

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

**МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**  
на тему:  
**«Аналіз впливу асинхронізованих турбогенераторів на режим теплової станції»**

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-23мз  
спеціальності 141 – Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка  
освітня програма «Електричні станції»  
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)  
Мирончук А. М.  
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС  
Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)

«10» 06 2025 р.

Опонент: К.т.н. доц. доцент кафедри  
ЕСЕМ Бабенко О.В.

(прізвище та ініціали)  
«10» 06 2025 р.

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри ЕСС  
д.т.н., проф. Комар В. О.  
(прізвище та ініціали)  
«10» 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

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.

20.03 2025 року

### **ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Мирончука Андрія Миколайовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз впливу асинхронізованих турбогенераторів на режим теплової станції»

керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О.

затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 96

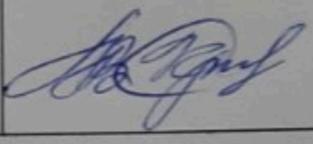
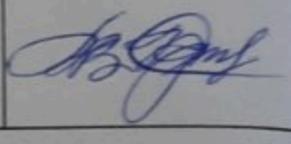
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року.

3. Вихідні дані до роботи: Принципова схема ТЕС 2400 МВт з різними варіантами компоновки генераторами та режимами видачі реактивної потужності.

4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Загальна характеристика. 2 Постановка задачі та шляхи її розв'язання. 3 Переваги АСТГ в порівнянні з традиційними СТГ. 4 Вплив АСТГ на динамічну стійкість, пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора і режими роботи СТГ ТЕС. 5 Розрахунок ефективності застосування на ТЕС АСТГ. 6. Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаних джерел.

5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) 1. Баланс активної та реактивної потужності в ЕЕС. 2. Структурна схема АСТГ. 3 Переваги та недоліки АСТГ. 4 Вплив АСТГ на динамічну стійкість 5. Висновки.

6. Консультанти розділів роботи

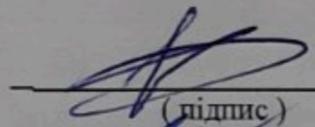
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф., зав. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

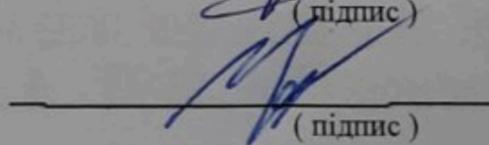
№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	28.03.25	
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	29.03.25	07.04.25	
3	Переваги АСТГ в порівнянні з традиційними СТГ	08.04.25	13.05.25	
4	Вплив АСТГ на динамічну стійкість, пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора і режими роботи СТГ ТЕС	14.05.25	19.05.25	
5	Розрахунок ефективності застосування на ТЕС АСТГ	20.05.25	25.05.25	
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	

Студент

  
(підпис)

А. М. Мирончук

Керівник роботи

  
(підпис)

В. О. Комар

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	6
ANNOTATION.....	7
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА.....	12
2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ТА ШЛЯХИ ЇЇ РОЗВ’ЯЗАННЯ.....	15
3 ПЕРЕВАГИ АСТГ В ПОРІВНЯННІ З ТРАДИЦІЙНИМИ СТГ .....	17
4 ВПЛИВ АСТГ НА ДИНАМІЧНУ СТІЙКІСТЬ, ПОШКОДЖУВАНІСТЬ КРАЙНІХ ПАКЕТІВ ОСЕРДЯ СТАТОРА І РЕЖИМИ РОБОТИ СТГ ТЕС.....	28
4.1 Підвищення рівня динамічної стійкості .....	28
4.2 Зниження пошкоджуваності крайніх пакетів осердя статора СТГ .....	32
5 РОЗРАХУНОК ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ НА ТЕС АСТГ .....	47
6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК .....	63
6.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ.....	63
6.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ.....	66
ВИСНОВКИ.....	70
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ .....	71
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	74
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР .....	75
ДОДАТОК В Графічна частина.....	79

## АНОТАЦІЯ

Мирончук А. М. «Аналіз впливу асинхронізованих турбогенераторів на режим теплової станції». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 70 с. Бібліогр.: 25. Іл.: 17. Табл.: 8.

В магістерській роботі було розглянуто засоби компенсації реактивної потужності. Основна увага приділена асинхронізованим турбогенераторам на теплових електростанціях. В роботі виконано розрахунок ефективності застосування асинхронізованих турбогенераторів на прикладі Бурштинської теплоелектростанції.

Ключові слова: теплові електростанції, синхронні генератори, асинхронізовані генератори, реактивна потужність, динамічна стійкість.

## ANNOTATION

Myronchyk A. M. “Analysis of the influence of asynchronous turbogenerators on the operation of a thermal power plant”. Master thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 77 p. Bibliogr .: 25. Il .: 17. Tabl .: 8.

The thesis considered means of reactive power compensation. The main attention was paid to asynchronous turbogenerators at thermal power plants. The work calculated the efficiency of using asynchronous turbogenerators using the example of the Burshtyn thermal power plant.

Key words: thermal power plants, synchronous generators, asynchronous generators, reactive power, dynamic stability.

**ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ**

АСДК	Автоматизована система диспетчерського контролю
АПВ	Автоматичне повторне ввімкнення
АРЗ	Автоматичний регулятор збудження
АТ	Автотрансформатор
АСГ	Асинхронізований генератор
АСК	Асинхронізований компенсатор
АСТГ	Асинхронізований турбогенератор
АГ	Асинхронний генератор
АЕС	Атомна електрична станція
ДП НЕК	Державне підприємство Національна енергетична компанія
ЕС	Електрична система
ЕЕС	Електроенергетична система
ЕЕСУ	Електроенергетична система України
ЕРС	Електрорушійна сила
ЄС	Європейський союз
ЗДТК	Засоби диспетчерсько-технологічного керування
ЛЕП	Лінія електропересилання
ОЕС	Об'єднана енергетична система
СГ	Синхронний генератор
СК	Синхронний компенсатор
СТГ	Синхронний турбогенератор
СТК	Статичний тиристорний компенсатор
ТЕС	Теплова електрична станція
ТЕЦ	Теплоелектроцентраль
ШР	Шунтовий реактор

## ВСТУП

Однією з найважливіших задач електроенергетики України є забезпечення електричною енергією належної якості. Низька якість електричної енергії спричиняє збільшення її втрат, пришвидшує знос обладнання, вихід його з ладу та інше. В Україні, за даними Інституту електродинаміки НАН України, зниження якості електроенергії збільшує її втрати на 10-12 %. В 2017 році на частині магістральних підстанції 330-750 кВ ДП НЕК “Укренерго” було проведено дослідження забезпечення допустимих напруг. За результатами дослідження встановлено в певних вузлах системоутворюючої мережі випадки відхилення напруги від допустимих значень. Причиною підвищення напруги в мережах 330-750 кВ ОЕС України є зниження перетоків активної потужності в цих мережах, що викликано зниженням рівня навантажень, з одної сторони, та високою аварійністю шунтових реакторів на лініях електропересилання, з іншої.

Відомо, що основним нормативним показником підтримання балансу активної потужності в кожний момент часу є частота змінного струму, яка є глобальним критерієм в електроенергетичній системі (ЕЕС). А основним нормативним показником підтримки балансу реактивної потужності в кожний момент часу є рівень напруги – критерій, який є локальним в енергосистемі. Напруга в електромережах України змінюється в межах  $\pm 10\%$  і більше. В електричних системах напругою 330-750 кВ добові, сезонні та інші різкі зниження навантаження спричиняють до появи надлишків реактивної потужності, які можуть досягати сотні Мвар, і тим самим зростання напруги в лініях електропересилання. Забезпечення у всіх вузлах енергосистеми допустимих рівнів напруги є одним з першочергових завдань.

Поганий технічний стан електромереж, не оптимальність режимів роботи та недостатня якість електричної енергії спричиняють збільшення втрат електричної енергії. Пріоритетними напрямками та заходами з підвищення енергоефективності та енергозбереження є зменшення втрат електричної енергії, підвищення надійності обладнання і стійкості електроенергетичної системи та забезпечення оптимальних режимів її роботи. Під час розроблення ієрархічних оперативно-керуючих комплексів, першочерговою задачею для розробників є

оптимізація режимів, як за активною потужністю, так і за реактивною, для мінімізації втрат активної потужності в мережі та забезпечення належного рівня динамічної стійкості ЕЕС в цілому.

Одним із основних і найбільш ефективних заходів щодо зниження втрат активної потужності в електричних системах, є впровадження в них компенсуючих пристроїв реактивної потужності [1, 2]. В мережах нижчих класів напруг ці пристрої забезпечують додаткову генерацію реактивної потужності для підвищення рівня напруги, а в системоутворюючих мережах, компенсуючі пристрої встановлюються з метою споживання зарядних реактивних потужностей ліній електропередавання і недопущення перенапруг. Існує багато засобів компенсації надлишкової реактивної потужності. Кожний з цих компенсуючих пристроїв має свої переваги і свої недоліки. Для компенсації зарядної потужності високовольтних ліній і перенапруг в них, як правило, використовуються шунтові реактори (ШР). Вони дозволяють тільки дискретне регулювання напруги і є недостатньо надійними через свою комутаційну апаратуру. Вони погіршують електромагнітну сумісність в ЕЕС під час різних видів комутацій та в аварійних режимах. Під час експлуатації можуть виникати несиметричні режими ліній, через відмову шунтових реакторів окремих фаз чи під час ремонту їх груп. Тривала пофазна недокомпенсація реактивної потужності в лініях через ремонти шунтових реакторів в ОЕС України в 2000 році досягала 1200-1700 Мвар, а загальна кількість фаз з ШР, що знаходились в ремонті на протязі року в ОЕС України, становила близько 30. До високоефективного, добре керованого електротехнічного обладнання, яке позитивно впливає на регулювання напруги, можна віднести асинхронізовані турбогенератори (АСТГ). Це підтверджує порівняльний технічний аналіз [3], який показує, що під час вирішення задачі щодо компенсації надлишків реактивної потужності для забезпечення заданих напруг на електростанціях найбільш ефективним є застосування АСТГ.

**Мета роботи:** є дослідження впливу асинхронізованих турбогенераторів на ефективність роботи теплових станцій.

**Об'єкт дослідження:** електростанції з асинхронізованими генераторами.

**Предмет дослідження:** ефективність роботи теплових електростанцій з асинхронізованими турбогенераторами.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи визначення та оцінки показників надійності, інтерполяції, оптимізації, техніко-економічного аналізу.

**Публікації.** Мирончук А.М. Особливості асинхронізованих турбогенераторів. Матеріали Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «МОЛОДЬ В НАУЦІ: ДОСЛІДЖЕННЯ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ (МН-2025)», Вінниця, 2025.

## 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА

Основним нормативним показником підтримки балансу активної потужності в кожний момент часу є частота змінного струму, яка є глобальним критерієм. Основним нормативним показником підтримки балансу реактивної потужності в кожний момент часу є рівень напруги – локальний критерій, який для кожного вузла навантаження і кожної ступені номінальної напруги суттєво відрізняється. Тому на відміну від балансу активної потужності, необхідно забезпечити баланс і резерв реактивної потужності, не тільки в цілому в енергосистемі, але і у вузлах навантаження.

Повна потужність складається із активної потужності а також реактивної складової [4], яка негативно впливає на режими роботи електричної мережі та показники якості електроенергії. Зокрема, реактивний струм додатково завантажує високовольтні лінії і трансформатори, спричиняє збільшення втрат активної та реактивної потужності, впливає на рівні напруги у споживачів, збільшує теплові навантаження елементів торцевих зон синхронних турбогенераторів.

В системоутворюючих мережах і міжсистемних електричних зв'язках режими роботи за реактивною потужністю залежать від узгодження характеристик трьох основних елементів енергосистеми: станції, лінії електропересилання, і споживача.

Під час пересилання лінією активної потужності, значення якої менше за натуральну потужність цієї лінії, відбувається генерація реактивної потужності в лінії. Якщо активна потужність, що пересилається лінією, більша за натуральну її потужність, відбувається споживання реактивної потужності лінії. За рівності значень активної потужності, яка пересилається лінією, і натуральної потужності лінії, вся генерована реактивна потужність лінії в ній же і споживається.

У зв'язку з тим, що лініями електропересилання напругою 220-750 кВ не завжди пересилається активна потужність, величина якої більша за натуральну

потужність цих ліній, часто мають місце режими, за яких відбувається генерація реактивної потужності в лініях, що в свою чергу призводить до збільшення напруг у вузлах електричної системи.

Проведені дослідження показують, що в системоутворюючих мережах об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України, напруги не завжди відповідають нормативам. Зокрема, мають місце випадки постійного перевищення допустимого рівня напруги в певних її вузлах, внаслідок недостатньої компенсації надлишкової реактивної потужності.

Значні проблеми виникають у зв'язку з незкомпенсованістю електромережі ОЕС України за реактивною потужністю, забезпеченням необхідного рівня напруги (Західна, Центральна, Південна енергосистеми) та з недостатньою пропускною здатністю ліній електропередавання для видачі потужностей АЕС (Рівненська, Хмельницька, Запорізька) [5].

Для інтеграції енергосистеми України до енергетичних систем держав Європейського Союзу, необхідно збільшити пропускну здатність міждержавних електромереж, як на території України, так і на територіях країн ЄС.

Для недопущення збільшення напруг в електроенергетичній системі понад допустимі значення, необхідно забезпечити компенсацію надлишкової генерованої лініями реактивної потужності. Є кілька варіантів компенсації реактивної потужності в електроенергетичній системі. Зокрема – це встановлення шунтових реакторів (ШР), статичних тиристорних компенсаторів (СТК), керованих підмагніченням реакторів (КПР), синхронних компенсаторів (СК), асинхронізованих компенсаторів (АСК) а також споживання генерованої електроенергетичною системою реактивної потужності синхронними (СГ), асинхронними (АГ) і асинхронізованими (АСГ) генераторами електричних станцій.

На відміну від статичних засобів компенсації реактивної потужності, електромашинні компенсатори не вносять спотворень в кривих струмів і напруг,

внаслідок відсутності вищих гармонічних складових і забезпечують покращення протікання динамічних процесів за рахунок інерції ротора.

На даному етапі розвитку ЕЕС України, для споживання надлишкової реактивної потужості, використовуються здебільшого ШР, а також синхронні турбогенератори (СТГ). На Бурштинській ТЕС ПАТ “ДТЕК Західенерго” встановлені два перших в світовій практиці асинхронізовані турбогенератори (АСТГ) марки АСТГ-200.

## 2 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ТА ШЛЯХИ ЇЇ РОЗВ'ЯЗАННЯ

В останні роки в електроенергетичній системі України (ЕЕС) спостерігається чергова хвиля зниження енергоспоживання. Вона викликана кризовими явищами в економіці, Covid19, повномаштабне вторгнення. Внаслідок зниження завантаження ліній електропередавання збільшується генерація ними реактивної потужності. В нічні години, в умовах мінімуму навантаження, виникають труднощі з регулюванням напруги в ЕЕС. Для компенсації надлишку реактивної потужності використовується цілий ряд засобів, серед яких є СТГ і АСТГ теплових електростанцій (ТЕС).

Використання СТГ для регулювання напруги ЕЕС в режимі недозбудження обмежене. Проведені дослідження [6] показують, що довготривала робота СТГ в режимах недозбудження призводить до зростання числа відмов через пошкодження торцевих зон статора та скорочення їх терміну служби. В СТГ нового покоління обмеження за умовами нагріву торцевих зон статора відсутні. Однак, для них існують суттєві обмеження в режимах споживання реактивної потужності із мережі за умовами статичної та динамічної стійкості, що суттєво обмежує їх регулювальні можливості.

На відміну від СТГ для регулювання напруги в умовах надлишків реактивної потужності успішно використовуються АСТГ, які можуть працювати в режимах глибокого споживання реактивної потужності за високого рівня статичної та динамічної стійкості [7]. За необхідності розв'язання задачі з компенсації надлишків реактивної потужності на електростанціях використовуються АСТГ, як більш ефективні від СТГ [8].

СТГ ТЕС на сьогоднішній день відпрацювали свій ресурс чи наближаються до цієї межі. Для них є дуже актуальним питання реконструкції та модернізації обладнання. Сам процес модернізації довготривалий. Значить для ТЕС в найближчій перспективі буде характерним наявність як старих так і нових типів

турбогенераторів. Причому, під час заміни старих СТГ постане питання, які з них міняти на нові СТГ, а які на АСТГ.

У зв'язку з вищевикладеним в цьому розділі роботи ставиться задача дослідити вплив встановлення перших АСТГ на ТЕС на роботу СТГ.

### **3 ПЕРЕВАГИ АСТГ В ПОРІВНЯННІ З ТРАДИЦІЙНИМИ СТГ**

Відомо, що надійність роботи синхронних турбогенераторів (СТГ), що експлуатуються в умовах частих пусків, циклічності зміни навантаження, споживання реактивної потужності знижується через пошкодження торцевих пакетів осердя статора [6]. І хоча в нових типах СТГ проблеми з крайніми пакетами осердя статора розв'язані, для них залишається актуальним обмеження величини споживання реактивної потужності за умовами динамічної стійкості.

Як показують численні наукові та експериментальні дослідження [9 – 12], генератори нового покоління до яких відносяться АСТГ, завдяки особливій конструкції ротора та системи збудження, мають значну перевагу над традиційними синхронними машинами та можуть працювати в режимах споживання реактивної потужності в значних величинах без зниження їх динамічної стійкості. Завдяки цьому на ТЕС, де вони встановлені, синхронні генератори можуть працювати у допустимих для себе режимах, так як споживають реактивну потужність з мережі саме асинхронізовані генератори. Це в свою чергу впливає на підвищення надійності синхронних генераторів ТЕС.

Перші АСТГ потужністю 200 МВт були встановлені на Бурштинській ТЕС. В 1985 році був введений в експлуатацію дослідно-промисловий взірець АСТГ-200, а в 1991 році перший головний серійний асинхронізований турбогенератор. До 01.01.2010 року турбогенератори відпрацювали 146896 і 87313 годин відповідно.

На рис. 1 наведена структурна схема АСТГ-200, встановлених на Бурштинській ТЕС.

