

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій
Кафедра електричної інженерії

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

(підпис) О. КОЛЛАРОВ
(ініціали, прізвище)
«_____» _____ 2022 р.

**Кваліфікаційна робота
бакалавра**

на тему _____
Модернізація схеми електричної підстанції та корегування режимів її роботи

Виконав студент 3 курсу, групи ЕЛКЗп-19
(шифр групи)
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
підготовки _____
(шифр і назва спеціальності підготовки)
та електромеханіка»

Катерина ФЕДОРЕНКО
(ім'я та прізвище) _____ (підпис)

Керівник проф. каф., д. т. н., доц., С. ТИМОШЕНКО
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище) _____ (підпис)

Рецензент _____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, ініціали, прізвище) _____ (підпис)

Нормоконтроль:

_____ О. ЛЮБИМЕНКО
(підпис)

_____ (дата)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____ (підпис)

_____ (дата)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Катерина ФЕДОРЕНКО

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: _____
Модернізація схеми електричної підстанції та корегування режимів її роботи

керівник роботи _____ проф. каф., д. т. н., доц., С. ТІМОШЕНКО
(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 02 червня 2022 року

3. Вихідні дані до роботи: _____

3. Вихідні дані до роботи: _____

$S''_{ВН}=5500$ МВА, $S''_{СНУ}=3400$ МВА від системи середньої напруги;

максимум активного навантаження $P_{\max}=160$ МВт

- коефіцієнт потужності $\max \cos \varphi_{\max}=0,9$

реактивна потужність синхронного компенсатора $Q_{СК}=32$ МВАр

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити):

1. Загальні характеристика схеми електричної підстанції

2. Дослідження умов роботи електричної підстанції

3. Схема електричної підстанції після модернізації.

4. Корегування максимального та мінімального режиму роботи підстанції

5. Розробка заходів з охорони праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Вісім слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділи 1 – 4	С. ТИМОШЕНКО, проф. каф.		
Розділ 5	О. КОЛЛАРОВ, зав. каф.		
Нормоконтроль	О. ЛЮБИМЕНКО, доц. каф.		

7. Дата видачі завдання 05 травня 2022 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	05.05.22 – 12.05.22	
2.	Розділ 2	13.05.22 – 23.05.22	
3.	Розділ 3	24.05.22 – 27.05.22	
4.	Розділ 4	28.05.22 – 03.06.22	
5.	Розділ 5	03.06.22 – 06.06.22	
6.			
7.			
8.			
9.			

Студент _____
(підпис)

Катерина ФЕДОРЕНКО
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Сергій ТИМОШЕНКО
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

Федоренко Катерина Сергіївна. Модернізація схеми електричної підстанції та корегування режимів її роботи / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 141 “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2022.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків, списку використаних джерел та додатків.

У першому розділі розглянуто існуючі в літературі схеми електричної підстанції, розглянуто існуючі режими роботи.

У другому розділі представлено дослідження умов роботи електричної підстанції, наведено основні відомості, графік навантаження та проведено визначення струмів короткого замикання.

У третьому розділі наведено схему електричної підстанції після модернізації. Проведено вибір вимикачів, роз'єднувачів, трансформаторів струму автотрансформатора

У четвертому розділі проведено корегування максимального та мінімального режиму роботи підстанції.

У п'ятому розділі проведено аналіз та розробка заходів з охорони праці

Ключові слова:

ЕНЕРГІЯ, ЕЛЕКТРИЧНА ПІДСТАНЦІЯ, ВИМИКАЧ, РОЗ'ЄДНУВАЧ, ТРАНСФОРМАТОР СТРУМУ А

SUMMARY

Fedorenko Kateryna Serhiivna. Modernization of the scheme of the electrical substation and adjustment of its modes of work / final qualification work for the degree of "bachelor" in the specialty 141 "electric power, electrical engineering and electromechanics". - SHEI Donntu, Pokrovsk, 2022.

Thesis consists of an introduction, the main part, which includes four sections, conclusions, a list of sources and appendices.

In the first section the existing schemes of electric substation in the literature are considered, the existing operating modes are considered.

The second section presents a study of the operating conditions of the electrical substation, provides basic information, load schedule and determines the short-circuit currents.

The third section shows the scheme of the electrical substation after modernization. The choice of switches, disconnectors, current transformers of the autotransformer is made

In the fourth section, the maximum and minimum operation of the substation was adjusted.

The fifth section analyzes and develops measures for labor protection

Keywords:

ENERGY, ELECTRICAL SUBSTATION, SWITCH, DISCONNECTOR,
CURRENT TRANSFORMER

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	9
1.1 Описання існуючих режимів роботи електричної підстанції.....	9
2 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ	17
2.1 Основні відомості про електричну підстанцію	17
2.2 Графік навантаження електричної підстанції	18
2.3 Визначення струмів короткого замикання на електричній підстанції з урахуванням замкнутого стану.....	22
2.4 Визначення струмів короткого замикання на електричній підстанції	34
3 СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ ПІСЛЯ МОДЕРНИЗАЦІЇ	46
3.1 Вибір вимикачів.....	46
3.2 Вибір роз'єднувачів	50
3.3 Вибір трансформаторів струму автотрансформатора	50
3.4 Висновки по розділу 3	56
4 КОРЕГУВАННЯ МАКСИМАЛЬНОГО ТА МІНІМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ	58
4.1 Максимальний режим роботи.....	58
4.2 Мінімальний режим роботи	60
ВИСНОВКИ.....	63
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	65
ДОДАТОК А. Охорона праці.....	67
Додаток Б. Перелік зауважень нормоконтролера до роботи	73

ВСТУП

З розвитком економіки та підвищенням рівня життя населення збільшується соціальне споживання електроенергії, що створює більшу проблему для стабільності роботи електромереж. Так незалежні суб'єкти розподільної підстанції на нижчих рівнях керують своїми власними мережами та надсилають рішення до оператора ринку передачі верхнього рівня, який очищає ринок на добу наперед на основі зобов'язань одиниць, обмежених безпекою, враховуючи найгірший аварійний стан передачі: блоки та гілки, а також моделі потоку потужності постійного струму. Нижній рівень – це змішана ціла модель лінійного програмування розподільних підстанцій з метою збільшення їх користі, враховуючи оптимальний заряд і розряд великомасштабних систем накопичення енергії. Шляхом контролю кількості дій зарядки/розрядки та моделі управління стороною попиту шляхом контролю кількості дій переміщення навантаження. Верхній рівень запропонованої моделі – це зобов'язання одиниці, обмежене безпекою, з огляду на багатоцільову функцію.

Підход інтеграції підстанцій розподільної мережі в мережу передачі підвищує рентабельність розподільних мереж, а також знижує витрати на експлуатацію мережі передачі. Так рентабельність розподільних мереж можна збільшити на 30 відсотків, а також знизити експлуатаційні витрати в мережі електропередачі до 3 відсотків. Для вирішення цієї складної дворівневої програми пропонується точна методологія, заснована на переформулюванні та декомпозиції. Запропонована модель апробована на стандартних розподільних підстанціях та мережі електропередач. Тому що, підстанція є найбільш безпосередньою інфраструктурою в енергосистемі. Це важлива ланка для забезпечення електропостачання повсякденного життя та суспільного виробництва. Різні аварії на підстанціях завдають значних незручностей нормальному життю та суспільно-

виробничій діяльності людей. Нормальна робота обладнання підстанцій пов'язана з безпечним виробництвом і надійною роботою всієї електростанції. Якщо щоденний огляд і технічне обслуговування підстанції не може бути повністю гарантовано, якщо ненормальні умови обладнання не будуть вчасно виявлені та ефективно оброблені, це спричинить величезні економічні втрати. Тому це один із ключових заходів щодо забезпечення стабільної передачі електроенергії для патрулювання підстанції та своєчасного попередження та усунення пошкоджень.

1 ЗАГАЛЬНІ ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

1.1 Описання існуючих режимів роботи електричної підстанції

В роботі [1] описано, що розподільні мережі виступають посередником між розподільними підстанціями та споживачами. Блоки розподіленої генерації (DG) спеціально розроблені для підтримки роботи розподільної мережі. Ці блоки DG не можуть бути включені в роботу з електромережі, оскільки розмір цих блоків менший, але їх можна підключити в будь-якій точці поблизу навантаження. Розміщення та розміри систем DG впливають на такі параметри системи розподілу, як втрати в мережі, профіль напруги та надійність. Оптимізація розташування та розмір ДГ визначають за допомогою аналітичного методу. Прокладаючи шлях для передових досліджень у дослідженнях захисту в невизначених умовах, вивчається вплив проникнення DG на профіль напруги системи, втрати мережі та надійність. Надійність мережі вивчається через енергію, яка не подається в систему.

В роботі [2] міжміські, промислові, комерційні та житлові навантаження живляться від розподільних підстанцій через розподільні лінії на первинних діапазонах, які досягають 34,5 кВ. Потім вони знижуються через розподільні трансформатори на шляху до різних вторинних рівнів до тих пір, поки вони не досягнуть своїх найнижчих ефективних значень, на стандартних житлових рівнях 120/240 В через фідерні лінії. Проста радіальна діаграма, що зображує систему розподілу, показана на рис.1.1 .

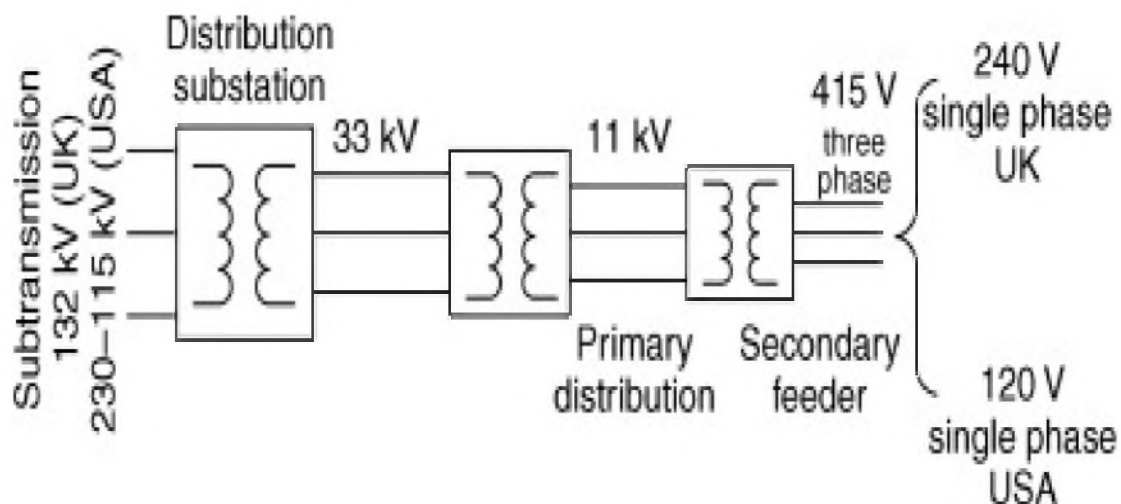


Рисунок 1.1 - . Радіальна розподільна мережа.

Зі збільшенням попиту на електроенергію, правильне планування системи, точне поточне, прогнозування майбутнього навантаження в будь-який час, а також здатність передачі електроенергії є важливими факторами в роботі та роботі систем розподілу [3,7] .

Відносно недавньої модифікацією існуючих систем розподілу є інтеграція розподілених генераторів, де багато відновлюваних джерел енергії живлять систему на рівнях напруги підпередачі та розподілу .

В роботі [3] з розвитком технологій у сфері великомасштабних систем зберігання енергії та управління попитом, незважаючи на більшу гнучкість мережі, оптимальна робота може знизити витрати на придбання енергії на розподільних підстанціях . Однією з головних проблем для підвищення точності перегляду системи є інтеграція програм енергоменеджменту та активних розподільних підстанцій у програми очищення ринку. Нинішнє дослідження намагається використовувати агреговані моделі програми управління попитом і великомасштабних систем зберігання енергії як розподільних підстанцій на рівні передачі.

У He et al. (2016) , було досліджено оптимальну стратегію ставок для великомасштабних акумуляторних батарей на ринках електроенергії.

У роботі Park and Baldick (2017) розглянуто оптимальні розміри та місця для інтеграції батарей у систему передачі для покращення виробництва енергії вітру.

Shayesteh та ін. (2018) запропонували трирівневий алгоритм для розміщення системи накопичення енергії на основі оптимального потоку потужності змінного струму у великих системах передачі електроенергії, таких як системи шин IEEE 14 і 30. Модель економічного аналізу для великої системи зберігання енергії була запропонована для підвищення прибутковості розумних розподільних підстанцій на ринку електроенергії в Leou (2012) .

У Asimakopoulou and Hatziaargyiou (2018) з метою кількісної оцінки переваг участі розподілених енергоресурсів на ринку електроенергії через розподілений агрегатор енергоресурсів . Взаємодія агрегатора розподілених енергоресурсів зі своїми клієнтами та з оптовим ринком моделюється як проблема дворівневого планування: на верхньому рівні описується сукупне рішення розподілених енергоресурсів. Нижній рівень включає модель прийняття рішень розподілених енергоресурсів і процес очищення ринку.

Махарджан та ін. (2016) запропонували ієрархічну модель системи, спрямовану на підвищення соціального добробуту, яка включає процеси прийняття рішень у мережі кількох провайдерів та великої кількості споживачів у розумній мережі. Вей та ін. (2014) пропонує двоступеневу дворівневу змішану цілочисельну модель лінійного програмування для проблем ціноутворення на енергію та диспетчеризації з роздрібним продавцем із інтелектуальних мереж, який виступає як посередник між оптовим ринком енергії та кінцевими споживачами.

Автори в Talari et al. (2017) пропонують стохастичну дворівневу проблему для незалежного системного оператора (ISO) і виробництва енергії вітру для реагування на попит (DR), включаючи скорочення навантаження, перенесення навантаження та відновлення навантаження з урахуванням різних операційних обмежень.

У Hansen et al. (2014) пропонує динамічний ринковий механізм із збільшенням соціального добробуту, який наближається до бажаної ринкової рівноваги. Обидва графіки виробництва та споживання із змінною відповіддю на попит і регульованою реакцією на попит і місцевими граничними цінами були визначені в процесі переговорів між ключовими гравцями ринку.

У Kovács (2016) сформульовано ігровий підхід Стакельберга з дворівневою моделлю програмування для оптимізації тарифів на електроенергію на добу наперед і мінімізації витрат у розумних мережах для збалансування попиту та пропозиції.

У Su and Kirschen (2009) представлено централізований механізм ринкового клірингу зі складними заявками та поведінку споживачів щодо зміни навантаження для суворої кількісної оцінки учасників ринку.

Автори в Сінгх та ін. (2011) дослідили вплив торгів, що реагують на ціну, на перевантаженість, що залежить від операційних обмежень, що надаються рівняннями балансу реальної та реактивної потужності та місцевими граничними цінами на ринках електроенергії на добу наперед для максимізації соціального добробуту.

Робота в Parvania et al. (2013) пропонує модель реагування на попит, агрегатори пропонують клієнтам різні контракти на скорочення навантаження, переміщення навантаження, використання генерації та систем зберігання енергії для визначення оптимальних графіків реагування на попит для учасників енергетичних ринків на день вперед.

У Liu and Tomsovic (2014) пропонується модель енергетичного ринку на добу з реакцією на попит для мінімізації очікуваних чистих витрат і вирішується за допомогою змішане цілочисельне лінійне програмування.

Parhizi та ін. (2018) запропонували оптимальну ринкову модель планування мікромереж з використанням змішаного цілочисельного лінійного програмування для мікромережі, яка бере участь на ринку

розподілу електроенергії, у взаємодії з оператором ринку розподілу з розглянутою тривірневою моделлю ринку.

Автори в Salah et al. (2018) розробили оптимізаційну модель, щоб максимізувати діючий надлишок агрегаторів, одночасно задовольняючи прагнення споживачів-учасників щодо агрегатора, який бере участь на ринку електроенергії.

У Haghghat et al. (2020) запропонував дворівневу модель, що на нижчих рівнях розподілені системи з розподіленою генерацією на верхньому рівні розглянуто конічний альтернативний струм другого порядку. На наступному кроці ми представляємо внесок цієї статті.

