

Вінницький національний технічний університет

Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

## МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

**«Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю  
2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-20м  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
Освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Попов В.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., ст..викладач каф. ЕСС

Вишневський С.Я.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Опонент:

\_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

**Допущено до захисту**

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., проф. Комар В. О.

(прізвище та ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 р.

Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій та систем  
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)  
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»  
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»  
Освітньо-професійна програма – Електричні станції

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
**Завідувач кафедри ЕСС**  
д.т.н., професор Комар В. О.

\_\_\_\_\_ 2021 року

## **З А В Д А Н Н Я** **НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Попов Владислав Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів»

керівник роботи к.т.н., ст. викладач. ЕСС Вишневський С.Я.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 24.09.2021 року № 277

2. Строк подання студентом роботи 30 листопада 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Перелік літературних джерел за тематикою роботи. Посилання на періодичні видання. Вихідні дані для проведення обчислювальних експериментів. Відстань до енергосистеми 200 км; максимальна потужність, що віддається в систему 1900 МВт; максимальна потужність, що віддається в район 120 МВт; номінальна потужність системи 22400 МВА; номінальний опір системи 0,29 в.о.; номінальна напруга системи 330кВ

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1. Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС. 2. Електротехнічна частина. 3. Релейний захист і автоматика. 4. Дослідження стійкості роботи генераторів. 5. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях. 6. Техніко-економічна частина. Висновки. Список використаних джерел. Додатки.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Головна схема електричних з'єднань станції. 2. План та поперечний розріз ВРУ-330 кВ. 3. Схема власних потреб 6 і 0,4 кВ. 4. Схема установки постійного струму. 5. Релейний захист ЛЕП 330 кВ. 6. Спеціальна частина. 7. Техніко-економічні показники станції.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Вишневський С.Я., к.т.н., ст.викладач кафедри ЕСС		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Бондаренко Є. А. д.т.н., проф., професор каф. ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 24 вересня 2021 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		Примітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС	07.09.21	12.09.21	
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	
4	Дослідження стійкості роботи генераторів	06.10.21	20.10.21	
5	Розрахунок релейного захисту та автоматики КЕС	21.10.21	30.10.21	
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	
9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	

Студент

( підпис )

Попов В.О.

Керівник роботи

( підпис )

Вишневський С.Я.

## АНОТАЦІЯ

Попов В.О. Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів Магістерська робота./ Вінниця: ВНТУ, 2021 – 162 с./ На Укр. мові. Рис. 37 , таб 37 , бібліогр. 29 назв.

В роботі проведено проектування Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів.

Проведений аналіз небезпечних і шкідливих чинників, що впливають на персонал, що обслуговує обладнання електростанції.

## **ANNOTATION**

Popov V.O. Electrical part of the condensing power plant with a capacity of 2400 MW with the study of the stability of generators Master's thesis./ Vinnytsia: VNTU, 2021 - 162 pp. / In Ukr. language. Fig. 37, tab 37 , bibliogr. 29 titles

The design of the electrical part of the condensing power plant with a capacity of 2400 MW with the study of the stability of the generators.

The analysis of dangerous and harmful factors affecting the personnel servicing the power plant equipment is carried out.

## ЗМІСТ

Вступ.....	
1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	
2 Електротехнічна частина.....	
2.1 Графіки електричних і теплових навантажень.....	
2.2 Вибір основного обладнання.....	
2.2.1 Вибір турбін.....	
2.2.2 Вибір котельних агрегатів.....	
2.2.3 Вибір генераторів.....	
2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції.....	
2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи.....	
2.3.2 Проектування структурної схеми станції.....	
2.3.3 Вибір блочних трансформаторів .....	
2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку .....	
2.3.5 Вибір трансформаторів власних потреб.....	
2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб.....	
2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станції.....	
2.4 Вибір електричних схем станції.....	
2.4.1 Вибір схем РП станцій.....	
2.4.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП.....	
2.4.3 Вибір системи електрозабезпечення власних потреб станції .....	
2.5 Розрахунок струмів короткого замикання.....	
2.5.1 Електрична схема заміщення установки.....	
2.5.2 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$ .....	
2.5.3 Знаходження ударного струму та періодичної і аперіодичної складових струму КЗ в заданий момент часу.....	
2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ.....	
2.7 Вибір струмоведучих частин.....	
2.7.1 Вибір збірних шин 330 кВ.....	
2.7.2 Вибір збірних шин 110 кВ.....	

2.7.3	Вибір гнучких шин на інших ділянках схеми.....	
2.7.4	Вибір жорстких шин.....	
2.7.5	Вибір ізоляторів.....	
2.7.6	Вибір комплектних екранованих струмопроводів.....	
2.7.7	Вибір кабелю.....	
2.8	Вибір комутаційних апаратів.....	
2.8.1	Вибір вимикачів і роз'єднувачів.....	
2.8.2	Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів.....	
2.9	Вибір вимірювальних трансформаторів.....	
2.9.1	Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	
2.9.2	Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	
2.10	Вибір установки постійного струму.....	
3	Релейний захист та автоматика.....	
3.1	Вибір системи оперативного управління КЕС.....	
3.2	Вибір системи дистанційного управління.....	
3.3	Система сигналізації.....	
3.4	Автоматика і блокування.....	
3.5	Зв'язок.....	
3.6	Телемеханіка.....	
3.7	Засоби РЗ і автоматики.....	
3.8	Вибір робочого та пускорезервного трансформатора ВП.....	
3.8.1	Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором.....	
3.9	Захист від багатозначних КЗ в обмотці статора і на виводах генератора...	
3.10	Захист від замикань між витками однієї фази обмотки статора.....	
3.11	Захист від замикань на землю в обмотці статора.....	
3.12	Захист обмотки статора від зовнішніх симетричних КЗ.....	
3.13	Захист обмотки статора від зовнішніх несиметричних КЗ та несиметричних перевантажень.....	
3.14	Захист ротора від перевантаження струмом збудження.....	

3.15 Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним будником.....	
3.16 Захист від асинхронного режиму при втраті збудження.....	
3.17 Захист від перевищення напруги на виводах турбогенератора і трансформатора.....	
3.18 Захист від замкнень на землю в одній точці кола ротора.....	
3.19 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від між фазних КЗ в обмотці статора турбогенератора.....	
3.20 Захист від замикань всередині кожуха трансформатора.....	
3.21 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраліями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю.....	
4. Дослідження стійкості роботи генераторів.....	
4.1. Поняття статичної та динамічної стійкості .....	
4.2. Параметри генераторів та проблема стійкості.....	
4.3. Засоби підвищення стійкості.....	
4.4 Моделювання з використанням програмного комплексу ДАКАР.....	
5 Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях.....	
5.1 Нормативна база.....	
5.2 Санітарно-гігієнічні показники елегазу.....	
5.3 Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту елегазового обладнання.....	
5.4 Засоби захисту персоналу.....	
5.5 Розрахунок заземлення для впр високої напруги.....	
5.6 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги.....	
5.7 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.....	
5.8 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної	



частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях.....	
6 Розрахунок техніко-економічних показників КЕС.....	
6.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування данної станції.....	
6.2.Визначення кошторисної вартості проекрованої КЕС.....	
6.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції.....	
6.3.1 Амортизація основних фондів.....	
6.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати.....	
6.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати .....	
6.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії.....	
6.4 Аналіз отриманих результатів.....	
Висновки.....	
Література.....	
Додатки.....	

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Починаючи з 1991 року до 1997 споживання електроенергії суттєво знижувалось до значень в 160 млрд. кВт-год, що може бути непрямим індикатором тривалої економічної кризи.

Період з 1998 до 2013 року можна умовно визначити як період відновлення економіки, який характеризувався зростанням споживання електроенергії до 180 млрд. кВт-год, але цей процес був пов'язаний з деіндустріалізацією економіки, що вплинуло на режими споживання електричної енергії протягом доби.

В цей період, попит насичується навантаженням комерційно-побутового сектора, який нерівномірний протягом доби, завдяки чому діапазон добової зміни навантаження зріс з 5000 МВт в 2001 р. до 7000-8000 МВт в зимові періоди 2012 року.

В той же час, темпи введення маневрених потужностей не відповідали швидкості приросту змінного діапазону навантажень, що призвело до зростання актуальності проблеми покриття навантажень в вечірні години та балансування вироблення відновлюваної енергетики. [1].

Отже, дослідження та аналіз методів проектування ЕС є актуальною науково-прикладною задачею.

**Мета і задачі дослідження.** Метою магістерської роботи є проектування електричної частини конденсаційної електричної станції 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів.

Відповідно до вказаної мети в роботі розв'язуються такі **основні задачі**:

- техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС;
- дослідження існуючих методів, що використовуються при проектуванні електростанцій;
- проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕС;
- вибір схеми власних потреб електростанції;

вибір комутаційної апаратури, струмоведучих частин, вимірювальних трансформаторів, акумуляторної батареї, розрахунок грозозахисту та заземлення ВРУ високої напруги;

дослідження комутаційного обладнання;

розрахунок основних техніко-економічних показників ТЕС.

**Об'єктом дослідження** магістерської роботи є електрична частина електричної станції та турбогенератори

**Предметом дослідження** є методи і засоби проектування електростанцій а також аналіз стійкості роботи генераторів.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи математичного моделювання. Під час проектування головної схеми електричних з'єднань ТЕС використовуються елементи теорії надійності.

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у проектуванні електричної частини ТЕС, з дослідженням стійкості роботи генераторів.

**Практичне значення отриманих результатів** полягає в тому, що на підставі виконаних досліджень вирішена задача підвищення ефективності функціонування локальних електричних мереж, що полягає у проектуванні ТЕС з дослідженням стійкості роботи генераторів.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів перевірена шляхом проведення розрахунків.

**Особистий внесок здобувача.** Усі результати, які складають основний зміст магістерської роботи, отримані автором самостійно.

## 1 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

Звертаючи увагу на типовий графік електричного навантаження ОЕС України у зимові місяці можна виділити що, наприклад, при проходженні максимальних навантажень у вечірні години зимових періодів на рівні 21,6 ГВт при середньодобовій температурою по Україні -6,1 С. Покриття енергоспоживання в Об'єднаній енергетичній системі Україна забезпечують АЕС, ТЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС і навіть поновлювані джерела енергії.

При цьому в роботі може перебувати до 41 пилувугільних енергоблоків ТЕС генеруючих компаній із сумарною потужністю 6,8 ГВт. Атомні електростанції працюють з навантаженням 10,8 ГВт. Зміни в покритті ОЕС України - 23,7 ГВт брали участь 45 пилувугільних енергоблоків ТЕС ГК потужністю 8,7 ГВт. Простіше кажучи, довелось включити додатково 4 вугільних енергоблоків.[1]

Такий приріст для покриття ранкового швидкозростаючого пікового навантаження характерний додатковими платежами власникам ТЕС від енергетичного ринку за «маневреність» і «робочу потужність». Згідно з правилами функціонування енергоринку України, такі платежі різко збільшують єдину оптову ціну електроенергії, яка пізніше закладається в тариф промислових і побутових споживачів. Так в структурі середнього тарифу генеруючих компаній ТЕС плати за маневреність, пуск блоку, робочу потужність і відхилення від диспетчерського графіка складають практично 40% від вартості кожного виробленого кВт-год.

Баланс між споживанням і генерацією досягається за рахунок зміни навантаження ГЕС і ТЕС, але навантаження ТЕС змінюється в обмеженому діапазоні, що зазвичай не перевищує 30% від встановленої потужності енергоблоку. Залежно від сезону, цей діапазон сумарно в ОЕС України становить від 1,5 до 2 ГВт.

Ще близько 3 ГВт регульовального діапазону дають ГЕС і ГАЕС при достатності води і наявності гідроагрегатів в роботі.

Але залишається близько 1,5 ГВт нерегульованої різниці між піковим і нічним споживанням. Проблему доводиться вирішувати за рахунок зупинок на ніч з подальшим пуском вранці пилувугільних блоків ТЕС. У деякі періоди кількість таких операцій доходить до 15 пусків / зупинок на добу.

Така ситуація призводить до додаткових витрат газу (мазуту) і вугілля (для забезпечення цих пусків), значного погіршення техніко-економічних показників роботи обладнання а також до прискорення зносу обладнання енергоблоків і зростання кількості аварійних ремонтів.

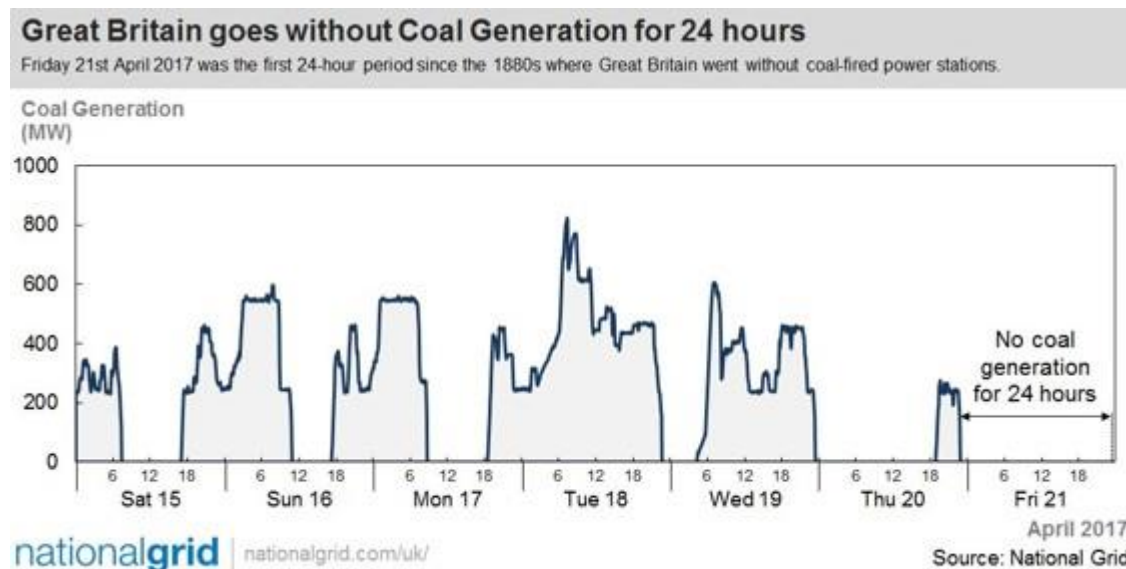
Внаслідок втрати потужних споживачів електричної енергії на тимчасово окупованих Російською Федерацією територіях України, останнім часом для збалансування споживання оператор енергосистеми вимушений маневрувати (зупиняти на ніч і пускати вранці) в тому числі пилувугільними енергоблоками 300 МВт, які спроектовані для роботи в базовому режимі і мають дуже обмежений ресурс для пусків.

Але навіть цих заходів не вистачає для повного збалансування споживання і генерації, і доводиться розвантажувати АЕС, шляхом впровадження так званих «диспетчерських обмежень». У зв'язку з неможливістю забезпечити розвантаження до нічного провалу споживання, який триває близько 6 годин, АЕС часто несуть навантаження нижче встановленого значення на 1500 МВт.

Після початку військових дій на Донбасі, починаючи з осені 2014 року, теплова енергетика України має істотний дефіцит вугілля марки «А» (антрацит), який використовується в якості палива для енергоблоків ТЕС, що беруть участь в покритті змінних навантажень.

Імпорт, нехай навіть умовний, вугілля призводить до істотного подорожчання собівартості виробленої електричної енергії, внаслідок того, що вартість вугілля в тарифі ТЕС індексується за цінами міжнародної енергетичної біржі по так званій формулі «Роттердам +».[2]

Залучення енергоблоків ТЕС до покриття змінних навантажень в циклічному режимі зараз характерна для багатьох енергетичних систем світу. Наведено диспетчерський графік теплових електростанцій Британії на вугіллі, який ілюструє залучення ТЕС до покриття ранкових, денних і вечірніх піків навантаження, і глибокого розвантаження на ніч, під час зниження попиту на електроенергію.



Однак, такі режими роботи характеризуються негативним впливом на залишковий ресурс основного обладнання через приріст малоциклічної втоми.

Наслідки тривалих періодів експлуатації енергоблоків ТЕС в циклічному режимі являються причинами збільшення числа пошкоджень в трубах та паропроводах, корозії, і інших відмов обладнання, а значить зростання аварійності, втрати надійності, подорожчання ремонтів, та пошуку додаткових інвестицій на відновлення обладнання.

За оцінками для енергетичного ринку США, вартість одного циклу пуску-зупин для енергоблоку ТЕС Pawnee становить від 114 до 121 тис. \$ США.

Такі щоденні витрати системного оператора на компенсацію циклічних режимів ТЕС суттєво впливають на ринкові ціни і позначаються на кінцевих рахунках споживачів.

Що стосується ТЕС України, то більшість енергоблоків вже сьогодні перевищило парковий ресурс і вимагає глибокої модернізації. Певна економічна

доцільність для власників генеруючих потужностей, що працюють сьогодні в маневрових режимах існує, так, миттєво, це фінансово вигідно і безальтернативно, з точки зору підвищення прибутковості, але як кажуть на Уолл-стріт це те ж саме, що підбирати монетки перед асфальтовим катком. Зіткнення неминуче.

Таким чином розглядати в довгостроковій перспективі експлуатацію ТЕС в ОЕС України в маневреному режимі з регулярним глибоким розвантаженням нижче технічного мінімуму для покриття змінних навантажень, не доцільно з точки зору перспективного розвитку та підтримки надійності енергопостачання.

Крім добової нерівномірності графіка навантаження, виникають виклики пов'язані з необхідністю балансувати виробництво від поновлюваних джерел енергії. Затверджено Національний план Дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року та ПЛАН ЗАХОДІВ з реалізації національного плану Дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року. Головною метою Плану є доведення до 2020 р. частки енергії, отриманої з ВДЕу кінцевому енергоспоживанні країни до 11%, що дозволить до 2020 р. зменшити використання первинних енергоресурсів в обсязі 8,6 млн т н.е. або 9,2 млрд м<sup>3</sup> природного газу. Водночас, таке широкомасштабні впровадження відновлювальних джерел не відповідає структурі генеруючи потужностей та потенціалу ліній електропередач.[3]

Що стосується оцінок попиту в майбутньому на маневрену потужність, то такі дослідження виконувалися в роботах НАН України, проте найбільш свіжі дані були представлені НЕК «Укренерго» під час презентації їх дослідження впливу відновлюваної енергетики на стійкість енергосистеми. Експертами Компанії було визначено, що при збереженні поточного тренда впровадження об'єктів відновлюваної енергетики, який буде супроводжуватися не відповідним планам впровадження маневрених потужностей - дефіцит високоманеврових потужностей складе 2500 МВт. І експертами системного оператора було запропоновано його заповнити високоманевреними електростанціями, зокрема тепловими.

## 2 ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Графіки електричних і теплових навантажень

Режим роботи електростанцій задається графіками електричних і теплових навантажень що обслуговуються районом. Графіки електричних навантажень виражені у відсотках від максимальної потужності району  $P_{P\text{MAX}}$  системи  $P_{C\text{MAX}}$ .

Передача електроенергії зв'язана з втратами, що діляться на постійні  $\Delta P_1$ , що не залежать від струму навантаження, і змінні  $\Delta P_2$  пропорційні квадрату струмів навантаження. При розрахунку величину втрат можна прийняти [4]:

а) у мережах місцевого району  $\Delta P'_1 = 0,01; \Delta P'_2 = 0,06;$

б) у мережах системи  $\Delta P''_1 = 0,02; \Delta P''_2 = 0,14;$

Постійні втрати для району і систем підраховуються по формулах

$$\Delta P_{1P} = \Delta P'_1 P_{P\text{MAX}} = 0,01 \cdot 120 = 1,2 \text{ (МВт)} \quad (2.1)$$

$$\Delta P_{1C} = \Delta P'_1 P_{C\text{MAX}} = 0,02 \cdot 1900 = 38 \text{ (МВт)} \quad (2.2)$$

Залишаються незмінними протягом доби.

Змінні втрати в будь-якій частині доби

$$\Delta P_{2pt} = \Delta P'_2 \frac{P_{pt}^2}{P_{p\text{max}}^2}; \quad \Delta P_{2ct} = \Delta P''_2 \frac{P_{ct}^2}{P_{c\text{max}}^2}; \quad (2.3)$$

Наприклад, 0-4 зима:

$$\Delta P_{2pt} = 0,06 \cdot \frac{\left(\frac{80 \cdot 120}{100}\right)^2}{120} = 4,61 \text{ (МВт)}$$

$$\Delta P_{2ct} = 0,14 \cdot \frac{\left(\frac{75 \cdot 1900}{100}\right)^2}{1900} = 149,63 \text{ (МВт)}$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Потужність, що віддається в місцевий район та систему відповідно:



$$P_{p \text{ від } t} = P_{p t} + \Delta P_{1p} + \Delta P_{2p t}; \quad (2.4)$$

$$P_{c \text{ від } t} = P_{c t} + \Delta P_{1c} + \Delta P_{2c t}; \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{p. \text{ від } t} = \left( \frac{80 \cdot 120}{100} \right) + 1,2 + 4,61 = 101,81 (\text{МВт})$$

Наприклад, 0-4 зима:

$$\Delta P_{c. \text{ від } t} = \left( \frac{75 \cdot 1900}{100} \right) + 38 + 149,63 = 1612,63 (\text{МВт})$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Сумарна потужність, що віддається із шин електростанції:

$$P_{\text{від } t} = P_{p. \text{ від } t} + P_{c. \text{ від } t} \quad (2.6)$$

Наприклад, 0-6 зима:

$$P_{\text{від } t} = 101,81 + 1612,63 = 1714,43 (\text{МВт})$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

В залежності від величини  $P_{\text{від } t}$  приблизно визначається витрата електроенергії на власні потреби (в. п.) станції:

$$P_{\text{в.п.} t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{P_{\text{від } t}}{P_{\text{уст}}} \right) \cdot \frac{P_{\text{в.п.}} \cdot P_{\text{від макс.}}}{100};$$

Наприклад, 0-4 зима:

$$P_{\text{в.п.} t} = \left( 0,4 + 0,6 \cdot \frac{1714,43}{2400} \right) \cdot \frac{6 \cdot 2211,47}{100} = 109,95 (\text{МВт}),$$

де  $P_{\text{уст}} = 2400 (\text{МВт})$  - установлена потужність станції, приведена в завданні;

$P'_{\text{вп}} = 6\%$  - максимальне навантаження власних потреб, %, стосовно встановленої потужності електростанції по [4];

$P_{\text{від макс}} = 2211,95 (\text{МВт})$  - максимальна потужність що віддається із шин станції.

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

Потужність ,що виробляється електростанцією:

$$P_{\text{вир.т}} = P_{\text{від.т}} + P_{\text{в.п.т}}; \quad (2.7)$$

0-4 зима

$$P_{\text{вир.т}} = 1714,43 + 109,95 = 1824,38(\text{МВт})$$

Розрахунки інших частин доби виконуємо аналогічно. Результати вимірювань зводимо в таблицю 2.1

По приведеному алгоритму розраховуються графіки електричних навантажень для зимової і літньої доби. Дані зводяться в таблицю 2.1

Таблиця 2.1 – Дані для побудови графіків електричних навантажень

Складові витрат потужності	Пора року	Години доби							
		0-6	6-8	8-12	12-14	14-16	16-18	18-20	20-24
Навантаження місцевого р-ну, %	зима	80	82	88	93	87	82	100	90
	літо	75	77	83	88	82	77	95	85
Навантаження місцевого р-ну, МВт	зима	96	98,4	105,6	111,6	104,4	98,4	120	108
	літо	90	92,4	99,6	105,6	98,4	92,4	114	102
Постійні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
	літо	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Змінні втрати потужності в мережах місцевого р-ну, МВт	зима	4,61	4,84	5,58	6,23	5,45	4,84	7,20	5,83
	літо	4,05	4,27	4,96	5,85	4,84	4,27	6,50	5,20
Потужність, що видається до місцевого району, МВт	зима	101,81	104,44	112,38	119,03	111,05	104,44	128,40	115,03
	літо	95,25	97,87	105,76	112,38	104,44	97,87	121,7	108,40
Навантаження системи, %	зима	75	77	83	88	82	77	95	85
	літо	70	72	78	83	77	72	90	80
Навантаження системи, МВт	зима	1425	1463	1577	1672	1558	1463	1805	1615
	літо	1330	1368	1482	1577	1463	1368	1710	1520
Постійні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	38	38	38	38	38	38	38	38
	літо	38	38	38	38	38	38	38	38
Змінні втрати потужності в мережах системи, МВт	зима	149,63	157,71	183,25	205,99	178,86	157,71	240,07	192,19
	літо	130,34	137,89	161,83	183,25	157,71	137,89	215,46	170,24
Потужність, що видається до системи, МВт	зима	1612,63	1658,71	1798,25	1915,99	1774,86	1658,71	2083,07	1845,19
	літо	1498,34	1543,89	1681,83	1798,25	1658,71	1543,89	1963,46	1728,24
Сумарна потужність, що видається з шин станції, МВт	зима	1714,43	1763,15	1910,6	2035,02	1885,9	1763,15	2211,47	1960,22
	літо	1593,59	1641,76	1787,6	1910,62	1763,15	1641,76	2085,16	1836,64
Витрати на власні потреби станції, МВт	зима	109,5	111,56	116,5	120,58	115,63	111,56	126,43	118,10
	літо	105,94	107,54	112,37	116,45	111,46	107,54	122,27	114,00
Потужність, що виробляється генераторами, МВт	зима	1824,38	1874,72	2027,1	2155,6	2001,5	1874,72	2337,9	2078,72
	літо	1699,53	1749,30	1900,0	2027,08	1874,7	1749,30	2207,40	1950,64

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

- Максимальне навантаження станції  $P_{\max} = 2337,90(\text{МВт})$

- Річний виробіток електроенергії  $E_{\Gamma} = \sum_{i=1}^m P_{\text{вир}.ti} \cdot t_i;$

$$E_{\Gamma} = 16917144,64 \text{ (МВт} \cdot \text{ч)}$$

- Установлена потужність станції  $P_{\text{УСТ}} = 2400\text{МВт}$

- Середнє навантаження станції  $P_{\text{ср}} = \frac{E_{\Gamma}}{T};$

$$P_{\text{ср}} = \frac{16917144,64}{8760} = 1931,18(\text{МВт})$$

- Коефіцієнт заповнення графіка  $K_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}};$

$$K_3 = \frac{1931,18}{2337,9} = 0,83$$

- Коефіцієнт використання встановленої потужності  $K_{\text{У}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{уст}}};$

$$K_{\text{У}} = \frac{1931,18}{2400} = 0,80$$

- Число годин використання максимальної потужності  $T_{\text{макс}} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{\text{макс}}};$

$$T_{\text{макс}} = \frac{16917144,64}{2337,9} = 7236,05(\text{г})$$

- Число годин використання встановленої потужності  $T_{\text{уст}} = \frac{E_{\Gamma}}{P_{\text{уст}}}$

$$T_{\text{уст}} = \frac{16917144,64}{2400} = 7048,81(\text{г})$$

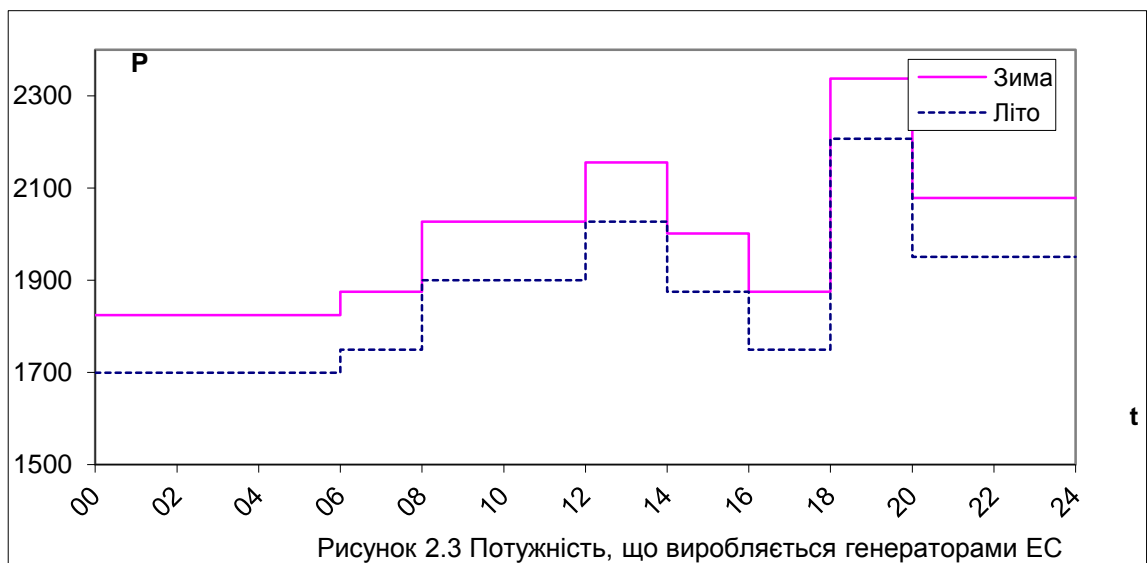
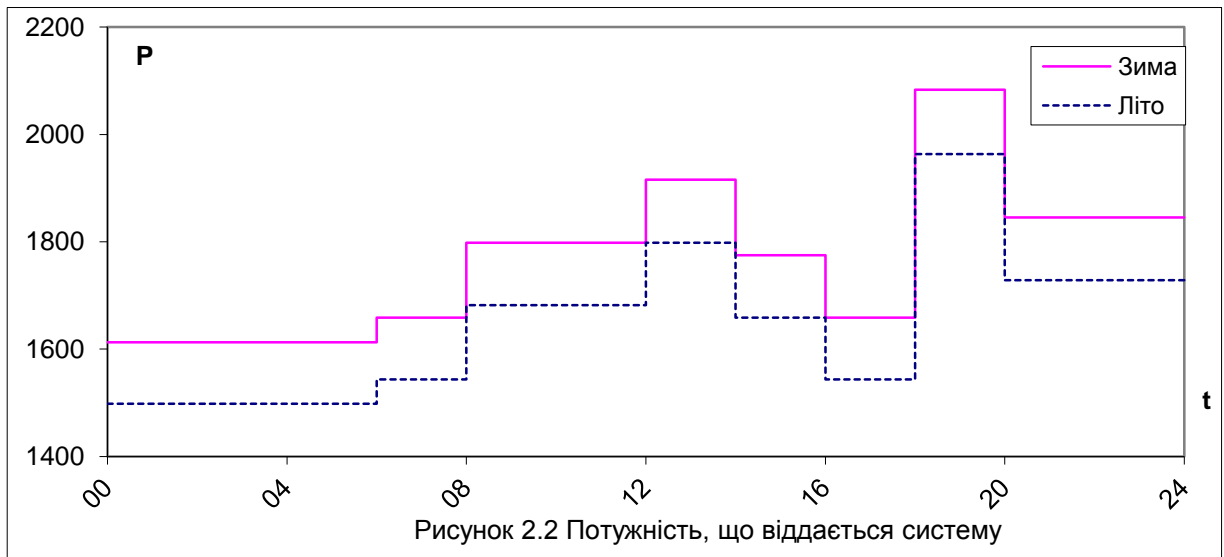
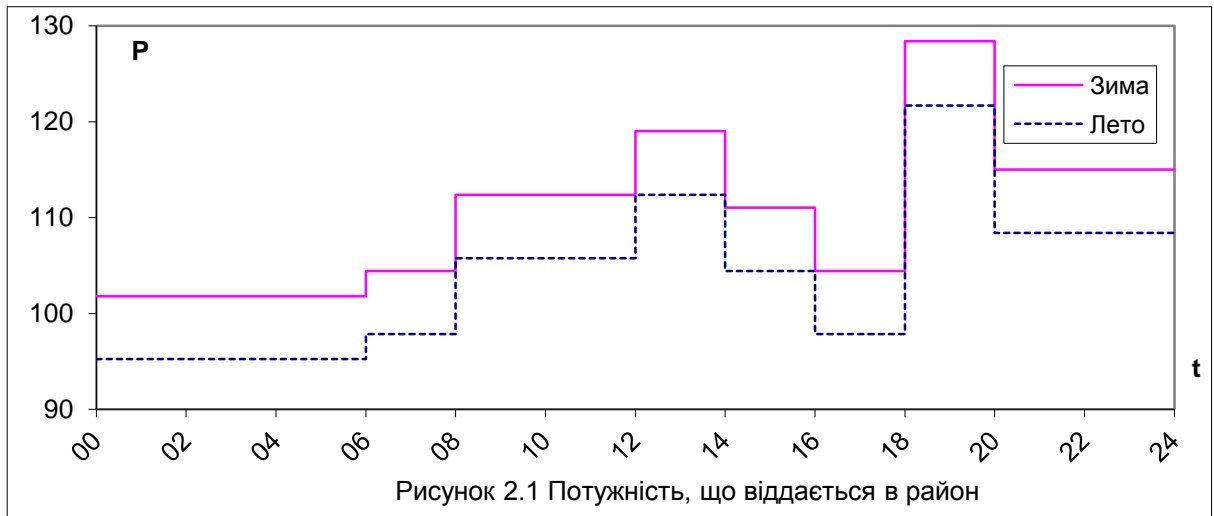
- Коефіцієнт резерву  $K_{\text{рез}} = \frac{P_{\text{уст}}}{P_{\text{макс}}};$

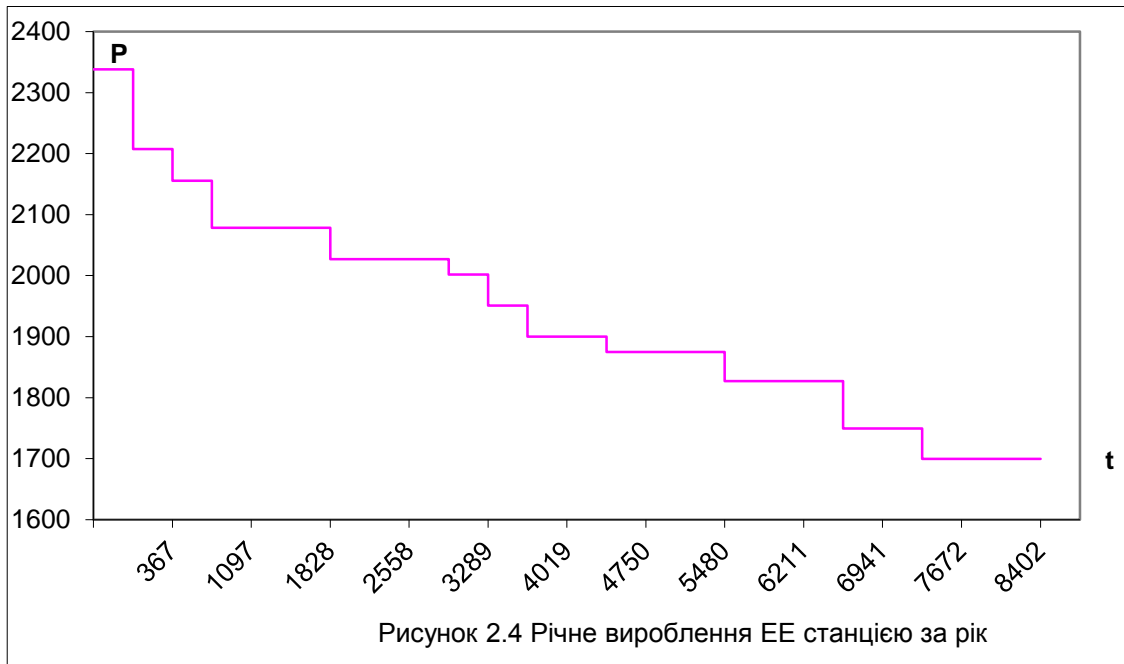
$$K_{\text{рез}} = \frac{2400}{2337,9} = 1,03$$

По даним розрахунку будемо добові графіки навантаження системи, місцевого району і генераторів електричної станції для зими та літа (рисунок 2.1,

рисунок 2.2 та рисунок 2.3) та річний графік по тривалості , приймаючи тривалість зимового періоду 183, а літнього 182 дні. (рисунок 2.4)

Для побудови графіків навантаження, використовуємо таблицю 2.1.





## 2.2 Вибір основного обладнання

### 2.2.1 Вибір турбін

Тип та одинична потужність турбін, що встановлюються на ТЕС, яка проектується, визначаються виходячи з типу та встановленої потужності станції; на КЕС – конденсаційні турбіни типу К. Відповідно до завдання вибираємо 8 конденсаційні турбіни типу К-300-240.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики турбін

Тип турбіни	К-300-240
Номінальна потужність, МВт	300
Тиск свіжої пари, Атм	240
Температура свіжої пари, °С	560
Температура проміжного перегріву, °С	560
Витрати свіжої пари при номінальному навантаженні, т/ч	865
Кількість	8

### 2.2.2 Вибір котельних агрегатів

Параметри пари (температура, тиск) і кількість котлів на КЕС визначаються зробленим раніше вибором конденсаційних турбін. Паровиробництво

парогенераторів для блокових КЕС вибирається по максимальному пропуску гострої пари через турбіну з обліком власних потреб і запасом до 5%.

Приймаємо до установки котли Пп-950/255 у кількості 8 шт.

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики парогенераторів

Марка котла/агрегата	Вир.-во пари, т/год	Ел. потужн., МВт	Параметри пари			Паливо	К-ть
			Тиск	Температура пари			
				Первинної	Вторинної		
Пп-950/255	950	300	225	565	570	Вугілля	8

### 2.2.3 Вибір електричних генераторів

Число та одинична потужність генераторів повинні відповідати числу та електричній потужності турбін.

Вибираємо турбогенератори типу ТГВ-300 із номінальними параметрами:

Таблиця 2.4 – Технічні характеристики електричних генератора

Тип генератора	ТГВ-300-2УЗ
Повна номінальна потужність, МВА	353
Активна номінальна потужність, МВт	300
Номінальна напруга $U_n$ , кВ	20
Коефіцієнт потужності $\cos \phi$	0,85
Надперехідний індуктивний опір $x_d''$	0,195
Кількість	8

### 2.3 Вибір головної схеми електричних з'єднань електростанції

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

### 2.3.1 Вибір схеми приєднання станції до системи

Проектування схеми приєднання станції до системи полягає у виборі напруг, на яких буде видаватися електроенергія числа і пропускної спроможності ліній на кожній напрузі.

У більшості випадків видача потужності відбувається на двох напругах: 110-220 кВ - у місцевий район навантаження (у радіусі 30-150 км) і 330-750 кВ - в основну мережу енергосистеми.

При виборі числа та пропускної здатності ліній напругою 110 кВ і вище повинні виконуватись умови:

1) при відключенні однієї лінії повинна забезпечуватись видача всієї потужності КЕС;

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

Відповідно до завдання приймаємо відстань до системи 160 км.

Кількість ЛЕП визначаємо по наступних формулах:

$$\text{Для системи: } n_{\text{леп}330} = \frac{P_{\text{с.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.8)$$

$$n_{\text{леп}330} = \frac{2083,07}{400} + 1 = 7 (\text{ліній});$$

$$\text{Для місцевого району: } n_{\text{леп}150} = \frac{P_{\text{р.від.т.мах}}}{P_{\text{пр.доп.}}} + 1; \quad (2.9)$$

$$n_{\text{леп}110} = \frac{128,40}{50} + 1 = 4 (\text{ліній});$$

### 2.3.2 Проектування структурної схеми станції

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

Розподіл генераторів між РП різних напруг робиться з обліком потужності, що віддається із шин різної напруги  $P_{омд}$ . При цьому необхідно прагнути до того, щоб перетік із РП однієї напруги в РП іншої напруги в нормальному й аварійному режимах був мінімальним.

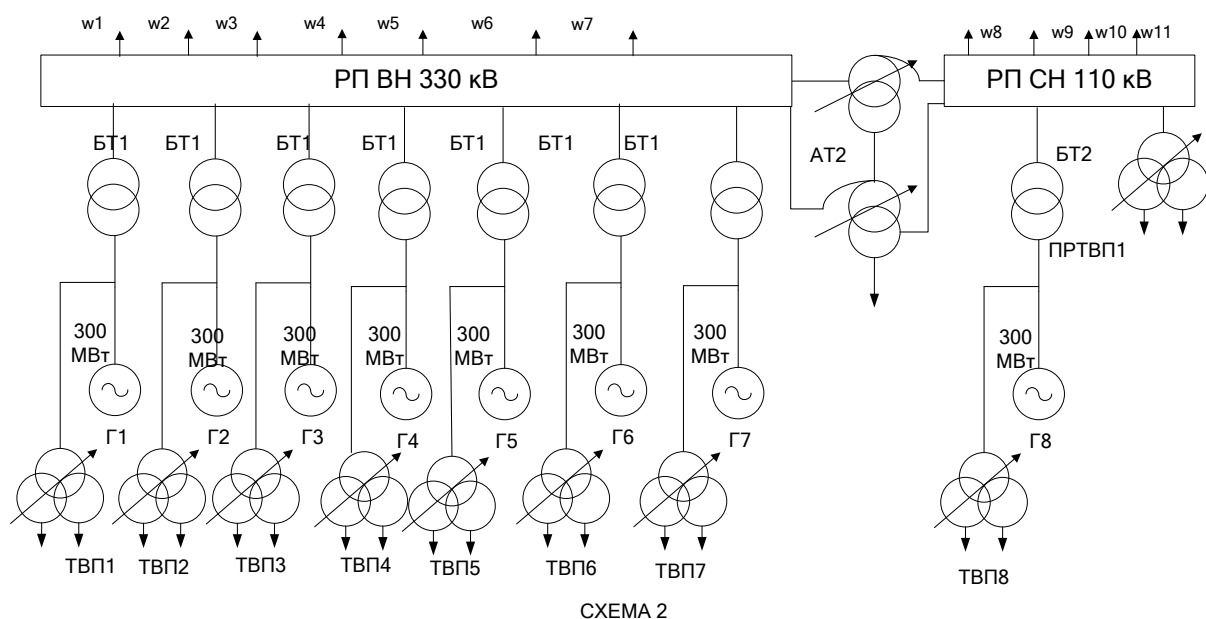
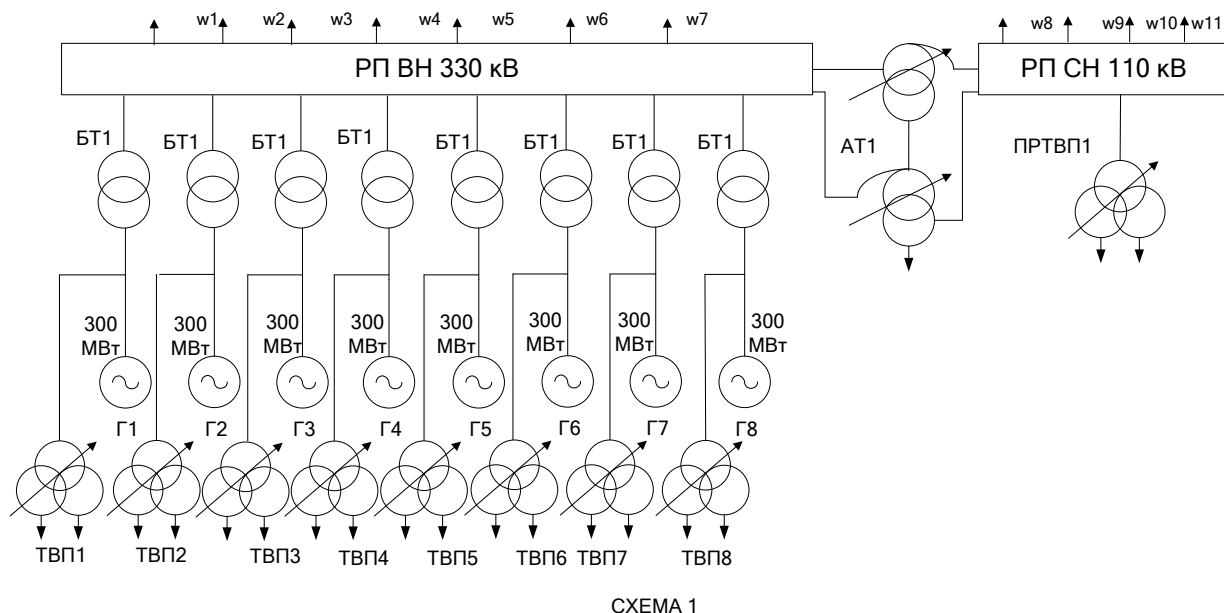


Рисунок 2.1 – Структурні схеми КЕС

Перетік надлишкової потужності буде здійснюватися через АТ зв'язку, який з'єднує РП 330 і 110 кВ. АТ вибирається з умови надійності. Таким чином,



структурна схема КЕС складається з двох РП – 330 і 110 кВ, які з'єднані через АТЗ. Оберемо можливі варіанти структурної схеми електричної станції:

- а) Блоки між РП розподілені наступним чином: до РП 330 кВ – 8 блоків по 300 МВт.
- б) Блоки між РП розподілені наступним чином: до РП 330 кВ – 7 блоків по 300 МВт, до РП 110 кВ – 1 блок по 300 МВт (рис. 1.5 б).

