

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

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

_____	О. КОЛЛАРОВ
(підпис)	(ініціали, прізвище)
«___» _____	2023 р.

Кваліфікаційна робота
магістра

на тему Модернізація системи електропостачання насосної станції та забезпечення її безперебійного живлення.

Виконав: студент 2 курсу, групи ЕЛКм–22
(шифр групи)

спеціальності підготовки 141 «Електроенергетика, електротехніка та
(шифр і назва спеціальності підготовки)
та електромеханіка»

_____	_____
КОЧКІН Євген	(підпис)
(ім'я та прізвище)	
Керівник <u>доц. каф., к.т.н., Ю. ГРИЦЮК</u>	_____
(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)	(підпис)

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

Нормоконтроль:

_____	Е. НЕМЦЕВ
(підпис)	

(дата)

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

Студент(-ка) _____	_____
	(підпис)

(дата)

ЛУЦЬК – 2023 р.

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

Факультет машинобудування, електроінженерії та хімічних технологій

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: магістр

Спеціальність: електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ (О. КОЛЛАРОВ)

« » _____ 2023 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Євгену КОЧКІНУ

(ім'я та прізвище)

1. Тема роботи: Модернізація системи електропостачання насосної станції та забезпечення її безперебійного живлення.

керівник роботи Юрій ГРИЦЮК, канд. техн. наук, доцент

(ім'я та прізвище, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 15 грудня 2023 року

3. Вихідні дані до роботи: Електрична схема насосної станції, яка живиться від ДЖ через шини ГРП 10 кВ. ДЖ розташоване на відстані 1.7 (км) від насосної станції. $S_{K3, \max.(U=10\text{кВ})} = 4200$ (МВА); $X_{\max.\text{нв}} = 0.47$ (Ом);

$S_{K3, \text{міт.}(ш.U=10\text{кВ})} = 3250$ (МВА); $X_{\max.\text{нв}} = 0.675$ (Ом); ЕП насосних установок - асинхронні електродвигуни, режим – тривалий із незмінним навантаженням.

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

1. Аналіз роботи і характеристика споживачів електрики насосної станції.

2. Розрахунок потужності електродвигуна основної технологічної установки, навантаження. Вибір схеми електропостачання НС.

3. Вибір основного електрообладнання, компенсації реактивної потужності.

Розрахунок струмів КЗ, вибір комутаційного обладнання та вимірювальних приладів. Розробка системи керування електромережою. Дослідження можливості впровадження системи із ВДЕ та акумуляторною станцією для

забезпечення безперервного живлення НС.

4. Створення та аналіз режимів роботи математичної моделі досліджуваної електромережі, оптимізація її роботи. Формулювання висновків.

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

Чотирнадцять слайдів презентаційного матеріалу.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Ініціали, прізвище та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1-4	Ю. ГРИЦЮК, доц. каф.		
Нормоконтроль	Е. НЕМЦЕВ, ст. викл. каф.		

7. Дата видачі завдання 02 жовтня 2023 року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Розділ 1	02.10–24.10.23	
2.	Розділ 2	25.10–06.11.23	
3.	Розділ 3	07.11–28.11.23	
4.	Розділ 4	29.11–15.12.23	

Студент _____
(підпис)

Євген КОЧКІН _____
(ім'я та прізвище)

Керівник роботи _____
(підпис)

Юрій ГРИЦЮК _____
(ім'я та прізвище)

АНОТАЦІЯ

КОЧКІН Є., «Модернізація системи електропостачання насосної станції та забезпечення її безперебійного живлення.» / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього ступеня «магістр» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» – ДВНЗ ДонНТУ, м. Луцьк, 2023.

В науковій роботі досліджувалось питання із вдосконалення власне електричної схеми живлення насосної станції, а також і модернізації через впровадження сучасних компонентів системи електропостачання.

За першим розділом, котрий містив дослідження характеру наявного навантаження у електромережі, було проведено попередні визначення типів головних елементів ЕМ та обрані оптимальні концепції із підходів до модернізації кожної із ланок енергосистеми.

Другий розділ мав розрахункову частину із підбору типу електродвигуна, головного технологічного устаткування, а обладнання у ланках із навантаженням. Тут була обрана й загальна схема електричного постачання НС.

Надалі були вирішені задачі пов'язані із вибором комутаційного обладнання, компенсацією РП, впровадженням РЗ та вимірювальних приладів, розроблена й система керування ЕМ.

На останок, опрацьовувалось питання із забезпечення безперебійного живлення через системи із ВДЕ, а також акумуляторної підстанції. Загальним результатом стала мат. модель, котра дозволяє мати повне представлення про ЕС.

Ключові слова: НАСОСНА СТАНЦІЯ, МОДЕРНІЗАЦІЯ, НАДІЙНІСТЬ, БЕЗПЕРЕБІЙНЕ ЖИВЛЕННЯ, АВАРІЙНА СИТУАЦІЯ, ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ, УПРАВЛІННЯ НАВАНТАЖЕННЯМ, АВТОМАТИЗАЦІЯ, ГЕНЕРАТОР, ЕНЕРГЕТИЧНА БЕЗПЕКА, КОНТРОЛЬ НАПРУГИ, МОНІТОРИНГ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ, МОДЕЛЮВАННЯ

ANNOTATION

KOCHKIN E., « Modernization of the power supply system of the pumping station and ensuring uninterrupted power supply.» / Graduation qualification work for obtaining a master's degree in specialty 141 "Electroenergetics, electrical engineering and electromechanics" - State Technical University DonNTU, Luts'k, 2023.