Автори в Safdarian and Kargarian (2020) запропонували стратегію тимчасової декомпозиції, щоб розкласти економічну диспетчеризацію, обмежену безпекою, на горизонті планування, щоб зменшити її обчислювальний тягар і підвищити її масштабованість.

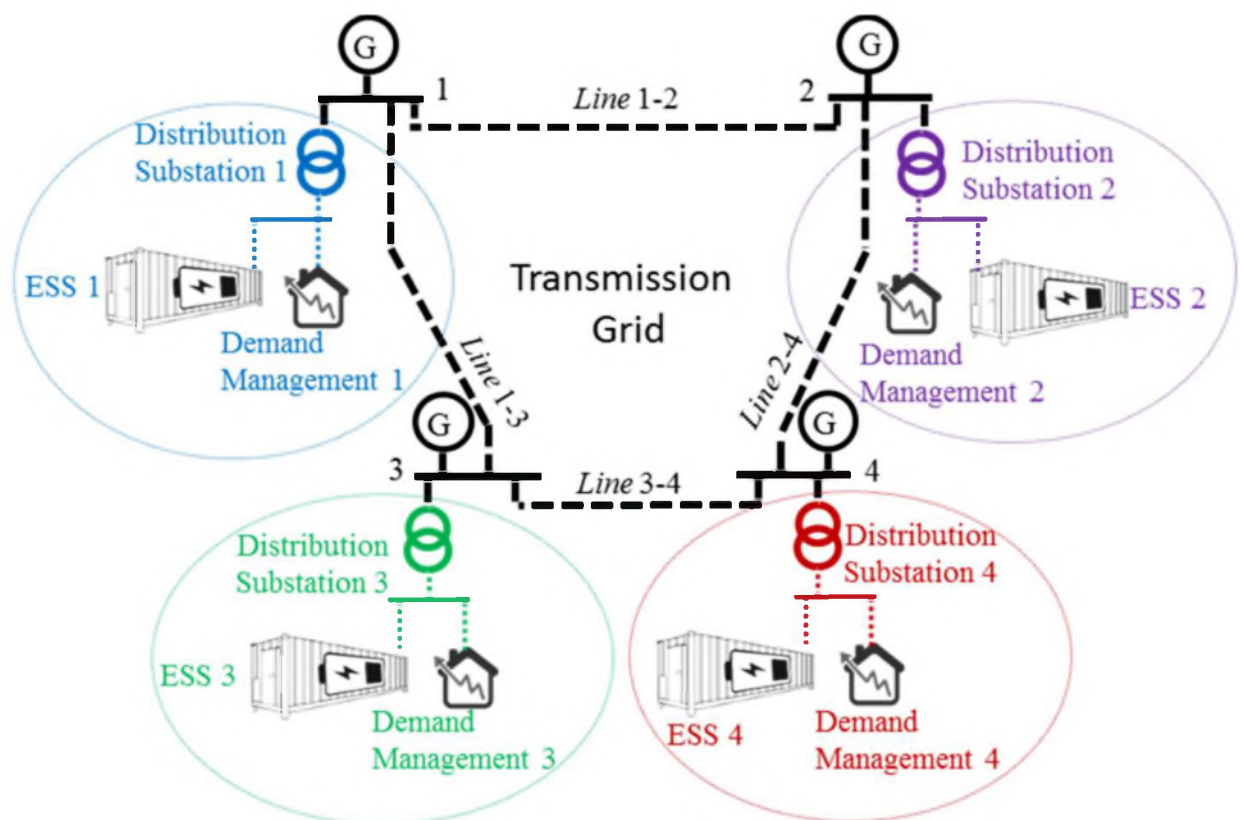


Рисунок 1.2 - Схема запропонованої методики; інтегрування кожної розподільної підстанції в передавальний вузол i .

Сафдарян та ін. (2021) запропонував підхід, заснований на тимчасовій декомпозиції за допомогою багатокласового навчання та розподіленої оптимізації для економічного диспетчеризації енергосистем.

У Safdarian et al. (2020) запропонував стратегію тимчасової декомпозиції, щоб скоротити час обчислення прихильності одиниці, обмеженої безпекою, враховуючи обмеження на швидкості та мінімальний час увімкнення/вимкнення між послідовними підгоризонтами.

Автори Safdarian et al. (2018) представили стратегію декомпозиції за часом для зменшення обчислювальної складності багатоінтервальних завдань енергосистеми, зосередившись на проблемі економічного диспетчеризації в системі IEEE 118.

У Mohammadi et al. (2019), автори обговорюють можливість моделювання активних розподільних мереж, що складаються з кількох мікромереж на основі концепції системи систем (SoS), а також акцентують увагу на короткостроковій роботі активної розподільної мережі та проблемі оптимального потоку електроенергії.

Каріміанфард та ін. запропонував дворівневу модель для великомасштабної системи зберігання енергії, мережі передачі електроенергії та мережі природного газу в стохастичній газовій/електричній енергетичній інфраструктурі, щоб мінімізувати інвестиційні та експлуатаційні витрати системи передачі та максимізувати соціальний добробут постачальників та споживачів оператора газового ринку, а також використали підхід рішення, заснований на алгоритмі *переформулювання та декомпозиції* для розв'язання дворівневої оптимізаційної моделі.

У Huang et al. (2019) запропонували підхід до планування та функціонування спільної системи зберігання енергії на енергетичному ринку з метою максимізації прибутку інвестицій та експлуатації системи зберігання енергії.

Хуанг та ін. (2018) автори запропонували ринкові механізми спільної роботи накопичувача енергії прайс-мейкера в електромережі для максимізації прибутку власника.

Saboori and Hemmati (2017) запропоновано модель максимізації прибутку дистриб'юторської компанії (DISCO) в активних розподільних мережах шляхом оптимального планування систем зберігання енергії та розподілених генераторів.

У Geth et al. (2010) автори запропонували метод оптимізації розташування та розміру накопичувачів енергії в розподільних мережах для максимізації прибутку власника на зовнішньому енергетичному ринку.

В роботі [4] описано Моделювання дуже швидкого перехідного перенапруги (VFTO) та його кондуктивного збурення через трансформатор напруги (VT) є важливим для керівництва проектом ізоляції та електромагнітної сумісності підстанцій із газоізоляцією розподільних пристроїв (GIS). Однак зазвичай використовувані алгоритми часової області важко впоратися зі складними частотно-залежними параметрами в моделюванні VFTO, і в деяких випадках вони можуть призвести до нестабільності кондуктивного збурення через активний ланцюг синтезу VT. У цій роботі запропоновано алгоритм частотної області, який обчислює VFTO в частотній області, а потім безпосередньо використовує частотний спектр VFTO і передатну функцію VT для обчислення кондуктивного збурення без синтезу ланцюга. Запропонований алгоритм застосовано при моделюванні VFTO та його збурення на підстанції 1000 кВ Уху. Розраховані та виміряні форми VFTO добре узгоджуються, що підтверджує точність алгоритму. Імпульсним методом випробування отримані передатні функції ГІС 1000 кВ, а також розраховані кондуктивні збурення з аналізом їх тяжкості та методу придушення. Запропонований алгоритм у частотній області охоплює весь процес розрахунку від VFTO до його проведеного збурення і має хороший потенціал інженерного застосування в моделюванні, з кращою зручністю та стабільністю. а також розраховуються проведені порушення з

аналізом їх тяжкості та методу придушення. Запропонований алгоритм у частотній області охоплює весь процес розрахунку від VFTO до його проведеного збурення і має хороший потенціал інженерного застосування в моделюванні, з кращою зручністю та стабільністю. а також розраховуються проведені порушення з аналізом їх тяжкості та методу придушення. Запропонований алгоритм у частотній області охоплює весь процес розрахунку від VFTO до його проведеного збурення і має хороший потенціал інженерного застосування в моделюванні, з кращою зручністю та стабільністю.

В роботі [5] в останні роки потреба в електроенергії Перу продовжує зростати, а енергосистема надзвичайно розширює масштаби, щоб транспортувати більше енергії, повітряні лінії та підстанції 500 кВ були побудовані, особливо в останнє десятиліття. В даний час міжнародні стандарти щодо мінімальних безпечних відстаней на електричних підстанціях розроблені з урахуванням узгодженості ізоляції, але якщо деякий проектувальник розглядає обладнання, встановлене на одній фазі, в деяких документах є лише рекомендація, не враховуючи вплив електричне та магнітне поле та забруднення між активами.

У цьому дослідженні проаналізовано режим відмови, викликаний електричним полем на підстанціях 500 кВ, проблема зосереджена на трансформаторах струму. Три трансформатори струму вийшли з ладу, експлуатація поблизу вимикачів в одній фазі, аналіз та першопричина цієї несправності була розроблена в особливому стані, на узбережжі Перу, і новий внесок є рекомендацією для фізичного розташування в підстанцій, узгодження ізоляції та нормативів електричного поля для проектування підстанцій на 500кВ.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ УМОВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Основні відомості про електричну підстанцію

Схема електричної підстанції, яка розташована в покровській громаді, а саме в місті Покровську, представлено на рис.2.1.

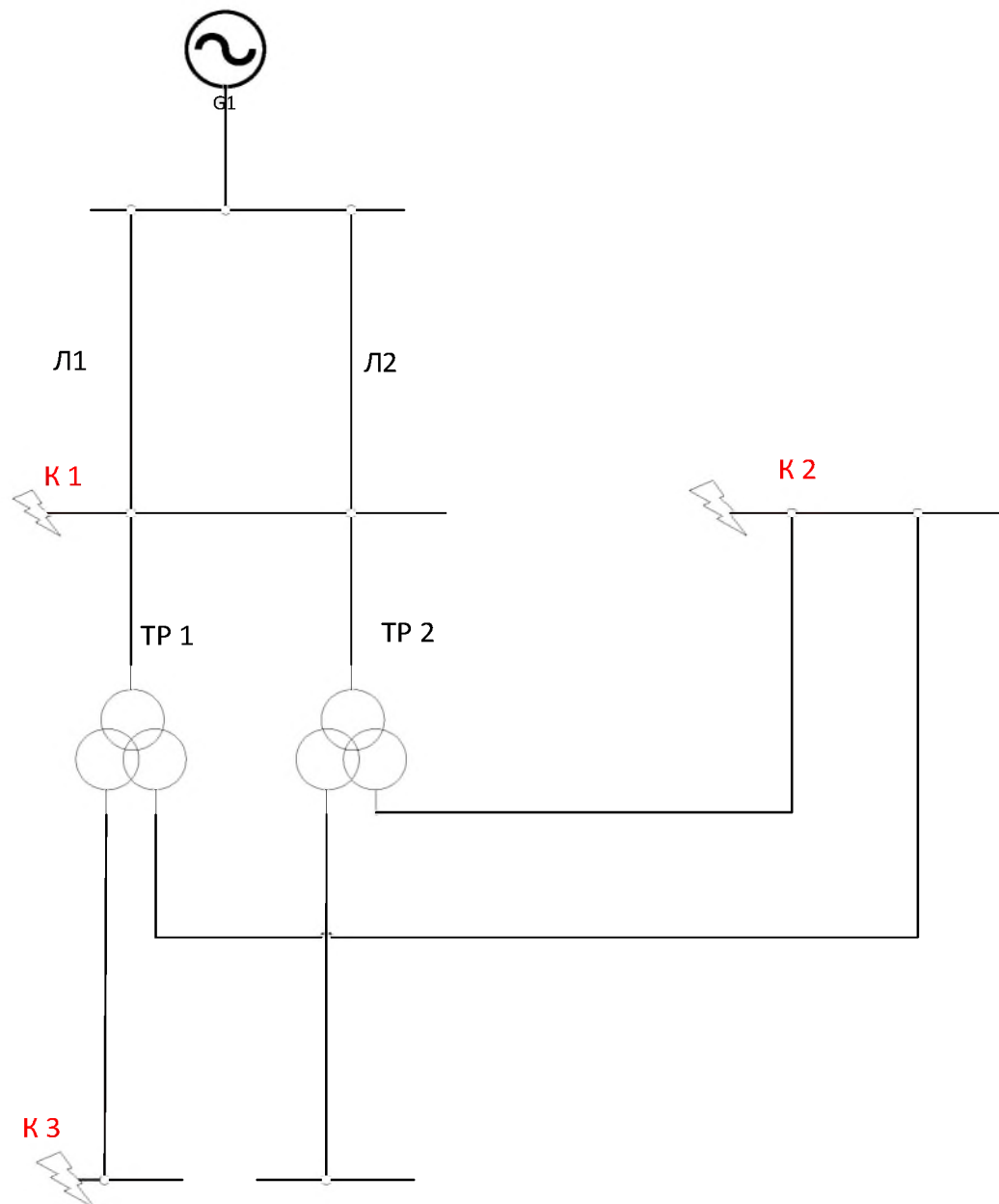


Рисунок 2.1. - Схема підстанції 220 кВ

На підстанції в роботі використовується два триобмоткові трансформатори. Номінальна вища $U_{ВН}=220$ кВ, та середня напруга $U_{СН}=110$ кВ, $S''_{ВН}=5500$ МВА від системи вищої напруги та сумарна потужність $S''_{СН\Sigma}=3400$ МВА від системи середньої напруги;

- максимум активного навантаження $P_{\max}=160$ МВт графіка,
- коефіцієнт потужності $\max \cos \varphi_{\max}=0,9$,
- реактивна потужність синхронного компенсатора $Q_{СК}=32$ МВАр;
- 2 синхронних компенсатора ($n_{СК}$);

2.2 Графік навантаження електричної підстанції

Від отриманих даних при проходженні перед дипломної практики, які занесемо до табл.2.1 побудуємо графік повного навантаження на рис.2.2

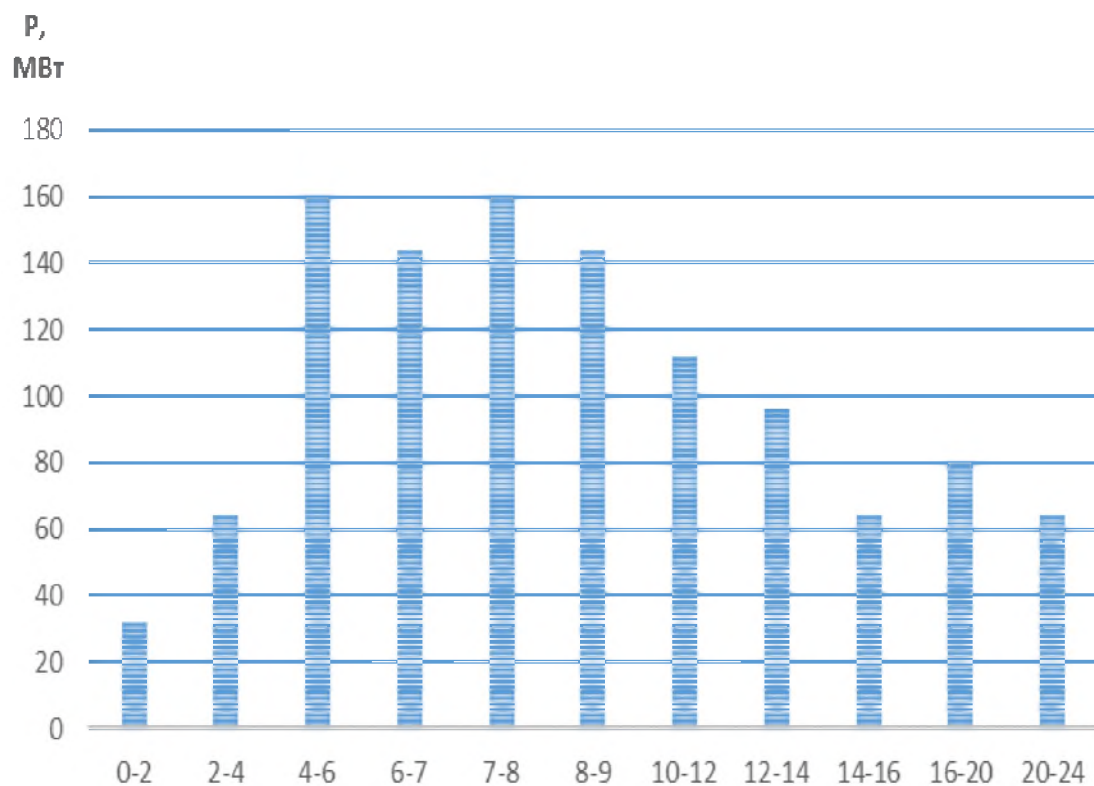


Рисунок.2.2- Графік повного $S(t)$ навантаження

З рис.2.2 знайдемо максимальну активну потужність, яка дорівнює 160 МВт, а мінімальна 32 МВт.