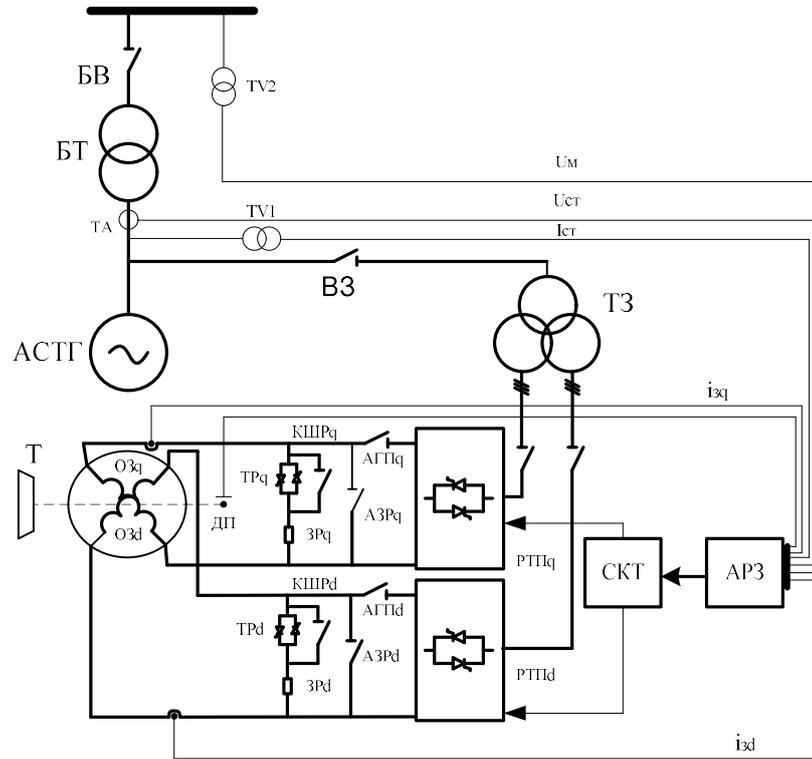


Рисунок 1 – Структурна схема АСТГ:

АСТГ – асинхронізований турбогенератор;

БТ – блочний трансформатор; БВ – блочний вимикач;

ВЗ – вимикач збудження; ТА – трансформатор струму;

TV1, TV2 – трансформатори напруги;

ТЗ – трансформатор системи збудження;

Т – турбіна; АРЗ – автоматичний регулятор збудження;

СКТ – система керування тиристорами;

ОЗd, ОЗq – обмотки збудження по осях d і q;

ДП – датчик кутового положення ротора;

ТРd, ТРq – тиристорні розрядники;

ЗРd, ЗРq – захисні резистори;

АЗРd, АЗРq – автомати замикання обмоток ротора накоротко;

КШРd, КШРq – контактори, які шунтують розрядники;

РТПd, РТПq – реверсивні тиристорні перетворювачі.

Асинхронізований турбогенератор це комплексний електромашинний пристрій, який складається з турбогенератора з масивним ротором, що містить дві зсунуті обмотки збудження, і автоматичного регулятора збудження (АРЗ)

АСТГ. Машинна частина АСТГ конструктивно виконана на базі синхронного турбогенератора.

Статор АСТГ здебільшого ідентичний статору СТГ аналогічної потужності. Проте, для забезпечення можливості роботи в режимах глибокого споживання реактивної потужності за умовами нагріву торцевих частин осердя статора, передбачені такі заходи:

- торцеві пакети зі сторони розточки виконані ступінчастими (для зменшення аксіальної складової магнітного поля) та зменшеної товщини;
- передбачено встановлення екранів і магнітних шунтів;
- в зубцях і під дном пазів виконані просічки;
- деталі кріплення торцевої зони виконуються із немагнітного високоомного матеріалу;
- зменшено проміжок між статором і ротором.

Система охолодження активних і конструктивних елементів АСТГ аналогічна системі охолодження синхронних турбогенераторів.

Охолодження генератора змішане:

- обмотка статора, з'єднувальні виводи і кільцеві виводи охолоджуються водою;
- осердя статора і ротор охолоджуються воднем;
- тиристорні перетворювачі збудження охолоджуються водою.

Принципово СТГ і АСТГ відрізняються конструкцією ротора і системою збудження. Ротор АСТГ має дві зсунуті на електричний кут  $\chi$  обмотки збудження. Ці обмотки можуть мати однакову чи різну кількість витків, а також неоднакові електричні параметри, в тому числі активний та індуктивний опір. Кут зсуву обмоток  $\chi$  в залежності від конструкції і типу АСТГ знаходиться в межах від  $0$  до  $\pi/2$  електричних градусів. За даним критерієм асинхронізовані турбогенератори можна умовно розділити на три групи:

1.  $\chi = \pi/2$  - це класичні асинхронізовані турбогенератори з симетричною системою ортогональних обмоток. Типовими представниками даної групи є турбогенератор АСТГ-200 виробництва НПО “Електротяжмаш”,

а також ТЗФА-110 виробництва АТ “Електросила”. Існують також інші генератори даної групи підготовлені до серійного виробництва, зокрема це ТЗВА-110, ТЗВА-220, ТЗВА-330.

2.  $\pi/2 > \chi > \pi/6$  - це генератори з кососиметричними структурами однакових обмоток збудження. Типовими представниками даної групи є технічний проект турбогенератора АСТГ-800 (НПО “Електротяжмаш”), а також технічна пропозиції турбогенератора ТФПА-160 (АТ “Електросила”). Властивості даних типів турбогенераторів дуже близькі до властивостей класичних асинхронізованих турбогенераторів. До цієї групи також можна віднести технічний проект турбогенератора ТАП-220 (НПО “Електротяжмаш”), в якого в значній мірі відсутні деякі суттєві характеристики класичного асинхронізованого турбогенератора. Проте така реалізація ротора турбогенератора дозволяє більш ефективно вирішувати питання більшої потужності генератора з повністю повітряним охолодженням.
3.  $\chi < \pi/6$  - це асинхронізовані турбогенератори з поперечною обмоткою збудження малої потужності. Представниками даної групи є виготовлені на АТ “Електросила” асинхронізовані турбогенератори типів ТЗФУ-160, та ТЗФСУ-320.

Система збудження асинхронізованого турбогенератора включає в себе два однакові канали для живлення двох обмоток збудження. Система автоматичного регулювання збудження АСТГ формує напругу збудження двома незалежними каналами, а саме каналом електромагнітного моменту і канал напруги (реактивної потужності). Регулятор електромагнітного моменту отримує з відповідних датчиків сигнали зворотного зв'язку за кутовим положенням осі ротора відносно вектора опорної напруги енергосистеми, за ковзанням, за електромагнітним моментом і сигналом про кут від датчика кута. В каналі регулювання напруги використовується зворотний зв'язок за напругою на виводах обмотки статора генератора. Узгодження зворотного зв'язку за електромагнітним моментом і напругою в двох каналах регулювання забезпечує компенсацію їх взаємного впливу, а також електромагнітної інерційності

регулювання і дозволяє здійснювати роздільне регулювання електромагнітного моменту і напруги як в усталених, так і в перехідних режимах роботи.

Важливим елементом АРЗ АСТГ є вихідний перетворювач координат, який перетворює результуючий вектор сигналу напруги збудження з синхронної системи координат в систему координат, яка обертається разом з ротором, чим забезпечується врахування поточного положення ротора і незалежність характеристик АСТГ від кутового положення ротора.

Асинхронізований принцип управління полягає в регулюванні за встановленим законом двох складових напруг збудження, що дозволяє незалежно регулювати електромагнітний момент і напругу. Під час цього, можна керувати не тільки величиною, але й фазою форсування збудження незалежно від кута повороту ротора генератора. Завдяки таким можливостям під час вмикання АСТГ на одні шини з СТГ через неоднакову зміну кутів внутрішніх ЕРС цих машин у випадку аварійних збурень в електричних мережах, між ними виникає зрівнювальний перетік потужності, який здійснює на СТГ гальмівну дію в першому періоді коливання роторів генераторів, підвищуючи тим самим стійкість СТГ.

Діаграма потужності АСТГ за заданого закону управління не має обмеження за стійкістю. Допустимі режими роботи обмежені тільки номінальним струмом обмотки збудження в режимі генерування реактивної потужності і номінальним струмом статора в режимі споживання реактивної потужності. Це наглядно наведено на рис. 2 діаграми допустимих режимів роботи ТГВ-200М і АСТГ-200-2УЗ.

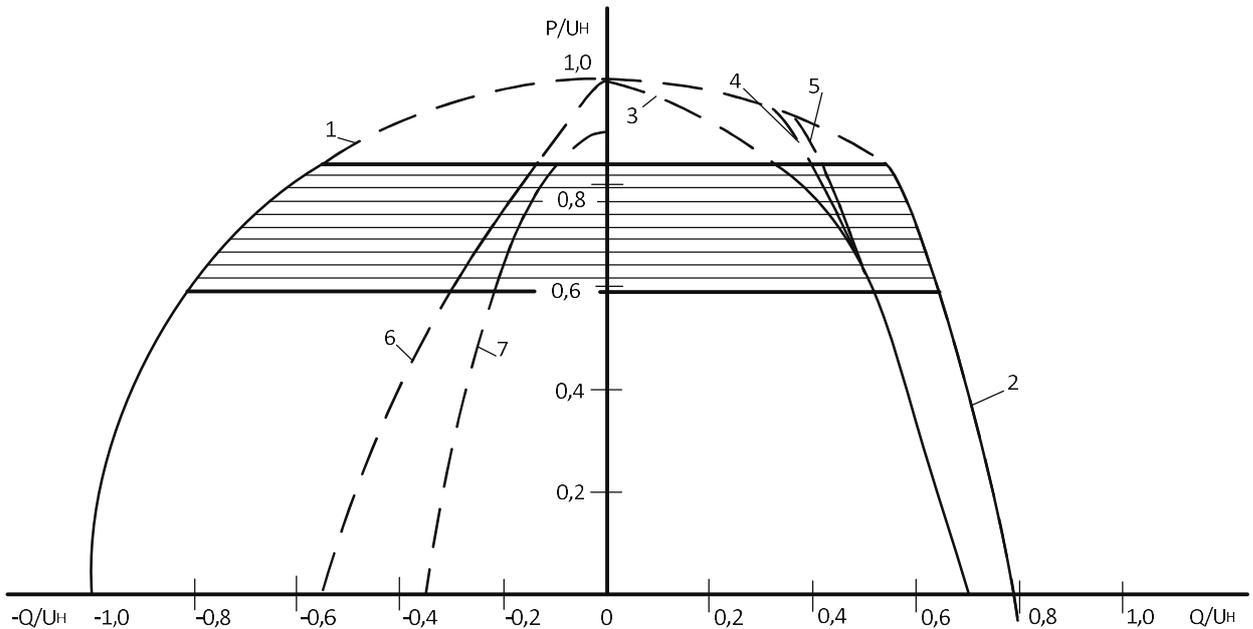


Рисунок 2 – Діаграма допустимих режимів роботи ТГВ-200М і АСТГ-200-2УЗ:

- 1 – обмеження за струмом статора;
- 2 – обмеження за струмом ротора ТГВ-200М;
- 3, 4, 5 – обмеження за струмом ротора АСТГ-200 за  $S = 0$ ,  $S \neq 0$  і безпосереднім охолодженням ( $S \neq 0$ );
- 6 – обмеження за стійкістю ТГВ-200М;
- 7 – обмеження за нагрівом торцевих зон ТГВ-200М

Як видно з діаграми в режимі видачі реактивної потужності АСТГ-200 дещо поступається турбогенератору ТГВ-200М. В нових же типах асинхронізованих турбогенераторів, зокрема в турбогенераторі типу ТЗФАУ-160 виробництва АТ “Електросила” дана проблема розв’язання. Зокрема за результатами випробувань підтверджена можливість широкого регулювання реактивної потужності, як в режимі видачі так і в режимі споживання реактивної потужності, причому для даного типу генератора межа видачі реактивної потужності збігається з відповідною межею синхронного турбогенератора типу ТЗФГ-160.

Як показали проведені теоретичні і експериментальні дослідження, значно підвищує надійність АСТГ здатність їх роботи в асинхронному режимі [7, 13, 14]. Асинхронні режими роботи АСТГ можуть виникнути в результаті

перевищення границь динамічної стійкості, відмови системи збудження чи обмоток ротора. В першому випадку АСТГ переходить в керований асинхронний режим, за якого обмотки залишаються підключеними до збудника. Перехід в керований асинхронний режим роботи проходить плавно. В керованому асинхронному режимі АСТГ має більшу від СТГ здатність до перевантаження за рахунок додаткової дії асинхронної складової електромагнітного моменту, що дозволяє виконувати ресинхронізацію без зниження моменту турбіни. Під час цього, після невеликого зменшення ковзання (до 1%), можна здійснити плавний перехід до нормального режиму роботи.

Під час відмови системи збудження АСТГ можна перевести в некерований асинхронний режим роботи з замкненими накоротко обмотками збудження. Працюючи з споживанням реактивної потужності в цьому режимі АСТГ може довготривало нести активне навантаження, яке становить до 80% номінального. Здатність до перевантаження АСТГ в некерованому асинхронному режимі достатня для забезпечення необхідного запасу стійкості. Крім цього, завдяки повній симетрії ротора АСТГ, в асинхронному режимі роботи не відбувається жодних коливань напруги і потужності. Керований асинхронний режим роботи можна використовувати в нічні години під час значних підвищень напруги в мережі. В цьому режимі підвищується ККД генератора в зв'язку зі зменшенням втрат потужності на величину втрат в системі збудження.

У випадку пошкодження обмотки збудження чи комутаційної апаратури можливий аварійний режим роботи асинхронізованого турбогенератора з розімкнутою обмоткою збудження за рахунок вихрових струмів масива ротора. Однак в цьому режимі роботи тривале допустиме навантаження не перевищує 50% номінального, а максимальний момент ледве досягає номінального значення. Тому, такий асинхронний режим розглядається, як крайній аварійний невідкладний випадок.

Таким чином, в аварійних ситуаціях, пов'язаних з втратою збудження, порушенням синхронної роботи, АПВ, тобто в тих випадках, коли СТГ для підтримання нормальної роботи електростанції переводяться короткочасно в асинхронний режим, АСТГ будуть мати над ними суттєву перевагу.

Як показують розрахунки, в АСТГ - 200 можна успішніше розв'язати проблему обмеження за нагрівом торцевих зон ніж в СТГ, завдяки меншому зазору, оскільки в цьому випадку зменшується осьова складова потоку в кінцевих зонах від "поля випучування".

В АСТГ перехідні процеси затухають значно швидше ніж в СТГ, так як регулювання реактивної потужності в них здійснюються електромагнітним шляхом, а в СТГ цей процес має електромеханічний характер. Тому процес регулювання напруги в АСТГ відбуваються в кілька раз швидше ніж в СТГ [13]. Під час цього є можливість підтримання більш високого рівня напруги на шинах електростанції під час перехідних процесів. Відсоток збільшення рівня напруги залежить від співвідношення СТГ і АСТГ на електростанції [14].

В динамічних режимах, пов'язаних з аваріями в енергосистемі, переваги АСТГ-200 перед ТГВ-200М полягають в можливості управління кутом навантаження незалежно від кута повороту ротора. Здійснюючи по можливості дискретний поворот результуючого вектора МРС (струму збудження) назад (вперед), можна забезпечити по можливості максимальне значення електромагнітного прискорюючого (гальмівного) моменту [13, 14].

Границя динамічної стійкості АСТГ, за фіксованого значення реактивної потужності, майже не залежить від режимів за реактивною потужністю [15]. В синхронних генераторах під час зниження реактивного навантаження, а особливо за переходу в режими його споживання, вимагається значне підвищення кратності форсування системи збудження, зниження допустимої тривалості короткого замикання чи зниження активного навантаження генератора. Така перевага має місце завдяки реалізованій в АСТГ можливості керування фазою форсування напруги збудження незалежно від повороту його ротора. Практична відсутність в асинхронізованих турбогенераторах залежності границь динамічної стійкості від їх реактивного навантаження забезпечує ріст динамічної стійкості електростанції в цілому [14].

АСТГ дозволяє збільшити пропускну здатність електричних зв'язків між електричною станцією та електроенергетичною системою за рахунок великого

діапазону регулювання потужності, що викликає доцільність заміни шунтових реакторів на АСТГ. Під час цього зменшується і кількість комутацій працюючих в електроенергетичній системі ШР і батареї статичних конденсаторів [14].

В АСТГ відчутно менші струми короткого замикання порівняно з ТГВ-200М [16] за рахунок більшого на 35 % значення надперехідного опору.

Результати випробувань дослідно-промислового і головного турбогенераторів АСТГ-200, а також дані експлуатації свідчать, що:

- турбогенератор стало працює в усьому діапазоні активного навантаження, обмеженого струмами статорної та роторної обмоток, як в режимі видачі так і глибокого споживання реактивного навантаження;

- АСТГ може необмежено довго працювати із живленням тільки однієї обмотки збудження, а також у некерованому асинхронному режимі;

- турбогенератор має високу “живучість” до пошкоджень у системах збудження і регулювання за рахунок можливості швидкого переходу на роботу з однією обмоткою збудження чи в асинхронний режим з накоротко замкненими обмотками збудження.

Використання АСТГ на ТЕС також забезпечує:

- нормалізацію напруги на шинах станції в межах 4-5% за наявності надлишків реактивної потужності;
- штатний режим паралельно працюючим генераторам як на ТЕС, так і на найближчій АЕС, продовжуючи тим самим ресурс синхронних генераторів і підвищуючи їх коефіцієнт готовності та використання встановленої потужності енергоблоків;
- збільшення міжремонтних інтервалів для генеруючого, мережевого та комутаційного обладнання електричної станції;
- зниження технологічних втрат в мережі від перетоків реактивної потужності на 6-10% за рахунок її компенсації, а також можливість вимкнення частини шунтових реакторів у періоди максимального навантаження ліній електропередавання;
- зниження необхідності в аварійному резерві;

- зменшення пошкодження мережевого устаткування;
- економію енергоносіїв у межах 1% завдяки значному зниженню числа пусків паротурбінних блоків ТЕС;
- плавне регулювання реактивної потужності;
- підвищення усталеного режиму роботи енергоблоків з АСТГ і електростанцій в цілому в усталених і перехідних режимах, за рахунок відповідного керування збудженням;
- підвищення безперебійності електропостачання за відмови системи збудження блока з використанням синхронного режиму під час живлення тільки однієї обмотки чи шляхом переводу АСТГ у тривалий асинхронний режим.

Досвід експлуатації АСТГ продемонстрував розширені можливості цих турбогенераторів під час роботи в маневрених режимах за реактивною потужністю і в тривалих асинхронних режимах [14].

Нові конструкції АСТГ постійно вдосконалюються. Реалізується програма по впровадженню АСТГ номінальною потужністю від 110 до 800 МВт. Розроблені АСТГ типу ТЗВА-120, -220, -320 з повним водяним охолодженням, турбогенератори типу ТЗВА мають самонапірну систему охолодження ротора, в якій відсутній гідравлічний зв'язок обмотки ротора з валом, що значно підвищує її надійність. Для можливості стійкої роботи з малим ковзанням в некерованому асинхронному режимі роботи з замкненими накоротко обмотками збудження, а також для компенсації високочастотних полів і поля зворотної послідовності в синхронному режимі ротор має повну демпферну обмотку, яка складається з мідних провідників, вкладених в пази під пазові клини, і накоротко замкнутих кілець з двох слоїв мідних листів, розташованих під бандажними кільцями. Провідники демпферної обмотки мають канали і охолоджуються водою. Внаслідок цього демпферна обмотка є ефективним охолоджувачем сталі ротора, бандажних кілець і повітря в зазорі, внаслідок чого виключається необхідність встановлення вентиляторів і охолоджувачів повітря. Внутрішній об'єм генератора заповнений повітрям за невеликого надлишкового тиску. Це дало

можливість відмовитися від водневого заповнення, вентиляторів, вмонтованих в статор охолоджувачів і масляних ущільнень валу. Охолодження всіх активних і конструктивних елементів водою дозволяє по новому виконати ряд важливих вузлів, спростити їхню конструкцію, підвищити запаси міцності і знизити нагрівання.