### 2.3.3 Вибір блочних трансформаторів

Вибір трансформаторів полягає у визначенні їх числа, типу і номінальної потужності. Рекомендується застосовувати трифазні трансформатори. У тих випадках, коли неможливо вибрати трифазні трансформатори, допускається застосування груп із двох трифазних або трьох однофазних трансформаторів. Всі трансформатори й автотрансформатори, крім двухобмоточних блокових трансформаторів, повинні мати пристрої регулювання напруги під навантаженням (РПН).

Приведемо умови та формули для визначення номінальної потужності трансформаторів.

При виборі потужності блочного трансформатора (автотрансформатора) враховуються наступні умови:

- а) якщо генератор включається в блок із трансформатором і на відгалуженні до блока підключене тільки навантаження власних потреб ( $P'_{en}$  [1, таблиця 1.1])

$$S_{\text{НОМ Т1}} \geq S_{\text{НОМ Г}} - S_{\text{ВП}} ; \quad (2.10)$$

$$S_{\text{НОМ Т1}} \geq 353 - 21,18 = 331,82(\text{МВА});$$

де

$$S_{\text{ВП}} = \frac{P'_{\text{ВП}} \% \cdot S_{\text{НОМ Г}}}{100} ; \quad (2.11)$$

$$S_{\text{ВП}} = \frac{6 \cdot 353}{100} = 21,18(\text{МВА});$$

Отже, вибираємо трансформатори для РП ВН 330 кВ: БТ1-8, типу ТДЦ-400000/330 та для другого варіанту структурної схеми ЕС БТ8, типу ТДЦ-400000/330. Для РП СН 110 кВ: БТ8 трансформатори типу ТДЦ-400000/110. Параметри трансформаторів заносимо в таблицю 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики блочних трансформаторів

Позначення в схемі	Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U <sub>к</sub> %	Вартість, тис. грн.
			ВН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>		
БТ1	ТДЦ-400000/330	400	347	20	300	790	11	3188
БТ2	ТДЦ-400000/110	400	121	20	520	900	10,5	2984

#### 2.3.4 Вибір автотрансформаторів зв'язку.

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

а) режим максимальних навантажень в місцевому районі:

$$S_{p(\max)} = \sum_{i=1}^n \left( S_{ном.г.і} - \frac{P_{в.п.ном}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{p.отд.мах}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (2.12)$$

Варіанти структурної схеми:

$$S_{p(\max)} = 0 \cdot (353 - 15,3) - 151,4 = \frac{151,06}{1,4} = 107,9 (\text{МВА})$$

$$S_{p(\max)} = 1 \cdot (353 - 15,3) - \frac{128,4}{0,85} = \frac{186,64}{1,4} = 133,3 (\text{МВА})$$

де  $S_{ном.г.}$  - номінальна потужність генераторів, включених на шини місцевого району;  $S_{с.н.ном}$  - потужність власних потреб при роботі генераторів з номінальним навантаженням;  $S_{p.отд.мах}$  - максимальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

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

$$S_{p(\min)} = \sum_{i=1}^n \left( S_{ном.г.і} - \frac{P_{в.п.ном}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) - \frac{P_{p.отд.мін}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \quad (2.13)$$

Варіант структурної схеми:

$$S_{p.(min)} = 1 \cdot (353 - 15,3) - 112,3 = \frac{225,64}{1,4} = 157 (MBA)$$

$$S_{p.(min)} = 0 \cdot (353 - 15,3) - \frac{95,25}{0,85} = -\frac{112,25}{1,4} = 80,2 (MBA)$$

де  $S_{в.п.ном}$  - мінімальна потужність, яка віддається з шин станції в місцевий район (таблиця 2.1).

в) аварійний вихід в період максимальних навантажень самого потужного генератора, який включений на шини місцевого району:

$$S_{p.(ав)} = \sum_{i=1}^{n-1} (S_{ном.г.i-1} - S_{в.п.ном.i-1}) - S_{p.отд.мах} \quad (2.14)$$

Варіант структурної схеми:

$$S_{p.(ав)} = 0 \cdot (353 - 11,76) - \frac{128,4}{0,85} = -\frac{151,059}{2} = -75,5 (MBA)$$

де  $S_{в.п.}$  - потужність власних потреб блоків місцевого району, які залишилися в роботі.

Так як в нормальному режимі роботи мають місце достатньо великі перетоки потужності, то для варіантів обираємо а) два автотрансформатори зв'язку АТДЦТН-1250000/330/110; б) два автотрансформатори зв'язку АТДЦТН-200000/330/110.

Таблиця 2.6 – Технічні характеристики автотрансформатора

Тип	S <sub>ном</sub>	Напруга			Витрати, кВт					U <sub>к%</sub>			Вар-ть, тис.грн	Кіл-ть
		ВН	СН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
						ВН-НН	ВН-СН	СН-НН						
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3	100	345	-	-	10	35	24	1908	2	
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,3	115	560	-	-	10,5	38	25	2328	2	

### 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:

$$S_{\text{ТВП}} \geq P'_{\text{ВП}} \cdot P_{\text{НОМ.Г.}} \cdot K_{\text{П}} \quad (2.15)$$

$$S_{\text{ТВП300}} \geq 0,06 \cdot 300 \cdot 0,85 = 15,3(\text{МВА})$$

Отже, вибираємо трансформатори власних потреб ТВП1 типу ТРДНС-ТРДНС-25000/35.

Таблиця 2. 7 – Технічні характеристики трансформаторів ВП

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U <sub>к</sub> %	I <sub>х</sub> %
		ВН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>		
ТРДНС-25000/35	25	20	6,3-6,3	25	115	10,5	0,65

### 2.3.6 Вибір пускорезервних трансформаторів власних потреб

Потужність кожного ПРТВП повинна забезпечити заміну самого потужного працюючого ТВП електричного блока і одночасний пуск другого і зупинку третього реакторних блоків:

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot S_{\text{В.П.розр.}} \quad (2.16)$$

$$S_{\text{ПРТВП}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,9(\text{МВА})$$

Отже, вибираємо пускорезервні трансформатори власних потреб ПРТВП1 типу ТРДНС-25000/110.

Таблиця 2.8 – Технічні характеристики пускорезервних трансформаторів

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		U <sub>к</sub> %	I <sub>х</sub> %
		ВН	НН	P <sub>х</sub>	P <sub>к</sub>		
ТРДНС-25000/110	25	115	6,3-6,3	25	120	10,5	0,65

### 2.3.7 Техніко-економічне порівняння структурних схем станцій

Економічна доцільність схеми визначається мінімальними приведеними витратами:

$$\min \left\{ Z = p_n \cdot K + B + M(Z_{\sigma}) \right\},$$

де K - капіталовкладення;  $p_n$  - нормативний коефіцієнт ефективності

( $p_n=0,12$ ); B - річні експлуатаційні витрати;

$M(Z_{\sigma})$  - математичне сподівання збитків, які викликаються відмовами в електроустановці.

Для техніко-економічного порівняння структурних схем приймаємо:

$$M(Z_{\sigma})=0,$$

Річні експлуатаційні витрати складаються з трьох складових:

$$B = B_a + B_o + B_e,$$

де  $B_a = aK$  - амортизаційні відрахування (реновація, капітальний ремонт); a - норма амортизаційних відрахувань ( $a=9,4\%$ );

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

v - норма відрахувань на обслуговування ( $v=2\%$ );

$B_e = \beta \cdot \Delta W$  - витрати, обумовлені втратами енергії в установці, що проектується;

$\beta$  - питомі витрати на відшкодування втрат ( $\beta = 6,4 \left( \frac{\text{коп}}{\text{кВт} \cdot \text{год}} \right)$ );

$\Delta W$  - річні втрати енергії.

Визначимо капіталовкладення в спорудження станції. Враховуючи однаковість генераторів, трансформаторів власних потреб та пускорезервних трансформаторів розрахуємо капіталовкладення по витратах на блочні трансформатори та автотрансформатори і занесемо дані в таблицю.

Таблиця 2. 9 – Дані капіталовкладення в спорудження станції

Елемент електричної установки	К, тис. грн		Вартість елемента, тис. грн.
	1 варіант	2 варіант	
БТ1	8	7	3188
БТ2	0	1	2984
АТЗ1	2	0	1908
АТЗ2	0	2	2328
Вимикачі 330кВ	28	25	3200
Вимикачі 110кВ	8	9	1008
Сума	126984	119028	

Річні втрати електроенергії визначаються за формулою:

$$\Delta W = n \cdot \Delta P_X \cdot 8760 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \left( \frac{S_{\max}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2.17)$$

де  $\tau$  – час максимальних втрат.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.18)$$

Для  $T_{\max} = 7236,05(\text{г})$  час максимальних втрат становить:  $\tau = 6293,48$ .

Визначимо річні втрати електроенергії для кожного з варіантів структурної схеми:

$$\text{а) } \Delta W_{\text{БТ1}} = 8 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{8} \cdot 790 \left( \frac{2601,8}{400} \right)^2 \cdot 6293,48 = 47319969,07;$$

$$\Delta W_{\text{ат}} = 2 \cdot 100 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 345 \left( \frac{151,1}{125} \right)^2 \cdot 6293,48 = 3338313;$$

$$\Delta W = 47319969,07 + 3338313 = 50656261;$$

$$\text{б) } \Delta W_{\text{БТ1}} = 7 \cdot 300 \cdot 8760 + \frac{1}{7} \cdot 790 \left( \frac{2363,5}{400} \right)^2 \cdot 6293,48 = 43193685;$$

$$\Delta W_{BT2} = 1 \cdot 520 \cdot 8760 + \frac{1}{1} \cdot 900 \left( \frac{238,2}{400} \right)^2 \cdot 6293,48 = 6563816;$$

$$\Delta W_{at} = 2 \cdot 155 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 560 \left( \frac{87,2}{200} \right)^2 \cdot 6293,48 = 3050582;$$

$$\Delta W = 43193685 + 6563816 + 3050582 = 52808083;$$

Визначимо річні експлуатаційні витрати для кожного з варіантів:

а)

$$B = B_a + B_o + B_g$$

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{9,4}{100} \cdot 126984 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 50656261 = 15178,5 \text{ (тис.грн)}$$

б)

$$B = \frac{a+b}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W = \frac{9,4}{100} \cdot 119028 + 6,4 \cdot 10^{-5} \cdot 52808083 = 14568,3 \text{ (тис.грн.);}$$

Визначимо мінімальні приведені витрати для кожного варіанту структурної схеми:

$$\text{а) } Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 126984 + 15178,5 = 30416,6 \text{ (тис.грн.)}$$

$$\text{б) } Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 119028 + 14568,3 = 28751,7 \text{ (тис.грн.)}$$

Таким чином мінімальні приведені витрати кожного варіанту відрізняються між собою на:  $100 - \frac{30416,6}{28851,7} \cdot 100 = 4,4\% < 5\%$

Отже, варіанти структурних схем є рівноцінними, так як їх мінімальні приведені витрати відрізняються менше ніж на 5%.

Для подальшого розгляду обираємо варіант схеми 2.

## 2.4 Вибір електричних схем станції

### 2.4.1 Вибір схем РП станцій

Відповідно з вимогами надійності й економічності роботи станції схеми (35 кВ і вище) повинні складатися з урахуванням наступних вимог:

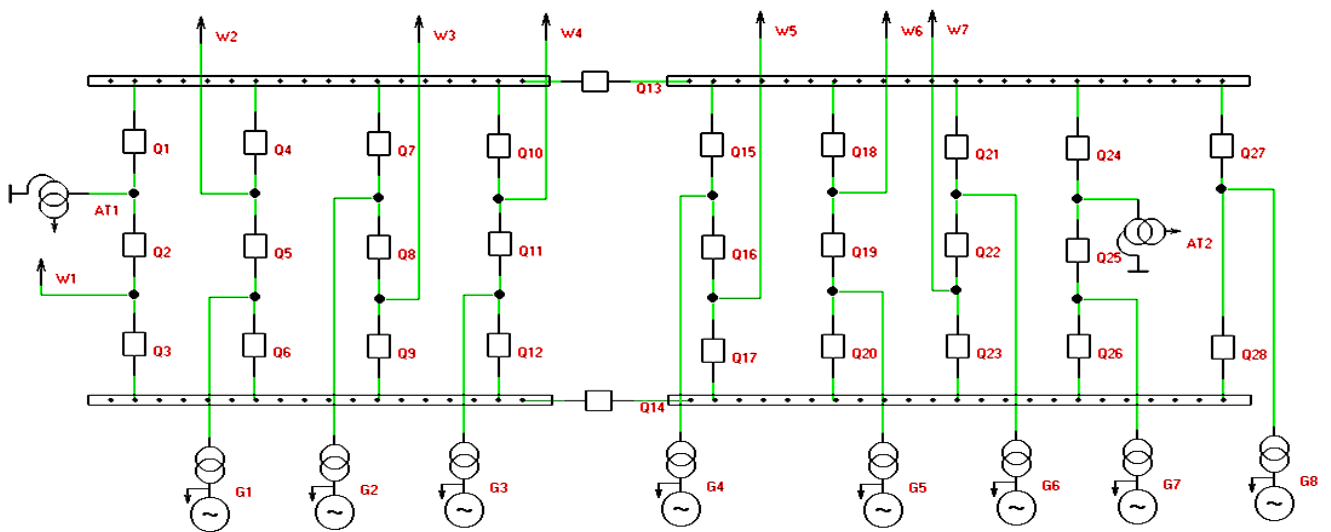
- ремонт вимикачів 110 кВ і вище виконується без відключення приєднання;
- ЛЕП відключається від РП не більш ніж двома вимикачами;

- 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 із РП.

Для того щоб уникнути можливість втрати великої кількості блоків при відмові вимикача, збірні шини в схемах секціонують.

В наш час для підвищення гнучкості схеми і надійності трансформаторного (автотрансформаторного) зв'язку між РП кожен з трансформаторів приєднується до РП через свій вимикач.





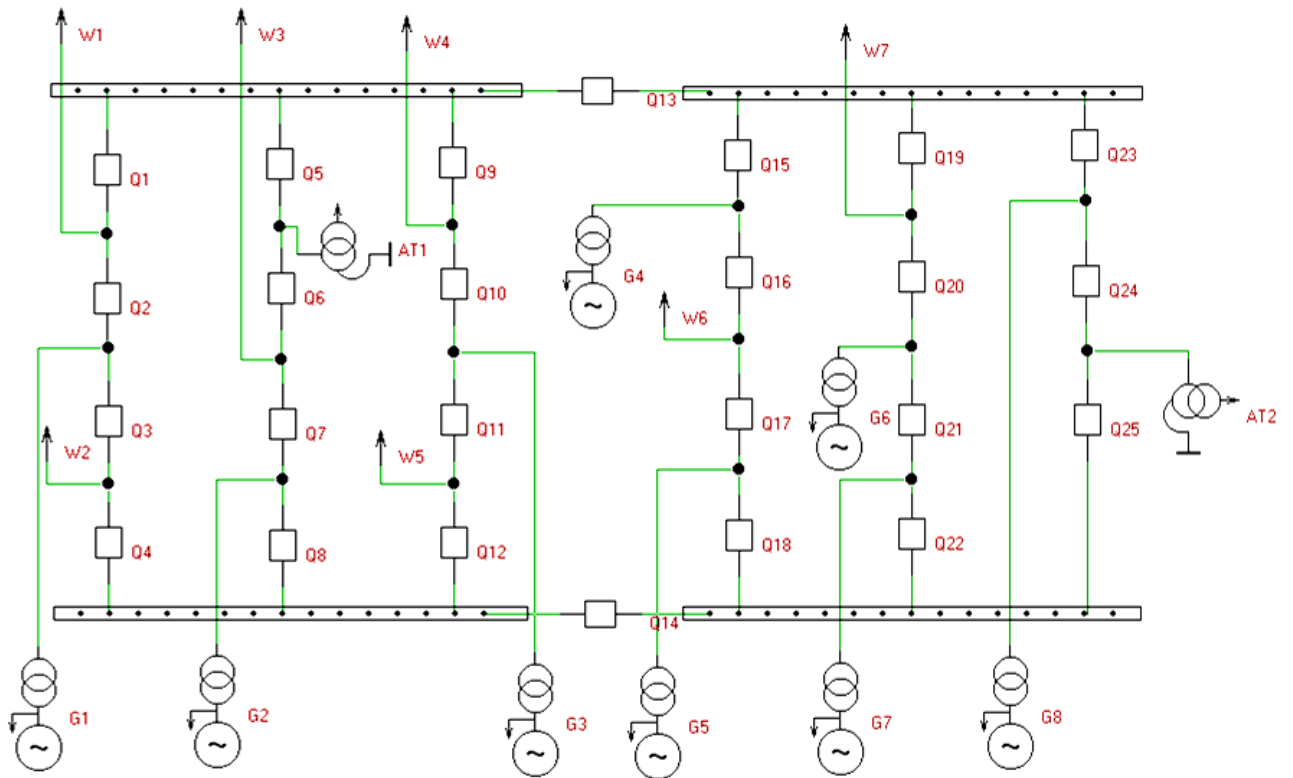


Рисунок 2.2 – Схеми розподільчих пристроїв  
а) та б) – варіанти для високої напруги

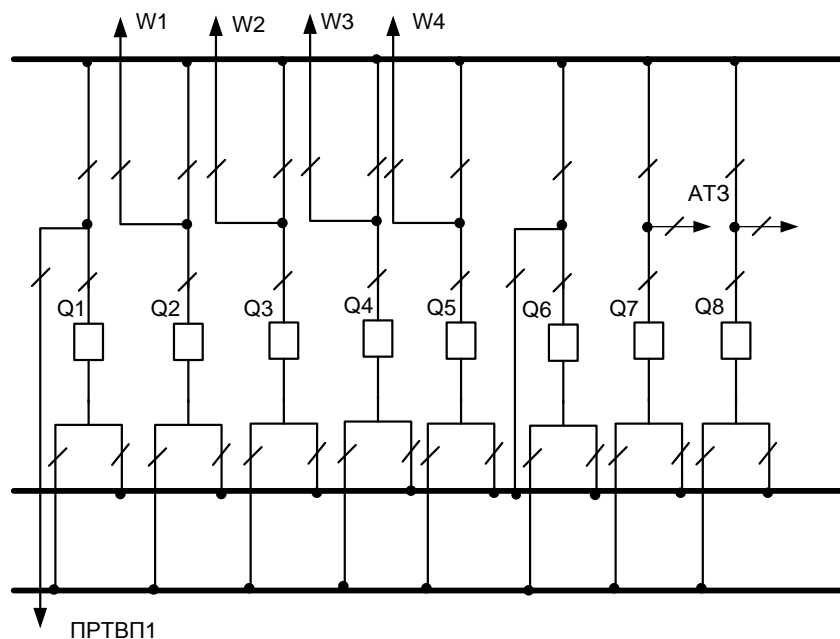


Рисунок 2.3 – Схема розподільчого пристрою СН

#### 2.4.2 Техніко-економічне порівняння варіантів схем РП

Для вибору схеми електричних з'єднань РП станції передбачається не

менше ніж два конкурентоспроможних варіанти. Економічна доцільність схеми визначається за мінімальними приведеними затратами:

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

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

$$K = n \cdot C_{\text{КОМ}},$$

де  $C_{\text{КОМ}}$  - вартість комірки.

Друга складова розрахункових витрат - річні експлуатаційні витрати:

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K + \beta \cdot \Delta W, \quad (2.19)$$

де  $\alpha_a, \alpha_o$  - відрахування на амортизацію і обслуговування, % ( $\alpha_a + \alpha_o = 9,4\%$ );

$\beta$  - вартість 1 кВт·год. втрат електроенергії;  $\Delta W$  - втрати електроенергії.

В 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 РП, враховуючи, що вартість однієї комірки 330 кВ становить  $C_{\text{КОМ}} = 3200$  тис. грн.:

Для варіанту а):

$$K = n \cdot C_{\text{КОМ}} = 28 \cdot 3200 = 89600 \text{ (тис. грн.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{9,4}{100} \cdot 89600 = 8422,4 \text{ (тис. грн.)}$$

Для варіанту б):

$$K = n \cdot C_{\text{КОМ}} = 25 \cdot 3200 = 80000 \text{ (тис. грн.)}$$

$$B = \frac{\alpha_a + \alpha_o}{100} \cdot K = \frac{9,4}{100} \cdot 80000 = 7520 \text{ (тис. грн.)}$$

Розрахунок очікуваних збитків здійснюється формалізованим таблично-логічним методом. Суть розрахунку полягає в визначенні математичного очікування числа відключень елементів, які комутуються в РП (ліній, трансформаторів, генераторів), розділень РП 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 РП  $\omega_1$  та  $\omega_2$ , час відновлення вимикача  $T_{\text{в}}$ , що відмовив, періодичності  $\mu$  та тривалості планових ремонтів  $T_{\text{п}}$ . Вказані величини наведені в табл. 2.10

Таблиця 2.10 – Показники надійності вимикачів

Напруга, кВ	Тип вимикача або мережі	Складова параметра потоку відмов, 1/рік		Час відновлення, год.	Частота планових ремонтів, 1/рік	Тривалість планового ремонту, год.
		$\omega_1$	$\omega_2$			
330	Елегазовий	0,015	0,005	120	0,2	250

Для врахування в розрахунках очікуваного збитку відмов трансформаторів та ліній слід використовувати їх показники надійності.

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

1. В порівнюваних варіантах схем виділяються генераторні та лінійні вимикачі. Вимикачі, які відключають лінії електропередач, відносять до лінійних, інші - до генераторних. Виділимо лінійні та генераторні вимикачі позначивши їх на схемі РП

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

$$\omega_{\text{Г.В}} = k_{\text{рв}} \cdot \omega_1; \quad \omega_{\text{Л.В}} = k_{\text{рв}} \left( \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \frac{1}{100} \right), \quad (2.20)$$

де  $k_{\text{рв}} = 0,6$  - коефіцієнт, що характеризує долю раптових відмов;  $\omega_1, \omega_2$  - параметри потоку відмов вимикача (таблиця 2.10);  $l$  - довжина лінії електропередачі, км.

Визначимо параметри потоку відмов:

$$\omega_{Г.В} = k_{рв} \omega_1 = 0,6 \cdot 0,03 = 0,018 \text{ (1/ рік)}$$

$$\omega_{Л.В} = k_{рв} \left( \omega_1 + \omega_2 \cdot \frac{l}{100} \right) = 0,6 \cdot \left( 0,03 + 0,01 \cdot \frac{160}{100} \right) = 0,0276 \text{ (1/ рік)}$$

3. Обчислюються коефіцієнти ремонтного  $k_p$  і нормального  $k_o$  режимів роботи РП:

$$k_p = \frac{\mu T_n}{8760}; \quad (2.21)$$

$$k_o = 1 - n k_p,$$

де  $n$  - кількість вимикачів в РП.

Обчислимо коефіцієнти ремонтного  $k_p$  і нормального  $k_o$  режимів роботи для кожного з варіантів РП:

$$k_p = \frac{\mu \cdot T_n}{8760} = \frac{0,2 \cdot 250}{8760} = 0,0057$$

Для варіанту а):

$$k_o = 1 - n k_p = 1 - 28 \cdot 0,0057 = 0,8404$$

Для варіанту б):

$$k_o = 1 - n k_p = 1 - 25 \cdot 0,0057 = 0,8575$$

4. Якщо відмовляє вимикач, то елемент (блок, ЛЕП та ін.) може бути введений в роботу через час  $T_o$  (після виконання перемикачів в РП) або через час  $T_{в,л}$  (після введення в роботу одного з двох вимикачів у випадку, якщо один був в плановому ремонті, а інший - в аварійному простой):

$$T_o = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл}, \quad (2.22)$$

де  $T_{вим}$  - час, необхідний для того, щоб обслуговуючий персонал міг встановити місце і характер пошкодження, для електростанцій  $T_{вим} = 0,3$  год.  $m$  - кількість роз'єднувачів, які повинні бути відключені для відокремлення пошкодженого вимикача після відключення струму приєднання;  $T_p$  - час для відключення роз'єднувача ( $T_p = 0,1$  год.);  $T_{бл}$  - час пуску блока з гарячого стану після зняття навантаження через відмову вимикача ( $T_{бл} = 0,5$  год.).

Тоді:

$$T_o = T_{вим} + m \cdot T_p + T_{бл} = 0,3 + 2 \cdot 0,1 + 0,5 = 1 \text{ (год.)}$$

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

ремонтуються,

$$T_{e;n} = T_e - \frac{T_e^2}{2 \cdot T_n}. \quad (2.23)$$

В нашому випадку:

$$T_{e;n} = T_e - \frac{T_e^2}{2 \cdot T_n} = 120 - \frac{120^2}{2 \cdot 250} = 91,2 \text{ (год.)}$$

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

$$k_0 \omega_{г.в}; \quad k_p \omega_{г.в}. \quad (2.24)$$

Аналогічно для лінійних вимикачів:

$$k_0 \omega_{л.в}; \quad k_p \omega_{л.в}. \quad (2.25)$$

6. Розрахунок ведеться у вигляді табл. 2.11 та 2.12 для варіанту схеми РП а) та б) відповідно, де в лівому стовпці вписані елементи і наслідки відмов, які розглядаються, та відповідні параметри потоку раптових відмов, в верхньому рядку - вимикачі, що ремонтуються, та відповідні коефіцієнти  $K_j$  режимів роботи РП ( $K_0$  або  $K_p$ ).

7. Після заповнення таблиць 2.11 та 2.12 робиться вибірка у вигляді табл. 2.13 для варіанту схеми РП а) та б) відповідно, яка характеризує надійність схеми, що розглядається. Збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів можна визначити за виразом:

$$M(3) = y_0 \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{1i} P_i T_i, \quad (2.26)$$

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  $T_{в; n}$ ).

Визначимо збиток від перерви електропостачання в результаті відмов вимикачів для кожного варіанту схеми РП:

Для варіанту а)

$$M(3) = y_0 \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{1i} P_i T_i = 339,37;$$

$$N(3) = \sum_j k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i = 70,702.$$

Для варіанту б)

$$M(3) = y_0 \cdot \sum_{j=1}^n k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i = 438,65$$

$$N(3) = \sum_j k_j \cdot \sum_{i=1}^n \omega_i P_i T_i = 91,385$$

Визначимо мінімальні приведені затрати для кожного варіанту схеми РП:

Для варіанту а):

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 89600 + 8422,4 = 19174,4 (\text{тис.грн.})$$

Для варіанту б):

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + B = 0,12 \cdot 80000 + 7520 = 17120 (\text{тис.грн.})$$

Таблиця 2.13 - Розрахункові показники надійності схем 3/2 та 4/3

Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	К0		Кр		Елементи, що відключились	P, [МВт]	t, [год]	К0		Кр	
			WЛВ	WГВ	WЛВ	WГВ				WЛВ	WГВ		
W1	0	1	1	0	20	1	W1	0	1	1	0	16	1
G1, W2	209	1	1	0	28	1	G1, W1	209	1	1	0	24	0
G1	209	1	0	1	0	21	W2, G1	209	1	1	0	24	0
G2	209	1	0	1	0	21	W3, G2	209	1	1	0	23	1
W3, G2	209	1	1	0	28	1	G2	209	1	0	1	0	1
G3, W4	209	1	1	0	28	1	W4, G3	209	1	1	0	24	0
G3	209	1	0	1	0	21	G3, W5	209	1	1	0	24	0
G4	209	1	0	1	0	20	G4	209	1	0	1	0	18
W5, G4	209	1	1	0	28	1	G4, W6	209	1	1	0	23	1
G5, W6	209	1	1	0	28	1	G5, W6	209	1	1	0	23	1
G5	209	1	0	1	0	20	G5	209	1	0	1	0	18
G6	209	1	0	1	0	20	G6, W7	209	1	1	0	24	0
W7, G6	209	1	1	0	28	1	G7, G6	495	1	0	1	0	24
G7, AT2	209	1	0	1	0	29	G7	209	1	0	1	0	18
G7	209	1	0	1	0	20	G8	209	1	0	1	0	18
G8	209	1	0	2	0	40	AT2, G8	209	1	0	1	0	26
G1, D(AT1, W1)	209	1	0	0	0	1	W2, G1, W1	209	1	0	0	2	0
W3, D(AT1, W1)	83	1	0	0	1	0	G2, D(W1, G1, W2)	209	1	0	0	0	1
G3, D(AT1, W1)	209	1	0	0	0	1	W5, D(W1, G1, W2)	197	1	0	0	1	0
G1, W1	209	1	0	0	1	1	G2, D(G1, W2)	209	1	0	0	0	1
G2, AT1	209	1	0	0	0	2	W4, W1	83	1	0	0	2	0
W3, W1	83	1	0	0	2	0	G2, W2	209	1	0	0	1	1
G3, W1	209	1	0	0	1	1	W5, W2	83	1	0	0	2	0
W2, D(AT1, W1)	83	1	0	0	1	0	W4, D(W1, G1, W2)	197	1	0	0	1	0
G2, D(AT1, W1)	209	1	0	0	0	1	AT1, W3, G2	209	1	0	0	2	0
W4, D(AT1, W1)	83	1	0	0	1	0	G2, D(W3, AT1)	209	1	0	0	0	1
G3, D(W2, G1)	209	1	0	0	0	1	W1, D(W3, AT1)	83	1	0	0	1	0
G2, W2	209	1	0	0	1	1	W4, D(W3, AT1)	83	1	0	0	1	0
W3, G1	209	1	0	0	1	1	W5, G2	209	1	0	0	1	1
W4, W2	83	1	0	0	2	0	W2, D(W5, G3, W4)	197	1	0	0	1	0

G3, G1	495	1	0	0	0	2	G2, D(W5,G3,W4)	209	1	0	0	0	1
G2, D(W2,G1)	209	1	0	0	0	1	W4, G3, W5	209	1	0	0	2	0
G1, D(G2,W3)	209	1	0	0	0	1	G2, D(W5,G3)	209	1	0	0	0	1
G3, D(G2,W3)	209	1	0	0	0	1	W1, D(W5,G3,W4)	197	1	0	0	1	0
W4, G2	209	1	0	0	1	1	D(W1,G1,W2,G2,W3,AT1,W5,G3,W4), D(W6,G5,G4,W7,G6,G7,G8,AT2)	553	1	0	0	0	2
G3, W3	209	1	0	0	1	1	D(W6,G5,G4)	95	1	0	0	0	2
G1, D(W4,G3)	209	1	0	0	0	1	G4, G5, W6	495	1	0	0	2	0
G2, D(W4,G3)	209	1	0	0	0	1	G5, D(W6,G4)	209	1	0	0	0	1
D(AT1,W1,W2,G1,G2,W3,W4,G3), D(G4,W5,W6,G5,G6,W7,AT2,G7,G8)	153	1	0	0	0	2	G7, D(W6,G5,G4)	381	1	0	0	0	1
G5, D(G4,W5)	209	1	0	0	0	1	AT2, D(W6,G5,G4)	95	1	0	0	0	1
W7, D(G4,W5)	0	1	0	0	1	0	G7, D(W6,G5)	209	1	0	0	0	1
G7, D(G4,W5)	209	1	0	0	0	1	G8, G4	495	1	0	0	0	2
G8, D(G4,W5)	209	1	0	0	0	2	G7, G5	495	1	0	0	0	2
W6, G4	209	1	0	0	1	1	W7, D(W6,G5,G4)	95	1	0	0	1	0
G5, W5	209	1	0	0	1	1	G8, D(W6,G5,G4)	381	1	0	0	0	1
G6, G4	495	1	0	0	0	2	D(W7,G6,G7)	95	1	0	0	0	2
W7, W5	83	1	0	0	2	0	G5, D(W7,G6,G7)	381	1	0	0	0	1
AT2, G4	209	1	0	0	0	2	G7, G6, W7	495	1	0	0	1	1
G7, W5	209	1	0	0	1	1	G7, D(W7,G6)	209	1	0	0	0	1
G8, G4	495	1	0	0	0	2	AT2, D(W7,G6,G7)	95	1	0	0	0	1
G8, W5	209	1	0	0	1	1	D(G6,G7)	495	1	0	0	0	1
G6, D(G4,W5)	209	1	0	0	0	1	G5, D(G6,G7)	781	1	0	0	0	1
G7, D(W6,G5)	209	1	0	0	0	1	G8, W7	209	1	0	0	1	1
G8, D(W6,G5)	209	1	0	0	0	2	AT2, D(G6,G7)	495	1	0	0	0	1
G6, W6	209	1	0	0	1	1	G4, D(W7,G6)	209	1	0	0	0	1
W7, G5	209	1	0	0	1	1	G8, D(W7,G6)	209	1	0	0	0	1
G7, G5	495	1	0	0	0	2	AT2, G7	209	1	0	0	0	2
G8, W6	209	1	0	0	1	1	G4, D(W7,G6,G7)	381	1	0	0	0	1
G8, G5	495	1	0	0	0	2	W7, D(G6,G7)	495	1	0	0	1	0
G4, D(W6,G5)	209	1	0	0	0	1	G8, D(W7,G6,G7)	381	1	0	0	0	1
G6, D(W6,G5)	209	1	0	0	0	1	D(G8,AT2)	209	1	0	0	0	2
G5, D(G6,W7)	209	1	0	0	0	1	G5, D(G8,AT2)	495	1	0	0	0	1
G7, D(G6,W7)	209	1	0	0	0	1	G7, D(G8,AT2)	495	1	0	0	0	1
G8, D(G6,W7)	209	1	0	0	0	2	G4, D(G8,AT2)	495	1	0	0	0	1
AT2, G6	209	1	0	0	0	2	W7, D(G8,AT2)	209	1	0	0	1	0
G7, W7	209	1	0	0	1	1	G1	209	91,2	0	0	2	0
G8, G6	495	1	0	0	0	2	G2	209	91,2	0	0	1	1
G8, W7	209	1	0	0	1	1	G3	209	91,2	0	0	2	0
G4, D(G6,W7)	209	1	0	0	0	1	D(W1,G1,W2,G2,W3,AT1,W5,G3,W4), D(W6,G5,G4,W7,G6,G7,G8,AT2)	553	91,2	0	0	0	2
D(AT2,G7)	209	1	0	0	0	2	G4	209	91,2	0	0	1	1
W5, D(AT2,G7)	209	1	0	0	1	0	D(W6,G5,G4)	95	91,2	0	0	0	2
G5, D(AT2,G7)	495	1	0	0	0	1	G5	209	91,2	0	0	1	1
W7, D(AT2,G7)	209	1	0	0	1	0	D(W7,G6,G7)	95	91,2	0	0	1	1
G8, D(AT2,G7)	495	1	0	0	0	2	G6	209	91,2	0	0	1	1
G8, AT2	209	1	0	0	0	2	D(G6,G7)	495	91,2	0	0	1	1
G8, G7	495	1	0	0	0	2	G7	209	91,2	0	0	0	2
G4, D(AT2,G7)	495	1	0	0	0	1	G8	209	91,2	0	0	0	2
W6, D(AT2,G7)	209	1	0	0	1	0	D(G8,AT2)	209	91,2	0	0	0	2
G6, D(AT2,G7)	495	1	0	0	0	1							
G1	209	91,2	0	0	1	1	N=91,385						
G2	209	91,2	0	0	1	1	M(y)=438,650						
G3	209	91,2	0	0	1	1							
D(AT1,W1,W2,G1,G2,W3,W4,G3), D(G4,W5,W6,G5,G6,W7,AT2,G7,G8)	153	91,2	0	0	0	2							

G4	209	91,2	0	0	1	1
G5	209	91,2	0	0	1	1
G6	209	91,2	0	0	1	1
D (AT2, G7)	209	91,2	0	0	0	2
G7	209	91,2	0	0	0	2
G8	209	91,2	0	0	0	2
N=70, 702						
M(y)=339, 373						

Кінцевий вибір варіанта виконаємо за даними табл. 2.14.

Таблиця 2.14 – Вибір варіанта за величиною розрахункових витрат

Складові витрат, тис. грн	Варіанти	
	1	2
Капітальні витрати	89600	80000
Щорічні витрати	8422,4	7520
Очікуваний збиток	339,37	438,65
Розрахункові затрати	19174,4	17120

Варіанти відрізняються за розрахунковими затратами  $Z_1$  та  $Z_2$  менше, ніж на 5%, тому кінцевим варіантом обираємо варіант б) схеми, як більш надійний та більш широковживаний.

#### 2.4.3 Вибір системи електрозабезпечення власних потреб електричної станції

Всі власні потреби на електричній станції поділяються на блочні та загально станційні, що живляться від робочих трансформаторів власних потреб:

- блочне навантаження власних потреб живиться від відповідного блочного трансформатора власних потреб;
- загальностанційне навантаження ВП рівномірно розподіляється між робочими трансформаторами ВП всіх блоків.

Резервне живлення ВП здійснюється від резервних магістралей, які підключені до пускорезервних трансформаторів власних потреб. Резервні магістралі секціонуються через 2-3 блоки. Кожен блок має дві секції живлення власних потреб.



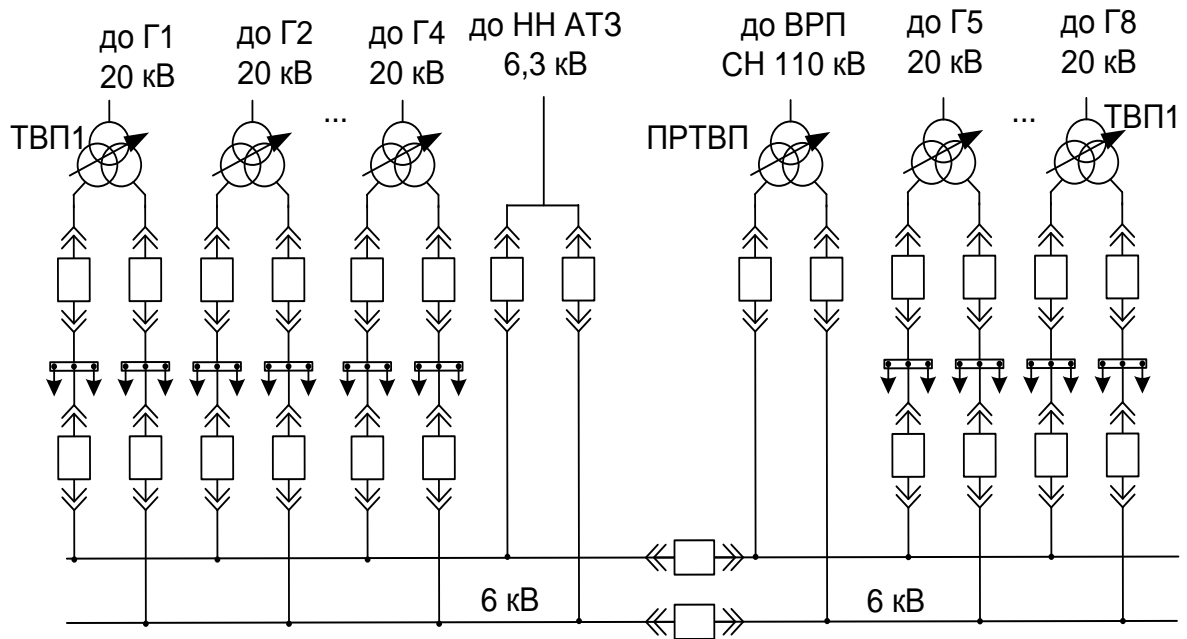


Рисунок 2.4 – Система електрозабезпечення власних потреб електричної станції

## 2.5 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.

Основна мета розрахунку полягає у визначенні періодичної складової струму КЗ для найбільш важкого режиму роботи мережі. Врахування аперіодичної складової роблять приблизно, припускаючи при цьому, що вона має максимальне значення в розглядуваній фазі.

Розрахунок струмів КЗ виконується в наступній послідовності:

- для розглядуваної електростанції складається розрахункова схема;
- по розрахунковій схемі складається електрична схема заміщення;
- шляхом поступового перетворення призводять схему заміщення до найбільш простого вигляду так, щоб кожне джерело живлення чи група джерел, що характеризуються певним значенням результуючої ЕДС, були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором;

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

### 2.5.1 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.

При розрахунку в відносних одиницях, то необхідно заздалегідь звести всі опори елементів схеми заміщення до однакових же базових умов.

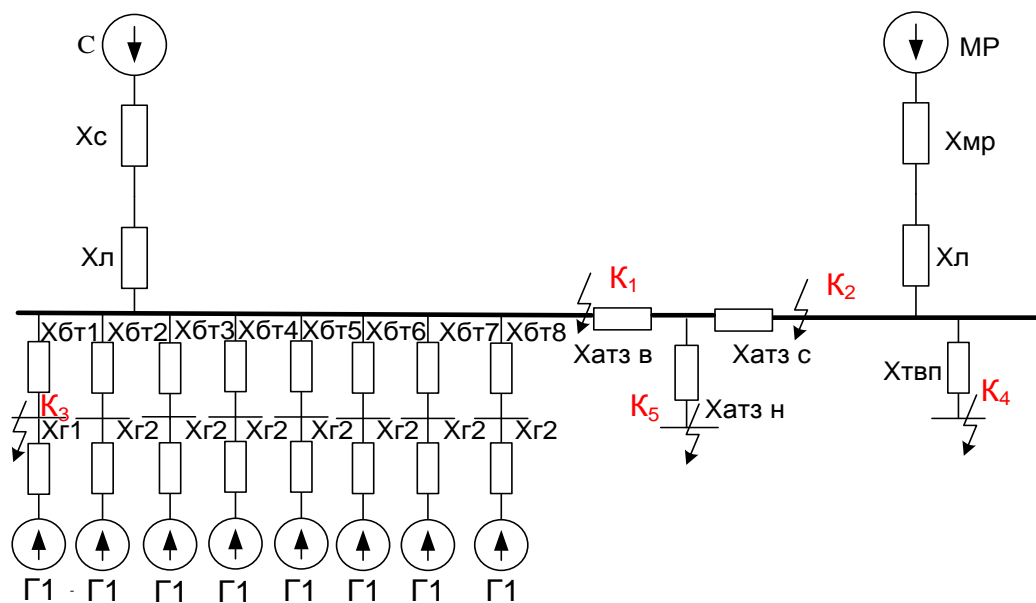


Рисунок 2.5 – Електрична схема заміщення станції

Розрахунок виконуємо у відносних одиницях. Тому приведемо всі опори елементів схеми заміщення до одних і тих самих базових умов, використовуючи методичні вказівки [1, табл. 5.1–5.3].

