

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Управління енергетичними процесами

Інтелектуальні системи енергопостачання


Пояснювальна записка
до кваліфікаційної роботи
магістра

на тему: Дослідження параметрів короткого замикання при впровадженні джерел фотоелектричної генерації електроенергії
за освітньою програмою Електротехнічні системи електроспоживання
зі спеціальності: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав: студент групи ЕС2121:

 / Руслан ХОРБЕНКО /

Керівник:

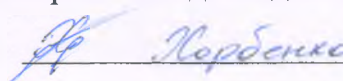
 / д. т. н. Дмитро БОСИЙ /

Нормоконтролер:

 / доцент Віталій ПЕРЦЕВИЙ /

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

Студент

 / Хорбенко /

Дніпро – 2022 рік

Міністерство освіти і науки України
Український державний університет науки і технологій

Факультет: Управління енергетичними процесами
Кафедра: Інтелектуальні системи енергопостачання
Рівень вищої освіти: Другий (магістерський)
Освітня програма: Електротехнічні системи електроспоживання
Спеціальність: 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ІСЕ
Дмитро БОСІЙ

Дата 05.05.22

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу магістр з електротехнічних систем
електроспоживання

студенту ХОРБЕНКУ Руслану Олександровичу

1. Тема роботи: “Дослідження параметрів короткого замикання при впровадженні джерел фотоелектричної генерації електроенергії”.

Керівник роботи: Босій Дмитро Олексійович, д.т.н., доцент

затверджені наказом від

" 14 " 04 2022 р. № 318ст

2. Строк подання студентом роботи: 05.12.2022 р.

3. Вихідні дані до роботи:

схема зовнішнього електропостачання.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно опрацювати):

4.1 Використання відновлюваних джерел електроенергії.

4.2 Метод розрахунку коротких замикань в електричних мережах.

4.3 Дослідження зміни струму короткого замикання при підключенні сонячних електростанцій різної потужності.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): 1. Система електропостачання споживача електроенергії. 2. Розрахункові схеми та схеми заміщення трансформаторів, генераторів та ліній електропередач 3. Схема зовнішнього електропостачання. 4. Схеми заміщення системи зовнішнього електропостачання. 5 Графік залежності зміни короткого замикання від потужності додаткового джерела.

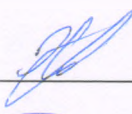
6. Консультанти розділів роботи:

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Завдання видав: (підпис консультанта, дата) | Завдання прийняв: (підпис студента, дата) |
|--------|---|--|--|
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |


КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи | Строк виконання етапів роботи | Примітка |
|-------|--|-------------------------------|----------|
| 1 | Використання відновлюваних джерел електроенергії | 20.09.2022 | 30% |
| 2 | Метод розрахунку коротких замикань в електричних мережах | 15.10.2022 | 20% |
| 3 | Дослідження зміни струму короткого замикання при підключенні сонячних електростанцій різної потужності | 01.12.2022 | 30% |
| 4 | Подання кваліфікаційної роботи до кафедри | 05.12.2022 | 10% |
| 5 | Захист кваліфікаційної роботи на засіданні Екзаменаційної комісії | 20.12.2022 | 5% |

Студент Руслан ХОРБЕНКО







Керівник роботи Дмитро БОСИЙ



ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| ВСТУП | 7 |
| 1. ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ | 9 |
| 1.1 Основні причини переходу до відновлюваних джерел енергії..... | 9 |
| 1.2 Перспективи при впровадженні джерел фотоелектричної генерації електроенергії..... | 11 |
| 1.3 Вплив відновлюваних джерел електроенергії на роботу електричних мереж | 15 |
| 2. МЕТОД РОЗРАХУНКУ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ..... | 24 |
| 2.1 Система відносних одиниць..... | 24 |
| 2.2 Відносний базисний опір | 67 |
| 2.3 Розрахунок струмів короткого замикання..... | 32 |
| 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ СТРУМУ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ | 32 |
| 3.1 Розрахунок короткого замикання на шинах в системі до підключення сонячної електростанції..... | 32 |
| 3.2 Вибір потужності трансформаторів та випрямлячів | 33 |
| 3.3 Розрахунок струмів короткого замикання..... | 40 |
| 3.4 Розрахунок короткого замикання на шинах в системі після підключення альтернативного джерела електроенергії | 49 |
| 4.ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ..... | 63 |
| 5. ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ..... | 64 |

| | | | | | | | | | |
|-----------|----------|-------------|---|----------|---|---------------------------|-------|---------|----|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | | | | |
| Зм. | Арк. | № документа | Підпис | Дата | Дослідження енергетичних процесів при рекуперації електроенергії в системі тягового електропостачання постійного струму | Літ. | Аркуш | Аркушів | |
| Розробник | Хорбенко | |  | | | М | Д | 6 | 65 |
| Консульт. | | | | | | | | | |
| Керівник | Босий | |  | 19.12.22 | | | | | |
| Н. контр. | Перцевий | |  | | | | | | |
| Зав. каф. | Босий | |  | 19.12.22 | | | | | |
| | | | | | | УДУНТ, ІСЕ, гр. ЕС2121 | | | |

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: 64 сторінки, 3 частини, 24 рисунки, 12 таблиць, 10 використаних джерел.

Метою роботи є аналіз використання відновлюваних джерел електроенергії та дослідження основних причини переходу до їх застосування. В першому розділі аналізуються перспективи впровадження відновлюваних джерел та їх вплив на роботу електричних мереж. В другому розділі описується метод розрахунку коротких замикань в електричних мережах. В третьому розділі проводяться розрахунки к. з. до підключення та після підключення альтернативного джерела. У висновках аналізуються результати дослідження.

Ключові слова: КОРОТКЕ ЗАМИКАННЯ, ФОТОЕЛЕКТРИЧНА ГЕНЕРАЦІЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, СТРУМОВЕ НАВАНТАЖЕННЯ, ТЯГОВА ПІДСТАНЦІЯ, АЛЬТЕРНАТИВНЕ ДЖЕРЕЛО ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

ВСТУП

Сьогодні у світовій економіці проводиться переоцінка енергетичної політики в зв'язку з розумінням реальної перспективи вичерпності запасів органічного палива, що безпосередньо буде визначати вартісні зміни витрат на видобуток, а також енергетичну безпеку країну. Почалась переоцінка забезпечення країни власними енергетичними ресурсами для сфери споживання. До цих енергетичних ресурсів відносяться відновлювані джерела енергії (ВДЕ), або як їх називають - нетрадиційні джерела енергії (НДЕ).

Актуальність теми дослідження. Сонячна радіація, енергія вітру, малі річки та водостоки, біомаса (деревини, побутових та сільськогосподарських відходів, лісозаготівель, деревообробної і целюлозо-паперової промисловості), геотермальна енергія, а також розсіяна теплова енергія (тепло повітря, води, океанів, морів та водоймищ) є відновлюваними джерелами енергії. Основна перевага відновлюваних джерел енергії – їх невичерпності та екологічна чистота що не дає можливість забруднювати повітря.

Зв'язок роботи з науковими програмами. Робота відповідає науковим напрямам роботи кафедри «Інтелектуальні системи енергопостачання» Українського державного університету науки і технологій.

Метою дипломної роботи є розробка теоретичних та практичних підходів для поєднання традиційних та альтернативних джерел електроенергії для їх безперебійної роботи. Для досягнення мети були вирішені наступні задачі:

- визначити струми короткого замикання в електромережі без приєднання альтернативного джерела;
- визначити струми короткого замикання в електромережі з приєднанням альтернативного джерела;
- виконати варіантні розрахунки з різними потужностями.

Наукова новизна результатів полягає в визначенні сумісності потужностей для безперебійної роботи в електромережах з використанням фотоелектричної генерації електроенергії, як додаткового.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 7 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Публікації:

- Хорбенко Р. О. Дослідження параметрів короткого замикання при впровадженні джерел фотоелектричної генерації електроенергії: матеріали Чотирнадцятої міжнародної науково-практичної конференції студентів і молодих вчених імені Георгія Кірпи «Сучасні транспортні технології» // Збірник наукових праць / Під загальною редакцією О. Возняка; ЛІ УДУНТ; Львів, 2022. 102 - 103 с.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | 8 |

1. ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1 Основні причини переходу до відновлюваних джерел енергії

Сучасний період розвитку людства іноді характеризують через енергетику, економіку та екологію. Енергетика в цьому ряді займає особливе місце. Вона є визначальною і для економіки, і для екології. Від неї у вирішальній мірі залежить економічний потенціал держав і добробут людей. Вона ж надає найбільш сильний вплив на навколишнє середовище, екосистеми і біосферу в цілому. Найгостріші екологічні проблеми (зміна клімату, кислотні опади, загальне забруднення середовища та інші) прямо або опосередковано пов'язані з виробництвом, або з використанням енергії. Енергетиці належить першість не тільки в хімічному, а й в інших видах забруднення: тепловому, аерозольному, електромагнітному, радіоактивному. Тому не буде перебільшенням сказати, що від вирішення енергетичних проблем залежить можливість вирішення основних екологічних проблем. Енергетика - це та галузь виробництва, яка розвивається небачено швидкими темпами. Немає підстави очікувати, що темпи виробництва та споживання енергії в найближчій перспективі істотно зміняться (деяке уповільнення їх у промислово розвинених країнах компенсується зростанням енергоозброєності країн третього світу).

В даний час енергетичні потреби забезпечуються в основному за рахунок трьох видів енергоресурсів: органічного палива, води і атомного ядра. Енергія води і атомна енергія використовуються людиною після перетворення її в електричну енергію. У той же час значна кількість енергії, закладеної в органічному паливі, використовується у вигляді теплової, і тільки частина її перетворюється в електричну. Однак і в тому і в іншому випадку вивільнення енергії з органічного палива пов'язано з його спалюванням, а, отже, і з надходженням продуктів горіння в навколишнє середовище.

Основні причини, що вказують на важливість якнайшвидшого переходу до альтернативних джерел енергії наступні.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 9 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Глобально-екологічна: сьогодні загальновідомий і доведений факт згубного впливу на навколишнє середовище традиційних енергодобуваючих технологій (в т.ч. ядерних і термоядерних), їх застосування неминуче веде до катастрофічного змiну клімату вже в перших десятиліттях ХХІ століття.

Політична: та країна, яка першою в повній мірі освоїть альтернативну енергетику, здатна претендувати на світову першість і фактично диктувати ціни на паливні ресурси. Дана причина являється особливо актуальною в сьогоднішній кризовій політично-економічній ситуації.

Економічна: перехід на альтернативні технології в енергетиці дозволить зберегти паливні ресурси країни для переробки в хімічній та інших галузях промисловості. Крім того, вартість енергії, виробленої багатьма альтернативними джерелами, вже сьогодні нижче вартості енергії з традиційних джерел, та й терміни окупності будівництва альтернативних електростанцій істотно коротше. Ціни на альтернативну енергію знижуються, на традиційну - постійно зростають.

Соціальна: чисельність і щільність населення постійно зростають. При цьому важко знайти райони будівництва АЕС, ГРЕС, де виробництво енергії було б рентабельно і безпечно для навколишнього середовища. Загальновідомі факти зростання онкологічних та інших важких захворювань в районах розташування АЕС, великих ГРЕС, підприємств паливно-енергетичного комплексу, добре відома шкода, що наноситься гігантськими рівнинними ГЕС, - все це збільшує соціальну напруженість.

Еволюційно-історична: у зв'язку з обмеженістю паливних ресурсів на Землі, а також експоненціальним наростанням катастрофічних змін в атмосфері і біосфері планети існуюча традиційна енергетика представляється тупиковою; для еволюційного розвитку суспільства необхідно негайно розпочати поступовий перехід на альтернативні джерела енергії.

До альтернативних джерел енергії належать відновлювані - вітер, сонячне випромінювання, геотермальна енергія, енергія морів і океанів тощо. Основною їх перевагою є те, що всі вони екологічно чисті.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 10 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Для території розташування України найперспективнішими являються можливості використання енергії сонця та вітру. Інші види альтернативних джерел енергії являються або неможливими для використання (енергія морів та океанів, геотермальна енергія), або мало перспективними для сьогоденного застосування (енергія перетворення біомаси).

1.2 Перспективи при впровадженні джерел фотоелектричної генерації електроенергії

Сонце - найпотужніше джерело екологічно чистої енергії. В середньому енергетичний еквівалент 22 днів сонячного сяйва за сумарною потужністю, що приходить на Землю, дорівнює всім запасам органічного палива на Землі. За рік на Землю приходить 10^{18} кВт·год сонячної енергії, всього 2% якої еквівалентні енергії, одержуваної від спалювання 2×10^{12} т умовного палива. Ця величина порівнянна зі світовими паливними ресурсами - 6×10^{12} т умовного палива.

На кожний 1 м^2 поверхні земної атмосфери падає 1300 Вт сонячної енергії. Інтенсивність сонячного випромінювання, яке досягає Землі, залежить від кількох факторів, передусім від географічної широти місцевості. Найбільша вона на екваторі (до 2300 кВт/м^2 на рік), а на широті України становить близько 1000 кВт/м^2 на рік.

Одним із перспективних напрямків використання сонячної енергії є застосування джерел фотоелектричної генерації електроенергії або сонячних батарей.

Сонячна батарея це кілька об'єднаних фотоелектричних перетворювачів (фотоелементів) - напівпровідникових пристроїв, які прямо перетворюють сонячну енергію в постійний електричний струм.

В основі їх роботи - фотоелектричний ефект, що полягає в генерації струму під впливом сонячних променів в напівпровідникових матеріалах.

Сонячні елементи, принцип роботи яких заснований на фотоелекті, створюються вже давно. Головні труднощі при їх виробництві полягають в підборі матеріалів, здатних генерувати достатньо потужний струм. Перші досліди проводилися з селеновими елементами, але їх ефективність була вкрай

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 11 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

мала (близько 1%). Зараз у фотоелементах використовується в основному кремній, продуктивність таких пристроїв становить близько 22%. Крім того, постійно розробляються нові зразки фотоелементів (наприклад, з використанням арсеніду галію або індію), що мають більш високий ККД. Максимальна ж ефективність сонячних батарей на сьогоднішній день складає 44,7% .

Але такі елементи дуже дорогі і поки що виготовляються тільки в лабораторних умовах. Широке ж поширення набули фотоелектричні елементи на базі монокристалічного або полікристалічного кремнію, а також тонкоплівкові елементи.

По суті, класична сонячна батарея - це кілька об'єднаних між собою фотоелектричних елементів, поміщених в захисний корпус з прозорим верхом. Її головними елементами є саме фотоелементи, які перетворюють падаючі на них промені сонця в електрику.

Можливе створення системи електропостачання на сонячних батареях різної складності. Найбільш проста система має на виході низьку напругу постійного струму (зазвичай 12 або 24 В). Такі системи застосовуються для забезпечення роботи освітлення і невеликого навантаження постійного струму.

Зазвичай типова схема такої системи застосовується, якщо максимальна відстань від акумулятора до найдалшого підключеного навантаження не перевищує 10-15 м, а її потужність - не більше 100 Вт.

При цьому треба стежити за тим, щоб падіння напруги при всіх включених споживачах в самій далекій точці було в межах допустимого (звичайно не більше 10%).