## 4 ВПЛИВ АСТГ НА ДИНАМІЧНУ СТІЙКІСТЬ, ПОШКОДЖУВАНІСТЬ КРАЙНІХ ПАКЕТІВ ОСЕРДЯ СТАТОРА І РЕЖИМИ РОБОТИ СТГ ТЕС

### 4.1 Підвищення рівня динамічної стійкості

АСТГ відносяться до ефективного та добре керованого устаткування електростанцій, яке позитивно впливає на їх надійність та добре веде себе в нестандартних режимах. Такі властивості асинхронізованих турбогенераторів обумовлені особливістю конструкції і системи збудження, яка включає в себе дві обмотки збудження, два реверсивні тиристорні збудники та двохканальний АРЗ, що в комплексі дає можливість роздільно управляти електромагнітним моментом (активною потужністю) і напругою збудження (реактивною потужністю).

Як видно з векторної діаграми, наведеної на рис. 3, регулювання режиму роботи за реактивною потужністю здійснюється зміною проекції  $I_{fx}$  струму збудження на вісь  $x$  синхронної системи координат. Підчас цього кутове положення ротора залишається незмінним, так як проекція  $I_{fy}$ , яка визначає величину електромагнітного моменту, зберігається. Іншими словами, для зміни режиму роботи АСТГ за реактивною потужністю немає необхідності змінювати кутове положення ротора, а достатньо тільки перерозподілити струми в обмотках ротора. Підчас цього ротор може займати будь яке положення. Управління проекціями струмів ротора здійснюється шляхом впливу на проекції напруги, яка підводиться до обмоток ротора.

Розділення каналів регулювання електромагнітного моменту та напруги забезпечує більш високу швидкість дії другого каналу, тому що за асинхронізованого принципу керування динамічні процеси під час регулювання напруги не пов'язані зі зміною кутового положення і мають виключно електромагнітний характер. В динамічних режимах швидкість дії регулювання визначається, в першу чергу, терміном нарощування напруги збудження і постійною часу обмоток ротора.



необхідно значно підвищити кратність форсування напруги збудження, чи знизити допустиму тривалість короткого замикання, чи здійснити глибоке розвантаження за активною потужністю [17]. На рис. 4 наведені залежності максимального активного навантаження СТГ і АСТГ від реактивної потужності за розрахункової тривалості трифазного короткого замикання 0,12 с.

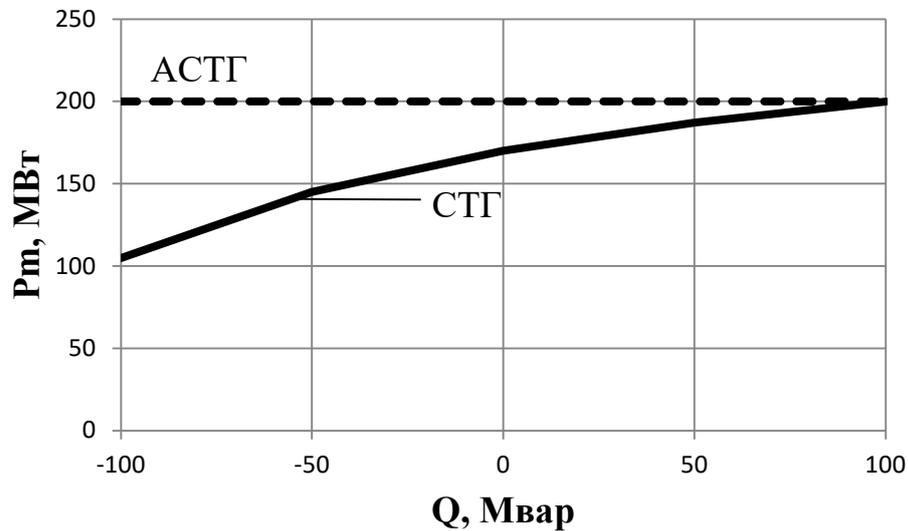


Рисунок 4 – Залежність максимальної активної потужності від реактивної для СТГ і АСТГ

Для забезпечення високого рівня динамічної стійкості АСТГ не потрібно застосовувати додаткових аварійних законів регулювання. Як показали численні дослідження зміни в післяаварійному процесі векторів напруги збудження, ЕРС збудження і результуючої ЕРС ротора, проведені для синхронного турбогенератора і асинхронізованого турбогенератора потужністю 200 МВт, АРВ АСТГ забезпечує поворот фази напруги у міру руху ротора. Поворот здійснюється дискретно у відповідності з відповідною формою обмеження. В результаті цього, у випадку однакової тривалості КЗ і однакою кратності форсування напруги збудження в перехідному процесі АСТГ залишається сталим, а синхронний турбогенератор втрачає стійкість. Післяаварійне відновлення напруги асинхронізованого турбогенератора відбувається швидко і незалежно від відновлення кутового положення ротора.

Для забезпечення стійкої роботи СТГ під час зниження реактивного навантаження передбачені різні станційні та системні заходи [17]. Одним з них є

застосування імпульсного розвантаження турбогенераторів до гранично допустимої величини ( $P_M$ ). За правильної роботи протиаварійної автоматики (ПА) забезпечується стійка робота електростанції. Однак, як показали проведені дослідження, такі заходи мають такі недоліки :

- за помилкової роботі ПА генератор відмикається від мережі і система несе збитки від недовідпуску електроенергії;

- зниження активної потужності для забезпечення динамічної стійкості потребує додаткової витрати палива на відновлення турбогенератором нормального режиму роботи, що спричиняє зниження економічності роботи електростанції.

Для АСТГ рівень динамічної стійкості вищий чим СТГ аналогічної потужності і, як видно з рис. 4, за заданого активного навантаження практично не залежить від реактивної потужності.

У випадку механічних збурень (різке зниження моменту турбіни до 0 з наступним відновленням) наявність в групі працюючих синхронних турбогенераторів АСТГ здійснює позитивний вплив на динамічні процеси паралельно працюючих СТГ. У випадку, якщо група працюючих генераторів включає виключно АСТГ, саморозкачування генераторів відсутнє, а перехідні процеси затухають дуже швидко.

Під час коротких замикань наявність в групі працюючих генераторів АСТГ, призводить до підвищення загальної межі стійкості, що особливо помітно в режимах споживання реактивної потужності за слабких зв'язків ТЕС з електричною мережею. Це обумовлено в першу чергу тим, що в АСТГ можна керувати не тільки величиною, але й фазою форсування збудження незалежного від кута повороту ротора генератора. Завдяки таким можливостям під час роботи АСТГ на одні шини з СТГ через неоднакову зміну кутів внутрішніх ЕРС цих машин, у випадку аварійних збурень в електричних мережах, між ними виникає зрівнювальний перетік потужності, який здійснює на СТГ гальмівну дію в першому періоді коливання роторів генераторів, підвищуючи тим самим стійкість СТГ і електростанції в цілому [14]. Встановлення асинхронізованих

генераторів на ТЕЦ Мосенерго дозволило збільшити максимально допустиму тривалість короткого замикання за умовами стійкості на 18 %.

За відносно коротких ліній електропересялення, що відходять від ТЕС (сильні зв'язки), перехідні процеси синхронних і асинхронізованих машин мають більш незалежний характер.

Проведений експеримент трифазного короткого замикання на шинах 330 кВ підстанції Західно-Українська під час роботи блока №10 (з АСТГ) Бурштинської ТЕС на виділену лінію 330 кВ, а також аналіз режимів роботи електростанції під час та після коротких замикань, які мали місце в процесі експлуатації на її шинах і лініях електропересялення, підтверджують високу динамічну стійкість асинхронізованих турбогенераторів [17].

Реалізований в АСТГ принцип векторного управління збудженням дозволяє крім вирішення проблем їх стійкості у статичних та динамічних режимах, також ефективно згладжувати коливання під час перехідних процесів. Як показали дослідження [7], переходи асинхронізованих генераторів із штатних режимів в резервні і назад (наприклад, із штатного асинхронізованого в резервний асинхронний) супроводжуються електромеханічними процесами з незначними коливаннями режимних параметрів і великою швидкістю затухання (2-3 с). Ці переходи практично не впливають на коливання паралельно працюючих генераторів.

## **4.2 Зниження пошкоджуваності крайніх пакетів осердя статора СТГ**

### **4.2.1 Аналіз процесів в торцевій зоні СТГ та порядок проведення досліджень**

Збільшення одиничної потужності синхронних турбогенераторів і підвищені вимоги до їхньої маневреності супроводжується ростом електромагнітних полів в торцевій зоні статора. Збільшені магнітні поля і викликані ними втрати потужності в елементах конструкції торцевої зони статора суттєво звужують експлуатаційні можливості СТГ в режимах недозбудження. Торцева зона СТГ – це область, яка знаходиться між осердям статора і торцевим щитом в осьовому напрямку, і корпусом статора (чи

поверхністю кінцевих частин в великих СТГ) і валом генератора – в радіальному. Вивченню електромагнітних процесів в торцевій зоні статора присвячена велика кількість наукових і експериментальних робіт, які показують, що наявність у відносно невеликому просторі потужних джерел магнітного поля у вигляді струмів у лобових частинах обмоток статора і ротора, а також магнітної провідності зумовило надзвичайно складний характер взаємодії магнітних полів і втрат в цих частинах. В той же час електромагнітні процеси в торцевій зоні великих електричних машин впливають на їх коефіцієнт корисної дії і визначають їх експлуатаційні характеристики. Тобто, можна стверджувати, що електромагнітні процеси в торцевій зоні великих СТГ в значній мірі визначають не тільки область допустимих режимів роботи, але і експлуатаційну надійність і економічні показники, впливають на коефіцієнт корисної дії машини.

Взаємодія між обмотками статора і ротора в області лобових і пазових частин СТГ різна. Це пов'язано з тим, що в першому випадку джерела магнітного поля мають складну форму і їх взаємодія здійснюється повітрям, тоді як в активній частині машини магнітний зв'язок здійснюється головним чином магнітним осердям. Крім того, в зоні лобових частин в загальному випадку магнітне поле тривимірне, тоді як в пазовій частині машини можна приймати до уваги тільки його радіальну складову. Характер взаємодії магнітних полів в торцевій зоні суттєво ускладнюється тим, що довжиною лобових частин магнітний зв'язок буде різний для кожної ділянки торцевої зони.

Проведені експериментальні дослідження показали, що під час переходу СТГ з режиму видачі в режим споживання реактивної потужності суттєво зростає аксіальна складова індукції в крайніх пакетах осердя статора. Причому, якщо в індуктивному режимі зміна коефіцієнту потужності в межах 0,85-1,0 веде до збільшення магнітної індукції на 25-30%, то в ємнісному режимі приблизно таке саме збільшення індукції відбувається за зміни коефіцієнту потужності в межах 1,0-0,95. Саме аксіальна складова індукції спричиняє в крайніх пакетах найбільші втрати. Проникаючи в пакет статора перпендикулярно площині розслоення листа аксіальне магнітне поле наводить вихрові струми, які замикаються листом зі змінним магнітним опором, викликаним, з одного боку,

структурою прокату сталі, а з другого боку, складною конфігурацією пакета (зубці, шліци і т.п.). Крім цього, суттєвий вплив здійснює нерівномірне насичення крайніх пакетів статора основним магнітним полем. Все це разом суттєво впливає на значення і характер розподілу втрат січенням пакету та його нагріву. За висотою пакет нагрівається нерівномірно. Найбільш висока температура зафіксована у зоні основи зубця і біля дна пазу. Дослідження [29] показали, що рівень нагріву в зоні основи зубця в режимі споживання реактивної потужності на  $10^{\circ}$ - $20^{\circ}$  С більший, чим у повітряному зазорі.

З вищевикладеного випливає, що стан крайніх пакетів осердя статора СТГ залежить від режимів роботи за реактивною потужністю ( $\cos \varphi$ ), а також таких режимних факторів, як пуски і режими за активною потужністю. Використання АСТГ може дозволити обмежити вплив на паралельно працюючі СТГ одного із них, а саме коефіцієнта потужності. Під час цього можна очікувати зменшення впливу на крайні пакети осердя статора негативних факторів і, відповідно, зменшення їх пошкоджуваності. Однак, на сьогоднішній час відсутні наукові дослідження, які базуються на статистичних даних експлуатації, які показують вплив застосування АСТГ на стан крайніх пакетів осердя статора СТГ, з якими вони працюють.

Пошкодження крайніх пакетів осердя статора СТГ та режимні параметри електростанції змінюються в часі експлуатації. Тому, для можливості оцінки їх взаємного впливу необхідно отримати систему залежностей

$$\begin{aligned} q &= \Psi(t); \\ p &= \Psi(t); \\ \cos \varphi &= \Psi(t); \\ h &= \Psi(t); \\ n' &= \Psi(t), \end{aligned} \tag{1}$$

де  $q$  – показник пошкоджуваності крайніх пакетів осердя статора СТГ;

$p$ - показники надійності крайніх пакетів осердя статора СТГ;

$\cos \varphi$  - коефіцієнт потужності досліджуваної групи СТГ;

$h$  – характеристика графіка активного навантаження турбогенератора;

$n$  – кількість пусків (зупинок) турбогенераторів;

$t = 1, 2, \dots, T$  – досліджуваний час експлуатації.

Дослідження зміни зазначених показників пошкоджуваності, надійності і режимів роботи ТЕС до і після встановлення АСТГ дозволить оцінити їх вплив на стан крайніх пакетів осердя статора СТГ.

#### **4.2.2 Дослідження впливу АСТГ на режими роботи та пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора СТГ**

З пункту 4.2.1. випливає, що робота СТГ з високим значенням коефіцієнту потужності та в режимах споживання реактивної потужності, може призводити до пошкодження крайніх пакетів осердя статора. АСТГ дають можливість розширити регулюючі можливості ТЕС в режимах споживання реактивної потужності з мережі і забезпечити такі режими роботи СТГ за реактивною потужністю, які б не допускали їхнього пошкодження. Для дослідження зазначених обставин в якості об'єкту досліджень вибрана ТЕС, на якій встановлені АСТГ. З початку експлуатації на ній працювало 12 турбогенераторів ТГВ-200. В процесі експлуатації в зв'язку з пошкодженням 1 турбогенератор ТГВ-200 замінений на ТГВ-200М.

Збір інформації про надійність турбогенераторів проводився у відповідності до [18] за  $[N, R, T]$  планом випробувань на надійність за даними експлуатаційної і ремонтної документації. Враховувались відмови, що проявилися під час роботи та викликали вимкнення СТГ, а також ті, які виявлені під час планових технічних обстежень і оглядів, що викликали необхідність ремонту.

План  $[N, R, T]$  означає, що під випробуванням знаходилось  $N$  турбогенераторів на протязі часу  $T$ .

Дані про пошкодження крайніх пакетів осердя статора турбогенераторів, що досліджувались, наведені в таблиці 1 та 2.

Таблиця 1 – Кількість годин роботи енергоблоків ТЕС по рокам експлуатації

<b>Блоки</b>	<b>1 блок</b>	<b>2 блок</b>	<b>3 блок</b>	<b>4 блок</b>	<b>5 блок</b>	<b>6 блок</b>	<b>7 блок</b>	<b>8 блок</b>	<b>9 блок</b>	<b>10 блок</b>	<b>11 блок</b>	<b>12 блок</b>
<b>Роки</b>	<b>Напр.</b>	<b>Напр.</b>	<b>Напр.</b>									
1965	4040	304	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1966	5452	6711	3030	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1967	5203	6167	5417	6284	4208	1507	0	0	0	0	0	0
1968	4919	4674	7575	6857	4072	6440	3321	1340	0	0	0	0
1969	6779	7109	6351	6064	7109	6000	6947	7411	6474	2195	255	24
1970	5993	6040	6744	7260	6518	7364	6715	6989	7085	7171	6741	6528
1971	7312	7294	7433	7302	7812	7245	7056	6497	6061	6341	7068	7154
1972	7656	7646	6317	7516	7685	7582	7471	7694	7826	7266	6812	6678
1973	6326	6777	7707	6697	7915	7321	7742	7690	7680	7607	7405	8059
1974	7764	7734	7638	7861	7203	6692	6904	7502	8036	7984	7617	4960
1975	7556	7038	6135	7890	7924	7885	7914	6899	6939	7812	7642	7676
1976	7444	6644	7705	7858	8019	7943	7972	7921	7913	7304	7727	7530
1977	6446	7635	7536	7459	7610	7467	7824	7842	7739	7765	7811	6693
1978	7876	7542	7567	6645	7427	7269	7781	8131	7307	7490	6929	7846
1979	7942	7750	7956	7819	6205	6355	6830	8009	7857	7591	7899	7985
1980	7629	7774	6478	7169	7929	8114	8084	7884	6789	8090	7965	8270
1981	8301	6087	7820	7820	7644	8163	7872	6516	8375	6720	7552	7750
1982	6309	7687	7979	6629	7737	8062	7689	7988	7663	7516	7481	6892
1983	7783	7698	7866	8107	6172	6616	8070	7570	7527	7398	7846	7857
1984	7426	7850	7417	7882	7905	8042	6414	7761	6457	7684	7928	7493
1985	7834	8014	6166	7889	7857	8015	7999	6739	7430	5092	7676	7860
1986	6592	6325	7796	8200	8312	8048	7978	8276	7954	7054	8031	7635
1987	8113	8090	8055	7680	7652	6512	8188	7832	7871	7199	7902	6430
1988	7960	8185	7547	6321	6516	7950	7959	8158	7869	7369	6649	7988
1989	7266	7955	5784	8020	7916	8335	6555	6481	8040	7913	8069	7838
1990	4012	8019	7579	7857	8060	6986	8157	8195	7594	7860	8121	8018
1991	4607	5085	5949	5720	4405	6110	6675	6090	4922	4343	5840	5734
1992	5757	2331	5808	5454	5584	3450	6104	6074	5245	6849	5836	4949
1993	4453	4145	4406	1604	5619	5603	5857	5192	5574	6941	4860	3756
1994	4268	4297	3014	5806	5436	4349	5374	5149	4582	5658	4799	0
1995	5631	5024	3704	6787	6607	7126	3719	7074	6824	7339	7367	0
1996	4635	3155	2617	6566	4370	2932	6108	5586	6190	5556	1103	0
1997	3081	2893	2944	4742	4830	5713	6222	6762	6526	6399	0	0
1998	4928	2890	2389	5659	2731	5290	5658	5978	5265	5087	0	0
1999	1545	1338	4460	3337	4951	3836	4608	0	4651	4682	0	0
2000	1970	1641	3191	3344	3802	3928	5376	0	4457	4641	0	0
2001	2020	756	3327	3120	5361	575	5411	2625	4669	5662	0	0
2002	3434	2000	4287	4411	6089	0	5851	6378	4217	5669	0	3292
2003	3890	3400	5669	6431	6412	6318	7179	7195	5876	1753	56	7171
2004	4112	4387	6171	5805	6726	7427	6844	7535	1569	530	5232	7934
2005	4493	5034	5385	4789	6629	7347	6150	7225	0	6794	7287	7720
2006	6558	6080	4285	5659	5381	6887	6185	7166	82	6168	7388	7521
2007	4897	5981	4825	3871	6984	6878	2975	6042	3645	7282	7294	6411
2008	6100	2741	3542	6364	6402	6189	0	6533	6701	7161	6881	6858
2009	3906	4424	4793	6190	4176	4561	0	3577	6318	5895	5826	6037

Таблиця 2 – Пошкоджуваність турбогенераторів ТГВ-200 ТЕС

Часовий інтервал	Період	К-ть досліджуваних турбогенераторів в інтервалі, N	К-ть випадків пошкодження крайніх пакетів сталі досліджуваних турбогенераторів, d	Середня тривалість роботи одного турбогенератора в інтервалі, T <sub>ср</sub> год	Середня пошкоджуваність, 1/рік напр.
1	1965-1985 р.р.	12	58	7030	0,286
2	1986-2009 р.р.	10	4	4684	0,031

Всі пошкодження крайніх пакетів осердя статора досліджуваних турбогенераторів за ступенем важкості можна поділити на такі:

- перегрів окремих зубців під час теплових випробувань генератора;
- ослаблення пресовки листів;
- пошкодження ізоляції стержнів обмотки статора кусками сталі, що відломилась від крайніх пакетів;
- розпушення і викришування окремих зубців, горіння сталі;
- руйнування дистанційних розпорок.