Приймаємо  $S_B = 1000$  (МВА).

Визначимо приведені значення опорів:

$$\text{системи: } X_{*c \text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{ном}}}, \quad (2.27)$$

$$X_{*c\text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = 0,29 \cdot \frac{1000}{22400} = 0,013;$$

$$\text{ЛЕП 110: } X_{*л110} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.28)$$

$$X_{*л110} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,4 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{115^2} = 4,537;$$

$$\text{ЛЕП 330: } X_{*л330} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2}; \quad (2.29)$$

$$X_{*л330} = X_{уд} \cdot 1 \cdot \frac{S_B}{u_{cp}^2} = 0,32 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{340^2} = 0,997;$$

$$\text{блочних трансформаторів БТ1: } X_{*1-8} = \frac{u_{к\text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.30)$$

$$X_{*1-8} = \frac{u_{к\text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{400} = 0,275;$$

$$\text{генераторів G}_1: X_{*г300} = X''_{d^*\text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} \quad (2.31)$$

$$X_{*г300} = X''_{d^*\text{ ном}} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = 0,195 \cdot \frac{1000}{353} = 0,552;$$

$$\text{ТВП1: } X_{*ТВП1} = \frac{u_{к\text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}}; \quad (2.32)$$

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{к\text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} \cdot 1,875 = 7,875;$$

$$\text{ПРТВП 1: } X_{*ТР1} = 1,875 \cdot \frac{u_{к\text{ в-н } \%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{\text{НОМ}}} = 1,875 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 7,875;$$

АТЗ:

$$u_{кВ\%} = 0,5 \cdot (u_{к\text{ в-н } \%} + u_{к\text{ в-с } \%} - u_{к\text{ с-н } \%}) = 0,5 \cdot (35 + 10 - 24) = 10,5\%;$$

$$u_{кС\%} = 0,5 \cdot (u_{к\text{ в-с } \%} + u_{к\text{ с-н } \%} - u_{к\text{ в-н } \%}) = 0,5 \cdot (10 + 24 - 35) = -0,5\%;$$

$$u_{кН\%} = 0,5 \cdot (u_{к\text{ в-н } \%} + u_{к\text{ с-н } \%} - u_{к\text{ в-с } \%}) = 0,5 \cdot (35 + 24 - 10) = 24,5\%.$$

$$X_{*B} = \frac{u_{KB\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 0,84;$$

$$X_{*C} = 0; X_{*H} = \frac{u_{KH\%}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{НОМ}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{1000}{125} = 1,96.$$

### 2.5.2 Розрахунок періодичної складової струму КЗ для часу $t = 0$

Початкове значення періодичної складової струму КЗ в системі відносних одиниць визначається за формулою, кА:

$$I_{ПО} = \frac{E''_*}{x_{рез*}} \cdot I_B, \quad (2.33)$$

де  $E''_*$  – ЕРС джерела, в.о.;  $x_{рез*}$  – результуючий відносний опір ланки КЗ, який приведений до базисних умов;  $I_B$  – базисний струм, кА:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}. \quad (2.34)$$

**К<sub>1</sub>** Складаємо розрахункову схему, враховуючи тільки елементи, які мають вплив на точку КЗ  $K_1$  (рисунок 2.10). Приведемо цю схему до найбільш простого вигляду (рисунок 2.11).

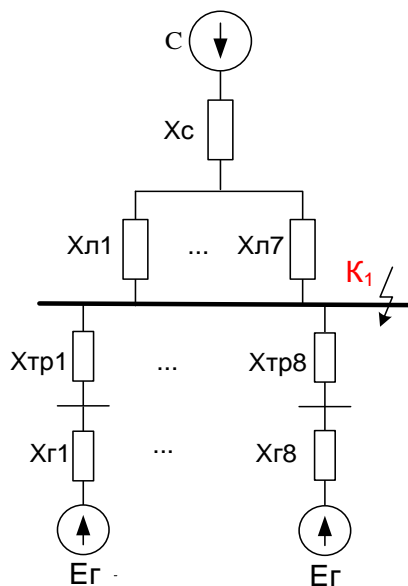


Рисунок 2.6

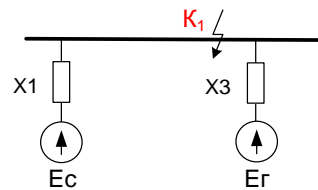


Рисунок 2.7

$$x_{*1} = x_{*c} + \frac{x_{*л330}}{7} = 0,013 + \frac{0,997}{7} = 0,155;$$

$$x_{*2} = x_{*2} + x_{*бm} = 0,552 + 0,275 = 0,827;$$

$$x_{*3} = \frac{x_{*2}}{8} = \frac{0,827}{8} = 0,103;$$

$$I_{*бк1} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp,кз}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 340} = 1,698 \text{ (кА)}.$$

$$I_{*n0c} = \frac{E_c}{x_{*1}} \cdot I_{*бк1} = \frac{1}{0,155} \cdot 1,698 = 10,953 \text{ (кА)};$$

$$I_{*n0c} = \frac{E_2}{x_{*3}} \cdot I_{*бк1} = \frac{1,13}{0,103} \cdot 1,698 = 18,627 \text{ (кА)}.$$

$\boxed{K_2}$  Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці  $K_2$  представлена на рис. 2.12  $X_1 = 0,155$ ;  $X_2 = 0,827$ ;  $X_{*3} = 0,103$ ;

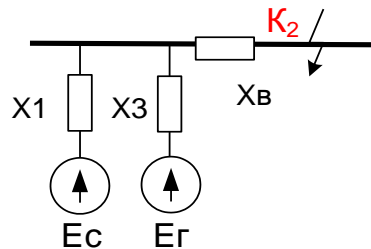


Рисунок 2.8

$$X_{\Delta} = \frac{X_B}{2} \cdot (X_1 + X_3) = 0,287 \cdot 0,42 = 0,108;$$

$$X_5 = X_1 + \frac{X_{\Delta}}{X_3} = 0,155 + 1,051 = 1,206;$$

$$X_6 = X_3 + \frac{X_{\Delta}}{X_1} = 0,103 + 0,699 = 0,801;$$

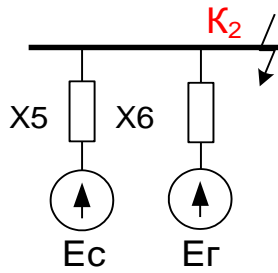


Рисунок 2.9

$$I_{BK2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)};$$

$$I_{n0c} = \frac{E''_{*C}}{X_1} \cdot I_{BK2} = \frac{1}{1,206} \cdot 5,02 = 4,163 \text{ (кА)};$$

$$I_{n0Г} = \frac{E''_{*Г}}{X_6} \cdot I_{BK2} = \frac{1,13}{0,802} \cdot 5,02 = 7,073 \text{ (кА)}.$$

$\boxed{K_3}$  Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К<sub>3</sub> представлена на рис. 2.14

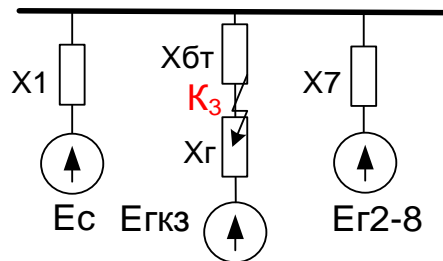


Рисунок 2.10

$$X_7 = \frac{X_2}{7} = \frac{0,827}{7} = 0,118;$$

$$X_{\Delta} = X_{\text{бг}} \cdot (X_1 + X_7) = 0,275(0,155 + 0,118) = 0,075;$$

$$X_8 = X_1 + \frac{X_{\Delta}}{X_7} = 0,155 + \frac{0,075}{0,118} = 0,79;$$

$$X_9 = X_7 + \frac{X_{\Delta}}{X_1} = 0,118 + \frac{0,075}{0,155} = 0,6;$$

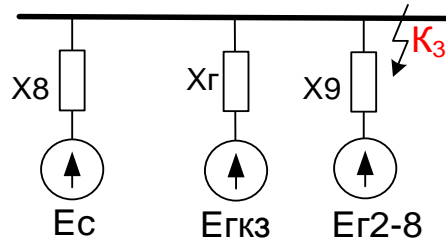


Рисунок 2.11

$$I_{Bкз} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 20} = 28,86 \text{ (кА)};$$

$$I_{n0c} = \frac{E''_C}{X_8} \cdot I_{Bкз} = \frac{1}{0,79} \cdot 28,86 = 36,53 \text{ (кА)};$$

$$I_{n0Г300} = \frac{E''_{Г300}}{X_{Г}} \cdot I_{Bкз} = \frac{1,13}{0,552} \cdot 28,86 = 59,08 \text{ (кА)};$$

$$I_{n0Гкз2-8} = \frac{E''_{Гкз}}{X_{Г9}} \cdot I_{Bкз} = \frac{1,13}{0,6} \cdot 28,86 = 54,353 \text{ (кА)};$$

К<sub>4</sub> Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К<sub>4</sub> представлена на рис. 2.9.

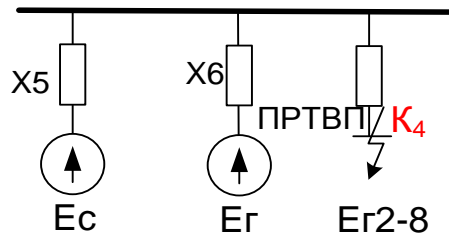


Рисунок 2.12

$$X_{16} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} + X_{\text{ПРТВП}} = \frac{1,206 \cdot 0,8}{1,206 + 0,8} + 7,875 = 8,356;$$

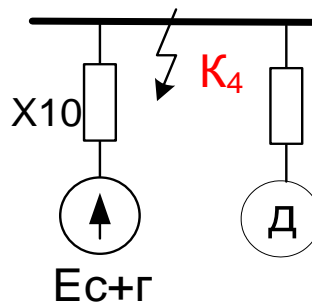


Рисунок 2.13

$$I_{B_{K4}} = \frac{S_{B_{K2}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 (\text{кА});$$

$$I_{n0c+2} = \frac{E''_C}{X_{10}} \cdot I_{B_{K2}} = \frac{1}{8,356} \cdot 91,64 = 10,96 (0\text{кА});$$

$$I_{ноД} = 4 \cdot 1,25 \cdot \frac{S_{\text{ном пртсн1}}}{2 \cdot U_{\text{ном}}} = 4 \cdot 1,25 \cdot \frac{25}{2 \cdot 6} = 10,41 (\text{кА});$$

[K<sub>5</sub>] Електрична схема заміщення для розрахунку струмів КЗ в точці К<sub>4</sub> представлена на рис. 2.18



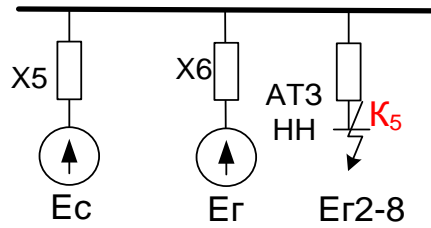


Рисунок 2.14

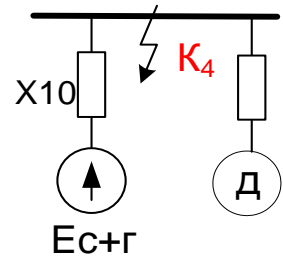


Рисунок 2.15

$$x_{11} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} + X_{AT3HH} = \frac{1,206 \cdot 0,801}{1,206 + 0,801} + 1,96 = 2,44 \text{ (кА)};$$

$$I_{BK5} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp. ном}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ (кА)};$$

$$I_{no Д} = 4 \cdot 1,25 \cdot \frac{S_{ном пртвп}}{2 \cdot U_{ном}} = 4 \cdot 1,25 \cdot \frac{25}{2 \cdot 6,3} = 9,92 \text{ (кА)};$$

$$I_{no c+\Gamma \Sigma} = \frac{E_{*C+\Gamma \Sigma}}{X_{21}} \cdot I_{BK6} = \frac{1}{2,44} \cdot 91,64 = 37,56;$$

2.5.3 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:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot k_y \quad (2.35)$$

де  $I_{no}$  - 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, таблиця 5.6]. Для характерних точок електричних мереж значення  $T_a$  и  $k_y$  беремо з [1, таблиця 5.7].

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

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

Аперіодична складова струму КЗ:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (2.36)$$

Для вибору  $\tau$  попередньо виберемо вимикачі.

Таблиця 2.1- Вибір вимикачів

НА ВРП 330 кВ	ВГБ – 330	$t_{\text{вл відк}} = 0,035 \text{ С}$	$\tau = 0,045 \text{ С}$
На ВРП 110 кВ	ВГБ – 110	$t_{\text{вл відк}} = 0,035 \text{ с}$	$\tau = 0,045 \text{ с}$
Для ВП 6.3 кВ	ВРС – 6	$t_{\text{вл відк}} = 0,04 \text{ с}$	$\tau = 0,05 \text{ с}$

Підберемо всі необхідні величини з [4] і занесемо в таблицю 2.16.

Таблиця 2.16– Результати розрахунків складових струмів КЗ

Точка КЗ	Вітка підживлення	$\tau, c$	$Ta, c$	$Ky$	$e^{-\tau/Ta}$	$I_{noc}, kA$	$I_{yo}, kA$	$I_{ar}, kA$	$\frac{I_{noc}}{I_{ном}}$	$\gamma_{пт}$	$I_{нт}, kA$
КЗ1	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	10,953	27,572	6,4571	-	1	10,953
	Генератор 300	0,035	0,32	1,98	0,896	18,627	52,079	23,613	3,88	0,96	17,882
	$\Sigma$					29,58	79,651	30,07			28,835
КЗ2	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	4,163	10,48	2,4542	-	1	4,163
	М.Район	0,035	0,02	1,61	0,174	2,875	6,5379	0,7065	-	1	2,875
	Генератор 800	0,035	0,32	1,98	0,896	7,073	19,775	8,9664	1	1	7,073
	$\Sigma$					14,111	36,793	12,127			14,111
КЗ3	Система	0,035	0,04	1,78	0,417	36,53	91,957	21,536	-	1	36,53
	Генератор 300	0,035	0,32	1,98	0,896	54,53	152,77	69,127	0,76	1	54,53
	Генератор Гкз	0,035	0,54	1,98	0,937	59,08	165,52	78,308	2,83	0,98	57,898
	$\Sigma$					91,06	244,73	90,663			91,06
КЗ4	Система	0,050	0,04	1,85	0,287	10,96	28,593	6,7352			10,96
	Двигун	0,050	0,07	1,65	0,490	10,41	24,288	4,2173			4,856
	$\Sigma$					21,37	52,88	10,952			15,816
КЗ5	Система	0,050	0,04	1,85	0,287	37,56	97,988	23,081			37,56
	Двигун	0,050	0,07	1,65	0,490	9,92	23,144	4,0188			4,8563
	$\Sigma$					47,48	121,13	27,1			42,416

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ<sub>1</sub>:

Ударний струм:

$$i_{yc} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot k_{yc} = \sqrt{2} \cdot 10,953 \cdot 1,78 = 27,572 \text{ (кА)}$$

$$i_{y\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 300} \cdot k_{y\Gamma 1} = \sqrt{2} \cdot 18,627 \cdot 1,967 = 52,185 \text{ (кА)}$$

Аперіодична складова:

$$i_{a,\tau c} = \sqrt{2} \cdot I_{noc} \cdot e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 10,953 \cdot 0,417 = 6,457 \text{ (кА)}$$

$$i_{a,\tau\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{no\Gamma 300} \cdot e^{-\tau/Ta} = \sqrt{2} \cdot 8,64 \cdot 0,89 = 24,689 \text{ (кА)}$$

Періодична складова для  $\tau$ .

$$I_{нт} = I_{но} \text{ (кА)}$$

Виконаємо розрахунок складових СКЗ і ударного СКЗ для точки КЗ<sub>6</sub>:

Знаходимо початкове значення періодичної складової струмів КЗ:

$$I_{noC} = 10,96 \text{ (кА)}$$

$$I_{noD} = 9,92 \text{ (кА)}$$

Обрахуємо періодичну складову струму КЗ:

$$I_{птс} = I_{noC} = 10,96 \text{ (кА)}$$

$$I_{птД} = I_{noD} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,07}} = 10,41 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,07}} = 4,856 \text{ (кА)}$$

де при визначенні  $e^{\frac{-\tau}{0,07}}$  можна використовувати криві [1. Рис 5.5.], представляючи замість  $T_a$  значення  $T'_d = 0,07 \text{ с}$

Визначаємо аперіодичну складову струму КЗ до моменту  $\tau$ :

$$i_{атс} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{aC}}} = \sqrt{2} \cdot 10,96 \cdot 0,435 = 6,735 \text{ (кА)}$$

$$i_{атД} = \sqrt{2} \cdot I_{noD} \cdot e^{\frac{-\tau}{0,04}} = \sqrt{2} \cdot 10,41 \cdot 0,287 = 4,22 \text{ (кА)}$$

де  $T_{aC}$ , можна визначити по кривим [1. Рис. 5.5.] в залежності від потужності що живить обмотки трансформатора в.п.  $S_{ном}$ . В розрахунку також доцільно використовувати криві [1. Рис. 5.2.]

Знаходимо ударний струм КЗ:

$$i_{yC} = \sqrt{2} \cdot I_{noC} \cdot k_{yC} = \sqrt{2} \cdot 10,96 \cdot 1,845 = 28,593 \text{ (кА)}$$

$$i_{yD} = \sqrt{2} \cdot I_{noD} \cdot k_{yD} = \sqrt{2} \cdot 10 \cdot 1,65 = 24,29 \text{ (кА)}$$

де  $k_{yC}$  визначаємо по кривим [1. Рис. 5.5.];  $k_{yD} = 1,65$ .

При розрахунку струмів КЗ на секції, яка живиться через резервний трансформатор, повинні враховуватись двигуни, які приєднані безпосередньо до

шин даної секції і до інших секцій, які зв'язані з розрахунковою через магістралі резервного живлення.

Розрахуємо інші точки короткого замикання аналогічно, та занесемо дані в таблицю 2.16

## 2.6 Розрахунок термічної дії струмів КЗ

При пр отіканні струму КЗ провідник додатково нагрівається понад нормальну робочу температуру. Оскільки струм КЗ значно перевищує струм робочого режиму, нагрів провідника може досягати небезпечних значень, доводячи до плавлення або обуглювання ізоляції, до деформації і плавлення токоведучих частин, і т.п.

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.

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

Тепловий імпульс визначається по-різному в залежності від місцезнаходження точки КЗ. Можна виділити три характерні випадки:

- 1) віддалене КЗ,
- 2) КЗ поблизу генераторів ;
- 3) КЗ поблизу групи потужних електродвигунів.

У першому випадку тепловий імпульс КЗ визначиться з виразу

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{відк} + T_a) \quad (2.37)$$

де  $t_{відк}$  - час відключення (час дії струму КЗ).

Даний спосіб рекомендується при обчисленні теплового імпульсу в ланцюгах ВРП.

$K_I$  (шини РП ВН),  $t_{відк} = 0,2$  (див. [4] табл. (6.2.))

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{omk} + T_a)$$

$$B_k = 29,58^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 454,99 (\text{кА}^2 \cdot \text{с}),$$

$K_2$  (шини РП СН)

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{omk} + T_a)$$

$$B_k = 14,111^2 \cdot (0,2 + 0,32) = 103,54 (\text{кА}^2 \cdot \text{с});$$

$K_3$  (на шинах Г300)

Імпульс квадратичного струму від періодичних складових струмів генераторів і системи має три складові, обумовлені періодичним струмом системи Впс, періодичним струмом генераторів Впг і спільною дією періодичних струмів системи і генераторів Впгс:

$$B_{kn} = B_{кпс} + B_{кпг} + B_{кпг+с} \quad (2.38)$$

$$B_{kn} = 33167,7 + 4467,8 + 22810,46 = 60445,96 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

де

$$B_{кпс} = I_c^2 t_{відк}$$

$$B_{кпс} = 91,06^2 \cdot 4 = 33167,7 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_{кпг} = B_{*nг} I_{ног}^2 t_{відк}$$

$$B_{кпг} = 0,32 \cdot 59,08^2 \cdot 4 = 4467,8 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$$B_{кпс+г} = 2I_c \cdot T_* \cdot I_{ног} \cdot t_{відк}$$

$$B_{кпс+г} = 2 \cdot 91,06 \cdot 0,53 \cdot 59,08 \cdot 4 = 22810,46 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

$T_* = 0,53$   $B_{*nг} = 0,32$  – відносні тепловий і токовий імпульси періодичної складової струму генератора [4],  $t_{відк} = 4$  (с).

Імпульс аперіодичної складової струму генераторів і системи: визначають з виразу:

$$B_{ка} = I_c^2 T_{ас} + I_{ног}^2 T_{аг} + \frac{4I_c I_{ног}}{\frac{1}{T_{ас}} + \frac{1}{T_{аг}}} \quad (2.39)$$

$$B_{ка} = 91,06^2 \cdot 0,32 + 59,08^2 \cdot 0,04 + \frac{4 \cdot 91,06 \cdot 59,08}{\frac{1}{0,04} + \frac{1}{0,32}} = 3558,17 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Повний імпульс квадратичного струму КЗ визначиться як:

$$B_K = B_{Kn} + B_{ка} \quad (2.40)$$

$$B_K = 60445,96 + 3558,17 = 64004,13 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

**К<sub>4</sub>** (на шинах ТВП2)

$$B_K = I_{нос}^2 \cdot (t_{відк} + T_{асх}) + I_{но Д}^2 \cdot (0,5 \cdot T'_Д + T_{асх}) + 2 \cdot I_{но Д} \cdot I_{нос} \cdot (T'_Д + T_{асх})$$

$$B_K = 10,96^2 \cdot (0,2 + 0,0505) + 9,92^2 \cdot (0,5 \cdot 0,07 + 0,0505) + 2 \cdot 10,96 \cdot 9,92 \cdot (0,07 + 0,0505) = 49,56 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Де

$$T_{асх} = \frac{T_{ас} I_{нос} + T_{а Д} I_{но Д}}{I_{нос} + I_{но Д}} \quad (2.42)$$

$$T_{асх} = \frac{0,06 \cdot 10,96 + 0,04 \cdot 9,92}{10,96 + 9,92} = 0,0505 \text{ (с)}$$

$t_{відк} = 0,2 \text{ с}$  (див. [4] табл. (6.2.))

$I_{нос}$ ,  $I_{но Д}$ ,  $T_{ас}$ ,  $T_{а Д}$ ,  $T'_Д$  - параметри режиму КЗ.

$T'_Д = 0,07 \text{ с}$

**К<sub>5</sub>** – аналогічно.

Результати розрахунків теплових імпульсів зводимо до таблиці 2.17

Таблиця 2.17 – Результати розрахунків теплових імпульсів

т. КЗ	К1	К2	К3	К4	К5
Вк, кА <sup>2</sup> ·с	454,99	103,54	64004,13	49,56	458,65

## 2.7 Вибір струмоведучих частин

### 2.7.1 Вибір збірних шин 330 кВ

Вибір виконуємо по струму максимально потужного приєднання:

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 340 \cdot 0,85} = 0,76 \text{ [кА]}$$

$$I_{АТЗ} = 1,5 \cdot \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,32 \text{ [кА]}$$

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{НОМ}} \Gamma}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 10^3 = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 340 \cdot 0,95} = 0,63 \text{ (кА)}$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

АС 400/64 (2 на фазу)

$I_{\text{доп}} = 860 \text{ А}$

$I_{\text{доп. макс}} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$

$q = 390 \text{ мм}^2 \Rightarrow q\Sigma = 780 \text{ [мм}^2\text{]}$

$d = 27,7 \text{ мм}$

$r_0 = 13,85 \text{ мм}$

Перевірка за умовами корони

Перевірка за умовами корони необхідна для гнучких провідників при напрузі 35 кВ і вище. Розряд у вигляді корони виникає біля проводу при високих напруженостях електричного поля і супроводжується потріскуванням і світінням. Процеси іонізації повітря навколо проводу приводять до додаткових втрат енергії, до виникнення електромагнітних коливань, що створюють радіоперешкоди, і до утворення озону, що шкідливо впливає на поверхні контактних з'єднань. Правильний вибір провідників повинний забезпечити зменшення дії корони до припустимих значень.



Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,385}} \right) = 31,16 \text{ (кВ/см)} \quad (2.44)$$

де  $m$  - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів  $m = 0,82$ );  $r_0 = 1,385$  - радіус проводу

Розрахункова напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\max}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_{ек}}} = 1,069 \cdot \frac{0,354 \cdot 347}{2 \cdot 1,385 \cdot \lg \frac{567}{7,442}} = 25,1 \text{ (кВ/см)} \quad (2.45)$$

де  $U_{\max}$  - максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ( $U_{\max} = 347$  кВ);  $r_{ек}$  - еквівалентний радіус розщеплених проводів

$$r_{ек} = \sqrt{r_0 \cdot a} = \sqrt{1,385 \cdot 40} = 7,442 \text{ (см)}, [1. \text{ Табл. 4.6., стор. 47}] \quad (2.46)$$

$a = 40$  (см) - згідно з [3. Табл. 4.6.]

$D_{cp}$  - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 450 = 567 \text{ (см)} \quad (2.47)$$

де  $D$  - відстань між сусідніми фазами.

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,385}{40} = 1,069 \quad (2.48)$$

$k$ - коефіцієнт який враховує число проводів  $n$  в фазі.

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого дроту не більше  $0,9E_0$ . Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (2.49)$$

$$1,07 \cdot 25,1 \leq 0,9 \cdot 31,15$$

$$26,857 \text{ (кВ/см)} < 28,035 \text{ (кВ/см)}$$

Таким чином, провід АС-400/64 за умовою корони проходить.

Перевірка на електродинамічну дію струмів КЗ:

$$\Sigma I_{no} > 20 \text{ кА і } \Sigma I_y > 50 \text{ кА}$$

Визначимо зусилля від тривалого протікання струмів двохфазного КЗ:

$$f = 0,15 \cdot \frac{I_{no}^2}{D} = 0,15 \cdot \frac{23,6^2}{4,5} = 18,56 \text{ (Н/м)} \quad (2.50)$$

де  $I_{no}$ -періодична складова струму при трифазному КЗ, кА;  $D$  - відстань між сусідніми фазами, м.

Визначимо силу тяжіння 1м струмопроводу з врахуванням міжфазних роспорок:

$$q = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m \cdot n = 1,1 \cdot 9,8 \cdot \frac{(1074 + 498)}{1000} \cdot 2 = 33,89 \text{ (кг)} \quad (2.51)$$

де  $m$ - маса 1 м струмопроводу, кг;

$n$ - кількість проводів у фазі.

Визначимо еквівалентний по імпульсу час швидкодії захисту:

$$t_{екв} = t_3 + 0,05 = 0,15 + 0,05 = 0,2 \text{ (с)}$$

де  $t_3$ - дійсна витримка часу захисту від струмів КЗ, ( $t_3=0,1 \div 0,2$ ) с;

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{екв}} = \frac{\sqrt{2}}{0,2} = 7,07;$$

Визначимо співвідношення (2.52)

$$\frac{f}{q} = \frac{18,56}{33,89} = 0,54$$

де  $h$ - максимальна розрахункова стріла провісу в кожному прольоті при максимальній розрахунковій температурі, ( $h=2 \div 2,5$ ) м;

Визначимо максимальну відстань на яку може відхилитись провід [1, рис.7.2, стор. 45 ]

$$b/h = 0.15 \Rightarrow b = 0.3 \text{ (м)}$$

Визначимо максимальнодопустиме значення відстані на яку може відхилитись провід:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a}{2} = \frac{4,5-0,4-1,4}{2} = 1,35 \text{ (м)} \quad (2.53)$$

де  $d$ -діаметр струмопроводу, (при  $n \geq 2$   $d=a$ ), м;

$$b < b_{\text{доп}}$$

$$0,3 < 1,35$$

Таким чином, провід АС-400/64 за умовою електродинамічної дії струмів КЗ проходить.

### 2.7.2 Вибір збірних шин 110 кВ

Оскільки збірні шини по економічній густині струму не вибираються, приймаємо переріз по допустимому струму при максимальному навантаженні на шинах, рівному струму найбільш потужного приєднання, у нашому випадку автотрансформатор зв'язку.

$$I_{p.\text{макс}} = 1,5 \frac{S_{\text{ном АТЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,5 \cdot \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,656 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{ПРТВП}} = \frac{S_{\text{ном Г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,131 \text{ [кА]}$$

$$I_{\text{ЛЕП}} = \frac{P_{\text{макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,308 \text{ [кА]}$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

АС 330/43 (2 на фазу)

$$I_{\text{доп}} = 337 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп. макс}} = 337 \cdot 2 = 674 \text{ А}$$

$$q = 332,0 \text{ мм}^2$$

$$d = 25,2 \text{ мм}$$

$$r_0 = 1,26 \text{ см}$$

Перевірка на термічну дію струму КЗ не робиться тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Перевірка за умовами корони

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,26}} \right) = 31,46 \text{ (кВ/см)}$$

де  $m$  - коефіцієнт, що враховує шорсткість поверхні проводу (для багатодровових проводів  $m = 0,82$ );  $r_0 = 1,26$  - радіус проводу, см.

Розрахункова напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = 1,084 \cdot \frac{0,354 \cdot 115}{2 \cdot 1,26 \cdot \lg \frac{378}{33,67}} = 16,76 \text{ (кВ/см)}$$

де  $U_{\text{max}}$  - максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ( $U_{\text{max}} = 115 \text{ кВ}$ );  $r_{\text{ек}}$  - еквівалентний радіус розщеплених проводів:

$$r_{\text{ек}} = \sqrt{r_0 \cdot a^2} = \sqrt{1,26 \cdot 30^2} = 33,67 \text{ (см)}, [1. \text{ Табл. 4.6., стор. 47}]$$

$a = 30 \text{ (см)}$  - згідно з [3. Табл. 4.6.];  $D_{\text{cp}}$  - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)}$$

де  $D$  - відстань між сусідніми фазами.

$$k = 1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a} = 1 + 2 \cdot \frac{1,26}{30} = 1,084$$

$k$ - коефіцієнт який враховує число проводів  $n$  в фазі.

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого дроту не більше  $0,9E_0$ . Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

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

$$1,07 \cdot 16,76 \leq 0,9 \cdot 31,46$$

$$17,93 \text{ (кВ/см)} < 28,31 \text{ (кВ/см)}$$

Таким чином, провід АС 300/43 за умовою корони проходить.

### 2.7.3 Вибір гнучких шин на інших ділянках схеми

Вибір перерізу проводимо по економічній густині струму [3]:

$$q_{ек} = \frac{I_{норм}}{J_{ек}},$$

де  $I_{норм}$  – струм нормального режиму (без перевантажень);  $J_{ек}$  – нормована густина струму, [А/мм<sup>2</sup>], [3, табл. 4.5].

Ділянка ВРП330–АТЗ

$$I_{АТЗ} = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{125}{\sqrt{3} \cdot 330} = 0,218 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{280}{1} = 280 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

АС 400/64 (2 на фазу)

$I_{доп} = 860 \text{ А}$

$I_{доп. max} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$

$$q = 390 \text{ мм}^2 \Rightarrow q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]}$$

$$d = 27,7 \text{ мм}$$

$$r_0 = 13,85 \text{ мм}$$

$$q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 218 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід не коронує.

Ділянка ВРП330-блок генератор трансформатор:

$$I_{р.макс} = \frac{S_{ном} \Gamma}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \cdot 10^3 = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 340} = 0,599 \text{ (кА)} \quad (2.43)$$

$$q_{ек} = \frac{599}{1} = 599 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 400/64 (2 на фазу)

$$I_{доп} = 860 \text{ А}$$

$$I_{доп. макс} = 860 \cdot 2 = 1720 \text{ А}$$

$$q = 390 \text{ мм}^2$$

$$d = 27,7 \text{ мм}$$

$$r_0 = 13,85 \text{ мм}$$

$$q_{\Sigma} = 780 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 630 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow \text{ умова виконується.}$$

Перевірка на термічну дію струму КЗ не робиться тому що шини виконані голими проводами на відкритому повітрі.

Ділянка ПРТВП110:

$$I_{ПРТВП} = \frac{S_{ном} \Gamma}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,131 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{131}{1} = 131 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід:

АС 150/19 (1 на фазу)

$$I_{доп} = 450 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп. max}}=450\text{A}$$

$$q = 148,0 \text{ мм}^2$$

$$d = 16,8 \text{ мм}$$

$$r_0 = 0,84 \text{ см}$$

$$q_{\Sigma}=148,0 [\text{мм}^2] > q_{\text{ек}}=131 [\text{мм}^2] \Rightarrow \text{умова виконується.}$$

Перевірка за умовами корони

Розряд у вигляді корони виникає при максимальному значенні початкової критичної напруженості електричного поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,84}} \right) = 32,95 \text{ (кВ/см)}$$

$r_0=0,84$  - радіус проводу, см.

Розрахункова напруженість електричного поля біля поверхні нерозщепленого проводу визначається по формулі:

$$E = k \cdot \frac{0,354 \cdot U_{\text{max}}}{n \cdot r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{ек}}}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,84 \cdot \lg \frac{378}{0,84}} = 18,26 \text{ (кВ/см)}$$

де  $U_{\text{max}}$  – максимальна напруга на яку розраховане обладнання напруга ( $U_{\text{max}}=115 \text{ кВ}$ );

$r_{\text{ек}}$  – еквівалентний радіус розщеплених проводів:

$$r_{\text{ек}} = r_0 = 0,84 \text{ (см)}, [1. \text{ Табл. 4.6., стор. 47}]$$

$$a = 30 \text{ (см)} - \text{згідно з [3. Табл. 4.6.]}$$

$D_{\text{cp}}$  - середня геометрична відстань між проводами фаз.

При горизонтальному розташуванні фаз:

$$D_{\text{cp}} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 300 = 378 \text{ (см)}$$

де  $D$  - відстань між сусідніми фазами,  $k=1$   $k$ - коефіцієнт який враховує число проводів  $n$  в фазі.

Дроти не будуть коронувати якщо найбільша напруженість поля в поверхні будь-якого дроту не більше  $0,9E_0$ . Таким чином, умова утворення корони можна записати у вигляді:

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

$$1,07 \cdot 18,26 \leq 0,9 \cdot 32,95$$

$$19,53 \text{ (кВ/см)} < 29,66 \text{ (кВ/см)}$$

Таким чином, провід АС 150/19 за умовою корони проходить.

Ділянка ВРП 110–ЛЕП

$$I_{ЛЕП} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 0,308 \text{ [кА]}$$

$$q_{ек} = \frac{308}{1} = 308 \text{ [мм}^2\text{]}.$$

Згідно [2. табл.7.35] вибираємо провід

АС 300/39 (1 на фазу)

$I_{\text{доп}} = 710 \text{ А}$

$q = 339 \text{ мм}^2$

$d = 24 \text{ мм}$

$r_0 = 1,2 \text{ мм}$

$q_{\Sigma} = 339 \text{ [мм}^2\text{]} > q_{ек} = 308 \text{ [мм}^2\text{]} \Rightarrow$  умова виконується.

Перевірку шини за умовою корони не проводимо, оскільки вище було показано що провід меншого перерізу не коронує.

#### 2.7.4 Вибір жорстких шин

У закритих РП 6-10 кВ ошиновка і збірні шини виконуються жорсткими мідними шинами.

Визначимо розрахунковий струм:

$$I_{p.\max} = \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1,14 \text{ (кА)}$$



Приймаємо шини прямокутного перерізу 80х6 мм h=80мм; b=6мм; 480 мм<sup>2</sup> з однією половою на фазу  $i_{\text{фаз}} = 1480$  (А).

Перевірка шин на термічну стійкість при КЗ робиться за умовою:

$$q_{\text{min}} \leq q_{\text{вибр}} \quad (2.54)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{458.65 \cdot 10^6}}{90} = 237.95 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.55)$$

де функція  $C = 90 \left[ \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2} \right]$ , згідно з [1. Табл. 6.3.]

$$238 \text{ мм}^2 < 480 \text{ мм}^2$$

Перевірка шин на резонанс (електродинамічну стійкість).

Визначимо момент інерції та опору шин враховуючи, що шини розташовані по вершинам прямокутного трикутника:

$$I = 25.6 \text{ [см}^4\text{]}$$

$$W = 6.4 \text{ [см}^3\text{]}$$

Визначаємо довжину прольоту між ізоляторами  $l$ .

$$f = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{\text{ном}}}} \Rightarrow l^2 = \frac{125.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{25.6}{4.8}} = 1.44 \text{ (м}^2\text{)}$$

(2.56)

$$l = \sqrt{1.44} = 1.2 \text{ м}$$

Приймаємо відстань  $l=1,2$  м

Таким чином механічний резонанс є виключеним.

Перевірка на механічну стійкість.

Шини механічно стійкі, якщо виконується умова:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}} \quad (2.57)$$

де  $\sigma_{\text{расч}}$  - напруга в матеріалі шин при дії згинаючого моменту, визначається

по формулі:

$$\text{Від взаємодії фаз} \quad \sigma_{\text{розр}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{l^2 \cdot i_{\text{фаз}}^2}{W \cdot a} \text{ [МПа]}$$

$W$  [см<sup>3</sup>]- момент опору ( $W=6.4$  см<sup>3</sup>);

$i_y$  [кА]– ударний струм в місці КЗ;

$a$  [м]– відстань між фазами ( $a=0,8$  м);

$l$  [м]– довжина прольоту між ізоляторами:

$$\sigma_{\phi} = \sqrt{3} \cdot \frac{1,2^2 \cdot 121,1^2}{6,4 \cdot 0,8} \cdot 10^{-2} = 71,4 \text{ [МПа]} \quad (2.58)$$

Тоді

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

$$\sigma_{расч} = 71,4 < 140 \text{ (МПа)}$$

Отже, шини механічно стійкі.

### 2.7.5 Вибір ізоляторів.

В системі ВП ЕС шини закріплюються на опорних, прохідних та підвісних ізоляторах. Жорсткі шини закріплюються на опорних ізоляторах, вибір яких виконуємо за наступними умовами:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; F_{розр} \leq F_{доп}, \quad (2.59)$$

де  $U_{уст}$ ,  $U_{ном}$  – номінальна напруга відповідно системи ВП та ізолятора;  
 $F_{доп}$  – допустиме навантаження на ізолятор;  $F_{розр}$  – розрахункова сила, що діє на ізолятор.

Вибираємо по [2], с.282 опорний ізолятор ИО-10-7,50 УЗ.

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ}.$$

Розрахункова сила, що діє на ізолятор (при розташуванні в вершинах трикутника):

$$F_{роз} = 0,162 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,162 \cdot \frac{121,13^2}{0,8} \cdot 1,2 = 3565,41 \text{ Н}. \quad (2.60)$$

$$\text{Допустиме навантаження на ізолятор: } F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн.}, \quad (2.61)$$

де  $F_{руйн}$  – руйнівне навантаження на згин [2]:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

$$F_{роз} = 3565,41 \text{ Н} < F_{доп} = 4500 \text{ Н}, \quad \text{умова виконується.}$$

Вибираємо по [2], с.288 прохідний ізолятор ИП-10/3150-3000 У, ХЛ, Т2.

$$U_{уст} = 6,3 \text{ кВ} < U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{max} = 1,14 \text{ кА} < I_{ном} = 3,15 \text{ кА}.$$

$$F_{роз} = 0,081 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l = 0,081 \cdot \frac{121,13^2}{0,8} \cdot 1,2 = 1782,7 \text{ Н.} \quad (2.62)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{руйн} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

$$F_{розр} = 1782,7 \text{ Н} < F_{доп} = 1800 \text{ Н,}$$

всі умови виконуються.

### 2.7.6 Вибір комплектних екранованих струмопроводів.

Комплектні екрановані струмопроводи використовуються для з'єднання виводів потужних генераторів з під'єднуючими трансформаторами та ТВП, кожна фаза яких розміщена в закритому металічному корпусі.

Також комплектні екрановані струмопроводи використовується для з'єднання трансформаторів власних потреб з КРП. Дані вносимо до таблиці 2.15.

### 2.7.7 Вибір кабеля

В залежності від місця прокладки, властивостей середовища, механічних зусиль, які діють на кабель, рекомендуються різні марки кабелів.

Вибір кабеля виконуємо для ЕД ВП АНЗ-2-15-69-10У3. Паспортні дані його беремо з табл. 4.21 [2]:  $P_{ном} = 800 \text{ кВт}; I_{ном} = 100 \text{ А}; \cos\varphi_{ном} = 0,813.$

по напрузі установки:  $U_{уст} = 6 \text{ кВ} \leq U_{ном} = 6 \text{ кВ};$

по конструкції (табл. 7.5 [4]): обираємо кабель ААГ;

по економічній густині струму:  $q_e = \frac{I_{ном}}{J_e} = \frac{100}{1,4} = 71,429 \text{ мм}^2,$

де  $J_e = 1,4$  – економічна густина струму, табл. 4.5, с. 233 [3].

Виконаємо вибір комплектних пофазно екранованих струмопроводів та занесемо основні технічні дані в таблицю 2.18:

Таблиця 2.15 – Технічні характеристики струмопроводів

Параметри	ТЭН-Е-20-11200-400
Тип турбогенератора	ТГВ-300
<i>Номінальна напруга кВ:</i>	
Турбогенератора	20
Струмопроводу	20
<i>Номінальний струм А:</i>	
Турбогенератора	10200
Струмопроводу	11200
Електродинамічна стійкість, кА	400
Тип опорного ізолятора	ОФР-20-750 кр
Крок між ізоляторами, мм	5000
Тип трансформатора напруги	ЗНОМ-20
Тип трансформатора струму	ТШ-20-12000/5

Приймаємо трьохжильний кабель  $3 \times 70 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{допном}} = 135 \text{ А}$ , поправочний коефіцієнт на температуру повітря  $k_2 = 0,87$  (с. 626–627 [3]).

По допустимому струму:

$$I_{\text{доп}} = k_2 \cdot I_{\text{допном}} = 0,87 \cdot 135 = 117,45 \text{ А.}$$

$$I_{\text{доп}} = 117,45 \text{ А} > I_{\text{ном}} = 100 \text{ А.}$$

Мінімальний переріз по термічній стійкості:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{458 \cdot 10^6}}{98} = 218,5 \text{ мм}^2.$$

де  $C = 98$  для кабелів з паперовою ізоляцією і алюмінієвими жилами.

Оскільки  $q_{\text{min}} > 70 \text{ мм}^2$ , то приймаємо кабель з найближчим більшим перерізом жил  $240 \text{ мм}^2$ . Таким чином, остаточно приймаємо кабель ААГ  $3 \times 240$ . Обрані струмоведучі частини зможуть забезпечити передачу потужностей і надійну роботу усіх елементів схем.

## 2.8 Вибір електричних апаратів РП

### 2.8.1 Вибір вимикачів і роз'єднувачів

Вибір вимикачів робиться для можливості відключення ними струмів КЗ.