Таблиця 2.1 – Данні по роботі електричної підстанції

Тривалість ступеня графіка	Активна потужність Р	Активна потужність Р	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	Реактивна потужність Q	Результативна реактивна потужність
	%	МВт	-	-	МВА	Qрез,МВА
0-2	20	32	0,7	1,02	32,6	32,6
2-4	40	64	0,75	0,88	56,3	56,3
4-6	100	160	0,9	0,48	76,8	12,8
6-7	90	144	0,875	0,55	79,2	15,2
7-8	100	160	0,9	0,48	76,8	12,8
8-9	90	144	0,875	0,55	79,2	15,2
10-12	70	112	0,825	0,68	76,16	12,16
12-14	60	96	0,8	0,75	72	8
14-16	40	64	0,75	0,88	56,32	56,32
16-20	50	80	0,775	0,81	64,8	0,8
20-24	40	64	0,75	0,88	56,32	56,32

Кількість мереж для розподільчих пристроїв (РП) з напругою 110, 220, 330 кВ, як правило, визначається потужністю, яка по ним передається:

$$n = \frac{P_{\max}}{P_{EK}} = \frac{160}{36.7} = 4.35$$

Приймаю $n=5$.

Значення економічної потужності для однієї мережі залежить також від кількості годин використання за рік максимальної потужності $\max T$.

Беручи до уваги дані, зв табл. 2.1, значення $T_{\max}$ знаходиться як

$$T_{\max} = \frac{\sum P_i \cdot t_i}{P_{\max}} \cdot N$$

$$T_{\text{гек}} = \frac{32 \cdot 2 + 64 \cdot 2 + 160 \cdot 2 + 144 \cdot 1 + 160 \cdot 1 + 144 \cdot 1 + 112 \cdot 3 + 96 \cdot 2 + 64 \cdot 2 + 80 \cdot 4 + 64 \cdot 4}{160} \cdot 365 = 5000,5$$

Розрахункове значення потужність для кожного інтервалу часу знайдемо, як:

$$S_{\text{розр}} = \frac{S_{\max}}{(n - 1)k_{\text{нав}}} = \frac{166,15}{(2 - 1) * 1,4} = 118,67$$

По визначеній величині $S_{\text{розр}}$ обирається номінальна потужність автотрансформатора $S_{\text{ном}} = 200$ МВА та обираємо трансформатор:

АТДЦТН 200000/220/110.

Еквівалентне навантаження автотрансформатора на інтервалі часу t_1

$$t_1 = 0$$

$$S_{E1} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{t_1}} = 0$$

Коефіцієнт перевантаження k_1 знаходять як:

$$k_1 = \frac{S_{E1}}{S_{\text{ном}}} = \frac{0}{125} = 0$$

Значення еквівалентного попереднього навантаження S_{E2} і коефіцієнта k_2 знаходяться згідно виразів:

$$t_2 = 24$$

$$S_{E2} = \sqrt{\frac{\sum S_i^2 \cdot t_i}{t_2}} = \sqrt{\frac{32^2 \cdot 2 + 68.46^2 \cdot 2 + 166.15^2 \cdot 2 + 151.53^2 + 166.15^2}{24} + \frac{151.53^2 + 120.39^2 \cdot 2 + 104^2 \cdot 2 + 68.46^2 \cdot 2 + 86.46^2 \cdot 4 + 68.46^2 \cdot 4}{24}} = 101.81 \text{ MVA}$$

$$k_2 = \frac{S_{E2}}{S_{\text{ном}}} = \frac{101.81}{125} = 0.81$$

Вибраний автотрансформатор працює в комбінованому режимі передачі потужності в бік середньої напруги при видаванні реактивної потужності синхронних компенсаторів, приєднаних до обмотки нижчої напруги. Тому його потужність визначається навантаженням спільної обмотки згідно виразу:

$$k_B = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} = \frac{200 - 110}{200} = 0.45$$

$$S_c = \sqrt{(0.45 \cdot 160)^2 + (0.45 \cdot 79.2 + 32.6)^2} = 95.77 \text{ MVA}$$

$$95.77 \leq 0.45 \cdot 200 \cdot 2 = 180$$

Визначимо потужність навантаження по наступному виразу :

$$S_{en} = (0.001 - 0.002) \cdot S_{\text{max}} = (0.0015) \cdot 166.2 = 0.2493 \text{ MVA}$$

$$S_{\text{ном}} = \frac{S_{en}}{(n-1) \cdot 1.4} = \frac{0.2493}{(2-1) \cdot 1.4} = 0.178 \text{ MVA}$$

де n – кількість трансформаторів власних потреб з нижчою напругою 0,4 кВ.

2.3 Визначення струмів короткого замикання на електричній підстанції з урахуванням замкнутого стану

Для прийнятої схеми підстанції з урахуванням замкнутого ($U=220$ кВ) чи розімкненого ($U=110$ кВ) стану шиноз'єднувальних та секційних вимикачів складається схема заміщення і виконується розрахунок струмів трьохфазного КЗ.

Розрахункові точки КЗ показані на рис. 2.3. На напрузі 6-10 кВ в колі трансформатору власних потреб необхідно встановити реактор, який обмежує струм КЗ до 20 кА, відповідно струму вимкнення вимикача ВМП-10.

При розрахунку струмів КЗ постійна часу системи приймається рівною $T_{ac}=0,05$ с, постійна часу компенсатора у точці КЗ (рис. 2.3) приймається згідно даних каталогу, в точці К1 і К2 приймається $T_{аск}=0,14$ с, за реактором постійна часу компенсатора може бути прийнята рівною постійної часу системи.

Розрахунок струмів КЗ повинен завершуватися зведеною табл.3.1.

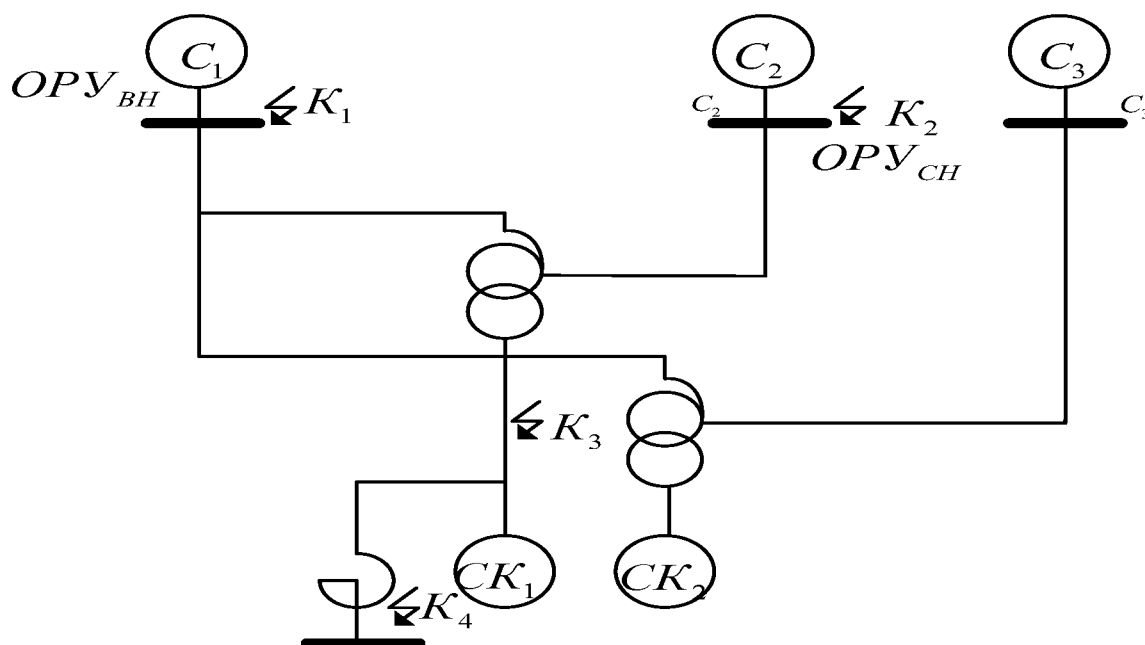


Рисунок 2.3 – Розрахункові точки КЗ

Н Розрахунок струмів КЗ слід проводити у відносних одиницях, використовую рис.2.4.

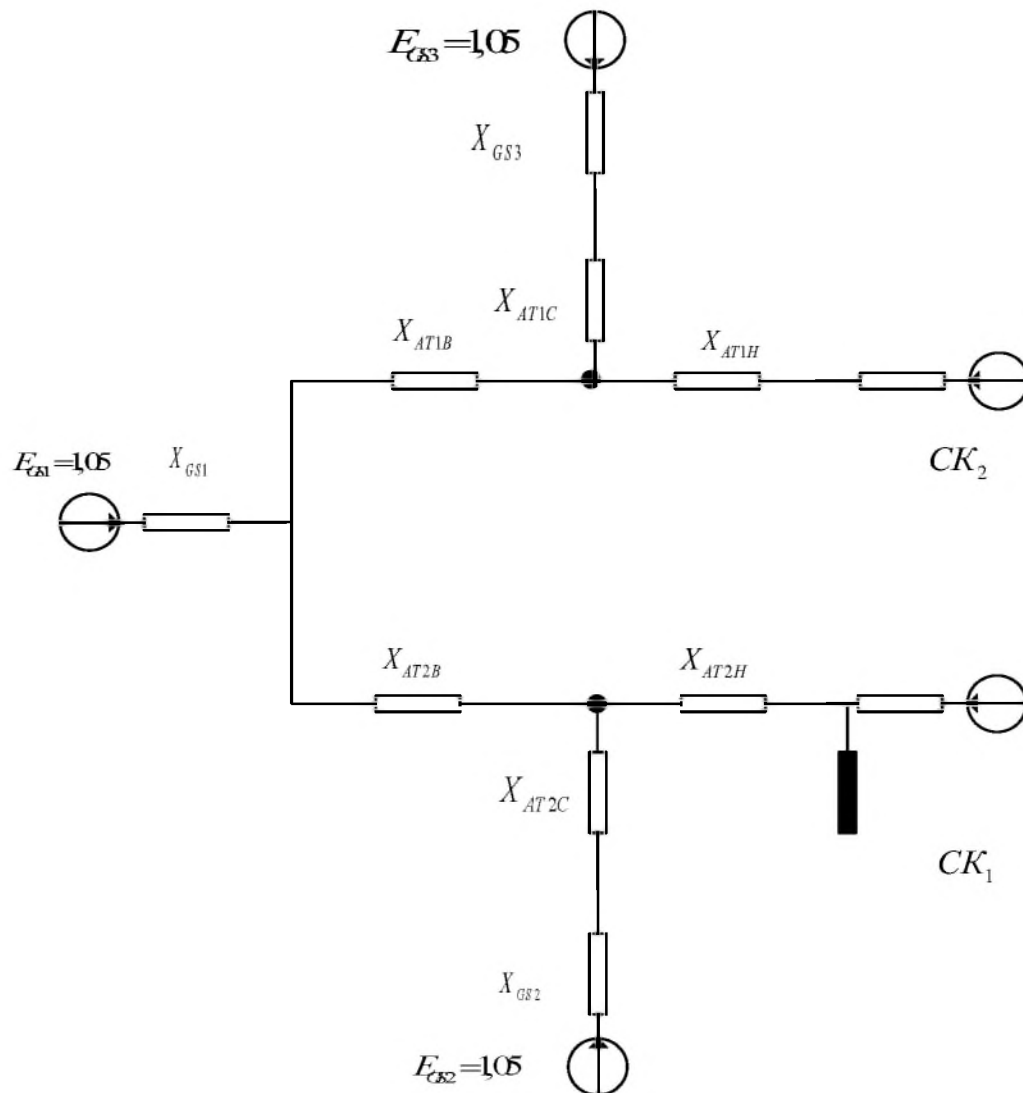


Рисунок 2.4 – Схема заміщення

Розраховують струми короткого замикання при значенні 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 525; 750.

Значення струму I_δ для кожної ступені розраховують згідно виразу:

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3} \cdot U_\delta}$$

Залежність U_δ від I_δ :

$U_\delta = 10,50 ; 115 ; 230 ;$

$$I_6 = 54,95 ; 5,02 ; 2,51;$$

Опори елементів схеми у відносних одиницях визначаються наступними залежностями:

а) система (при роздільній роботі шин, $S''/2$)

$$S''_{BH} = 5500 \text{ МВА}, S''_{CH\Sigma} = 3400 \text{ МВА}$$

$$X_{c1} = \frac{S_{\varepsilon}}{S''_{BH}} = \frac{1000}{5500} = 0,182 \text{ ОМ}$$

$$X_{c2} = X_{c3} = \frac{S_{\varepsilon}}{S''_{CH}} = \frac{1000}{1700} = 0,588 \text{ ОМ}$$

б) трансформатор (для автотрансформатора попередньо розраховуються значення $U_{(\%)}_{KB}, U_{(\%)}_{KC}, U_{(\%)}_{KH}$)

$$U_{k\bar{B}} = 0,5 \cdot (U_{kBH} + U_{kBC} - U_{kCH}) = 0,5 \cdot (32 + 11 - 20) = 11,5\%$$

$$U_{kC} = 0,5 \cdot (U_{kBC} + U_{kCH} - U_{kBH}) = 0,5 \cdot (11 + 20 - 32) = -0,5 \cong 0\%$$

$$U_{kH} = 0,5 \cdot (U_{kBH} + U_{kCH} - U_{kBC}) = 0,5 \cdot (32 + 20 - 11) = 20,5\%$$

$$X_{TP\bar{B}} = \frac{U_{k\bar{B}}}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{НОМ}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0,575$$

$$X_{TPC} = \frac{U_{k\bar{C}}}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 0$$

$$X_{TPH} = \frac{U_{k\bar{H}}}{100} \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{НОМ}} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{1000}{200} = 1,025$$

в) синхронний компенсатор

КСВ 32-10У1

$$X_{CK} = X'_d(\varepsilon \rho) \cdot \frac{S_{\varepsilon}}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{1000}{32} = 6,8 \text{ ОМ}$$

Шляхом поступового перетворення схема заміщення (рис.2.4) приводиться до найбільш простого вигляду (рис.2.5) так, щоб джерела живлення, що характеризуються певним значенням ЕРС E'' були пов'язані з точкою КЗ одним результуючим опором $X_{рез}$ і розраховують початкове значення струму КЗ від кожного джерела:

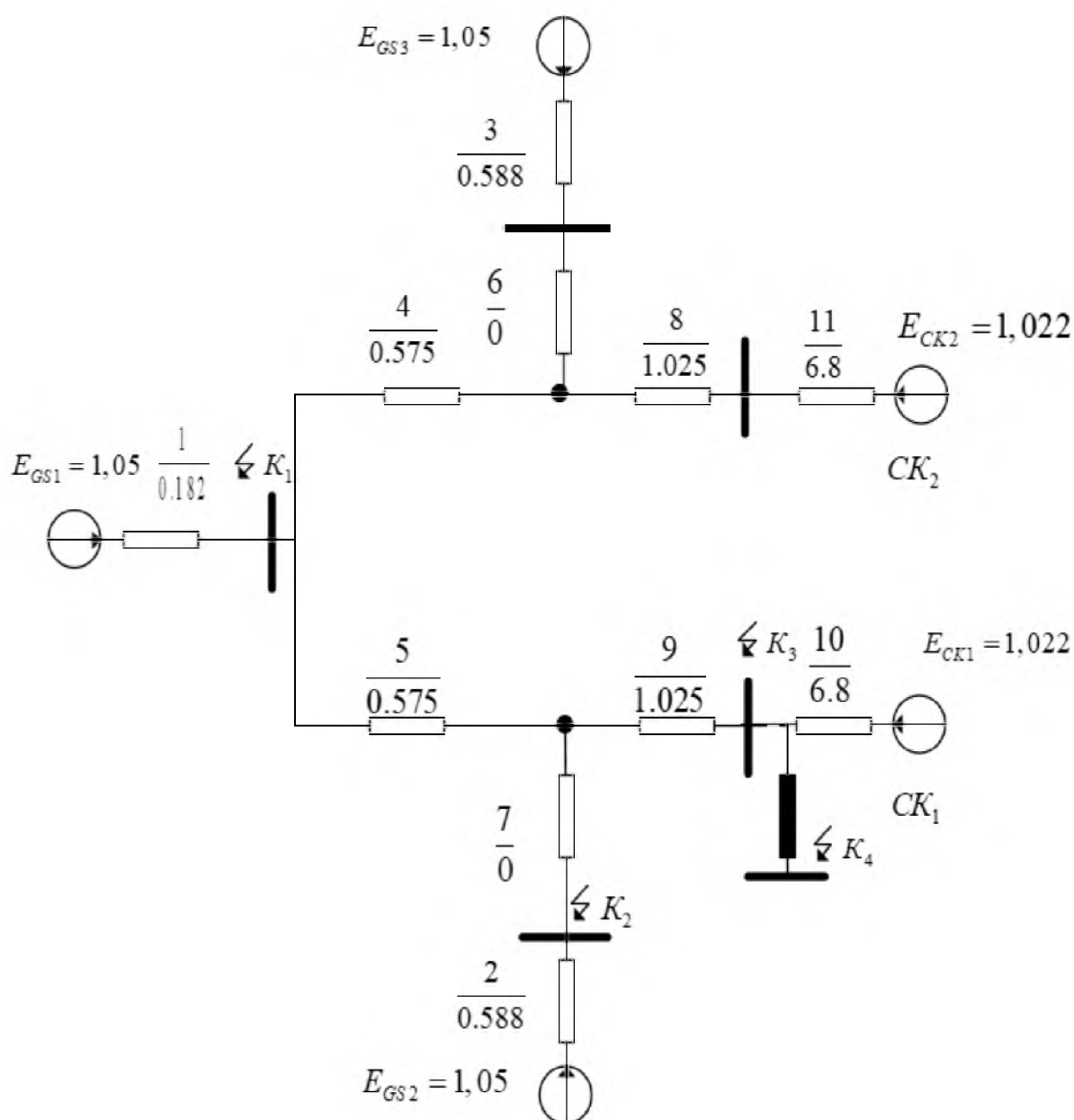


Рисунок 2.5 - Схема заміщення для розрахунків струмів короткого замикання

Значення струмів КЗ від синхронного компенсатора визначаємо по методу розрахункових кривих. Розрахунок струмів короткого замикання в точці К-1 (шини 220 кВ).

Спростуємо схему заміщення й одержуємо схему на рис 2.6.

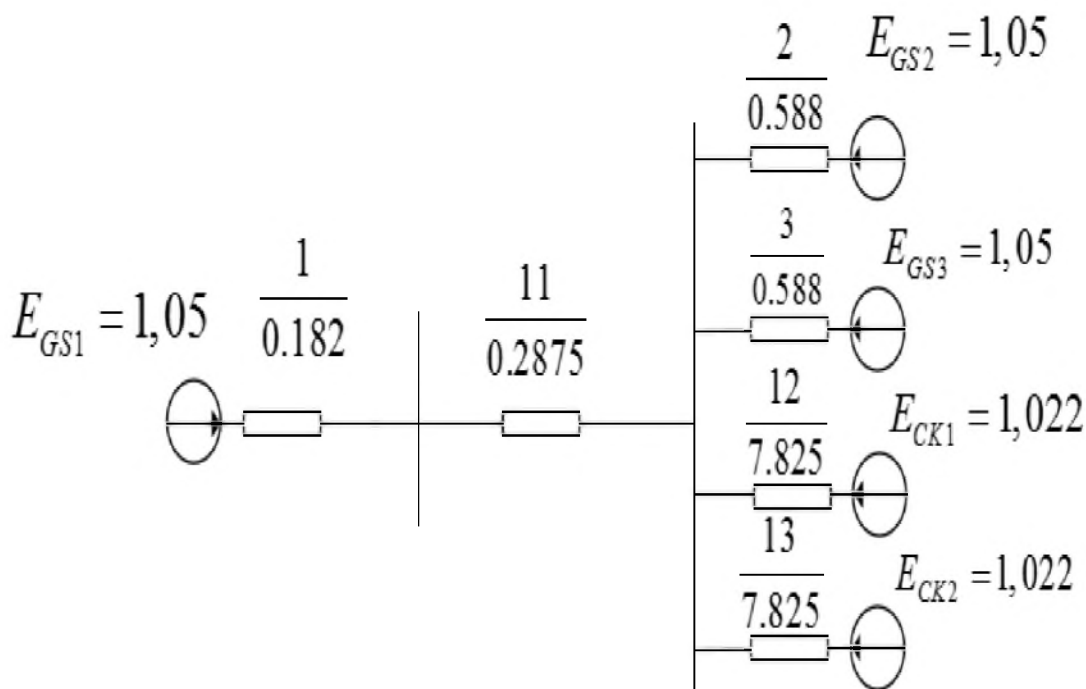


Рисунок 2.6- Перетворення схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання в точці К-1

Знаходимо опору перетвореної схеми заміщення:

$$x_{11} = x_3 // x_4 = \frac{0.575}{2} = 0.2875$$

$$x_{12} = x_{13} = x_8 + x_{11} = 1.025 + 6.8 = 7.825$$

Проводимо подальше перетворення схеми заміщення. Розрахункова схема заміщення має вигляд на рис 2.7.

Розносимо реактанс x_{11} між гілками системи 2 і синхронних компенсаторів СК1 і СК2.

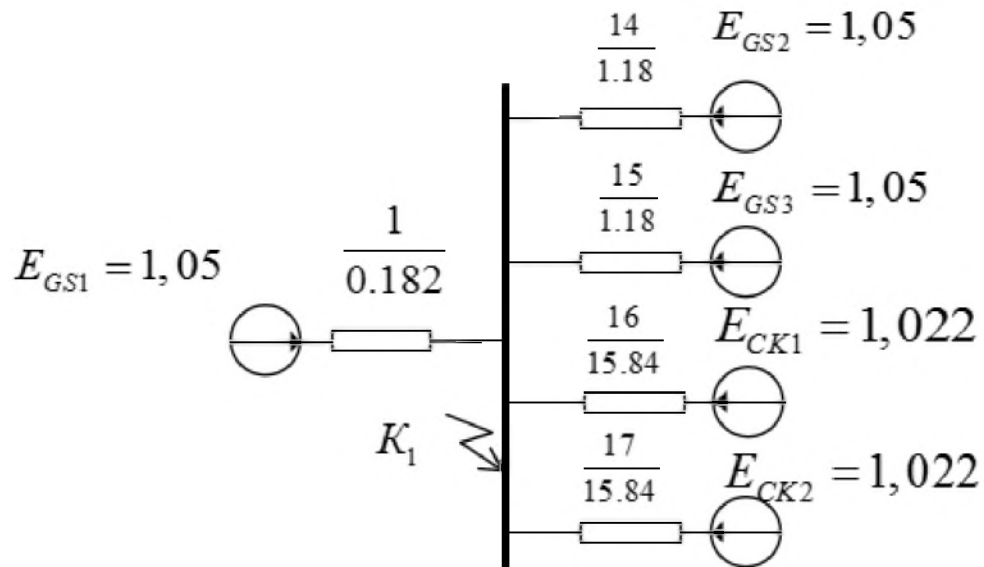


Рисунок 2.7- Розрахункова схема для визначення струмів КЗ у точці К1

Визначаємо результуючий опір схеми:

$$x_{рез} = x_{ек} + x_{11}$$

де $x_{ек}$ - еквівалентний опір усіх джерел харчування щодо точки 1 схеми:

$$x_{ек} = x_2 | x_3 | x_{12} | x_{13} | = \frac{1}{\frac{1}{0.588} + \frac{1}{0.588} + \frac{1}{7.825} + \frac{1}{7.825}} = 0.283$$

Результуючий опір:

$$x_{рез} = x_{ек} + x_{11} = 0.283 + 0.2875 = 0.5705$$

Визначаємо коефіцієнти розподілу по гілках:

$$C_1 = C_2 = \frac{x_{ек}}{x_2} = \frac{0.283}{0.588} = 0.481;$$

$$C_3 = C_4 = \frac{x_{ек}}{x_{12}} = \frac{0,283}{7,825} = 0,036;$$

Визначаємо значення опорів по гілках:

$$x_{14} = x_{15} = \frac{x_{pez}}{C_1} = \frac{0,5705}{0,481} = 1,18;$$

$$x_{16} = x_{17} = \frac{x_{pez}}{C_2} = \frac{0,5705}{0,036} = 15,84;$$

Проведемо розрахунок для 220 кВ:

Визначаємо базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 2,62 \text{ кА}$$

Розраховуємо значення струмів КЗ від усіх джерел:

- гілка системи 1:

$$I_{п,оc1} = \frac{E}{x_1} \cdot I_B = \frac{1,05}{0,182} \cdot 2,62 = 15,11 \text{ кА}$$

- гілка системи 2;3 :

$$I_{п,оc2} = I_{п,оc3} = \frac{E}{x_1} \cdot I_B$$

$$I_{п,оc2} = I_{п,оc3} = \frac{1,05}{1,18} \cdot 2,62 = 2,33 \text{ кА}$$

- гілка СК1 і СК2:

$$I_{П,ОСК1} = I_{П,ОСК2} = \frac{E}{x_1} \cdot I_B$$

$$I_{П,ОСК1} = I_{П,ОСК2} = \frac{1,022}{15,85} \cdot 2,62 = 0,17 \text{ кА}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму КЗ у точці К1:

$$I_{П,ОС\text{К}1} = 15,11 + 2,33 + 2,33 + 0,17 + 0,17 = 20,11 \text{ кА}$$

Розрахунковий час

$$\tau = t_{c.6} + 0,01 = 0,08 + 0,01 = 0,09 \text{ с.}$$

Періодичні складових струмів від систем 31,32,33 приймаємо незмінними в часі і рівними початковому значенню періодичної складові струмів КЗ:

$$I_{П,Т,С1} = I_{П,ОС1} = 15,11 \text{ кА}$$

$$I_{П,Т,С2} = I_{П,Т,С3} = I_{П,ОС2} = 2,33 \text{ кА}$$

Періодичну складового струму від синхронного компенсатора визначаємо по типових кривих . Для цього попередньо визначаємо номінальний струм синхронного компенсатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР,К}}$$

$$I_{НОМ} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,083 \text{ кА}$$

Відношення початкового значення періодичної складової струму КЗ від синхронного компенсатора в точці К1 до номінального струму:

$$I_{П,ОСК} / I_{НОМ} = 0,17 / 0,083 = 2,04 \text{ кА}$$

По даному відношенню і часові $t = \tau = 0,09$ з визначимо за допомогою кривих відношення:

$$I_{П,t,СК} / I_{П,ОСК} \approx 0.68$$

У такий спосіб періодична складового струму від СК до моменту τ буде:

$$I_{П,t,СК1} = I_{П,t,СК2} = 0.68 \cdot I_{П,ОСК} = 0.68 \cdot 0.17 = 0.11 \text{ кА}$$

Сумарне значення:

$$I_{П,t,\Sigma} = 15,11 + 2,33 + 2,33 + 0,11 + 0,11 = 19,99 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 1:

$$i_{a,\tau C1} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 15,11 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,03}} = 3,53 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 2-3:

$$i_{a,\tau\text{КЗ}} = i_{a,\tau\text{КЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 2,33 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,05}} = 0,54 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ від синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{a,\tau\text{СК1}} = i_{a,\tau\text{СК2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 0,17 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,14}} = 0,12 \text{ кА}$$

Сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ у точці К1:

$$i_{a,\tau\sum\text{К1}} = 3,53 + 0,54 + 0,54 + 0,12 + 0,12 = 4,85 \text{ кА}$$

Визначаємо значення ударного струму КЗ по гілках:

Гілка системи 1:

$$i_{\text{УС1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 15,11 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}} \right) = 47,4 \text{ кА}$$

Гілка системи 2-3:

$$i_{\text{УС2}} = i_{\text{УС3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 2,33 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}} \right) = 7,31 \text{ кА}$$

Гілки синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{\text{УСК1}} = i_{\text{УСК2}} = \sqrt{2} \cdot 0,17 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,14}} \right) = 0,49 \text{ кА}$$

Сумарне значення ударного струму КЗ у точці К1:

$$i_{\Sigma K1} = 47,4 + 7,31 + 7,31 + 0,49 + 0,49 = 63 \text{ кА}$$

Проводимо подальше перетворення схеми заміщення. Розрахункова схема заміщення має вигляд на рис 2.8. для точки К₂

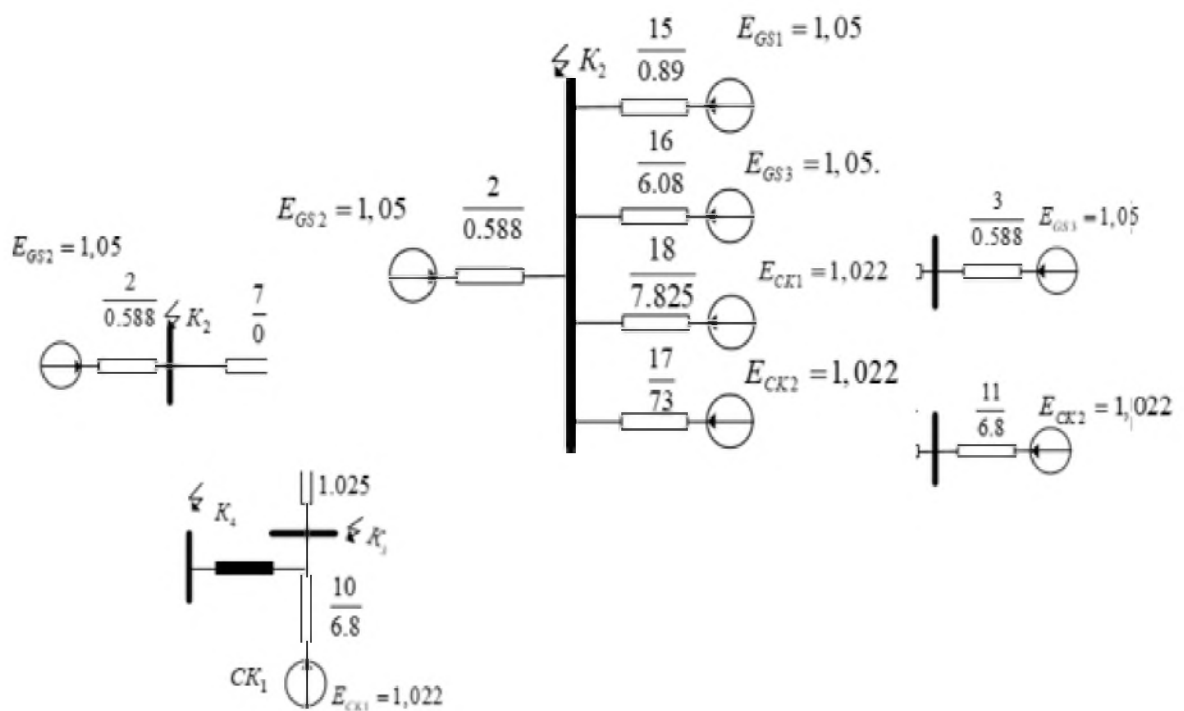


Рисунок 2.8-Розрахункова схема для визначення струмів КЗ у точці К2

Проведемо розрахунок :

$$E_{GS3} = 0.588$$

$$E_{CK2} = 6.8 + 0.125 = 7.825 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{0.588} + \frac{1}{7.825}} = 0.54 \text{ Ом}$$

$$X_{P33} = X_4 + X_{\Sigma} = 0.585 + 0.54 = 1.125 \text{ Ом}$$

$$C_3 = \frac{0.54}{0.588} = 0.9 O_M$$

$$CK_2 = \frac{0.54}{6.8} = 0.079 O_M$$

$$x_{13} = \frac{x_{p33}}{C_3} = \frac{1.125}{0.9} = 1.25 O_M$$

$$x_{14} = \frac{x_{p33}}{CK_2} = \frac{1.125}{0.079} = 15 O_M$$

$$x_{3K2} = \frac{1}{\frac{1}{0.182} + \frac{1}{1.25} + \frac{1}{15}} = 0.15 O_M$$

$$x_{p33} = x_3 + x_{3K} = 0.575 + 0.15 = 0.73 O_M$$

$$C_1 = \frac{0.15}{0.182} = 0.82 O_M$$

$$C_3 = \frac{0.15}{1.25} = 0.12 O_M$$

$$CK_2 = \frac{0.15}{15} = 0.01 O_M$$

$$x_{15} = \frac{x_{p33}}{C_1} = \frac{0.73}{0.82} = 0.89 O_M$$

$$x_{16} = \frac{x_{p33}}{C_3} = \frac{0.73}{0.12} = 6.08 O_M$$

$$x_{17} = \frac{x_{p33}}{CK_2} = \frac{0.73}{0.01} = 73 O_M$$

$$x_{18} = x_9 + x_{10} = 6.8 + 1.025 = 7.825$$

2.4 Визначення струмів короткого замикання на електричній підстанції

Для прийнятої схеми підстанції з урахуванням замкнутого ($U=220$ кВ) чи розімкненого ($U=110$ кВ) стану шиноз'єднувальних та секційних вимикачів складається схема заміщення і виконується розрахунок струмів трьохфазного КЗ, які представлено на рис.2.2 та 2.3.