В кожному конкретному випадку враховується пошкодження, яке характеризує ступінь відхилення від нормального стану. В процесі випробувань розглядаються неоднорідні пошкодження (за стадією розвитку) зубців сталі осердя статора турбогенераторів. Для оцінки впливу режимних факторів на стан крайніх пакетів СТГ дослідження проводились за ознакою «генератор справний» та «генератор несправний» без деталізації ступеня пошкодження.

Під час проведення досліджень фіксувалися пошкодження крайніх пакетів осердя статора турбогенераторів на протязі їх експлуатації в період 1965 – 2009 р.р. без попереднього планування випробувань (визначення необхідної кількості відмов і тривалості випробувань). В зв'язку з цим виникла задача оцінки достовірності показників надійності, які будуть отримані в процесі опрацювання отриманих даних проведених випробувань.

Дослідження повноти та достовірності наявних даних про пошкодження крайніх пакетів для оцінки середніх показників надійності проводимо згідно з [40, 97, 98]. Вихідними даними для оцінки достовірності є:  $\nu$  - коефіцієнт

варіації процесів деградації, які призводять до пошкодження;  $d$  – кількість зафіксованих пошкоджень.

Поставлена задача щодо оцінки достовірності вирішується таким чином. Відповідно до рекомендацій [18] прийнято, що закон розподілу наробітку на відмову відповідає DN – розподілу. Для  $[N, R, T]$  плану кількість пошкоджень для оцінки середніх показників надійності визначається за формулою

$$d = \left( \frac{U_g \nu}{\xi} \right)^2 \frac{1 + \sqrt{1 + \xi^2}}{2}, \quad (2)$$

де  $U_g$  - квантиля нормального розподілу, що відповідає ймовірності  $g$ ;

$\nu$  - коефіцієнт варіації процесів деградації;

$\xi$  - відносна похибка.

Відповідно до [19] прийнято  $\nu = 0,7$ ,  $\xi = 0,15$ ,  $g = 0,95$ . Для  $g = 0,95$  визначено  $U_g = 1,645$ . Підставивши ці дані в формулу (2) отримуємо кількість пошкоджень, необхідних для достовірної оцінки середніх показників надійності. Фактичні дані про пошкодження наведені в Додатку А. Результати проведених розрахунків наведені в табл. 3.

Таблиця 3.

$\nu, в.о.$	$\xi, в.о.$	$g, в.о.$	$U_g, в.о.$	$d_p, \text{пошк.}$	$d_\phi, \text{пошк.}$
0,7	0,15	0,95	1,645	59,42	62

Аналіз отриманих результатів показує, що виконується умова  $d_\phi > d_p$ , що говорить про достатню достовірність статистичних даних для визначення середніх показників надійності для турбогенераторів ТГВ-200. Турбогенератор ТГВ-200М був тільки один, не експлуатувався з початку роботи ТЕС, коли вплив негативних факторів на стан крайніх пакетів був найбільший, а тому для нього недостатньо статистичних даних для визначення середніх показників надійності. В зв'язку з цим в подальших дослідженнях розглядаються тільки турбогенератори ТГВ-200.

Для розрахунку показників надійності і побудови графіків необхідно вибрати одиницю виміру для часової осі експлуатації турбогенераторів. Всі теоретичні і експериментальні дослідження природи пошкоджень крайніх пакетів СТГ показують, що вони є наслідком дії в основному режимних факторів, а саме: активного і реактивного навантаження, коефіцієнта потужності, пусків і т.п. В якості часової осі зміни показників режимів застосовують календарний час. В цьому розділі роботи поставлена задача дослідити зміну показників надійності і режимів синхронних турбогенераторів після вводу в експлуатацію АСТГ. Тому зміну показників надійності за аналогією з експлуатаційними, будемо розглядати на протязі календарного часу експлуатації турбогенераторів, розбивши всю часову вісь на два часові інтервали, а саме:

1-й - з початку експлуатації СТГ (1965 р.) до часу вводу в експлуатацію першого АСТГ ( 1985 р.);

2-й - з часу вводу в експлуатацію першого АСТГ(1985 р.) до 2009 р. включно.

Такі часові інтервали вибрані з метою об'єктивної оцінки впливу змін режимних факторів, які відбулися в зв'язку з вводом в експлуатацію АСТГ, на стан крайніх пакетів СТГ.

Основними характеристиками прийнятого DN-розподілу є: функція розподілу, ймовірність безвідмовної роботи, середнє напрацювання до відмови, гамма-відсоткове напрацювання до відмови та ймовірність безвідмовної роботи в заданому інтервалі. Для оцінки і порівняння надійності крайніх пакетів СТГ в кожному з вибраних часових інтервалів відповідно до [19] проведено розрахунок таких показників надійності крайніх пакетів осердя статора АСТГ:

- середнє напрацювання на відмову ( $T_\lambda$ );
- ймовірність безвідмовної роботи ( $P_t$ ).

Для отримання зазначених показників в процесі розрахунків згідно [19] визначено сумарне напрацювання СТГ ( $S$ ), кількість зафіксованих пошкоджень ( $d$ ) та коефіцієнт варіації процесів деградації ( $\nu$ ).

Таблиця 4

Часовий інтервал	$S$ , год	$d$ , пошк.	$\nu$ , в.о.	$T_\lambda$ , год	$P_t$ , в.о.
1	1573824	58	0,7	27135	0,4388
2	1235058	4	0,7	308765	0,9999

Вихідні дані для розрахунку вищезазначених показників надійності крайніх пакетів осердя статора СТГ наведені в табл. 1, а отримані результати в табл. 3 та на рис. 5. Ймовірність безвідмовної роботи розрахована для напрацювання ( $t$ ), яке дорівнює одному календарному року, а саме 8760 годин.

Крім того проведено розрахунок для кожного часового інтервалу граничної пошкоджуваності за формулою

$$q_j = \frac{8760d_j}{N_j T_{cpj} \Delta t_j}, \quad (3)$$

де  $j = 1, 2$  номер часового інтервалу;

$q_j$  - гранична пошкоджуваність в  $j$ -му інтервалі;

$d_j$  - кількість випадків пошкодження крайніх пакетів сталі статорів досліджуваних турбогенераторів (визначається на основі даних наведених в додатку А);

$N_j$  - кількість досліджуваних турбогенераторів в  $j$ -му інтервалі;

$T_{cpj}$  - середня річна тривалість роботи одного турбогенератора в розрахунковому інтервалі, год.

$\Delta t_j$  - тривалість  $j$ -го інтервалу в роках.

Результати проведених розрахунків для досліджуваних інтервалів наведені в табл. 4.

Аналіз отриманих показників пошкоджуваності та надійності показує, що після встановлення на ТЕС АСТГ суттєво (в 9,22 рази) зменшилась пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора СТГ і, відповідно, підвищилась їх надійність (збільшились  $T_\lambda$  і  $P_t$ ), а значить підвищилась надійність роботи СТГ і ТЕС в цілому.

Дослідження режимів роботи турбогенераторів ТЕС проводились з використанням такої документації:

- журналів обліку пусків, напрацювань та техніко-економічних показників турбогенераторів;
- добових відомостей електричних навантажень та вироблення електроенергії.

Під час цього визначався один з основних режимних показників, який впливає на пошкодження крайніх пакетів осердя статора СТГ – максимальний коефіцієнт потужності (річний). Для співставлення умов роботи СТГ за активною потужністю в обох часових інтервалах додатково визначались також такі режимні показники роботи СТГ:

- число пусків енергоблоків (середньорічне);
- мінімальний (річний) коефіцієнт нерівномірності добових графіків навантаження.

Основні формули, за якими визначаються режимні показники, наведені в таблицях 5 та 6.

Таблиця 5 – Кількість пусків енергоблоків ТЕС по рокам експлуатації

Блоки	1 блок	2 блок	3 блок	4 блок	5 блок	6 блок	7 блок	8 блок	9 блок	10 блок	11 блок	12 блок
Роки	Пуск	Пуск	Пуск									
1965	25	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1966	30	32	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1967	23	23	24	33	30	13	0	0	0	0	0	0
1968	38	29	27	39	30	43	33	11	1	0	0	0
1969	43	48	26	38	51	32	39	35	41	19	5	1
1970	40	26	20	23	24	36	22	33	36	35	40	45
1971	27	33	18	29	30	34	32	33	26	28	37	31
1972	29	22	29	26	28	27	26	26	23	21	23	27
1973	30	23	21	22	17	15	28	22	23	18	34	23
1974	29	21	34	16	20	31	28	17	11	16	19	18
1975	27	29	29	20	22	19	22	21	21	16	20	20
1976	36	22	28	16	21	23	27	18	17	15	23	25
1977	27	26	26	21	24	21	18	26	22	17	17	27
1978	15	27	23	17	27	25	22	15	15	17	21	20
1979	14	20	14	19	23	20	14	21	18	22	16	17
1980	22	25	20	26	18	12	14	18	21	37	27	15
1981	17	23	16	17	21	16	15	20	13	21	20	21
1982	17	15	9	18	19	13	17	17	14	24	20	13
1983	16	16	17	11	12	13	12	19	20	17	17	18
1984	22	15	18	16	15	12	21	17	19	17	10	20
1985	25	10	18	19	11	15	11	12	16	16	17	16

1986	17	18	21	13	12	8	13	16	11	25	12	23
1987	11	13	14	14	15	16	11	15	19	27	11	17
1988	17	11	21	11	18	18	12	10	14	16	11	19
1989	26	12	15	16	23	10	13	17	12	19	12	15
1990	17	13	18	18	18	22	9	10	13	16	12	12
1991	21	20	21	18	18	17	18	22	31	21	19	20
1992	30	17	20	19	22	21	22	25	22	18	22	28
1993	25	31	26	13	27	27	19	26	26	19	23	26
1994	22	26	27	27	19	22	18	29	24	19	20	0
1995	36	36	22	22	25	17	16	21	27	20	19	0
1996	25	25	22	20	29	18	21	32	16	18	4	0
1997	17	27	20	22	19	19	25	22	24	19	0	0
1998	30	33	23	28	5	31	17	29	25	25	0	0
1999	23	24	23	24	34	32	25	0	28	27	0	0
2000	24	20	29	32	25	39	30	0	28	26	0	0
2001	27	24	38	30	22	10	25	26	19	16	0	0
2002	55	70	64	30	37	0	48	24	43	37	0	22
2003	59	103	55	34	35	49	37	25	33	6	2	19
2004	55	80	52	36	38	43	53	39	15	11	77	28
2005	41	48	80	42	42	45	62	45	0	32	42	21
2006	34	63	48	51	39	58	68	44	3	48	36	32
2007	34	77	61	29	44	57	39	45	35	49	50	34
2008	54	55	41	42	56	60	0	61	44	49	54	50
2009	57	53	72	49	68	54	0	50	37	39	59	60

Таблиця 6 Режимні параметри роботи ТГВ-200

Часовий інтервал	Період	Середня частота пусків, 1/рік напр.	Середній максимальний коефіцієнт потужності	Середній коефіцієнт нерівномірності добових графіків навантаження
1	1965-1985 р.р.	27,61	0,999	0,730
2	1986-2009 р.р.	55,67	0,976	0,726

Ступінь впливу режимних факторів на стан крайніх пакетів осердя статора оцінюється величиною їх показників.

Максимальний вплив коефіцієнта потужності відповідає його максимальному значенню чи рівню споживання реактивної потужності.

Максимальний вплив частоти пусків енергоблоків відповідає їх найбільшому числовому значенню.

Максимальна ступінь впливу коефіцієнта нерівномірності добових графіків активного навантаження оцінюється його найменшим значенням.

Річний графік роботи ТЕС умовно ділиться на два характерних періоди:

– осінньо-зимовий з 1 жовтня до 1 квітня;

– весняно-літній з 1 квітня до 1 жовтня.

В кожному з вищезазначених періодів є характерними такі режими:

– мінімум навантажень;

– максимум навантажень.

Аналіз добових графіків кожного із зазначених періодів і режимів показує, що максимальне значення коефіцієнта потужності спостерігається в літній максимум навантаження (за виключенням аварійних режимів), нерівномірності - в зимовий максимум навантажень.

Для оцінки впливу режимних факторів використовуються показники, визначені на підставі вищезазначених характерних добових графіків.

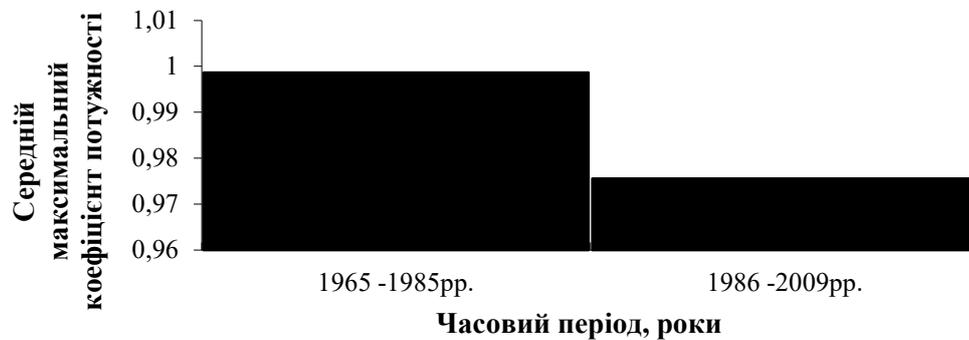
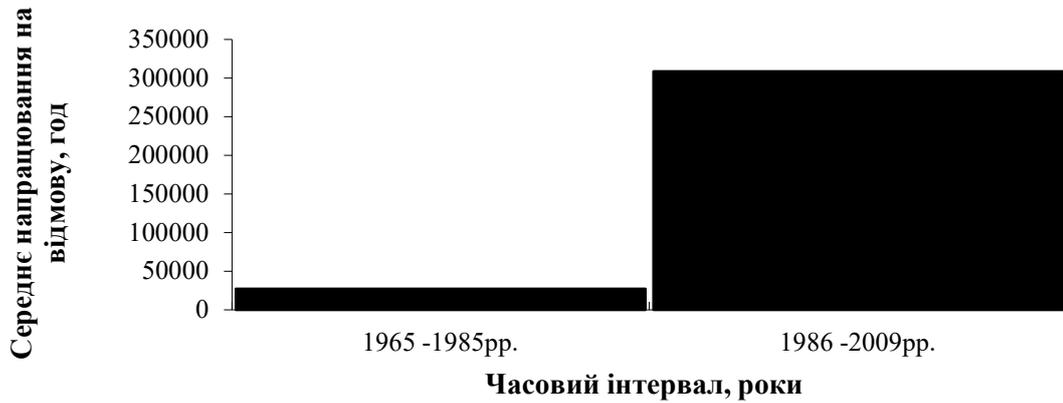


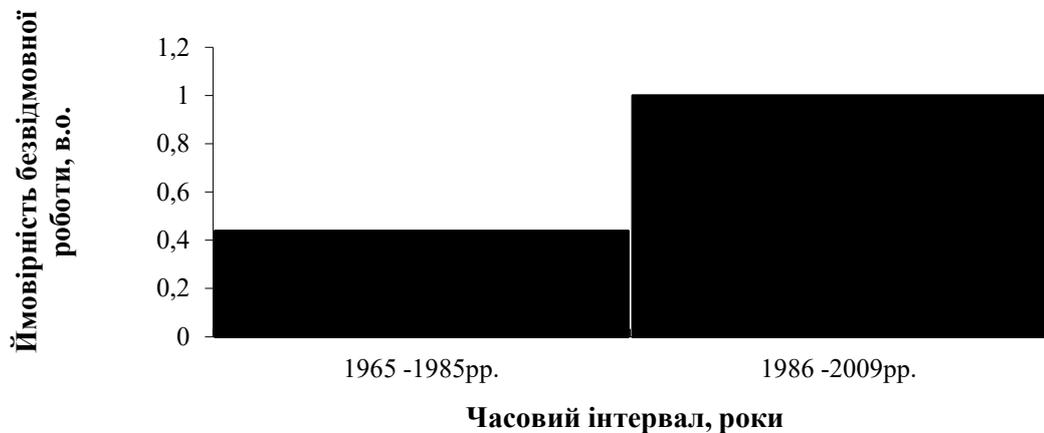
Рисунок 5 – Усереднений максимальний коефіцієнт потужності, з яким працювали турбогенератори ТГВ-200 до і після встановлення АСТГ на ТЕС



Рисунок 6 – Гранична пошкоджувальність турбогенераторів ТГВ-200 до і після встановлення АСТГ на ТЕС



Рисунк 7 – Середнє напрацювання на відмову турбогенераторів ТГВ-200 до і після встановлення АСТГ на ТЕС



Рисунк 8 – Ймовірність безвідмовної роботи турбогенераторів ТГВ-200 до і після встановлення АСТГ на ТЕС

Проведене дослідження режимів роботи СТГ за реактивною потужністю показує, що в першому часовому інтервалі вони експлуатувалися з високим значенням коефіцієнту потужності та в режимі споживання реактивної потужності з мережі. Найбільші рівні споживання реактивної потужності СТГ спостерігаються в перші роки експлуатації, коли навантаження лінії електропередавання 220 – 330 кВ були значно меншими від натуральних значень та в період вводу в енергосистемах ліній електропередавання 750 кВ внаслідок їх великих зарядних потужностей. В подальшому, з вводом в експлуатацію АСТГ коефіцієнт потужності СТГ був суттєво знижений, а режими споживання реактивної потужності - виключені. Після вводу в роботу АСТГ для СТГ були забезпечені рекомендовані [91] режими роботи за реактивною потужністю.

Розраховані усереднені характерні максимальні значення  $\cos \varphi$  для кожного часового інтервалу приведені в табл. 5 та на рис. 5.

Проведений підрахунок пусків енергоблоків за роками експлуатації. Дані наведені в табл. 5. Аналіз зміни частоти пусків протягом експлуатації показує, що їх найбільша кількість спостерігалася в перші роки експлуатації і після переведення роботи ТЕС у 2002 році в напівпіковий режим роботи. Це пояснюється проведенням на початковому етапі налагоджувальних робіт, а після переведення роботи ТЕС в напівпіковий режим роботи - збільшенням маневреності роботи електростанції. З 1973 р. по 2001 р. кількість пусків рівномірна. На підставі даних табл. 5 – 6 розраховано частоту пусків для кожного з вибраних двох часових інтервалі.

Результати досліджень графіків активних навантажень турбогенераторів наведені в табл. 5 – 6. Їх аналіз показує, що енергоблоки ТЕС тривалий час в 1-му та 2-му часових періодах експлуатувались в маневрених режимах. Нерівномірність добових графіків навантаження ТЕС в обох часових інтервалах співрозмірна (в другому часовому періоді дещо більша в порівнянні з першим).