Допускається робити вибір вимикачів по основних параметрах:

по напрузі: 
$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (2.63)$$

по тривалому струмові:

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad I_{макс} \leq I_{1ном} \quad (2.63)$$

по електродинамічній стійкості:

$$i_y \leq i_{дин} \quad I_{п0} \leq I_{дин} \quad (2.64)$$

по термічній стійкості:

$$B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм} \quad (2.65)$$

за умовою для симетричного струму відключення:

$$I_{пт} \leq I_{отк.ном} \quad (2.66)$$

по можливості відключення аперіодичної складового струму КЗ:

$$i_{ат} \leq i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{отк.ном} / 100 \quad (2.67)$$

Якщо умова  $I_{пт} \leq I_{отк.ном}$  дотримується, а  $i_{ат} \geq i_{а.ном}$ , то допускається робити перевірку по спроможності повного струму, що відключає КЗ

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot (1 + \beta_n / 100)) \quad (2.68)$$

Вибір роз'єднувачів набагато простіше вибору вимикачів, тому що роз'єднувач не призначений для відключення ні нормальних, ні, тим більше, аварійних струмів. У зв'язку з цим при їхньому виборі обмежуються визначенням необхідних робочих параметрів: по напрузі –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ; по тривалому струмові –  $I_{норм} \leq I_{1ном}$ ;  $I_{макс} \leq I_{1ном}$ ; по електродинамічній стійкості –  $i_y \leq i_{дин}$ ; по термічній стійкості –  $B_k \leq I_{терм}^2 t_{терм}$ .

Розрахункові значення, необхідні для вибору величин, а також каталожні

значення вимикачів і роз'єднувачів зводимо в таблицю 2.19

Вибираємо вимикач і роз'єднувач на ВРП 110 кВ та 330кВ.

Таблиця 2.19 – Дані вимикачів та роз'єднувачів

Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач АВВ ЛТВ-330-40/3150	Роз'єднувач РНДЗ.1-330/3200
$U_{вст} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ	$U_{ном} = 330$ кВ
$I_{max} = 760$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 3200$ А
$I_{п,τ} = 28,835$ кА	$I_{отк.ном.} = 40$ кА	-
$i_{a,τ} = 30,07$ кА	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 45}{100} = 25,45$ кА	
$\sqrt{2} I_{п,τ} + i_{a,τ} = 70,84$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,35 = 76,36$ кА	
$I_{п0} = 29,58$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	
$i_v = 79,651$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 160$ кА
$B_k = 454,99$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 63^2 \cdot 2 = 7938$ кА <sup>2</sup> с
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач АВВ ЛТВ -110-40/2000	Роз'єднувач РНДЗ.1-110/1000 У1
$U_{вст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 656$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{п,τ} = 14,111$ кА	$I_{отк.ном.} = 40$ кА	-
$i_{a,τ} = 12,127$ кА	$i_{a,ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} =$ $= \frac{\sqrt{2} \cdot 35 \cdot 40}{100} = 19,8$ кА	
$\sqrt{2} I_{п,τ} + i_{a,τ} = 32,07$	$\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right) =$ $= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 1,35 = 76,4$ кА	
$I_{п0} = 14,111$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	
$i_v = 36,793$ кА	$i_{дин} = 102$ кА	$i_{дин} = 80$ кА
$B_k = 103,54$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \cdot 4 = 3969$ кА <sup>2</sup> с
Розрахункові дані	Каталожні дані	
	Вимикач ВР-6-40/1600У3	Комірка КРП КУ-6С
$U_{вст} = 6,3$ кВ	$U_{ном} = 6$ кВ	$U_{ном} = 6,3$ кВ
$I_{max} = 1140$ А	$I_{ном} = 1600$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$I_{п,τ} = 15,816$ кА	$I_{отк.ном.} = 40$ кА	-
$i_{a,τ} = 10,754$ кА	$i_{a,ном} =$ $\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк.ном.}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 20}{100} = 17,2$ кА	
$I_{п0} = 20,88$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	$I_{дин} = 40$ кА
$i_v = 51,37$ кА	$i_{дин} = 128$ кА	$i_{дин} = 128$ кА
$B_k = 458,6$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976$ кА <sup>2</sup> с

## 2.9 Вибір розрядників та високочастотних загороджувачів

Для захисту ізоляції від комутаційних та атмосферних перенапруг приймаються вентильні розрядники, які складаються з колонки іскрових проміжків, шунтовані нелінійними резисторами, і нелінійних робочих резисторів, розташованих у герметично закритій фарфоровій кришці.

Розрядники вибирають по напрузі установки. В нетралі тр-ра розрядники встановлюються на клас нижче напруги установки. Вибираємо розрядники з [2.табл.5.20.]. Усі вибрані розрядники занесені до таблиці 2.20.

Таблиця 2.2017 – Дані розрядників

Місце встановлення	$U_{ном}$ , кВ	Тип розрядника
ЛЕП-330	330	РВМГ-330М У1
Виводи БТ 1	330	РВМГ-330М У1
Виводи БТ 2	110	РВМГ-110МУ1
ВН АТЗ	330	РВМГ-330МУ1
ЛЕП-110	110	РВМГ-110МУ1
СН АТЗ	110	РВМГ-110МУ1
ТВП	20	РВМ-20У1

Високочастотні загороджувачі встановлюємо на ЛЕП 330 та 110 кВ. Їх вибір виконуємо по номінальному струму та напрузі.

Максимальний струм в лінії 330 кВ:

$$I_{\max, ЛЕП330} = \frac{P_{пр.зд}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 330 \cdot 0,85} = 760 [A] \quad (2.69)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-1250-0,5У1.

$$I_{\max} \leq I_{ном}: \quad 760 [A] < 1250 [A].$$

$$U_{уст} \leq U_{ном}: \quad 330 [кВ] = 330 [кВ];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{дин};$$

$$79,65 [кА] < 80 [кА].$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$455 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}] < 31,5^2 \cdot 1 = 992 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}].$$

Всі умови виконується.

Максимальний струм в лінії 110 кВ:

$$I_{\text{max.ЛЕП}}110 = \frac{P_{\text{пр.зд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 0,85} = 308 [A] \quad (2.70)$$

Вибираємо високочастотний загороджувач ВЗ-630-0,5У1.

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}: \quad 308 [A] < 630 [A].$$

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}: \quad 110 [\text{kV}] = 110 [\text{kV}];$$

Проводимо перевірку

– на електродинамічну стійкість:

$$i_y \leq i_{\text{дин}};$$

$$30,2 [\text{kA}] < 40 [\text{kA}].$$

– на термічну стійкість:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T;$$

$$103,5 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}] < 16^2 \cdot 1 = 256 [(\text{kA})^2 \cdot \text{c}].$$

Всі умови виконується.

## 2.9 Вибір вимірювальних трансформаторів

### 2.9.1 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибір вимірювальних трансформаторів струму проведемо на прикладі трансформатора струму, встановленого на виводах генератора ТГВ-300,  $U_H=20\text{kV}$ .

Вибір проводимо за умовами:

по напрузі установки:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$

по допустимому струму:  $I_{\text{роб.мах}} < I_{\text{ном}};$

$$I_{\text{роб.мах}} = \frac{353}{\sqrt{3} \cdot 20 \cdot 0,95} = 10,739 \text{ kA}.$$



Вибираємо трансформатор струму ТШ-20/12000/5:

$$U_{ном} = 20 \text{ кВ}; I_{ном} = 11200 \text{ А} > 10739 \text{ А.}$$

Термічна стійкість:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

$$64004,13 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)} < 160^2 \cdot 3 = 76800 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}.$$

На електродинамічну стійкість вбудовані трансформатори не перевіряються

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н},$$

де  $Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.}$  – розрахункове навантаження;  $R_k = 0.1 \text{ Ом}$  – опір

контактів;  $R_{з.пров.}$  – опір з'єднувальних проводів;  $\Sigma Z_{пр} = \frac{\Sigma S_{пр}}{I_{2н}^2}$  – сумарний опір

приладів.

Для визначення сумарної потужності приладів скористаємося таблицею 2.21. Схема включення приладів приведена на рисунку 2.12.

Таблиця 2.21 Навантаження по фазах для трансформатора ТА1

№	Назва приладу	Тип	Навантаження, В·А		
			А	В	С
1	Амперметр реєструючий	Н393	–	10	–
2	Ватметр	Д335	0.5	–	0.5
3	Ватметр (щит турбіни)	Д335	0.5	–	0.5
4	Варметр	Д304	0.5	–	0.5
5	Ватметр реєструючий	Н-395	10	–	10
6	Лічильник активної енергії	СА3-И680	2.5	–	2.5
Сумарне значення			14	10	14

Опір приладів:

$$\Sigma Z_{пр} = \frac{14}{5^2} = 0,56 \text{ Ом.}$$

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.пров.} = Z_{2н} - \Sigma Z_{пр} - R_k = 1,2 - 0,56 - 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

Переріз з'єднувальних проводів:

$$q \geq \frac{\rho \cdot l_{розр}}{R_{з.пров.}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{0,54} = 1,27 \text{ мм}^2,$$

де  $\rho = 0,0283$  – питомий опір матеріалу проводу;  $l_{розр} = 30$  м – довжина з'єднувальних проводів.

Вибираємо контрольний кабель АКРВГ з алюмінієвими жилами перерізом  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Опір з'єднувальних проводів:

$$R_{з.н} \geq \frac{\rho \cdot l_{розр}}{q_{з.пров.}} = \frac{0,0283 \cdot 30}{2,5} = 0,34 \text{ мм}^2,$$

$$Z_2 = \Sigma Z_{пр} + R_k + R_{з.пров.} = 0,56 + 0,1 + 0,34 = 1 \text{ Ом}$$

Таким чином обраний трансформатор проходить по вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2н}$$

Таблиця 2.22 - Місце встановлення трансформаторів струму

№	Місце встановлення	Тип трансформатора струму	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А
1	Виводах генератора ТГВ-300-2ЕУЗ	ТШ20-12000/5	20	11200
2	Шини РП ВН – 330 кВ	ТФРМ 330А У1	330	1000
3	Шини РП СН – 110 кВ	ТФЗМ 110Б У1	110	800
4	Виводи БТ1 – 330 кВ	ТВТ330-І-1000/5	330	1000
5	Виводи Q – 330 кВ	ТВ330-1000	330	1000
6	Виводи Q – 110 кВ	ТВ110-1000	110	1000
7	Шини ВП – 6 кВ	ТШЛК-10	10	2000

### 2.9.2 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибір трансформаторів напруги проводимо на прикладі трансформатора напруги, встановленого на виводах генератора ТГВ-300.

Вибір проводимо по напрузі установки:

$$U_{н.тн} \geq U_{н.уст.}$$

Попередньо вибираємо трансформатор ЗНОМ-20

$$U_{н.тн} = 20 \text{ кВ} = U_{н.уст.} = 20 \text{ кВ.}$$

Перевіримо вибраний трансформатор по вторинному навантаженню:

$$S_{2H} \geq S_{2розр},$$

де  $S_{2H} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$  (в класі точності 0.5 [3]) – вторинна номінальна потужність трансформатора напруги;  $S_{2розр}$  – розрахункове навантаження трансформатора напруги.

Для визначення  $S_{2розр}$  складемо таблицю навантаження трансформатора напруги (таблиця 2.22). Перелік вимірювальних приладів, встановлених на виводах генератора ТГВ-300 приведено в [3]. Типи та потужності приладів приведено в [3]. Схема включення приладів зображена на рисунок 2.12.

Таблиця 2.22- Типи та потужності приладів

Назва	Тип	$P_{ав}$	$Q_{ав}$	$P_{вс}$	$Q_{вс}$	$P_{са}$	$Q_{са}$	$\cos \varphi$
Вольтметр	Э-335	-	-	2	-	-	-	1
Ватметр	Д-335	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Варметр	Д-304	1.5	-	1.5	-	1,5	-	1
Датчик акт. Енергії	Е-825	-	-	10	-	-	-	1
Датчик реакт. енергії	Е-830	-	-	10	-	-	-	1
Лічильник акт. Потужності	И-680	2	4,85	2	4,85	2	4,85	0,38
Ватметр	Д-305	2	-	2	-	2	-	1
Частотомір	Э-371	-	-	3	-	-	-	1
Сумарне значення		7	4,85	32	4,85	7	4,85	

Розрахункове навантаження:

$$S_{ав} = \sqrt{P_{ав}^2 + Q_{ав}^2} = \sqrt{7^2 + 4,85^2} = 8,516 \text{ (ВА)}$$

$$S_{вс} = \sqrt{P_{вс}^2 + Q_{вс}^2} = \sqrt{32^2 + 4,85^2} = 32,365 \text{ (ВА)}$$

$$S_a = 0,5 S_{ав} = 4,258 \text{ (ВА)}$$

$$S_a = 0,5 \cdot (S_{ав} + S_{вс}) = 20,4405 \text{ (ВА)}$$

$$S_c = 0,5 \cdot S_{вс} = 16,183 \text{ (ВА)}$$

По більшому значенню перевіряємо умову:  $S_{2H} \geq S_{2розр}$ ,

$$S_{2розр} = 20,440 \text{ ВА} < S_{2H} = 75 \cdot 3 = 225 \text{ ВА}, \text{ - умова виконується.}$$

Таблиця 2.23 – Місце встановлення трансформаторів напруги

№	Місце встановлення	Тип трансформатора напруги	U <sub>ном</sub> , кВ
1	Виводах генератора ТГВ-300-2УЗ	ЗНОМ-20-63У2	20
2	Шини РП ВН –330 кВ	НКФ-330-73У1	330
3	Шини РП СН –110 кВ	НКФ-110-58У1	110
4	Власні потреби – 6 кВ	ЗНОЛ.06-6 У3	6

## 2.10 Вибір установки постійного струму

Для живлення кіл управління, сигналізації, автоматики, а також живлення найбільш відповідальних механізмів на КЕС передбачена установка постійного струму.

На проєктованій КЕС встановлюємо одну акумуляторну батарею на два енергоблоки, яка експлуатується в режимі постійного підзаряду .

Розрахунок струмів навантаження проведемо у табличній формі (табл. 2.23).

Таблиця 2.23 - Навантаження установки постійного струму.

Назва	Кі-ть	P <sub>ном</sub> , кВт	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>розр</sub> , А	I <sub>пуск</sub> , А	I <sub>ав</sub> , А	I <sub>т</sub> , А
Постійне навантаження	-	-	-	40	-	40	40
Аварійне освітлення	-	-	-	250	-	250	-
Перетворювальний агрегат оперативного з'язку	1	7,2	38	30	100	30	100
Електродвигун аварійного маслонасосу ущільнень генератора	2	11	59	50	150	100	-
Електродвигун аварійного маслонасосу системи змазки турбін	2	32	166	155	530	310	1060
Разом						730	1200

Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду, зображено на рис.10.1.

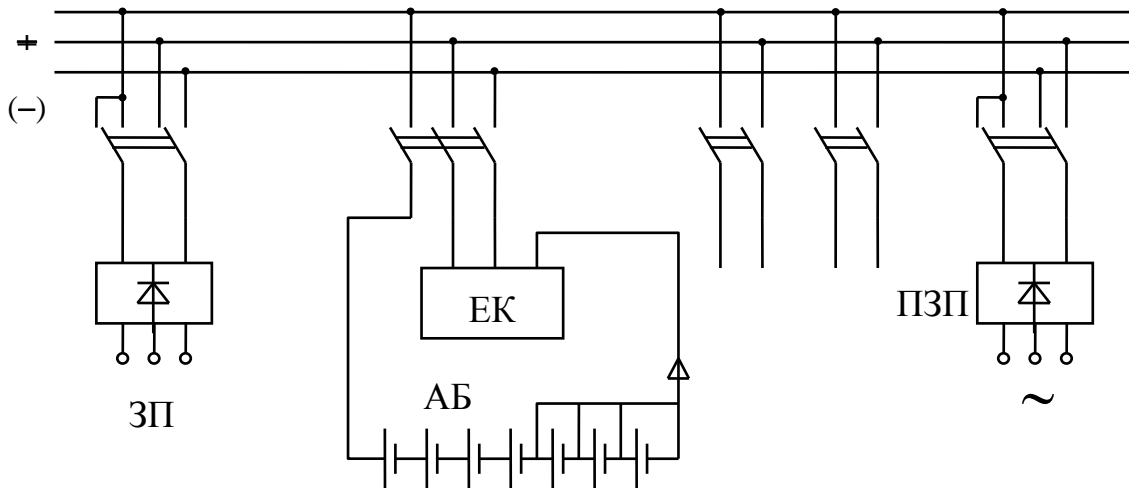


Рисунок 2.13 - Схема акумуляторної установки з елементним комутатором, що працює в режимі постійного підзаряду (АБ - акумуляторна батарея; ЕК - елементний комутатор; ПЗП - підзарядний пристрій; ЗА - зарядний агрегат; Д - привідний електродвигун змінного струму).

В режимі короткочасного навантаження визначимо значення мінімально допустимої напруги на приводі вимикача  $85\% U_{ном}$ , з врахуванням падіння напруги в кабелі  $5\% U_{ном}$ . Розрахуємо кількість елементів батареї:

-основних (приєднаних до шин установки в режимі постійного підзаряду):

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{пз}}, \quad (2.71)$$

де  $U_{ш} = 230 \text{ В}$  [3] – напруга на шинах;  $U_{пз} = 2.15 \text{ В}$  [3] – напруга на елементі в режимі підзаряду.

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107 \text{ шт.}$$

Загальна кількість елементів батареї:

$$n = \frac{U_{ш}}{U_p}, \quad (2.72)$$

де  $U_p = 1,75 \text{ В}$  [3] – напруга на елементі в кінці аварійного розряду:

$$n = \frac{230}{1,75} = 131 \text{ шт.};$$

-додаткових:

$$n_{\text{доод}} = n - n_o = 131 - 108 = 24 \text{ шт.} \quad (2.73)$$

Виходячі із тривалості аварійного навантаження визначимо типовий номер батареї:

$$N = 1,05 \cdot \frac{I_{\text{ав}}}{j} = 1,05 \cdot \frac{730}{25} = 30,7; \quad (2.74)$$

де 1,05 – коефіцієнт, що враховує старіння акумуляторів;  $I_{\text{ав}}$  – допустимий струм півгодинного аварійного розряду, приведений до першого номера акумулятора;  $j = 25 \text{ A/N}$  [3] – розрахункова температура електроліту.

Приймаємо найближчий більший типовий номер:

$$N = 32 \text{ (СК-32).}$$

Перевіряємо по струму короткочасного аварійного навантаження:

$$N = \frac{I_T}{46} = \frac{1200}{46} = 26,64. \quad (2.75)$$

Перевіряємо по допустимій напрузі в умовах аварійного короткочасного навантаження:

$$j > \frac{I_T}{N}, \quad (2.76)$$

де  $j$  визначається по кривим [4] для основних елементів із умови забезпечення:

$$j = \frac{A}{N} > \frac{1056}{32} = 37,5 \text{ A/N}.$$

Отже, приймаємо для встановлення акумуляторну батарею типу СК-32.

Підзарядний пристрій вибираємо по розрахунковим значенням струму і напруги у нормальному режимі. Струм підзаряду приймаємо  $0,15 \cdot N$  [4].

Розрахунковий струм ПЗП основних елементів батареї:

$$I_{\text{пзн}} = I_{\text{пост}} + 0,15 \cdot N, \quad (2.77)$$

де  $I_{\text{пост}}$  – струм постійно включеного навантаження.

$$I_{\text{пзн}} = 40 + 0,15 \cdot 32 = 80 \text{ A}.$$

Розрахункова напруга підзарядного пристрою:

$$U_{\text{пзн}} = U_{\text{зн}} \cdot n_o = 2,15 \cdot 107 = 230,05 \text{ В.} \quad (2.78)$$

Приймаємо підзарядний пристрій ВЗП-380/260-40/80.

Розрахунковий струм і напруга підзарядного автоматичного пристрою додаткових елементів:

$$I_{\text{пзп дод}} = 0,05 \cdot 32 = 1,6 \text{ А};$$

$$U_{\text{пзп дод}} = U_{\text{пз}} \cdot n_{\text{дод}} = 2,15 \cdot 32 = 68,8 \text{ В};$$

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

Розрахунковий струм і напруга зарядного пристрою:

$$I_{3n} = I_{\text{ном}} + 5 \cdot N = 40 + 5 \cdot 32 = 200 \text{ А}; \quad U_{3n} = U_3 \cdot n = 2,75 \cdot 131 = 360,25 \text{ В}.$$

Вибираємо зарядний агрегат ТППС-800.

## 3 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА

### 3.1 Вибір системи оперативного управління КЕС

Оперативне управління на блочній конденсаційній електростанції (КЕС) тепловим та 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 хімоводоочистки 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, проти аварійна телемеханіка, проти аварійна 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 вводів 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 КЕС установлена система управління устаткуванням, що містить у собі управління комутаційними апаратами, регулювання і вимір.

На станції організується 5 ділянок оперативного обслуговування: паливно-транспортна, котлотурбінна, електрична, хімічна, теплової автоматики і вимірів. Управління генераторами, трансформаторами, ЛЕП, комутаційними апаратами, лініями ВП здійснюється з ЦЩУ, за яким знаходиться начальник зміни, що керує оперативними бригадами цехів. Керування електродвигунами, котельними агрегатами, живильно-деаераторною установкою здійснюється з центрального щита, розташованого в центрі головного корпусу.

### 3.2 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.

### 3.3 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. Попереджувача 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.

### 3.4 Автоматика і блокування

На проектованій КЕС 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 паливовиготовлення та паливоподачі.
- 10 Автоматика системи хімічного очищення води.
- 11 Автоматика системи ведення заданого режиму котла та турбіни.
- 12 Автоматика пуску та зупинки агрегатів.

### 3.5 Зв'язок

Внутрішній зв'язок на КЕС містить у собі:

1. Оперативний зв'язок.
2. Технологічний зв'язок.

Об'єм оперативного зв'язку:

- а) установка на ЦЦУ комутатора диспетчерського зв'язку типу ЕДШС – 5 і комутатора типу ДИСа.
- б) оперативний зв'язок КЕС – двобічний зв'язок з використанням гучномовця.
- в) пожежна сигналізація типу СПДУ з установкою здавачів у всіх помешканнях.

Зовнішній зв'язок КЕС 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, цехом перерозподілу мазуту.
4. Радіопошуковий зв'язок (із зворотною відповіддю).
5. Охоронний зв'язок і сигналізація.
6. Радіофікація від міської мережі через штаб цивільної оборони (ЦО).

### 3.6 Телемеханіка

На КЕС, що проектується передбачений пристрій телевимірювання і телесигналізації. Пристрій здійснює передачу даних КЕС у ЦДП енергосистеми:

1. Телесигналізація положення основних вимикачів головної схеми.
2. Безупинне телевимірювання сумарної потужності генераторів КЕС.

### 3.7 Засоби РЗ і автоматики

РЗ є найважливішою частиною автоматики електроустановок і енергосистем [1, 3]. 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 КЕС занесені в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Основні захисти на КЕС

Елемент, що захищається	Вид пошкодження	Тип захисту та використані реле
Збірні шини	1. Всі види КЗ	Диференційний захист шин
ВРП-110-330,кВ.	2.Багатофазні КЗ	ДЗШ струмова відсічка, РТ-40
ЛЕП-110-330, кВ	1.Всі видиКЗ	L-60 General Electric RCL670 ABB
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)	1.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 BV-80
	5.Пошкодження на шинах ВП-6кВ 6.Пошкодження на магістралі резервного живлення 6 кВ	Дистанційний захист БРЕ –2801 Диференційний захист на реле РНГ-561
Магістраль резервного живлення	1.Всі види КЗ, симетричних перенапруг, пошкодження магістралі резервного живлення	Повздовжній диф. Захист ДЗТ-13/3

### Продовження таблиці 3.1

	2. Між фазне КЗ на МРЖ	Повздовжній диф. захист (РНТ – 565)
Автотрансформа тор 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–ІІ 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)

### 3.8 Вибір робочого та пускорезервного трансформатора ТВП

На КЕС схеми власних потреб будуються по блочному принципу: РП кожного блоку приєднується через робочий ТВП до відгалуження від блоку. ТВП приєднується між генератором і трансформатором. Номінальна потужність робочих ТВП вибирається у відповідності з їх розрахунковим навантаженням. Так як дані для визначення розрахункового навантаження на валу двигунів відсутні, то визначаємо потужність ТВП приблизно за формулою.

$$S_{\text{ТВП,розр}} = \frac{P_{\text{ВП,макс\%}}}{100} \cdot K_c \cdot P_{\text{Г,ном}}; \quad (3.1)$$

$$S_{\text{ТВП,розр}} = \frac{6}{100} \cdot 0,85 \cdot 300 = 15,3 \text{ (МВА)}$$

де  $P_{\text{ВП,розр}}$  - витрати потужності блока на власні потреби, %.

При відсутності генераторного вимикача приймаємо розрахункову потужність пускорезервного трансформатора власних потреб в 1,3 рази більше, ніж потужність робочого трансформатора ВП.

$$S_{\text{тр,розр}} = 1,3 \cdot S_{\text{ТВП,розр}}; \quad (3.2)$$

$$S_{\text{тр,розр}} = 1,3 \cdot 15,3 = 19,9 \text{ (МВА)}.$$

Таблиця 3.2 – Характеристики ТВП та ПРТВП [4]

Позначення	Тип	$S_{\text{Н}}$ , МВА	$U_{\text{Н}}$ , кВ	$U_{\text{к}}$ , %	Місце включення
ТВП	ТРДНС-25000/35	25	20-6,3	10,5	Генератор
ПРТВП	ТРДНС-25000/110	25	115-6,3	10,5	РПСН 110

3.8.1 Розрахунок струмів КЗ на виводах генератора та за блочним трансформатором

Для визначення рівня струмів за аномальних режимів оперативним персоналом використовуються спрощені схеми (рис. 2.1 а, б) та приблизні розрахунки.

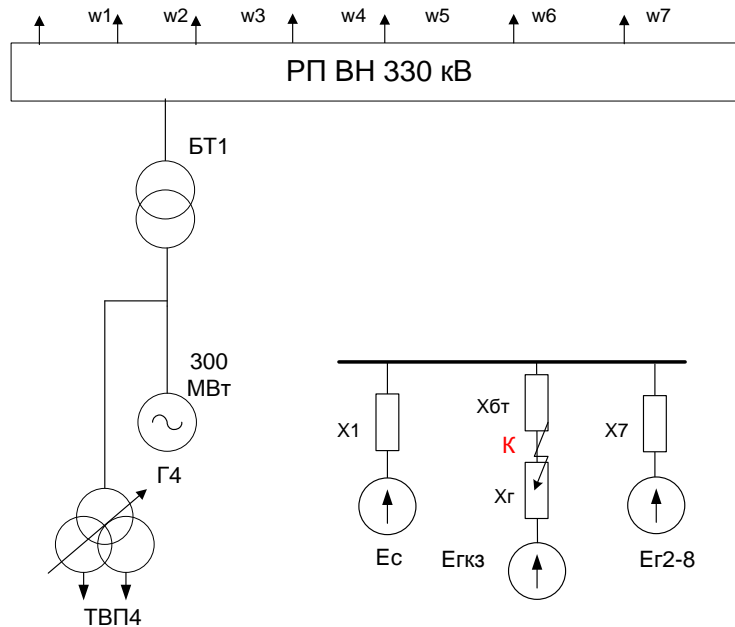


Рисунок 3.1 – Схема РП ВН 330кВ

Задано базисними величинами:  $S_B = 1000 \text{ MVA}$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

Генераторів :

Задано базисними величинами:  $S_G = 353 \text{ MVA}$

Розрахуємо опори схеми заміщення:

Генераторів :

$$X_{*Г300} = X''_{d*ном} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (3.3)$$

$$X_{*Г300} = 0,195 \cdot \frac{353}{353} = 0,195;$$

ТВП:

$$X_{*ТВП1} = \frac{u_{к\ в-н} \%}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{ном}}; \quad (3.4)$$

$$X_{*ТВП1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{353}{25} \cdot 1,875 = 2,75;$$

Опір нульової послідовності для трифазного трансформатора:

$$X_{0Т} = 0,9 \cdot X_T; \quad (3.5)$$

$$X_{0Т} = 0,9 \cdot 0,275 = 0,247.$$

Рівень поперечної надперехідної ЕРС обмотки статора визначають за формулою:

$$E_{q*}'' = \sqrt{(U_{НОМ*} \cdot \cos \phi_{НОМ})^2 + (U_{НОМ*} \cdot \sin \phi_{НОМ} + I_{НОМ*} \cdot x_d'')^2}; \quad (3.6)$$

$$E_{q*}'' = \sqrt{0,85^2 + (0,527 + 0,195)^2} = 1,11$$

де  $U_{НОМ*} = I_{НОМ*} = 1$ ;  $\sin \phi_{НОМ} = \sqrt{1 - \cos^2 \phi_{НОМ}} = 0,527$ .

Розрахуємо струми КЗ на затискачах генератора (точка К<sub>1</sub>)

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d''}; \quad (3.7)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,11}{0,195} = 5,69;$$

$$I^{(3)} = I_*^{(3)} \cdot I_{Г.НОМ}; \quad (3.8)$$

$$I^{(3)} = 5,69 \cdot 10,2 = 58,06;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2}; \quad (3.9)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,24} = 2,55;$$

$$I^{(2)} = I_{2*}^{(2)} \cdot I_{Г.НОМ}; \quad (3.10)$$

$$I^{(2)} = 2,55 \cdot 10,2 = 26,14;$$

де  $x_2$  - опір оберненої послідовності генератора.

Розраховуємо струми КЗ за блоковим трансформатором (точка К<sub>2</sub>)

$$I_*^{(3)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T}; \quad (3.11)$$

$$I_*^{(3)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,275} = 2,36;$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T}; \quad (3.12)$$

$$I_{2*}^{(2)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,238 + 2 \cdot 0,257} = 1,3;$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_2 + 2x_T + x_{0T}}; \quad (3.13)$$

$$I_{2*}^{(1)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,238 + 2 \cdot 0,275 + 0,245} = 0,9;$$



$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{E_{q*}''}{x_d'' + x_T + \frac{(x_2 + x_T) \cdot x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}}} \cdot \frac{x_{0.T}}{x_2 + x_T + x_{0.T}}; \quad (3.14)$$

$$I_{2*}^{(1,1)} = \frac{1,11}{0,195 + 0,275 + \frac{(0,238 + 0,275) \cdot 0,245}{0,238 + 2 \cdot 0,245}} \cdot \frac{0,245}{0,238 + 2 \cdot 0,245} = 0,87;$$

### 3.9 Захист від багатозазних 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 коефіцієнтом трансформації 12000/5, а в нейтралі – 12000/5, 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 небаланса  $I_{нб.роз.макс}$  у встановленому режимі протікання через ТТ зовнішнього розрахункового максимального струму:

$$I_{нб.роз.макс} = \varepsilon \cdot K_{одн} \cdot I_{зовн.розр.макс}; \quad (3.15)$$

$$I_{нб.роз.макс} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 58000 = 2900 \text{ А};$$

де  $K_{одн} = 1$ , оскільки трансформатори струму різні.

Визначаємо робочу МРС при протіканні по робочій обмотці струму небалансу:

$$F_{роб} = \frac{K_{відстр} \cdot I_{нб.розр.макс} \cdot W_{роб}}{n_{Тс}}; \quad (3.16)$$

$$F_{роб} = \frac{1,6 \cdot 2900 \cdot 144}{2400} = 278,4 \text{ А}$$

Визначаємо гальмівну МДС за виразом:

$$F_{\text{Гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{F_{\text{роб}}^2}{100^2} - 1}; \quad (3.17)$$

$$F_{\text{Гальм}} = 136 \cdot \sqrt{\frac{278,4^2}{100^2} - 1} = 309 \text{ А};$$

Визначаємо значення вторинного гальмівного струму:

$$I_{\text{Гальм.втор}} = \frac{I_{\text{зовн.розр.макс}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (3.18)$$

$$I_{\text{Гальм.втор}} = \frac{58000}{2400} = 24,2 \text{ вит.}$$

Розрахункова кількість витків гальмівної обмотки складає:

$$W_{\text{Гальм.розр}} = \frac{F_{\text{Гальм.}}}{I_{\text{Гальм.втор}}}; \quad (3.19)$$

$$W_{\text{Гальм.розр}} = \frac{278,4}{24,2} = 11,5 \text{ вит.},$$

Приймаємо 12 витків.

### 3.10.3 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:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0,2 \cdot I_{\text{г.ном}}}{n_{\text{тс}}}; \quad (3.20)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{0,2 \cdot 10200}{300} = 6,8 \text{ А};$$

### 3.11 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.

### 3.12 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:

$$Z_{cз} = \frac{0,95 \cdot U_{г.ном}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{г.ном} \cdot k_{відс} \cdot k_{\phi} \cdot \cos(\phi_{мч} - \phi_{нав})}; \quad (3.21)$$

$$Z_{cз} = \frac{0,95 \cdot 20}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 10 \cdot 2 \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot \cos(80^{\circ} - 26^{\circ})} = 0,48 \text{ Ом};$$

де  $k_{відс} = 1,2$ ;  $k_{\phi} = 1,5$ ;  $\phi_{мч} = 80^{\circ}$  - кут максимальної чутливості,  $\phi_{нав} = 73^{\circ}$  - кут навантаження реле.

Тоді  $Z_{cз} = 0,48 \text{ Ом}$ .

Коефіцієнт чутливості захисту повинен задовольняти умові

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{сз}}}{Z_{\text{дїл}}}; \quad (3.22)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,48}{0,23} = 2,09 > 1,2$$

де  $Z_{\text{дїл}} = Z_m + Z_e = \frac{20^2}{400} \cdot \frac{11}{100} + 0,195 \cdot \frac{20^2}{353} = 0,11 + 0,22 = 0,33 \text{ Ом.}$

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 –  $t_{\text{с.з.ІІ}} = 1,5\text{с}$ .

### 3.13 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”

$$I_{\text{с.з.ІО}} \approx 0,1 \cdot I_{\text{с.ном}}; \quad (3.23)$$

$$I_{\text{с.з.ІО}} \approx 0,1 \cdot 10200 = 1020\text{А};$$

- 2) інтегральний орган з інтегрально-залежною витримкою часу, який забезпечує правильну роботу захисту при зміні струму зворотної послідовності і охолодженні ротора після усунення перевантаження

$$t_{\text{дон}} = \frac{A}{I_{\text{с.з.ІО}}^2}; \quad (3.24)$$

$$t_{\text{дон}} = \frac{8}{1,563^2} = 3,12\text{с};$$

- 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

$$I_{c.з.2I} = 0,4 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.25)$$

$$I_{c.з.2I} = 0,4 \cdot 10200 = 4080A;$$

- 4) орган “відсічка II” спрацьовує без витримки часу і передбачається для резервування швидкодіючих захистів ТГ з незалежною витримкою часу, і утворюється виносним реле часу

$$I_{c.з.2II} = I_2^{(2)} / k_{ч}; \quad (3.26)$$

$$I_{c.з.2II} = 26142 / 1,2 = 21785,5;$$

- 5) сигнальний орган спрацьовує без витримки часу і передбачається для фіксації з незалежною витримкою часу недопустимого несиметричного навантаження генератора

$$I_{c.з.2сиг} = 0,05 \cdot I_{г.ном}; \quad (3.27)$$

$$I_{c.з.2сиг} = 0,05 \cdot 10200 = 510A.$$

### 3.13 Захист ротора від перевантаження струмом збудження

Застосовується МСЗ з незалежною витримкою часу, виконується за допомогою реле РТВК з  $K_B = 0,99$ . Струм спрацювання захисту

$$I_{сз} = \frac{K_{відс}}{K_B} \cdot I_{г.ном}; \quad (3.28)$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,99} \cdot 10200 = 10818,2A;$$

Час спрацювання захисту узгоджується з захистом, який діє на відключення.

### 3.14 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

$$I_{с.з.СОперв} = 1,05 \cdot I_{пот.ном}; \quad (3.29)$$

$$I_{с.з.СОперв} = 1,05 \cdot 3050 = 3202A$$

- 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

$$I_{с.з.ПОперв} = 1,1 \cdot 3050 = 3355A.$$

- 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.

3.15 Тимчасовий додатковий захист ротора від перевантаження струмом збудження при його роботі з резервним збудником

Застосовується максимальний захист напруги з незалежною витримкою часу. Первинна напруга спрацювання захисту:

$$U_{с.з.} = 1,5I_{пот.ном}R_{пот}; \quad (3.30)$$

$$U_{с.з.} = 1,5 \cdot 3050 \cdot 0,1145 = 523,9B; t_{с.з.} = 20с.$$

### 3.16 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  $80^\circ$  розташовується в третьому квадранті під кутом  $260^\circ$ .

Діаметр кола характеристики приймаємо рівним  $1,1 \cdot x_{d*} = 1,1 \cdot 2,19 = 2,409$  із зміщенням  $0,4 \cdot x'_{d*} = 0,4 \cdot 0,3 = 0,12$ . При цих параметрах забезпечується відстройка захисту від нормального режиму, режиму недозбудження та від асинхронного режиму в енергосистемі. Час спрацювання захисту  $t_{с.з.} = 1 \dots 2с$ .

Захист приводиться в дію після появи струму в статорі генератора з витримкою часу, яка забезпечує режим самосинхронізації.

### 3.17 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 скидання навантаження. В якості пускового органа використовується реле напруги типу РН-58/200 з високим коефіцієнтом возврату ( $\approx 0,9$ ). 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:

$$U_{c.z.} = 1,2 \cdot U_{z.ном.}; \quad (3.31)$$

$$U_{c.z.} = 1,2 \cdot 20000 = 24000B;$$

$$U_{c.p.} = \frac{U_{c.z.}}{n_n}; \quad (3.32)$$

$$U_{c.p.} = \frac{24000}{200} = 120B;$$

Струм спрацювання блокуючого реле:

$$I_{c.z.} = 0,1 \cdot I_{z.ном} = 0,1 \cdot 10200 = 1020A;$$

$$I_{c.p.} = 1020 \cdot \frac{1}{2000} = 0,51A;$$

Витримка часу  $t_{c.z.} \approx 3c.$

### 3.18 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.

3.19 Захист від всіх видів КЗ в обмотках трансформатора, на його виводах, ошиновці ВН та від міжфазних КЗ в обмотці статора турбогенератора

Застосовуємо загальний повздовжній диференційний струмовий захист з реле типу ДЗТ-21, що виконується трифазною на всіх сторонах та трирелейною для підвищення чутливості і надійності. Струм спрацювання захисту:

$$I_{номВН} = \frac{I_{номГ}}{K_{БТ}}; \quad (3.32)$$

$$I_{номВН} \frac{10200}{10,5} = 971,4A;$$

$$I_{c.z.} = 0,3 \cdot I_{номВН}; \quad (3.33)$$

$$I_{c.z.} = 0,3 \cdot 587,9 = 176,4A;$$

Коефіцієнт чутливості:



$$K_{\psi}^{(3)} = I_{\kappa \min}^{(3)} / I_{c.з.} = 0,87 \cdot I_{\kappa \max BH}^{(3)} / I_{c.з.}; \quad (3.34)$$

$$K_{\psi}^{(3)} = \frac{0,87 \cdot 2,36 \cdot 10200}{10,5 \cdot 176,4} = 11,31 > 2;$$

### 3.20 Захист від замкнень всередині кожуха трансформатора

Встановлюємо газовий захист з двома ступенями дії з реле РЗТ-80.

3.21 Захист від зовнішніх КЗ на землю в колі із заземленими нейтраллями при роботі трансформатора із заземленою нейтраллю

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 РСТ-11 та реле часу. Реле струму вмикають на струм нейтралі трансформатора блока.

Уставка I комплекта:

$$I_{c.з.I} = I_{номBH} / K_H; \quad (3.35)$$

$$I_{c.з.I} = 587,9 / 1,5 = 391,9 \text{ A};$$

$$I_{c.p.I} = \frac{I_{c.з.I}}{\eta_{T1}}; \quad (3.36)$$

$$I_{c.p.I} = \frac{391,9}{1000/5} = 1,96 \text{ A}.$$

Установка II комплекта:

- за умови забезпечення надійного спрацювання при неповнофазному вимиканні блоку при мінімальному навантаженні:

$$I_{c.з.II} = 0,4 \cdot I_{номBH} / K_{\psi}; \quad (3.37)$$

$$I_{c.з.II} = 0,4 \cdot 587,9 / 1,2 = 195,97 \text{ A};$$

$$I_{c.p.II} = \frac{195,97}{200} = 0,98 \text{ A};$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$K_q = \frac{0,87 \cdot I_{П.О}^{(3)} \cdot I_{Г.НОМ}}{K_{БТ} \cdot I_{сзI}}; \quad (3.38)$$

$$K_q = \frac{10200 \cdot 0,87 \cdot 2,36}{10,5 \cdot 391,9} = 5,1 > 1,2.$$

Витримка часу ділення:

- за умови узгодження з резервними захистами елементів, які приєднані до шин високої напруги:

$$t_{сз.діл} = t_{сз.ел.мак} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1с;$$

- за умови узгодження з захистом, який діє з прискоренням:

$$t_{сз.діл} = t_{сз.прс.} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6с.$$

Приймаємо  $t_{сз.діл} = 1с$ .

Витримка часу першої ступені комплекту II:

$$t_{сз.I} = t_{сз.діл} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5с$$

Витримка часу другої ступені комплекту II:

$$t_{сз.2} = t_{сз.I} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2с$$

## 4. ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ РОБОТИ ГЕНЕРАТОРІВ

### 4.1. Поняття статичної та динамічної стійкості

Аварії, що пов'язані з порушенням стійкості паралельної роботи у потужних енергосистемах зазвичай викликають порушення електропостачання великих районів та міст. Ліквідація таких аварій та відновлення нормальних умов роботи електричних систем пов'язані з великими труднощами і вимагають багато часу та людських ресурсів. Не дивлячись на незначну кількість аварій, що викликають порушення стійкості, максимальний аварійний недовідпуск енергії зумовлений саме ними. Суть полягає в тому, що поява подібної аварії на одній станції викликає ланцюгову реакцію у всій системі:

Якщо припустити, що система (С) має нескінченну потужність, тоді можна вважати, що станції працюють майже окремо. Якщо система має невеликий запас потужності (менший ніж потужність станції 1 (Ст1)), то вихід з синхронізму Ст1 (після чого автоматично відбувається її відключення) призводить до дефіциту потужності в системі, тобто без автоматики з синхронізму виходить друга станція і так далі, доки не відпрацює протиаварійна автоматика.

Тяжкі наслідки таких аварій є причиною приділення значної уваги питанням збільшення стійкості як під час проектування електричних станцій та мереж, так і при їх експлуатації. Питанню забезпечення стійкості підпорядковані задачі розробки схем комутацій, режимів роботи і параметрів обладнання електричних систем. У відповідності з цим у системах використовують швидкодіючі вимикачі, особливий, швидкісний релейний захист, системи автоматичного регулювання збудження, системи протиаварійної автоматики.

Велике значення має проблема стійкості для передачі електричної енергії на великі відстані. Можна стверджувати, що стійкість систем є одним з основних факторів, що обмежують пропускну здатність електропередач змінного струму великої довжини.

Таким чином питання стійкості є важливим як для експлуатації електричних станцій, так і для систем в цілому.

### ***Поняття статичної стійкості***

Статична стійкість – це властивість системи повертатися до вихідного режиму після розбалансу внаслідок невеликих збурень.