Визначаємо базисний струм:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,2 \text{ кА}$$

Розраховуємо значення струмів КЗ від усіх джерел:

- гілка системи 1:

$$I_{п,с1} = \frac{E}{x_{15}} \cdot I_B = \frac{1,05}{0,89} \cdot 5,2 = 6,13 \text{ кА}$$

- гілка системи 2;3 :

$$I_{п,с2} = \frac{E}{x_2} \cdot I_B = \frac{1,05}{0,588} \cdot 5,2 = 9,28 \text{ кА}$$

$$I_{п,с3} = \frac{E}{x_{16}} \cdot I_B = \frac{1,05}{6,08} \cdot 5,2 = 0,9 \text{ кА}$$

- гілка СК1 і СК2:

$$I_{\Pi, \rho CK1} = \frac{E}{x_{18}} \cdot I_E = \frac{1,022}{7.825} \cdot 5,2 = 0,67 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi, \rho CK2} = \frac{E}{x_{17}} \cdot I_E = \frac{1,022}{73} \cdot 5,2 = 0,072 \text{ кА}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму КЗ у точці К2:

$$I_{\Pi, \rho \Sigma K1} = 6.13 + 9.28 + 0.9 + 0.67 + 0.072 = 17.052 \text{ кА}$$

Розрахунковий час

$$t = t_{c.з} + 0,01 = 0,08 + 0,01 = 0,09 \text{ с.}$$

Періодичні складових струмів від систем 31,32,33 приймаємо незмінними в часі і рівними початковому значенню періодичної складові струмів КЗ:

$$I_{\Pi, \rho, C1} = I_{\Pi, \rho C1} = 6.13 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi, \rho, C2} = 9.28 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi, \rho, C3} = 0.9 \text{ кА}$$

Періодичну складового струму від синхронного компенсатора визначаємо по типових кривих . Для цього попередньо визначаємо номінальний струм синхронного компенсатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP, K}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,167 \text{ кА}$$

Відношення початкового значення періодичної складової струму КЗ від синхронного компенсатора в точці К2 до номінального струму:

$$I_{\text{п,рск}_1} / I_{\text{ном}} = 0,67 / 0,167 = 4,01 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п,рск}_2} / I_{\text{ном}} = 0,072 / 0,167 = 0,43 \text{ кА}$$

По даному відношенню і часові $t = \tau = 0,09$ з визначимо за допомогою кривих відношення:

$$I_{\text{п,т,ск}_1} / I_{\text{п,рск}_1} \approx 0,85 \quad I_{\text{п,т,ск}_2} / I_{\text{п,рск}_2} \approx 0,98$$

У такий спосіб періодична складового струму від СК до моменту τ буде:

$$I_{\text{п,т,ск}_1} = 0,85 \cdot 4,01 = 3,4 \text{ кА}$$

$$I_{\text{п,т,ск}_2} = 0,98 \cdot 0,43 = 0,42 \text{ кА}$$

Сумарне значення:

$$I_{\text{п,т},\Sigma} = 6,13 + 9,28 + 0,9 + 3,4 + 0,42 = 20,13 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 1:

$$i_{\text{а,тс}_1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,р}} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_u}} = \sqrt{2} \cdot 6,13 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,05}} = 1,43 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 2-3:

$$i_{\text{а,тс}_2} = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,05}} = 2,16 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а,тс}_3} = \sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,05}} = 0,21 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ від синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{a,\tau\text{СК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 0.67 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,14}} = 0.49 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau\text{СК2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 0.072 \cdot e^{\frac{-0,09}{0,14}} = 0.053 \text{ кА}$$

Сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ у точці К2:

$$i_{a,\tau\sum\text{К1}} = 1.43 + 2.16 + 0.21 + 0.49 + 0.053 = 4.343 \text{ кА}$$

Визначаємо значення ударного струму КЗ по гілках:

Гілка системи 1:

$$i_{yc1} = \sqrt{2} \cdot I_{\pi,0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 6.13 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}}\right) = 19.25 \text{ кА}$$

Гілка системи 2-3:

$$i_{yc2} = \sqrt{2} \cdot 9.28 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}}\right) = 29.15 \text{ кА}$$

$$i_{yc3} = \sqrt{2} \cdot 0.9 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}}\right) = 2.8 \text{ кА}$$

Гілки синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{yc\text{СК1}} = \sqrt{2} \cdot 0.67 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,14}}\right) = 2.1 \text{ кА}$$

$$i_{yc\text{СК2}} = \sqrt{2} \cdot 0.072 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,14}}\right) = 0.226 \text{ кА}$$

Сумарне значення ударного струму КЗ у точці К2:

$$i_{\Sigma K2} = 19.25 + 29.15 + 2.8 + 2.1 + 0.026 = 53.326 \text{ кА}$$

Перетворення схеми заміщення для розрахунку струмів короткого замикання в точці К-3 на рис.2.9

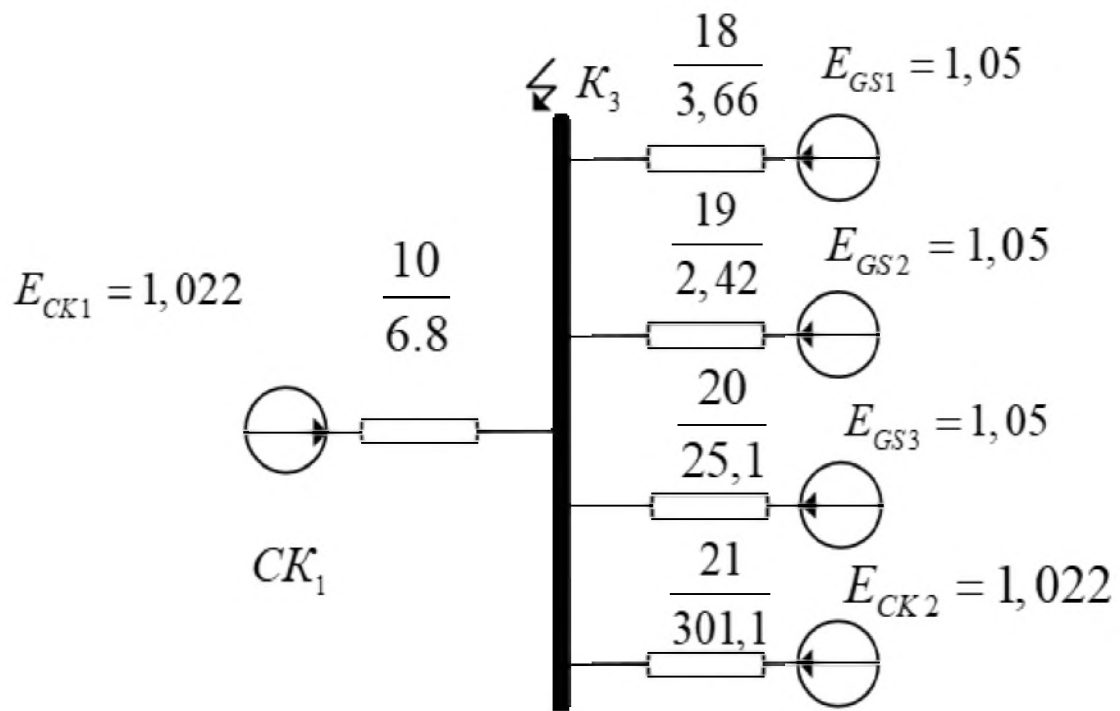


Рисунок 3.7- Розрахункова схема для визначення струмів КЗ у точці К3

$$E_{GS3} = 0.588$$

$$E_{CK2} = 6.8 + 0.125 = 7.825 \text{ Ом}$$

$$x_{жк} = \frac{1}{\frac{1}{0.588} + \frac{1}{7.825}} = 0.54 \text{ Ом}$$

$$x_{пзз} = x_4 + x_{жк} = 0.585 + 0.54 = 1.125 \text{ Ом}$$

$$CK_2 = \frac{0.54}{6.8} = 0.079 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = \frac{x_{p33}}{C_3} = \frac{1.125}{0.9} = 1.25 \text{ Ом}$$

$$x_{14} = \frac{x_{p33}}{CK_2} = \frac{1.125}{0.079} = 15 \text{ Ом}$$

$$x_{\Sigma 2} = \frac{1}{\frac{1}{0.588} + \frac{1}{0.89} + \frac{1}{6.08} + \frac{1}{73}} = 0.53 \text{ Ом}$$

$$x_{p33} = x_{\varphi} + x_{\Sigma} = 1.025 + 0.33 = 1.355 \text{ Ом}$$

$$C_1 = \frac{0.33}{0.89} = 0.37 \text{ Ом}$$

$$C_2 = \frac{0.33}{0.588} = 0.56 \text{ Ом}$$

$$C_3 = \frac{0.33}{6.08} = 0.054 \text{ Ом}$$

$$CK_2 = \frac{0.33}{73} = 0.0045 \text{ Ом}$$

$$x_{18} = \frac{x_{p33}}{C_1} = \frac{1.355}{0.37} = 3.66 \text{ Ом}$$

$$x_{19} = \frac{x_{p33}}{C_2} = \frac{1.355}{0.56} = 2.42 \text{ Ом}$$

$$x_{20} = \frac{x_{p33}}{C_3} = \frac{1.355}{0.054} = 25.1 \text{ Ом}$$

$$x_{21} = \frac{x_{p33}}{CK_2} = \frac{1.355}{0.0045} = 301.1 \text{ Ом}$$

Визначимо струми короткого замикання на електричній підстанції для 10 кВ. Визначаємо базисний струм:

$$I_E = \frac{S_E}{\sqrt{3} \cdot U_E} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,73 \text{ кА}$$

Розраховуємо значення струмів КЗ від усіх джерел:

- гілка системи 1:

$$I_{П,РС1} = \frac{E}{X_{18}} \cdot I_E = \frac{1,05}{3,66} \cdot 57,73 = 16,56 \text{ кА}$$

- гілка системи 2;3 :

$$I_{П,РС2} = \frac{E}{X_{19}} \cdot I_E = \frac{1,05}{2,42} \cdot 57,73 = 25,04 \text{ кА}$$

$$I_{П,РС3} = \frac{E}{X_{20}} \cdot I_E = \frac{1,05}{25,1} \cdot 57,73 = 2,415 \text{ кА}$$

- гілка СК1 і СК2:

$$I_{П,РСК1} = \frac{E}{X_2} \cdot I_E = \frac{1,022}{6,8} \cdot 57,13 = 8,67 \text{ кА}$$

$$I_{П,РСК2} = \frac{E}{X_{21}} \cdot I_E = \frac{1,022}{301,1} \cdot 57,13 = 0,19 \text{ кА}$$

Сумарне початкове значення періодичної складової струму КЗ у точці КЗ:

$$I_{П,Р\Sigma К1} = 16,56 + 25,01 + 2,415 + 8,67 + 0,19 = 52,845 \text{ кА}$$

Розрахунковий час

$$t = t_{с.з} + 0,01 = 0,12 + 0,01 = 0,13 \text{ с.}$$

Періодичні складових струмів від систем 31,32,33 приймаємо незмінними в часі і рівними початковому значенню періодичної складові струмів КЗ:

$$I_{П,Т,С1} = I_{П,ОС1} = 16.56 \text{ кА}$$

$$I_{П,Т,С2} = 25.01 \text{ кА} \quad I_{П,Т,С3} = 2.415 \text{ кА}$$

Періодичну складового струму від синхронного компенсатора визначаємо по типових кривих . Для цього попередньо визначаємо номінальний струм синхронного компенсатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СР,К}} = \frac{32}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1.84 \text{ кА}$$

Відношення початкового значення періодичної складові струму КЗ від синхронного компенсатора в точці КЗ до номінального струму:

$$I_{П,ОСК_1} / I_{НОМ} = 8.67 / 1.84 = 4.71 \text{ кА}$$

$$I_{П,ОСК_2} / I_{НОМ} = 0.19 / 1.84 = 0.1 \text{ кА}$$

По даному відношенню і часові $t = \tau = 0,13$ з визначимо за допомогою кривих відношення:

$$I_{П,Т,СК1} / I_{П,ОСК_1} \approx 0.82 \quad I_{П,Т,СК_2} / I_{П,ОСК_2} \approx 1$$

У такий спосіб періодична складового струму від СК до моменту τ буде:

$$I_{\Pi, \text{СК1}} = 0.82 \cdot I_{\Pi, \text{ОСК}} = 0.82 \cdot 8.67 = 7.1 \text{ кА}$$

$$I_{\Pi, \text{СК2}} = 1 \cdot I_{\Pi, \text{ОСК}} = 0.65 \cdot 0.19 = 0.19 \text{ кА}$$

Сумарне значення:

$$I_{\Pi, \Sigma} = 16.56 + 25.01 + 2.415 + 7.1 + 0.19 = 51.275 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 1:

$$i_{a, \text{тС1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 16.56 \cdot e^{\frac{-0.13}{0.05}} = 1.74 \text{ кА}$$

Аперіодична складового струму КЗ від системи 2-3:

$$i_{a, \text{тС2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 25.01 \cdot e^{\frac{-0.13}{0.05}} = 2.62 \text{ кА}$$

$$i_{a, \text{тС3}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 2.415 \cdot e^{\frac{-0.13}{0.05}} = 0.25 \text{ кА}$$

Аперіодична складова струму КЗ від синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{a, \text{тСК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 8.67 \cdot e^{\frac{-0.13}{0.246}} = 7.22 \text{ кА}$$

$$i_{a, \text{тСК2}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_d}} = \sqrt{2} \cdot 0.19 \cdot e^{\frac{-0.13}{0.246}} = 0.15 \text{ кА}$$

Сумарне значення аперіодичної складової струму КЗ у точці КЗ:

$$i_{a, \text{т} \Sigma \text{К1}} = 1.74 + 2.62 + 0.25 + 7.22 + 0.15 = 11.98 \text{ кА}$$

Визначаємо значення ударного струму КЗ по гілках:

Гілка системи 1:

$$i_{\text{УС1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi, 0} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 16.56 \cdot \left(1 + e^{\frac{0.01}{0.05}} \right) = 52.02 \text{ кА}$$

Гілка системи 2-3:

$$i_{YC2} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_Y = \sqrt{2} \cdot 25.01 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}}\right) = 78.56 \text{ кА}$$

$$i_{YC3} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot k_Y = \sqrt{2} \cdot 2.415 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,05}}\right) = 7.58 \text{ кА}$$