Порівняльний аналіз кількісних показників надійності і режимів роботи енергоблоків дозволяє констатувати таке:

- найбільша пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора СТГ мала місце в 1-му часовому періоді експлуатації, коли вони працювали з високим значенням коефіцієнту потужності і в режимі споживання реактивної потужності;
- пошкодження крайніх пакетів осердя статора СТГ значно зменшилися після вводу в експлуатацію АСТГ і забезпечення роботи синхронних генераторів в допустимих режимах за реактивною потужністю;
- не спостерігається прямого впливу таких режимних показників, як пуски і нерівномірність добових графіків на стан крайніх пакетів осердя статора СТГ. Це дозволяє стверджувати, що їх вплив на стан крайніх пакетів є незначним.

Таким чином, проведений аналіз статистичних даних пошкоджуваності крайніх пакетів статора та режимів роботи СТГ показує, що введення в

експлуатацію на ТЕС АСТГ дало можливість обмежити роботу синхронних машин з високим коефіцієнтом потужності та в режимі споживання реактивної потужності з мережі, що, в свою чергу, дозволило суттєво зменшити пошкодження крайніх пакетів СТГ, а значить, підвищити їх надійність та надійність ТЕС в цілому. Після введення в експлуатацію на ТЕС в 1985 році першого, а в 1991 році другого АСТГ – 200 до 2009 року мали місце поодинокі випадки пошкоджень крайніх пакетів осердя статора досліджуваних СТГ.

## 5 РОЗРАХУНОК ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ НА ТЕС АСТГ

В сучасних умовах переходу на ринкові відносини для оцінки ефективності вибору засобів з компенсації надлишків реактивної потужності з метою забезпечення заданих напруг на шинах ТЕС може використовуватися метод дисконтних зведених витрат. В цьому випадку критерієм вибору оптимального варіанту компенсації є забезпечення мінімуму сумарних дисконтних зведених витрат, тобто рівняння мети має вигляд

$$F[Z_1, Z_2, \dots, Z_n, Z_A] = \min, \quad (4)$$

де:  $Z_1, Z_2, \dots, Z_n$  – сумарні дисконтні зведені витрати на встановлення та використання для регулювання напруги на шинах електростанції КРП спільно з СТГ;

$Z_A$  - сумарні дисконтні зведені витрати на встановлення та використання для регулювання напруги на шинах електростанції АСТГ.

На підставі досліджень в загальному випадку для вищезазначених варіантів отримано такі складові витрат: витрати на амортизацію і обслуговування СТГ, АСТГ, КРП; витрати через різницю ККД СТГ і АСТГ; витрати на покриття втрат активної потужності в КРП; витрати внаслідок різниці в коефіцієнтах потужності СТГ і АСТГ; витрати викликані різницею в рівнях динамічної стійкості СТГ і АСТГ; витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності; витрати пов'язані з неоптимальним регулюванням напруги КРП.

На електростанціях з великими надлишками реактивної потужності принципово можливі дві схеми їх компенсації з метою забезпечення заданих рівнів напруг на шинах, а саме за допомогою СТГ та КРП чи АСТГ. Кількість розрахункових варіантів визначається кількістю наявних компенсаторів на час проведення розрахунків, які можуть рівноцінно з технічної сторони забезпечити компенсацію надлишків реактивної потужності та регулювання в заданих межах напруги на шинах електростанції. Проведені дослідження показали, що для вирішення питання компенсації надлишків реактивної потужності на шинах

електростанцій з поміж різних видів КРП, в більшості випадків, економічно доцільно застосовувати комутуючі шунтівні реактори (КШР). Тому в подальших розрахунках для компенсації реактивної потужності на шинах ТЕС використовуємо два розрахункових варіанти, а саме:

-1-й варіант: СТГ + КШР;

- 2-й варіант: АСТГ.

Під час розробки основних положень оцінки використовуються всі чинники, які можуть впливати на економічну ефективність кожного з наведених варіантів компенсації надлишків реактивної потужності. Для кожного варіанту включаються витрати, які характерні безпосередньо для нього, а також витрати, які витікають з його переваг чи недоліків перед іншим. Тим самим забезпечується універсальність математичної моделі, а її складові будуть застосовуватися чи не застосовуватися в залежності від конкретних умов встановлення обладнання (нове будівництво, реконструкція і т.п.).

Для варіанту компенсації надлишків реактивної потужності з використанням СТГ і КШР витрати складаються з таких складових:

- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування СТГ;
- експлуатаційні витрати на покриття збитку, який визначається різницею забезпечення стану динамічної стійкості СТГ і АСТГ;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування КШР;
- експлуатаційні витрати на покриття втрат активної потужності в КШР;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності, яка викликана відносно гіршими показниками надійності системи збудження СТГ у порівнянні з АСТГ;
- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування ліній електропередавання, щодо збільшення їх пропускної здатності.

Капіталовкладення в СТГ складаються з ціни СТГ в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та витрат на монтаж і наладку, а КШР складаються з ціни КШР і допоміжного обладнання та витрат на монтаж і наладку. Вони визначаються згідно даних заводу-виготовлювача.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування СТГ визначаються так

$$Z_{CO} = p_0 K_C, \quad (5)$$

де  $p_0$  - коефіцієнт відрахувань на амортизацію і обслуговування;

$K_C$  - капіталовкладення в СТГ.

Експлуатаційні витрати на покриття збитку, який визначається різницею запасу динамічної стійкості СТГ і АСТГ викликані тим, що динамічна стійкість АСТГ значно вища ніж СТГ. Як показали дослідження, проведені в розділі 1 дисертації, запас динамічної стійкості АСТГ практично не залежить від режиму роботи за реактивною потужністю. В СТГ у міру зменшення реактивної потужності  $i$ , особливо, під час переходу в режим її споживання необхідно значно збільшити кратність форсування збудження чи зменшити допустиму тривалість КЗ, чи значно розвантажити генератор за активною потужністю. В зв'язку з цим для варіанту 1 будуть характерні витрати на покриття збитку від недовідпуску електроенергії, викликаного аварійним відключенням СТГ в зв'язку з порушенням динамічної стійкості, і витрати на додатковий розхід палива на відновлення генератором робочої потужності від величини, яка забезпечує його динамічну стійкість в конкретному режимі до величини, яку він ніс до виникнення аварійного режиму. Експлуатаційні витрати на покриття збитку, який визначається різницею запасу динамічної стійкості СТГ і АСТГ, визначаються так

$$Z_{3C} = \frac{P_{\Delta}(H+B)p_3}{8760}, \quad (8)$$

де  $P_{\Delta}$  - величина зниження активного навантаження;

$H$  - витрати на відшкодування збитків від зниження границі динамічної стійкості;

$B$  - річні експлуатаційні видатки на збільшення витрат палива в динамічних режимах;

$p_3$  - ймовірність виникнення трифазного короткого замикання.

Експлуатаційні витрати для КШР на амортизацію і обслуговування визначаються таким чином

$$Z_{KШРa} = p_0 n_{KШР} K_{KШР}, \quad (9)$$

де :  $n_{KШР}$  - кількість КШР;

$K_{KШР}$  - капіталовкладення в КШР.

Експлуатаційні витрати на покриття втрат активної потужності в КШР визначаються так

$$Z_{KШРв} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{KШРvi} T_{KШРi} z_i, \quad (10)$$

де:  $\Delta P_{KШРvi}$  - втрати активної потужності в КШР;

$T_{KШРi}$  - кількість годин роботи КШР в рік;

$n$  - кількість КШР, які не має потреби використовувати після встановлення АСТГ на ТЕС;

$z_i$  - питомі витрати на покриття активних втрат.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності, потреба в якій викликана відносно гіршими показниками надійності системи збудження СТГ, в порівнянні з АСТГ, обумовлені такими чинниками. У АСТГ наявні фактично дві незалежні системи збудження. Хоча ймовірність виникнення їх аварії в АСТГ є вищою, чим в СТГ, можливий аварійний простій АСТГ є меншим від СТГ в зв'язку з можливістю його тривалої роботи при частковій чи повній втраті збудження і переходом в асинхронний режим (з незначним розвантаженням за активною потужністю). Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткової аварійної резервної потужності, потреба в якій викликана відносно гіршими показниками надійності СТГ в порівнянні з АСТГ визначаються так

$$Z_{ДАР} = \Delta R K_p, \quad (11)$$

де  $\Delta R$  - зміна аварійного резерву енергосистеми при зміні СТГ на АСТГ;

$K_p$  - граничні капіталовкладення на створення аварійного резерву.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування для збільшення пропускної здатності ЛЕП викликані такими обставинами. В процесі очікуваної масштабної реконструкції ТЕС можуть вирішуватися питання щодо збільшення їх встановленої потужності. Застосування АСТГ дозволяє збільшити пропускну здатність існуючих ЛЕП. Однак, під час вибору варіанту компенсації надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС з використанням СТГ і КШР необхідно будувати нові ЛЕП чи виконувати реконструкцію існуючих з метою збільшення їхньої пропускної здатності. В цьому випадку експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування, які викликані збільшенням пропускної здатності ЛЕП, визначаються так

$$Z_{ДПЗ} = p_0 K_{ДПЗ}, \quad (12)$$

де  $K_{ДПЗ}$  - капіталовкладення в збільшення пропускної здатності ЛЕП.

Сумарні витрати на реалізацію компенсації надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС з використанням СТГ і КШР складають

$$Z_C = Z_{C0} + Z_{3C} + Z_{КШРa} + Z_{КШРb} + Z_{ДАР} + Z_{ДПЗ}. \quad (13)$$

Для варіанту компенсації надлишків реактивної потужності з використанням АСТГ витрати складаються з таких складових:

- експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування АСТГ;
- експлуатаційні витрати на покриття втрат електроенергії через різницю ККД СТГ і АСТГ;
- експлуатаційні витрати внаслідок різниці в коефіцієнтах потужності СТГ і АСТГ.

Капіталовкладення в АСТГ складаються з ціни АСТГ в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та витрат на монтаж і наладку. Вони визначаються згідно даних заводу-виготовлювача.

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування АСТГ визначаються так

$$Z_{AO} = p_0 K_A, \quad (14)$$

де  $K_A$  - капіталовкладення в АСТГ.

Експлуатаційні витрати на покриття втрат електроенергії через різницю ККД СТГ і АСТГ пояснюються тим, що при однакових активних і реактивних потужностях СТГ і АСТГ мають різні ККД. Значення ККД СТГ дещо більше чим в АСТГ і залежить від режиму роботи по активній і реактивній потужностях. Експлуатаційні витрати на покриття втрат електроенергії через різницю ККД СТГ і АСТГ визначаються так

$$Z_{ККД} = \left( \frac{1}{\eta_A} - \frac{1}{\eta_C} \right) P_{ном} T_{макс} Z_{\Delta W}, \quad (15)$$

де:  $P_{ном}$  - номінальна потужність генератора;

$T_{макс}$  - кількість годин використання максимального навантаження електростанції;

$Z_{\Delta W}$  - питомі витрати на покриття втрат електроенергії;

$\eta_A$  - коефіцієнт корисної дії АСТГ;

$\eta_C$  - коефіцієнт корисної дії СТГ.

Експлуатаційні витрати від зниження видачі реактивної потужності обумовлені тим, що коефіцієнт потужності АСТГ вищий ніж СТГ. В зв'язку з цим, при встановленні АСТГ зменшується можливість ТЕС з генерації реактивної потужності. У випадку недостатності генерації реактивної потужності для регулювання напруги необхідне використання інших джерел реактивної потужності. В цьому випадку витрати від зниження видачі реактивної потужності електростанції при використанні АСТГ визначаються так

$$Z_{КП} = n_a \left( \frac{1}{\cos \varphi_c} - \frac{1}{\cos \varphi_a} \right) P_{ном} Z_{КРП}, \quad (16)$$

де:  $\cos \varphi_c$  - номінальний коефіцієнт потужності СТГ;

$\cos \varphi_a$  - номінальний коефіцієнт потужності АСТГ;

$Z_{КРП}$  - питома вартість джерел реактивної потужності;

$n_a$  - кількість АСТГ.

Використання КШР забезпечує ступінчате регулювання напруги в ЕС, в зв'язку з чим рівні напруг в більшості випадків не відповідають їх оптимальним значенням, такі режими роботи збільшують втрати активної потужності в

енергосистемі. Застосування АСТГ дозволяє забезпечити необхідні рівні напруг, завдяки чому досягається зниження втрат електроенергії в енергосистемі. Економія визначається так

$$E = \Delta W Z_{\Delta W}, \quad (17)$$

де:  $\Delta W$  - середньорічне зменшення втрат електроенергії в ЕС внаслідок покращення регулювання напруги за допомогою АСТГ.

Сумарні витрати на реалізацію компенсації надлишків реактивної потужності з метою забезпечення заданих рівнів напруг на шинах ТЕС за допомогою АСТГ складають

$$Z_A = Z_{AO} + Z_{ККД} + Z_{КП} - E, \quad (18)$$

Сумарні дисконтні приведені витрати кожного варіанту визначаються на основі (11) та (17). Порівнюючи результати розрахунків вибираємо найбільш економічно ефективний варіант компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС.

На рис. 9 приведена структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанту компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС.

Кожна складова витрат визначається, виходячи з конкретних умов встановлення обладнання, а саме:

а) Під час встановлення обладнання на ТЕС, які будуються, розширюються, взамін обладнання, яке відпрацювало свій ресурс і підлягає заміні і списанню, на ТЕС, які знаходяться на стадії реконструкції:

- капіталовкладення в СТГ чи АСТГ складаються з ціни СТГ чи АСТГ відповідно в комплекті з системою збудження і допоміжним обладнанням та витрат на монтаж і наладку;

- капіталовкладення в КШР складаються з ціни КШР з допоміжним обладнанням та витрат на монтаж і наладку.

б) Під час встановлення на ТЕС нового обладнання взамін старого працездатного обладнання:

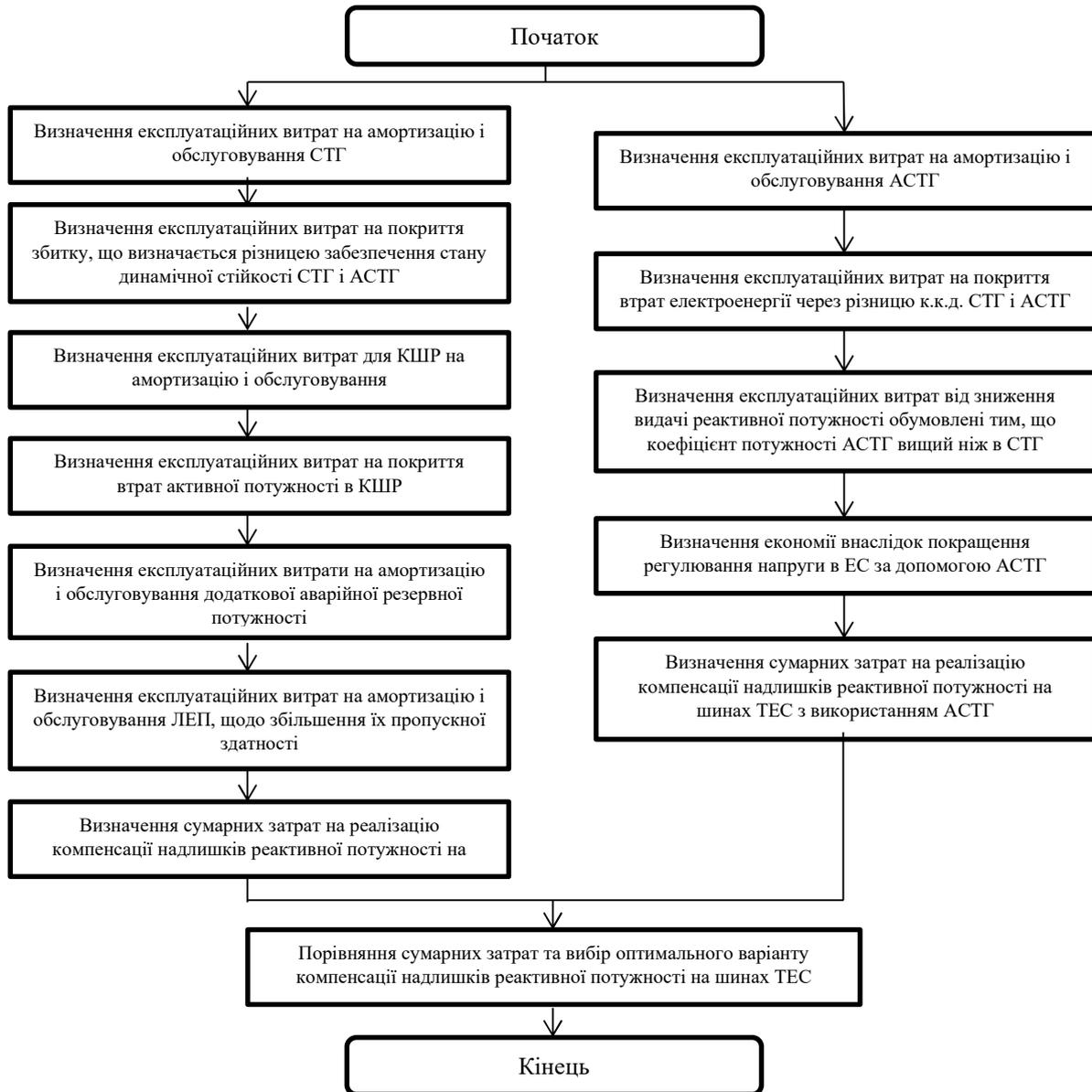


Рисунок 9 – Структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанту компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС

- капіталовкладення в СТГ чи АСТГ зменшуються на величину вартості комплектуючих, які можуть бути використані для подальшої роботи на інших СТГ;

- капіталовкладення в КШР (за необхідності встановлення на ТЕС АСТГ) зменшуються на величину вартості комплектуючих, які можуть бути використані для подальшої роботи на інших КШР.

в) Під час розгляду варіанту встановлення АСТГ на ТЕС з постійними надлишками реактивної потужності, які зумовляють постійну роботу АСТГ в режимі споживання реактивної потужності:

- експлуатаційними витратами на покриття втрат електроенергії через різницю ККД СТГ і АСТГ можна знехтувати ( $Z_{ККД} = 0$ ), так як під час роботи АСТГ в режимі споживання, а СТГ в режимі видачі, їхні ККД практично вирівнюються;

- експлуатаційними витратами від зниження видачі реактивної потужності АСТГ можна знехтувати ( $Z_{КП} = 0$ ), так як в цьому випадку практично не буде потреби в роботі АСТГ в режимі видачі реактивної потужності.

г) Під час розгляду варіанту встановлення СТГ на діючій ТЕС, для якої немає необхідності збільшувати пропускну здатність ЛЕП, експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування додаткових потужностей ЛЕП будуть відсутні ( $Z_{ДПЗ} = 0$ ).

З врахуванням викладеного вище структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанту компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС матиме вигляд

Розроблений удосконалений метод вибору оптимального варіанту регулювання напруги на шинах ТЕС є універсальним та дозволяє враховувати всі відомі на сьогодні чинники, які можуть впливати на економічну ефективність кожного варіанту. Він є простий для користування, за необхідності, дозволяє враховувати інші фактори, які можуть бути виявлені в майбутньому, та являється добрим інструментом для оцінки ефективності застосування АСТГ на ТЕС.