In the scientific work, the issue of improving the actual electrical circuit of the power supply of the pumping station, as well as modernization through the introduction of modern components of the power supply system, was investigated.

According to the first section, which included a study of the nature of the existing load in the power grid, preliminary determinations of the types of the main elements of the power grid were made and optimal concepts were selected from approaches to the modernization of each link of the power system.

The second section had a calculation part on the selection of the type of electric motor, the main technological equipment, and the equipment in the links with the load. The general scheme of the electrical supply of the pumping station was also chosen here.

In the future, the tasks related to the selection of switching equipment, compensation of reactive power, implementation of protection and measuring devices were solved, and the control system was developed.

Finally, the issue of ensuring supply uninterrupted power through renewable energy systems, as well as a battery substation, was worked out. The overall results were mat. a model that allows you to have a complete view of the power system.

Keywords: PUMPING PLANT, UPGRADING, RELIABILITY, UNINTERRUPTED SUPPLY POWER, EMERGENCY, LOAD MANAGEMENT, AUTOMATION, GENERATOR, ENERGY SECURITY, VOLTAGE CONTROL, POWER MONITORING, SIMULATION.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	9
1. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ НС ТА ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИКИ У ЕНЕРГОСИСТЕМІ.	12
1.1 Аналіз роботи і характеристика споживачів електрики на НС.	12
1.2 Розрахунок електричної потужності для головного технічного обладнання.	13
1.3 Виконання попереднього розрахунку навантажень електричних.	14
1.4 Створення картограми й визначення центральної точки ел. навантажень.	15
1.5 Огляд функціонування приймачів електроенергії (споживачів) у насосній станції	16
1.6 Допущення під час визначення струмів при КЗ.	18
2. СЕЛЕКЦІЯ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ У НС.	21
2.1 Дослідження і розрахунок характеру навантаження у НС.	21
2.2 Вибір величини оптимального рівня характеристики напруги.	30
2.3 Розгляд можливих варіантів системи живлення у НС.	32
2.4. Визначення кількості і величини потужності трансформаторів для цехів. Проведення компенсації РП в ЕМ 10 і 0.4 кВ.	39
2.5. Вибір раціональної величини перерізу жил у КЛ.	43
3. СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ ВИМІРУ ГОЛОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕМ, ЯКА ПРОЕКТУЄТЬСЯ ДЛЯ НС, ТА ПІДСИСТЕМИ ОБРОБКИ ОТРИМАНИМИ ДАНИМИ ДЛЯ ПОДАЛЬШОГО КЕРУВАННЯ ЕС.	45
3.1 Розрахунок основних параметрів у навантажені.	45
3.2 Визначення струмів КЗ гілок навантаження та загальної у РП для створення підсистеми РЗ на пристроях із МПК.	48

3.3 Проектування підсистем виміру і керування.	59
3.3.1 Реалізація моделі «розумної» електромережі у НС.	59
3.3.2 Створення підсистеми керування НС на базі ШІ, з метою прогнозу подій.	62
4. ПОБУДОВА І НАЛАШТУВАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ РАЗОМ ІЗ СИСТЕМОЮ ЗАХИСТУ.	67
ВИСНОВКИ.	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	87
ДОДАТОК А.	89
ДОДАТОК Б.	90
ДОДАТОК В.	92
ДОДАТОК Г.	95

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

НРР - нормальний режим роботи;

АТ - автоматизований та технічний;

ЗЗВ - засіб захисту й вимірювання;

НРВ - неусталений режим вимкнення;

МК - модуль керування;

ВВ - вводи і виводи;

ТО - трансформатор обмотковий;

АМР - автоматичний модуль із виконання резервування живлення;

СКЗ - середньоквадратичне значення;

ВРУ - вузол розподілу управління.

ВСТУП

Поміж електроенергетичною системою й різними споживачами електроенергії існують складні взаємовідносини, котрі визначаються особливостями у виробництві електроенергії. Електростанції й споживачі, що підключені до електричних мереж, утворюють єдину динамічну систему, і вони взаємодіють поміж собою, впливаючи й надійність та ефективність роботи цієї системи. Тому потрібна координація режимів роботи електростанцій, мереж електроенергетичної системи та обладнання споживачів при будь-яких умовах функціонування електроенергетичної системи, а також необхідна регламентація оперативного керування цими режимами [4].

Для виконання цих вимог на етапі створення варто приймати до уваги ряд робочих особливостей об'єктів споживання електроенергії та електроенергетичної системи. В цьому контексті важливо правильно провести розрахунки щодо навантаження та коротких замикань, налаштувати відповідні захисні та автоматичні пристрої, що відповідають вимогам надійності та безпеки на території електроустановок та промислових об'єктів [6, 8].

Мета проекту заключна у забезпеченні постачання електричного для НС, котра призначена для забезпечення питною водою мешканців міста Луцька і є важливим об'єктом. У рамках проекту розглядаються такі питання:

- Вибір рівня напруги для живильної та розподільної мережі.
- Розрахунок електричних навантажень.
- Вибір кількості, потужності та місця розташування підстанцій та головних пунктів підключення.
- Визначення кількості і номінальної потужності ЦТ.
- Визначення та вибір із поточною перевіркою параметрів КЛ.
- Дослідження варіантів схеми зовнішнього електропостачання насосних станцій на основі технічного порівняння.
- Розрахунок якісних показників за електроенергією.

– Вибір обсягу та розрахунок параметрів пристроїв РЗА та інших пристроїв – вимірювальних.