Розглянемо найпростішу систему, що працює на шини системи нескінченної потужності:

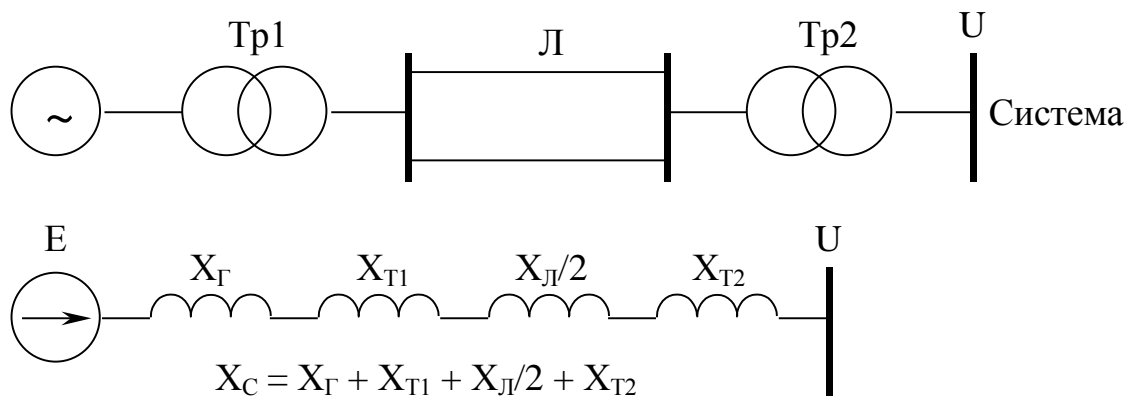


Рисунок 4.1- Система нескінченної потужності

Якщо побудувати векторну діаграму струмів і напруг у системі, то

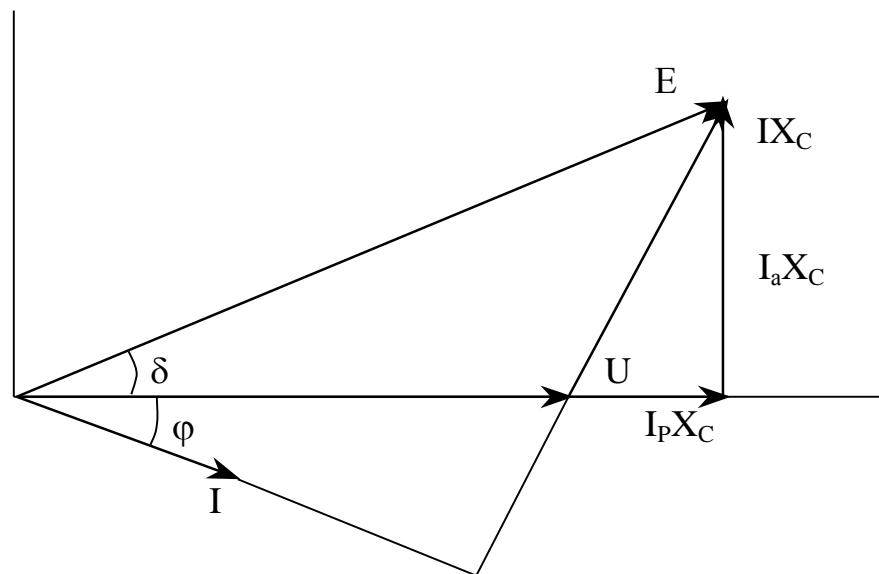


Рисунок 4.2- Векторна діаграма для системи нескінченної потужності

$$I_a X_C = E \cdot \sin \delta$$

Якщо помножити обидві частини на  $U/X_C$  та перетворити, то отримаємо класичне рівняння відданої потужності електростанції:

$$P = \frac{EU}{X_C} \sin \delta,$$

де  $P$  – активна потужність, що віддається генератором у систему.

Якщо  $E$  та  $U$  – постійні величини, то потужність, що віддається з шин станції, визначається лише зміною кута  $\delta$ .

Зміна потужності, що віддається з шин генератора, регулюється впливом на регулювальні органи турбіни (головний регулятор відкриває або закриває клапан впуску пари у турбіну). Таким чином, додаткове відкривання клапанів або направляючого апарату гідротурбін викликає розбаланс потужностей генератора та турбіни, що викликає прискорення руху системи в цілому. При цьому ротор прискорюється, за рахунок чого збільшується розбіжність між  $U$  та  $E$ ; кут  $\delta$  збільшується. А збільшення кута викликає збільшення електричної потужності до тих пір, доки вона не зрівняється з  $P_0$ .

Для такої системи межа відданої потужності відповідає точці 3

$$P_m = \frac{EU}{X_C},$$

де  $P_m$  – ідеальна межа потужності найпростішої системи.

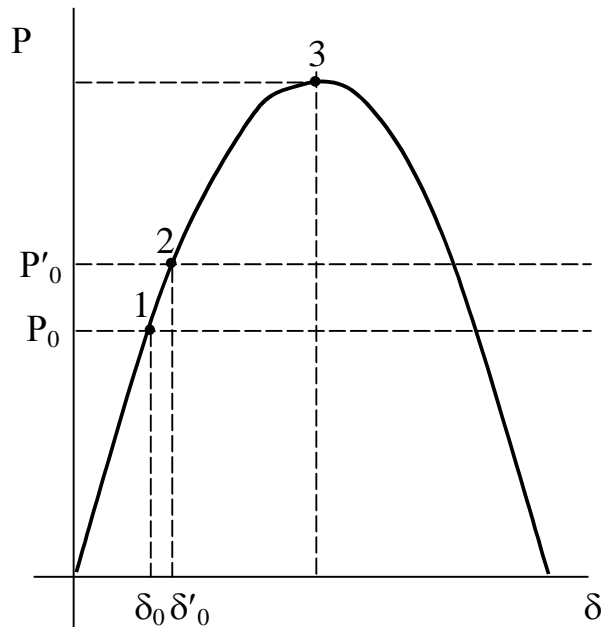


Рисунок 4.3- Хвильова діаграма для системи нескінченної потужності

Статично стійкі режими роботи відповідають зростаючій вітці характеристики потужності, оскільки саме на ній збільшення кута  $\delta$  викликає збільшення потужності, що віддана генератором і додатковий гальмівний момент з боку турбіни. На спадаючій характеристиці збільшення кута між  $E$  та  $U$  викликає зменшення потужності і, таким чином, додаткове прискорення системи генератор–турбіна, за рахунок чого генератор втрачає синхронізм. Таким чином для забезпечення стійкості зміна кута  $\delta$  та відповідна зміна  $P$  повинні мати однаковий знак.

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \quad \text{або} \quad \frac{dP}{d\delta} > 0$$

Співвідношення  $\frac{dP}{d\delta} = 0$  – межа статичної стійкості ЕС.

## Поняття динамічної стійкості

Динамічна стійкість – це властивість системи зберігати стійкість (синхронну роботу) під впливом великих збурень.

Той факт, що система є статично стійкою, ще не означає, що вона забезпечує динамічну стійкість. Великі збудження (к.з., обрив або відключення ЛЕП, накид навантаження, відключення станцій, розділення підсистеми тощо) можуть таким чином вплинути на характеристику переданої потужності, що відносний кут  $\delta$  зміститься у зону закритичних кутів і станція випаде з синхронізму.

Для найпростішого випадку, тобто випадку коли електрична станція працює на шини системи нескінченної потужності перехідний процес, пов'язаний з деяким великим збудженням, може бути описаний наступним чином. У вихідному стані характеристика потужності генератора

$$P = \frac{EU}{X_C} \sin \delta$$

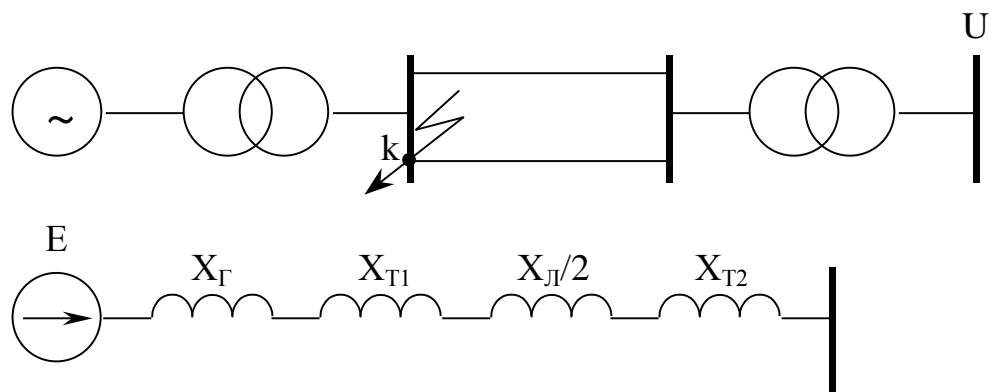


Рисунок 4.4- КЗ в системі нескінченної потужності

Нехай у точці  $k$  відбулося к.з. Тоді схема заміщення системи дещо зміниться:

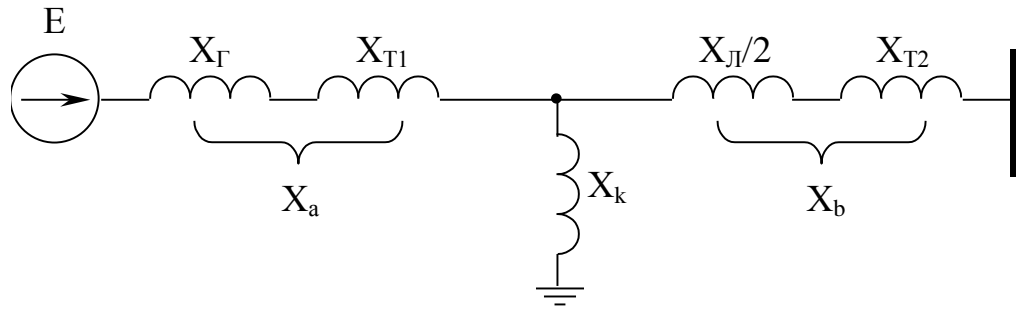
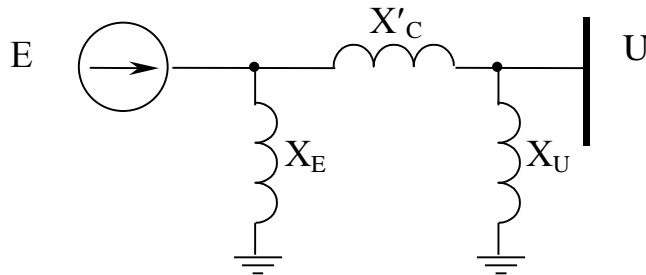


Рисунок 4.5- Заступна схема

Очевидно, що при цьому зміниться і характеристика потужності генератора. Вважаючи  $E$  та  $U$  незмінними, вплив на неї здійснює лише нове значення опору  $X_C'$ . Для того, щоб його знайти, перетворимо зірку  $X_a, X_b, X_k$  на трикутник:



$$\left. \begin{aligned} X_C' &= X_a + X_b + \frac{X_a X_b}{X_k} \\ X_E &= X_a + X_k + \frac{X_a X_k}{X_b} \\ X_U &= X_b + X_k + \frac{X_b X_k}{X_a} \end{aligned} \right\}$$

Очевидно, що опори  $X_E$  та  $X_U$  ніяк не впливають на характеристику передачі потужності генератором у систему. Тоді характеристика потужності у аварійному режимі матиме вигляд:

$$P^I = \frac{EU}{X_C'} \sin \delta ,$$



$$X_C' = X_C + \frac{(X_{\Gamma} + X_{T1}) \left( \frac{X_{Л}}{2} + X_{T2} \right)}{X_k}$$

де

Значення  $X_C'$  завжди більше  $X_C$ , тому максимум аварійної характеристики буде дещо нижче.

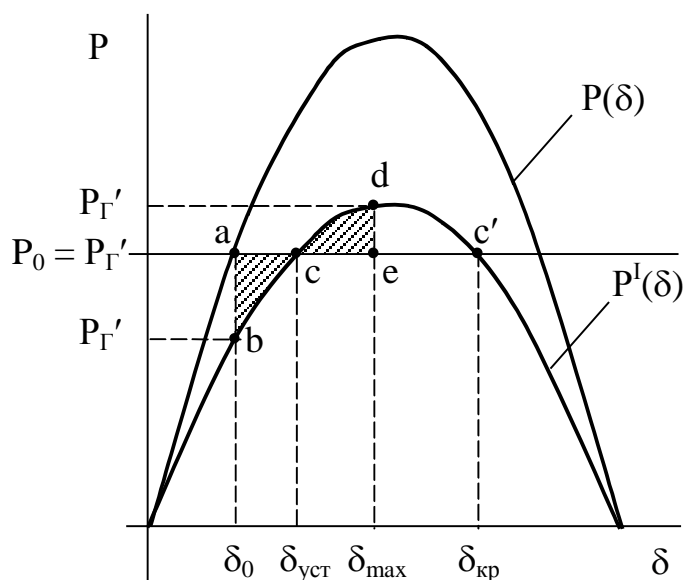


Рисунок 4.6- Хвильова діаграма

У момент к.з. у зв'язку зі зміною параметрів системи маємо перехід на нову робочу характеристику. Потужність турбіни лишається такою ж і за рахунок розбалансу потужностей маємо прискорене обертання ротора. У точці c потужність вирівнюється і розбаланс пропадає, але ротор накопив кінетичну енергію, яку і використовує на подальше відносне переміщення вектора E до кута  $\delta_m$ . Знову розбаланс, але від'ємний і ротор починає зменшувати відносну швидкість обертання. Після кількох хитань швидкість обертання ротора встановлюється і буде відповідати точці c.

Разом з тим, якщо за рахунок відносного руху ротора кут між E та U стане більше  $\delta_{кр}$ , то замість гальмівного моменту на нього буде впливати прискорювальний і система вийде з синхронізму.

Фізичний зміст площі  $f_{abc}$  та  $f_{cde}$  – це робота, яка виконана за рахунок небалансу потужностей і спочатку прискорює, а потім гальмує ротор у його відносному русі

$$A_{\text{пр}} = f_{abc} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{уст}}} (P_0 - P_m^I \sin \delta) d\delta \quad ; \quad A_{\text{гальм}} = f_{cde} = \int_{\delta_{\text{уст}}}^{\delta_m} (P_0 - P_m^I \sin \delta) d\delta .$$

Для визначення максимального кута відхилення ротора достатньо прирівняти  $A_{\text{пр}}$  та  $A_{\text{гальм}}$  і розв'язати отримане рівняння відносно  $\delta_m$ .

Запасом динамічної стійкості  $k_d$  є відношення площі можливого гальмування до площі прискорення

$$k_d = \frac{f_{cdc'}}{f_{abc}} .$$

Для забезпечення динамічної стійкості аварійні системи мережі відключають за допомогою засобів релейного захисту.

## 4.2. Параметри генераторів та проблема стійкості

### *Індуктивний опір*

У сучасних ЕЕС, генератори яких оснащені АРЗ, що не мають зони нечутливості, до параметрів, що впливають на стійкість, слід віднести перехідний індуктивний опір  $x'_d$ , що визначається розсіюванням обмоток статора та ротора.

У турбогенераторів розсіювання ротора незначне і перехідний індуктивний опір складає зазвичай 20 – 25%, збільшуючись для машин дуже великих потужностей. У явнополюсних машин цей опір значно більший, у гідрогенераторів – 35%, а у синхронних компенсаторів – 40% і більше. Оскільки

перехідний індуктивний опір є опором розсіювання, його зменшення пов'язане з великими труднощами. Так, зменшення вдвічі опору  $x'_d$  призводить до підвищення вартості машини на 50%.

Значення перехідного індуктивного опору не є визначальним у опорі зв'язку станції з системою, тому зміна цього опору лише у незначній мірі впливає на динамічну стійкість. Те ж саме стосується статичної стійкості генераторів з АРЗ пропорційної дії.

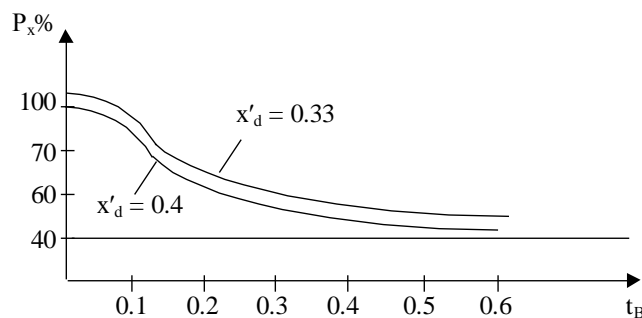


Рисунок 4.7- Вплив перехідного індуктивного опору

Статична стійкість генераторів з АРЗ сильної дії від опору генераторів взагалі не залежить. Однак незалежно від типу регулятора опір генераторів впливає на параметри АРЗ, за яких забезпечується стійка робота ЕЕС у заданих межах потужності.

### ***Постійна інерції***

Істотним параметром з точки зору динамічної стійкості є момент інерції  $GD^2/4$ , або пропорційна йому постійна інерції  $T_J$ .

Якщо розглянути станцію, що працює на шини з постійною напругою, то граничне значення кута відключення  $\delta_B$  не залежить від  $T_J$ , але граничний час відключення  $t_B$  за даного граничного кута  $\delta_B$  є тим більше, чим більше постійна  $T_J$ . Початкове прискорення ротора  $\alpha$  за даного небалансу потужності  $\Delta P$

$$\alpha = \Delta P / T_J.$$

Таким чином збільшення постійної інерції зменшує відносне прискорення ротора  $i$ , відповідно, збільшує час  $t_B$ , протягом якого досягається кут  $\delta_B$ . Збільшення  $T_J$  за даного  $t_B$  дозволяє відключити к.з. за менших значень кута ротора генератора, що збільшує гранично допустиме значення потужності, що передається.

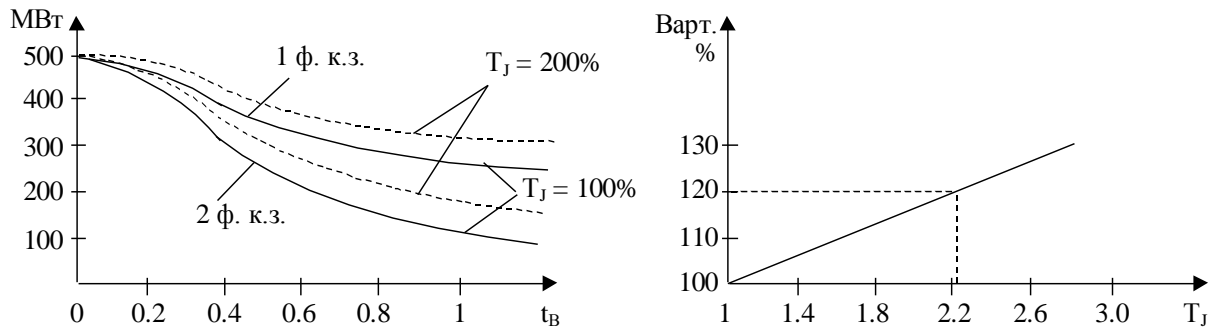


Рисунок 4.8- Вплив постійної інерції турбогенератора

Разом з тим збільшення постійної інерції турбогенератора вдвічі порівняно з нормальним значенням підвищує вартість лише біля 20%.

### ***Вплив форсування збудження на динамічну стійкість ЕЕС***

Пристрій форсування збудження (ФЗ) або регулятор напруги реагує на зниження напруги при к.з., різко зменшує опір кола збудження і напруга збудника починає збільшуватися, що зменшує міру затухання е.р.с. за перехідним індуктивним опором  $E'_q$ , а деколи призводить до її збільшення. Збільшення е.р.с. призводить до пропорційного підвищення амплітуди характеристики потужності і динамічна стійкість підвищується.

Вплив ФЗ на динамічну стійкість залежить від швидкості зростання напруги збудника. Напруга насиченого машинного збудника з незалежним збудженням зростає за експонентою:

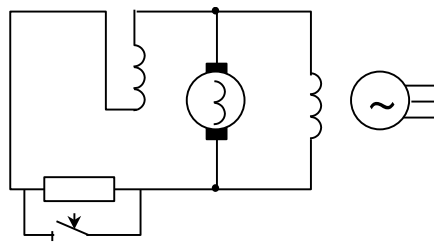
$$u_f = u_{f\infty} - \Delta U_f e^{-t/T_c}, \quad (1)$$

де  $u_{f\infty} = u_{f0} + \Delta U_f$  – максимум напруги збудника, тобто максимальне значення, що досягається за закороченого резистору у колі збудження;  $T_C$  – постійна часу обмотки збудження збудника.

З виразу (1) швидкість зростання напруги збудника:

$$v = (du_f / dt)_{t=0} = \Delta u_f / T_C.$$

Таким чином для збільшення швидкості підйому напруги збудника слід підвищувати максимум напруги збудника  $u_{f\infty}$  та зменшувати постійну часу  $T_C$ .



Якщо збудник генератора виконаний за схемою самозбудження, то за інших рівних умов швидкість зростання напруги  $v$  для нього нижча. Це відбувається за рахунок того, що у перший момент часу до обмотки збудження збудника прикладається напруга  $u_f$ , а не  $u_{f\infty}$ , як для незалежного збудника. За рахунок цього характеристики напруги збудників мають наступний вигляд.

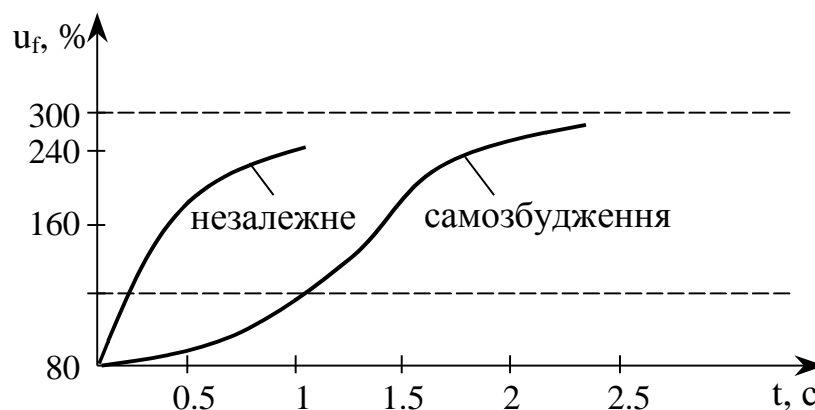


Рисунок 4.9- Зростання напруги збудження

Повільне зростання напруги збудження  $u_f$  для самозбудження зумовлене значно меншим стрибком напруги  $\Delta u_f$  в перший момент часу. В кінцевому випадку напруга збудження для обох випадків досягає  $u_{f\infty}$ , але для самозбудження це триває довше.

Ефективність збудників характеризують середньою швидкістю зростання напруги за 0.5 с, віднесеною до нормальної напруги збудника  $u_{fном}$ . При цьому під середньою швидкістю розуміють відносне значення  $t_f$  нахилу прямої  $ob$ , що обмежує для проміжку часу 0.5 с ту ж площу, що і дійсна крива зростання напруги  $v_{cp} = ab/0.5 \cdot u_{fном}$ .

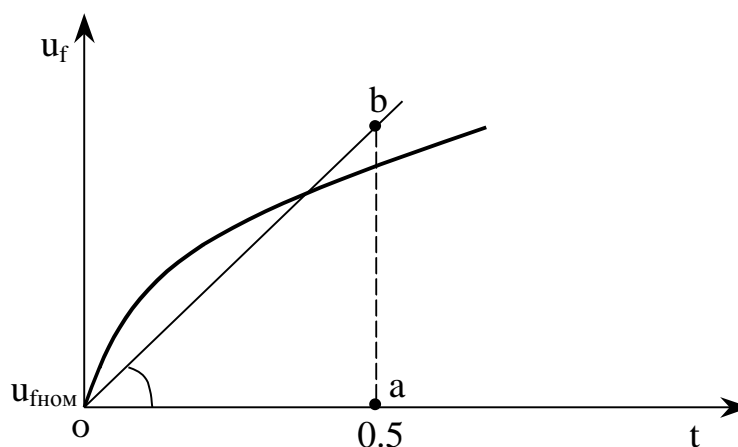


Рисунок 4.10- Зростання напруги незалежного збудника

Оскільки швидкість наростання напруги  $v$  для незалежного збудника істотно вища, то такий тип збудників можна розглядати як засіб підвищення стійкості. Практично це вимагає встановлення додаткового підзбудника. Підвищити швидкість зростання напруги  $v$  можна також за рахунок збільшення частоти обертання збудників, що дозволяє зменшити магнітний потік збудників. При цьому зменшується індуктивність  $L_C$  обмотки збудження збудника, а разом з нею постійна часу  $T_C$ . Таким чином характеристики напруги  $u_f$  для різних частот обертання мають наступний вигляд.

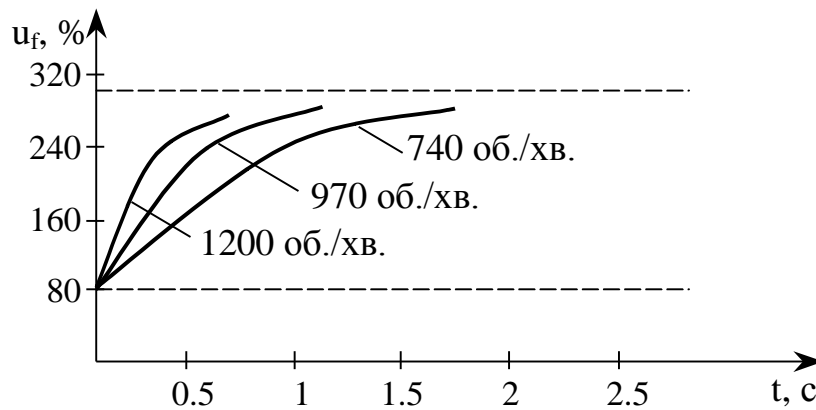


Рисунок 4.11- Характеристики напруги  $u_f$  для різних частот обертання

Швидкісні збудники обов'язково повинні мати високу максимальну напругу збудження, оскільки навіть при великих початкових швидкостях підйому напруги середня швидкість за 0.5 с не може бути істотною за низький  $u_{f\infty}$ .

За малої тривалості к.з. вплив швидкісного форсування збудження на динамічну стійкість неістотний, оскільки навіть за швидкого зростання напруги  $u_f$  струм  $i_f$ , який власне впливає на е.р.с., значно відстає від напруги. Постійна часу  $T'_d$  потужних генераторів складає 1.5 – 2 с, що додатково обмежує зростання е.р.с.  $E'_q$  під впливом швидкого збудження. Таким чином вплив швидкісних збудників є істотним. Якщо к.з. триває 1.5 – 2 с, але реально релейний захист відключає к.з. протягом десятих долей секунди.

Таким чином вплив швидкісного ФЗ на динамічну стійкість за достатньо швидкого відключення к.з. невеликий. Але для віддалених ЕС, коли проблема стійкості дуже гостра, підвищення характеристики потужності за рахунок швидкісних ФЗ дозволяє отримати додатковий запас стійкості.

Разом з тим форсування збудження є істотним заходом підвищення стійкості навантаження (асинхронних двигунів). Мається на увазі наступне. За появи к.з. напруга на шинах споживачів знижується і механічна потужність асинхронних двигунів зменшується. По відключенню к.з. в залежності від ковзання, яке маємо на момент відключення, двигун може або вийти на новий робочий режим, або, поступово зменшуючи оберти, зупинитися, що

еквівалентно його роботі в режимі к.з. У такому разі збільшення струмів викликає додаткове падіння напруги на шинах споживачів зі зниженням механічної характеристики двигунів.

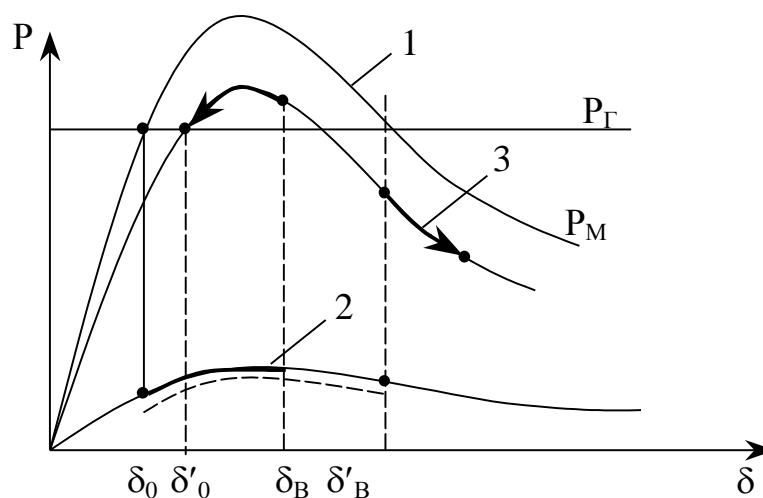


Рисунок 4.11 – Хвильова діаграма

Цей процес триває значно довше ніж відключення к.з., тому вплив ФЗ на його протікання доволі істотний. Збільшення е.р.с. генератора в кінцевому випадку підвищує напругу на шинах споживачів, за рахунок чого асинхронні двигуни мають вищу механічну характеристику. Таким чином зменшується ймовірність їх зупинки.

### ***Автоматичні регулятори збудження***

Ефективність АРЗ з точки зору статичної стійкості дуже велика. Їх використання істотно збільшує максимум характеристики потужності генераторів. Регулятори відновлюють напругу, чим можуть значно збільшити міру стійкості як генераторів, так і вузлів навантаження у післяаварійних режимах, після відключення окремих зв'язків тощо. Навіть за допомогою досить недосконалих регуляторів, що мають зону нечутливості, можна досягти значного збільшення граничної потужності (характеристика  $U_G = \text{const}$  при  $S_{кр} = 90^\circ$ ). Регулятори, що не мають зони нечутливості, дозволяють ще більше підвищити



граничну потужність за рахунок можливості роботи системи у зоні закритичних кутів.

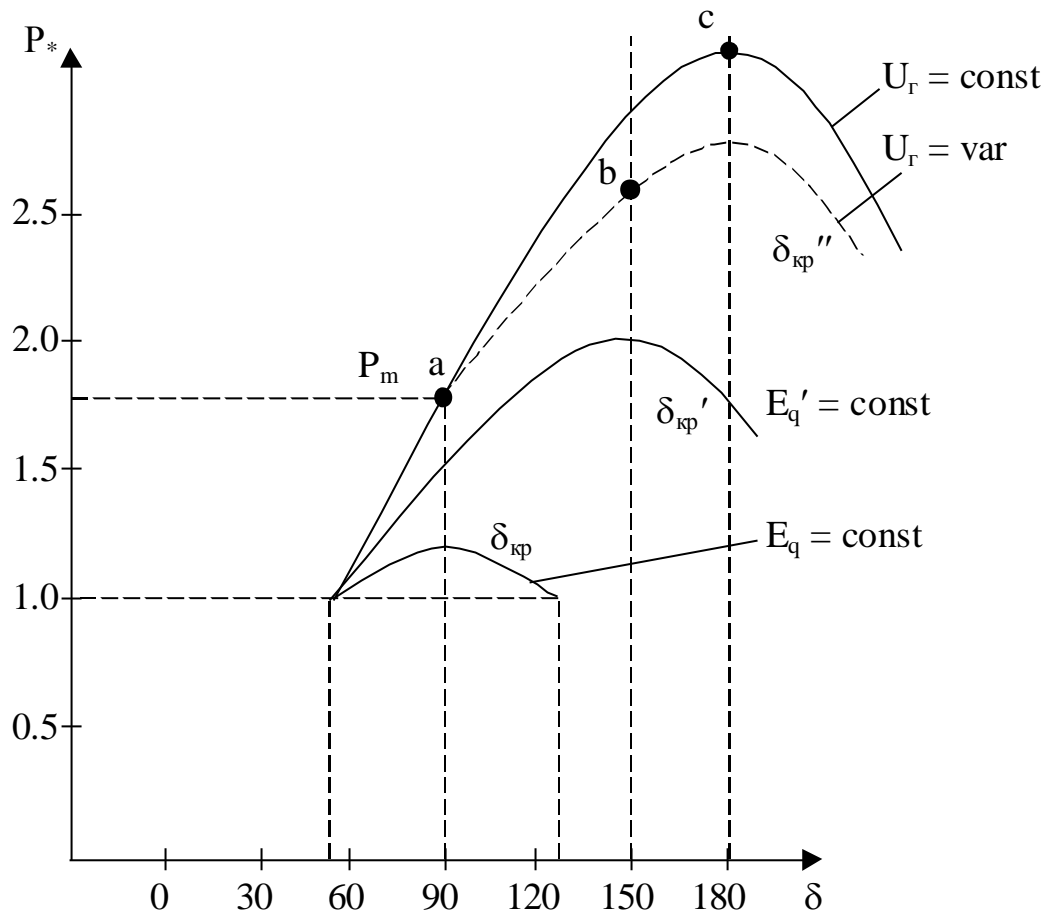


Рисунок 4.12 – Хвильова діаграма критичних кутів

Регулятори пропорційного типу для роботи у схемах генераторів ЕЕС повинні мати статичну регулювальну характеристику та зону нечутливості. Це призводить до того, що регулятор повністю не відновлює напругу генератора у відповідності зі змінами режиму, а залишає деяку зміну, тим більшу, чим більше коефіцієнт статизму регулятора.

Можна вважати, що такий регулятор підтримує постійну е.р.с. за деякою (невеликою) частиною індуктивного опору генератора. Це призводить до деякого зниження характеристики потужності генератора порівняно з  $U_r = \text{const}$ .

Коефіцієнт статизму – міра реагування регулятора на зміни вхідного сигналу. Якщо коефіцієнт статизму дуже великий, то можна досягти умов  $E_q' = \text{const}$ . Однак значення амплітуди такої характеристики може бути навіть менше ніж внутрішня межа потужності. Це свідчить про необхідність зменшення коефіцієнту статизму регулятора. З іншого боку, якщо коефіцієнт статизму замалий, виникає можливість нестійкості самої системи регулювання.

Використання в системі регулювання протиколивних пристроїв у вигляді гнучких зворотних зв'язків дозволяє значно знизити коефіцієнт статизму з тим, щоб характеристика потужності генератора  $U_G = \text{var}$  у достатній мірі наблизилася до  $U_G = \text{const}$ . Однак граничний кут  $\delta_{кр}$  при цьому не може бути збільшений над  $\delta_{кр}'$  для характеристики  $E_q' = \text{const}$ . Це характерно для регуляторів пропорційної дії.

Використання у схемах регуляторів елементів, що реагують на похідні параметрів режиму (напруги, струму, кута  $\delta$ ), дозволяє здійснити стабілізацію режиму за мінімальних коефіцієнтів статизму і забезпечити стійкість режиму за кутів  $\delta_{кр} = \delta_{кр}''$ , що відповідають максимуму характеристики  $U_G = \text{const}$ . Такі регулятори – регулятори сильної дії – дозволяють значно розширити область кутів  $\delta$ , за яких можлива стійка робота системи. За рахунок малого коефіцієнту статизму граничні значення потужності визначаються з характеристики  $U_G = \text{const}$ .

Особливим випадком регулювання збудження є пристрої компаундування синхронних генераторів. У схемах компаундування використовується той факт, що зі збільшенням кута  $\delta$  завжди зростає струм статора. Додаткова е.р.с. генераторів з пристроями компаундування змінюється пропорційно струму статора і е.р.с. холостого ходу генератора:

$$E_q = E_{q0} + k \cdot I,$$

де  $k$  – коефіцієнт компаундування;  $E_{q0}$  – е.р.с. генератора коли струм статора дорівнює нулю,  $E_{q0}$  вибирається рівним номінальній напрузі генератора  $U_{\text{ном}}$ . Значення  $k$  вибирають із співвідношення:

$$E_{\text{qn}} = U_{\text{ном}} + k \cdot I_{\text{ном}}$$

де  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм статора;  $E_{\text{qn}}$  – значення е.р.с. за номінального навантаження.

За такого вибору параметрів маємо нормальне компаундування, яке крім збільшення статичної стійкості розв'язує і задачу автоматичного регулювання напруги генератора. У двох крайніх режимах х.х. та номінального навантаження забезпечується підтримка номінальної напруги. У проміжних точках постійна напруга не забезпечується, оскільки е.р.с. змінюється в залежності від модулю струму статора, а напруга залежить ще й від фази струму.

Для підтримки напруги генераторів у схеми компаундування вводяться додаткові пристрої керування, що мають велику постійну часу. Ці пристрої забезпечують додаткову зміну струму збудження генератора.

Відсутність у пристроїв компаундування зони нечутливості забезпечує стійку роботу генератора за кутів  $\delta > 90^\circ$ .

Завеликі коефіцієнти компаундування  $k$  можуть призводити до нестійкості регулятора.

### 4.3. Засоби підвищення стійкості

#### ***Швидке відключення коротких замикань***

Швидке відключення к.з. є засобом значного покращання стійкості електричної системи. Це пояснюється зменшенням часу прискорення генераторів. Формально зменшується площа прискорення і збільшується площа

можливого гальмування. У більшості випадків для заданого значення потужності  $P_0$  вдається підібрати такий кут  $\delta_{\text{відкл}}$ , щоб площа прискорення дорівнювала площі можливого гальмування. Цьому куту відповідає деякий час відключення, що є граничним для даної потужності  $P_0$ . Якщо  $P_0$  збільшити, то площа прискорення зросте, а площа можливого гальмування зменшиться і для досягнення межі стійкості час відключення необхідно зменшувати. Таким чином окремим значенням  $P_0$  відповідають граничні значення часу відключення. Так само певним значенням часу відключення відповідають граничні значення  $P_0$ . Значення граничної потужності залежить від параметрів зв'язку генератор – система, типу аварії, параметрів ЕС тощо. Наприклад, для ЕС, що з'єднана дволанцюговою лінією з системою:

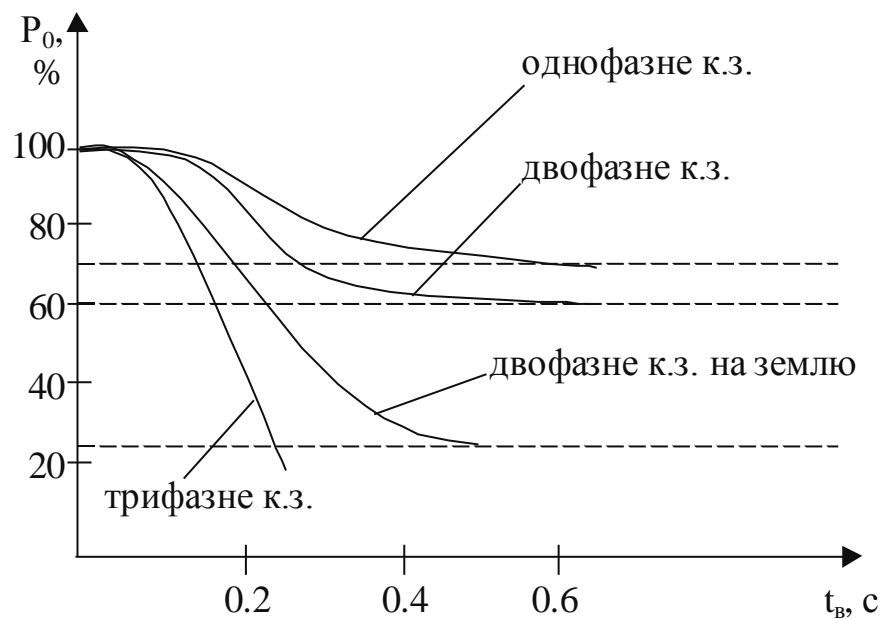


Рисунок 4.13 – Залежність граничної потужності від виду КЗ

З чого видно, що зменшення часу відключення різко підвищує граничне значення потужності  $P_0$  особливо для найбільш обтяжених КЗ.

Разом з тим міра обтяженості КЗ. залежить не тільки від виду, але і від схеми:

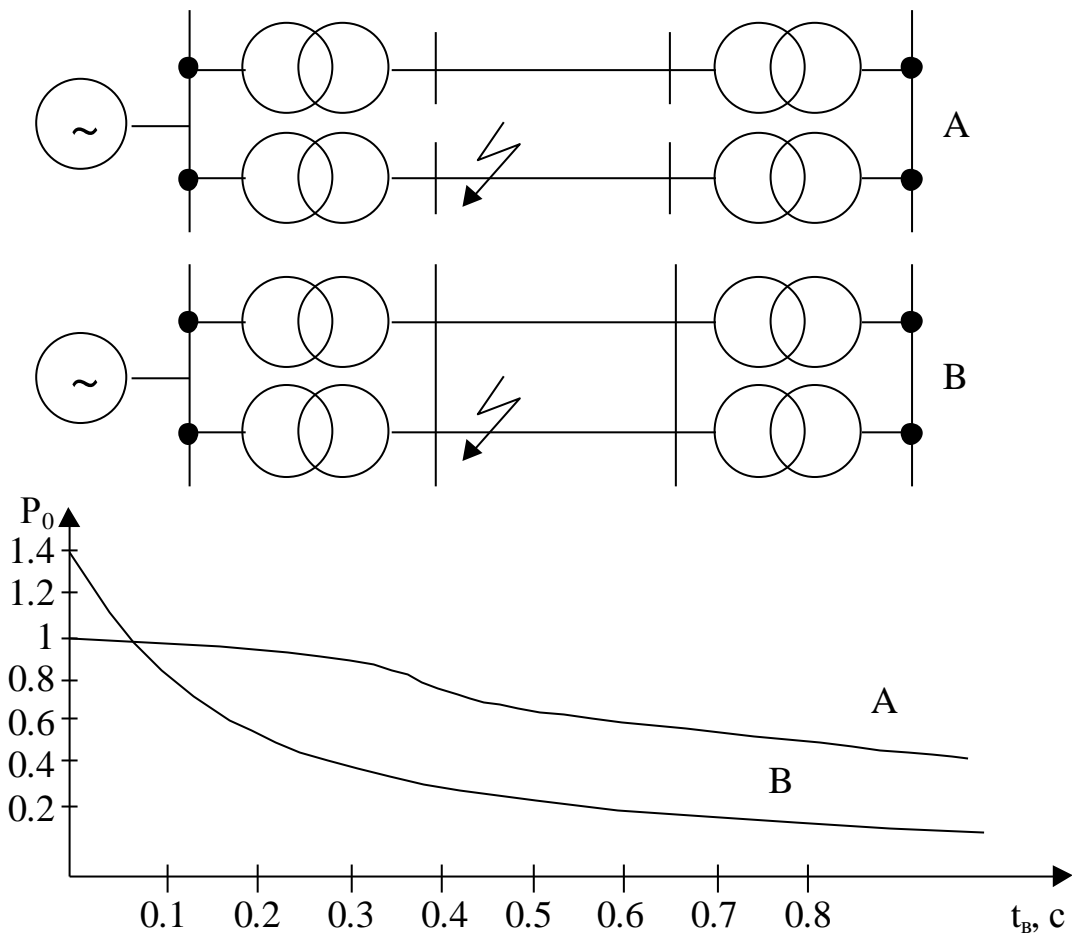


Рисунок 4.14 – Залежність граничної потужності від часу

У випадку В к.з. є більш обтяженим, оскільки струм к.з. протікає через два паралельних трансформатори, тому для даного варіанту зв'язку вплив часу відключення на граничну потужність більш суттєвий. У випадку А час майже не впливає на межу потужності, оскільки відключення пошкоджених ЛЕП виводить з роботи і трансформатор, і результуючий опір збільшується.

### ***Швидкодіючі вимикачі та захисти***

Зменшення тривалості к.з. доцільне не лише через прямий вплив на граничну потужність  $P_0$ . Негативні наслідки має процес розвитку к.з. (однофазне → двофазне → трифазне). Негативні наслідки для споживачів. Тому широке застосування знайшли швидкодіючі вимикачі та релейний захист.

Час спрацювання вимикача складається з часу спрацювання приводу та часу горіння дуги. Особливі складності виникли на шляху зниження другої складової. Найбільш вдалими є повітряні вимикачі (з вітчизняних потужних). Сучасний релейний захист (РЗ) та швидкісні вимикачі дозволяють відключити к.з. за час не більше 0.12 с., що є цілком достатнім для забезпечення стійкості.