Якщо навантаження перевищує зазначені рекомендовані максимальні значення, або споживачі електроенергії знаходяться на значній відстані від акумулятора, необхідно додати в систему інвертор. Інвертор - пристрій, що перетворює постійний струм напругою 12 В у змінний струм напругою 220 В. У цьому випадку можна жити практично будь-яке побутове навантаження сумарною потужністю, що не перевищує потужність інвертора.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 12 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Система електропостачання автономного споживача електроенергії з виходом змінного і постійного струму на базі фотоелектричної сонячної батареї представлена на рис 1.1 та включає в себе компоненти:

- сонячна батарея необхідної потужності;
- контролер заряду акумуляторної батареї, який запобігає згубні для батареї глибокий розряд і перезаряд;
- батарея акумуляторів (АБ);
- інвертор, що перетворює постійний струм в змінний.

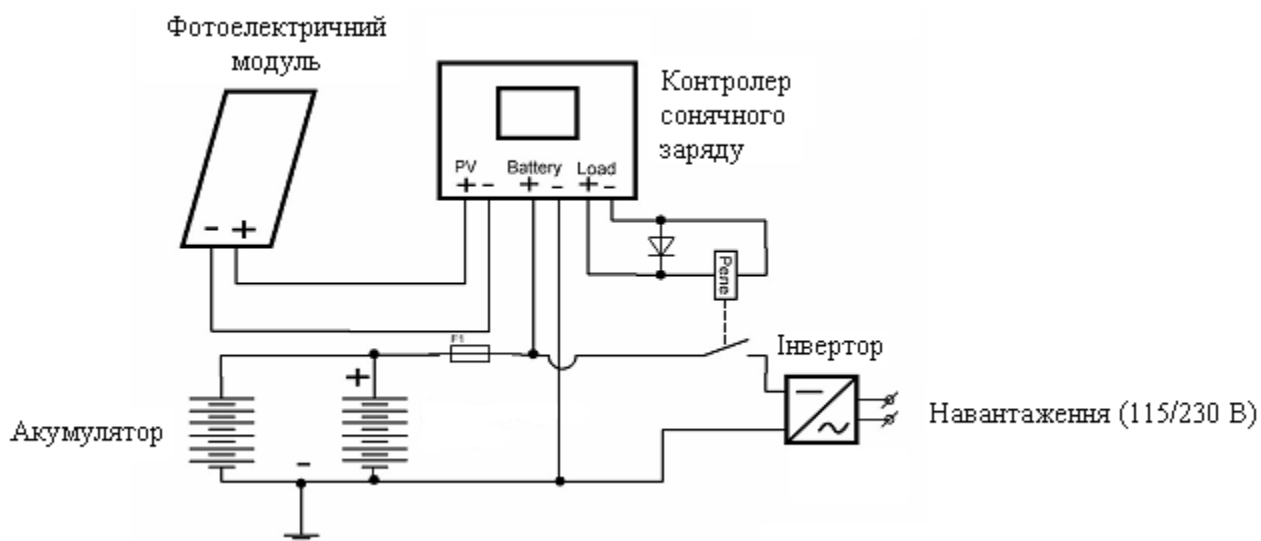


Рисунок 1.1 – Система електропостачання споживача електроенергії

Контролер заряду - пристрій, призначений для управління режимами заряджання та розряджання акумуляторних батарей. Контролер заряду відіграє важливу роль в експлуатації системи; регулює заряд акумуляторів (що сприяє збільшенню терміну експлуатації об'єкта).

Акумулятор слугує для зберігання заздалегідь накопиченої енергії.

Використання сонячних батарей (тобто фотоелектричних перетворювачів) для виробництва електроенергії має дві суттєві переваги: мобільність та довговічність. У сонячному елементі немає рухомих частин, термін його використання становить приблизно 30 років. За цей час елемент, на виготовлення якого витрачено лише 1 кг сонячного кремнію, може дати стільки само електроенергії, скільки виробить ТЕС зі 100 т нафти або АЕС - з 1 кг збагаченого урану.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 13 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Нині альтернативні джерела електроенергії нестримно розвиваються, збільшується кількість постачальників і змінюються умови надання послуг з електропостачання. Україна за останні декілька років добила значного прогресу в розвитку джерел альтернативної електричної енергії, зокрема і сонячних електростанцій (СЕС).

Наприклад, у 2019 році в нашій країні було вироблено в сукупності 1,8 гігават «зеленої» електроенергії. У порівнянні з більшістю розвинених країн, це невеликі обсяги. Однак стабільний приріст генерації сонячної енергії оцінюється в 30-40% за рік. Що вже до 2030-35 років дозволить Україні вийти в число держав, які здатні покрити до ¼ своїх потреб в енергії за рахунок альтернативних джерел.

Інші країни Європи, зважаючи на політично-економічну кризу та зменшення залежності від викопного палива, можуть за цей же період збільшити до 60% виробітку «зеленої» електроенергії в рік. До 2050 року найбільш розвинені європейські країни, такі як Німеччина, Франція та Великобританія, зможуть «похвастати» річними обсягами побуту сонячної енергії на 85% від загального обсягу. І повністю відмовитися від двигунів внутрішнього згорання на території ЄС.

На сьогодні у світі існують приклади успішного впровадження використання електроенергії, отриманої від відновлюваних джерел, в системі електричної тяги. Так, наприклад, у 2011 році було відкрито рух поїздів за маршрутом Париж-Амстердам з використанням енергії сонця від фотобатарей, встановлених на маршруті руху поїзда. На сьогоднішній день в Україні також реалізовано пілотний проект паралельної роботи СЕС та зовнішньої системи електропостачання для живлення шин 10 кВ на тяговій підстанції Самбір.

Науково-практичні аспекти розробки і впровадження систем децентралізованого виробництва як традиційної, так і альтернативної енергетики малої і середньої потужності досліджені у багатьох наукових роботах відомих вітчизняних і зарубіжних вчених. На думку вчених, децентралізація виробництва електроенергії є важливою складовою інноваційно-технологічного забезпечення структурного реформування

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 14 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

енергетичної галузі з метою підвищення її ефективності і дозволяє, серед іншого, зменшити втрати електроенергії при транспортуванні через максимальне наближення джерела до споживача, зменшити число і довжину магістральних ЛЕП, зменшити наслідки аварій на центральних електростанціях і головних ЛЕП, забезпечити взаємне багатократне резервування електрогенеруючих потужностей.

Сферами застосування джерел розподіленої генерації на залізничному транспорті, як слідує з аналізу наукових публікацій, можуть бути наступні напрями: об'єкти залізничного транспорту в регіонах з нестійким електропостачанням; створення транспортно-енергетичних коридорів, що поєднують траси залізниць і автомобільних доріг, високовольтні лінії електропередач і лінії зв'язку; підвищення якості електроенергії; живлення автономних об'єктів інфраструктури залізничного транспорту з використанням нетрадиційних поновлюваних джерел енергії. Установки розподіленої генерації можуть бути застосовані для зниження відхилень і несиметрії напруги в системах електропостачання нетягових споживачів. Реалізовані пілотні проекти по застосуванню сонячної енергії для потреб залізничного транспорту показують їх високу технологічність і ефективність.

У розрізі розвитку нетрадиційних джерел електричної енергії та інтеграції їх у загальну енергетичну систему держави, зокрема сонячних електростанцій, виникає задача щодо погодження передпроектної та проектної документації суб'єктів господарювання та окремих компаній, а також технічних умов на приєднання названих типів генерації до електричних мереж Укрзалізниці. При цьому необхідно мати на увазі, що електричні мережі Укрзалізниці мають специфічні особливості функціонування пов'язані, в першу чергу, з необхідністю забезпечення безпеки руху поїздів та нестационарним характером електроспоживання.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 15 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

1.3 Вплив відновлюваних джерел електроенергії на роботу електричних мереж

Впровадження відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) впливає на розподільні електромережі (ЕМ) енергосистем. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування ЕМ. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер.

Встановлення відновлюваних джерел електроенергії в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямки потоків потужності. При цьому слід виділити три ситуації щодо вузлового навантаження і ВДЕ:

1. Власне навантаження кожного вузла в ЕМ більше або дорівнює вихідній потужності ВДЕ, підключених до цього вузла.

2. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла, але сумарна потужність ВДЕ даної ЕМ у цілому менша, ніж її сумарне навантаження.

3. В ЕМ існує щонайменше один вузол, де вихідна потужність ВДЕ більша, ніж власне навантаження цього вузла і сумарна потужність джерел ВДЕ даної ЕМ в цілому більша, ніж її сумарне навантаження.

У першому випадку встановлені ВДЕ в ЕМ будуть впливати на зменшення втрат потужності в розподільній ЕМ. У другому випадку ВДЕ можуть перманентно збільшувати втрати потужності у деяких лініях електропередачі розподільної ЕМ, але, в цілому, сумарні втрати потужності в ЕМ знижуються. У третьому випадку сумарні втрати потужності всієї розподільної ЕМ будуть більше, ніж до встановлення ВДЕ. При цьому досить невдалою є ситуація, коли відбувається транспортування електричної енергії в зворотному напрямку, тобто із кінця ЕМ до її головної ділянки. Це пов'язано з тим, що переріз проводів ЛЕП в розподільних мережах, як правило, зменшується від головної ділянки ЛЕП до її кінця, а, як відомо, опір ЛЕП та її втрати залежать від перерізу проводів, що також негативно впливає на величину втрат потужності в ЕМ.

Таким чином, встановлення ВДЕ може як збільшувати, так і зменшувати

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 16 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

втрати потужності в ЕМ, що в основному залежить від місць розташування, потужності та рівня впровадження ВДЕ в ЕМ.

Можна виділити два різновиди впливу:

По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ. У традиційних розподільних мережах, тобто в ЕМ радіального типу, зниження напруги відбувається вздовж напрямку електропостачання споживачів, від головної ділянки ЛЕП до її кінця. Після встановлення ВДЕ в такій ЕМ відбувається зниження навантаження живильного фідера, а напруга вздовж ЛЕП може збільшуватися. Таким чином, величина зміни напруги залежить від місць встановлення ВДЕ та їхньої потужності.

По-друге, вплив ВДЕ на коливання напруги в ЕМ. У традиційній розподільній ЕМ, активне та реактивне навантаження вузлів змінюється з часом, що викликає певні коливання рівня напруги в ЕМ. У напрямку від головної ділянки до кінця ЛЕП коливання напруги, як правило, збільшується. Якщо навантаження сконцентровано в основному біля кінця ЛЕП, то рівень напруг буде коливатися більш інтенсивно. Після приєднання до розподільної ЕМ джерел ВДЕ останні будуть впливати на коливання рівнів напруги у вузлах, збільшуючи або зменшуючи їх. У випадку, коли ВДЕ працюють узгоджено з місцевим навантаженням, тобто, їхня потужність збільшується (зменшується) при збільшенні (зменшенні) навантаження у вузлах, вони будуть демпфірувати коливання напруги. Але, коли ВДЕ працюють неузгоджено з місцевим навантаженням, оскільки потужність ВДЕ залежить від первинних ресурсів і вихідні характеристики яких складно контролювати (такі як інтенсивність випромінювання сонячного світла тощо), то у такій ситуації ВДЕ можуть значно збільшити коливання напруги в ЕМ. Крім того, деяким ВДЕ (наприклад ВЕС, фотогальванічні елементи) притаманне сильне коливання вихідної потужності, що суттєво впливає на коливання рівнів напруги у вузлах ЕМ, ефект тим сильніший, чим більша встановлена потужність ВДЕ.

Встановлення ВДЕ у розподільних ЕМ має досить суттєвий вплив на якість електричної енергії:

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 17 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

По-перше, ВДЕ призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних ВДЕ в розподільних ЕМ, раптовій зміні вихідної потужності ВДЕ, взаємодії між ВДЕ і регулюючими пристроями.

По-друге, ВДЕ можуть генерувати в ЕМ гармоніки високих порядків, при цьому ВДЕ або самі по собі можуть бути джерелами гармонік вищих порядків або приєднуватися до розподільної ЕМ через інвертор, який генерує в мережу гармоніки вищих порядків, що характерно для фотогальванічних елементів.

Оскільки традиційні розподільні ЕМ - це мережі радіального типу, то перетік потужності є однонаправленим від головної ділянки до кінцевих споживачів, і в більшості аварійних випадків використовується миттєвий струмовий захист. Як правило, релейний захист (РЗ) розподільних ЕМ проектується з встановленням реле максимального струму та обладнання автоматичного повторного ввімкнення (АПВ) на головному фідері живильних підстанцій і плавких запобіжників у гілках ЕМ. Для забезпечення захисту розподільних ЕМ на практиці виконується відключення ЛЕП, де виникла аварія, ізолювання пошкодженого елемента (ділянки ЛЕП) та повторне ввімкнення лінії. Але вказаний підхід до РЗ розподільних ЕМ не розрахований на існування додаткових джерел потужності, таких як ВДЕ, у зв'язку з чим виникає низка проблем:

По-перше, це проблема, пов'язана із використанням досить поширених у розподільних ЕМ пристроїв АПВ разом із ВДЕ. Безструмова пауза при роботі АПВ, як правило, триває частки секунди, що не завдає великих збитків споживачам. У випадку, коли захист ВДЕ не спрацював під час безструмової паузи АПВ, таке джерело залишається підключеним до ЕМ і буде намагатися підтримувати напругу у мережі. Отже електрична дуга не буде затухати і пошкодження не буде самоліквідовано, що призведе до значної перерви у електропостачанні. При цьому слід зазначити, що, навіть якщо ВДЕ буде відключене протягом безструмової паузи АПВ, час, відведений на ліквідацію дуги, зменшується на час роботи РЗ альтернативних джерел електроенергії.

Таким чином, щоб уникнути появи цих небажаних ситуацій при

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 18 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

експлуатації ЕМ повинна бути вирішена задача координації роботи АПВ з роботою РЗ альтернативних джерел електроенергії. Застосування більш довгих безструмових пауз є одним із можливих способів розв'язання вказаної проблеми, хоч це може призводити до погіршення якості електричної енергії.

По-друге, це значне ускладнення побудови систем РЗ мереж із встановленими пристроями ВДЕ. Наприклад, при виникненні коротких замикань (КЗ) за межами фідеру, що включає альтернативні джерела електроенергії, але в межах однієї підстанції, ВДЕ бере участь у живленні КЗ. У цій ситуації може спрацювати реле, яке знаходиться на початку ЛЕП з ВДЕ, що можливо, коли не враховувати напрямок протікання струму. Використання направлених або навіть диференційних систем РЗ у розподільних ЕМ дозволяє вирішити цю проблему.

Також існує і проблема, пов'язана з роботою РЗ розподільних ЕМ, що в літературі отримала назву «засліплення» РЗ. Вона може проявлятися, коли ВДЕ знаходяться між точкою КЗ і живильним фідером. ВДЕ бере участь у живленні КЗ і тим самим збільшує рівні струмів КЗ. Але струм КЗ, що проходить через живильний фідер, фактично зменшується через участь альтернативних джерел електроенергії, що може відбуватися, коли сумарний струм КЗ розподіляється між різними джерелами.

Таким чином, РЗ в розподільних ЕМ в певних умовах не завжди працює відповідним чином у аварійних ситуаціях, для яких він був спроектований до встановлення ВДЕ. Слід також відзначити, що підключення ВДЕ може призводити до затримки роботи РЗ живильного фідера - це обумовлюється часом роботи захисту самих відновлюваних джерел електроенергії .