Для реалізації цих завдань використовуються початкові дані, такі як план території насосних станцій та розташування обладнання, характеристики технологічних процесів насосних станцій, інформація про електричні навантаження та джерело живлення тощо.

В Україні, як і в багатьох інших країнах, системи електропостачання мають величезне значення для ефективності та безперебійності різноманітних інфраструктурних об'єктів, включаючи насосні станції. Насосні станції використовуються для надання водопостачання, водовідведення, а також для інших гідротехнічних систем, котрі забезпечують надважливі послуги населенню й підтримують функціонування власне промислових об'єктів.

На сьогоднішній день електропостачання в Україні стикається із цім рядом викликів і проблем:

– Багато НС працюють на застарілому ел. обладнанні, яке часто має високий ризик відмови.

– Ефективність електропостачання водних об'єктів не завжди оптимальна, що може призводити до великого споживання енергії та зайвих витрат.

– Безперебійність живлення постає критично важливою для НС, особливо при важких кліматичних умовах та під час природних катастроф.

– Наявність сучасних систем автоматизації та моніторингу є обов'язковою для забезпечення ефективного функціонування та реагування на аварійні ситуації.

Модернізація системи електропостачання насосних станцій та забезпечення їх безперебійного живлення є актуальним завданням. Це включає в себе впровадження нових технологій, заміну застарілого обладнання, вдосконалення систем автоматизації та моніторингу, а також підвищення рівня енергоефективності. Важливою частиною цього процесу є впровадження

резервного живлення, що забезпечує надійність роботи насосних станцій навіть під час виникнення перебоїв у головному живленні.

Ця робота спрямована на розгляд сучасних підходів та можливостей для модернізації систем електропостачання насосних станцій в Україні з метою підвищення робочої ефективності і надійності, а також забезпечення безперебійного функціонування навіть у складних умовах.

Структура та обсяг кваліфікаційної випускної роботи.

Результати роботи дипломної наведені на 96 машинописних сторінках звіту, який має вступ, основні 4 розділи, загальні висновки за дослідженням. Робота містить перелік застосованої літератури, котрий налічує 9 джерел та чотири додатки. Звіт містить 47 рисунків, а також і 8 таблиць.

1. ДОСЛІДЖЕННЯ РОБОТИ НС ТА ХАРАКТЕРИСТИКА СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИКИ У ЕНЕРГОСИСТЕМІ.

1.1 Аналіз роботи і характеристика споживачів електрики на НС.

Насосні станції застосовуються для переміщення різних типів рідини. У великих насосних установках, де значення об'єму рідини, котрий є перекачуваний, може змінюватися, існує потреба в зниженні витрати енергії на кожен об'єм перекачуваної рідини. Іноді для досягнення цієї мети використовується регулювання обертів роторів електричних машин, таких як насоси.

На досліджуваній насосній станції розміщено чотири групи насосів, кожна із яких виконує певну функцію:

- Перша група призначена для подання питної та чистої води на усі шість водопровідних систем.
- Друга група відповідає за подачу промислової води до споруд очисних.
- Третя група використовується для подачі промислової води для промивання контактних освітлювачів на очисних спорудах.
- Четверта група обслуговує дренажні насоси.

Оскільки приміщення насосних станцій характеризується підвищеною вологістю та можливими аварійними затопленнями, передбачено використання дренажних насосів в таких ситуаціях.

Неперервність живлення насосів є вельми важливою, оскільки будь-який перерив у подачі електроенергії може призвести до порушень у технологічному процесі і розморожування трубопроводів взимку. Тому насосні агрегати належать до споживачів електроенергії I категорії.

Освітлення насосної станції та електричні розетки також віднесені до споживачів електроенергії I категорії. Усі інші пристрої електроживлення вважаються споживачами II категорії.

1.2 Розрахунок електричної потужності для головного технічного обладнання.

Основним обладнанням насосних станцій є відповідно – насосні установки. Відцентрові насоси є найбільш поширеними серед насосних установок, водночас поршневі насоси мають менше застосування. Основна проблема поршневих насосів полягає в їхньому зворотно-поступальному русі поршня, що призводить до нерівномірного навантаження і знакової зміни, і ускладнює вибір системи приводу.

Відцентрові насоси, як правило, є швидкохідними, що дає можливість підключити їх безпосередньо до електродвигунів. Вони також дозволяють стартувати при закритій засувці або в неробочому режимі двигуна, коли пусковий момент дорівнює лише 20-30% від номінального. Навіть якщо під час роботи трубопровід буде закритий, це не створить надмірного тиску, оскільки потужність у цей момент становитиме близько 40% від номінальної потужності насоса.

У випадку невеликих потужностей насосів зазвичай використовують асинхронні к.з. як тип електродвигунів, а при великих потужностях можуть встановлювати як АД, так і СД [5].

На дослідній насосній станції, з огляду на низькі потужності насосів, можна ефективно використовувати АД із к.з. у частині двигунів для приводу. Вони відрізняються простотою у конструкції та певною гнучкістю.

На сучасних НС зазвичай використовують насосні установки із АД у частині ЕП напругою 10 кВ, продуктивність яких становить 1100 м³/год, з розрахунковою висотою підйому $h = 90$ м і частотою обертання ротора $n = 1475$ (об/хв). Величина ККД власне насосу для цього випадку складає 74% [7].