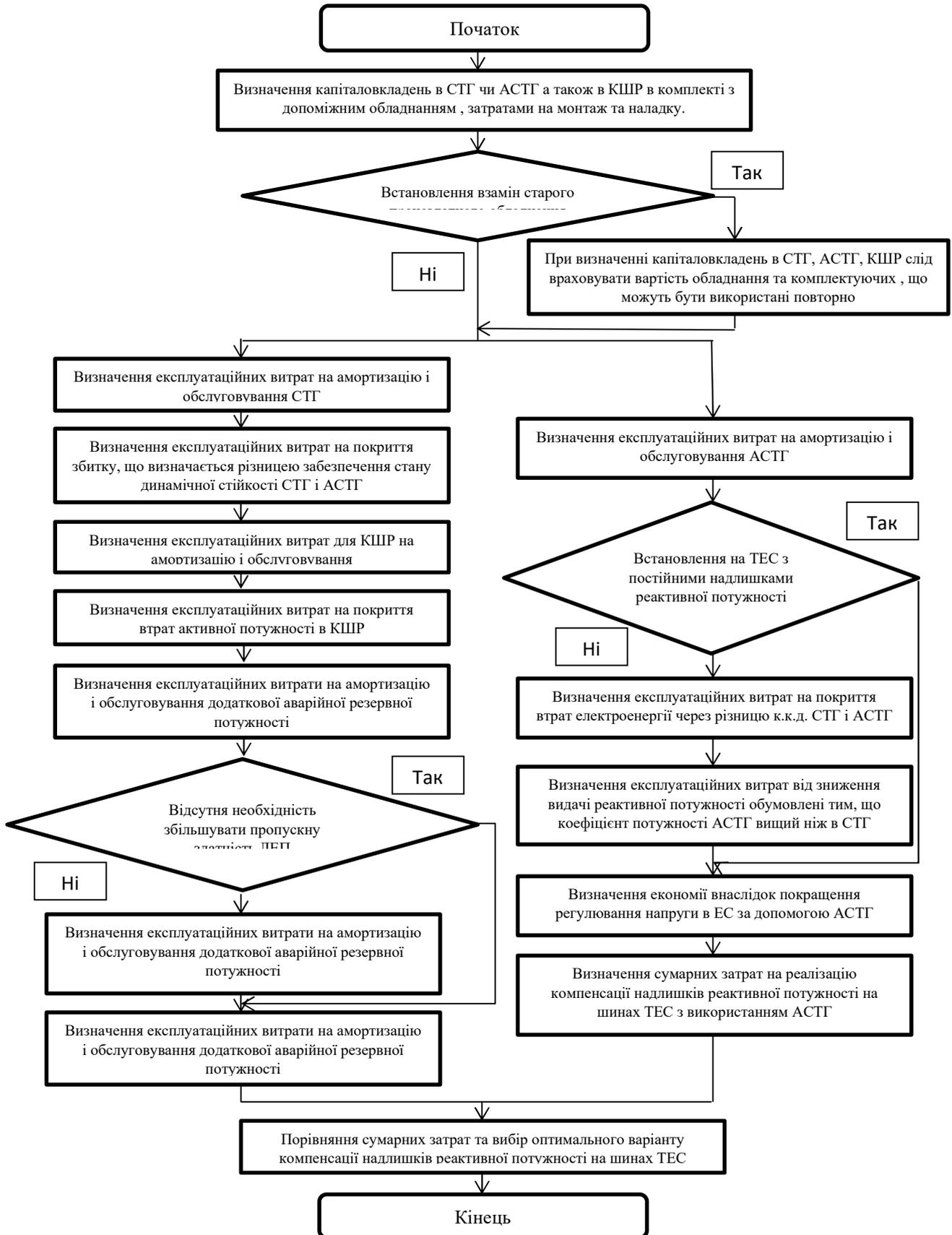


Рисунок 10 – Уточнена структурна схема алгоритму вибору оптимального варіанту компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС

В якості прикладу, розглянемо розрахунок оптимального варіанту компенсації надлишку реактивної потужності для забезпечення заданого рівня напруг на шинах однієї з ТЕС ОЕС України встановленою потужністю 2400 МВт з блоками 200 МВт.

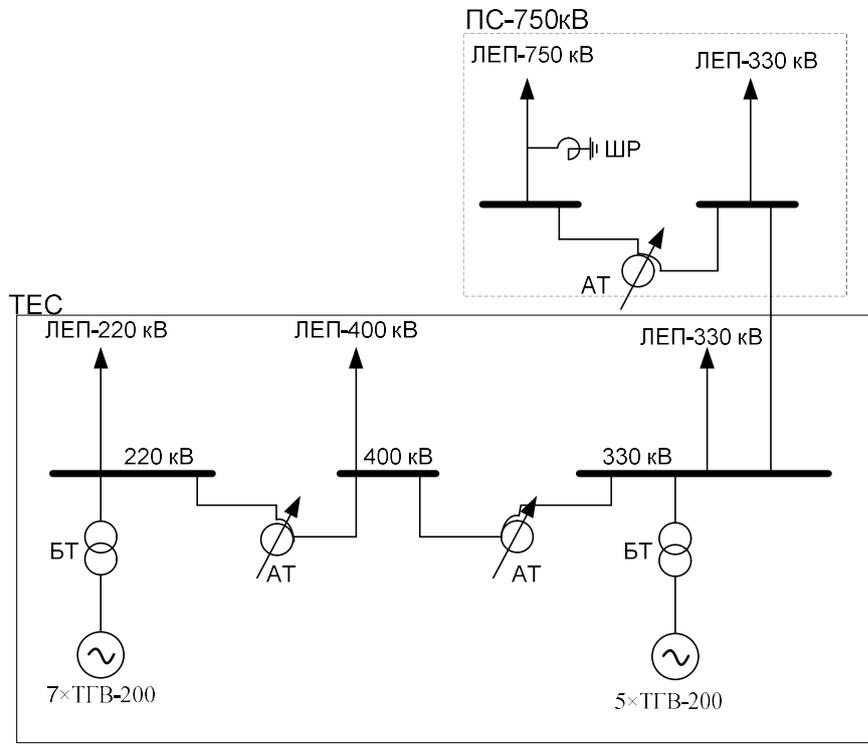


Рисунок 11 – Принципова схема ТЕС 2400 МВт

На ТЕС, яка розглядається, встановлені 12 турбогенераторів типу ТГВ – 200 і ТГВ – 200М. Видача потужності здійснюється на шини 220 кВ і 330 кВ. Наявний зв'язок з мережею 400 кВ та 750 кВ. ТЕС підлягає реконструкції, чотири турбогенератори відпрацювали свій ресурс і підлягають заміні. Регулювання напруги на шинах ТЕС здійснюється за допомогою турбогенераторів. У зв'язку зі зменшенням навантаження, переводом електростанції в напівпіковий режим роботи, наявністю сильних зв'язків з мережею 750 кВ та обмеженнями в режимах споживання реактивної потужності турбогенератори ТГВ-200 і ТГВ-200М не можуть самостійно забезпечити задані рівні напруг на шинах ТЕС. Для забезпечення на шинах ТЕС заданих оптимальних рівнів напруг необхідно забезпечити наступний режим роботи по реактивній потужності:

– в нічний мінімум навантаження ТЕС повинна споживати з мережі 340 Мвар реактивної потужності за активного навантаження 650 МВт і робочому складі енергоблоків: 3 на напрузі 220 кВ і 2 на напрузі 330 кВ;

– в денний максимум навантаження ТЕС повинна споживати 180 Мвар реактивної потужності і нести активне навантаження 1280 МВт при робочому складі енергоблоків: 4 на напрузі 220 кВ і 3 на напрузі 330 кВ.

Згідно діаграм допустимих навантажень турбогенераторів ТГВ-200 і ТГВ 200М і результатів проведених досліджень в розділі 2 при заданому активному навантаженні електростанції в нічний час 650 МВт 5 турбогенераторів зможуть спожити з мережі 150 Мвар реактивної потужності. Для забезпечення заданих рівнів напруг в цей час необхідно спожити з мережі на шинах ТЕС 340 Мвар реактивної потужності. Тобто на шинах ТЕС наявний надлишок реактивної потужності величиною 190 Мвар, який не може бути спожитий СТГ і для компенсації якого необхідно залучити ЗКРП. Принципово цю задачу можна вирішити шляхом встановлення на ТЕС КРП чи АСТГ. Найдешевшими КРП для виконання поставленої задачі є ШР, який забезпечить компенсацію надлишку реактивної потужності величиною 190 Мвар. Ця задача також може бути розв'язана за умови, що 2 з 4 задіяних генераторів будуть асинхронізованими номінальною потужністю 200 МВт кожен, які можуть бути встановлені на ТЕС під час запланованої реконструкції взамін СТГ, що відпрацювали свій ресурс. Схеми можливої компоновки схеми ТЕС для вирішення даного питання наведені на рис. 12 - 13.

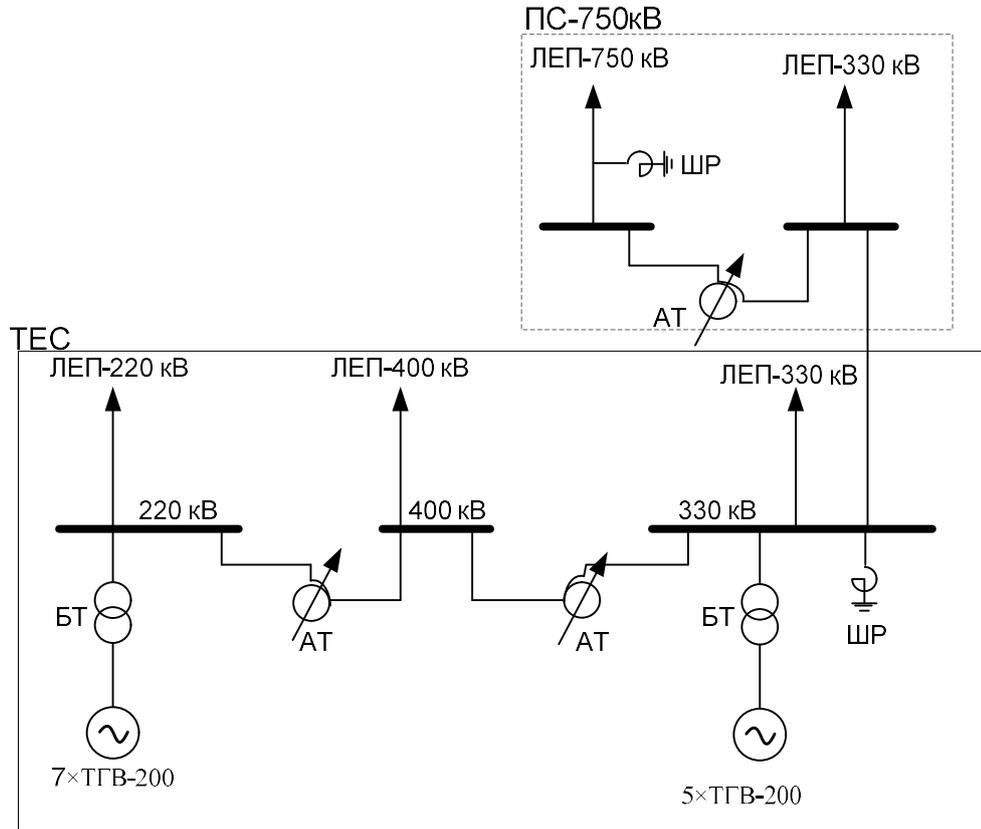


Рисунок 12– Принципова схема ТЕС 2400 МВт з ШР

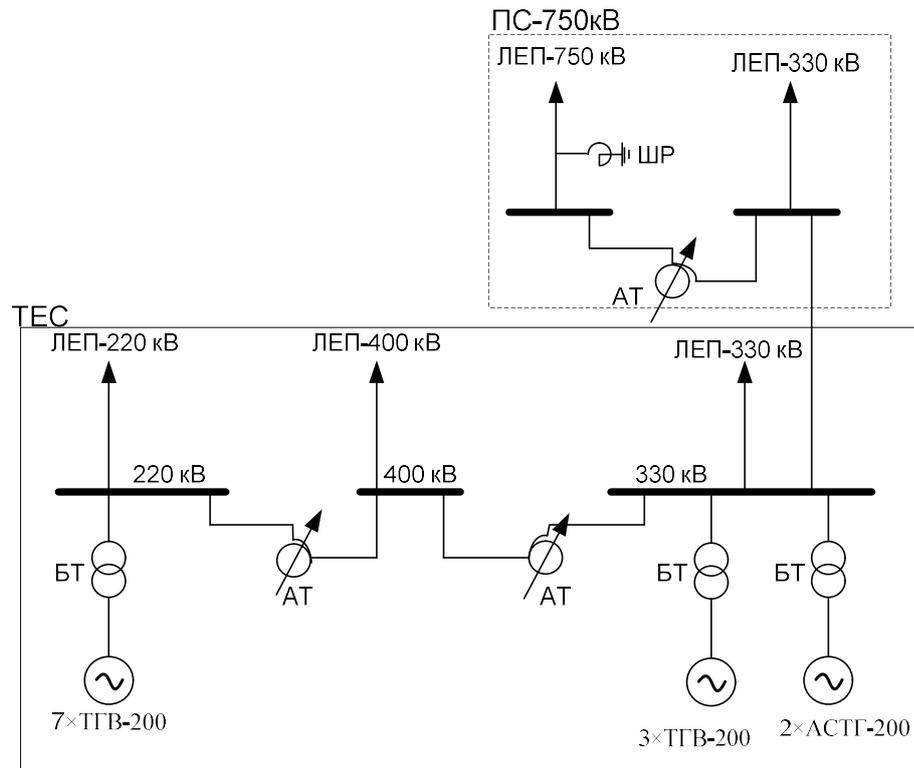


Рисунок 13 – Принципова схема ТЕС 2400 МВт з двома АСТГ

Проведений розрахунок з визначення найбільш економічно вигідного варіанту компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС, а саме за

допомогою ШР чи АСТГ. Вихідні дані та результати приведені в табл. 7. Їх аналіз показує, що для компенсації надлишку реактивної потужності на шинах ТЕС найбільш економічно доцільно застосовувати АСТГ.

Таблиця 7 – Вихідні дані та результати розрахунку економічної ефективності встановлення АСТГ на ТЕС ОЕС України

Назва показника	Позначення	Одиниця виміру	Значення
Капіталовкладення в турбогенератор ТГВ-200	$K_C$	в.о.	1,0
Капіталовкладення в турбогенератор АСТГ-200	$K_A$	в.о.	1,25
Капіталовкладення в шунтівний реактор 3×РОДЦ 60000/500	$K_{КШР}$	в.о.	0,54
Кількість запланованих до встановлення КШР 3×РОДЦ 60000/500	$n_{КШР}$	в.о.	2
Кількість запланованих до встановлення ТГВ-200	$n_C$	в.о.	2
Кількість запланованих до встановлення АСТГ-200	$n_A$	в.о.	2
Коефіцієнт відрахувань на амортизацію та обслуговування для турбогенераторів	$P_{0Г}$		
для КШР	$P_{0Ш}$	в.о.	0,12
		в.о.	0,084

Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування ТГВ-200	$Z_{CO}$	в.о.	0,24
Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування КШР типу 3×РОДЦ 60000/500	$Z_{KШР}$	в.о.	0,1
Експлуатаційні витрати на амортизацію і обслуговування АСТГ-200	$Z_{AO}$	в.о.	0,3
Сумарні витрати на реалізацію компенсації надлишкової реактивної потужності з використанням ТГВ-200 і 3×РОДЦ 60000/500	$Z_C$	в.о.	0,34
Сумарні витрати на реалізацію компенсації надлишкової реактивної потужності з використанням АСТГ-200	$Z_A$	в.о.	0,3
Величина економічного ефекту внаслідок встановлення на ТЕС двох АСТГ-200 замість двох ТГВ-200 та двох 3×РОДЦ 60000/500	$\Delta Z$	в.о.	0,04

**Примітка:**

1. Відповідно до заданих режимів роботи АСТГ-200 будуть постійно працювати в режимі споживання реактивної потужності, тому згідно приймаємо  $Z_{KKД} = 0$  і  $Z_{KП} = 0$ .

2. В зв'язку з відсутністю необхідності збільшувати пропускну здатність ЛЕП -  $Z_{ДПЗ} = 0$ .

3. В зв'язку з інфляцією і частою зміною ціни на енергоносії та електроенергію – розрахунок носить оціночний характер. Оскільки ціни на обладнання (турбогенератори і КШР) як правило змінюються пропорційно для більшої об'єктивності оцінки в розрахунку використовуються відносна ціна у порівнянні з вартістю турбогенератора ТГВ-200. Вартісні показники  $Z_{КШРв}$ ,  $Z_{ДАР}$ ,  $E$  в процесі інфляції змінюються неспіврозмірно з вартістю обладнання, їх доля в загальній вартості складає не більше 2%, а тому для більшої об'єктивності на стадії оцінки вони не розраховуються.

4. Результати розрахунку, приведені в таблиці, показують, що застосування АСТГ є найбільш економічно вигідним варіантом.

## 6 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

### 6.1 Розрахунок грозозахисту ВРУ-330 кВ

Вихідні дані:

- висота блискавковідводу:  $h = 36$  м;
- розрахункова висота:  $h_x = 23$  м.

При  $\frac{2}{3} \cdot h = \frac{2}{3} \cdot 36 = 24$  м  $>$   $h_x = 23$  м радіус та ширина зони захисту

визначаються за формулами:

$$\left. \begin{aligned} r_x &= 1,5 \cdot (h - 1,25 \cdot h_x) \\ b_x &= 3 \cdot (h_0 - 1,25 \cdot h_x) \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

де

$$h_0 = 4h - \sqrt{9h^2 + 0,25 \cdot L^2}; \quad (20)$$

де  $L$  – відстань між блискавковідводами, м.

На рис. 14, 15 наведено вид на зону блискавковідводів ВРУ-330 кВ.