Якщо ВДЕ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли ВДЕ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись. Наприклад, в ЕМ, де є достатня кількість ВДЕ і їхня робота не скоординована між собою, буде відбуватися зниження надійності системи. Також, можливе зниження рівня надійності електропостачання може відбуватися при високій концентрації

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 19 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

відновлюваних джерел електроенергії одного типу (наприклад, при концентрації фотогальванічних елементів, потужність яких залежить від інтенсивності сонячного випромінювання).

При цьому досить гостро постає проблема автономної роботи альтернативних джерел електроенергії, так звана проблема енергоостровів. ВДЕ, як правило, не призначені для живлення фрагментів ЕМ самостійно, бо вони не в змозі підтримувати адекватний рівень якості електричної енергії. Тому випадки знеструмлення ЕМ повинні виявлятися пристроями захисту ВДЕ і останні повинні відключатися від ЕМ. При цьому, враховуючи існуючі в енергосистемах розвинених країн вимоги стандартів, ВДЕ повинні за 100—300 мс переключитися на автономне навантаження. Це призвело до розвитку досліджень з розробки різних засобів виявлення режимів енергоостровів із залученням як пасивних, так і активних методів. Пасивні методи передбачають проведення замірів напруги або частоти, також розроблено методи, що враховують швидкості зміни цих параметрів. Останні більш надійні, ніж застосування простих реле напруги або частоти, але вони мають «мертві зони». Активні методи виявлення енергоостровів генерують в мережу тестові сигнали на частоті, що звичайно перевищує промислову, і за вимірними значеннями визначають наявність напруги на живильному фідері. Подібні пристрої в Україні розробляються в Інституті електродинаміки НАН України. Таким чином, можна зазначити, що встановлення відновлюваних джерел електроенергії призводить до значного підвищення надійності електропостачання лише певних споживачів.

Більш ефективним засобом підвищення надійності електропостачання при виникненні порушень в енергосистемі є формування енергоостровів, які не обмежуються лише ВДЕ і автономним навантаженням, а охоплюють певні фрагменти ЕМ із збалансованою генерацією та навантаженням. Вказане рішення дозволяє більш ефективно використовувати встановлену потужність відновлюваних джерел електроенергії, суттєво підвищити надійність розподільних ЕМ та розширити зону охоплення електроспоживачів.

У випадку, коли з'являється велика кількість додаткових взаємозв'язків, що

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 20 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

характерно для ВДЕ, це серйозно впливає на проектування та експлуатацію розподільних ЕМ, а також на надійність і безпеку системи в цілому. Це вимагає внесення відповідних змін у традиційні методи планування розподільних ЕМ.

По-перше, поява альтернативних джерел електроенергії в розподільних ЕМ вносить значно більше невизначеності в прогнозування навантажень, планування та експлуатацію ЕМ. Крім того, ВДЕ при «правильному» розміщенні знижують втрати електроенергії в ЕМ і це може в певній мірі відстрочити або зменшити обсяги необхідних інвестицій у модернізацію та розвиток розподільних ЕМ. Але, якщо місця встановлення і потужність відновлюваних джерел визначені не оптимально, це неминуче призведе до збільшення втрат електричної енергії, недопустимих відхилень напруги в певних вузлах мережі, а також може змінити значення, тривалість та напрямки струмів КЗ. Таким чином, для того, щоб прийняти оптимальне рішення щодо планування розвитку розподільних ЕМ, необхідно зробити точну оцінку впливу відновлюваних джерел на розподільну мережу, тобто повинні бути розроблені відповідні програмні та технічні засоби, які здатні точно оцінити вплив ВДЕ на мережу, визначити оптимальні місця розташування і потужність даних джерел, роблячи поступове збільшення об'ємів впровадження ВДЕ у розподільних ЕМ безпечним та ефективним.

По-друге, планування розвитку традиційних розподільних ЕМ, здебільшого, охоплює період від 5 до 20 років. Як правило, навантаження електричних мереж зростає планомірно з кожним роком. Постійно виникають нові вузли навантаження в результаті будівництва нових підстанцій. У зв'язку з обчислювальними проблемами, пов'язаними з розмірністю задачі розрахунку режимів (як правило, розглядаються тисячі вузлів), у випадку, коли число нових генераторних вузлів буде стрімко зростати, виникнуть ускладнення при визначенні оптимального плану розвитку ЕМ (оптимальні програми, що враховують витрати на капітальне будівництво, на технічне обслуговування і мінімальні втрати потужності).

По-третє, у споживачів або незалежних виробників електроенергії, які

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 21 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

хотіли б встановити альтернативні джерела електроенергії у розподільних ЕМ, будуть виникати протиріччя із енергопостачальними компаніями, що хочуть зберегти існуючий рівень керованості та безпеки ЕМ. Тому встановлення великої кількості альтернативних джерел в розподільних ЕМ суттєво вплине на структуру самої ЕМ, в результаті чого вона поступово буде зменшувати залежність від транзитної мережі та централізованих електростанцій. З метою забезпечення необхідного рівня безпеки ЕМ та необхідної якості електричної енергії ВДЕ повинні мати можливість гнучкого керування. Таким чином, характеристики ЕМ з традиційними живильними фідерами з однонаправленими потоками зазнають значних змін. При цьому виникне низка проблем, пов'язаних з регулюванням напруги та підтриманням балансу реактивної потужності. Для їхнього вирішення необхідно встановлювати додаткове обладнання для контролю та регулювання ВДЕ, які будуть інтегровані в існуючу розподільну ЕМ. Це пов'язано не тільки з необхідністю модернізації існуючих автоматизованих систем розподілу та обліку електричної енергії, а також зміни ідеології керування ЕМ і переходу від пасивних до активних систем керування.

Зважаючи на зазначене, на шляху широкого застосування ВДЕ в ЕМ України будуть виникати певні технічні проблеми. Причому вони будуть різними на різних етапах. На *першому етапі*, що характеризується наявністю в ЕМ одиничних відновлюваних джерел електроенергії, як правило, будуть виникати в основному проблеми, що пов'язані із переоснащенням ЕМ.

1. Необхідно не тільки модифікувати існуючі системи РЗ, а й замінити їх на нові. Максимальні струмові захисти, що найбільш поширені в розподільних ЕМ, необхідно замінити на направлені та/або диференційні системи РЗ.

2. Заміна комутаційного обладнання (у зв'язку з збільшенням струмів КЗ).

3. Встановлення відповідних технічних засобів «виділення» відновлюваних джерел електроенергії у роботу на автономне навантаження (режим енергоостровів).

4. Визначення експлуатаційних схем та розробка технічного

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 22 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

забезпечення (пристроїв синхронізації енергоостровів ВДЕ із основною мережею, відповідної автоматики регулювання частоти та напруги тощо) для роботи відновлюваних джерел в режимі живлення певних фрагментів ЕМ при аварії в основній ЕМ.

Коли відносна частка за потужністю встановлених ВДЕ досягне 5-10% або більше від генерації на централізованих електростанціях, то настане другий етап розвитку ЕМ з новими проблемами:

1. Невідповідність традиційних підходів до планування і керування усталеними та післяаварійними режимами ЕМ тим задачам, що виникають при високому ступені впровадження відновлюваних джерел електроенергії.

2. Забезпечення стійкості режимів роботи розподільних мереж, особливо із значним впровадженням відновлюваних джерел енергії. Проведення оптимізації усталених режимів розподільних ЕМ з високим ступенем впровадження ВДЕ.

Окрім визначених технічних проблем існує ще одна проблема, яка їм передуює - визначення оптимальних місць встановлення та потужності відповідних відновлюваних джерел електроенергії. Проведені дослідження показують, що місця встановлення та потужність ВДЕ суттєво впливають на низку характеристик ЕМ (втрати електричної енергії, рівні напруги у вузлах ЕМ, струми у гілках ЕМ та струми КЗ), що, в свою чергу, впливає на вибір електроенергетичного обладнання, планування та прогнозування режимів роботи тощо. Ця проблема вирішується лише за умови застосування системного підходу, що дозволить уникнути нераціонального використання ресурсів та потенційних можливостей відновлюваних джерел електроенергії.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 23 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

2. МЕТОД РОЗРАХУНКУ КОРОТКИХ ЗАМИКАНЬ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

2.1 Система відносних одиниць

Струми к.з. необхідно знати для вибору обладнання і налаштування релейного захисту. Для вибору струмоведучих частин та обладнання необхідно розраховувати найбільші струми к.з., тобто коли енергосистема працює в максимальному режимі (включені в роботу резервні трансформатори). Для налаштування релейного захисту необхідно розраховувати найменші струми к.з., тобто коли енергосистема працює в мінімальному режимі. Струм к.з. залежить від сумарного опору від генераторів до точки к.з. і від напруги в цій точці. Сумарний опір складається з опору системи (весь опір від генераторів до вхідних шин) та безпосередньо внутрішнього опору схеми від вхідних шин до точки к.з. Параметри системи можуть бути задані потужністю короткого замикання на вхідних шинах ($S_{кз}$), або струмом к.з. ($I_{кз}$). При розрахунках в відносних базисних одиницях необхідно задатись базовою потужністю. Зазвичай приймають $S_b = 100$ або 1000 МВА.

Відносним значенням деякої розмірної або відносної величини називають виражене в долях або відсотках від деякого наперед заданого параметру (базисного параметру). За основу (базу) розрахунку може бути прийнятий будь-який режим, наприклад номінальний, тоді параметри будь-якого іншого режиму можна виразити в долях відповідних номінальних величин:

$$U_{*ном} = \frac{U}{U_{ном}}, \quad (2.1)$$

$$I_{*ном} = \frac{I}{I_{ном}}, \quad (2.2)$$

$$S_{*ном} = \frac{S}{S_{ном}}, \quad (2.3)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 24 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

$$x_{*ном} = \frac{x}{x_{ном}}, \quad (2.4)$$

Отримані таким чином параметри являються відносними (індекс «зірочка» показує, що параметр виражений у відносних одиницях, а індекс ном. – що він віднесений до номінального параметру даного елемента). При розрахунку струму к. з. у відносних одиницях виражають опори елементів кола короткого замикання. Приведений вище вираз (2.4) можна перетворити замінивши в ньому:

$$x_{ном} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{ном}}, \text{ тоді отримаємо } x_{*ном} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{ном} \cdot x}{U_{ном}}, \quad (2.5)$$

де $I_{ном} \cdot x$ – спад напруги в опорі x ,

$\frac{U_{ном}}{\sqrt{3}}$ – номінальна напруга фази електричної мережі.

Звідси випливає, що відносний номінальний опір дорівнює відношенню спаду напруги на опір даного елемента мережі при протіканні через нього номінального струму до номінальної напруги фази. Помноживши в виразі (2.5) на $U_{ном}$ чисельник і знаменник, отримаємо:

$$x_{*ном} = x \cdot \frac{S_{ном}}{U_{ном}^2}. \quad (2.6)$$

Відносні параметри можна визначити по відношенню до будь-якої іншої системи величин, що покладена в основу розрахунку і названа базисною. За базисну потужність приймають суму номінальних потужностей генераторів в тисячах кіловат ампер, тобто:

$$S_б = S_{НГ\Sigma},$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 25 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

якщо відомі їх потужності; зручне для обчислень ціле число (найчастіше 100 тис. кВА, якщо точка к. з. живиться від джерела необмеженої потужності, або потужність джерел живлення(генераторів) невідома).

В якості розрахункової напруги приймають середню лінійну напругу U_{cp} тієї ступені, де розраховується струм к. з. (напруга на початку та в кінці лінії різна за величиною).

Розрахункові напруги вище номінальних приблизно на 5%.

Значення розрахункових напруг U_{cp} : 0,133; 0,23; 0,4; 0,525; 3,15; 6,3; 10,5; 15,75; 26,2; 37; 115; 162; 230; 420; 525 кВ.

2.2 Відносний базисний опір

Базисну потужність для всіх елементів к. з. приймають одну і ту ж; а базисний струм I_{σ} для елементів кола з різними розрахунковими напругами при цій потужності визначають наступним чином:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (2.7)$$

Відносний базисний опір визначають за формулами, аналогічними до (2.5), (2.6):

$$x_{*\sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\sigma} \cdot x}{U_{\sigma}}, \quad (2.8)$$

$$x_{*\sigma} = x \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}. \quad (2.9)$$

В довідкових каталогах та заводських матеріалах наводять відносні номінальні параметри обладнання.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 26 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Відносний базисний опір можна визначити за відомим відносним номінальним опором, який в свою чергу можна знайти в довіднику. Для цього перетворимо вираз (2.6) та отримаємо:

$$x = x_{*ном} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}. \quad (2.10)$$

Підставивши у вираз (2.9) отримані значення x отримаємо формулу:

$$x_{*б} = x_{*ном} \cdot \frac{U_{ном}^2 \cdot S_{б}}{S_{ном} \cdot U_{б}^2}. \quad (2.11)$$

Генератори в каталогах характеризуються відносним над перехідним опором x_d'' , потужністю $S_{ном.г}$ і напругою $U_{ном.г}$ (рис. 2.1).

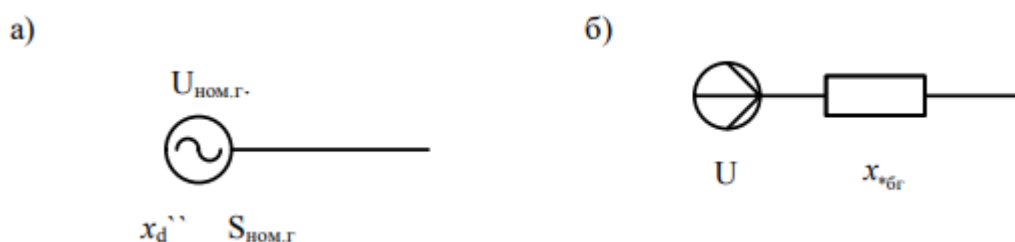


Рисунок 1.1 – Розрахункова (а) та схема заміщення (б) для генератора

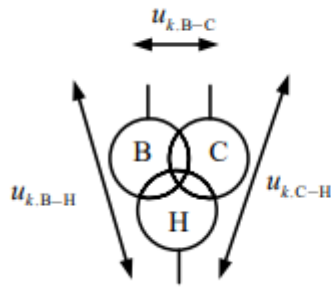
Враховуючи, що $x_d'' = x_{*ном} \cdot U_{ном.г} = U_{cp}$, отримаємо із виразу (2.11):

$$x_{*бг} = x_d'' \cdot \frac{S_{ном}}{S_{ном.г}}. \quad (2.12)$$

Триобмоткові трансформатори характеризуються в каталогах трьома напругами к. з. для кожної пари обмоток $u_{к.В-С}$, $u_{к.В-Н}$, $u_{к.В-С}$ (рис. 2.2).