Потужність ЕД для насосної станції розраховується за:

$$P = \frac{V \cdot g \cdot H \cdot \nu}{\eta_{\text{ПЕР}} \cdot \eta_{\text{НАС}}} \cdot 10^{-3} \quad (1.1)$$

де: $\eta_{\text{ПЕР}}$ – показник ККД під час передачі енергії поміж ЕД до самого насоса;

g – величина прискорення із довільного падіння 9,8–9,82 (м/с²)

$$P = \frac{1100 \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 90}{3600 \cdot 0.74 \cdot 1} \cdot 10^{-3} = 364.56 \text{ (кВт)} \quad (1.2)$$

Оскільки електродвигун насоса працює безперервно в сталому режимі з фіксованим навантаженням, без можливості регулювання швидкості та при нормальних умовах запуску, то для цього ми вибираємо асинхронний трифазний електродвигун з короткозамкненим ротором типу "А" з такими номінальними параметрами:

- Номінальна потужність ($P_{\text{НОМ}}$) = 630 кВт,
- Напруга номінальна ($U_{\text{НОМ}}$) = 10 кВ,
- Номінальна швидкість обертання (n) = 1485 об/хв,
- ККД у момент номінальних умов ($\cos \varphi_{\text{НОМ}}$) = 0.885.

Враховуючи можливість електропостачання насосних установок напругою 10 (кВ) у проекті, також буде розглянуто аналогічні асинхронні трифазні електродвигуни із напругою 10 (кВ) як варіанти приводу для цих насосних установок.

1.3 Виконання попереднього розрахунку навантажень електричних.

Перший крок у проектуванні системи електропостачання полягає у визначенні електричних навантажень. Залежно від цих значень вибирається та перевіряється електрообладнання системи електропостачання, розраховуються втрати потужності та електроенергії. Точність оцінки очікуваних навантажень

визначає капітальні та експлуатаційні витрати системи електропостачання та надійність електрообладнання.

При проектуванні систем електропостачання застосовуються різні методи розрахунку електричних навантажень, включаючи:

- Розрахунок на основі встановленої потужності та коефіцієнта попиту;
- Статистичний метод, який враховує середню потужність та відхилення розрахункового навантаження від середнього значення;
- Метод упорядкованих діаграм, який використовує середню потужність та коефіцієнт максимуму;
- Метод використання середньої потужності та коефіцієнта форми графіка навантажень;
- Урахування за питомим навантаженням на одиницю площі виробничої.

У даному проекті із розрахунку ел. навантажень у напрузі 10 кВ застосовуємо методологію коефіцієнта попиту. Із цією потрібно знати встановлену потужність ($P_{ном}$) електричних приймачів, їх номінальні коефіцієнти потужності ($\cos\phi$), а також коефіцієнти попиту для даної групи, які можуть бути знайдені в довідкових матеріалах.

1.4 Створення картограми й визначення центральної точки ел. навантажень.

Власне картограма із навантажень у підприємстві відображає розміщення навантажень на його території, де площі, обведені окружностями, відповідають розрахунковим навантаженням у визначеному масштабі для різних цехів.

При розробці електропостачальних систем однією із первинних задач є оптимальне розташування ДЖ на промисловому підприємстві. Це вимагає визначення координат центральної точки ел. навантажень (або ЦЕН) підприємства загалом за допомогою аналітичного методу, враховуючи групи паралельних навантажень.

Картограма ел. навантажень надає можливість візуально представити розподіл навантажень на території підприємства.

При побудові картограми навантажень враховується умова, що площа кіл на карті відповідають навантаженням розрахунковим за обраним масштабі.

Кожне із цих кіл карти здатні поділені на сектори, котрі відповідають освітленню й навантаженням силовим, що надає інформацію про структуру навантажень.

Головна низька ПС слід розміщувати якомога наближено до центру із навантажень, щоб наблизити ВН до місця споживання електричної енергії та скоротити довжину мереж розподільних $U_{p.EM}$ 10 (кВ), а також 0,4 (кВ), тим самим знижуючи енергетичні втрати.

1.5 Огляд функціонування приймачів електроенергії (споживачів) у насосній станції

Для забезпечення категорії I за надійністю у електропостачання групи споживачів НС важливим та актуальним є виконання наступних аспектів: наявність незалежних джерел живлення, супершвидкої реакції автоматики на аварійний режим, надійної роботи РЗА, що використовується на секціях розподільчих пристроїв $U_{RP}=10(6), 35, 20$ (кВ), повного часу перемикання на резервне джерело за 23–65 (мс), яке залежить від наявності асинхронних/синхронних (АМ/СД) приводів насосів та механізмів електротехнічних систем (ЕТС), а також відключення від зовнішнього КЗ за час трохи більше періоду.

Основними електроприймачами насосних станцій є синхронні та асинхронні із КЗ обмоток у роторі ЕД у приводів вентиляторів, насосів та компресорів, котрі мають високий коефіцієнт завантаження та частотно-регульований привід (ЧРП) або пристрій плавного пуску (рис. 1.1). Асинхронні двигуни чутливі до короточасних провалів напруги глибиною більше 30 %, тому що в цих випадках не забезпечуються умови їхнього самозапуску після

відновлення електропостачання внаслідок роботи існуючої автоматики або спрацювання технологічних захистів.