Негативний ефект (зменшення часу відключення) викликає каскадне відключення ЛЕП, тобто неодноразове відключення з двох боків. За рахунок неодноразового відключення втрачається частина площі гальмування, причому тим більша, чим ближче к.з. до шин станції. Зазвичай ця частина незначна, але це все одно істотний недолік.

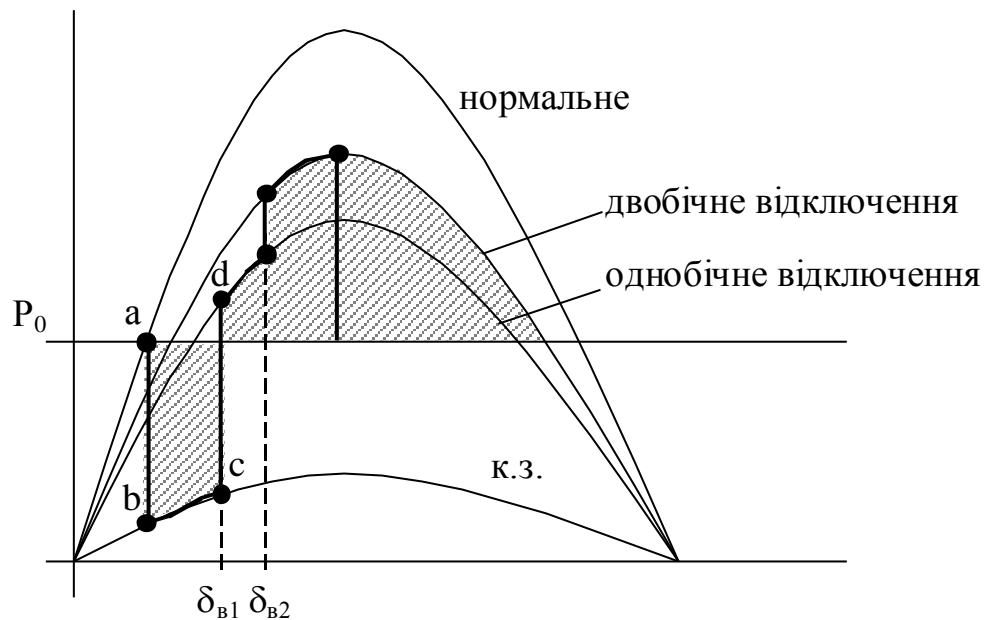


Рисунок 4.15 – Хвильова діаграма

Одною з проблем у роботі РЗА є явище качання генераторів. Це явище призводить до невідповідної та неселективної роботи РЗ. Характер зміни струмів та напруг ЕЕС під час качань генераторів, особливо під час втрати стійкості дуже схожий на к.з.

Із збільшенням кута  $\delta$  напруга у проміжних точках зв'язку генератора з системою істотно падає, а струм збільшується. Найменше значення напруги і

найбільший струм досягаються за кута  $\delta$  близького до  $180^\circ$ , коли вектори  $E$  і  $U$  у протифазі.

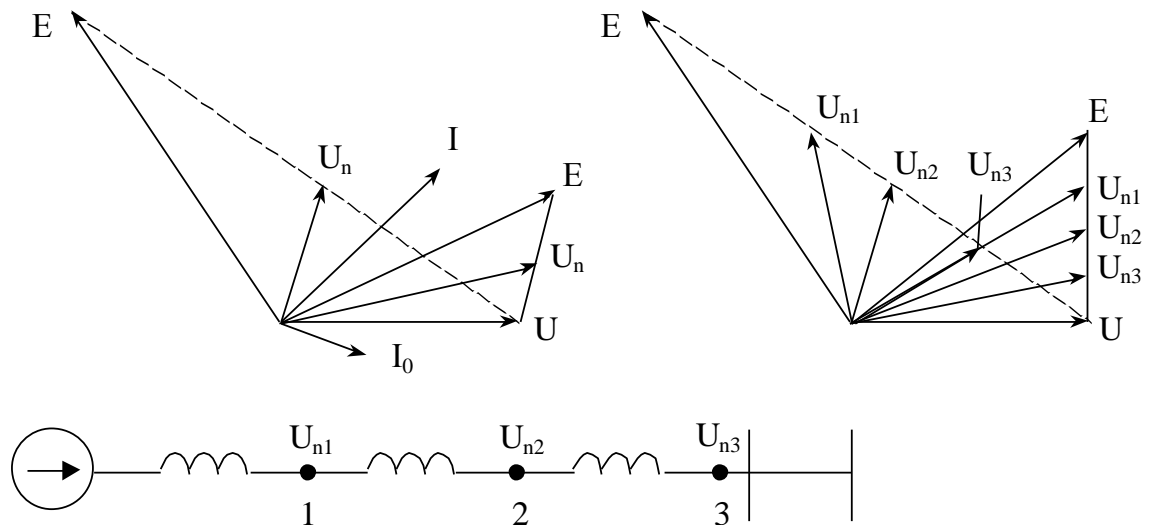


Рисунок 4.16 – Векторні діаграми зміни ЕРС

Міра зниження напруги у проміжній точці залежить від положення цієї точки.

Вузол, для якого за кута  $\delta = 180^\circ$  напруга дорівнює нулю, зветься електричним центром коливань електропередачі. Положення цього вузла визначається, якщо розділити опір передачі (включаючи генератор) у співвідношенні  $E/U$ . Оскільки напруга у цьому вузлі знижується до нуля, то такий режим роботи схожий на трифазне к.з., що і викликає невірне спрацювання РЗ. Для попередження невідповідної роботи РЗ вони оснащуються схемами блокування захисту при коливаннях.

### ***Ресинхронізація синхронної машини***

Досвід експлуатації показує, що часто генератор, що випав з синхронізму, можливо ресинхронізувати без його відключення, а іноді умови складаються так, що відбувається самостійна ресинхронізація синхронної машини (СМ) без втручання персоналу за рахунок роботи автоматичних регуляторів.

Явище самостійного відновлення синхронізму після порушення стійкості вихідного синхронного режиму називається результируючою стійкістю.

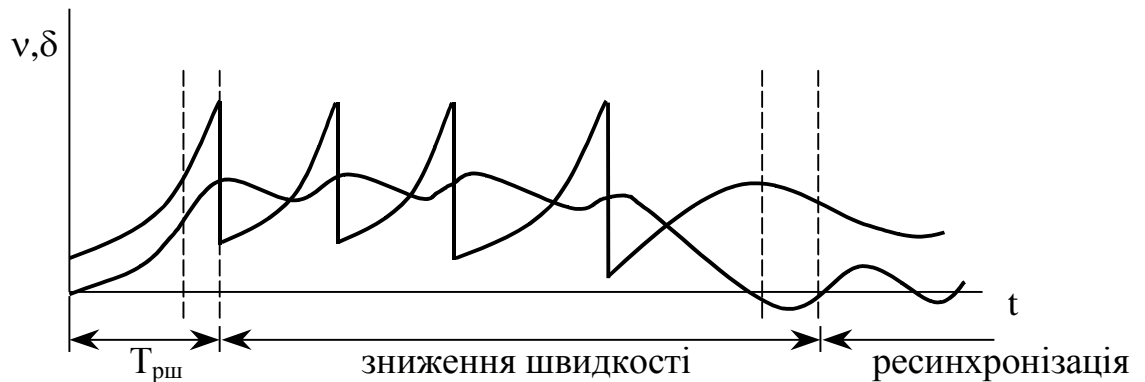


Рисунок 4.17 – Ресинхронізація

Спочатку через запізнення регулятора швидкості та інерційність приводу виконавчого механізму  $T_{рш}$  відносна швидкість  $v$  (ковзання  $s$ ) швидко зростає. Зміна ковзання має коливний характер за рахунок коливання асинхронної потужності СМ. Далі за рахунок зменшення подачі пари (або води) регуляторами швидкості середня швидкість  $v_{ср}$  починає зменшуватися. Оскільки амплітуда коливань  $v$  залишається майже незмінною, виникає можливість переходу  $v$  через “0”, тобто можливість синхронізації машини.

Таким чином необхідною умовою ресинхронізації СМ є перехід відносної швидкості  $v$  через “0” з наступним зменшенням кута  $\delta$ .

Якщо зменшення середньої швидкості за рахунок регуляторів швидкості є недостатнім для переходу  $v$  через “0”, то виникає стійкий асинхронний режим.

### ***Характеристики блока електростанції та проблема ресинхронізації СМ***

Необхідно встановити залежність середньої швидкості  $v_{ср}$  та амплітуди її коливань  $v_{min} \div v_{max}$  від параметрів блоку в асинхронному режимі.

Зміна потужності генератора в асинхронному режимі має коливний характер у відповідності зі зміною  $\delta$ . Амплітуда цих коливань тим вище, чим вище е.р.с. генератора. Потужність генератора в асинхронному режимі



складається з синхронної та асинхронної потужностей. Середнє значення синхронної потужності у стійкому асинхронному режимі близьке до “0”. Разом з тим асинхронна потужність може бути доволі істотною, особливо для турбогенераторів та гідроенераторів з демпферною обмоткою. Причому ця потужність залежить від ковзання  $s$  і збільшується при зростанні  $\delta$  (відносної швидкості).

З іншого боку швидкісний регулятор турбіни, реагуючи на збільшення частоти обертання, знижує подачу пари (води) і зменшує швидкість обертання. Повному зачиненню клапанів турбіни відповідає зміна відносної швидкості  $v = \sigma$  (коефіцієнт нерівномірності). В точці перетину встановлюється асинхронний режим з середньою потужністю  $P_a$  та середньою швидкістю  $v_{cp}$ .

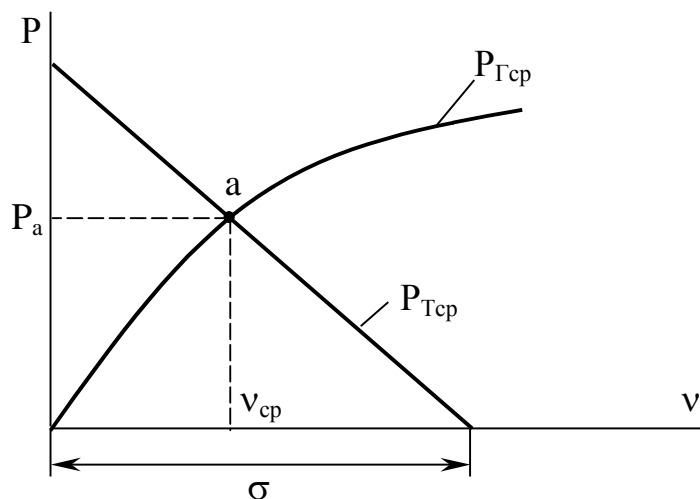


Рисунок 4.18 – Відносна середня швидкість  $v_{cp}$

На середнє значення  $P_a$  накладаються періодичні коливання синхронної потужності, а також знакозмінна асинхронна складова. Вони прискорюють та гальмують генератор. За рахунок цього і виникають коливання відносної швидкості навколо  $v_{cp}$ . За великої амплітуди коливань  $v$ , значення  $v_{min}$  може дійти до “0”, що викличе можливість ресинхронізації.

Таким чином можливість ресинхронізації досягається шляхом зменшення  $v_{cp}$  та збільшення амплітуди коливань  $v$ .

Амплітуда коливань  $\nu$  збільшується за умови збільшення амплітуди синхронної потужності, що в свою чергу залежить від е.р.с. генератора. Таким чином підвищене збудження є одним із заходів забезпечення ресинхронізації.

Середня швидкість  $\nu_{\text{ср}}$  машини в асинхронному режимі зменшується із зменшенням коефіцієнту нерівномірності регулятора турбіни  $\sigma$  та із збільшенням крутизни характеристики середньої асинхронної потужності.

Для гідрогенераторів без демпферних обмоток асинхронна потужність незначна, за рахунок чого  $\nu_{\text{ср}}$  настільки велика, що ресинхронізація не є можливою.

Таким чином наявність демпферних обмоток – засіб підвищення результуючої стійкості. Для турбогенераторів демпферна обмотка – масив сталі ротора.

Зменшення статизму регуляторів швидкості – засіб підвищення результуючої стійкості.

### ***Штучна ресинхронізація СМ***

Якщо середня швидкість  $\nu_{\text{ср}}$  за даної амплітуди коливань швидкості недостатня для переходу через “0”, то її можна зменшити за рахунок ручного або автоматичного регулювання частоти. Ці засоби впливають на синхронізаційний двигун, що в свою чергу впливає на натяг пружини регулятора швидкості турбіни. За рахунок цього статична характеристика  $P_T$  зміщується і  $\nu_{\text{ср}}$  зменшується. Вказаний захід дозволяє у будь-яких межах зменшити швидкість машини в асинхронному режимі з метою її подальшої ресинхронізації.

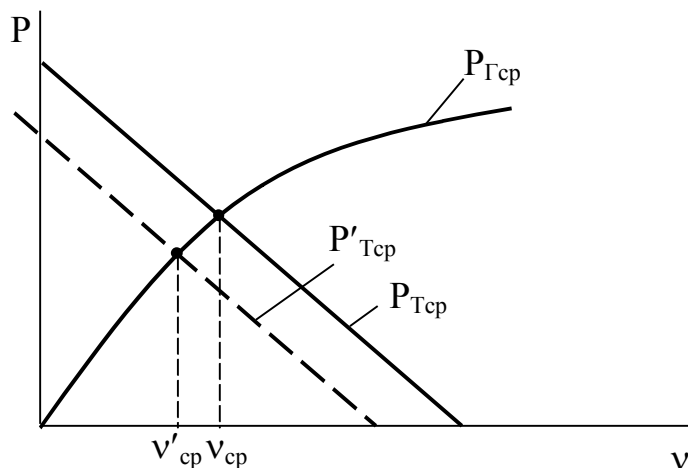


Рисунок 4.19 – Статична характеристика  $P_T$

### *Результуюча стійкість складних систем*

Під час порушення стійкості в складній системі проходження процесу ресинхронізації ускладнюється тим, що характеристики потужностей генераторів залежать від відносних швидкостей, а характеристики регуляторів турбін – від абсолютної швидкості кожної з машин.

Всі наведені засоби підвищення результуючої стійкості справедливі. Особлива увага приділяється мінімізації статизму  $\sigma$  регуляторів швидкості.

#### 4.4 Моделювання з використанням програмного комплексу ДАКАР

Визначаємо граничний часу тривалості к.з. на заданих шинах та граничну потужності генератора з визначенням налаштувань параметрів регуляторів генераторів електричних станцій на динамічну стійкість роботи заданого генератора.

Для структурної семи, що відповідає проектованій станції створюємо модель засобами програмного комплексу Дакар.

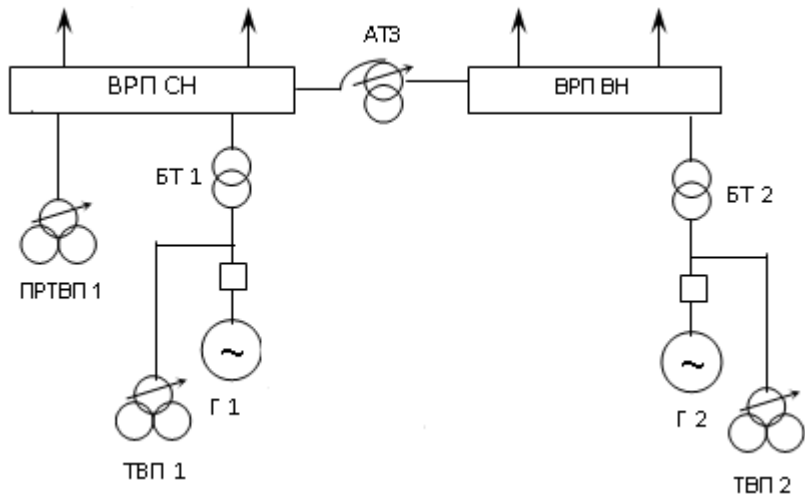


Рисунок 4.20 – Структурна схема станції

Схема моделі має наступний вигляд.

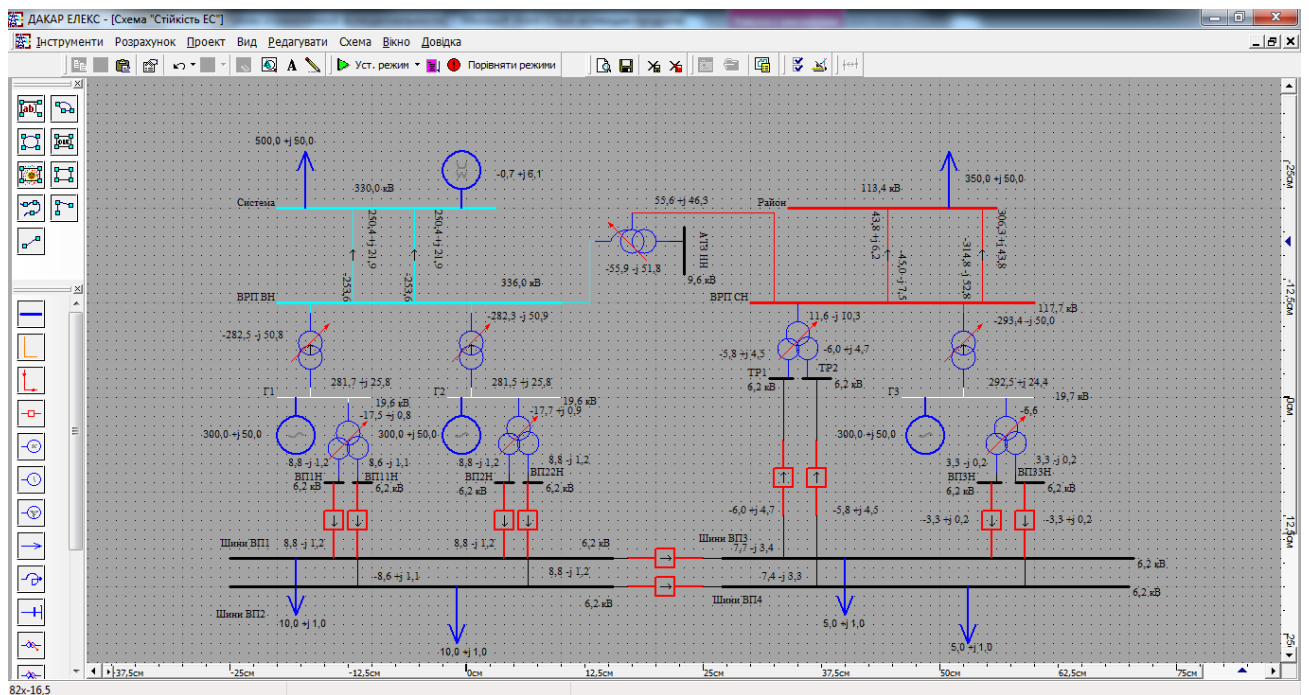
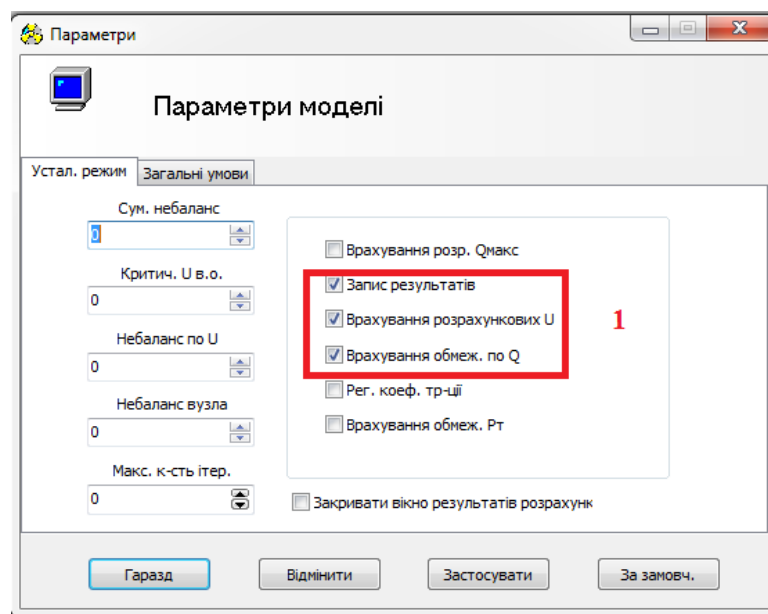
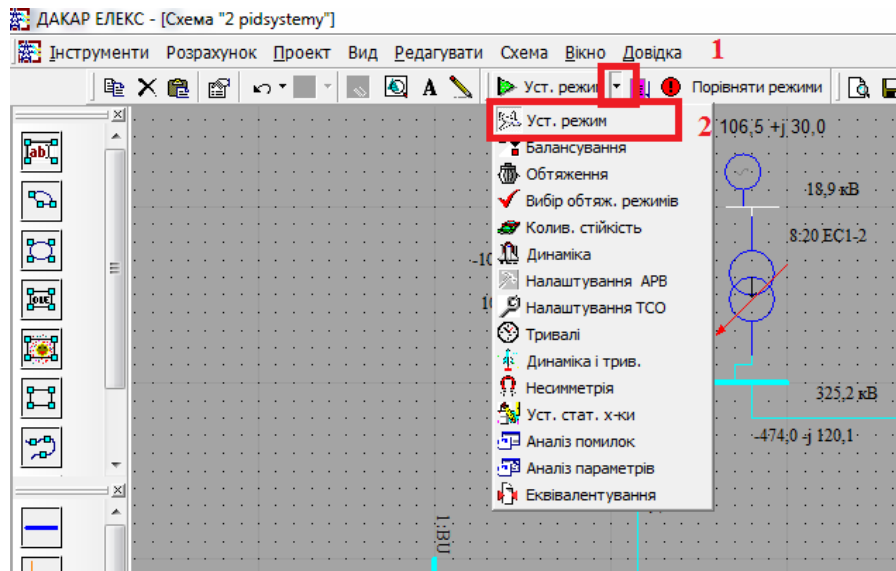


Рисунок 4.21 – Схема станції в ПК Дакар

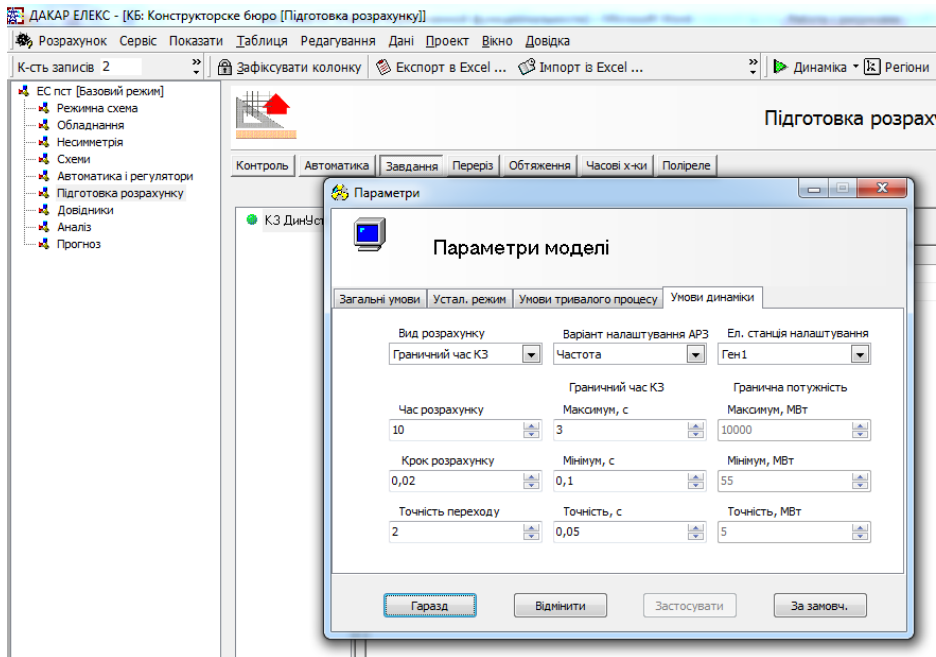
Виконуємо розрахунок УСТАЛЕНОГО РЕЖИМУ. Перед виконанням розрахунку (обов'язково!) необхідно виконати підготовку розрахунку (**F7**), яка зв'язує параметри елементів схеми з таблицями режимної схеми, обладнання і т.д.



Переходимо на вкладку **Результати**. Отримуємо  $U$  в вузлах та перетоки в вітках і небаланси. Перевіряємо допустимі відхилення напруг по вузлам схеми і при необхідності скорегуємо значення генерації та/або навантаження.

Переходимо безпосередньо до оцінки граничного часу існування кз. ПК Дакар проводить серію розрахунків стійкості та автоматично вибирає допустимий час відключення кз. Для заданого вузла.

Для визначення тривалості кз, при якому режим роботи енергосистеми буде динамічно стійким, необхідно задати вид розрахунку. Для чого потрібно перейти до пункту меню **Підготовка розрахунку** → **Параметри** → **Умови динаміки**



Для **Вид розрахунку** вибрати → **Граничний час КЗ** . В зоні граничний час КЗ задати наступні параметри

Граничний час КЗ

Максимум, с

3

Мінімум, с

0,1

Точність, с

0,05

- Максимум це верхня межа тривалості КЗ
- Мінімум це нижня межа тривалості кз
- Точність це мінімальний крок зміни часу

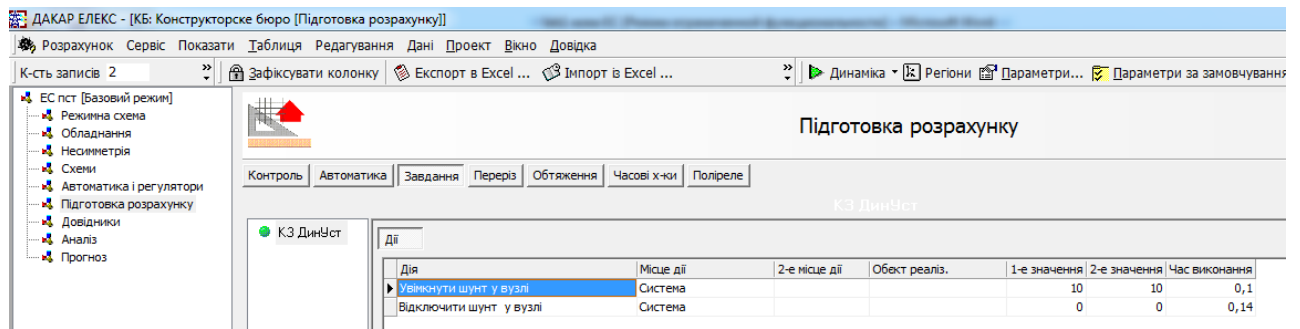
між розрахунками

У меню **Підготовка розрахунку** → **Завдання** ввести завдання на КЗ. В даному випадку включити шунт у вузлі **Система** – шини напругою 330 кВ. Необхідно створити дві дії.

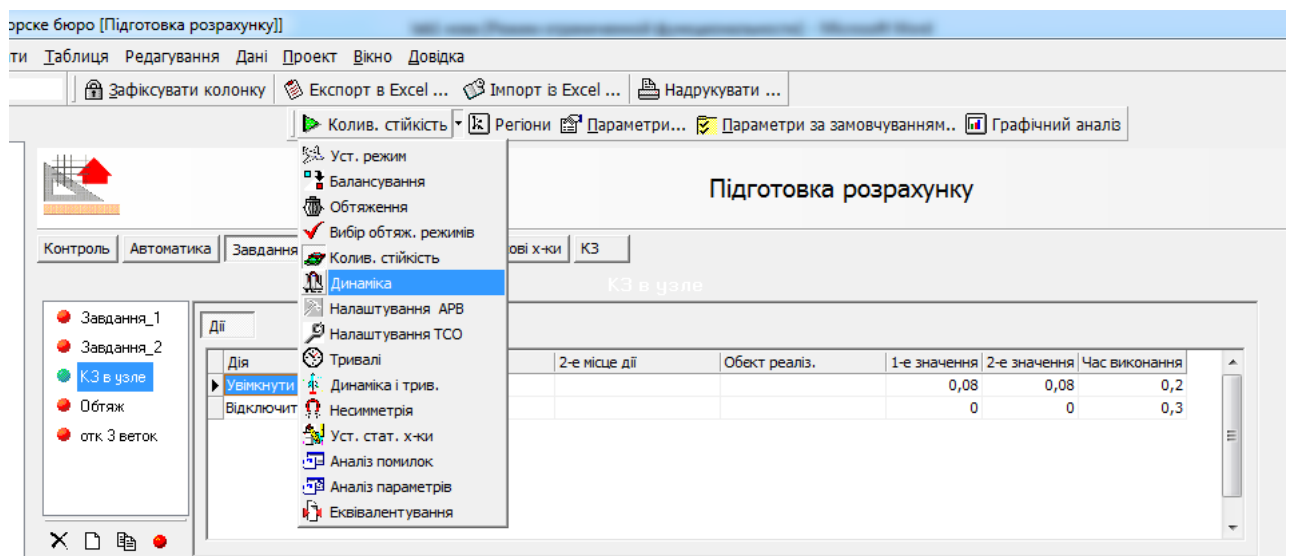
- Увімкнути шунт у вузлі
- Відключити шунт у вузлі

**Місце дії** - шини **Система**, **Час виконання** – 0,1 та 0,2 с. відповідно. **1-е значення** та **2-е значення** для стрічки **Увімкнути шунт у вузлі** є активним та реактивним опором шунта  $Z=10+j10$  Ом (може виникнути необхідність корегування значення шунта в певному діапазоні  $Z=0,1+j0,1$  Ом). Завдання

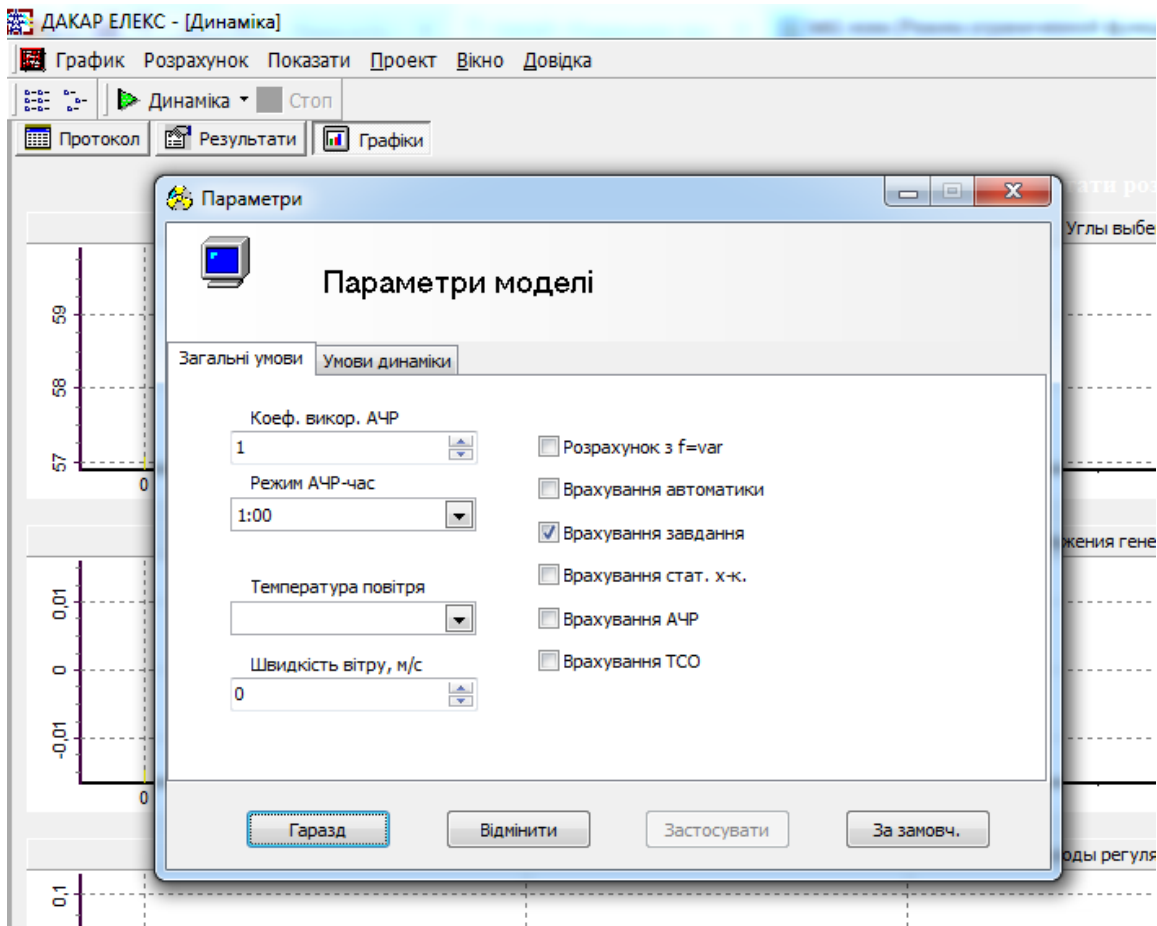
необхідно зробити активним, натиснувши на зелену кульку. Активним повинно бути лише одне завдання.



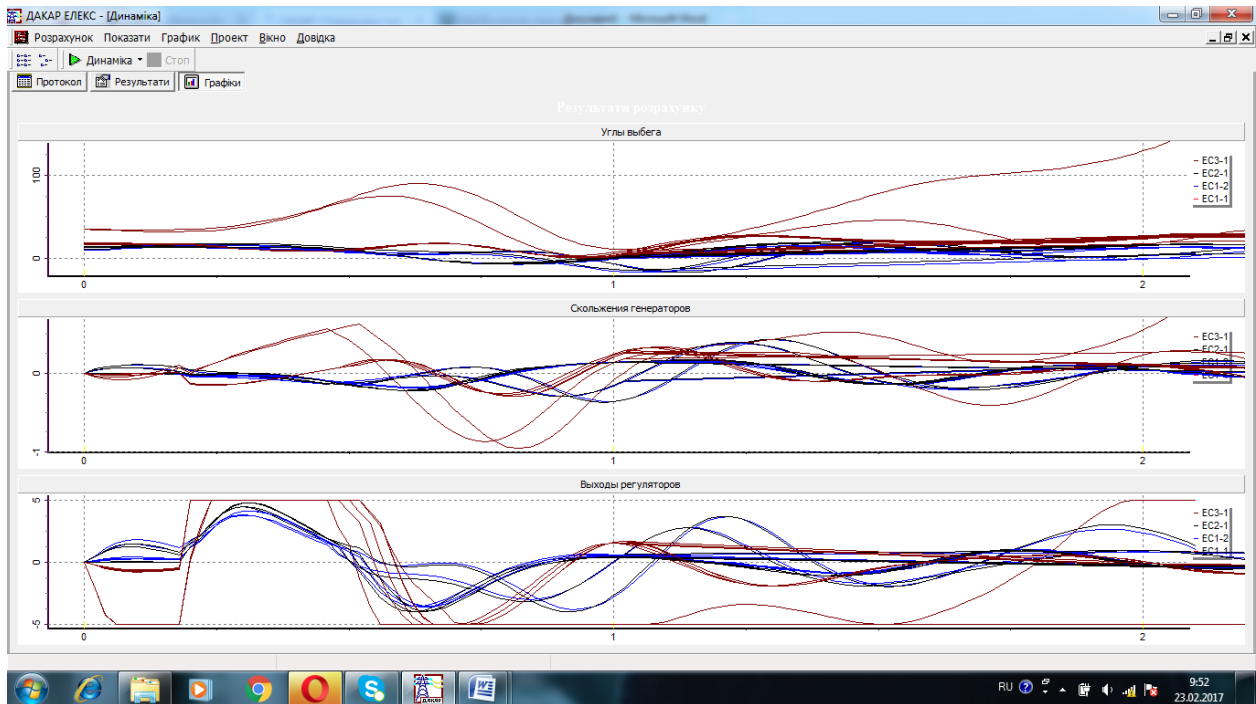
Провести розрахунок *Динаміка* з урахуванням *Завдання*.



Відмітити у вікні *Параметри моделі* → *Врахування завдання*

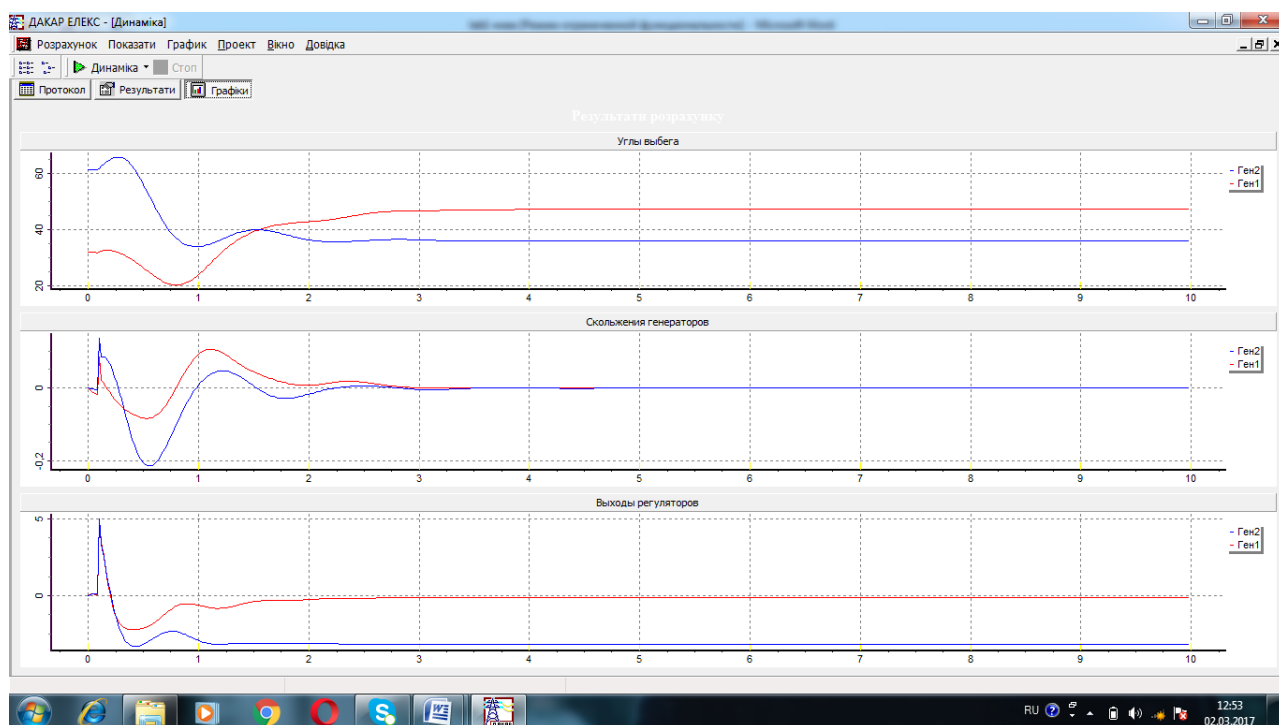


ПК Дакар буде виконана серія розрахунків для різних значень тривалості КЗ для заданого вузла.

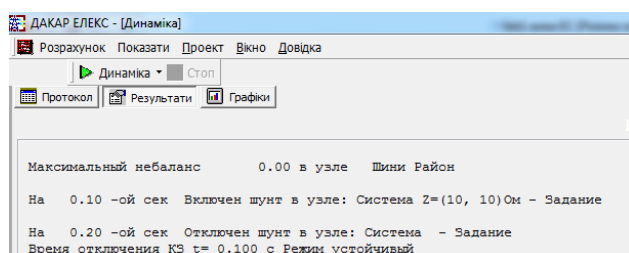




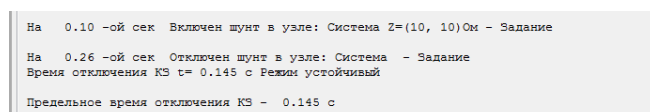
Допустимим є повідомлення про недотримання обмежень Після чого на екрані з'являться кінцеві графіки.



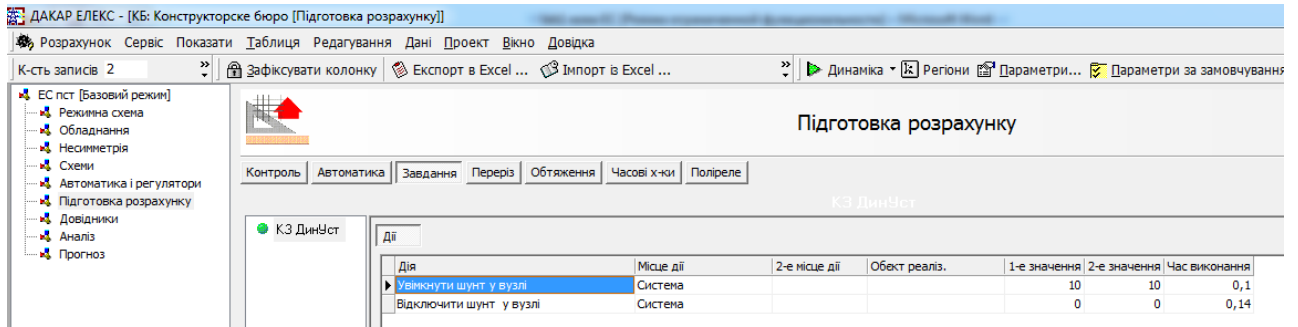
Після завершення розрахунків у вкладці Результати можна спостерігати за етапами наближення. А саме – розрахунок проводиться методом ділення навпіл. Тобто оцінюється стійкість для мінімально заданого часу 0,1 с. Якщо режим виявляється стійким, перевіряється стійкість для максимального заданого часу 3с. Зазвичай за такої тривалості режим не є стійким і розрахунок повторюється для часу 1,5 с. Процес триває до знаходження граничного часу існування КЗ з заданою точністю.



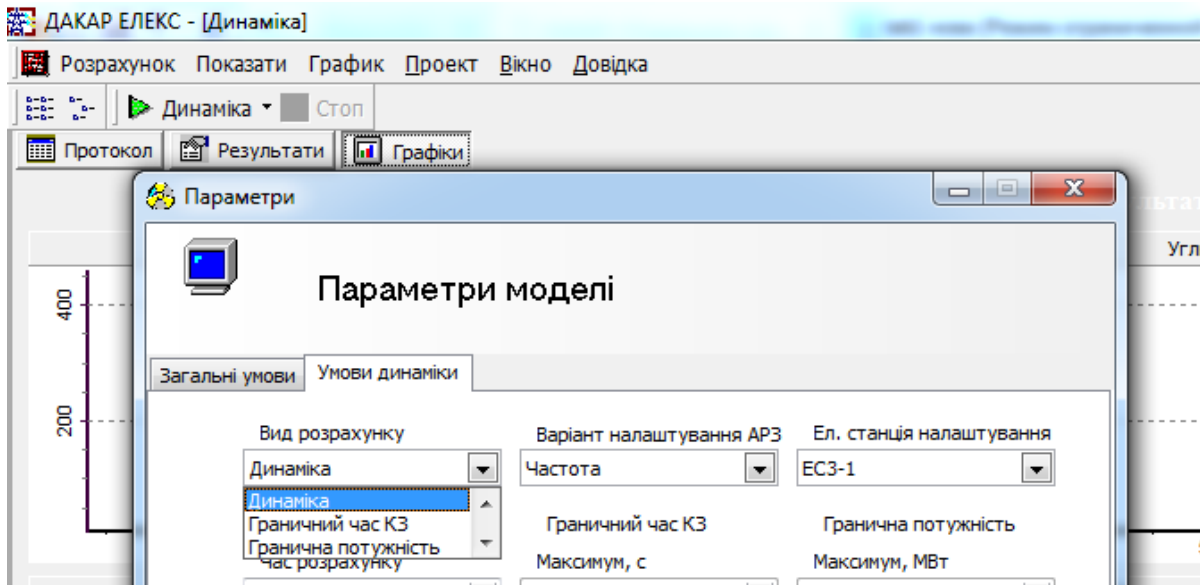
Останній запис в Результатах констатує граничний час відключення КЗ.