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 27 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

а)



б)

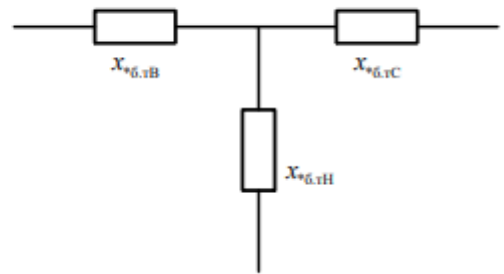


Рисунок 1.2 – Розрахункова (а) та схема заміщення (б) для триобмоткового трансформатора

Індекси показують до якої пари обмоток відносяться u_k (В – високої напруги, Н – низької, С – середньої). При розрахунку кожна обмотка трансформатора представляється як окремий елемент кола к. з. зі своїм опором (рис. 2.3, б). Вирішивши систему рівнянь:

$$\begin{cases} u_{k.B-C} = u_{k.B} + u_{k.C} \\ u_{k.B-H} = u_{k.B} + u_{k.H} \\ u_{k.C-H} = u_{k.C} + u_{k.H} \end{cases}$$

можна знайти для кожної обмотки:

$$\begin{aligned} u_{k.B} &= 0,5 \cdot (u_{k.B-C} + u_{k.B-H} - u_{k.C-H}) \\ u_{k.C} &= 0,5 \cdot (u_{k.B-C} + u_{k.C-H} - u_{k.B-H}) \\ u_{k.H} &= 0,5 \cdot (u_{k.B-H} + u_{k.C-H} - u_{k.B-C}) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Використовуючи отримані $u_{k.B}, u_{k.C}, u_{k.H}$ можна отримати відносний базисний опір кожної обмотки трансформатора:

$$\begin{aligned} x_{*б.тВ} &= \frac{u_{k.B\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.т}} \\ x_{*б.тС} &= \frac{u_{k.C\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.т}} \\ x_{*б.тН} &= \frac{u_{k.H\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.т}} \end{aligned} \quad (2.14)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 28 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Формули використовуються в розрахунках відносних опорів трансформаторів тоді, коли при к. з. струм протікає до точки к. з. по всім трьом обмотках. Однак часто при к. з. на стороні низької напруги струм протікає по обмоткам високої та низької напруги і відсутній в обмотці середньої напруги, а при к. з. на стороні середньої напруги - відсутній в обмотці низької напруги. В такому випадку трансформатор можна розглядати як двохобмотковий і розраховувати відносну базисну напругу двох обмоток по їх напрузі к. з., використовуючи вираз (2.14).

$$x_{*\bar{\sigma}.mB-C} = \frac{u_{k.B-C} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.т}} \quad (2.15)$$

$$x_{*\bar{\sigma}.mB-H} = \frac{u_{k.B-H\%} \cdot S_{\bar{\sigma}}}{100 \cdot S_{ном.т}}$$

Лінія електропередачі характеризується напругою, опором 1 км. лінії (x_0 , Ом/км) на фазу і довжиною l , км (рис. 1.3). Для визначення відносного базисного опору лінії можна використовувати вираз (1.9), в якому прийняти $x = x_0 \cdot l$:

$$x_{*\bar{\sigma}} = x_0 \cdot l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (2.16)$$

де $x_0 = 0,4$ Ом/км – опір повітряної лінії напругою 6 – 220 кВ.

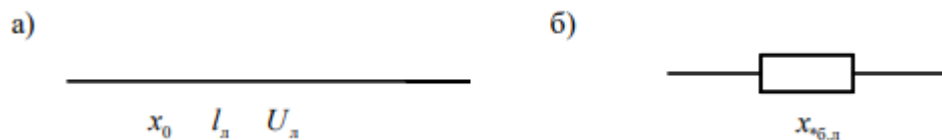


Рисунок 1.3 – Розрахункова (а) та схема заміщення (б) для лінії електропередачі

За необхідності врахування активного опору його величину для даного перерізу проводу беруть із довідкових таблиць або обчислюють за формулою:

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 29 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

$$r_0 = \frac{l}{\gamma \cdot q} = \frac{1000}{\gamma \cdot q} \text{ Ом/км}, \quad (2.17)$$

де γ - питома провідність матеріалу (для міді $\gamma = 53 \text{ м/ Ом}\cdot\text{мм}^2$, для алюмінію $\gamma = 32 \text{ м/ Ом}\cdot\text{мм}^2$);

q - переріз проводу, мм^2 .

$$r_{*6} = r_0 \frac{S_6}{U_{cp}^2}. \quad (2.18)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 30 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

2.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Для вибору обладнання необхідно знати діюче значення I_K (для перевірки термічної стійкості) і найбільше миттєве (ударне) значення i_y струму к.з. (для перевірки динамічної стійкості).

Діюче значення струму к.з. визначається за формулою:

$$I_K = \frac{I_{\sigma}}{x_{*\sigma\Sigma}},$$
$$\text{де } I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$$

Ударний струм – це амплітудне значення струму к.з. в перший півперіод:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K, \quad (2.19)$$

де: K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу кола к.з., яка залежить від співвідношення індуктивного опору до активного. Це співвідношення залежить від конструкції (напруги) ЛЕП, потужності трансформатора, перерізу струмоведучих частин.

Для ліній і устаткування вище 1000В K_y можна прийняти = 1,8, тоді:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_K = 2,55 \cdot I_K \quad (2.20)$$

Для напруги нижче 1000В і трансформаторів менше 1000 кВА, K_y можна прийняти = 1,3, тоді:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot I_K = 1,84 \cdot I_K \quad (2.21)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 31 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

3. ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ СТРУМУ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ПРИ ПІДКЛЮЧЕННІ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РІЗНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Постановка задачі: для визначення залежностей струмів короткого замикання будуть проведені розрахунки системи до підключення додаткового альтернативного джерела, та після. В кінці результати будуть співставлені для визначення закономірностей при підключенні додаткового джерела до основної системи.

3.1 Розрахунок короткого замикання на шинах в системі до підключення сонячної електростанції

Вихідні данні:

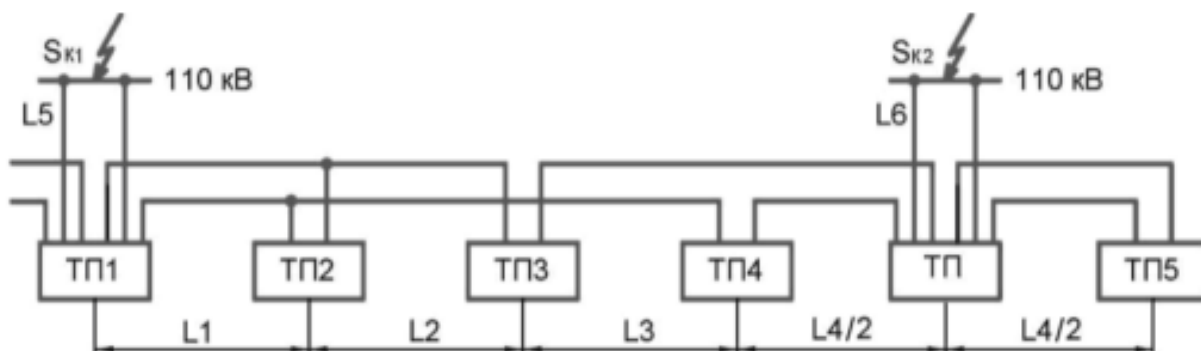


Рис. 3.1 – Схема зовнішнього електропостачання

Таблиця 3.1 – Дані розрахункової підстанції

| Рід струму | Потужність системи S_{k1} , МВА | Потужність системи S_{k2} , МВА |
|------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Постійний | 2700 | 3000 |

Таблиця 3.2 – Дані довжин ліній електропередач

| L1 | L2 | L3 | L4 | L5 | L6 |
|----|----|----|----|----|----|
| 22 | 21 | 25 | 40 | 30 | 35 |

Таблиця 3.3 – Дані районних споживачів

| Найменування споживача | Напруга споживача, кВ | $\cos\varphi$ | Потужність фідера ПЕ кВА/км | Довжина лінії, км | |
|------------------------|-----------------------|---------------|-----------------------------|-------------------|----------|
| | | | | Повітряна | Кабельна |
| РС-1, РС-8 | 10 | 0,83 | 50 | - | 5 |
| РС-5, РС-6 | 35 | | | 25 | - |

Таблиця 3.4 – Додаткові дані

| Опір грунту, Ом·м | Розмір п/ст, м | | Струм акумуляторної батареї, А | | |
|-------------------------|----------------|--------|--------------------------------|---------------------|-----------------------|
| | Довжина | Ширина | Постійне навантаження | Аварійний розряд | Ввімкнення приладу |
| 100 | 100 | 120 | 15 | 10 | 50 |

3.2 Вибір потужності трансформаторів та випрямлячів

Для тягової підстанції постійного струму типовим рішенням являється подвійна трансформація напруги з первинної 110 кВ на напругу, необхідну для живлення районного навантаження: зазвичай 10 і 35 кВ за допомогою триобмоткового знижувального трансформатора, а потім до напруги 3,3 кВ постійного струму за допомогою перетворювального агрегату, який включає тяговий трансформатор и випрямну установку. Тому розрахункова потужність для вибору триобмоткового знижувального трансформатора з первинною напругою 110 кВ та вторинною – 10 і 35 кВ визначається за формулою:

$$S_{\text{розрах. max}} = (S_{\text{ш. max 10}} + S_{\text{ш. max 35}}) \cdot k_p, \quad (3.1)$$

де $S_{\text{ш. max 10}}$ - максимальна потужність на шинах 10 кВ, кВА;

$S_{\text{ш. max 35}}$ - максимальна потужність на шинах 35 кВ, яка дорівнює потужності районного навантаження 35 кВ (S_{35}^{\wedge}), кВА;

k_p - коефіцієнт, який враховує різночасність наступу максимумів навантажень вторинних обмоток трансформаторів, (приймається 0,95 - 0,98).

Максимальна потужність на шинах 10 кВ:

$$S_{\text{ш. max 10}} = (\sum S_{\text{ПА}} + S_{10}^{\wedge} + S_{\text{мсн}}) \cdot k_p^{\wedge}, \quad (3.2)$$

де $\sum S_{\text{ПА}}$ - - потужність трансформаторів перетворювальних агрегатів, кВА;

S_{10}^{\wedge} - потужність районного навантаження 10 кВ, кВА;

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 33 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

$S_{тсн}$ - потужність трансформаторів власних потреб, кВА;

k_p - коефіцієнт, який враховує різночасність наступу тягового і не тягового навантаження, (приймається 0,95 - 0,98).

По потужності тягового навантаження, підбирається перетворювальний трансформатор за умовою:

$$S_{ПА} \geq S_{ПА \text{ розрах}} \quad (3.3)$$

При проектуванні сучасних тягових підстанцій застосовується дванадцятипульсові перетворювальні агрегати типу В-ТПЕД–3150к–3,3к-У1 з номінальним струмом 3150 А.

Розрахункова кількість перетворювальних агрегатів:

$$N = \frac{I_d}{I_{d \text{ ном}}}, \quad (3.4)$$

де I_d - діюче значення випрямленого струму, А;

$I_{d \text{ ном}}$ - номінальний струм випрямляча, А.

$$I_{d \text{ ном}} = \frac{S_{ПА}}{1,05 \cdot U_{d \text{ ном}}}, \quad (3.5)$$

де $U_{d \text{ ном}}$ - номінальна напруга на шинах, яка дорівнює 3,3 кВ.

На кожній тяговій підстанції передбачається один резервний агрегат. Для визначення потужності районного навантаження відповідної напруги S'_{10} або S'_{35} , розраховується максимальна активна потужність одного районного споживача:

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 34 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

$$P_{\max} = P_y \cdot k_c, \quad (3.6)$$

де P_y - установлена потужність споживача;

k_c - коефіцієнт попиту.

Максимальна повна потужність усіх районних споживачів відповідної напруги за урахуванням постійних та змінних втрат у розподільчих мережах і обмотках трансформаторів споживачів визначається за формулою:

$$S_{\max} = k_{p.m.} \cdot \left(1 + \frac{P_{\text{пост}} + P_{\text{змін}}}{100} \right) \cdot \sqrt{\left(\sum_1^n P_{\max} \right)^2 + \left(\sum_1^n Q_{\max} \right)^2}, \quad (3.7)$$

де P_{\max} - найбільша активна потужність споживача, кВт;

Q_{\max} - реактивна потужність споживача, відповідно до потужності P_{\max} ;

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot \text{tg} \varphi, \text{ квар}; \quad (3.8)$$

$P_{\text{пост}}$ - постійні втрати в сталі трансформаторів споживачів, які приймають у межах 1- 2%;

$P_{\text{змін}}$ - змінні втрати у мережах з обліком втрат у обмотках (міді) трансформаторів, які приймають у межах 5-8%;

$k_{p.m.}$ - коефіцієнт різночасності максимумів навантажень районних споживачів.

$$k_{p.m.} = \frac{\sum_1^n P_{\text{розрах.мак}}}{\sum_1^n P_{\max}}, \quad (3.9)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 35 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

де $\sum_1^n P_{\text{розрах.мах}}$ - сумарна розрахункова активна потужність;

$\sum_1^n P_{\text{мах}}$ - сума максимальних активних потужностей окремих споживачів.

Визначення максимальної повної потужності виконуємо у такій послідовності:

Обчислюємо максимальні активні потужності окремих споживачів 10 та 35 кВ відповідно до формули (3.6):

$$P_{\text{мах}1} = 800 \cdot 0,65 = 520 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{мах}8} = 1000 \cdot 0,55 = 550 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{мах}5} = 1000 \cdot 0,85 = 850 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{мах}6} = 1200 \cdot 0,65 = 780 \text{ кВт}.$$

Обчислюємо максимальні реактивні потужності окремих споживачів 10 та 35 кВ відповідно до формули (3.8):

$$Q_{\text{мах}1} = 520 \cdot 0,67 = 348,4 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{мах}8} = 550 \cdot 0,67 = 368,5 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{мах}5} = 850 \cdot 0,67 = 522,6 \text{ квар};$$

$$Q_{\text{мах}6} = 780 \cdot 0,67 = 569,5 \text{ квар}.$$

Обчислюємо активні потужності окремих споживачів по годинам доби P_t за обчислювальними значеннями потужностей і типовим графіком згідно формули:

$$P_t = \frac{P_t\%}{100} P_{\text{мах}}, \quad (3.10)$$

де $P_t\%$ - потужність у процентах від максимальної (прийнятої за 100%) за типовим графіком для відповідного типу споживача;