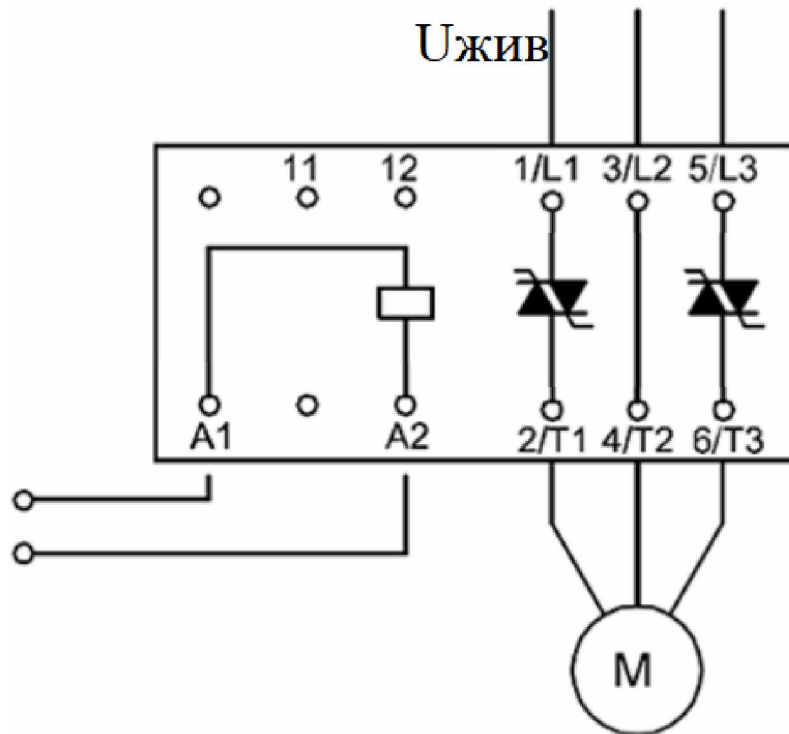


Рисунок 1.1 – Підключення пристроїв із забезпечення плавного пуску

Аналіз короткочасних порушень під час електропостачання, металургійних та хімічних підприємств та НС систем водному й тепlopостачання, водовідведення виявив (рис. 1.2):

– згідно зі вказівками щодо стійкості енергосистем допускаються відключення КЗ у мережах 110 кВ тривалістю 0.2 (с) що часто призводить до зупинок приводів (особливо низьковольтних електродвигунів);

– критичний час є порушенням у безперервності технологічних процесів залежить від наявності «особливих» споживачів, котрим воно вбирається у 0.03 (с);

– критичний час із порушення безперервності технологічних процесів становить 0,06-0,125 с, тобто значно менше вимог нормативних документів щодо стійкості електроенергетичних систем.

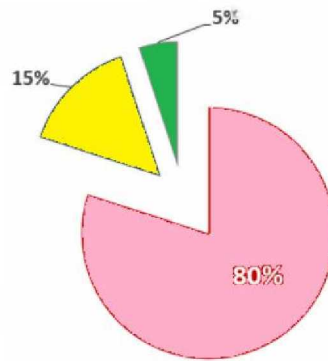


Рисунок 1.2– Класифікація короточасних порушень електропостачання споживачів: 1–Зовнішні КЗ; 2–КЗ на боці споживача; 3– відключення у частині споживача

Існуючі пристрої та принцип побудови автоматики забезпечення безперервності технологічних систем на базі елементів із АВР не дозволяють забезпечити безперебійну роботу електродвигунів напругою до 1 кВ.

Це призводить до випадання із синхронізму СД, опракидування у АД, відключення ЧРП, а також до спрацьовування технологічних захистів, відключення контакторів та пускачів під напругою 0.4 кВ. За більших часів АВР та несинуфазне включення джерел живлення можливий гідравлічний удар, внаслідок чого виникають зусилля, що значно перевищують величини, допустимі зважаючи на умови міцності у трубопроводах, а також арматури.

1.6 Допущення під час визначення струмів при КЗ.

У вирішенні більшості завдань практичних, котрі пов'язані із визначенням $I_{КЗ}$, використовують ряд припущень, котрі не впливають на розрахункову точність. Посеред даних припущень можна виділити такі:

I. Відкидають вплив насичення магнітних систем елементів усього ланцюга із КЗ. Це є важливо, через те, що насичення може змінювати розрахункові параметри деяких пристроїв.

II. Знехтування опорами активними у елементах схеми, при умові відношення при результуючих опорах до точки КЗ не є великим.

- III. Припускають, що усі навантаження мають постійні індуктивні опори.
- IV. Припускають, що всі елементи присутні в симетричній СЕС, окрім місця КЗ за випадку КЗ несиметричних.
- V. Не приймають до уваги за фазою ЕРС від ДЖ у схемі розрахунковій.
- VI. Відмова враховувати $I_{\text{нам.ц}}$ величину струмів намагнічування автотрансформаторів й трансформаторів .
- VII. Знехтування різницею значень перехідних опорів індуктивних за поздовжньою й поперечних осях СМ.

Під час визначення у відносних одиницях (в.о.), усі величини порівнюють за базисними, приймаючи напругу і потужність базисну. Потужність базисна здатна бути показником трансформатора першого у ГПП чи визначеною в якості одиниці умовної потужності, до прикладу, 200 чи 500 (МВ*А). В якості базисної напруги приймається напруга середня на рівні, на якому відбулося КЗ, таку як 10.5(6.3) кВ і т.п..

Опір власне елементів у системи електропостачання приводять до базових умов.

Під час розрахунку КЗ припускають, що це підприємство отримує харчування від системи необмеженої потужності.

Джерело нескінченної потужності характеризується тим, що його власний опір є рівним 0 та його напруга при короткому замиканні змінюється з постійними частотою та амплітудою (іншими словами: зміна зовнішніх умов не впливає на роботу самого джерела). Практично це має місце, наприклад, при коротких замикання в малопотужних та віддалених електроустановках, або при використанні чутливого та швидкодіючого автоматизованого регулювання при збудженні генераторів.