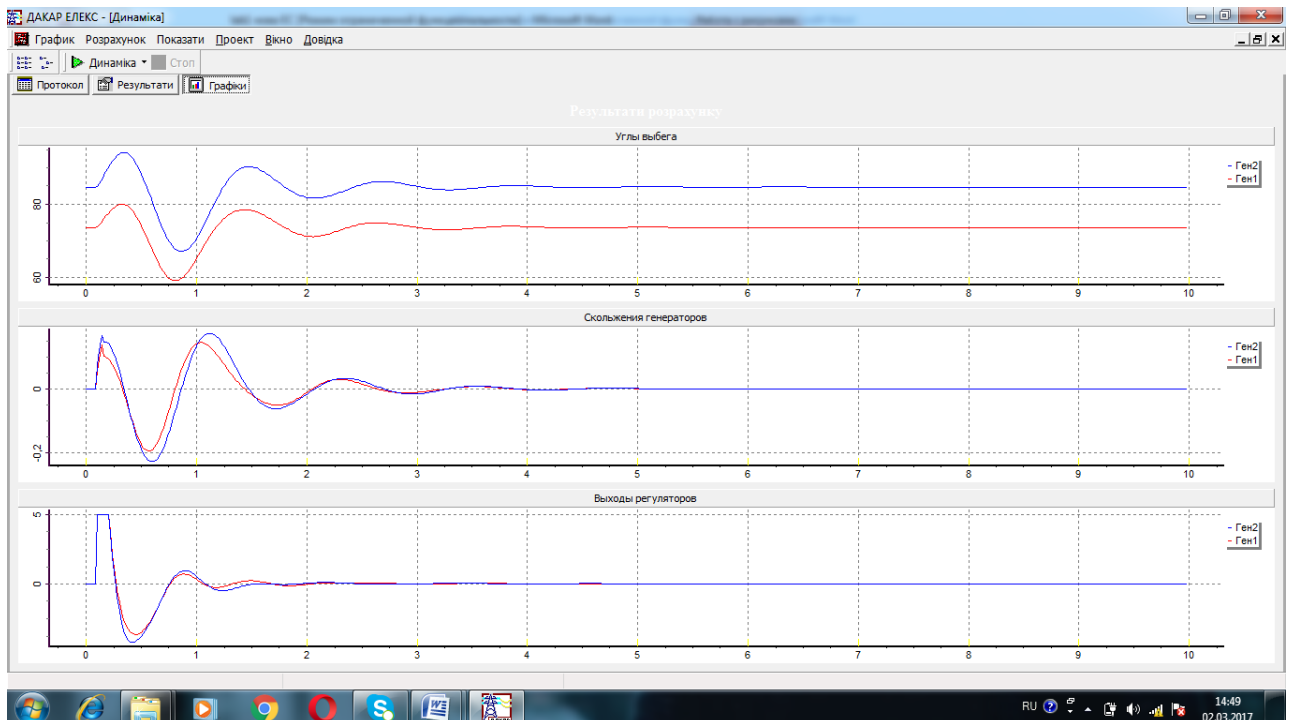
Для підтвердження вірності розрахунку встановимо значення часу вручну



Перевіримо стійкість, змінивши в *Параметрах моделі* → *Умови динаміки* → *Вид розрахунку* → *Динаміка* (замість *Граничний час КЗ*)



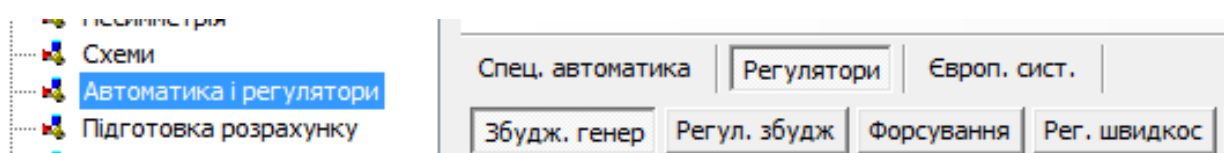
Як видно, режим динамічно стійкий



Переходимо до оцінки впливу налаштування параметрів регуляторів генератора ЕС 3-1:

- постійна часу (запізнення) пристрою форсування збудження  $0,2 \leq t_b \leq 0,4$  с. (дискретність 0,1);
- кратність форсування збудження  $2 \leq K_f \leq 8$  (дискретність 1);
- постійна інерції регулятора швидкості  $0,2 \leq T_{рш} \leq 1$  (дискретність 0,1);
- коефіцієнт статизму регулятора швидкості  $0,02 \leq \sigma \leq 0,1$

Налаштування параметрів виконуємо шляхом переходу в **меню** *Автоматика і регулятори* вкладка *Регулятори*



Змінити інформацію про параметри пристрою форсування збудження синхронного генератора Г1 (залишаємо на всіх генераторах однотипні, окрім Г1);

Назва	U1f	U2f	U1r	U2r	kf	krf	T вводу	T зняття
Форс	0,8	0,95	1,2	1,05	4	-4	0,2	0,2

Змінити інформацію про параметри регулятора швидкості турбіни синхронного генератора Г1 (залишаємо на всіх генераторах однотипні, окрім Г1);

Назва	Пост. часу	Статизм	Обм. входу	Uмакс закр.	Uмакс відкр.	Мин. обм.	Макс. обм.	Зона нечут.	Tпронперег.	Доля промпер.
Рег Шв	0,5	0,05	1	-1	0,5	0	1,1	0	0	0

Для цього створюємо додатково тип форсування та регулятора швидкості.

схе бюро [Автоматика і регулятори]

Проект Вікно Довідка

Автоматика і регулятори

Спец. автоматика | Регулятори | Європ. сист.

Збужд. генер | Регул. збужд | Форсування | Рег. швидкогос | Регул. перет. оіст. | Регул. перет. станц. | Рег. Реактор | Регул. АСТГ

Назва	U1f	U2f	U1r	U2r	kf	krf	Т вводу	Т зняття
Фос	0,8	0,95	1,2	1,05	4	-4	0,2	0,2
Фос1	0,8	0,95	1,2	1,05	5	-5	0,2	0,2

схе бюро [Автоматика і регулятори]

Проект Вікно Довідка

Автоматика і регулят

Спец. автоматика | Регулятори | Європ. сист.

Збужд. генер | Регул. збужд | Форсування | Рег. швидкогос | Регул. перет. оіст. | Регул. перет. станц. | Рег. Реактор | Регу

Назва	Пост. часу	Статизи	Обм. входу	Умакс закр.	Умакс відкр.	Мін. обм.	Макс. обм.	Зон
Рег Шв	0,5	0,05	1	-1	0,5	0	1,1	
Рег шв 1	0,8	0,01	1	-1	0,5	0	1,1	

Аналогічним чином визначаємо Граничну потужність. ПК Дакар проводить серію розрахунків стійкості та автоматично вибирає граничну потужність генератора, при якій буде збережено динамічну стійкість для заданого часу тривалості к.з.

Для визначення Граничної потужності, при якій режим роботи генератора буде динамічно стійким, необхідно.

Задати вид розрахунку. Для чого перейти до пункту меню **Підготовка розрахунку** → **Параметри** → **Умови динаміки**

ДАКАР ЕЛЕКС - [КБ: Конструкторське бюро [Підготовка розрахунку]]

Розрахунок Сервіс Показати Таблиця Редагування Дані Проект Вікно Довідка

К-сть записів 2

Підготовка розрах

Контроль Автоматика Завдання Переріз Обтяження Часові х-ки Поліреле

Параметри

Параметри моделі

Загальні умови Устал. режим Умови тривалого процесу Умови динаміки

Вид розрахунку: Граничний час КЗ

Варіант налаштування АРЗ: Частота

Ел. станція налаштування: Ген1

Час розрахунку: 10

Граничний час КЗ: 3

Гранична потужність: 10000

Максимум, с

Максимум, МВт

Крок розрахунку: 0,02

Мінімум, с: 0,1

Мінімум, МВт: 55

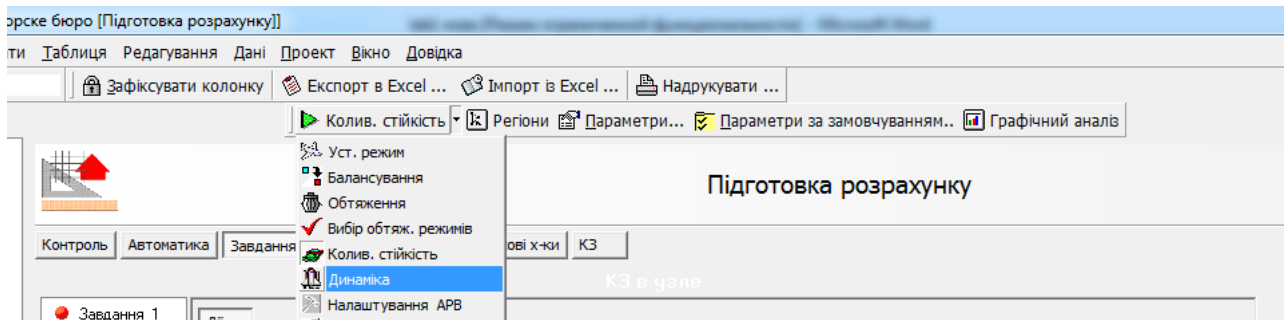
Точність переходу: 2

Точність, с: 0,05

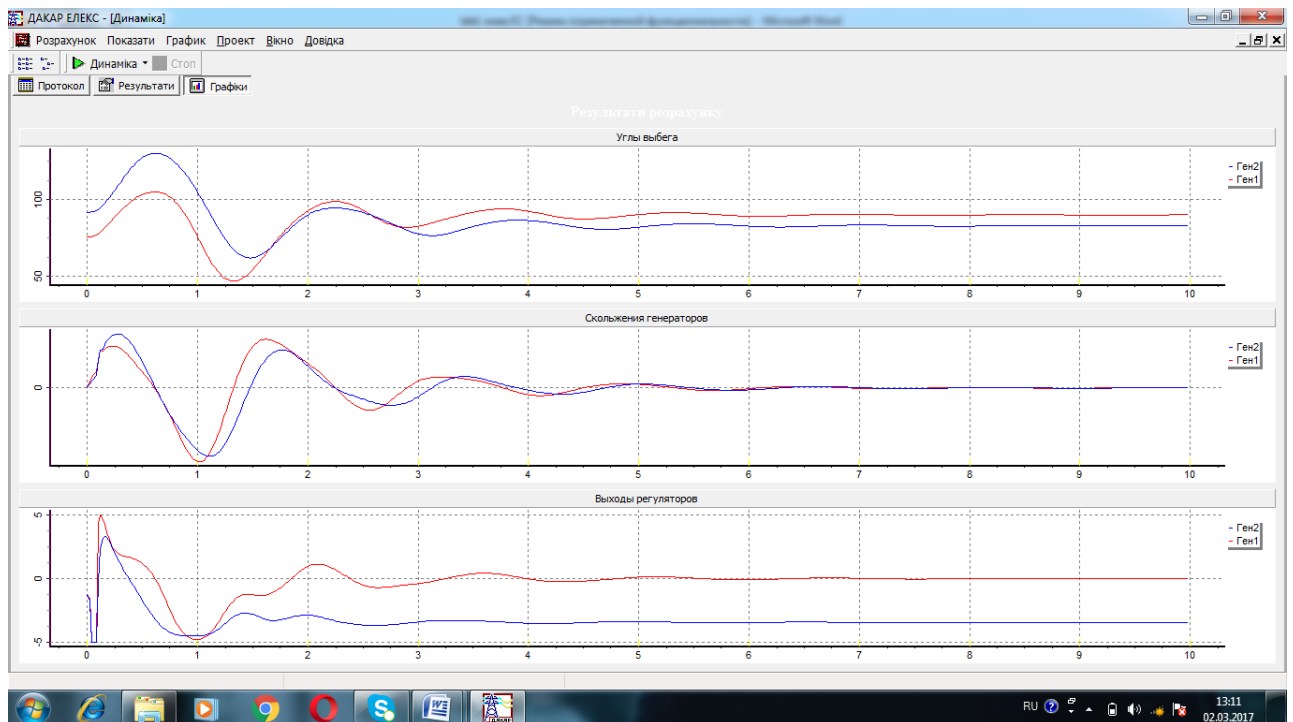
Точність, МВт: 5

Гаразд Відніти Застосувати За замовч.

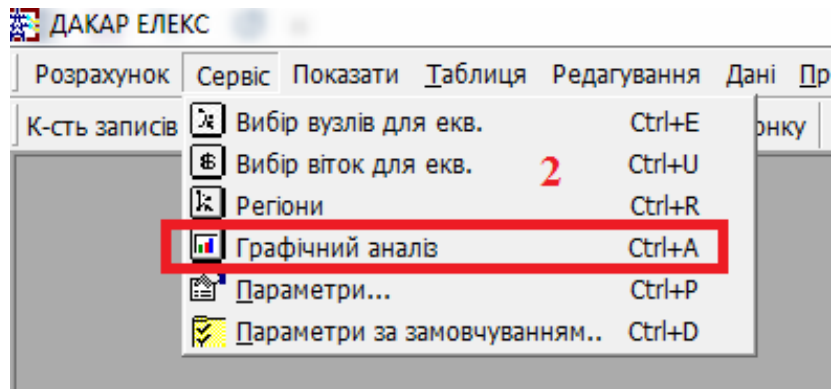
Для **Вид розрахунку** вибрати → **Гранична потужність** (замість **Граничний час КЗ**). Провести розрахунок **Динаміка** з урахуванням **Завдання**.



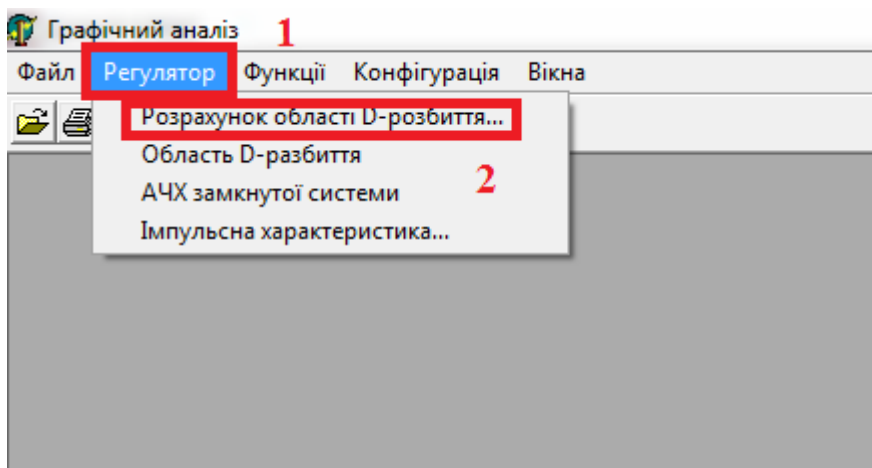
ПК Дакар буде виконана серія розрахунків для різних значень граничної потужності генерації для заданого вузла. Допустимим є повідомлення про недотримання обмежень. Після чого на екрані з'являться кінцеві графіки.



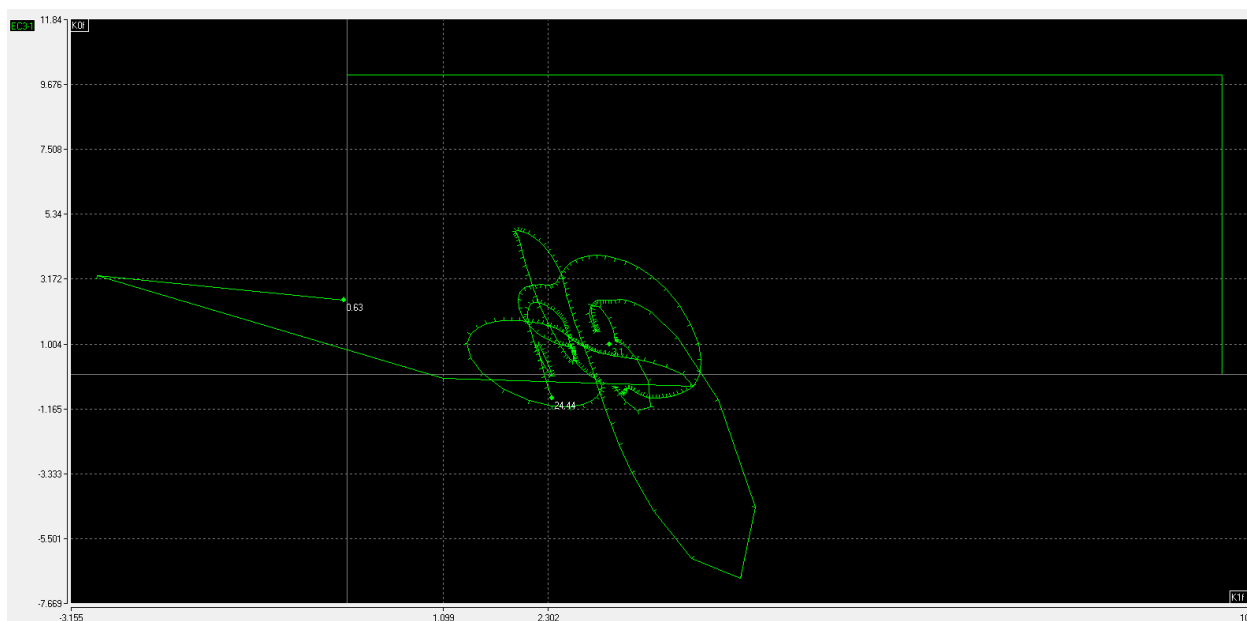
Для підбору оптимальних параметрів налаштування регуляторів збудження виконаємо розрахунок останнього стійкого режиму **“Розрахунок”** → **Налаштування APB**, погоджуємося з **параметрами моделі**, переходимо до підбору налаштування РЗ. З головного меню вибираємо **сервісі графічний аналіз**.



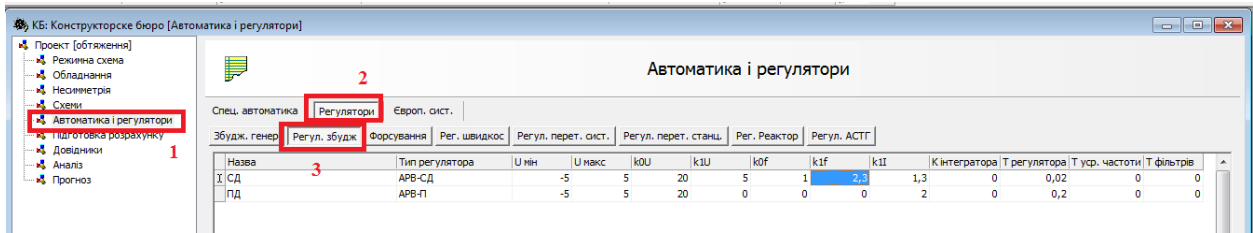
Відкривається *“Графічний модуль”*, який є окремим додатком Дакар. Вибираємо *“Регулятор”* → *Розрахунок області D-розбиття*



. Отримуємо годограф з якого приймаємо запропонований коефіцієнт  $k_{1f}=2,3$ . Виходимо з графічного аналізу Файл → Вихід (ALT+X).



Для налаштування запропонованих змін входимо в **“Основне меню”**→**Автоматика і Регулятори**→**Регулятори**→**Регулятори збудження**, та замінюємо k1f на запропонований, зберігаємо(**F2**).



Розраховуємо коливну стійкість **“Розрахунок”** → **“Колівна стійкість”**→ погоджуємось з **Параметрами моделі**→ вкладка **“Протокол”**. Звертаємо увагу на **‘Режим статично стійкий’**.

## **5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ**

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.

### **5.1 Нормативна база**

Сформулюємо основні задачі щодо охорони праці за темою «Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів» для мінімізації ризику професійного захворювання чи ураження електричним струмом під час проведення монтажних чи налагоджувальних робіт та при обслуговуванні обладнання черговим персоналом на ТЕС:

- Провести аналіз умов праці при виконанні робіт за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы».



Класифікація».

- Розробити організаційні та технічні рішення з охорони праці при виконанні робіт в машзалі. Обґрунтувати параметри захисного заземлення обладнання ВРУ-150 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 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;

При роботі з електричним обладнанням слід користуватись такими нормативними документами:

Глава 4.2 ПУЕ: 2008 Розподільчі установки і підстанції напругою понад 1 кВ.

ГКД 34.20.507 – 2003 Правила технічної експлуатації електричних станцій і мереж.

ГКД 341.004.001-94 Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 5-750 кВ.

ГНД 34.47.503-2004 Інструкція з експлуатації електричних вимикачів.

ГОСТ 12.1.007 Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. (Шкідливі речовини. Класифікація загальних вимог безпеки.)

НПАОП 0.00-1.07-94 (ДНАОП 0.00-1.07-94) – Правила будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском.

НПАОП 40.1-1-32-01 Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок.

ГОСТ 687-78 – Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия. (Вимикачі змінного струму на напругу понад 1000 В. Загальні технічні умови).

ДБН В.2.5-23:2010 – Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. (Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони).

ГОСТ 949-73. Баллоны стальные малого и среднего объема для газов на  $P_p \leq 19,6$  МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия. (Балони сталеві малого й середнього об'єму для газів на  $P_p \leq 19,6$  МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>). Технічні умови).

## 5.2 Санітарно-гігієнічні показники елегазу

Елегаз не чинить шкідливої дії на метали, пластик, інші матеріали, що використовуються в конструкціях елегазових вимикачів.

Використання елегазу у вимикачах за відсутності повітря та вологи унеможливує окислення та ерозію контактів. Це подовжує термін використання елегазових вимикачів у процесі експлуатації та зменшує витрати праці обслуговуючого персоналу.

Новий (чистий) елегаз, що постачається в балонах виробниками має відповідати стандартам на новий елегаз: ТУ 6-02-1249 та ІЕС 60376, наведеним у таблицях 5.1 та 5.2. Після випуску елегазу з балонів, у яких він постачається виробником, його вважають використаним.

Таблиця 5.1 – Склад нового (чистого) елегазу відповідно до ТУ 6-02-1249

Найменування показника	Норма
Масова частка шестифтористої сірки, %, не менше	99,9
Масова частка домішок:	
кисень, азот, повітря (сумарно), %, не більше	0,05
тетрафторметан, %, не більше	0,05
Масова частка води, %, не більше	0,0015
Кислотність у перерахунку на масову частку фтористого водню, %, не більше	0,00003
Масова частка гідролізуючих фторидів на масову частку фтористого водню, %, не більше	в перерахунку 0,0001
Токсичність	—

Таблиця 5.2 – Максимально допустимий рівень домішок у елегазі після його виготовлення відповідно до ІЕС 60376.

Домішки	Максимально допустима кількість, ppm за вагою
CF <sub>4</sub>	500
O <sub>2</sub> , N <sub>2</sub>	500
Вода	15
Мінеральні масла	10
HF	0,3
Гідролізний фторид	1,0

Гранично допустима концентрація нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони згідно з ГОСТ 12.1.007 складає 5000 мг/м<sup>3</sup>. Наведене значення взяте для графіка роботи з повним робочим днем (8 годин, 5 днів на тиждень).

Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею для всіх нетоксичних газів, які зазвичай не присутні в атмосфері.

Орієнтовні безпечні рівні дії нового (чистого) елегазу в атмосферному повітрі населених місць на межі охоронної і санітарно-захисної зон устаткування становлять 1500 мг/м<sup>3</sup>.

Це не пов'язано з токсичністю, але є установленою межею відповідно до пункту 3 ДСП-201, згідно із яким орієнтовні безпечні рівні дії на межі охоронної і санітарно-захисної зон об'єкта електроенергетики повинні становити не більше

30% від гранично допустимої концентрації нового (чистого) елегазу в повітрі робочої зони.

Якщо процентний вміст кисню в повітрі, щовдихається становитиме менше ніж 17 % та / або процентний вміст елегазу перевищуватиме 19 %, то існуватиме небезпека задухи для персоналу, що працює в цих зонах. Особливо чутливими зонами є ті, що нижче рівня землі, погано або зовсім не вентильовані, на зразок кабельних камер, кабельних поверхів, кабельних тунелів, кабельних колодязів, канав, дренажних систем, оглядових колодязів, підвалів тощо.

В елегазовому обладнанні за нормальних комутаційних операцій, а також у разі виникнення аварійних електричних дуг відбувається часткове розкладання елегазу. При цьому можуть виникати газоподібні і тверді продукти розкладання.

Сьогодні в конструкціях обладнання, де використовують елегаз, застосовують переважно автокомпресійний принцип гасіння електричної дуги. Під дією високих температур горіння електричної дуги елегаз розкладається з утворенням різних компонентів. Продукти розкладання елегазу – це, в основному,  $CF_4$  і  $SF_4$ , у невеликих кількостях –  $S_2$ ,  $F_2$ ,  $S$ ,  $F$ ,  $SOF_2$ ,  $SOF_4$ ,  $SO_2F_2$ ,  $SO_2$  та інші речовини. Більшість з наведених продуктів розкладання елегазу є токсичними. Характеристики продуктів розкладання наведені у таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Характеристики продуктів розкладання.

Причина розкладання	Речовина	Стан	Інтенсивність утворення
Часткові розряди	$SOF_2$	Газоподібний	Низька
	$SOF_4$	Те саме	Те саме
	$SO_2F_2$	>>>>	>>>>
	$SO_2$	>>>>	>>>>
	$HF$	>>>>	>>>>
Утворення звичайної дуги у вимикачах	$CF_4$	>>>>	Середня
	$CuF_2$	Твердий	Те саме
	$WF_6$	Газоподібний	>>>>
КЗ через дугу, (аварійний режим роботи)	$AlF_3$	Твердий	Висока
	$FeF_3$	Те саме	Те саме
	$SF_4$	Газоподібний	>>>>

З метою зменшення техногенного впливу на навколишнє середовище

елегаз використовують повторно. Для цього його відкачують із газонаповнених відсіків, очищують за допомогою спеціального сервісного обладнання, здійснюють контроль якості а потім повторно використовують. Надійна робота елегазового обладнання забезпечується лише тоді, коли склад такого газу в обладнанні відповідає вимогам таблиці 5.4.

Таблиця 5.4– Рівні максимально допустимого вмісту домішок з точки зору повторного використання елегазу.

Домішка	Максимально допустимі рівні тиску	
	Номінальний абсолютний тиск < 200 кПа абс.	Номінальний абсолютний тиск > 200 кПа абс.
Повітря, SF <sub>4</sub>	3 % за об'ємом	
H <sub>2</sub> O	95 мг/кг	25 мг/кг
Мінеральне масло	10 мг/кг <sup>†</sup>	
Сумарна концентрація реактивних газоподібних продуктів розкладання SF <sub>4</sub> WF <sub>6</sub> SOF <sub>4</sub> SO <sub>2</sub> F <sub>2</sub> HF SOF <sub>2</sub> SO <sub>2</sub>	50 мкл/л сумарно або 12 мкл/л для (SO <sub>2</sub> +SOF <sub>2</sub> ) або 25 мкл/л HF	

У таблиці 5.4 у межах діапазону тисків можливого повторного використання елегазу, що охоплює всі баричні системи (системи ізоляції як ВН, так і СН, а також усі автоматичні вимикачі), визначено діапазон низьких тисків повторного використання  $p < 200$  кПа для низьконапірних систем газової ізоляції (типово застосовувані в розподільних системах СН).

Граничний рівень вологи в елегазі повторного використання відповідає:

- для  $p < 200$  кПа абс – у міліграмах на кілограм (95 ppm) – 750 ppmv (750 мкл/л) і точці роси мінус 23 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С;
- для  $p > 200$  кПа абс – у міліграмах на кілограм (25 ppm) – 200 ppmv (200 мкл/л) і точці роси мінус 36 °С, вимірюваних за тиску 100 кПа та температури +20 °С.

Перетворені у рртv, ці рівні вмісту вологи в сумішах можна застосовувати доти, доки не буде розроблено відповідного стандарту.

Якщо використовуване обладнання (насос, компресор) для роботи з газом містить мастило (оливу), може виникнути необхідність у вимірюванні кількості мастила в елегазі. Якщо ж усе обладнання в контактi з елегазом є безмасляним, то така необхідність відсутня.

Зазвичай визначають рівень вмісту  $SO_2 + SOF_2$ , оскільки це пробні гази, що легко виявляються.

У разі використання сумішей елегазу з іншими газами, вміст цих газів має зазначатися виробником устаткування.

Продукти розкладання елегазу є токсичними. Національні нормативні документи з питань гігієни та охорони праці встановлюють можливі рівні забруднення повітря робочої зони, які наведено в таблиці 5.5.

Таблиця 5.5 – Граничні допустимі концентрації (ГДК) елегазу і продуктів його розкладання від дії електричної дуги в повітрі робочої зони

Назва речовини	Хімічна формула	CAS	Клас небезпеки	ГДК, мг/м <sup>3</sup>
Гексафторид сірки (елегаз)	SF <sub>6</sub>	2551-62-4	4	5000
Сірчистий ангідрид	SO <sub>2</sub>	7446-09-5	3	10
Фтористий водень	HF	7664-39-3	2	0,5
Трифторид алюмінію	AlF <sub>3</sub>	7784-18-1	2	2,5
Дифторид купруму	CuF <sub>2</sub>	7789- 19-7	2	0,5
Трифторид феруму	FeF <sub>3</sub>	7783-50-8	2	2,5
Гексафторид вольфраму	WF <sub>6</sub>	7783-82-6	2	0,5

Згідно з ІЕС/TR 62271-303 рівень забруднення повітря робочої зони фторидом тiонiлу, сірчанним фторидом і двосірчанним декафторидом у разі виникнення аварійних ситуацій не повинен перевищувати їх орієнтовно безпечних рівнів дії, а саме: 5,63 мг/м<sup>3</sup>, 20,85 мг/м<sup>3</sup> та 0,11 мг/м<sup>3</sup> відповідно.

### 5.3 Вимоги до кваліфікації персоналу з обслуговування та ремонту електричного обладнання

Доведення до експлуатації, пуску, експлуатації, технічного обслуговування та ремонту допускається тільки підготовлений персонал, який має відповідний дозвіл. Обов'язки персоналу у зв'язку з роботами на обладнанні власника електричного устаткування повинні бути чітко визначені і виконуватися на практиці.

Роботи із фторомісними парниковими газами має виконувати спеціально навчений персонал, а персонал, який працює з електрикою, повинен мати відповідні сертифікати.

Під час сертифікації персонал проходить навчальний курс, де ознайомлюється з основними положеннями щодо виконання робіт з електрикою і використовуваним обладнанням. Набуті ним знання перевіряються оцінюванням.

Персонал повинен пройти підготовку на курсах навчання або підвищення кваліфікації по наступних темах:

- Захист персоналу;
- Планове технічне обслуговування;
- Дії в аварійній ситуації;
- Устаткування для обробки електрики;
- Обладнання для визначення показників якості електрики;
- Утилізація відходів.

Сертифікація складається з теоретичного тесту, в якому потрібно дати відповідь на одне або декілька питань, та практичного, в якому потрібно виконати відповідне завдання.

Мінімальні вимоги до знань та навичок персоналу, що працює з електрикою, наведено в додатку А.

Власник електротехнічного обладнання несе відповідальність за необхідну кваліфікацію та підготовку обслуговуючого персоналу та за дотримання усіх діючих положень.

Обслуговуючий персонал, який працює з обладнанням для роботи з елегазом, повинен пройти підготовку для роботи з цим обладнанням і знати відповідні інструкції.

#### 5.4 Засоби захисту персоналу

Під час виконання робіт із забрудненою речовиною необхідно дотримуватися спеціальних заходів безпеки. Персонал має бути добре навченим, поінформованим, а також екіпірованим засобами індивідуального захисту.

Засоби індивідуального захисту персоналу треба використовувати в разі неминучого чи можливого контакту з елегазом чи продуктами його розкладання.

До засобів індивідуального захисту персоналу належать:

- комбінезон промислового типу, що має еластичні затиски на щиколотках і зап'ястях, перекриваючи взуття й рукавички, без кишень, з капюшоном, водонепроникний;

- захисне взуття із металевим підноском;

- гумові рукавиці промислового типу;

- промислові захисні окуляри хімічного типу;

- детектор витоку елегазу здатний виявити 20 ppmv, 200 ppmv і 1000 ppmv концентрації елегазу в повітрі;

- устаткування для надання першої допомоги;

- належні засоби для захисту дихальних шляхів;

- обладнання для примусової вентиляції замкнутих просторів та інших недоступних зон;

- устаткування, що дає змогу безпечно обробляти елегаз без його витікання в робоче середовище;

- спеціальний пиросос, оснащений фільтром, здатним до вловлювання часток у мікронному діапазоні, з неметалевою відкритою насадкою;

- тканина для прибирання;

- пилозбірники для пирососу;



- одноразові бахіли;
- карбонат натрію;
- мішки для сміття ємністю 120 л;
- пластиковий контейнер;
- алюмінієва транспортна валіза.

До виконання робіт, які проводять з використанням захисних масок, що закривають обличчя, або кисневих апаратів чи фільтрувальних протигазів, допускаються особи, що пройшли перевірку знань правил експлуатації захисних засобів та отримали навички з їхнього застосування.

Під час роботи з елегазовим обладнанням застосовують такі типи респіраторів:

- респіратор проти пилу;
- респіратор з патронним фільтром;
- респіратор з подачею повітря через шланг;
- автономний дихальний апарат.

Для роботи в ізольованій зоні, з якої було вилучено розкладений елегаз, чи в корпусі елегазової камери рекомендовано застосовувати респіратор із захисною маскою на все обличчя, з подачею повітря.

Рукави пилозахисного костюма чи комбінезону повинні бути міцно застібнутими або зав'язаними, а штани – опущеними поверх гумових чобіт.

Для захисту шкіри рук від твердих продуктів розкладання елегазу та органічних розчинників і захисту устаткування від слідів дотику пальців рук рекомендовано використовувати пластикові рукавиці.

Доцільно мати достатній запас полегшених рукавиць, оскільки надмічні рукавиці можуть зменшити здатність персоналу ефективно працювати.

Засоби індивідуального захисту персоналу слід зберігати в захищеному, легко доступному та чітко позначеному місці за межами приміщень із елегазовим устаткуванням. Протигази також повинні бути і в ремонтних майстернях.

Тверді залишки реакцій взаємодії продуктів розпаду елегазу і металів, що

зібралися у фільтріпилососа, використаних абсорберах, на використаному захисному спецодязіта засобах для чищення, слід збирати в закриті пластикові контейнери, помічені написом «корозійні фториди металів». Відходи слід або передавати до спеціалізованої компанії з утилізації відходів для остаточної утилізації, або нейтралізувати на місці експлуатації відповідно до методики, описаної в ІЕС 61634 (додаток Б): (або в посібнику з експлуатації обладнання.)

1. Приготувати розчин для нейтралізації (на 100 г карбоната натрія  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  додати 900 г води, або 0,5 кг гідроксида натрія на 10 л води),

2. Скласти в приготовану ємність забруднені продуктами розкладання деталі, елементи обладнання, інструмент, гумові ущільнення, фільтри-поглиначі з обладнання, фільтри пилососа, фільтри сервісного візка, ганчір'я тощо.

3. Залити ємність розчином.

4. Через деякий час перевірити кислотність розчину (індикаторною бумагою – входить до комплекту засобів захисту), якщо РН близький до 7 то нейтралізація завершена.

5. Ганчір'я, гумові ущільнення, фільтри після нейтралізації подальшому використанню не підлягають. Деталі й інструменти після нейтралізації повинні бути промиті проточною водою, після чого вони придатні до подальшого використання.

### 5.5 Розрахунок заземлення для впр високої напруги

Площа ВРП [3]:  $S = (210 \times 90) \text{ м}^2$ . Приймаємо площу заземлюючого пристрою  $S = 1980 \text{ м}^2$ .

Рівень верхнього шару ґрунту  $h = 2 \text{ м}$ . Питомий опір верхнього шару ґрунту  $\rho_1 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ; нижнього шару –  $\rho_2 = 200 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Намічаємо до виконання сітку з прямокутних комірок і вертикальних провідників у кількості:  $n = 32$  шт, довжиною  $l = 16 \text{ м}$ . Сітка буде закладена на

глибині  $t = 0,5$  м (рис. 5.1).

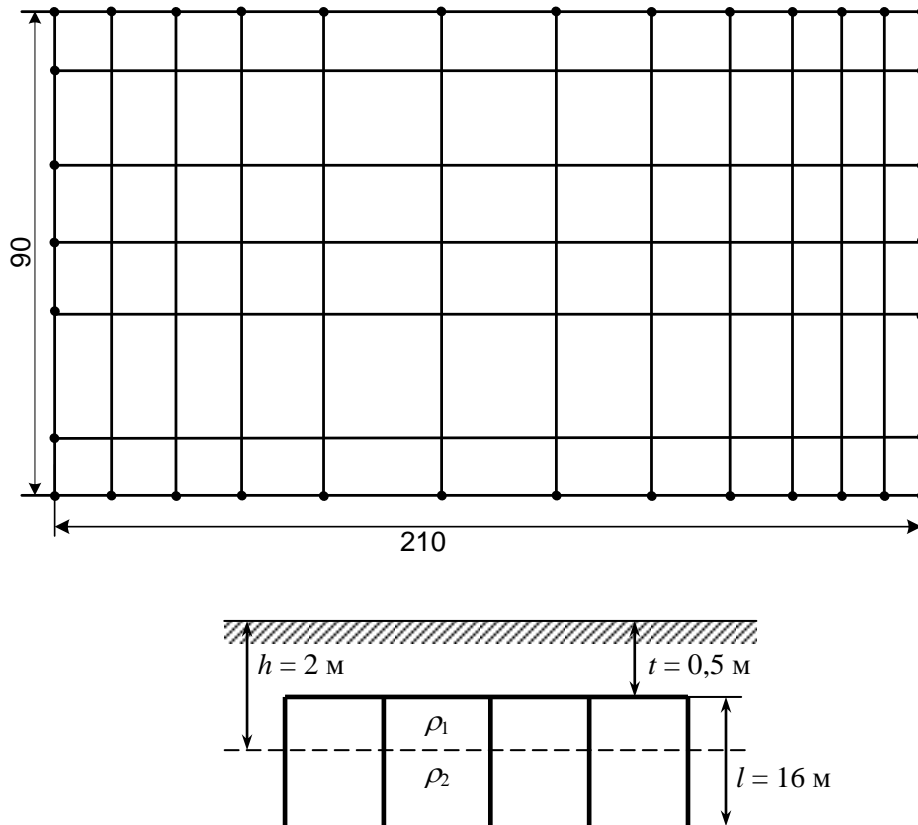


Рисунок 5.1- Схема заземлюючого пристрою.

Визначаємо опір заземлювача взимку.

$$\rho_{13} / \rho_{23} = 400 / 200 = 2.$$

Середня відстань між вертикальними провідниками:

$$a = L / n,$$

де  $L$  – периметр заземлювача.

$$a = L / n = 2 \cdot (210 + 90) / 32 = 18,75 \text{ (м)}.$$

Еквівалентний питомий опір землі:

$$\rho_{\text{екв}} = \rho_2 \cdot (\rho_1 / \rho_2)^\Delta,$$

$$\text{де } \Delta = 0,43 \cdot \frac{h-t}{l} + 0,27 \cdot \lg\left(\frac{a}{l}\right) + 0,04.$$

$$\Delta = 0,43 \cdot ((2-0,5)/16) + 0,27 \cdot \lg(18,75/16) + 0,04 = 0,099;$$

$$\rho_{\text{екв}} = 200 \cdot 2^{0,099} = 210,21 \text{ (Ом}\cdot\text{м)}.$$

Опір заземлювача:

$$r = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв.с}}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

де  $L_B, L_\Gamma$  – сумарна довжина відповідно вертикальних та горизонтальних заземлювачів;

$$\begin{cases} A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0 \leq (l+t) / \sqrt{S} \leq 0,1; \\ A = 0,385 - 0,25 \cdot (l+t) / \sqrt{S}, & \text{при } 0,1 \leq (l+t) / \sqrt{S} \leq 0,5. \end{cases}$$

$$(l+t) / \sqrt{S} = (2+0,5) / \sqrt{198000} = 0,018 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot (l+t) / \sqrt{S} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,018 = 0,42;$$

$$r = 0,42 \cdot \frac{210,21}{\sqrt{19800}} + \frac{210,21}{(10 \cdot 210 + 6 \cdot 90) + 16 \cdot 32} = 0,49(\text{Ом}).$$

$$r = 0,49 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом} \quad \Rightarrow \quad \text{заземлення відповідає нормам.}$$

## 5.6 Розрахунок блискавкозахисту для ВРП високої напруги

Блискавкозахист виконується штирьовими блискавковідводами (БВ).

Розрахунок зон захисту виконуємо графічним методом (рисунок 5.1 а, б).