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 36 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Таблиця 3.5 – Сумарні активні потужності для кожного часу доби

| Години доби | Навантаження, кВт | | | | | | | | | |
|-------------|-------------------------|---------|-----------|---------|------------------|-------------------------|---------|-----------|---------|------------------|
| | Районні споживачі 10 кВ | | | | 10кВ $\sum P$ | Районні споживачі 35 кВ | | | | 35кВ $\sum P$ |
| | РС-1 | | РС-8 | | | РС-5 | | РС-6 | | |
| | % від max | Pt, кВт | % від max | Pt, кВт | кВт | % від max | Pt, кВт | % від max | Pt, кВт | кВт |
| 1 | 30 | 156 | 60 | 330 | 486 | 80 | 680 | 73 | 569,4 | 1249,4 |
| 2 | 26 | 135,2 | 45 | 247,5 | 382 | 80 | 680 | 44 | 343,2 | 1023,2 |
| 3 | 26 | 135,2 | 10 | 55 | 190,2 | 80 | 680 | 44 | 343,2 | 1023,2 |
| 4 | 90 | 468 | 30 | 165 | 633 | 80 | 680 | 85 | 663 | 1343 |
| 5 | 90 | 468 | 40 | 220 | 688 | 80 | 680 | 78 | 608,4 | 1288,4 |
| 6 | 100 | 520 | 28 | 154 | 674 | 80 | 680 | 78 | 608,4 | 1288,4 |
| 7 | 94 | 488,8 | 62 | 341 | 829,8 | 100 | 850 | 84 | 655,2 | 1505,2 |
| 8 | 74 | 384,8 | 20 | 110 | 494,8 | 60 | 510 | 80 | 624 | 1134 |
| 9 | 40 | 208 | 56 | 308 | 516 | 60 | 510 | 74 | 577,2 | 1087,2 |
| 10 | 40 | 208 | 82 | 451 | 659 | 80 | 680 | 80 | 624 | 1304 |
| 11 | 80 | 416 | 98 | 539 | 955 | 80 | 680 | 73 | 569,4 | 1249,4 |
| 12 | 80 | 416 | 56 | 308 | 724 | 80 | 680 | 55 | 429 | 1109 |
| 13 | 94 | 488,8 | 84 | 462 | 950,8 | 60 | 510 | 68 | 530,4 | 1040,4 |
| 14 | 90 | 468 | 84 | 462 | 930 | 60 | 510 | 68 | 530,4 | 1040,4 |
| 15 | 50 | 260 | 80 | 440 | 700 | 81 | 688,5 | 57 | 444,6 | 1133,1 |
| 16 | 40 | 208 | 56 | 308 | 516 | 100 | 850 | 34 | 265,2 | 1115,2 |
| 17 | 40 | 208 | 80 | 440 | 648 | 80 | 680 | 67 | 522,6 | 1202,6 |
| 18 | 45 | 234 | 100 | 550 | 784 | 80 | 680 | 100 | 780 | 1460 |
| 19 | 45 | 234 | 22 | 121 | 355 | 80 | 680 | 74 | 577,2 | 1257,2 |
| 20 | 45 | 234 | 64 | 352 | 586 | 80 | 680 | 90 | 702 | 1382 |
| 21 | 33 | 171,6 | 78 | 429 | 600,6 | 80 | 680 | 57 | 444,6 | 1124,6 |
| 22 | 30 | 156 | 52 | 286 | 442 | 80 | 680 | 70 | 546 | 1226 |
| 23 | 30 | 156 | 50 | 275 | 431 | 80 | 680 | 94 | 733,2 | 1413,2 |
| 24 | 30 | 156 | 50 | 275 | 431 | 80 | 680 | 94 | 733,2 | 1413,2 |

Із таблиці знаходимо окремо для кожної напруги сумарні максимальні активні потужності споживачів:

$$\sum_1^n P_{\text{розрах. max}} \quad (3.11)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 37 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

За значеннями P_{\max} окремих споживачів знаходимо максимальну активну потужність за формулою:

$$\sum_1^n P_{\max} = P_{\max 1} + P_{\max 2} + P_{\max n} \quad (3.12)$$

$$\sum_1^n P_{\max} = 520 + 550 + 780 + 850 = 2700 \text{ кВт}$$

Знаходимо максимальну реактивну потужність за формулою:

$$\sum_1^n Q_{\max} = Q_{\max 1} + Q_{\max 2} + Q_{\max n} \quad (3.13)$$

$$\sum_1^n Q_{\max} = 348,4 + 368,5 + 522,6 + 569,5 = 1809 \text{ квар}$$

Обчислюємо k_{pm} за формулою (3.9):

$$k_{p..m.10} = \frac{462 + 489}{520 + 550} = 0,889$$

$$k_{p..m.35} = \frac{655 + 850}{780 + 850} = 0,923$$

Обчислюємо S_{\max} за формулою (3.7):

$$S_{\max 10} = 0,889 \cdot \left(1 + \frac{2+8}{100}\right) \cdot \sqrt{(520 + 550)^2 + (348,4 + 368,5)^2} = 1259 \text{ кВа}$$

$$S_{\max 35} = 0,923 \cdot \left(1 + \frac{2+8}{100}\right) \cdot \sqrt{(780 + 850)^2 + (522,6 + 569,5)^2} = 1992,5 \text{ кВа}$$

Потужність трансформаторів власних потреб обирають виходячи із потужності, необхідної для живлення власних потреб підстанції. Для точного

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 38 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

вибору необхідно мати точні дані про потужність приймачів електроенергії власних потреб, їх кількості, ККД, коефіцієнтах навантаження і одночасності включення, по значенні яких знаходять $S_{мсн}$. На основі даних проектних організацій і практики експлуатації діючих тягових підстанцій приймають потужність одного ТВП для розрахункової підстанції – 250 кВА. На тяговій підстанції встановлюють два ТВП, один з яких робочий, а другий резервний.

Згідно Правил улаштування системи тягового електропостачання залізниць України безперебійність живлення навантажень тяги забезпечується встановленням на підстанції не менше двох понижуючих трансформаторів.

У випадку відключення одного понижуючого трансформатора або випрямного агрегату інші, які залишились в роботі, повинні забезпечувати задані розміри руху при прийнятій у проекті схемі живлення контактної мережі та організації руху поїздів, а також живлення навантажень нетягових споживачів першої та другої категорій.

Потужність тягового навантаження:

$$S_{тяг\ tr} = \frac{P_{тяг}}{\cos \varphi} = \frac{8000}{0,95} = 8421,1 \text{ кВА}$$

По потужності тягового навантаження, за вище приведеною умовою, підбирається перетворювальний трансформатор. Приймаємо випрямляч типу В-ТПЕД-3,15к-3,3к-2-У1 та перетворювальний трансформатор типу ТРДП–12500/10ЖУ1.

Тоді за формулами 2.2 та 2.1 відповідно, отримаємо:

$$S_{ш\ max10} = (11400 + 1259 + 250) \cdot 0,96 = 12393 \text{ кВА}$$

$$S_{розрах\ max} = (1992,1 + 12393) \cdot 0,95 = 13665,8 \text{ кВА}$$

Умовою вибору понижуючого трансформатора являється:

$$S_{тт\ ном} \geq S_{ш\ max}, \quad (3.14)$$

де $S_{тт\ ном}$ - потужність понижуючого трансформатора, кВА.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 39 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Таблиця 3.6 – Вибір усіх трансформаторів розрахункової тягової підстанції

| № п/п | Тип трансформатору | Кількість | U_1 , кВ | U_2 , кВ | U_3 , кВ | u_k , % | | | Схема з'єднання | ΔP_k , кВт |
|-------|--------------------|-----------|------------|------------|------------|-----------|------|-----|-------------------|--------------------|
| | | | | | | В-С | В-Н | С-Н | | |
| 1 | ТДТН-16000/110У1 | 2 | 115 | 38,5 | 11 | 10,5 | 17,5 | 6,5 | Y/Y/ Δ | - |
| 2 | ТРДП-12500/10ЖУ1 | 2 | 10 | 3,3 | - | - | 7,5 | - | $\Delta/\Delta/Y$ | 71,5 |
| 3 | ТМ-250/10-У1 | 2 | 10 | 0,4 | - | - | 4,5 | - | Y/Y-0 | 3,7 |

Потужність кінцевих або відгалужувальних підстанцій :

$$S_{n/cm} = \sum S_{nt\ nom} , \quad (3.15)$$

де $S_{n/cm}$ - потужність підстанції, кВА;

$S_{nt\ nom}$ - номінальна потужність одного понижуючого трансформатора, встановленого на підстанції, кВА.

$$S_{n/cm} = 2 \cdot 16000 = 32000 \text{ кВА.}$$

3.3 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання являється одним з найбільш важливих етапів проектування, так як по даним цього розрахунку проводиться перевірка вибраного обладнання, струмоведучі частини і захисні пристрої електроустановки.

У випадку віддалених к.з. застосовують приближений метод розрахунку оснований на допущеннях незмінності ЕРС і опорів генераторів джерела. Розрахунок струмів к.з. виконується в системі відносних одиниць, основою якого являється приведення опорів усіх елементів схеми до базисних умов.

Струми коротких замикань розраховуються у характерних точках. Для заданої схеми зовнішнього електропостачання складаємо однолінійну розрахункову схему, включаючи спрощену схему заміщення тягової підстанції. Вибираємо точки к.з. - на шинах усіх розподільчих пристроїв РП

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022-ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 40 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

тягової підстанції. При цьому вказуємо номінальні параметри окремих елементів, що враховуються у розрахунках. З метою спрощення для кожної електричної ступені замість її дійсної або номінальної напруги приймають розрахункову напругу U_{cp} , кВ, той ступені, де робиться розрахунок струму к.з.

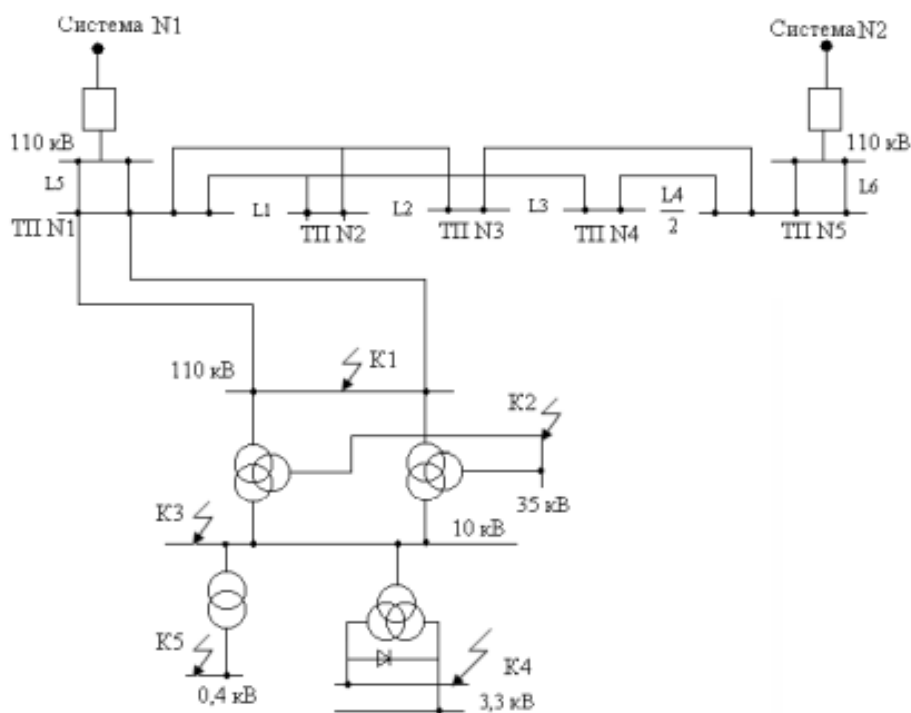


Рис. 3.2 – Однолінійна розрахункова схема

По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій кожний елемент зображується еквівалентним опором.

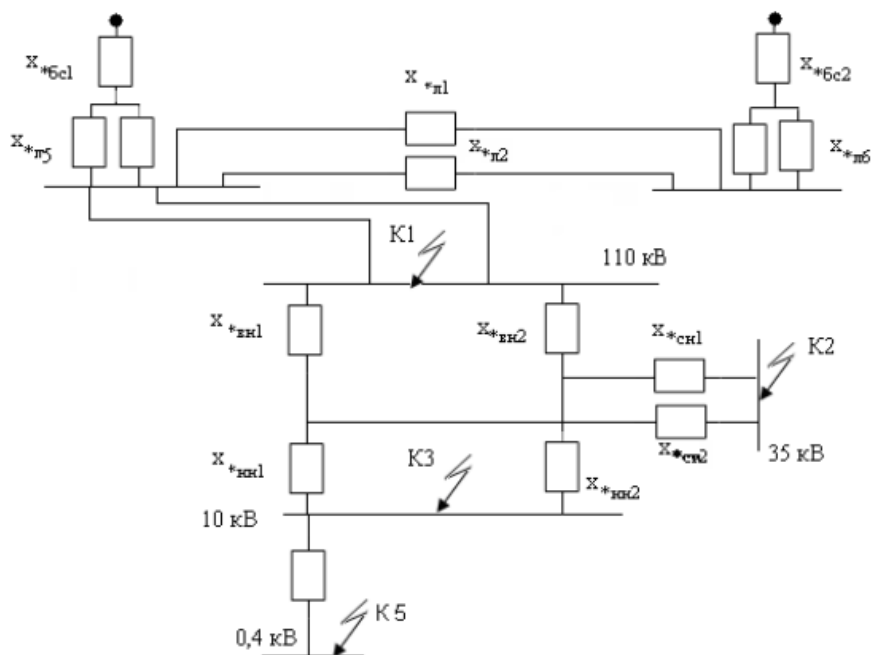


Рис. 3.3 – Схема заміщення однолінійної розрахункової схеми

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 41 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Шляхом поступового перетворювання схеми заміщення по правилам теоретичних основ електротехніки, приводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були пов'язані з точкою к.з. одним результируючим опором $x_{*б\text{рез}}$. Далі приймається певне значення базисної потужності МВА (приймається $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$).

1. Розрахунок струмів КЗ до шин 110 кВ.

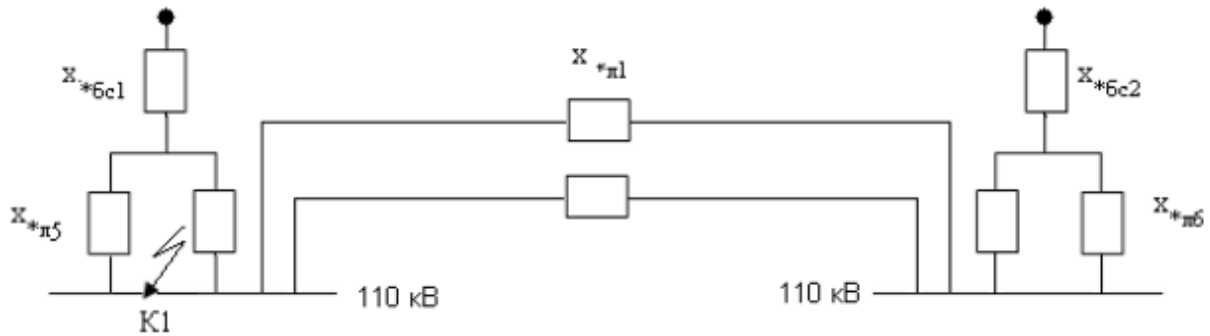


Рис. 3.4 – Схема заміщення 110 кВ (а)

Розраховуємо відносні опори елементів схеми заміщення за формулою:

$$x_{*бс1} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}, \quad (3.16)$$

де S_{σ} – базисна потужність, МВА;

S_k – задана потужність системи.

Опір системи:

$$x_{*бс1} = \frac{100}{2700} = 0,043$$

$$x_{*бс2} = \frac{100}{3000} = 0,038$$

Розраховуємо відносний опір лінії за формулою:

$$x_{*бл1} = x_o \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2}, \quad (3.17)$$

де x_o – опір одного кілометра лінії, Ом/км;

L_1 – довжина лінії, км;

S_{δ} – базисна потужність, МВА;

U_{cp}^2 – середня напруга лінії, кВ (приблизно $1,05 \cdot U_{ном}$).