Опір системи x_c у відносних одиницях, якщо задана S_K потужність із КЗ на шинах ДЖ, визначають за:

$$x_{C*} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K} \quad (1.3)$$

Опір двообмотувальних трансформаторів, якщо задано напругу короткого замикання, $u_R, \%$

$$x_{T*} = \frac{u_R}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.T}} \quad (1.4)$$

Опір ЛЕП, за умови встановленого опору, x_0 , Ом/км, і показник довжини самої лінії, l , км

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} \quad (1.5)$$

Опір синхронних та асинхронних ЕД, якщо задані надперехідний опір двигунів x_d'' та номінальна повна потужність $S_{H.Д.}$, МВ · А

$$x_{d*} = \frac{x_d'' \cdot S_{\bar{\sigma}}}{S_{H.Д}} \quad (1.6)$$

2. СЕЛЕКЦІЯ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОЖИВЛЕННЯ НАВАНТАЖЕННЯ У НС.

2.1 Дослідження і розрахунків характеру навантаження у НС.

Перший етап у проектуванні системи ЕП полягає в оцінці електричних навантажень. За цими значеннями перевіряється і обирається електричного обладнання системи ЕП, розраховуються відносні втрати у електроенергії й потужності. Правильна оцінка від очікуваних навантажень має великий вплив на капітальні витрати на систему ЕП, надійність роботи і експлуатаційні витрати у електрообладнанні [4].

Під час проектування у системах ЕП використовуються різноманітні методології для визначення електричних навантажень, такі як:

- Визначення за встановленою потужністю, а також коефіцієнтом споживання.
- Розрахунок за середньою потужністю, та коефіцієнтом наявного максимуму (методологія діаграм упорядкованих).
- Пошук за потужністю середньою і відхиленням навантаження розрахункового від середньої потужності (метод статистичний).
- Визначення параметрів за споживаною електричною енергією на одиницю у виробленої продукції під час заданого обсягу для виробництва за окремий період часу.
- Розрахунок за середньою потужністю і коефіцієнтом у формі графіка навантаження.
- Визначення маркерів за одиницю площі виробничої площі.

В проекті для пошуку ел. навантажень під час напруги 10 (кВ) застосовуємо методологію коефіцієнта споживання. Із цією метою потрібно визначити $P_{\text{ном.спож.електр}}$, коефіцієнти номінальні потужності $\cos(j)$ та коефіцієнти

характерні за споживанням $K_{СП}$ для даної групи, котрі визначаються за матеріалами довідковими [5, 7].

Навантаження електроприймачів обчислюється відповідно до наступних формул:

$$P_{роз} = P_{ном.П} \cdot K_c;$$

$$Q_{роз} = P_{роз} \cdot tg(\phi) \quad (2.1)$$

$$S_{роз} = \sqrt{Q_{роз}^2 + P_{роз}^2} \cdot \kappa_{p(t).max.},$$

де: $tg(\phi)$ –даний параметр можливо отримати через величину $\cos(\phi)$ приймача;

$Q_{роз}$ – величина розрахункової реактивної складової потужності;

$P_{роз}$ – показник розрахункової активної складової потужності;

$\kappa_{p(t).max.}$ – значення коефіцієнту для різночасності у максимальних навантажень у окремих груп ЕП та можна прийняти приблизно

$$\kappa_{p(t).max.} = 0.9$$

Визначення показника розрахункового навантаження для $U < 1$ (кВ) виконується шляхом застосування методології упорядкованих діаграм.

$$P_{роз} = P_{зв.т.см} \cdot k_{max} = k_u \cdot k_{max} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном_i}; \quad (2.2)$$

$$Q_{роз} = k_{max} \cdot Q_{зв.т.см}$$

де: $P_{зв.т.см}$, $Q_{зв.т.см}$ – показник потужності у найбільшу завантажену зміну;

k_{max} – параметр коефіцієнту максимуму;

Усі необхідні коефіцієнти розрахункові та потужність питому для освітлення були прийняті відповідно до відомостей, представлених у [4, 6]. Характеристика розрахункова потужність для освітлення обчислюється так:

$$P_{роз.осв} = F \cdot k_{осв} \cdot P_0; \quad (2.3)$$

де: $P_0 = 15 \left(\frac{Вт}{м^2} \right)$ – визначення питомого навантаження у освітлені;

$k_{осв}$ – величина коефіцієнту попиту для групи із освітлювальних установок;

$F_{ц.1} = 750 (м^2)$; $F_{ц.2} = 1320 (м^2)$; – площі цехових ділянок НС освітлюваної території;

$$P_{роз.осв} = (750 + 1320) \cdot 0.9 \cdot 15 = 27.945 (кВт) \quad (2.4)$$

Враховуючи використання світильників із лампами газорозрядними і обладнанням для проведення КРП, приймаємо коефіцієнт потужності даних світильників як 0.935. Це також означає, що розрахункова РП в частині освітлення може бути розрахована за наступною формулою:

$$Q_{роз.осв} = P_{роз.осв} \cdot \cos(\varphi) = 27.945 \cdot 0.935 = 26.129 (кВт) \quad (2.5)$$

Втрати у потужності для трансформаторів підстанцій (ТП) можна у великій мірі оцінити приблизно, використовуючи наступні вирази:

$$\Delta P_T = (0.025 \div 0.03) \cdot S_{P.(0.4)} \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_T = (0.125 \div 0.15) \cdot S_{P.(0.4)}$$

де: ΔP_T ; ΔQ_T – представляють реактивну та активну потужності, котрі враховують відповідні втрати у ТП.