Гілки синхронних компенсаторів СК1 і СК2:

$$i_{YCK1} = \sqrt{2} \cdot 8.67 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,246}}\right) = 25.03 \text{ кА}$$

$$i_{YCK2} = \sqrt{2} \cdot 0.19 \cdot \left(1 + e^{\frac{0,01}{0,246}}\right) = 0.55 \text{ кА}$$

Сумарне значення ударного струму КЗ у точці КЗ:

$$i_{Y\sum K1} = 52.02 + 78.56 + 7.58 + 25.03 + 0.55 = 163.74 \text{ кА}$$

Далі проводимо розрахунок в інших точках схеми. Розраховані значення у всіх намічених точках зводимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1- Розрахункові струми короткого замикання

Точки к.з.	Джерела к.з.	Струми короткого замикання, кА				Та,с	та,с	Тип вимикача
		I''п.0	Іп.т	іа,т	іу			
К1(РП 220 кВ)	Система 1	15,11	15,11	3,53	47,4	0,05	0,09	ВВБ-220Б- 31,5/2000У1
	Система 2	2,3	2,3	0,54	7,31			
	Система 3	2,3	2,3	0,54	7,31			
	СК1	0,17	0,11	0,12	0,49	0,14		
	СК2	0,17	0,11	0,12	0,49			
	Разом	20,11	19,99	4,85	63			

К2(РП 110 кВ)	Система 1	6.13	6.13	1.43	19.25	0,05	0,09	ВВБК-110Б-50/3150У1
	Система 2	9.28	9.28	2.16	29.15			
	Система 3	0.9	0.9	0.21	2.8			
	СК1	0.67	3.4	0.49	2.1	0,14		
	СК2	0.072	0,42	0.053	0.026			
	Разом	17.05 2	20.13	4.343	53.326			
К3(выводи СК 10 кВ)	Система 1	16.56	16.56	1.74	52.02	0,05	0,13	МГГ-11-3500/1000 Т3
	Система 2	25.01	25.01	2.62	78.56			
	Система 3	2.415	2.415	0.25	7.58			
	СК1	8.67	7.1	7.22	25.03	0,24 6		
	СК2	0.19	0.19	0.15	0.55			
	Разом	52.84 5	52.27 5	11.98	163.74			
К4(шины 10 кВ)	Система 1 і 2 і 3 СК1 і СК2	28,46	28,46	21,16	77,67	0,14	0,09	ВМП-10

Проведемо визначення струмів короткого замикання на електричній підстанції для шини 10 кВ, тому як величина навантаження споживачів на стороні 10 кВ невідома, то розрахунок ведемо по потужності обмотки НН автотрансформатора, що дорівнює 80 МВА. Тоді

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4618,8 \text{ А}$$

$$I_{\Phi OC} = 1.5 \cdot I_{НОМ} = 1.5 \cdot 4618,8 = 6928,2 \text{ А}$$

Намічаємо до установки здвоєний реактор серії РБСД (з горизонтальним розташуванням фаз) на номінальну напругу 10 кВ із номінальним струмом гілки $I_{НОМ} = 3800 \text{ А}$.

Визначимо результуючий опір ланцюга короткого замикання при відсутності реактора:

$$x_{PE3} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 443,13} = 0,013 \text{ Ом}$$

Необхідний опір ланцюга короткого замикання з умови забезпечення номінальної здатності вимикача, що відключає, ВМП:

$$x_{PE3}^{ТРЕБ} = \frac{U_{CP}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0,ТРЕБ}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 20} = 0,303 \text{ Ом}$$

Необхідний опір реактора для обмеження струму КЗ:

$$x_P^{ТРЕБ} = 0,303 - 0,013 = 0,289 \text{ Ом}$$

Вибираємо остаточно 2 реактори РБСДГ-10-2×2500-0,2УЗ з параметрами:

$$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ};$$

$$I_{НОМ} = 2 \times 1800 \text{ А};$$

$$x_P = 0,20 \text{ Ом};$$

$$i_{\max} = 60 \text{ кА}.$$

Результуючий опір ланцюга КЗ з урахуванням реактора:

$$x_{PE3} = 0,013 + 0,2 = 0,213 \text{ Ом}$$

Фактичне значення періодичної складового струму КЗ за реактором:

$$I_{п.0} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,213} = 28,46 \text{ А}$$

Ударний струм короткого замикання:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 28,46 \cdot 1,93 = 77,67 \text{ А}$$

3 СХЕМА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІ ПІСЛЯ МОДЕРНИЗАЦІЇ

3.1 Вибір вимикачів

Вибираємо вимикачі в РП 220 кВ по струму найбільш могутнього приєднання, яким є автотрансформатор:

$$I_{НОРМ РАБ} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 524.86 \text{ А}$$

З обліком припустимої 1,5-кратного перевантаження:

$$I_{гроз} = 1.5 \cdot 524.86 = 787.29 \text{ А}$$

Проведемо вибір вимикача згідно з умовами вибору, та отримані для вибраного вимикача ВВБ-220Б-31,5/2000У1 результати представимо в табл.3.1.

Таблиця 3.1- Умови вибору вимикача

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{раб} \leq U_{ном}$	220	220
Тривалий струм кА	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$	524,863 787.29	2000 2000
Тік динамічної стійкості, кА	симметричний $I_{п.о} \leq I_{дин}$	20,11	31,5
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{дин}$ $B_{к.РАСЧ} \leq B_{НОМ}$	53,326 $20,11^2(0,05+0,09)=$ 56.61 кА ² с	80 кА $40^2 \cdot 2=3200$ кА ² с

Номінальний струм відключення, кА	Симметричний $I_{П.г} \leq I_{ОТК}$		
	Асимметричний $\sqrt{2} \cdot I_{П.г} + i_{a.г} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{ОТК} (1 + \beta_{НОМ})$	19,99 $\sqrt{2} \cdot 19,99 + 4,85 = 33,1$	31,5 $\sqrt{2} \cdot 31,5(1 + 0,23) = 54,794$

Вибираємо вимикачі в РП 110 кВ по струму найбільш могутнього приєднання, яким є автотрансформатор.

$$I_{НОМ.РАБ} = \frac{S_{АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{200000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 1049,7 \text{ А}$$

З обліком припустимої 1,5-кратного перевантаження:
 $I_{\max} = 1,5 \cdot 1049,7 = 1574,55 \text{ А}$

Проведемо вибір вимикача згідно з умовами вибору, та отримані для вибраного вимикача ВВБ-110Б-50/3150У1 результати представимо в нижче

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{раб} \leq U_{ном}$	110	110
Тривалий струм кА	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$ $I_{\max} \leq I_{НОМ}$	1049,7 1574,55	3150 3150
Тік динамічної стійкості, кА	Симетричний $I_{П.0} \leq I_{дин}$	17,052	35
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{дин}$ $B_{к.расч} \leq B_{НОМ}$	53,326 $17,052^2(0,05+0,09) = 40,7 \text{ кА}^2\text{с}$	56 кА $50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$

Номінальний струм відключення, кА	Симетричний $I_{п.т} \leq I_{отк}$		
	Асиметричний	20,13	50
	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a.т} \leq$	$\sqrt{2} \cdot 20,13 + 4,343 = 32,8$	$\sqrt{2} \cdot 50(1+0,48)$
	$\sqrt{2} \cdot I_{отк}(1+\beta_{ном})$		104,65

Проводимо вибір вимикачів у ланцюзі синхронного компенсатора.

Визначаємо розрахункові струми тривалого режиму:

$$I_{НОМ.РАБ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1760 \text{ А}$$

$$I_{max} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot U_{НОМ}} = \frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5} = 1852 \text{ А}$$

Проведемо вибір вимикача згідно з умовами вибору, та отримані для вибраного вимикача МГГ-11-3500/1000ТЗ результати представимо нижче

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{раб} \leq U_{ном}$	10,5	11,5
Тривалий струм кА	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$	1760 1852	3500
Тік динамічної стійкості, кА	Симетричний $I_{п.о} \leq I_{дин}$	52,84	58
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{дин}$ $B_{К.РАСЧ} \leq B_{НОМ}$	163,74 $52,84^2(4+0,246)=11855$ кА ² с	170 кА $4096 \cdot 4=16384$ кА ² с
Номінальний струм відключення, кА	Симетричний $I_{п.т} \leq I_{отк}$		
	Асиметричний	52,27	58
	$\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a.т} \leq$	$\sqrt{2} \cdot 52,27 + 11,98 = 85,9$	$\sqrt{2} \cdot 58(1+0,13)$
	$\sqrt{2} \cdot I_{отк}(1+\beta_{ном})$		92,68

Проведемо вибір вимикачів за реактором на стороні 10 кВ по потужності обмотки НН автотрансформатора, що дорівнює 80 МВА. Тоді

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4618,8 \text{ А}$$

На одну гілку реактора:

$$I_{НОМ} = 4618,8 / 2 = 2309,4 \text{ А}$$

$$I_{\Phi ДРС} = 1,5 \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 4618,8 = 6928,2 \text{ А}$$

На одну гілку реактора:

$$I_{\Phi ДРС} = 2309,4 / 2 = 1154,7 \text{ А}$$

Проведемо вибір вимикача згідно з умовами вибору, та отримані для вибраного вимикача ВМПЭ-11-2500-31,5ТЗ результати представимо в нижче

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{раб} \leq U_{ном}$	10,5	11
Тривалий струм кА	$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$	2309,4 1154,7	2500 2500
Тік динамічної стійкості, кА	Симетричний $I_{п.0} \leq I_{дин}$	28,46	31,5
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{дин}$ $B_{К.РАСЧ} \leq B_{НОМ}$	77,67 $28,46^2(1,2+0,09+0,14)=$ 1077,26 кА ² с	кА $31,5^2 \cdot 4=3969$ кА ² с
Номінальний струм відключення, кА	Симетричний $I_{п.т} \leq I_{ОТК}$ Асиметричний $\sqrt{2} \cdot I_{п.т} + i_{a.т} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{ОТК}(1 + \beta_{НОМ})$	28,46 $\sqrt{2} \cdot 28,46 + 21,16 = 61,3$	31,5 $\sqrt{2} \cdot 31,5(1 + 0,4)$ 62,36

3.2 Вибір роз'єднувачів

Проведемо вибір роз'єднувачів у ВРП 220 кВ. згідно вимогами, які повинні виконуватися, обираємо роз'єднувача РНДЗ-220/1000Т1, а результати та умови вибору наведемо нижче

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{\text{роб}} \leq U_{\text{ном}}$	220	220
Тривалий струм кА	$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	524,863 787.29	1000 1000
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{НОМ}}$	63 $20,11^2(0,14+0,05+0,09)=$ 113,2 кА ² с	100 кА $40^2 \cdot 1=1600$ кА ² с

Проведемо вибір роз'єднувачів у ВРП 110 кВ. згідно вимогами, які повинні виконуватися, обираємо роз'єднувача РНДЗ.1-110/2000У1, а результати та умови вибору наведемо нижче

Параметри	Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
Номінальна напруга кВ	$U_{\text{роб}} \leq U_{\text{ном}}$	110	110
Тривалий струм кА	$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	1049,7 1574,55	2000 2000
Термічна стійкість	$i_y \leq i_{\text{ДИН}}$ $B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{НОМ}}$	53,326 $17,052^2(0,14+0,05+0,09)$ =81,4 кА ² с	110 кА $40^2 \cdot 1=1600$ кА ² с

3.3 Вибір трансформаторів струму автотрансформатора

Проведемо вибір трансформаторів струму на стороні ВН автотрансформатора згідно вимогами, які повинні виконуватися, обираємо

трансформатора струму ТВТ220-I- 1000/5, а результати та умови вибору наведемо нижче

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{раб} \leq U_{ном}$	220 кВ	220 кВ
$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$	524,863 А	1000 А
$I_{max} \leq I_{НОМ}$	787.29 А	
$i_y \leq i_{дин}$	63 кА	Не перевіряються
$B_{к.расч} \leq B_{НОМ}$	113,2 кА ² с	(25 ² ·1) ·3=1875 кА ² с

Схему з'єднань приладів на стороні СН автотрансформатора представлено на рис.3.1.

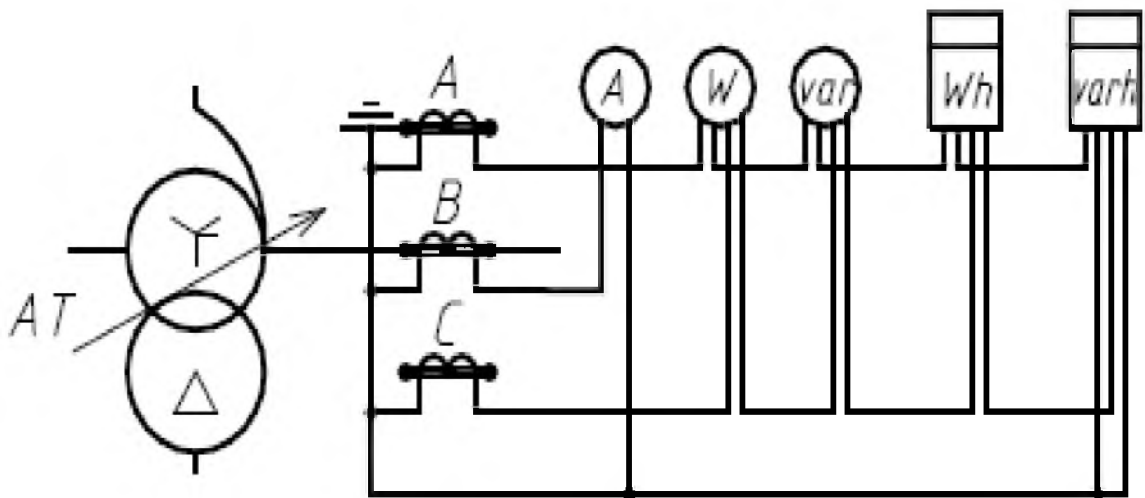


Рисунок 3.1- Схема з'єднань приладів на стороні СН автотрансформатора

Проведемо вибір трансформаторів струму на стороні СН, автотрансформатора згідно вимогам, які повинні виконуватися, обираємо трансформатора струму ТВТ110-I- 2000/5, а результати та умови вибору наведемо нижче

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	1049,7 А 1574,55 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	53,326	Не перевіряються
$B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{НОМ}}$	81,4 кА ² с	(24 ² ·1)·3=1728 кА ² с

Згідно схеми представленої на рис.3.1, опишемо існуюче обладнання, яке представлено в табл.3.2.

Таблиця 3.2- Вторинне навантаження трансформатору струму

Прилад	Тип	Навантаження, В·А, фази		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	-	0,5	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д335	0,5	-	0,5
Лічильник активної енергії	И-674	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	И-673	2,5	-	2,5
Разом		10	0,5	10

З табл. 3.2 видно, що найбільш завантажено трансформатори струму фаз А і С. Загальний опір приладів

$$r_{\text{прил}} = \frac{S}{I_2^2} = \frac{10}{24} = 0,41 \text{ Ом}$$

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_3 = 2,0 - 0,41 - 0,1 = 1,49 \text{ Ом}$$

Приймаємо кабель з мідними жилами (підстанція з ВН 220 кВ), орієнтована довжина 120 м, трансформатори струму з'єднані в повну зірку, тому $I_{расч} = 1$, тоді перетин:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{I_{тр}} = \frac{0,0175 \cdot 120}{1,49} = 1,4 \text{ мм}^2$$

Приймаємо контрольний кабель КРВГ із жилами перетином 2,5 мм².

Вибір трансформаторів струму в ланцюзі НН автотрансформатора

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4618,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{д.к.}} = 1,5 \cdot I_{НОМ} = 1,5 \cdot 4618,8 = 6928,2 \text{ А}$$

Проведемо вибір трансформаторів струму на стороні НН, автотрансформатора згідно вимогам, які повинні виконуватися, обираємо трансформатора струму ТВТ10-І- 2000/5, а результати та умови вибору наведемо нижче в табл. 3.3

Таблиця 3.3 - Умови вибору у трансформатора струму

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$	10 кВ	10 кВ
$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	4618,8 А 6928,2 А	12000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	163,74 кА	Не перевіряються
$B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{НОМ}}$	$53,326^2$ $(0,1+0,05+0,09)=682,47$ кА ² с	$(28 \cdot 3)^2 \cdot 4 =$ 28224 кА ² с

Вибір трансформаторів струму в ланцюзі синхронного компенсатора, який представлено на схемі включення вимірювальних приладів синхронного компенсатора на рис.3.2.