Опір лінії:

$$x_{*\delta l1} = x_{*\delta l2} = 0,4 \cdot \left(22 + 21 + 25 + \frac{40}{2} \right) \cdot \frac{100}{115^2} = 0,266$$

$$x_{*\delta l5} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091$$

$$x_{*\delta l6} = 0,4 \cdot 35 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,106$$

Перетворимо схему:

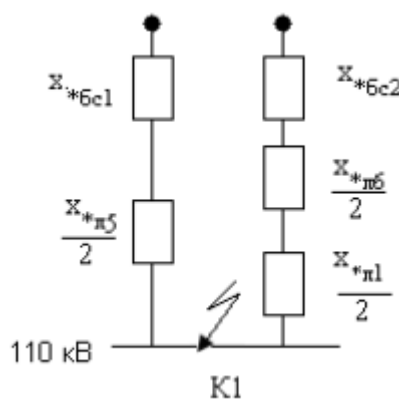


Рис. 3.5 – Схема заміщення 110 кВ (б)

Загальний опір до шин 110 кВ визначимо за формулою:

$$x_{*\delta 3} = \frac{x_{*\delta 1} \cdot x_{*\delta 2}}{x_{*\delta 1} + x_{*\delta 2} + x_{*\delta 3}}, \quad (3.18)$$

$$x_{*\delta \text{рез1}} = \frac{\left(x_{*\delta c1} + \frac{x_{*\delta l5}}{2} \right) \cdot \left(x_{*\delta c2} + \frac{x_{*\delta l6}}{2} + \frac{x_{*\delta l1}}{2} \right)}{x_{*\delta c1} + \frac{x_{*\delta l5}}{2} + x_{*\delta c2} + \frac{x_{*\delta l6}}{2} + \frac{x_{*\delta l1}}{2}}$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 43 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

$$= \frac{\left(0,043 + \frac{0,091}{2} + \frac{0,067}{2}\right) \cdot \left(0,038 + \frac{0,106}{2} + \frac{0,2}{2}\right)}{0,043 + \frac{0,091}{2} + \frac{0,067}{2} + 0,038 + \frac{0,106}{2} + \frac{0,2}{2}} = 0,0599$$

Базисний струм визначимо за формулою:

$$I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (3.19)$$

$$I_{\bar{6}1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К1 визначимо за формулою:

$$I_{\kappa} = \frac{I_{\bar{6}}}{x_{* \bar{6} \text{ рез1}}} \quad (3.20)$$

$$I_{\kappa 1} = \frac{0,502}{0,0599} = 8,381 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К1 визначимо за формулою:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{\kappa} , \quad (3.21)$$

де K_y – ударний коефіцієнт, який залежить від постійної часу кола к.з., яка залежить від співвідношення індуктивного опору до активного. Це співвідношення залежить від конструкції (напруги) ЛЕП, потужності трансформатора, перерізу струмоведучих частин. Для ліній і устаткування вище 1000В K_y можна прийняти 1,8, тоді:

$$I_y = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,381 = 21,372 \text{ кА}$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 44 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

2. Розрахунок струмів КЗ до шин 35 кВ.

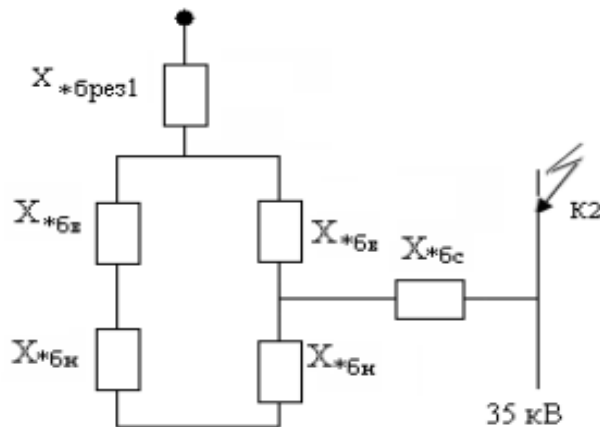


Рис. 3.6 – Схема заміщення 35 кВ

Для триобмоткових трансформаторів, к.з. задаються для кожної пари обмоток при номінальній потужності трансформаторів. За номінальну потужність триобмоткового трансформатора приймається потужність найбільш потужної його обмотки. Напряга $u_k\%$ окремих обмоток при номінальній потужності триобмоткового трансформатора визначають за формулами:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% \quad (3.22)$$

$$u_{cn} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\% \quad (3.23)$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\% \quad (3.24)$$

Відносні базисні опори обмоток триобмоткового трансформатору визначаються за формулами:

$$x_{\bar{ов}} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{о}}}{S_{нтр}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \quad (3.25)$$

$$x_{\bar{ос}} = \frac{U_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{о}}}{S_{нтр}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = -0,01$$

$$x_{\bar{он}} = \frac{U_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{о}}}{S_{нтр}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 45 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Загальний опір до шин 35 кВ визначимо відповідно до формули (3.18):

$$x_{*б\text{рез}2} = x_{*б\text{рез}1} + \frac{(x_{\text{бв}} + 2 \cdot x_{\text{бн}}) \cdot x_{\text{бв}}}{x_{\text{бв}} + 2 \cdot x_{\text{бн}} + x_{\text{бв}}} + x_{\text{бс}} =$$

$$= 0,0599 + \frac{(0,43 + 2 \cdot 0,27) \cdot 0,43}{0,43 + 2 \cdot 0,27 + 0,43} + (-0,01) = 0,348$$

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{\text{б}2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К2 відповідно до формули (3.20):

$$I_{\text{к}2} = \frac{1,56}{0,348} = 4,483 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К1 відповідно до формули (3.21):

$$I_y = 2,55 \cdot 4,483 = 11,432 \text{ кА}$$

3. Розрахунок струмів КЗ до шин 10 кВ.

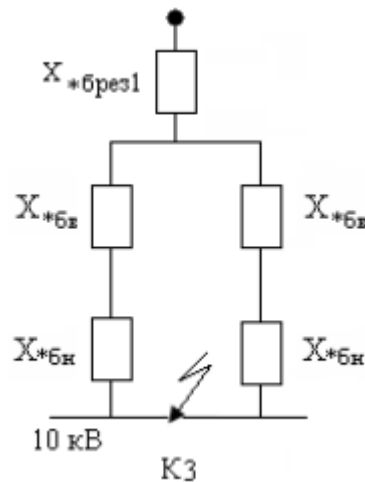


Рис. 3.7 – Схема заміщення 10 кВ

Загальний опір до шин 35 кВ визначимо відповідно до формули (3.18):

$$x_{*б\text{рез}3} = x_{*б\text{рез}1} + \frac{x_{\text{бв}} + x_{\text{бн}}}{2} = 0,0599 + \frac{0,43 + 0,27}{2} = 0,4099$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 46 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{бз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці КЗ відповідно до формули (3.20):

$$I_{кз} = \frac{5,5}{0,4099} = 13,418 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К1 відповідно до формули (3.21):

$$I_y = 2,55 \cdot 13,418 = 34,216 \text{ кА}$$

4. Розрахунок струмів КЗ до шин 0,4 кВ.

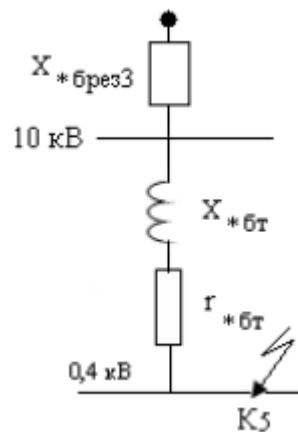


Рис. 3.8 – Схема заміщення 0,4 кВ

Повний опір трансформатора ТМ-400/10У1 визначається за формулою:

$$Z_{*бт} = \frac{U_{ктр}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нтр}} \quad (3.26)$$

$$Z_{*бт} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,4} = 11,3$$

Активний опір трансформатора визначається за формулою:

$$r_{*бт} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нтр}} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нтр}} \quad (3.27)$$

$$r_{*бт} = \frac{5,5}{0,4} \cdot \frac{100}{0,4 \cdot 1000} = 3,437$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 47 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Індуктивний опір трансформатора визначається за формулою:

$$X_{*ōm} = \sqrt{Z_{ōm}^2 - r_{ōm}^2} \quad (3.28)$$

$$X_{*ōm} = \sqrt{11,3^2 - 3,437^2} = 10,76$$

Повний опір до шин 0,4 кВ визначається за формулою:

$$Z_{*ō} = \sqrt{(X_{ōm} + X_{ōрез3})^2 + r_{ōm}^2} \quad (3.29)$$

$$Z_{*ō} = \sqrt{(10,76 + 0,4099)^2 + 3,437^2} = 11,69$$

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{ō5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К5 відповідно до формули (3.20):

$$I_{к5} = \frac{144,3}{11,69} = 12,344 \text{ кА}$$

Ударний струм в точці К1 відповідно до формули (3.21):

$$I_y = 1,84 \cdot 12,344 = 22,713 \text{ кА}$$

Таблиця 3.7 – Значення струмів короткого замикання в точках К

| РП | Точка КЗ | $U_{ном}, \text{В}$ | $I_{кз}, \text{кА}$ | $i_y, \text{кА}$ |
|-------------|----------|---------------------|---------------------|------------------|
| РП - 110 кВ | 1 | 110 | 8,381 | 21,372 |
| РП - 35 кВ | 2 | 35 | 4,483 | 11,432 |
| РП - 10 кВ | 3 | 10 | 13,418 | 34,216 |
| РП - 0,4 кВ | 5 | 0,4 | 12,344 | 22,713 |

3.4 Розрахунок короткого замикання на шинах в системі після підключення альтернативного джерела електроенергії

Для прийнятої розрахункової схеми дослідимо залежність струму короткого замикання при підключенні сонячних електростанцій різної потужності до шин 35 кВ.

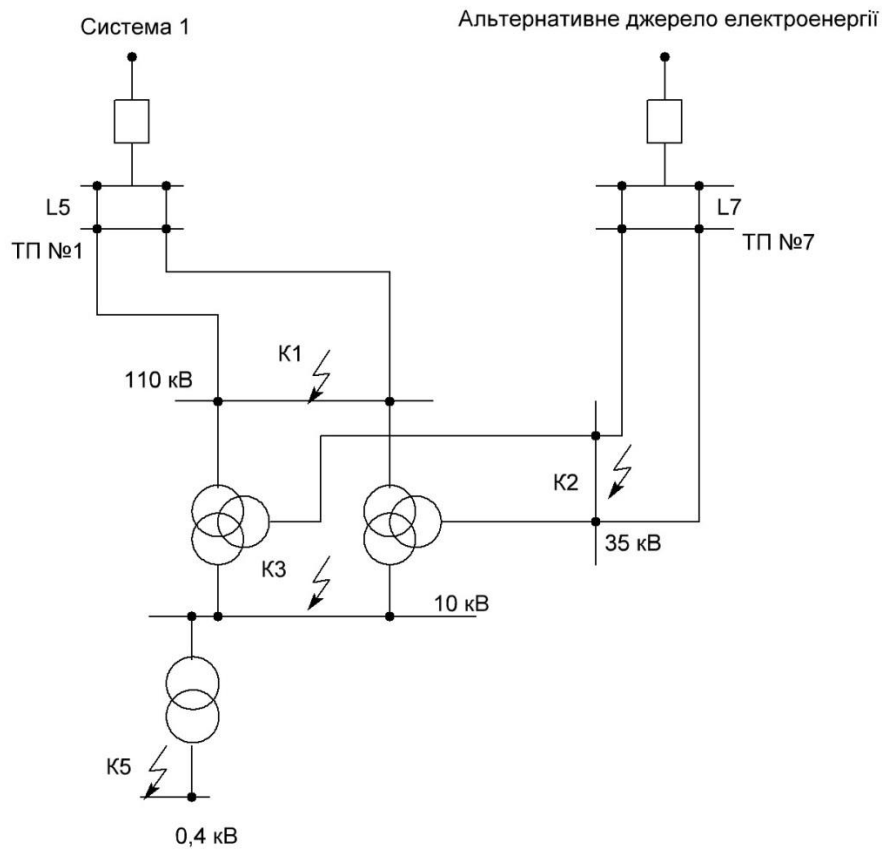


Рис. 3.9 – Однолінійна розрахункова схема

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 49 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

По розрахунковій схемі складається схема заміщення, на якій кожний елемент зображується еквівалентним опором.

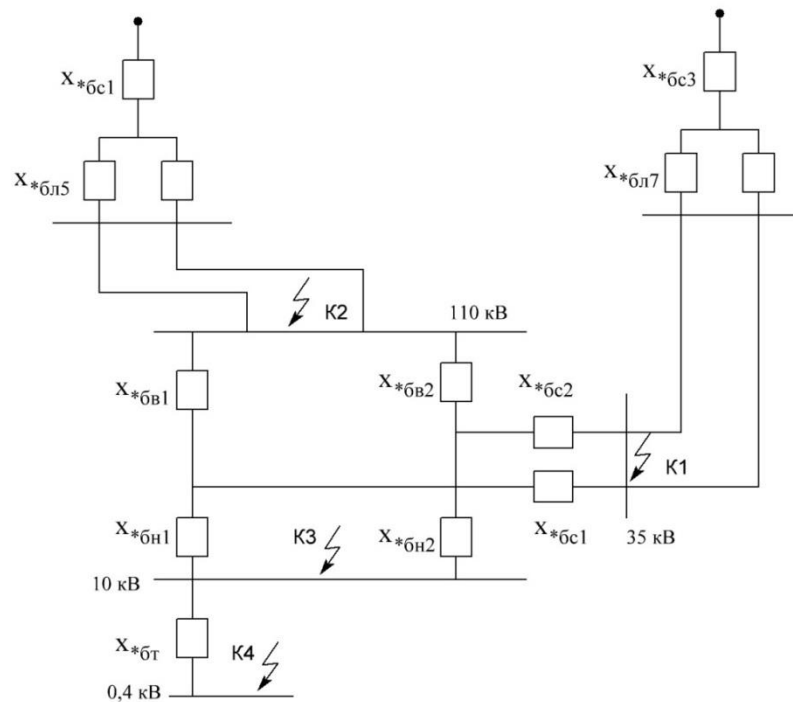


Рис. 3.10 – схема заміщення розрахункової схеми

Шляхом поступового перетворювання схеми заміщення по правилам теоретичних основ електротехніки, приводять схему заміщення до найбільш простого виду так, щоб кожне джерело живлення або група джерел були пов'язані з точкою к.з. одним результируючим опором $x_{*б\text{рез}}$. Далі приймається певне значення базисної потужності МВА (приймається $S_{\sigma} = 100 \text{ МВА}$).

1. Розрахунок струмів КЗ до шин 35 кВ.