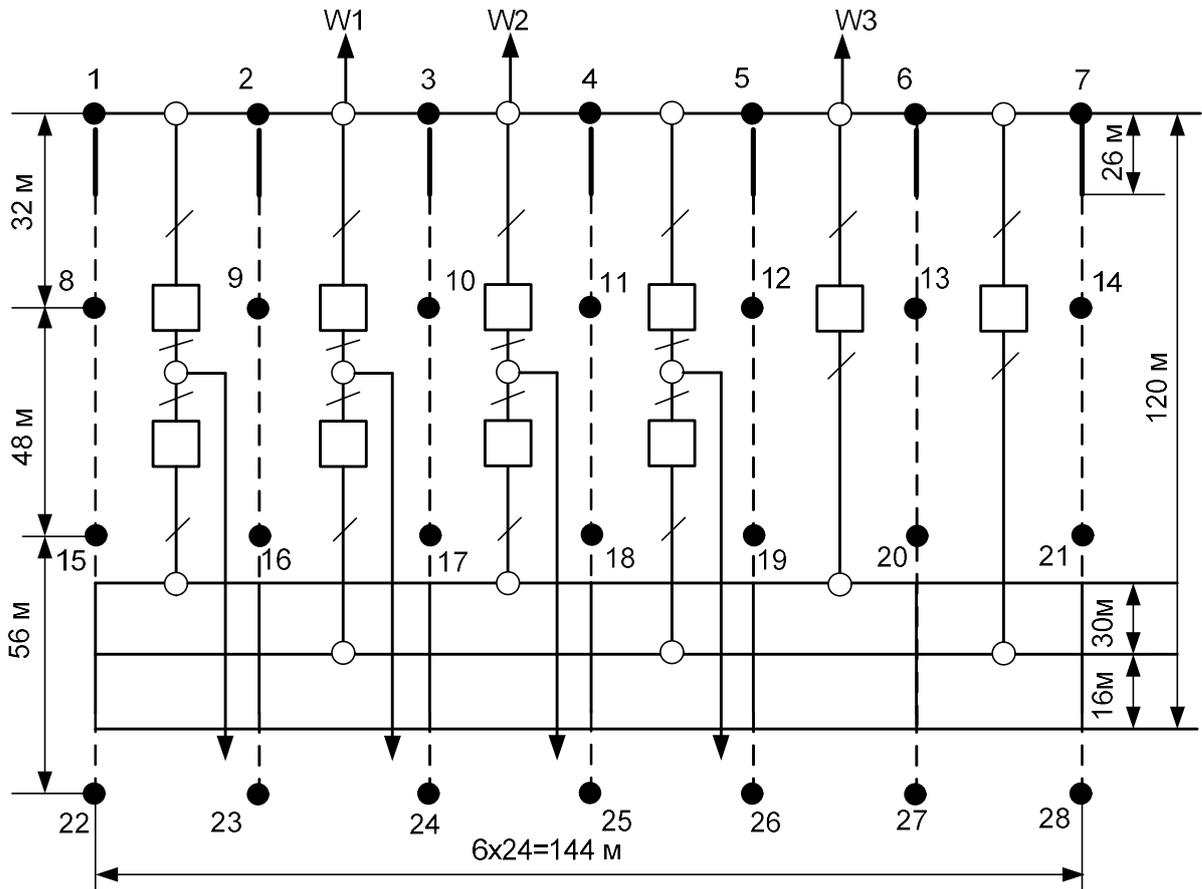


Рисунок 14 – Схема розташування блискавковідводів ВРУ – 330кВ

Таблиця 4 – Дані для побудови захисту блискавковідводів ВРУ-330 кВ

Пари блискавковідводів	L, м	h <sub>0</sub> , м	b <sub>x</sub> , м	r <sub>x</sub> , м
1-2, 2-3, 3-4, 4-5, 5-6, 6-7, 8-9, 9-10, 10-11, 11-12, 12-13, 13-14, 15-16, 16-17, 17-18, 18-19, 19-20, 20-21, 22-23, 23-24, 24-25, 25-26, 26-27, 27-28	24	35,34	19,76	10,9
1-8, 2-9, 3-10, 4-11, 5-12, 6-13, 7-14	32	34,82	18,21	10,9
8-15, 9-16, 10-17, 11-18, 12-19, 13-20, 14-21	48	33,37	13,85	10,9
15-22, 16-23, 17-24, 18-25, 19-26, 20-27, 21-28	56	32,43	11,04	10,9
1-9, 2-8, 2-10, 3-9, 3-11, 4-10, 4-12, 5-11, 5-13, 6-12, 6-14, 7-13	40	34,16	16,24	10,9
8-16, 9-15, 9-17, 10-16, 10-18, 11-17, 11-19, 12-18, 12-20, 13-19, 13-21, 14-20	53,70	32,71	11,89	10,9

15-23, 16-22, 16-24, 17-23, 17-15, 18-24, 18-26, 19-25, 19-27, 20-26, 20-28, 21-27	60,9	31,79	9,12	10,9
---	------	-------	------	------

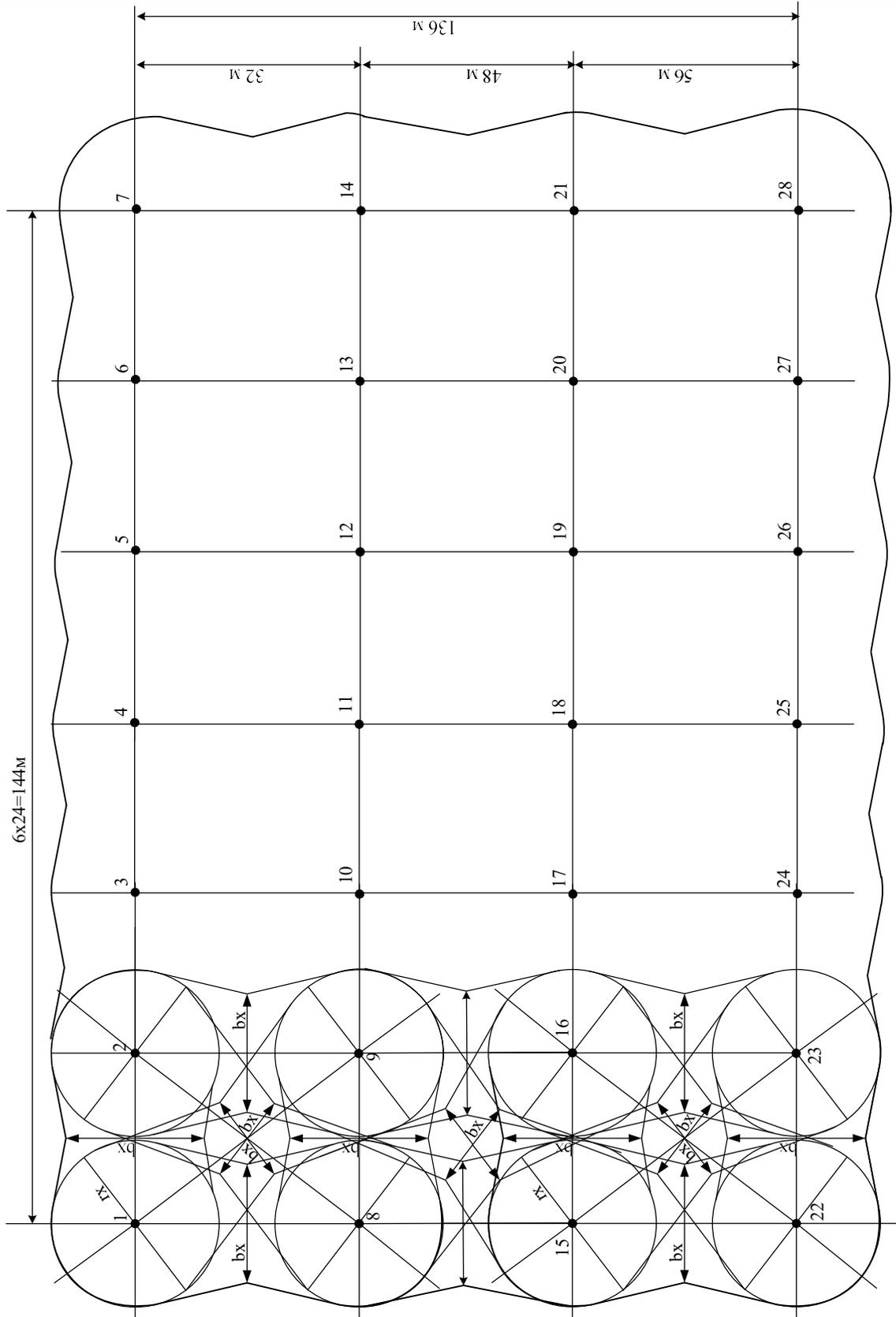


Рисунок 15 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ зверху

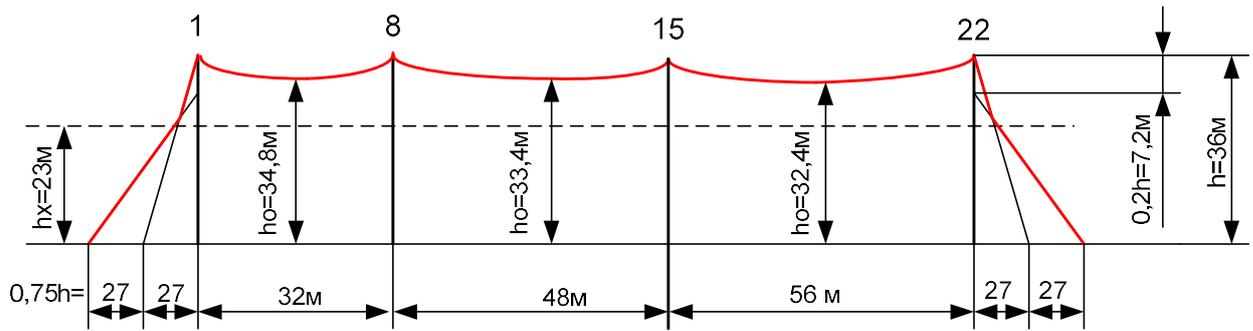


Рисунок 16 – Вид на зону захисту блискавковідводів ВРУ 330кВ збоку

## 6.2 Розрахунок заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Вихідні дані для розрахунку:

- площа ЗП:  $S = (150 \times 140) = 21000 \text{ м}^2$ ;
- питомий опір верхнього та нижнього шарів ґрунту:

$$\rho_1 = 600 \text{ Ом}\cdot\text{м}; \quad \rho_2 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- глибина закладення заземлення:  $t = 0,6 \text{ м}$ ;
- товщина верхнього шару ґрунту:  $h = 2 \text{ м}$ ;
- число вертикальних заземлювачів:  $n_b = 60 \text{ шт}$ ;
- довжина вертикальних заземлювачів:  $l_b = 4 \text{ м}$ .

Заземлювальний пристрій виконуємо у вигляді сітки з горизонтальних поліс  $40 \times 4 \text{ мм}$  та вертикальних заземлювачів-стержнів діаметром  $20 \text{ мм}$ .

План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ наведено на рисунку 2.18.

Середня відстань між вертикальними заземлювачами:

$$a = p / n_b = 2 \cdot (150 + 140) / 42 = 13,8 \text{ м}.$$

Визначимо величини:

$$\rho_1/\rho_2 = 600/300 = 2;$$

$$a/l_B = 13,8/4 = 3,45;$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{21000} = 144,9 \text{ м};$$

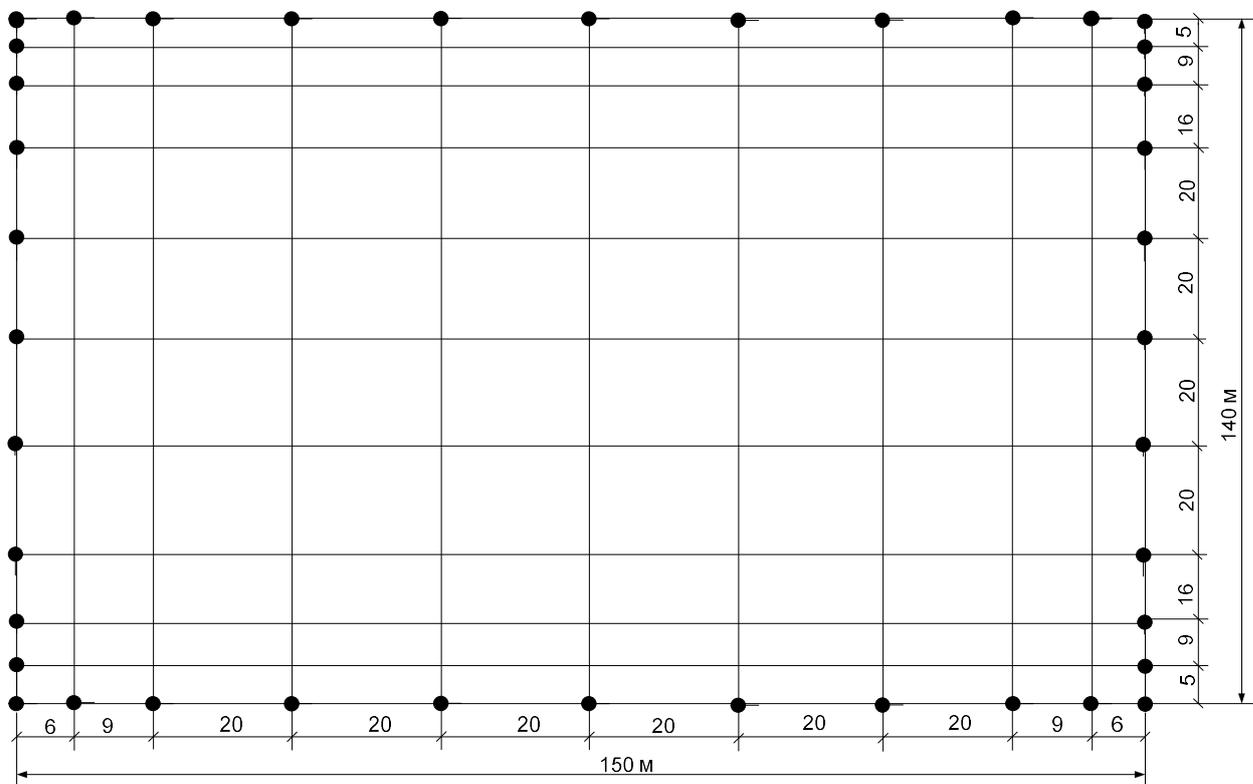


Рисунок 17 – План заземлювального пристрою ВРУ-330 кВ

Опір штучного заземлюючого пристрою [22]:

$$R_{\text{ш}} = A \cdot \frac{\rho_{\text{екв}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{екв}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (21)$$

де  $A$  – функція відношення  $\frac{l_{\text{В}} + t}{\sqrt{S}}$ ;

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

$L_{\text{Г}}, L_{\text{В}}$  – загальна довжина горизонтальних та вертикальних заземлювачів;

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1; \quad (22)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5; \quad (23)$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{4 + 0,6}{144,9} = 0,032 < 0,1;$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,032 = 0,417;$$

$$\frac{h-t}{l_B} = \frac{2-0,6}{4} = 0,35.$$

$$L_T + L_B = (140 \cdot 11 + 150 \cdot 11) + 4 \cdot 42 = 3358 \text{ м.}$$

З таблиці 7.6 [22] визначаємо, що  $\rho_{\text{екв}}/\rho_2 = 1,17$ .

$$\rho_{\text{екв}} = 1,17 \cdot 300 = 351 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Опір штучного заземлювача:

$$R_{\text{ш}} = 0,417 \cdot 351 / 144,9 + 351 / 3358 = 1,11 \text{ Ом} > 0,5 \text{ Ом.}$$

На території ВРУ є природні заземлювачі. Приєднуємо до штучного заземлювача:

а) системи «трос-опори»  $R_{\text{п1}} = 1,1 \text{ Ом};$

б) фундаменти опор  $R_{\text{п2}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Опір заземлювача:

$$R'_3 = \frac{R_{III} \cdot R_{II1} \cdot R_{II2}}{R_{III} \cdot R_{II1} + R_{III} \cdot R_{II2} + R_{II1} \cdot R_{II2}};$$

$$R'_3 = \frac{1,11 \cdot 1,1 \cdot 1,2}{1,11 \cdot 1,1 + 1,11 \cdot 1,2 + 1,1 \cdot 1,2} = 0,38 \text{ (OM)} < 0,5 \text{ (OM)}.$$

## ВИСНОВКИ

Досвід роботи асинхронізованих турбогенераторів на ТЕС показує, що вони дозволяють обмежити роботу СТГ з високим значенням коефіцієнту потужності та в режимах споживання реактивної потужності з мережі, а також підвищити рівень динамічної стійкості ТЕС.

Аналіз досвіду роботи АСТГ на ТЕС показує, що вони забезпечують підвищення динамічної стійкості та обмеження роботи СТГ в режимах недозбудження, внаслідок чого спостерігається зменшення в 9,2 рази пошкоджень крайніх пакетів осердя статора.

Кількість АСТГ, необхідних для встановлення на електростанціях, необхідно визначати, виходячи з величини очікуваного максимального некомпенсованого надлишку реактивної потужності на шинах електростанції та регулюючих можливостей СТГ і АСТГ за реактивною потужністю в режимах споживання.

Проведено оцінювання ефективності застосування на електростанціях асинхронізованих турбогенераторів шляхом врахування всі їх технічні можливості та умови застосування. Проведений розрахунок підтверджує, що компенсацію надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС найбільш ефективно здійснювати за допомогою АСТГ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Проблемні питання компенсації реактивної потужності. Інформація про підготовку та хід засідання круглого столу // Промелектро. – 2004. - № 5. С. 4-11.
2. Рогальський Б.С. Концепція компенсації реактивної потужності в електричних мережах споживачів та енергопостачальних компаній / Б.С. Рогальський, О.М. Нанака, А.В. Праховник та ін. // Енергетика та електрифікація. – 2006. - № 6 – С. 23-30.
3. Міняйло О.С. Вплив асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на рівні напруги мережі / О.С. Міняйло, М.С. Романів, Л.М. Крисюк // Енергетика и Электрификация. – 2002. - № 3. – С. 25-26.
4. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. / М.С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.
5. Головатюк П.Н. Енергетична стратегія України на період до 2030 року та дальшу перспективу: пріоритетні напрями збереження енергоресурсів / П.Н. Головатюк, О.С. Баб’як // Енергетика и Электрификация. – 2004. - № 10-11. – С. 2-4.
6. Міняйло А.С. Оцінка впливу режимів на надійність крайніх пакетів статора синхронних турбогенераторів та можливість її підвищення / А.С. Міняйло, В.П. Олексин // Технічна електродинаміка. – 1986. – С. 18.
7. Кузьмін В.В. АСТГ та їх роль в забезпеченні штатних режимів електричного обладнання АЕС в сучасних умовах / В.В. Кузьмін, Г.М. Федоренко, В.О. Саратов // Новини енергетики. – 2001. - № 2. – С. 21-29.
8. Федоренко Г.М. АСТГ – нова високоефективна технологія в електроенергетиці / Г.М. Федоренко, В.А. Саратов, Л.Б. Остапчук // Новини енергетики. – 1998. - № 12. – С. 52-57
9. Міняйло О.С. Особливості використання вибігу асинхронізованого турбогенератора для аварійного розхолодження реактора блока АЕС / О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.П. Олексин // Енергетика и электрификация. – 2001. - № 7. – С. 15-19.

10. Сегеда М.С. Техніко-економічна ефективність використання на теплоелектроцентралях асинхронного режиму АСТГ / М.С. Сегеда, О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.П. Олійник // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 123-127.

11. Dobganyuk I.Ya. Power systems and electric networks asynchronized machines as a means of counter-emergency control and frequency regulation in a power system / I.Ya. Dobganyuk, A.P. Lokhmatov, T.V. Plotnikova, P.V. Sokur, P.Yu. Tuzov, Yu.G. Shakaryan // Power Technology and Engineering. – 2012. – vol. 45. - № 6. – С. 466-470.

12. Aguro K. Rich operation experiences and new technologies on adjustable speed pumped storage systems in Japan [Електронний ресурс] / К. Aguro, М. Kato, F. Kishita // GIGRE, A1-101. – 2008. – Режим доступу: <http://www.twirpx.com/file/615288/?rand=9876353>

13. Здановський В.Г., Крисюк Л.М. Випробування та досвід промислової експлуатації турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Л.М. Крисюк // Энергетика и электрофикация. – 1997. - № 3. – С. 1-4.

14. Міняйло О.С. Досвід експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 на Бурштинській ТЕС / О.С. Міняйло, М.С. Романів, В.В. Кривий, Л.М. Крисюк // Энергетика и Электрификация. - 2002. - № 4 – С. 8-14.

15. Міняйло О.С. Диференційні рівняння стану асинхронізованого генератора у режимі двофазного замикання / О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, О.І. Маврін, Н.Г. Мальцева // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 107-110.

