит} = 2375 \text{ (тис. грн./кг),}$$

де $C_{поч}$ – початкова ціна ядерного палива;

$C_{зб}$ – ціна збагачення палива по U^{235} ;

$C_{виг}$ – ціна виготовлення тепловиділяючих елементів (ТВЕЛ);

$C_{тсв}$ – ціна транспортування свіжого палива;

$C_{вит}$ – ціна витримки (зберігання) палива на АЕС.

Річні витрати на паливо для АЕС визначаємо по наступному виразу:

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot C_{св} \cdot E_{вир}}{24 \cdot V_{яз} \cdot \eta_{АЕС}^H}, \quad (8.7)$$

$$I_{\Pi} = \frac{100 \cdot 2375000 \cdot 15285293,18}{24 \cdot 26000 \cdot 0,65} = 8950338092,33 \text{ (грн)},$$

де $E_{вир}$ - кількість виробленої за рік електроенергії; $V_{яз}$ - середня глибина вигорання ядерного палива в стаціонарному режимі, МВт×доба/т.

Таблиця 8.6 - Середня глибина вигорання ядерного палива для реакторів різного типу

показник	Потужність		
	ВВЕР		РБМК
	440	1000	1000
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі, МВт×доба/т	26000	18100	18000

8.6 Інші затрати

Вони включають в себе загальностанційні та цехові витрати. При використанні методу розрахунку по укрупнених показниках, інші затрати визначаються в % від суми затрат на амортизацію і заробітну плату.

$$I_{ін} = \frac{(I_a + I_{зн}) \cdot I_n}{100}, \quad (8.8)$$

$$I_{ін} = \frac{(663446770 + 195082098,75) \cdot 10}{100} = 85852886,875 \text{ (грн)},$$

де I_n – відсоток інших витрат, що визначається по графіку та рівний 10% для потужності заданої станції.

8.7 Визначення собівартості відпущеної енергії

Собівартість електроенергії є одним з основних економічних показників роботи електростанції. В дипломному проекті вона використовується

як загальний показник економічної ефективності капіталовкладень. Собівартість представляє собою відношення сумарних виробничих затрат до кількості електроенергії, відпущеної з шин станції.

$$C = I / E_{\text{відп}}, \quad (8.9)$$

$$E_{\text{відп}} = E_{\text{вир}} (1 - a_{\text{вл}}), \quad (8.10)$$

$$E_{\text{відп}} = 15285293,18 \cdot (1 - 0,05) = 14521028,52 (\text{МВт}),$$

де $a_{\text{вл}}$ – коефіцієнт витрат на власні потреби; $E_{\text{вир}}$ – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = \frac{9894719847,955}{14521028520} = 68 (\text{коп} / \text{кВт} \cdot \text{год}),$$

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва дорівнюють:

$$I = I_a + I_{\text{зн}} + I_{\text{ін}} + I_n. \quad (8.11)$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 8.7.

Таблиця 8.7. Результати розрахунків собівартості електроенергії

Елементи затрат	Сума річних затрат, грн.	Собівартість енергії	
		коп/кВт год	%
Амортизація	663446700	6,7	6,84
Заробітна плата	195082098,75	1,9	1,9
Паливо	8950338092,33	19,5	90,4
Інші витрати	85852886,875	0,535	0,86
Разом	9894719847,9	0,68	100

8.8 Аналіз отриманих результатів

Для визначення доцільності спорудження спроектованої електростанції необхідно отримані результати розрахунків порівняти з аналогічними показниками діючих ЕС. Приведемо основні техніко-економічні показники спроектованої електростанції в таблиці 8.8.

Таблиця 8.8 - Основні техніко-економічні показники ЕС

Показник	Одиниця вимірювання	Значення
Потужність станції	МВт	2200
Річний виробіток електроенергії	кВт год	15285293180
Коефіцієнт витрат електроенергії на власні потреби		0,05
Коефіцієнт обслуговування	МВт/чол	0,95
Кошторисна вартість промислового будівництва	млн. грн	4300,44384
Питомі капітальні вкладення	грн/кВт	1954,75
Середня глибина вигорання в стаціонарному режимі	МВт×доба/т	26000
Собівартість відпущеної енергії	коп./кВт.год	25

В результаті проведення розрахунків отримані техніко-економічні показники АЕС потужністю 2200 МВт. Собівартість відпущеної електроенергії являється нормальною для даного типу станцій. Спорудження такої станції є доцільним.

ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу АЕС, встановлена потужність якої 2200 МВт. Спорудження такої електростанції являється складовою частиною стратегічного плану розвитку енергетики України

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також техніко-економічні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій АЕС було обрано п'ять реакторних установок типу ВВЕР-440; десять турбогенераторів ТВВ – 220 2ЕУЗ ($P_{ном}=220$ МВт). Було обрано структурну схему станції на підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів. Для встановлення прийнято 5 трансформаторів типу 5х ТНЦ-630000/330 на стороні 330 кВ та групу з шести однофазних автотрансформаторів типу АОДЦТН-133000/750/220.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП, а також запуск генераторів. Живлення систем ВП станції здійснюється через трансформатори типу ТРДНС-25000/35 і резервний трансформатор типу ТРДНС-32000/220, який приєднаний до РУ СН,

Надійність живлення власних потреб забезпечує надійну і безпечну роботу станції в цілому. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ по семи ПЛЕП. Живлення місцевих споживачів – на напрузі 220 кВ по чотирьом лініям.

Обидва розподільчі пристрої - виконані відкритими. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРУ 330 кВ, обрано варіант «4/3». Проведено розрахунок струмів КЗ.

Розрахунок виконується за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно виміральної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів, шунтуючих реакторів та акумуляторної батареї. Розраховано блискавкозахист та заземлюючий пристрій ВРУ 330 кВ.

В розділі спеціальна частина «Розрахунок економічної ефективності вирівнювання графіка навантаження теплової електричної станції» було розраховано економічний ефект від зниження затрат палива при вирівнюванні графіка навантажень.

В розділі релейний захист вибраний захист обладнання, виконаний розрахунок та вибрані уставки спрацювання захистів блоку «Генератор-трансформатор».

В розділі АСК було проведено оптимізацію розподілу навантаження між блоками станції. Використання сучасних засобів обробки інформації дозволяє достатньо швидко й ефективно зробити всі необхідні розрахунки. Таким чином, необхідність наявності комп'ютерної техніки, а також необхідних програмних розробок. Особливо необхідна точна і швидка оптимізація розподілу навантажень для економії енергоресурсів.

В економічній частині було проведено розрахунок техніко-економічних показників АЕС, в тому числі собівартості виробленої електроенергії, визначено кошторисну вартість проектованої станції. Проаналізувавши отримані результати, можна зазначити, що собівартість виробленої електроенергії складає 25 коп/кВт год . Така станція є економічно доцільною, оскільки значення собівартості електроенергії входить в межі середніх значень собівартості електроенергії на АЕС.

В розділі охорона праці були розглянуті технічні рішення, які забезпечать безпеку персоналу ЕС, а також проведено аналіз потенційно шкідливих та небезпечних факторів, що діють на персонал в приміщенні реакторного відділення. Виконано аналіз санітарно-гігієнічних норм та вибрано засоби пожежогашіння.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Методические указания к выполнению курсового проекта по курсу «Основы проектирования электростанций». – Винница, ВПИ, 1989.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
4. Гук Ю.Б., Кантан В.В, Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. Двоскин Л. И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 220 с.
6. Чернобровов Н.В. ” Релейная защита ” - М. : Энергоатомиздат.1976.
7. Андреев В.А. ” РЗ и А систем электроснабжения ”-М.:Высш.шк.1991.
8. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор - трансформатор. М.: Энергоиздат, 1982.
9. Кутін В.М., Рубаненко О.Є., Лагутін В.М. «Релейний захист електричних станцій» - Вінниця: ВНТУ, 2007. – 110 с.
10. В.С. Король, П.Д. Лежнюк “Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу “АСУ и оптимизация режимов ТЭС” - Винница 1982 г.
11. Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А. Оптимизация электростанций и энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
12. Основы системного анализа и проектирования АСУ: Учебное пособие/ А.А. Павлов, С.Н. Гриша и др. – К.: Выща шк.; 1991. – 367 с.
13. Стефани Е.П. Основы построения АСУ. - М.: Энергоиздат. - 1983.
14. Применение ЭВМ для автоматизации технологических процессов в энергетике / Под ред. В.А. Семенова. - М.: Энергоиздат. - 1983.
15. Лапицкий В.Н. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. перераб. и доп. - М.: Высшая школа, 1975

16. НАОП 1.1.10-1.02-83 “Правила техніки безпеки при експлуатації тепло-механічного обладнання електростанцій та теплових мереж”.
17. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
18. ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требо-вания.
19. ОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.
20. ОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
21. СНиП 11-4-79/85. Естественное и искусственное освещение. Нормы про-ектирования.
22. ДНАОП 0.03-33.14-85. Санітарні норми допустимих рівнів шуму на ро-бочих місцях.
23. Методичні вказівки по визначенню основних техніко-економічних по-казників роботи електричних станцій. О.Я.Попов, Л.О.Попова. Вінниця: ВДТУ 2001, 16 с
24. "Сборник задач и деловые игры по экономике энергетики и управлению энергетическим производством" /під ред. проф. П.Л.Долгова. - М.:Высшая школа, 1991
25. Лапицкий В.Н. Организация и планирование энергетики. 2-е изд. перераб. и доп. - М.:Высшая школа, 1975
26. " Организация и планирование в энергетике" /під ред. В.Г. Кузьмина - М.:Высшая школа, 1991

ДОДАТКИ