Величина розрахункової реактивної і активної потужності, котра виражена відносно U_{EM} 10 кВ на ПС у НС, враховуючи нерівномірність навантаження в різний час, розраховується згідно:

$$S_{роз} = (S_{P.(10)} + S_{P.(0.4)}) \cdot 0.9 \quad (2.7)$$

де: $S_{P.(0.4)}$ – значення, що виражає втрати у ТП;

На початку визначимо навантаження у ланці ЕМ НС 0,4 кВ, розрахунки цієї ділянки зведемо до табл. 2.1.1–2.1.2. Такі величини, як k_i , $\frac{\cos \varphi}{\tan \varphi}$ обираються із довідникових даних [4, 7-8], згідно характеру навантаження.

Таблиця 2.1.1 – Навантаження розрахункове у НС 0.4 кВ (силове й освітлювальне)

№ пристрою	Приймачі	К-сть	Р _{вст} , (кВт)		$\frac{\cos \varphi}{tg \varphi}$	k _i
			Р _{один} (кВт)	Р _{гр} (кВт)		
НС №1						
1	Насоси	2	70	140	$\frac{0.8}{0.75}$	0.8
2	Вентилятори	2	10	20	$\frac{0.8}{0.75}$	0.7
3	Зварювальний апарат	2	17	34	$\frac{0.6}{1.31}$	0.05
4	Кран-балка	2	27	54	$\frac{0.6}{1.31}$	0.2
5	Електрозасувки	20	3.5	70	$\frac{0.6}{1.31}$	0.25

1	Насоси	64	51.2	1.5	90	229	138.84	267.8
2	Вентилятори	4.2	3.36					
3	Зварювальний апарат	0.65	0.39					
4	Кран-балка	10.8	6.48					
5	Електрозасувки	20	12					
6	Опалення	130	117					
Освітлювальне навантаження у НС						30	12	32.31
Усього						985	685.57	1200

Визначивши навантаження силове, додаткове й освітлення у ланці ЕМ НС 0,4 кВ, перейдемо до аналізу ділянку у НС із $U_m=10(\text{кВ})$, а відповідні розрахунки даної ділянки зводимо до табл. 2.2.1–2.2.2. Так само величини, описані вище, обираються із довідникових даних.

Таблиця 2.2.1 – Навантаження розрахункове у частині 10 (кВ)

№ Групи ЕМ	Найменування ЕП	N _{шт}	Дані номінальні ЕМ			$\frac{\cos \varphi}{tg \varphi}$	кС
			P _{oM} (кВт)	Q _{ЕМ} (кВар)	S _{ЕМ} (кВА)		
НС №1							
1	ЕМ ₁ – ЕМ ₅	5	710	360,5	796,28	$\frac{0.83}{0.67}$	0.85
2	ЕМ ₆ – ЕМ ₇	2	920	437	1018,51	$\frac{0.83}{0.67}$	0.85
3	ЕМ ₈ – ЕМ ₁₁	4	575	295,5	646,49	$\frac{0.81}{0.73}$	0.82
4	ЕМ ₁₂ – ЕМ ₁₄	3	335	207,5	394,06	$\frac{0.81}{0.73}$	0.82
НС №2							

1	ЕМ ₁₅ – ЕМ ₁₆	2	615	355	710,11	$\frac{0.83}{0.67}$	0.84
2	ЕМ ₁₇ – ЕМ ₁₈	2	550	292	622,71	$\frac{0.81}{0.73}$	0.84
3	ЕМ ₁₉ – ЕМ ₂₀	2	275	182	329,77	$\frac{0.81}{0.73}$	0.82

Таблиця 2.2.2 – Навантаження розрахункове у частині 10 (кВ)

№ Групи ЕМ	Найменування ЕП	Дані розрахункові ЕМ		
		P _{ЕМ.роз} (кВт)	Q _{ЕМ.роз} (кВар)	S _{ЕМ.роз} (кВА)
НС №1				
1	ЕМ ₁ – ЕМ ₅	3017,50	1532,13	3384,19
2	ЕМ ₆ – ЕМ ₇	1564,00	742,90	1731,47
3	ЕМ ₈ – ЕМ ₁₁	1414,50	726,93	1590,36
4	ЕМ ₁₂ – ЕМ ₁₄	1098,80	680,60	1292,51
Всього		7094,80	3682,56	7993,58
НС №2				
1	ЕМ ₁₅ – ЕМ ₁₆	1033,20	596,40	1192,98
2	ЕМ ₁₇ – ЕМ ₁₈	924,00	490,56	1046,15
3	ЕМ ₁₉ – ЕМ ₂₀	451,00	298,48	540,82
Всього		2408,20	1385,44	2778,29
Потужність сумарна НС №1-2		9503	5068	10771

Карта груп навантажень підприємства відображає розподіл навантажень на його території. На цій карті зони навантажень розташовані у вигляді кіл і відповідають генеральному плану території. Розміри цих зон, які визначені даними колами, відповідають параметрам навантаженням розрахунковим за основними цехами, і вони представлені на карті в певному масштабі, який треба обрати на етапі проектування.

Першим етапом під час проектування системи електропостачання є визначення раціонального розташування джерел живлення на території самого підприємства. Це досягається шляхом визначення координати умовного ЦЕН за допомогою методу аналітичного, котрий включає у себе і розрахунок за паралельними навантаженнями.

Карта навантажень служить для візуалізації розподілу навантажень на території власне підприємства. Кожне з цих кіл є поділеним на відповідні сектори, котрі відповідають силовим й освітлювальним навантаженням. Дана карта допомагає розібратися не лише в обсягах навантажень, але й в їхній структурі.