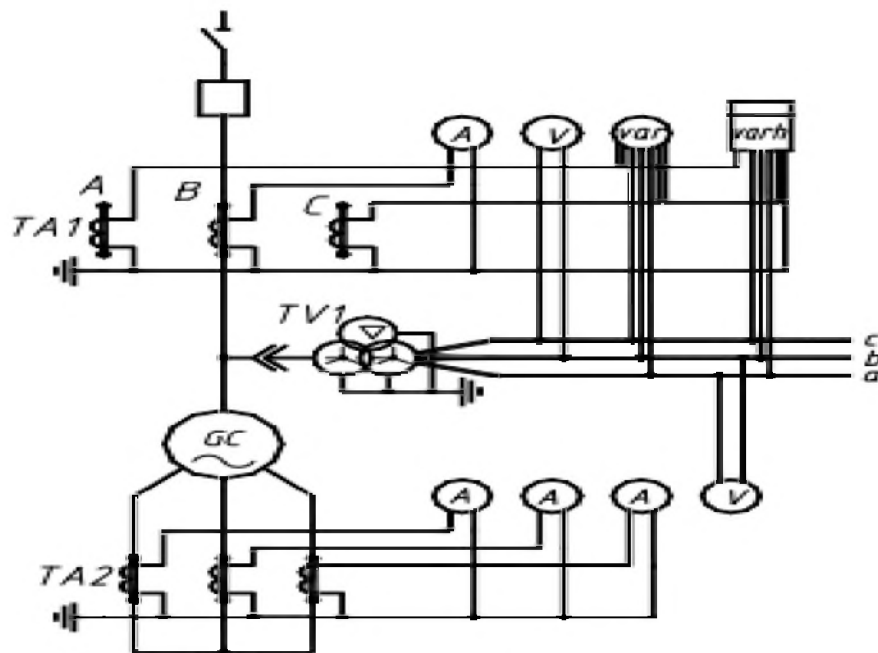


Рисунок 3.2- Схема включення вимірювальних приладів синхронного компенсатора

Проведемо вибір трансформаторов струму згідно вимогам, які повинні виконуватися, обираємо трансформатора струму ТШЛ-10-3000/5-0,5/10Р-УЗ, а результати та умови вибору наведемо нижче в табл. 3.4.

Таблиця 3.4- Умови вибору у трансформатора струму

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}$	10 кВ	10 кВ
$I_{РАБ} \leq I_{НОМ}$ $I_{max} \leq I_{НОМ}$	1760 А 1852 А	3000 А
$i_y \leq i_{дин}$	163,74 кА	Не перевіряються
$B_{К.РАСЧ} \leq B_{НОМ}$	593,04 кА ² с	$(35 \cdot 3)^2 \cdot 3 =$ 33075 кА ² с

Проведемо вибір трансформаторов струму в мережі ВЛ 220 кВ згідно вимогам, які повинні виконуватися, та обираємо трансформатор струму ТФЗМ-220Б-IV-1000/5- 0,5/10Р/10Р/10Р, а результати та умови вибору наведемо нижче в табл. 3.5. Схема підключення приборів в мережі ВЛ 220 кВ , представлено на рис.3.3.

Таблиця 3.5- Умови вибору трансформатора струму

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	524,863 А 787.29 А	1000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	63 кА	100 кА
$B_{\text{к.расч}} \leq B_{\text{ном}}$	113,2 кА ² с	$(39,2 \cdot 1)^2 \cdot 3 = 4609,92$ кА ² с

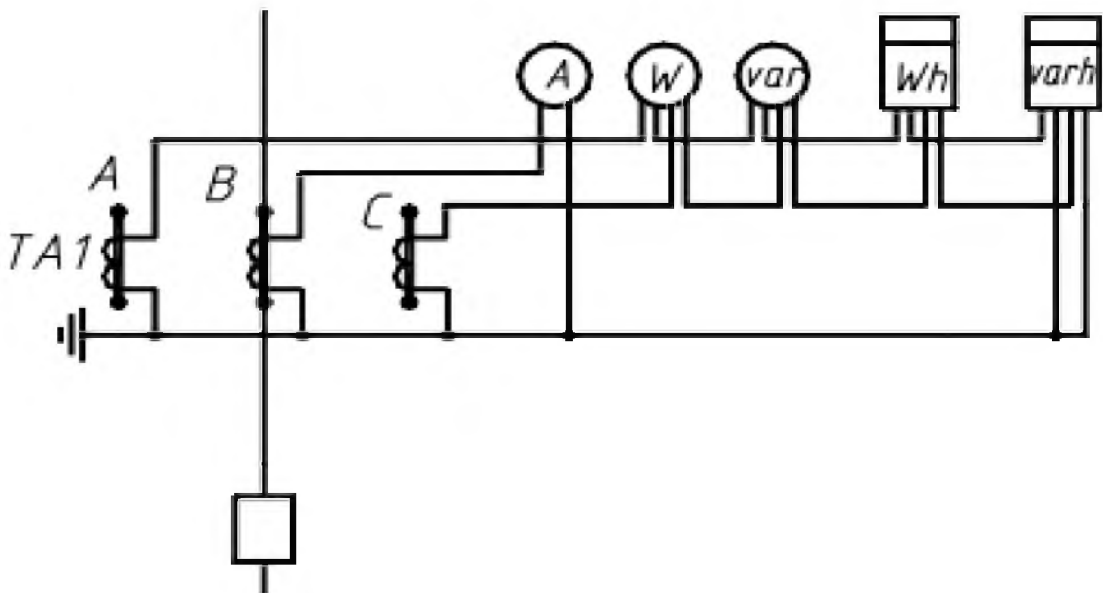


Рисунок 3.3 - Схема включення приборів в цепи ВЛ 220 кВ

Проведемо вибір трансформаторов струму в мережі ВЛ 110 кВ згідно вимогам, які повинні виконуватися, та обираємо трансформатор струму

ТФЗМ-110Б-III -2000- 0,5/10Р/10Р, а результати та умови вибору наведемо нижче в табл. 3.6.

Таблиця 3.6- Умови вибору трансформатора струму ТФЗМ-110Б-III - 2000- 0,5/10Р/10Р

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{\text{раб}} \leq U_{\text{ном}}$	110 кВ	110 кВ
$I_{\text{РАБ}} \leq I_{\text{НОМ}}$ $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$	1049,7 А 1574,55 А	2000 А
$i_y \leq i_{\text{дин}}$	53,326	212 кА
$B_{\text{К.РАСЧ}} \leq B_{\text{НОМ}}$	81,4 кА ² с	$(68^2 \cdot 1) \cdot 3 = 13872$ кА ² с

3.4 Висновки по розділу 3

В ході виконання роботи :

-побудовано графіка навантаження після модернізації та вибрано потужність трансформатора АТДЦТН 200000/220/110;

-вибрано напрям модернізації головної електричної схеми електричної підстанції та проведено розрахунок кількості приєднань, яке дорівнює $n=5$, $T_{\text{max}}=5000,5$ год/рік;

-розраховано струми короткого замикання на електричної підстанції,

- вибрано вимикачі ВВБ-220Б-31,5/2000У1, ВВБК-110Б-50/3150У1,МГГ-11-3500/1000Т3, ВМПЭ-11-2500-31,5Т3;

Роз'єднувачі РНД3-220/1000Т1,РНД3.1-110/2000У1.

- вибрано трансформатори струму: ТВТ220-I- 1000/5,ТВТ110-I- 2000/5, ТВТ10-I- 12000/5, ТШЛ-10-3000/5-0,5/10Р-У3, ТФЗМ-220Б-IV-1000/5-0,5/10Р/10Р/10Р , ТФЗМ-110Б-III -2000- 0,5/10Р/10Р;

4 КОРЕГУВАННЯ МАКСИМАЛЬНОГО ТА ІНІМАЛЬНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ПІДСТАНЦІЇ

4.1 Максимальний режим роботи

Розрахуємо режими мережі – максимальний та мінімальний. Порядок розрахунку параметрів режиму для всіх випадків ідентичний, відмінність полягає у вихідних даних.

Максимальний режим - це режим, в якому працюють всі лінії, всі електростанції встановлені в мережі, і споживається потужність у режимі максимальних навантажень.

Для виконання розрахунку скористаємося програмою NetWORKS та побудуємо таблицю струму в максимальному режимі (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Струми в лініях у максимальному режимі

Лінія	Марка дроту	P, МВт	I, А	I _{доп} , А	j, А/мм ²
1	АС-50/8	0,538	9,975	209,268	0,201
2	АС-95/16	29,347	174,808	328,849	1,841
3	АС-120/19	11,599	93,383	388,640	0,778
4	АС-150/24	1,186	10,035	448,430	0,067
5	АС-120/19	15,556	81,604	388,640	0,680
6	АС-150/24	59,113	283,069	448,430	1,887
7	АС-150/24	60,090	288,460	448,430	1,923
8	АС-120/18	35,725	177,549	388,640	1,480
9	АС-120/19	35,446	216,104	388,640	1,801
10	АС-120/20	8,022	44,584	388,640	0,372
11	АС-120/19	39,492	200,777	388,640	1,673

12	2хАС-150/19	7,813	56,662	388,640	0,378
13	АС-70/11	4,614	82,750	264,076	1,182
14	АС-50/8	5,760	92,576	209,268	1,852

З цієї табл.4.1 видно, що усі лінії при роботі в максимальному режимі виконують умови по проходженню допустимого струму. Тому розрахункова щільність струму в лініях знаходиться в межах для покровського району (2 А/мм^2) та дорівнює приблизно 1 А/мм^2 .

В максимальному режимі робоча напруга представлена на рис.4.1 та основні дані занесено до табл.4.2.

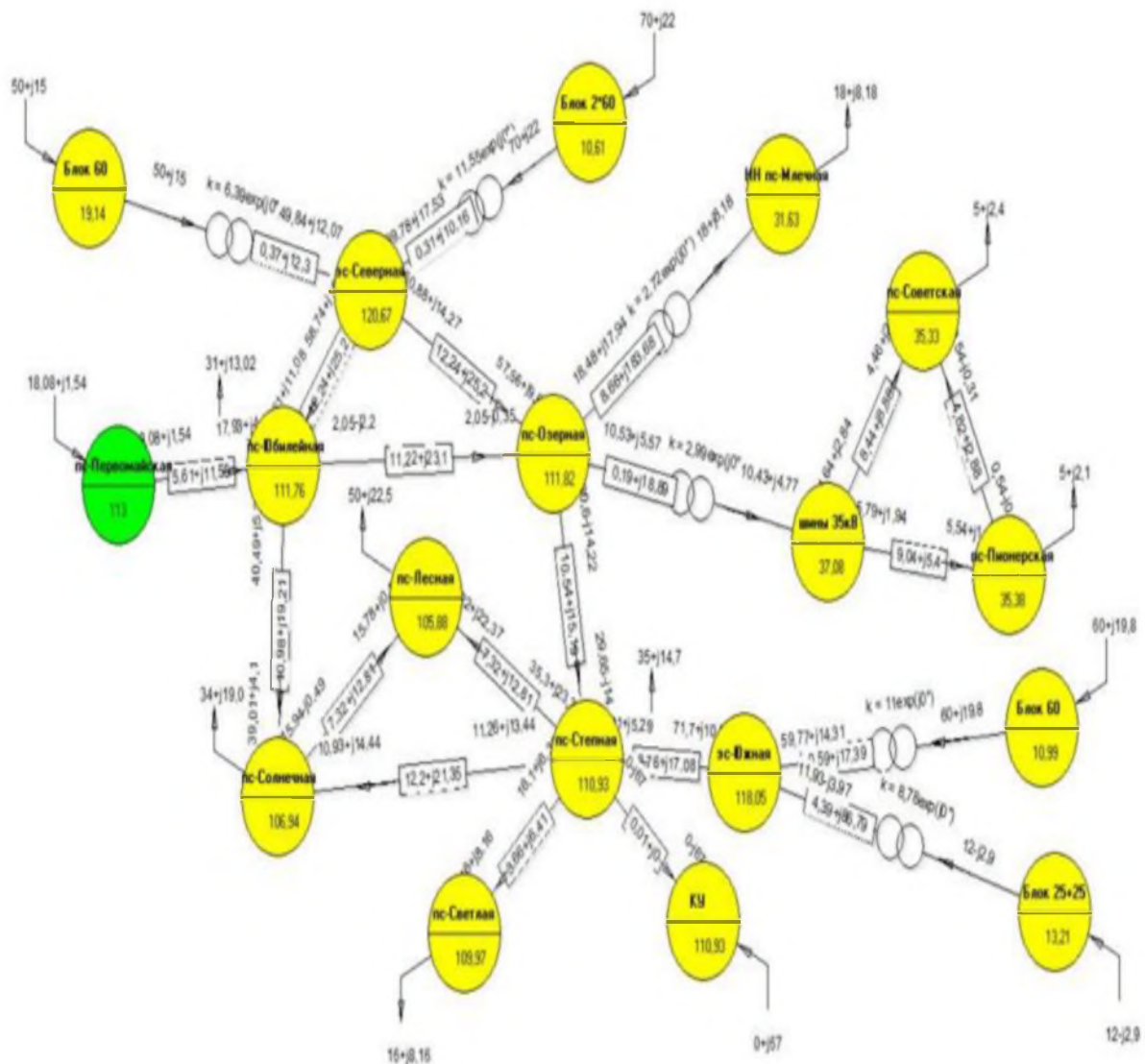


Рисунок 4.1 - Схема роботи в максимальному режимі

Таблиця 4.2 – Напруга у вузлах при роботі в максимальному режимі

Вузел	U_p , кВ	$U_{ном}$, кВ	ΔU , %
1	116,48	110	6,26%
2	114,07	110	4,06%
3	109,57	110	-0,05%
4	113,63	110	3,66%
5	36,00	35	3,21%
6	36,04	35	3,33%
7	113,49	110	3,53%
8	108,58	110	-0,94%
9	112,57	110	2,70%
10	120,44	110	9,87%
11	117,20	110	6,92%
12	118,20	110	7,83%
13	117,80	110	7,47%
14	114,73	110	4,67%

Як бачимо з табл.4.2 бачимо, що відхилення напруги у вузлах у максимальному режимі знаходиться в допустимих межах – до 10%.

4.2 Мінімальний режим роботи

Мінімальний режим - це режим, в якому працюють всі лінії, всі електростанції встановлені в мережі, але споживається потужність, що дорівнює 70% режиму максимальних навантажень. Побудуємо таблицю за напругою у мініальному режимі (табл. 4.3).

Таблиця 4.3 – Напруга у вузлах при роботі в мінімальному режимі

Вузел	U_p , кВ	$U_{ном}$, кВ	ΔU , %
1	114,48	110	4,08%
2	114,46	110	4,06%
3	112,22	110	2,01%
4	115,19	110	4,72%
5	37,15	35	6,15%
6	37,18	35	6,24%
7	115,28	110	4,80%
8	111,77	110	1,61%
9	114,66	110	4,24%
10	119,74	110	8,86%
11	117,99	110	7,26%
12	118,20	110	7,45%
13	117,80	110	7,09%
14	114,73	110	4,30%

Як бачимо з табл.4.3 напруга в мінімальному режимі не підвищилася вище потрібного значення. Тому можна не проводити вибір відпайок у мінімальному режимі. В мінімальному режимі робоча напруга представлена на рис.4.2 та основні дані занесено до табл.4.4.

Однак у цьому режимі збільшилася надмірна реактивна потужність. Вона може видаватися в систему через балансуєчий вузол, де буде споживатися асинхронними двигунами на підприємствах, але якщо цього недостатньо, необхідна установка пристроїв, що компенсують.

Адже зростання реактивної потужності, що генерується, призводить до зростання напруги в мережі.