16. Міняйло О.С. Струми короткого замикання асинхронізованого турбогенератора в різних режимах роботи / О.С. Міняйло, К.Б. Покровський // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2001. - № 148. – С. 127-131.

17. Здановський В.Г. Проблеми освоєння і досвід промислової експлуатації асинхронізованих турбогенераторів АСТГ-200 / В.Г. Здановський, Г.М. Федоренко, В.В. Кузьмін, Ю.В. Зозулін // Новини енергетики. – 2001. - № 9. – С. 36-41

18. ДСТУ 3004-95. Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними. – Введ. 25.01.95. – 67 с.
19. ДСТУ 3433-96 (ГОСТ 27.005-97) Надійність техніки. Моделі відмов. Основні положення
20. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.
21. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.
22. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.
23. Нетребський В. В., Лесько В. О., Нанак О. М., Ситник А. В. Методичні вказівки для курсової роботи з дисципліни «Економіка і організація виробництва» для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, спеціалізації «Електричні системи і мережі». Вінниця: ВНТУ, 2019. 55 с.
24. Сакевич В. Ф., Томчук М. А. Основи розробки питань цивільної оборони в дипломних проектах (друге видання) навчальний посібник. Вінниця, ВНТУ, 2008. 141 с.
25. Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

**ДОДАТОК А**  
**ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ)**  
**РОБОТИ**

Назва роботи: Аналіз впливу асинхронізованих турбогенераторів на режим теплової станції

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (зазначити))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	71,2%
Загальна схожість	28,8%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

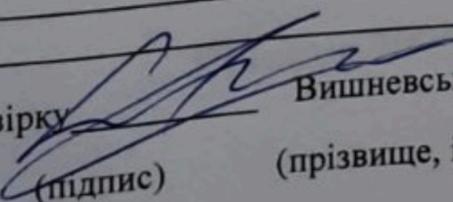
- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення 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

Автор  Мирончук А.М.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку  Вишневський С.Я.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

Експерт \_\_\_\_\_  
(за потреби) (підпис) (прізвище, ініціали, посада)

**ДОДАТОК Б**  
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР**

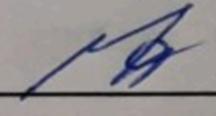
Міністерство освіти і науки України  
Вінницький національний технічний університет  
Факультет електроенергетики та електромеханіки  
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)

  
\_\_\_\_\_  
(підпис)

" 20 " 03 2025 р.

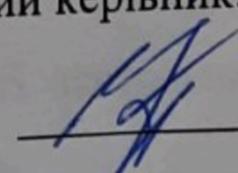
**ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ**

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Аналіз впливу асинхронізованих турбогенераторів на режим теплової станції

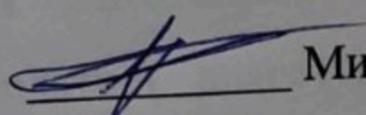
08-21.МКР.004.00.070 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н., проф каф. ЕСС

  
\_\_\_\_\_  
Комар В.О.

(підпис)

Виконавець: ст. гр. 1ЕСМ-23м

  
\_\_\_\_\_  
Мирончук А.М.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

## **1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)**

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, необхідно виконати аналіз засобів впливу на баланс реактивної потужності.

б) наказ ректора ВНТУ № 96 від 20 березня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

## **2. Мета і призначення МКР**

а) мета – є дослідження впливу асинхронізованих турбогенераторів на ефективність роботи теплових станцій;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

## **3. Джерела розробки**

Список використаних джерел розробки:

1. Сегеда М.С. Техніко-економічна ефективність використання на теплоелектроцентралях асинхронного режиму АСТГ / М.С. Сегеда, О.С. Міняйло, К.Б. Покровський, В.П. Олійник // Вісник Нац. університету “Львівська політехніка”. – 2007. - № 596. – С. 123-127

## **4. Технічні вимоги до виконання МКР**

–технічне завдання: аналіз ефективності застосування асинхронізованих турбогенераторів на теплових електростанціях.

– елементна база: електротехнічне обладнання, що має бути встановлено на тепловій електростанції, українського та зарубіжного виробництва (“Південномаш”, “Рівненський завод високовольтної апаратури”, “АВВ”, “Siemens” та ін.)

– показники технологічності: 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 підстанції.

## 5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники роботи електричної станції і на основі їх аналізу зробити висновок про доцільність спорудження такої станції.

## 6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	28.03.25	формування технічного завдання
2	Постановка задачі та шляхи її розв'язання	29.03.25	07.04.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Переваги АСТГ в порівнянні з традиційними СТГ	08.04.25	13.05.25	розділ ПЗ
4	Вплив АСТГ на динамічну стійкість, пошкоджуваність крайніх пакетів осердя статора і режими роботи СТГ ТЕС	14.05.25	19.05.25	розділ ПЗ
5	Розрахунок ефективності застосування на ТЕС АСТГ	20.05.25	25.05.25	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	МКР
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	

## **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**

Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

## **10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом**

Відсутні.

**ДОДАТОК В**  
**ГРАФІЧНА ЧАСТИНА**

# **АНАЛІЗ ВПЛИВУ АСИНХРОНІЗОВАНИХ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ НА РЕЖИМ ТЕПЛОВОЇ СТАНЦІЇ**

ЕС-23мз      Мирончук Андрій Миколайович

## Баланс активної та реактивної потужності в ЕЕС

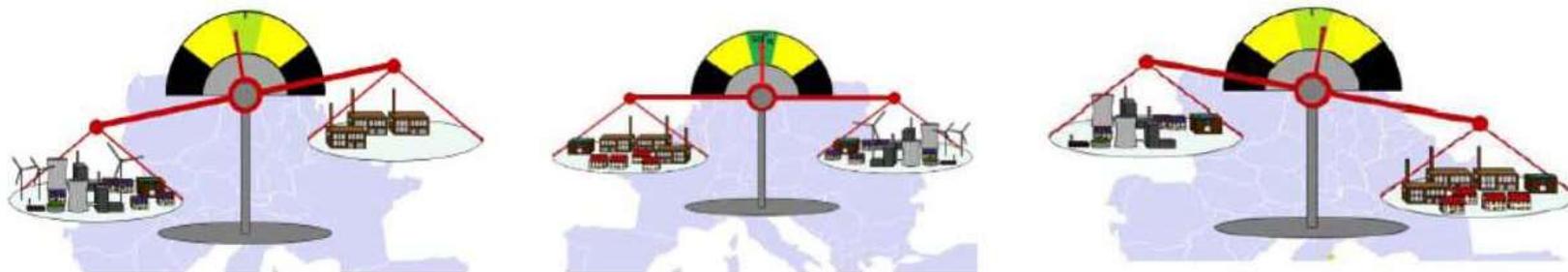
2

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де  $P_{AEC}(t)$  – потужність атомних електростанцій (АЕС),  $P_{TEC}(t)$  – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ),  $P_{ГЕС}(t)$  – потужність гідроелектростанцій,  $P_{ГАЕС}(t)$  – потужність гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС),  $P_{ВДЕ}(t)$  – потужність ВДЕ,  $P_{рез}(t)$  – потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування,  $P_n(t)$  – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП),  $\Delta P(t)$  – технологічні витрати в електричних мережах.

$$Q_{AEC}(t) + Q_{TEC}(t) + Q_{ЛЕП}(t) \pm Q_{ГЕС}(t) \pm Q_{ГАЕС}(t) \pm Q_{ВДЕ}(t) \pm Q_{КП}(t) - Q_n(t) - \Delta Q(t) = 0, \quad (2)$$

де  $Q_{AEC}(t)$  – потужність атомних електростанцій (АЕС),  $Q_{TEC}(t)$  – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ),  $Q_{ЛЕП}(t)$  – потужність ліній електропередачі,  $Q_{ГЕС}(t)$  – потужність гідроелектростанцій,  $Q_{ГАЕС}(t)$  – потужність гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС),  $Q_{ВДЕ}(t)$  – потужність ВДЕ,  $Q_{КП}(t)$  – потужність компенсувальних пристроїв,  $Q_n(t)$  – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП),  $\Delta Q(t)$  – технологічні витрати в електричних мережах.



**Мета роботи:** є дослідження впливу асинхронізованих турбогенераторів на ефективність роботи теплових станцій.

**Об'єкт дослідження:** електростанції з асинхронізованими генераторами.

**Предмет дослідження:** ефективність роботи теплових електростанцій з асинхронізованими турбогенераторами.

**Методи дослідження.** Для аналізу та розв'язання поставлених задач використано методи визначення та оцінки показників надійності, інтерполяції, оптимізації, техніко-економічного аналізу.

**Публікації.** Мирончук А.М. Особливості асинхронізованих турбогенераторів. Матеріали Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «МОЛОДЬ В НАУЦІ: ДОСЛІДЖЕННЯ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ (МН-2025)», Вінниця, 2025.

## Структурна схема АСТГ

4

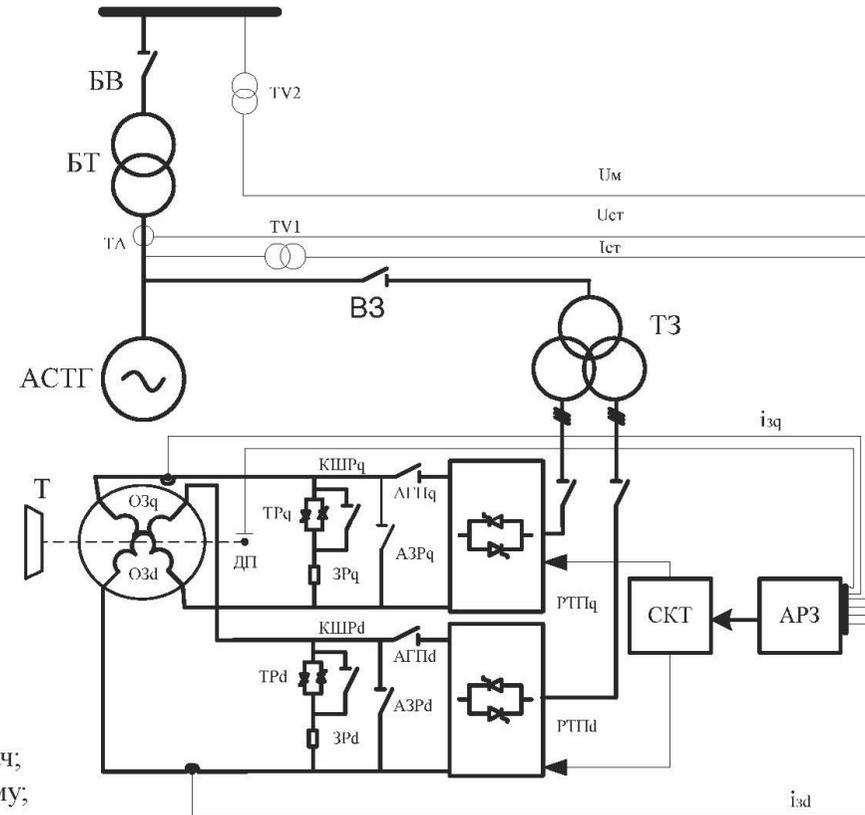


Рис. 1. Структурна схема АСТГ:

АСТГ – асинхронізований турбогенератор;

БТ – блочний трансформатор; БВ – блочний вимикач;

ВЗ – вимикач збудження; ТА – трансформатор струму;

TV1, TV2 – трансформатори напруги;

ТЗ – трансформатор системи збудження;

Т – турбіна; АРЗ – автоматичний регулятор збудження;

СКТ – система керування тиристорами;

ОЗd, ОЗq – обмотки збудження по осях d і q;

ДП – датчик кутового положення ротора;

ТРd, ТРq – тиристорні розрядники;

ЗPd, ЗPq – захисні резистори;

АЗPd, АЗPq – автомати замикання обмоток ротора накоротко; КШPd, КШPq – контактори, які шунтують розрядники;

РТPd, РТПq – реверсивні тиристорні перетворювачі.

## Переваги та недоліки АСТГ

5

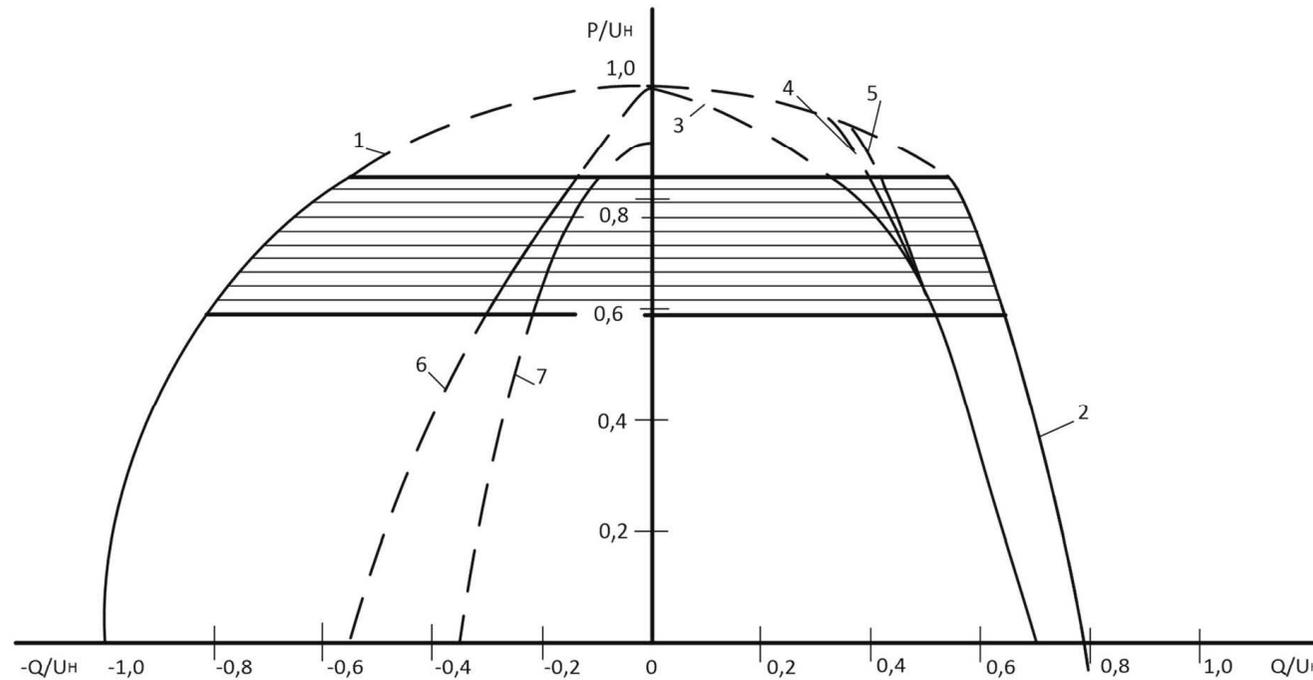


Рис. 1. Діаграма допустимих режимів роботи ТГВ-200М і АСТГ-200-2УЗ:

- 1 – обмеження за струмом статора;
- 2 – обмеження за струмом ротора ТГВ-200М;
- 3, 4, 5 – обмеження за струмом ротора АСТГ-200 за  $S = 0$ ,  $S \neq 0$  і безпосереднім охолодженням ( $S \neq 0$ );
- 6 – обмеження за стійкістю ТГВ-200М;
- 7 - обмеження за нагрівом торцевих зон ТГВ-200М

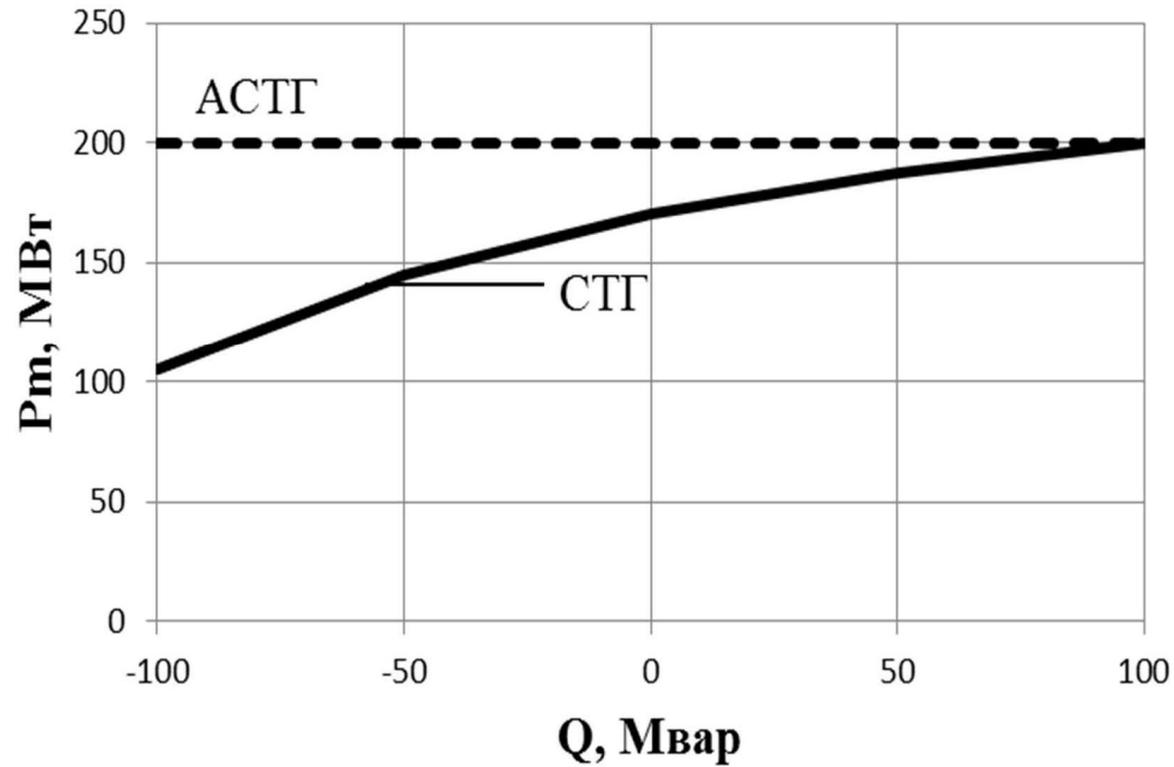
**Вплив АСТГ на динамічну стійкість****6**

Рис. 1. Залежність максимальної активної потужності від реактивної для СТГ і АСТГ

## Висновки

7

Досвід роботи асинхронізованих турбогенераторів на ТЕС показує, що вони дозволяють обмежити роботу СТГ з високим значенням коефіцієнту потужності та в режимах споживання реактивної потужності з мережі, а також підвищити рівень динамічної стійкості ТЕС.

Аналіз досвіду роботи АСТГ на ТЕС показує, що вони забезпечують підвищення динамічної стійкості та обмеження роботи СТГ в режимах недозбудження, внаслідок чого спостерігається зменшення в 9,2 рази пошкоджень крайніх пакетів осердя статора.

Кількість АСТГ, необхідних для встановлення на електростанціях, необхідно визначати, виходячи з величини очікуваного максимального некомпенсованого надлишку реактивної потужності на шинах електростанції та регулюючих можливостей СТГ і АСТГ за реактивною потужністю в режимах споживання.

Проведено оцінювання ефективності застосування на електростанціях асинхронізованих турбогенераторів шляхом врахування всі їх технічні можливості та умови застосування. Проведений розрахунок підтверджує, що компенсацію надлишків реактивної потужності на шинах ТЕС найбільш ефективно здійснювати за допомогою АСТГ.