Підключення сонячної станції в систему має дуже незначний вплив на шини напругою 110 кВ, тому розрахунком короткого замикання К2 на цих шинах знехтуємо.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 50 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

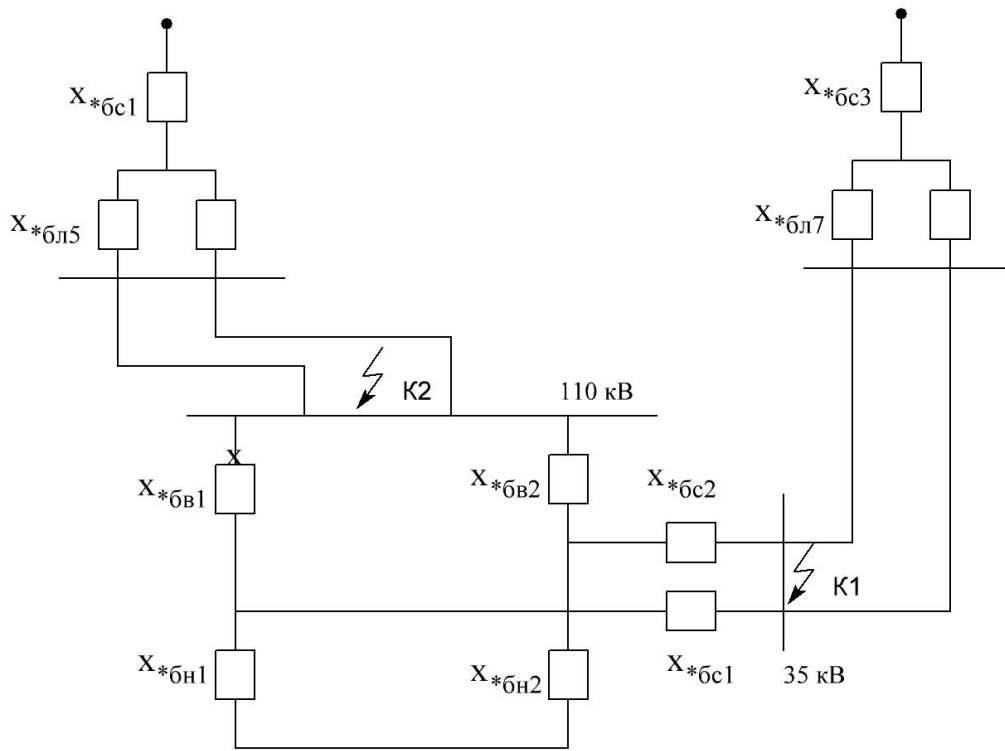


Рис. 3.11 – схема заміщення розрахункової схеми

Розраховуємо відносні опори елементів схеми заміщення за формулою:

$$x_{*бс1} = \frac{S_{\sigma}}{S_k}, \quad (3.30)$$

де S_{σ} – базисна потужність, МВА;

S_k – задана потужність системи.

Опір системи S_{k1} :

$$x_{*бс1} = \frac{100}{2700} = 0,037,$$

тоді визначимо опір системи S_{k3} для варіантних розрахунків, використовуючи формулу (3.30), запишемо в таблиці:

Таблиця 3.8 – Вибір усіх трансформаторів розрахункової тягової підстанції

| | | | | | |
|-------------|---|----|----|-------|----|
| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| $x_{*бс3}$ | 1 | 20 | 10 | 6,667 | 5 |

Розраховуємо відносний опір лінії за формулою:

$$x_{*\bar{\sigma}l1} = x_o \cdot L_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (3.31)$$

де x_o – опір одного кілометра лінії, Ом/км;

L_1 – довжина лінії, км;

$S_{\bar{\sigma}}$ – базисна потужність, МВА;

U_{cp}^2 – середня напруга лінії, кВ (приблизно $1,05 \cdot U_{ном}$).

Опір лінії від СЕС приймаємо 7 км:

$$x_{*\bar{\sigma}l5} = 0,4 \cdot 30 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,091$$

$$x_{*\bar{\sigma}l7} = 0,4 \cdot 7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,021$$

Перетворимо схему:

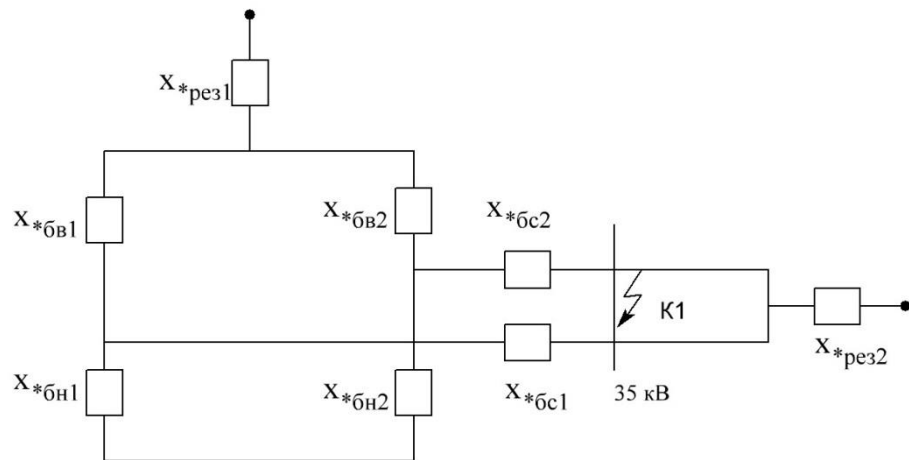


Рис. 3.12 – перетворена схема заміщення 35 кВ (а)

Загальний опір до шин 110 кВ визначимо за формулою послідовного з'єднання:

$$x_{*\bar{\sigma}рез1} = x_{*\bar{\sigma}с1} + \frac{x_{*\bar{\sigma}л5}}{2} = 0,037 + \frac{0,091}{2} = 0,083$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 52 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Загальний опір до шин 35 кВ з боку СЕС визначимо за формулою послідовного з'єднання:

$$x_{*б\text{рез}2} = x_{*бс3} + \frac{x_{*бл7}}{2}$$

та отримаємо $x_{*б\text{рез}2}$ для варіантних розрахунків у вигляді таблиці:

Таблиця 3.9 – Значення результуючого опору відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|-------------|------|-------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез2}$ | 1,01 | 5,011 | 10,011 | 15,011 | 20,011 |

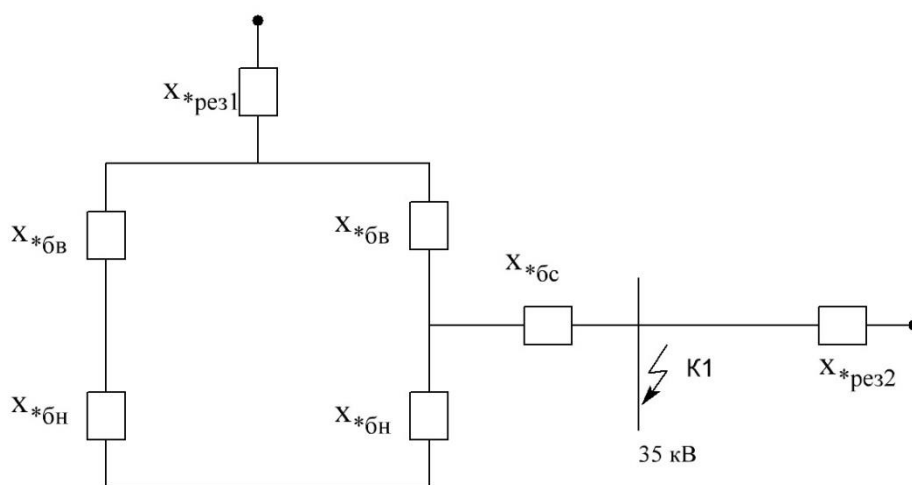


Рис. 3.13 – перетворена схема заміщення 35 кВ (б)

Для триобмоткових трансформаторів, к.з. задаються для кожної пари обмоток при номінальній потужності трансформаторів. За номінальну потужність триобмоткового трансформатору приймається потужність найбільш потужної його обмотки. Напряга $u_k\%$ окремих обмоток при номінальній потужності триобмоткового трансформатору визначають за формулами:

$$u_{кв} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\% \quad (3.32)$$

$$u_{cn} = 0,5 \cdot (u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\% \quad (3.33)$$

$$u_{кн} = 0,5 \cdot (u_{квн} + u_{кcn} - u_{квс}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\% \quad (3.34)$$

Відносні базисні опори обмоток триобмоткового трансформатору визначаються за формулами:

$$x_{*бв} = \frac{U_{кв}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нтр}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \quad (3.35)$$

$$x_{*бс} = \frac{U_{кс}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нтр}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{100}{25} = -0,01$$

$$x_{*бн} = \frac{U_{кн}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{нтр}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27$$

Загальний опір до шин 35 кВ визначимо відповідно до формули (3.3), запишемо результати в таблицю для різних потужностей СЕС:

$$x_{*б\text{рез}3} = x_{*б\text{рез}1} + x_{*б\text{рез}2} + \frac{(x_{бв} + 2 \cdot x_{бн}) \cdot x_{бв}}{x_{бв} + 2 \cdot x_{бн} + x_{бс}} + x_{бс}$$

Таблиця 3.10 – Значення результуючого опору відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|-------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез3}$ | 1,381 | 5,382 | 10,382 | 15,382 | 20,382 |

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К1 відповідно до формули (3.20), відповідно до всіх потужностей:

Таблиця 3.11 – Значення струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|-------|-------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез3}$ | 1,381 | 5,382 | 10,382 | 15,382 | 20,382 |
| $I_{к1}$, кА | 1,13 | 0,29 | 0,15 | 0,101 | 0,077 |

Ударний струм в точці К1 відповідно до формули (3.20):

Таблиця 3.12 – Значення ударного струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $I_{к1}$, кА | 1,13 | 0,29 | 0,15 | 0,101 | 0,077 |
| I_y , кА | 2,981 | 0,739 | 0,382 | 0,258 | 1,963 |

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | 55 |

2. Розрахунок струмів КЗ до шин 10 кВ.

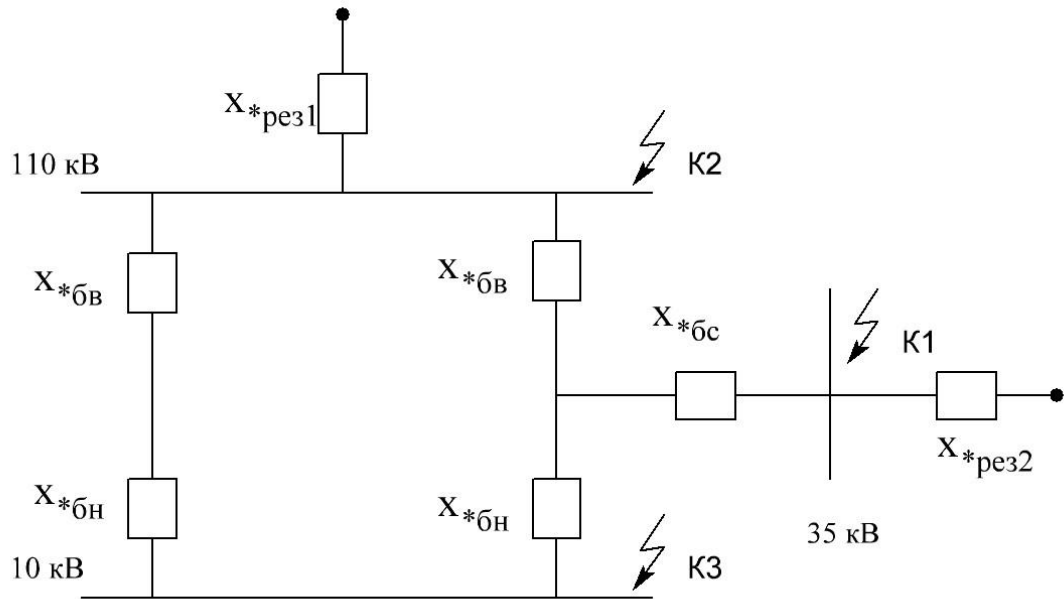


Рис. 3.14 – схема заміщення 10 кВ

Далі отримуємо еквівалентний опір $x^*_{бвн}$ з послідовного з'єднання $x^*_{бв}$ та $x^*_{бн}$:

$$x^*_{бвн} = x^*_{бв} + x^*_{бн} = 0,43 + 0,27 = 0,7$$

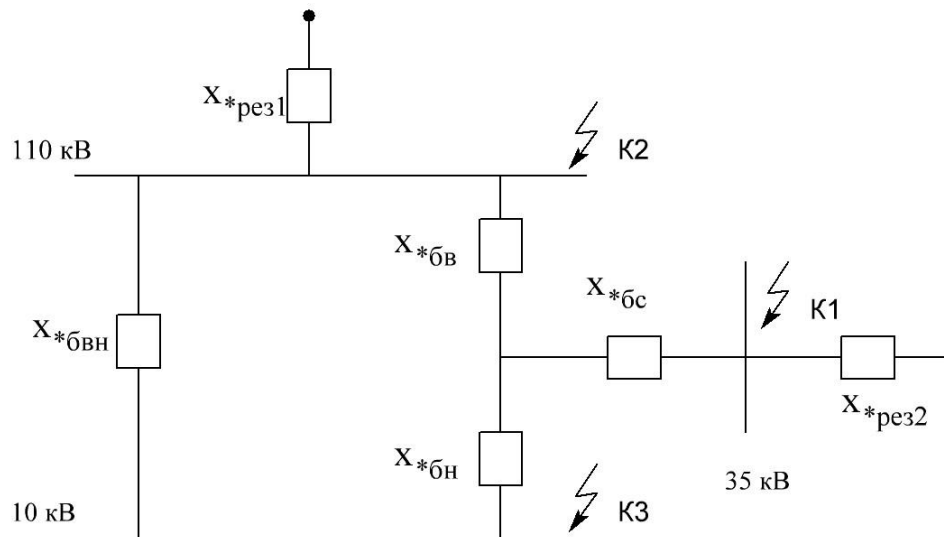


Рис. 3.15 – схема заміщення 10 кВ

Після чого перетворюємо з'єднання “зірка” $x_{*бв}$, $x_{*бс}$ та $x_{*бн}$ в з'єднання “трикутник” $x_{*бв-с}$, $x_{*бв-н}$ та $x_{*бн-с}$ за допомогою формул перетворення:

$$x_{*бв-с} = \frac{x_{*бв} \cdot x_{*бс} + x_{*бв} \cdot x_{*бн} + x_{*бс} \cdot x_{*бн}}{x_{*бн}} = 0,404$$

$$x_{*бв-н} = \frac{x_{*бв} \cdot x_{*бс} + x_{*бв} \cdot x_{*бн} + x_{*бс} \cdot x_{*бн}}{x_{*бс}} = -10,91$$

$$x_{*бн-с} = \frac{x_{*бв} \cdot x_{*бс} + x_{*бв} \cdot x_{*бн} + x_{*бс} \cdot x_{*бн}}{x_{*бв}} = 0,254$$