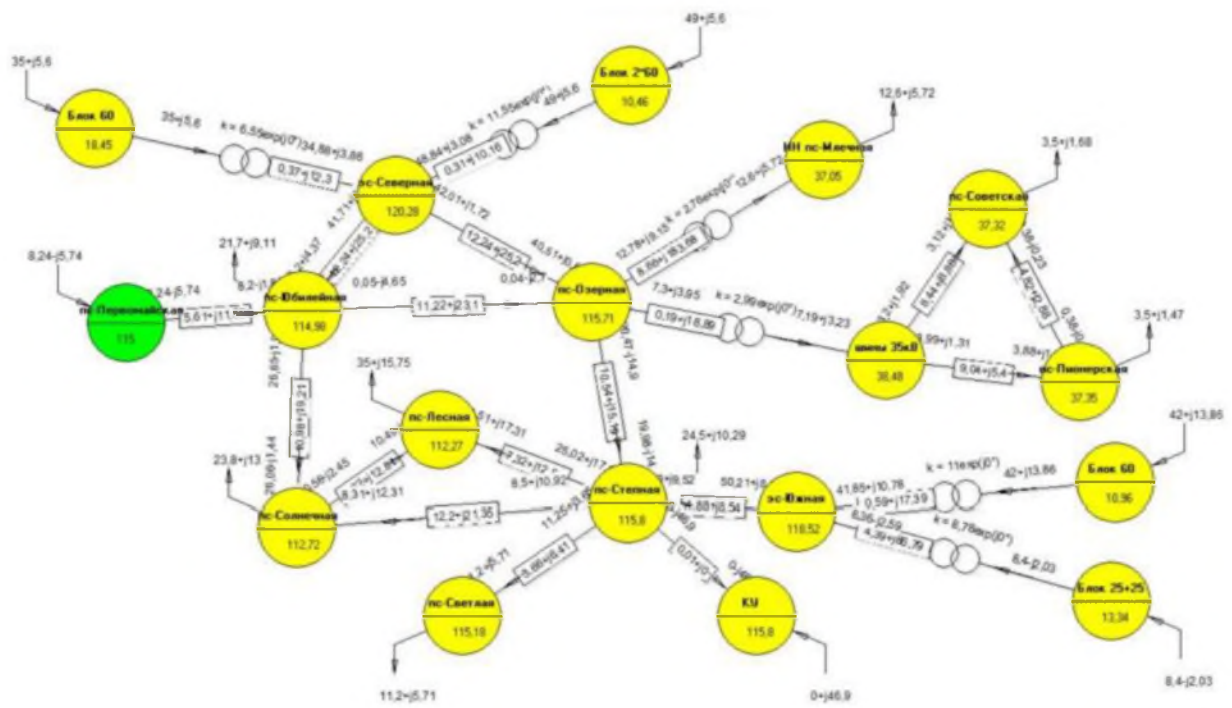


Рисунок 4.2 - Схема работы в минимальном режиме

ВИСНОВКИ

В роботі проведено модернізацію схеми електричної підстанції. Було розглянуто варіант схеми приєднання нового обладнання в рамках модернізації електричної підстанції.

В ході виконання роботи :

- побудовано графіка навантаження після модернізації та вибрано потужність трансформатора АТДЦТН 200000/220/110;

- вибрано напрям модернізації головної електричної схеми електричної підстанції та проведено розрахунок кількості приєднань, яке дорівнює $n=5$, $T_{\max}=5000,5$ год/рік;

- розраховано струми короткого замикання на електричній підстанції,

- вибрано вимикачі ВВБ-220Б-31,5/2000У1, ВВБК-110Б-50/3150У1, МГГ-11-3500/1000ТЗ, ВМПЭ-11-2500-31,5ТЗ;

Роз'єднувачі РНДЗ-220/1000Т1, РНДЗ.1-110/2000У1.

- вибрано трансформатори струму: ТВТ220-I- 1000/5, ТВТ110-I- 2000/5, ТВТ10-I- 12000/5, ТШЛ-10-3000/5-0,5/10Р-УЗ, ТФЗМ-220Б-IV-1000/5-0,5/10Р/10Р/10Р , ТФЗМ-110Б-III -2000- 0,5/10Р/10Р;

Вибрана схема модернізації була перевірена у двох режимах – максимальному та мінімальному.

Була зроблена перевірка за допустимим струмом, а також перевірка напруги у вузлах на допустимі відхилення. При цьому було враховано, що усі вибрані трансформатори забезпечені пристроєм РПН. Ці пристрої забезпечать якість напруги у споживача всіх можливих режимах.

В результаті була модернізована електрична підстанція, обрані та перевірені трансформатори, осередки вимикачів, запобіжники.

Для перевірки чутливості використовувалися значення мінімальних струмів короткого замикання.

Значення максимальних струмів короткого замикання використовувалися при розрахунку струмів спрацьовування, оскільки захист має бути відбудований від максимальних струмів двофазного КЗ. Для переведення струму з трифазного до двофазного користувалися перекладним коефіцієнтом.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. J. Senthil Kumar, P. Prem, M. Jagabar Sathik, Chapter 7 - Evaluation of DG impacts on distribution networks, Editor(s): Ahmed F. Zobaa, Shady H.E. Abdel Aleem, Uncertainties in Modern Power Systems, Academic Press, 2021, Pages 195-209, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820491-7.00007-4>.
2. Majd Ghazi Yousef Batarseh, 2 - Components of electric energy systems, Editor(s): Muhammad H. Rashid, Electric Renewable Energy Systems, Academic Press, 2016, Pages 21-39, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804448-3.00002-5>.
3. Hossein Jokar, Bahman Bahmani-Firouzi, Mohsen Simab, Bilevel model for security-constrained and reliability transmission and distribution substation energy management considering large-scale energy storage and demand side management, Energy Reports, Volume 8, 2022, Pages 2617-2629, <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.01.137>.
4. Jun Zhao, Weijiang Chen, Kejie Li, Baoquan Wan, Jiangong Zhang, Tao Wen, Xiaoli Zhang, Frequency domain algorithm in the whole process simulation from VFTO to its conducted disturbance via voltage transformer in GIS substations, Electric Power Systems Research, Volume 209, 2022, 108011, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108011>.
5. Ricardo Manuel Arias Velásquez, Jennifer Vanessa Mejía Lara, Current transformer failure caused by electric field associated to circuit breaker and pollution in 500 kV substations, Engineering Failure Analysis, Volume 92, 2018, Pages 163-181, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2018.05.017>.
6. Вимикач <https://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vgb-35-elegazovyy-bakovyy-vyklyuchatel.html>
7. Роз'єднувач <https://texnogaz.ru/razediniteli-rnd-35-rndz-35>
8. Методичні вказівки до практичних занять і розрахункової роботи з дисципліни «Електрична частина станцій та підстанцій. Частина 1» для

студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка освітнього ступеня «бакалавр» денної та заочної форм навчання / уклад. Г.О. Шеїна. – Покровськ : ДонНТУ, 2020. – 36 с.

ДОДАТОК А. Охорона праці

А.1 Потенційно небезпечні та шкідливі виробничі фактори на підстанції

Підстанція має класи напруги 35/10/6 кв. Мережі 35,10 і 6 кв працюють в режимі з ізольованою нейтралю. В ході реконструкції на підстанції встановлюються трансформатори типу тм-1000/35-6 кв та тм-630/35-10 кв, а також наступне обладнання: 87 врп 35 кв: вакуумні вимикачі серії вбэт-35; роз'єднувачі марки рдз.2- 35/1000 ухл1; трансформатори струму тол-35-iii-ii; трансформатори напруги зном-35; обмежувачі перенапруги опн-вр/тел–35/40,5-ухл-1. Кру 10 кв: трансформатори напруги нтми-10; обмежувачі перенапруги опн-рт/тел–10/10,5-ухл-2. Кру 6 кв: трансформатори напруги нами-6; обмежувачі перенапруги опнрт/тел–6/6,9-ухл-2. На обслуговуючий і ремонтний персонал, відповідно до держстандарту гост 12.0.003-74 «небезпечні та шкідливі виробничі фактори. Класифікація» можливий вплив наступних небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть призвести до травматизму і профзахворювань: - знижена температура поверхонь обладнання; - підвищена або знижена температура повітря робочої зони; - підвищений рівень шуму на робочому місці; - підвищений рівень електромагнітних випромінювань; - відсутність або нестача природного світла; - недостатня освітленість робочої зони; джерелами забруднення навколишнього середовища в процесі експлуатації обладнання пс можуть бути: - можливість витоку трансформаторного масла з трансформаторів; - підвищений рівень шуму від обладнання 35 кв; - електромагнітне випромінювання обладнанням 35 кв; - побутові та технологічні відходи. 88

2.19.2 інженерно-технічні заходи з охорони праці згідно з дсн 3.3.6.042-99

[21] нормалізація несприятливих мікрокліматичних умов здійснюється за допомогою комплексу будівельнопланувальних, організаційно-технологічних, технічних заходів та засобів колективного захисту працюючих. Для підтримання оптимальних показників мікроклімату на підприємстві передбачено застосування опалення та вентиляції, а в будівлях оснащених також кондиціонування. З метою створення нормальних умов для персоналу встановлені норми виробничого мікроклімату. Робота чергового персоналу відноситься до категорії робіт ІІА. Допустимі показники температури, вологості та швидкості руху повітря наведені в таблиці 1. ДСН 3.3.6.042-99 [21]. Для забезпечення достатнього, постійного і рівномірного нагрівання повітря в приміщенні в холодний період року, а також пожежної безпеки використовується система водяного опалення. Для забезпечення норм параметрів повітря використовують систему вентиляції з механічним спонуканням. Але для забезпечення оптимальних параметрів мікроклімату в літній час передбачено використання системи кондиціонування. При роботах у вулиці в зимову пору року для забезпечення допустимих умов мікроклімату персонал забезпечено теплою спецодягом, а також влаштовані перерви для зігрівання в теплому приміщенні. Розглянута підстанція не є джерелом радіоактивного випромінювання, викидів шкідливих газів і аерозолів, гдк яких наведені в ГОСТ 12.1.005-88. тому засоби захисту від шкідливих речовин та пилу не передбачаються. 89 проектом здійснюється освітлення у всіх приміщеннях підстанції, а також зовнішнє освітлення в темний час доби. Застосовуване на підстанції освітлення поділяється на робоче, охоронне та аварійне. Робоче освітлення для виробничих приміщень здійснюється загальною системою. При виконанні робіт з документами та робіт з високою точністю використовують комбіновану систему освітлення. Згідно з ДБН В.2.5-28-2006 [23] во всіх приміщеннях, на робочих місцях і на відкритій території підстанції існують норми робочого і аварійного освітлення: - комбіноване освітлення – 400 лк для високої точності зорової роботи (зчитування інформації з щита управління); - загальне освітлення – 200 лк; -

аварійна освітлення (на найважливіших місцях) – 30 лк. Для забезпечення усіх вимог щодо освітлення робочого місця передбачено використання газорозрядних ламп. При незначній висоті приміщення використовують люмінесцентні лампи типу лб, а при висоті приміщення 6 метрів та вище – дугові ртутні лампи високого тиску (дрл, дри) або дугові трубчаті лампи (дкст, днат). Аварійне освітлення обов’язково підключено до незалежного джерела живлення, незалежно від джерела живлення робочого освітлення. Освітленість його складає не менше 5% від норм загального освітлення, але не менше 2 лк всередині приміщення і не менше 1 лк на відкритій території згідно з [23]. Аварійне освітлення виконується лампами розжарювання. Однак можливо також використання люмінесцентних ламп за умов: а) живлення ламп у всіх режимах роботи відбувається змінним струмом; б) напруга у ламп в аварійному режимі не менше 90% номінального; в) температура навколишнього середовища не менше 5 °С. 90 світильники аварійного освітлення виконані з розпізнавальними ознаками: особливі розміри, тип, знаки чи нанесені на них букви [24]. Тривала дія шуму негативно впливає на органи слуху, центральної нервової системи, сприяє ослабленню уваги, підвищує кровозносне тиск, призводить до почастишання дихання і пульсу, знижує продуктивність праці. Основними джерелами шуму та вібрацій на пс являються трансформатори, вентиляційні установки в будівлях та двигуни пружинного заводу вимикачів. Нормування шумів та вібрацій на робочих місцях здійснюється згідно з дсн 3.3.6.037-99 і дсн 3.3.6.039-99. В основу санітарних норм покладені наступні принципи: • обмеження інтенсивності звукового тиску у межах октави; • зменшення рівня вібрації в місці виникнення та на шляху поширення; • віддаленість інтенсивних джерел шуму від малозумних приміщень; • врахування особливостей трудової діяльності людини. Згідно з [25] рівень звуку на робочому місці для чергового персоналу не повинен перевищувати 50 дба. Для захисту та зменшенню дії шуму та вібрації в умовах роботи на підстанції, на організм людей, застосовуються такі заходи [26]: • встановлення

трансформаторів на віброізоляторах або на індивідуальних віброізольованих фундаментах; • облицювання внутрішніх поверхонь огорожувальних конструкцій приміщень ефективними звукопоглинальними конструкціями; • забезпечення необхідної звукоізоляції в приміщеннях трансформаторної підстанції засобами екранування, установленням глушників шуму або звукопоглинальних жалюзі; • застосування засобів індивідуального захисту.

91 в процесі профілактичних та налагоджувальних робіт на підстанції електротехнічний персонал піддається впливу електричного поля, що може несприятливо позначитися на стані здоров'я. Джерелом електричних полів на підстанції є струмопровідні частини діючих електроустановок, що знаходяться під напругою (лінії електропередачі, трансформатори, збірні системи шин і ін.). Систематичний вплив на людину електричного поля з рівнями, що перевищують встановлені в якості гранично допустимих, може привести до розвитку ряду зрушень функціонального стану імунної, нервової, серцевосудинної, ендокринної та інших систем. На підстанції застосовуються один із методів або одночасно декілька методів: - максимальне скорочення часу перебування. У розподільчих пристроях та поблизу відкритого електрообладнання, де рівень електромагнітного випромінювання великий, даний метод є одним з найбільш ефективних способів захисту персоналу; - створення охоронних зон. Для забезпечення нормальних умов експлуатації об'єктів енергетики, а також зменшення їх негативного впливу на людей та довкілля встановлюються охоронні зони об'єктів енергетики. Згідно з дснп № 239-96 захист населення від впливу електричного поля не потрібен, оскільки напруга на вн підстанції – 35 кв; - в разі неможливості проведення попередніх методів використовують екранування та застосування спеціальних щитів для захисту приміщень [27];

2.19.3 пожежна профілактика за рівнем оснащення заходами пожежогашіння підстанція відноситься до ііі групи з трансформаторами одиночної потужності менше 80 мва. 92 на підстанції пожежна небезпека обумовлена наявністю в електрообладнанні горючих матеріалів (трансформаторного

масла, ізоляції кабелів, проводів). Найбільша пожежна небезпека являють собою маслonaповнені силові трансформатори 35/6(10) кв відповідно до гост 12.1.004-91 ссбт, так як в ненормальних режимах, можливі пошкодження корпусу і витікання гарячого масла, що і стає причиною пожежі. Профілактика пожежної безпеки виконується наступними заходами: — обладнанням системи вентиляції пристроєм, що забезпечує автоматичне відключення при пожежі; згідно з нормами напб в.01.034-2005/111 та гкд 341.004.001-94 п.11.4.1, протипожежний водопровід і протипожежні резервуари не передбачено, а для гасіння пожеж на території вру передбачені пожежні щити і первинні засоби пожежогасіння. В приміщенні передбачені первинні засоби пожежогасіння — вогнегасники. Територія вру та приміщення кру укомплектовані первинними засобами пожежогасіння згідно норм: — вогнегасник оп-10 - 1 шт.; — вогнегасник оу-2 (оу-5) - 1 шт.; — ящик з піском місткістю 0,5 м³ - 2 шт. Для пожежної сигналізації в приміщенні пункту управління та релейного захисту приймаються до установки димові пожежні сповіщувачі згідно з дбн в.2.5-56:2010 система протипожежного захисту.

ДОДАТОК Б. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО
РОБОТИ

Перелік зауважень нормоконтролера до роботи

Позначення документа	документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

ДАТА _____

підпис(ПІБ)_____