$h_x$  – найвища точка обладнання, яке необхідно захистити;  $h$  – висота блискавковідводу;  $L$  – відстань між блискавковідводами;  $h_x, h, L$  – беруться на підставі обраної схеми ВРП [5];  $r_x$  – радіус зони захисту одного БВ, м:

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

$h_0$  – верхня границя зони захисту, м:

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

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

$$\begin{cases} b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x), & \text{якщо } 0 \leq h_x \leq \frac{2}{3}h; \\ b_x = 1,5 \cdot (h_0 - h_x), & \text{якщо } h > h_x > \frac{2}{3}h. \end{cases}$$

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

$$R = 4 \cdot h - h_0, [\text{м}].$$

Розрахуємо всі величини, необхідні для побудови зон захисту.

$$h_x = 24 \text{ [м]}; h = 36,5 \text{ [м]}; L_{1-2} = 66 \text{ [м]}.$$

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,25h_x) = 1,5 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 24) = 9,75 \text{ [м]};$$

$$h_0 = 4 \cdot 36,5 - \sqrt{9 \cdot 36,5^2 + 0,25 \cdot 66^2} = 32 \text{ [м]};$$

$$b_x = 3 \cdot (h_0 - 1,25h_x) = 3 \cdot (36,5 - 1,25 \cdot 32) = 6 \text{ [м]};$$

$$R = 4 \cdot 36,5 - 32 = 114 \text{ [м]}.$$

Результати всіх інших розрахунків зведені в таблиці 5.6. Намалюємо у масштабі отримані зони захисту (рисунок 5.2. а, б). Якщо є не перекриті зони, то збільшуємо висоту БВ

Таблиця 5.6– Результати розрахунку величин для побудови зон захисту

$L, \text{ м}$	$h_0, \text{ м}$	$b_x, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
$L_{1-2} = L_{4-5} = 66$	32	6	114
$L_{1-4} = L_{1-7} = L_{2-5} = 16$	36,208	18,624	109,79
$L_{1-5} = L_{2-4} = 67,91$	31,36	4,08	144,64

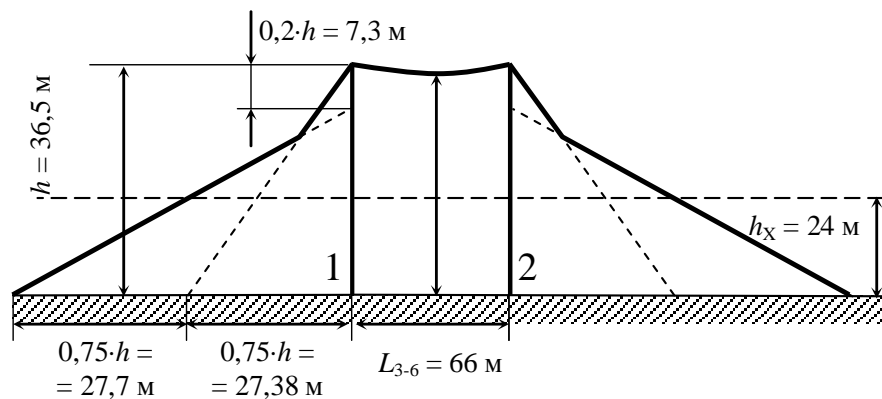


Рисунок 5.2 а. Зони захисту блискаковідводдами, вид збоку

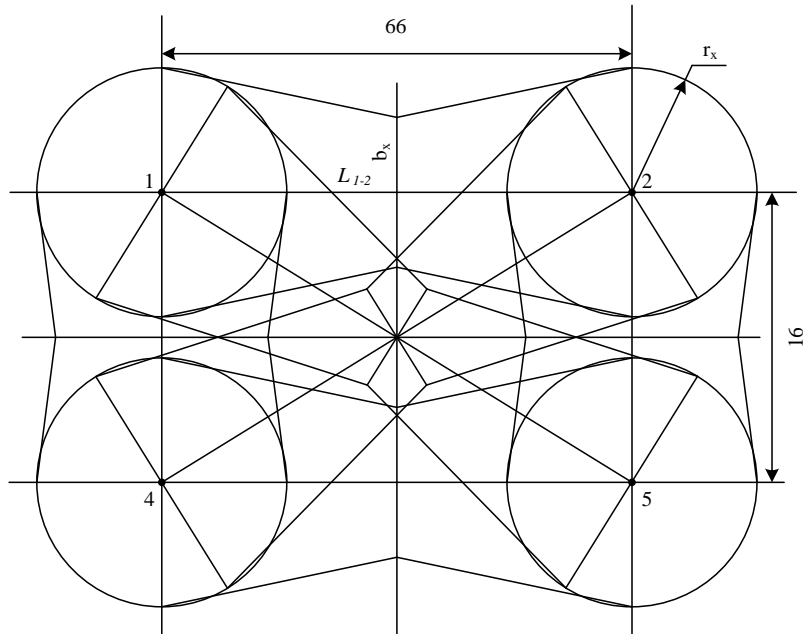


Рисунок 5.2 б. Зони захисту РП блискавковідводами, вид зверху  
 Розрахований блискавкозахист зможе захистити усе обладнання на ВРП

5.7 Визначення області працездатності релейного захисту та автоматики в умовах дії сейсмічних хвиль.

Землетруси називають стихійне лихо, що характеризується підземними ударами, поштовхами та коливаннями земної поверхні, викликає великі руйнування зумовлені природними причинами.

Головними характеристиками, що визначають розміри осередку ураження є енергія (E), магнітуда (M), інтенсивність (I) та глибина епіцентру(h).

Для визначення області працездатності ТЕС в умовах дії сейсмічних коливань приймається граничне значення надлишкового тиску ( $\Delta P_{\text{грі}}$ , кПа) при якому в елементній базі можуть виникнути зміни, але станція буде працювати з необхідною якістю.

Визначаємо значення надлишкового тиску, при якому елемент може отримати слабкі та середні руйнування. Результати зводимо в таблицю (5.7)

Таблиця 5.7 – Граничні значення надлишкового тиску.

№	Назва елемента	Значення гранично допустимого тиску кожного елемента $\Delta P_{зpi}, \text{кПа}$	Значення гранично допустимого тиску найбільш чутливого елемента $\Delta P_{зpi}, \text{кПа}$
1	Трансформатори 100-1000 В	30	15
2	Контрольно-вимірювальна апаратура	15	
3	Кабельні підземні лінії	300	

На основі знайденого значення граничного допустимого тиску визначаємо граничне значення інтенсивності землетрусу.

Інтенсивність землетрусу на поверхні землі на віддалі (характеризує ступінь руйнування) залежить від магнітуди, глибини осередку, складу ґрунту і вимірювання за шкалою MSK64 (0-12 балів).

Вважаємо, що даний ТЕС знаходиться на відстані  $R=230$  (км) від епіцентру землетрусу, глибина епіцентру землетрусу  $h=200$  (км).

Приймаємо інтенсивність землетрусу  $I=5,7$  балів.

Дії  $\Delta P_{зpi}=15$  (Па) відповідає  $I=5,7$  балів.

Інтенсивність землетрусу знаходимо за формулою:

$$I = 1,5 \cdot M - 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2} + 3 ; \quad (5.1)$$

де  $M$  – магнітуда землетрусу, бали;

$R$  – відстань від центру землетрусу, км;

$h$  – глибина епіцентру землетрусу, км.

$$M = \frac{I + 3,5 \lg \sqrt{R^2 + h^2}}{1,5} ; \quad (5.2)$$

$$M = \frac{5,7 + 3,51g \sqrt{230^2 + 180^2} - 3}{1,5} = 7,56 (\text{бала}).$$

Отже, працездатність елементів ТЕС в діях сейсмічних коливань знаходиться в межах від 0 до 7,56 бала за 12-бальною шкалою Ч. Ріхтера.

## 5.8 Розробка заходів по підвищенню стійкості роботи електричної частини ТЕС у надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення якомога швидшого відновлення виробництва на випадок виходу з ладу основних джерел енергоживлення повинен бути створений резерв джерел енерго- і водопостачання (переносні електростанції та насосні агрегати з автономними двигунами).

Стійкість систем електропостачання об'єкта підвищують, підключаючи його до декількох джерел живлення, віддалених одне від одного на відстань, що виключає можливість їх одночасного пошкодження одним ядерним вибухом.

Для забезпечення надійного управління діяльністю об'єкта у надзвичайних ситуаціях мирного та воєнного часу в одному із сховищ обладнується пункт управління. Диспетчерські пункти і радіовузли розміщують по можливості у найміцніших спорудах і підвальних приміщеннях. Повітряні лінії зв'язку до найважливіших виробничих ділянок переводять на підземно – кабельні. Стійкість засобів зв'язку можна підвищити прокладанням енергопостачальних фідерів на автоматичну телефонну станцію (АТС) та радіовузол об'єкта, підготовкою пересувних електростанцій для заряджання акумуляторів АТМ і для живлення радіовузла при відключенні основних джерел електропостачання. При розширенні мережі підземних кабельних ліній необхідно прокладати дводотові, захищені екранами від впливу ЕМІ.

Для цього проведемо розрахунок товщини стінки екрану, для цього визначимо перехідне затухання в екрані. Вибираємо сталевий екран  $K_e = 5,2$ .

Система живлення [14]:



$$t_1 = \frac{A_e}{K_e \cdot \sqrt{f}}. \quad (5.3)$$

$$t_1 = \frac{-72,931 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,177(\text{см}).$$

Система керування [14]:

$$t_1 = \frac{-42,146 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,129(\text{см}).$$

Мікропроцесорна система [14]:

$$t_1 = \frac{-53,236 - 40}{5,2 \cdot \sqrt{15000}} = 0,146(\text{см}).$$

Таким чином при екрануванні системи живлення з використанням екрану товщиною 177 см із сталі, система автоматики буде стійкою в умовах дії ЕМІ. При екрануванні схем релейного захисту з використанням екрану товщиною 0,129 см із сталі, схеми постійного струму будуть стійкими в умовах ЕМІ. Для схем постійного струму потрібен екран товщиною 0,146 см.

## 6 РОЗРАХУНОК ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ КЕС

### 6.1 Техніко-економічне обґрунтування проектування даної станції

Будь-який виробничий процес, у тому числі й енергетичний, полягає в застосуванні людської праці до засобів виробництва (знарядь праці й оброблюваної сировини). Тому основними елементами організації виробництва є: організація використання виробничого устаткування, організація постачання підприємства сировиною і необхідними допоміжними матеріалами; організація праці виробничого (експлуатаційного) персоналу.

Щодо енергетичного підприємства це означає, що для організації його експлуатації необхідно:

- визначити найбільш доцільні режими роботи енергетичного устаткування, його поточне експлуатаційне обслуговування, забезпечити його максимальну експлуатаційну готовність;
- забезпечити безперебійне постачання станцій паливом, водою, допоміжними експлуатаційними і ремонтними матеріалами, запасними частинами до устаткування і їхнє нормування;
- забезпечити добір експлуатаційного персоналу станцій і мереж, нормування й організацію його праці, інструктаж і спостереження за якістю його роботи, економічне стимулювання;
- забезпечити організацію заробітної плати працівників електростанцій і мереж і відповідної преміальної системи, що стимулює підвищення продуктивності їх праці.

Крім постачання виробництва сировиною і допоміжними матеріалами, для нормальної експлуатації енергосистеми необхідно безперебійне постачання первинних енергетичних підприємств (електростанцій) коштами, що витрачаються на заробітну плату персоналу, оплату палива тощо, тобто необхідна організація фінансування виробництва.

При проектуванні електростанцій з'являється необхідність в рішенні ряду економічних питань, таких як обґрунтування потужності і вибір площадки спорудження  $S$ ; вибір оптимального варіанту із декількох можливих рішень (складається одинична потужність, параметри робочого темпу), розрахунок техніко-економічних показників параметрів електричної станції, що проектується, та їх аналіз.

В даному розділі вирішуються питання третьої групи, зокрема визначення кошторисної вартості електричної станції, яка проектується, визначення режимів роботи та основних техніко-економічних показників, розрахунок собівартості енергії та аналіз отриманих результатів.

## 6.2 Визначення кошторисної вартості проектованої ТЕС

Слід знати, що повні витрати на спорудження ТЕС визначають по двом розділам: промислове і житлове будівництво. Вартість промислового будівництва визначають за кошторисно-фінансовим розрахунком, який складається з 13 розділів, кожний з яких має цільове значення.

Загальна сума капіталовкладень по окремих розділах і в цілому по розрахунках станції має бути розподілена на будівельно-монтажні роботи, на придбання обладнання і решту затрат у відсотковому співвідношенні, яке вказане в табл.6.1. В практиці будівництва ТЕС всі затрати по розділах кошторисно-фінансового розрахунку визначають, виходячи з виконання фізичного об'єму робіт. В дипломному проектуванні така можливість відсутня, і визначення кошторисної вартості будівництва ТЕС починають з розділу 2 "Об'єкти основного виробничого призначення", виходячи з питомих капіталовкладень.

Визначити сумарні капіталовкладення в промислове будівництво ТЕС і скласти КВФР рекомендується за формою, приведеною в табл.6.1.

Таблиця 6.1 – Вартість основних виробничих фондів

№	Глави звітного кошторисно-фінансового розрахунку	В % від гл.2	В тому числі у відсотках по видах						Загальна вартість, грн./кВт-год
			Будівельно-монтажні роботи		Обладнання		Інші затрати		
1	Підготовка території для будівництва	2,1%	50%	20160000	2%	806400	48%	19353600	40320000
2	Об'єкти основного виробничого призначення	800	60,0%	1152000000	39,0%	748800000	1,0%	19200000	1920000000
3	Об'єкти підсобного, виробничого і обслуговуючого персоналу	1,2%	80%	18432000	20%	4608000			23040000
4	Об'єкти енергетичного господарства	1,9%	85%	31008000	15%	5472000			36480000
5	Об'єкти транспортного господарства та зв'язку	3%	95%	54720000	5%	2880000			57600000
6	Зовнішні мережі і споруди водопостачання, каналізації, тепlopостачання	3,0%	90%	51840000	10%	5760000			57600000
7	Упорядкування території	0,5%	100%	9600000					9600000
8	Тимчасові будівлі та споруди	4%	80%	61440000	10%	7680000	10%	7680000	76800000
9	Інші роботи та затрати	3%					100%	57600000	57600000
10	Утримання дирекції та авторський нагляд	0,20%					100%	3840000	3840000
11	Підготовка експлуатаційних кадрів	0,30%					100%	5760000	5760000
12	Проектні і дослідні роботи	5,0%					100%	96000000	96000000
13	Роботи і затрати по створенню водосховища	1%					100%	19200000	19200000
	Всього по главах 1-13			1399200000		776006400		228633600	2403840000

Питомі капіталовкладення:

$$k_{num} = K_{\Sigma 0} / N_{всм}$$

$$k_{num} = 2403840000 / 2400000 = 1001,6.$$

### 6.3 Розрахунок собівартості електроенергії на станції

Собівартість електроенергії є найважливішим економічним показником роботи електростанції і є сукупністю всіх витрат на виробництво енергії в грошовому вираженні. Собівартість одиниці виробленої електроенергії визначають як відношення сумарних затрат виробництва до кількості відпущеної електроенергії. Річний кошторис затрат на виробництво енергії складається за чотирма економічними елементами:

- амортизація основних фондів;
- заробітна плата;
- паливо;
- інші.

#### 6.3.1 Амортизація основних фондів

Амортизація – це систематичний розподіл вартості основних засобів, яка амортизується протягом строку їх корисного використання. Амортизація основних фондів – відшкодування їх зношування, пов'язане з поступовою втратою їх вартості і перенесення її на продукцію, що виготовляється. Амортизація нараховується протягом строку корисного використання підприємством при визначенні цього об'єкта активом. Метод амортизації об'єкта основних засобів обирається підприємством самостійно. Існують такі методи нарахування амортизації: прямолінійний, прискореного зменшення залишкової вартості, кумулятивний та виробничий.

На електричній станції амортизація відраховується при розрахунках собівартості енергії, яка відпускається, перераховують тільки з виробничих фондів станції. При визначенні вартості основних виробничих фондів величину капітальних витрат беруть з таблиці 6.1. Для розрахунку амортизаційних

відрахувань вартість основного виробництва (основних виробничих фондів) електростанції розбивають на три укрупнені групи  $\Phi 1$ ,  $\Phi 2$ ,  $\Phi 3$ .

Детальніше розшифруємо склад груп основних фондів. До першої ( $\Phi 1$ ) входять будівлі, споруди, їх структурні компоненти та передавальні пристрої, в тому числі житлові будинки та їх частини.

До другої групи ( $\Phi 2$ ) входять: автомобільний транспорт та вузли до нього, меблі, побутові електронні, оптичні, електромеханічні прилади та інструменти, включаючи електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, інформаційні системи, телефони, мікрофони, рації, інше конторське обладнання, устаткування та приладдя до них.

До третьої групи ( $\Phi 3$ ) ввійшли будь-які інші основні фонди, не включені до груп 1 і 2.

Розрахуємо вказані показники:

$$\Phi 1 = 60\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma обл} - K_{тр(обл)};$$

$$\Phi 2 = K_{\Sigma тр};$$

$$\Phi 3 = 40\% \cdot K_{\Sigma БМР} + K_{\Sigma ини} - K_{тр(БМР)}.$$

Розрахунок суми амортизаційних відрахувань зводимо в таблицю:

Таблиця 6.2. – Розрахунок суми амортизаційних відрахувань

Групи ОФ	Вартість ОФ	Норма амортизації ОФ, %	Сума амортизаційних відрахувань
$\Phi 1$	1612646400	7%	112885248
$\Phi 2$	57600000	25%	14400000
$\Phi 3$	733593600	20%	146718720
Разом			274003968

$$S_a = \Sigma \Phi_i \cdot H_i,$$

де  $S_a$  – сумарні амортизаційні відрахування;

$H_i$  – норма амортизації відповідної групи.

$$S_a = 1612646400 \cdot 7\% + 57600000 \cdot 25\% + 733593600 \cdot 20\% = 274003968 \text{ грн.}$$

### 6.3.2 Розрахунок фонду заробітної плати

Для визначення затрат на зарплату необхідно розрахувати чисельність персоналу станції:

$$P = k_{ум} \cdot N_{вст},$$

де  $k_{ум}$  – штатний коефіцієнт, тобто питома чисельність промислово–виробничого персоналу електростанції на одиницю встановленої потужності;

$N_{вст}$  – встановлена потужність станції, МВт.

$k_{ум}$  для ТЕС дорівнює 1,6.

$$P = 1,6 \cdot 2400 = 3840 \text{ чоловіка.}$$

Для розрахунку фонду зарплати загальна чисельність персоналу станції має бути розбита на категорії:

- робітники;
- інженерно-технічний персонал (ІТР);
- службовці;
- молодший обслуговуючий персонал (МОП).

Для цього можна використати таке співвідношення:

Робітники	87%
ІТР	10%
Службовці	2,1%
МОП	0,9%

Підраховавши, отримаємо:

Робітники	3340 чол.
ІТР	384 чол.
Службовці	81 чол.
МОП	35 чол.

Фонд заробітної плати по окремих категоріях персоналу:

$$S_{зп} = (1,57 \cdot \Sigma(S_{сер\ роб} \cdot n_i + S_{сер.моп} n_{моп}) + 1,175 \cdot \Sigma(S_{сер\ ітр} \cdot n_{ітр} + S_{сер.служ} n_{служ})) K_K K_B,$$

де  $S_{сер}$  – середня зарплата, що відповідає категорії персоналу;

$n_i$  – чисельність персоналу по категоріях.

Таблиця 6.3. – Розрахунок чисельності персоналу

Категорія персоналу	Зарплата, грн./місяць	Річний фонд зарплати
Робітники	17600	705408000
ІТР	20800	95846400
Службовці	25600	24883200
МОП	11200	4704000
Разом за рік		1254875040

### 6.3.3 Розрахунок затрат на інші витрати

Затрати на інші витрати визначаються у відсотках від суми затрат на амортизацію і зарплату:

$$S_{ін} = (S_a + S_{зп} + S_n) \cdot P_p,$$

де  $P_p = 10\%$ .

$$S_{ін} = (274003968 + 1254875040 + 24363776186) \cdot 10\% = 2543327134 \text{ грн.}$$

### 6.3.4 Визначення собівартості відпущеної електроенергії

Калькуляційною одиницею на електростанції є собівартість 1 кВт·год енергії, відпущеної з шин станції.

Сумарні експлуатаційні витрати виробництва

$$S = S_a + S_{зп} + S_n + S_{ін}.$$

$$S = 274003968 + 1254875040 + 24363776186 + 2543327134 = 28435982329 \text{ грн.}$$

Собівартість відпущеної електроенергії:

$$C = S / E_{відп},$$

де  $E_{відп}$  – електроенергія, відпущена з шин станції за рік, МВт·год.



$$C = 28435982329 / 16917144 = 168,0897 \text{ коп/кВт}\cdot\text{год}$$

Таблиця 6. 4. – Розрахунок собівартості електроенергії

Елементи витрат	Сума річних витрат	Собівартість енергії	
		%	коп/кВт·год
Амортизація	274003968	1,0%	1,6197
Зарплата	1254875040	4,4%	7,4178
Паливо	24363776186	85,7%	144,0183
Інші	2543327134	8,9%	15,0340
Разом	28435982329	100%	168,0897

#### 6.4 Аналіз отриманих результатів

#### Основні техніко-економічні показники ЕС

Таблиця 6.5.

Потужність станції	2400	МВт
Склад обладнання	8x300	
Річний виробіток електроенергії	16917144,00	МВт·год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2403840000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	168,0897	коп/кВт·год

## ВИСНОВКИ

В роботі була спроектована електрична станція типу КЕС, встановлена потужність якої 2400 МВт. Вона призначена для забезпечення електричною енергією споживачів місцевого району, а також для видачі потужності в енергосистему.

В роботі були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Для встановлення на спроектованій КЕС було обрано два парогенератори типу ПП-950/255; турбіни типу К-300-240; вісім турбогенераторів типу ТВГ-300-2У3 номінальною потужністю 300 МВт.

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

Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ через 4 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ через 7 лінії.

Обидва розподільчі пристрої – відкриті розподільчі пристрої (ВРП). На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРП 330 кВ, обрано варіант за схемою “4/3”.

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Розрахунок виконувався за допомогою методів еквівалентних ЕРС і типових кривих. Розраховано термічну дію струмів КЗ.

Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В інших розділах визначаються основні техніко-економічні показники роботи станції та розглянуті питання охорони навколишнього середовища.

Проведено моделювання стійкості, отримані результати з оцінкою стійкості. ПК ДАКАР дозволяє здійснити аналіз динамічної та статичної стійкості. Засобами ПК Дакар буде виконана серія розрахунків для різних

значень тривалості КЗ для заданого вузла. Таким чином аналізувалась сукупність як нормальних так і в післяаварійних режимів. Отримані результати та навички відповідають як актуальній нормативній базі так і роботі оперативного-диспетчерського персоналу різних рівнів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. <https://enerhodzherela.com.ua/analitika>
2. <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/>
3. Плачкова С. Г. Енергетика. Історія, сучасність, майбутнє. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://energetika.in.ua/ua/books/book-3/part-2/section-6>
4. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.
6. IEC 1634 (MEK 1634) – “High-voltage switchgear and controlgear - Use and handling of sulphur hexafluoride (SF6) in high-voltage switchgear and controlgear”. First edition (Комутаційна апаратура та високовольтні механізми керування. Використання та експлуатація елегазу (SF6) у високовольтному комутаційному обладнанні. Видання перше).
7. <http://forca.ru/knigi/oborudovanie/naladka-elegazovogo-oborudovaniya-2.html>
8. <http://electrical-engineering-portal.com/things-you-should-know-about-medium-voltage-gis>
9. Листовка ELK-3 Hybrid Switchgear, 420 kV стр.12.
10. <http://www.cigre.org.ua/>
11. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
12. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Гук Ю. Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю. Б. Гук, В. В. Кантан, С. С. Петрова. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
14. Рожкова Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

15. Лагутін В. М. Власні потреби електричних станцій: навчальний посібник / В. М. Лагутін, В. В. Тептя, С. Я. Вишневський. – Вінниця: ВНТУ, 2008. – 102 с.
16. Правила улаштування електроустановок – Київ, 2017 – 617 с.
17. Норми визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною безпекою : НАПБ Б.03.002-2007 – [чинний від 03.12.2007 року] - № 833
18. Пожежна безпека об'єктів будівництва : ДБН В.1.1.7-2002 - [Електронний ресурс] - Режим доступу: [http://www.poliplast.ua/doc/dbn\\_v.1.1-7-2002..pdf](http://www.poliplast.ua/doc/dbn_v.1.1-7-2002..pdf)
19. Евдокунин Г.А., Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника. – СПб.: Издательство Сизова М.П., 2000. - 114 с.
20. Киреева Э.А., Цырук С.А. Современное вакуумное коммутационное электрооборудование. – М.: Энергетик, 2007. – 44 с.
21. Электрические аппараты высокого напряжения/ Под редакцией Г. Н. Александрова. - Л.: Энергоатомиздат, 1989. - 344 с.;
22. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для средн. проф.обр./ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 2-е изд., стер. – М.: Издательский центр " Академия", 2005. – 448 с.
23. Сакевич В. Ф. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах: навчальний посібник / В. Ф. Сакевич. – Вінниця, ВДТУ, 2001 – 124 с.
24. Лежнюк П.Д. Комутаційні електричні апарати. / П.Д. Лежнюк, В. Ц. Зелінський, Л.Н. Добровольська – М.: Луцьк: ЛНТУ, 2010. – 321 с.
25. Перцев А.А. Вакуумные дугогасительные камеры. / А.А. Перцев, Л.А. Рыльская. – Рязань: Рязанский издательский дом, 2008. – 392 с.
26. Лежнюк П.Д. Електричні апарати розподільчих установок. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2004. –128 с.
27. Лежнюк П.Д. Электрообладнання розподільних установок. Вакуумні вимикачі. / П.Д. Лежнюк, В.Ц. Зелінський. – Вінниця: ВНТУ, 2010. –137 с.

28. Будівельні норми та правила: СНиП III-4-80 – [Електронний ресурс] -  
Режим доступу: <https://dnaop.com/html/45031/doc> - %D0%A1%D0%9D%D0%  
B8%D0%9F \_ III-4-80\_

29. ГОСТ 15543.1-89 та ГОСТ 15150-69 – [Електронний ресурс] – Режим  
доступу: <http://docs.cntd.ru/document/1200003320>

## ДОДАТОК А

## Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи

## ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Науковий керівник к.т.н., ст.викладач Вишневський С.Я.

(прізвище, ініціали, посада)

## Показники звіту подібності

Unicheck	
Оригінальність	84,9
Схожість	15,1

## Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)


- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи (додається)


Автор   
(підпис)

Попов В.О.  
(прізвище, ініціали)


Опис прийнятого рішення  
Магістерську кваліфікаційну роботу  
прийняти до захисту

Особа, відповідальна за перевірку   
(підпис)

Гриник В.А.  
(прізвище, ініціали)

Керіник роботи   
(підпис)

Вишневський С.Я.  
(прізвище, ініціали)

Експерт   
(за потреби) (підпис)

Комар В.О., зав. каф ЕСС  
(прізвище, ініціали, посада)

## ДОДАТОК Б

### Технічне завдання МКР

Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

\_\_\_\_\_ (підпис)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

### ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

**Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю  
2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів**

08-13.МКР.007.00.004 ТЗ

Науковий керівник: к.т.н.

\_\_\_\_\_ Вишневський С.Я.

(підпис)

Магістр групи ЕС-20м

\_\_\_\_\_ Попов В.О.

(підпис)

Вінниця 2021 р.



## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

- а) актуальність досліджень обумовлена тим, що в умовах дефіциту енергоносіїв, а також гострого браку маневрених потужностей Україна повинна раціонально використовувати енергоресурси. Постає необхідність проектування та введення в експлуатацію нових електричних станцій. Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них ТЕС призводить до зміни процесів в мережі і вимагає додаткових досліджень;
- б) наказ ректора ВНТУ № 277 від 24 вересня 2021 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

- а) мета – проектування ТЕС потужністю 2400 МВт та дослідженням стійкості роботи генераторів;
- б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. План розвитку системи передачі на 2020-2029 роки. Постанова НКРЕКП № 764 від 03.04.2020. 377 с.
2. Лежнюк П. Д., Лагутін В. М., Тептя В. В. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник. Вінниця: ВНТУ, 2009. 194 с.
3. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985. 312 с.

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

Передбачається спорудження гідроелектричної станції у західному регіоні України.

– технічне завдання: проектування Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю 2400 МВт з вісьмома агрегатами одиничною потужністю 300 МВт. В систему, приєднання до якої знаходиться на відстані 200 км, потужність віддається по ЛЕП 330 кВ.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на

ТЕС, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ” та ін.)

– конструктивне виконання: компоновку та головну схему електростанції виконують згідно прийнятої системи використання енергії водотоку (оригінальне рішення).

– показники технологічності: проектування ТЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

– технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал станції.

– живлення об’єкта: для забезпечення надійного живлення споживачів власних потреб ГЕС виконати проектування резервного живлення.

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електростанції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	02.09.21	06.09.21	формування технічного завдання
2	Техніко-економічне обґрунтування проектування ТЕС	07.09.21	12.09.21	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень, розділ 1 ПЗ
3	Електротехнічна частина	13.09.21	05.10.21	розділ 2
4	Розрахунок релейного захисту та автоматики ТЕС	06.10.21	20.10.21	розділ 3
5	Дослідження стійкої роботи генераторів	21.10.21	30.10.21	розділ 4
6	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.11.21	10.11.21	розділ 5
7	Техніко-економічна частина	11.11.21	16.11.20	розділ 6
8	Оформлення пояснювальної записки	17.11.21	25.11.20	пояснювальна записка

9	Виконання графічної частини та оформлення презентації	26.12.21	30.11.21	плакати, презентація
---	---	----------	----------	-------------------------

### **7. Матеріали, що подаються до захисту МКР**

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук рецензента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

### **8. Порядок контролю виконання та захисту МКР**

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Державної екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

### **9. Вимоги до оформлення МКР**

Вимоги викладені в «Положенні про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р.

### **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

## ДОДАТОК В

### Презентація

Міністерство освіти та науки, молоді і спорту України  
Вінницький національний технічний університет  
Інститут електроенергетики та електромеханіки  
Факультет електроенергетики

### Магістерська кваліфікаційна робота

Електрична частина конденсаційної електричної станції потужністю  
2400 МВт з дослідженням стійкості роботи генераторів

Спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка.

Освітня програма «Електричні станції»

Виконав ст.гр. ЕС-20м

Попов Владислав Олегович

1

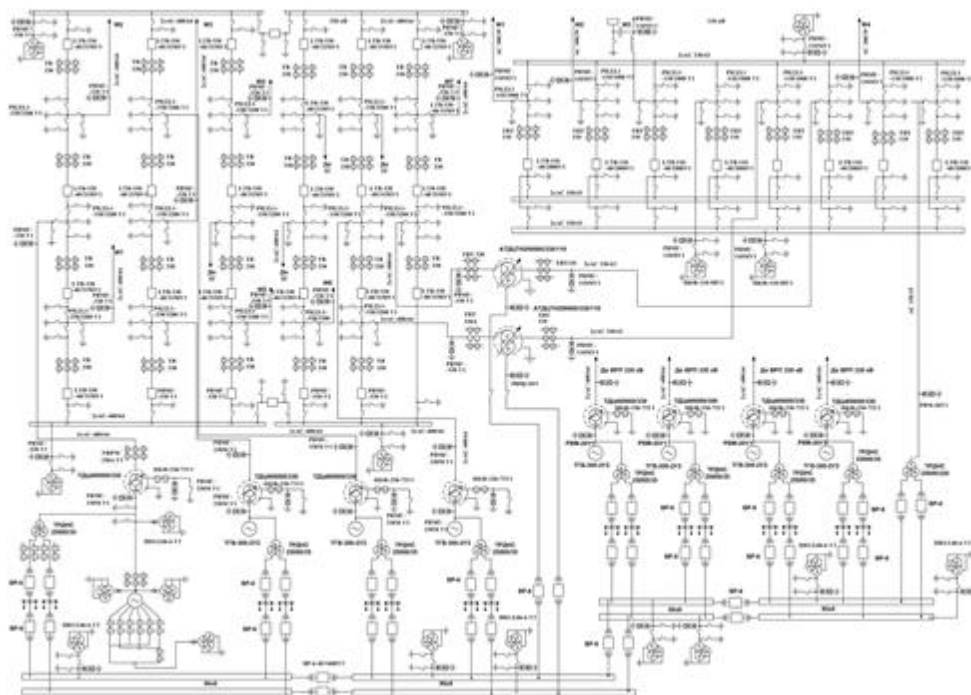
**Актуальність теми.** Починаючи з 1991 року до 1997 споживання електроенергії суттєво знижувалось до значень в 160 млрд. кВт-год, що може бути непрямим індикатором тривалої економічної кризи.

Період з 1998 до 2013 року можна умовно визначити як період відновлення економіки, який характеризувався зростанням споживання електроенергії до 180 млрд. кВт-год, але цей процес був пов'язаний з деіндустріалізацією економіки, що вплинуло на режими споживання електричної енергії протягом доби.

В цей період, попит насичується навантаженням комерційно-побутового сектора, який нерівномірний протягом доби, завдяки чому діапазон добової зміни навантаження зріс з 5000 МВт в 2001 р. до 7000-8000 МВт в зимові періоди 2012 року.

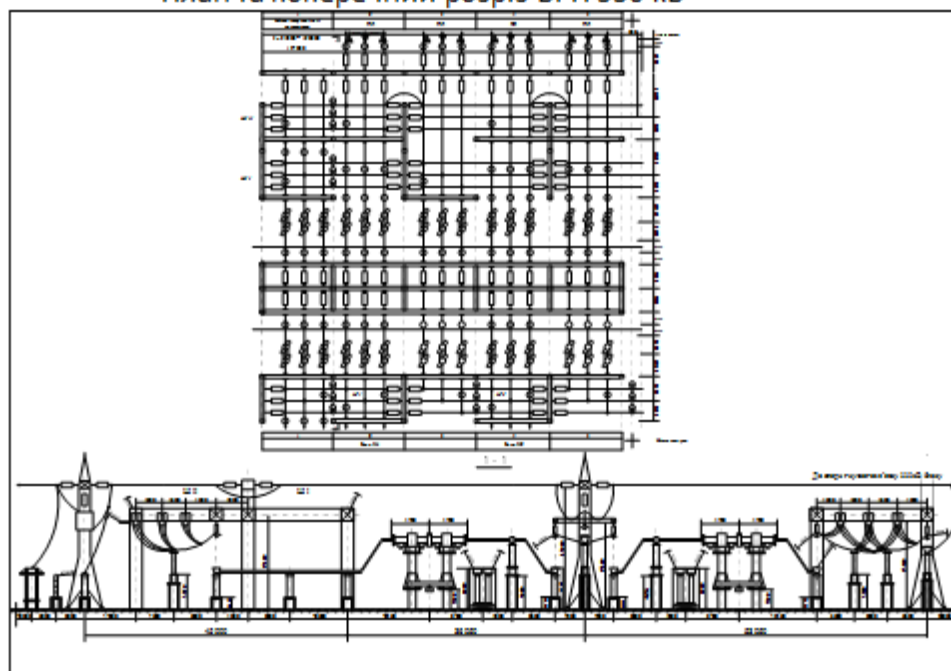
В той же час, темпи введення маневрених потужностей не відповідали швидкості приросту змінного діапазону навантажень, що призвело до зростання актуальності проблеми покриття навантажень в вечірні години та балансування вироблення відновлюваної енергетики. [1].

Отже, дослідження та аналіз методів проектування ЕС є актуальною науково-прикладною задачею.



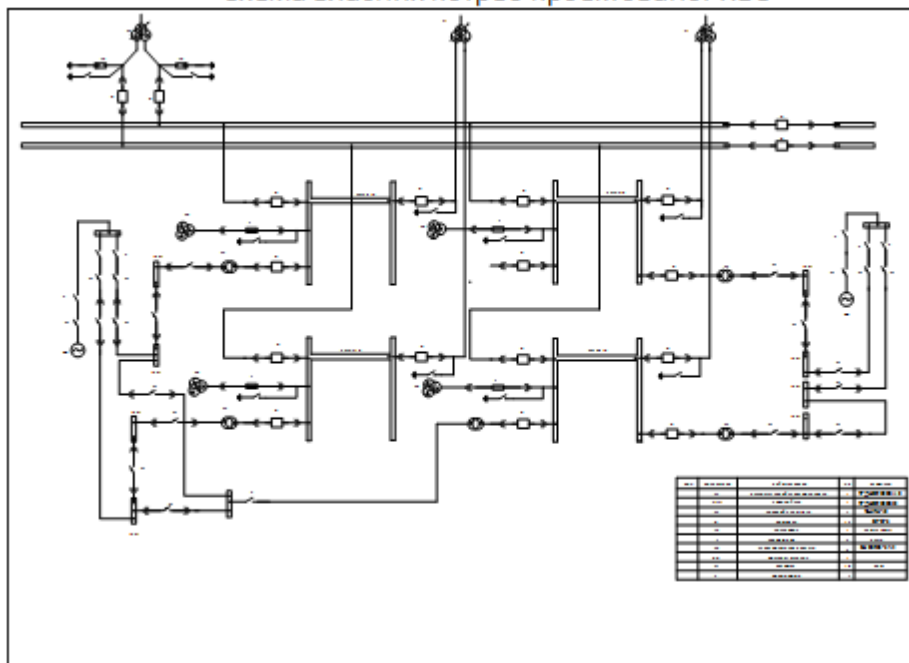
1

План та поперечний розріз ВРП 330 кВ



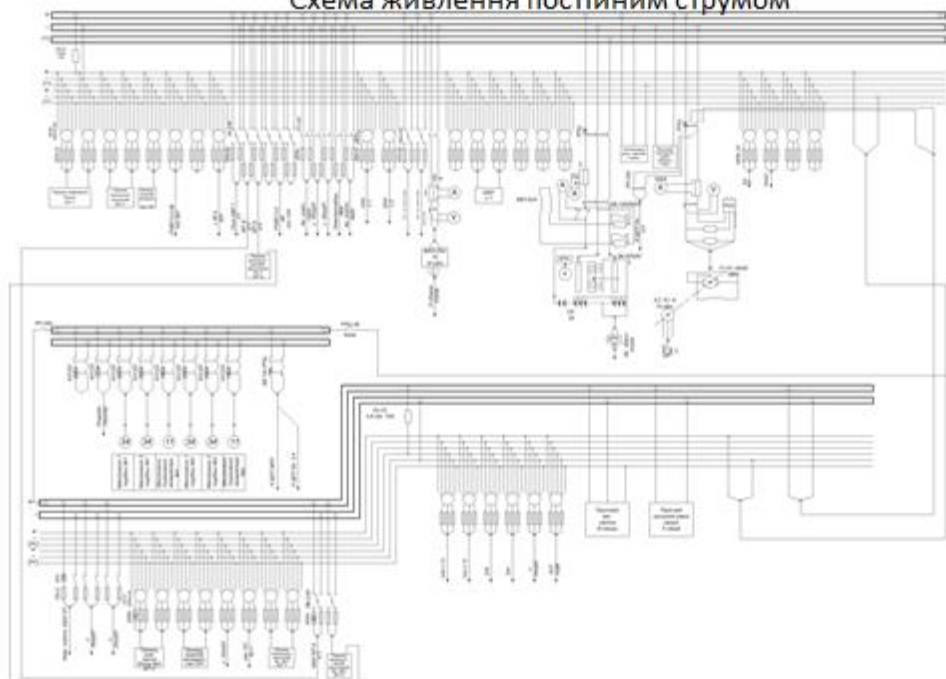
2

Схема власних потреб проектованої КЕС



3

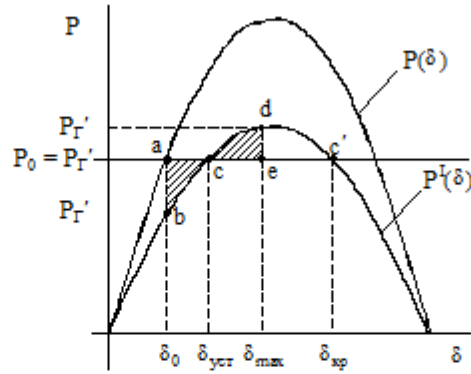
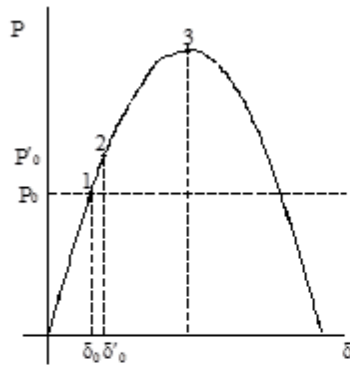
Схема живлення постійним струмом



4

### Хвильові діаграми

5



$$A_{\text{гальмує}} = f_{cde} = \int_{\delta_{\text{уст}}}^{\delta_{\text{кр}}} (P_0 - P_m^I \sin \delta) d\delta$$

$$A_{\text{пр}} = f_{abc} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{уст}}} (P_0 - P_m^I \sin \delta) d\delta$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta \delta} > 0 \quad \text{або} \quad \frac{dP}{d\delta} > 0$$

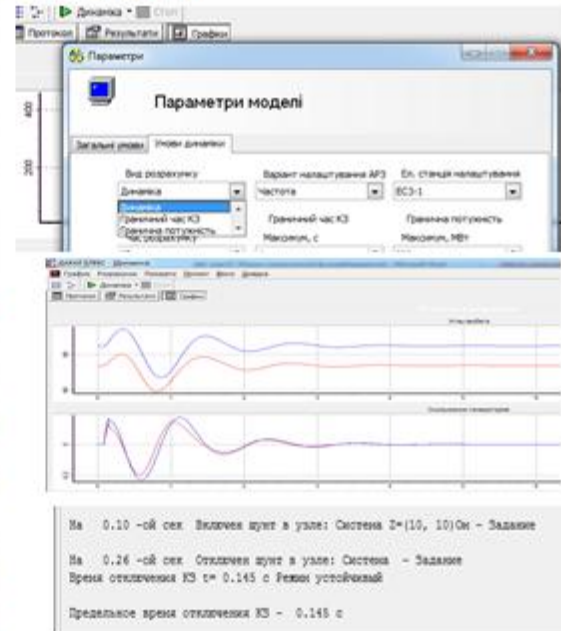
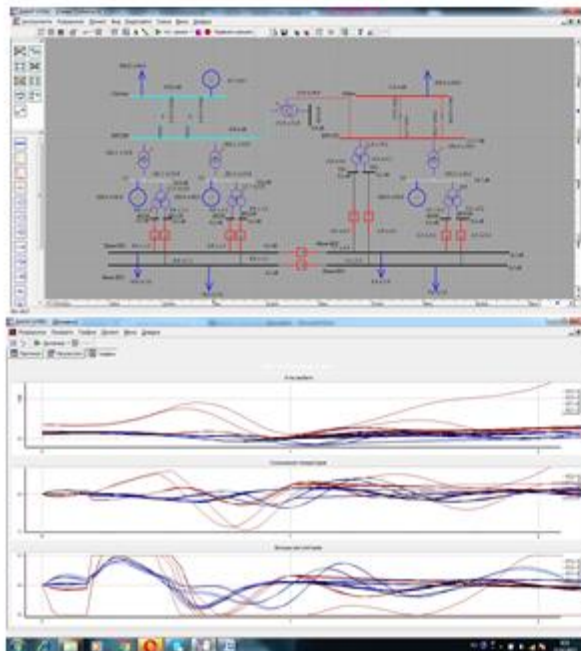
Співвідношення

$$\frac{dP}{d\delta} = 0 \quad \text{— межа статичної стійкості ЕС.}$$

Фізичний зміст площі  $f_{abc}$  та  $f_{cde}$  — це робота, яка виконана за рахунок небалансу потужностей і спочатку прискорює, а потім гальмує ротор у його відносному русі

### Аналіз стійкості засобом ПК «Дакар»

6



## Техніко-економічні показники роботи станції

7

Потужність станції	2400	МВт
Склад обладнання	8x300	
Річний виробіток електроенергії	16917144,00	МВт*год
Коефіцієнт витрати електроенергії на ВП	6%	
Коефіцієнт обслуговування	1,600	чол./МВт
Кошторисна вартість промислового будівництва	2403840000	грн.
Питомі капітальні вкладення	1001,6	грн./кВт
Собівартість відпущеної електроенергії	168,0897	коп/кВт*год

**ВИСНОВКИ**

В роботі була спроектована електрична станція типу КЕС, встановлена потужність якої 2400 МВт. Були розраховані графіки навантаження електростанції, а також обчислені техніко-економічні показники роботи станції.

Обрана схема власних потреб забезпечує надійне, безперебійне живлення усіх споживачів ВП. Видача електроенергії в систему відбувається на напрузі 330 кВ через 4 ПЛЕП, живлення місцевих споживачів – на напрузі 110 кВ через 7 лінії. На підставі техніко-економічного порівняння двох варіантів схем ВРП 330 кВ, обрано варіант за схемою "4/3".

Проведено розрахунок струмів короткого замикання. Здійснено вибір струмоведучих частин, комутаційної та контрольно-вимірювальної апаратури, розрядників, високочастотних загороджувачів та акумуляторної батареї.

В інших розділах визначаються основні техніко-економічні показники роботи станції та розглянуті питання охорони навколишнього середовища.

Проведено моделювання стійкості, отримані результати з оцінкою стійкості. ПК ДАКАР дозволяє здійснити аналіз динамічної та статичної стійкості. Засобами ПК Дакар було виконано серію розрахунків для різних значень тривалості КЗ для заданого вузла. Таким чином аналізувалась сукупність як нормальних так і в післяаварійних режимів. Отримані результати та навички відповідають як актуальній нормативній базі так і роботі оперативного-диспетчерського персоналу різних рівнів.