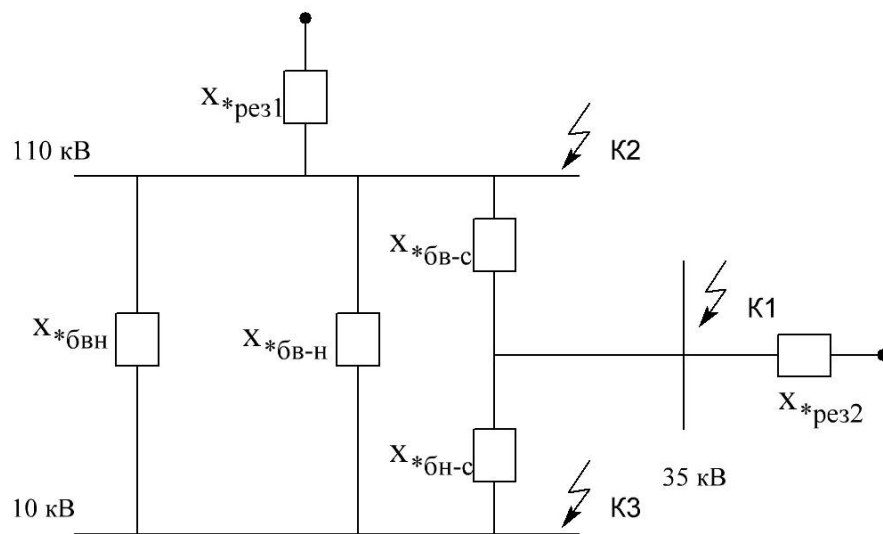


Рис. 3.16 – схема заміщення 10 кВ

Далі отримуємо еквівалентний опір $x_{*бв-н2}$ з паралельно з'єднаних $x_{*бвн}$ та $x_{*бв-н}$:

$$x_{*бвн2} = \frac{x_{*бвн} \cdot x_{*бв-н}}{x_{*бвн} + x_{*бв-н}} = 0,748$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | 57 |

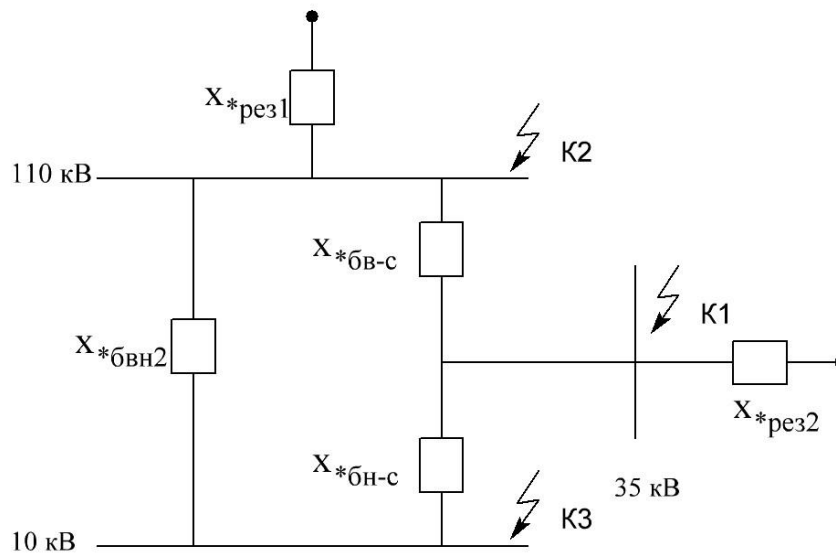


Рис. 3.17 – схема заміщення 10 кВ

Після чого перетворюємо з'єднання “трикутник” $X_{*бв-с}$, $X_{*бвн2}$ та $X_{*бн-с}$ в з'єднання “зірка” $X_{*бв}$, $X_{*бс}$ та $X_{*бн}$ за допомогою формул перетворення:

$$X_{*бв} = \frac{X_{*бвн2} \cdot X_{*бв-с}}{X_{*бвн2} + X_{*бв-с} + X_{*бн-с}} = 0,215$$

$$X_{*бс} = \frac{X_{*бвн2} \cdot X_{*бн-с}}{X_{*бвн2} + X_{*бв-с} + X_{*бн-с}} = 0,135$$

$$X_{*бн} = \frac{X_{*бв-с} \cdot X_{*бн-с}}{X_{*бвн2} + X_{*бв-с} + X_{*бн-с}} = 0,073$$

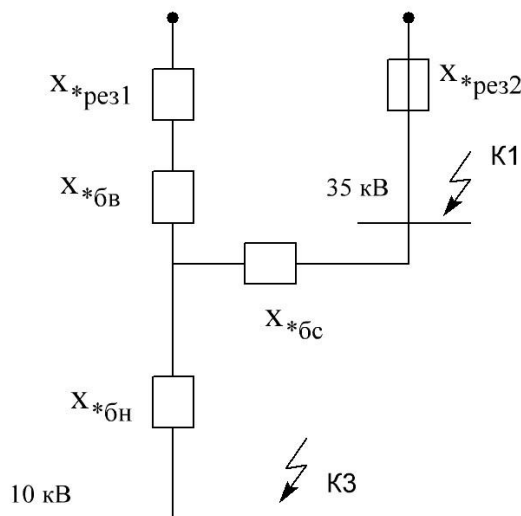


Рис. 3.18 – схема заміщення 10 кВ

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 58 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Загальний опір до шин 35 кВ з боку СЕС:

Таблиця 3.13 – Значення результуючого опору відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|-------------|------|-------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез2}$ | 1,01 | 5,011 | 10,011 | 15,011 | 20,011 |

Загальний опір до шин 10 кВ визначимо відповідно до формули (3.3):

$$x_{*б рез3} = \frac{(x_{*б рез1} + x_{*бв}) \cdot (x_{*б рез2} + x_{*бс})}{x_{*б рез1} + x_{*бв} + x_{*б рез2} + x_{*бс}} + x_{*бн} =$$

Таблиця 3.14 – Значення результуючого опору відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $x_{*рез3}$ | 0,309 | 0,355 | 0,362 | 0,365 | 0,367 |

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{б3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К1 відповідно до формули (3.20), відповідно до всіх потужностей:

Таблиця 3.15 – Значення струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез3}$ | 0,309 | 0,355 | 0,362 | 0,365 | 0,367 |
| $I_{к3}$, кА | 17,799 | 15,493 | 15,193 | 15,068 | 14,986 |

Ударний струм в точці К3 відповідно до формули (3.21):

Таблиця 3.16 – Значення ударного струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $I_{к3}$, кА | 17,799 | 15,493 | 15,193 | 15,068 | 14,986 |
| I_y , кА | 45,387 | 39,507 | 38,742 | 38,423 | 38,214 |

3. Розрахунок струмів КЗ до шин 0,4 кВ.

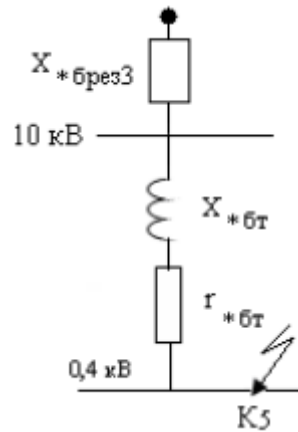


Рис. 3.19 – схема заміщення 0,4 кВ

Повний опір трансформатора ТМ-400/10У1 визначається за формулою:

$$Z_{*бт} = \frac{U_{ктр}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}} \quad (3.36)$$

$$Z_{*бт} = \frac{4,5 \cdot 100}{100 \cdot 0,4} = 11,3$$

Активний опір трансформатора визначається за формулою:

$$r_{*бт} = \frac{\Delta P_{кз}}{S_{нтр}} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{нтр}} \quad (3.37)$$

$$r_{*бт} = \frac{5,5}{0,4} \cdot \frac{100}{0,4 \cdot 1000} = 3,437$$

Індуктивний опір трансформатора визначається за формулою:

$$X_{*бт} = \sqrt{Z_{*бт}^2 - r_{*бт}^2} \quad (3.38)$$

$$X_{*бт} = \sqrt{11,3^2 - 3,437^2} = 10,76$$

Повний опір до шин 0,4 кВ визначається за формулою:

$$Z_{*\delta} = \sqrt{(X_{*бт} + X_{*брез3})^2 + r_{*бт}^2} \quad (3.39)$$

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 60 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

Повний опір до шин 0,4 кВ відповідно до потужності S_k :

Таблиця 3.17 – Значення повного опору відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|-------------|-------|--------|--------|--------|--------|
| $x_{*рез3}$ | 0,309 | 0,355 | 0,362 | 0,365 | 0,367 |
| $Z_{*б}$ | 11,59 | 11,634 | 11,641 | 11,644 | 11,646 |

Базисний струм визначимо відповідно до формули (3.19):

$$I_{б4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА}$$

Струм короткого замикання в точці К4 відповідно до формули (3.5):

Таблиця 3.18 – Значення струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|-------|--------|--------|--------|--------|
| $Z_{*б}$ | 11,59 | 11,634 | 11,641 | 11,644 | 11,646 |
| $I_{к4}$, кА | 12,45 | 12,403 | 12,396 | 12,393 | 12,391 |

Ударний струм в точці К5 відповідно до формули (3.6):

Таблиця 3.19 – Значення ударного струму короткого замикання відповідно до потужності

| S_k , МВА | 1 | 5 | 10 | 15 | 20 |
|---------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| $I_{к4}$, кА | 12,45 | 12,403 | 12,396 | 12,393 | 12,391 |
| I_y , кА | 22,908 | 22,822 | 22,809 | 22,803 | 22,799 |

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 61 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

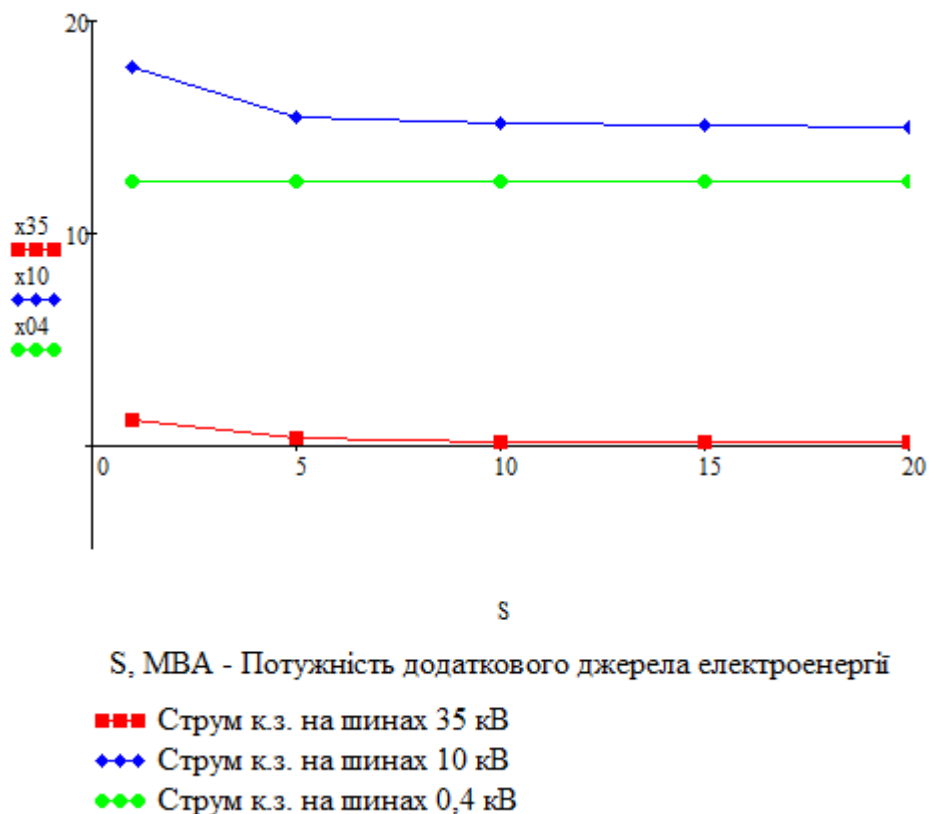


Рис. 3.19 – Графік залежності струмів короткого замикання в системі

З графічної залежності, бачимо що при підключенні додаткового джерела електроенергії потужністю в 1 МВА, на шинах 10 та 35 кВ маємо вищі значення струму короткого замикання, тоді як при потужності від 5 до 20 МВА значення струмів к.з. лінійно зменшуються. Також з графічної залежності бачимо, що додаткова потужність від альтернативного джерела електроенергії на струм короткого замикання на шинах 0,4 кВ суттєво не впливає.

ВИСНОВКИ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ

В результаті досліджень визначено сумісність джерела фотоелектричної генерації електроенергії зі звичайною системою електроспоживання, тобто за рахунок встановлення фотоелектричної станції можна замінити об'єм електроенергії що потрібен для покриття власних потреб та забезпечення електроенергією нетягових споживачів 35, 10 та 0,4 кВ. Проведений розрахунок впливу додаткового джерела електроенергії на значення короткого замикання на шинах від однієї з підстанцій. На інші тягові підстанції цей вплив є малозначним, так як вони знаходяться на значній відстані від додаткового джерела електроенергії. Запропоновано встановлення фотоелектричної станції, яка могла б забезпечувати електроенергією нетягових споживачів на постійному струмі.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 63 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Півняк Г.Г., Жежеленко І.В., Папаїка Ю.А., Несен Л.І. Перехідні процеси в системах електропостачання: підручник для ВНЗ. Дніпро: НГУ, 2016. 600 с.
2. Солдатенко В. П. Автоматичне керування генерацією активної потужності відновлюваних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі: Дисертація кандидата технічних наук. Кропивницький: ЦНТУ, 2019. 185 с.
3. Ернст В. В. Управління режимами розподільних електричних мереж із відновлюваними джерелами енергії: магістерська дисертація. Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2018. 111 с.
4. Прихода М. С. Дослідження вимикаючої здатності комутаційного обладнання тягової підстанції при приєднанні сонячної електростанції. Електрифікація транспорту. 2015. № 9. С. 62–70.
5. Бондар, О. І. Підходи щодо моделювання та інтеграції відновлювальних джерел до системи електропостачання залізниць України / О. І. Бондар // Локомотив-інформ. – Харків, 2014. – № 11. – С. 6–8.
6. Сиченко, В. Г. Аналіз впливу сонячної генерації на роботу тягових підстанцій електрифікованих залізниць : [препринт] / В. Г. Сиченко, О. І. Бондар, М. С. Прихода // Світлотехніка та електроенергетика. – 2015. – № 1 (41). – С. 10-17.
7. Сиченко В.Г. Інтеграція сонячної енергетики у систему тягового електропостачання постійного струму – ISSN 2079-3944. Вісник НТУ «ХП», 2015. 364 – 368 с.
8. Jason P. Determining the sustainability of large-scale photovoltaic solar power plants / P. Jason // Renewable and Sustainable Energy Reviews / vol. 27, 2013. - pp. 435-444.
9. Бойко, А. М. Електричні станції та підстанції : метод. вказівки до вик. курс. проект. для студ. IV курсу денної та заочної форм навч. спец. "Електротехнічні системи електроспоживання". Ч. 2. Завдання до курсового проекту з розрахунково-пояснювальною запискою / А. М. Бойко. - Д. : Вид-во Дніпропетр. нац. ун-ту залізн. трансп. ім. акад. В. Лазаряна, 2010. 50 с.
10. Бодунов В. М. Урахування невизначеності щодо кількості та місць встановлення джерел розподіленої генерації при прийнятті проектних рішень // Новітні технології у науковій діяльності і навчальному процесі: Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених і студентів: тези доповідей. – Чернігів: Черніг. нац. технол. ун-т, 2015. – С. 116–117.

| | | | | | | |
|-----|------|------------|--------|------|--------------------------|------|
| | | | | | 02.15.ЕС2121.КРМ.2022–ПЗ | Арк. |
| | | | | | | 64 |
| Зм. | Арк. | №документа | Підпис | Дата | | |