Розташування ГНП обирати бажано максимально близько до центру навантажень. Це допомагає скоротити довжину розподільних мереж напругою 10 та 0.4 (кВ), а також і зменшити втрати електроенергії у них.

У визначення центрів кіл, використовуємо геометричні центри тяжіння у плоских фігур, які утворюють будівлі із насосними станціями на плані.

$$X_{\text{ц}} = \frac{\sum P_j * X_j}{\sum P_j}$$

$$Y_{\text{ц}} = \frac{\sum P_j * Y_j}{\sum P_j}$$
(2.8)

де: P_j – навантаження розрахункове для j -го електроприймача, (кВт);

$X_{\text{ц}}, Y_{\text{ц}}$ – значення координат для ЦЕН у підприємстві;

X_j, Y_j – значення координат для j -го приймача;

Споживачі електроенергії за своєї локацією визначаються за допомогою наступних математичних виразів:

$$X_{\text{ц}} = \frac{155750}{(9503 + 985)} = 14.85 \text{ (м)}$$

(2.9)

$$Y_{\text{ц}} = \frac{86320}{(9503 + 985)} = 8.23 \text{ (м)}$$

Тоді потужності та місцезнаходження усіх електроспоживачів НС представлені у табл. 2.3.

Відповідно ЦЕН розташований у точці, де координати визначені наступним чином: (14.85; 8.23).

А радіуси у колах можливо знайти із виразу:

$$r_j = \sqrt{\frac{P_{\text{роз.}j}}{\pi \cdot m}}$$

(2.10)

де: m – визначення масштабу площі самого кола (при $m=60 \frac{\text{кВм}}{\text{мм}^2}$ – а для 10 (кВ)

і $m=25 \frac{\text{кВм}}{\text{мм}^2}$ – відповідно для навантаження ланки 0.4 кВ).

$P_{\text{роз.}j}$ – активне розрахункове навантаження j -го ел. споживача, кВт.

Навантаження, які вимагають напругу живлення до 1 кВ та більше, позначаються окремими кругами на діаграмі. При цьому навантаження освітлювальні представлені у вигляді секторів внутрішнього кола, яке відповідає силовому навантаженню напругою 0,4 кВ.

$$\alpha = \frac{360 \cdot P_{\text{осв.}j}}{P_{\text{роз.НН.}j}}$$

(2.11)

Таблиця 2.3 – Інформація, що необхідна для проекту діаграми навантажень електричних

Приймач	Р _{роз.ВН} (кВт)	Р _{роз.НН} (кВт)	Р _{роз.осв} (кВт)	r _j (см)		α (°)
				U _{жв} =10(кВ)	U _{жв} =0.4(кВ)	
НС№1	7995	756	11,45	9,72	5,17	5,46
НС№2	2779	229	18,55	6,25	3,39	23,56
Усього до ГП	10771	985	30	10,93	6,14	9,43

2.2 Вибір величини оптимального рівня характеристики напруги.

Важливі аспекти, що вирішуються під час створення системи із постачання для промислового підприємства, включають вибір загальної схеми живлення і визначенням відповідної потужності оптимальної у самих силових трансформаторів. До цих аспектів також належить і вибір підходящих робочих напруг для системи. Параметри цих напруг визначають характеристики ПЛ електроенергії та впливають на вибір обладнання підстанцій і мереж, а також впливають на втрати електроенергії, кількість використаного матеріалу й витрати експлуатаційні.

Для розрахунку раціональних робочих напруг можна використовувати методи, що включають побудову кривих характеристик річних витрат від рівня напруги, які можуть бути апроксимовані поліномами інтерполяції.

$$U_p = 0.5 \cdot l + 3 \cdot \sqrt{S_{пер}} \quad (2.12)$$

де: l – відстань у (км).

$S_{пер}$ – величина переданої потужності, кВт.

Є ще один спосіб (2.13) віднайти напругу робочу він є спрощеним, але

також потребує дослідження.

$$U_p = \sqrt{16 \cdot P_{пер} + l} \cdot 4.33 \quad (2.13)$$

де: $P_{пер}$ – потужність, котра передається, визначена у МВт

І є ще один метод (2.14), який застосовується для визначення раціонального нестандартної напруги.

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{P_{u(1)}} + \frac{500}{l}}} \quad (2.14)$$

де: $P_{u(1)}$ – потужність, котра припадає на один ланцюг, у МВт.

Відповідно рівень раціональної напругу к ЕМ для визначення у навантажені НС складає:

$$U_p = \frac{1000}{\sqrt{\frac{2500}{0.985 + 9.503} + \frac{500}{0.8}}} = 36.59 \text{ (кВ)} \quad (2.15)$$

За (2.13) отримаємо наступне значення:

$$U_p = U_p = \sqrt{16 \cdot (0.985 + 9.503) + 0.8} \cdot 4.33 = 56.22 \text{ (кВ)} \quad (2.16)$$

В той же час за підстановкою у (2.12) отримаємо:

$$U_p = 0.5 \cdot 0.8 + 3 \cdot \sqrt{(10.771 + 1.2)} = 10.8 \text{ (кВ)} \quad (2.17)$$

Виконаємо розрахунок КЛ для живлення РП групи насосів і оберемо доцільний економічно перетин, при цьому дотримуючись вимог ПУЕ, відповідно частини економічної щільності (показник, який є рівним $j_{ек.щ} = 1.2 \left(\frac{A}{мм^2} \right)$) струму:

$$F_{ек.щ.с} = \frac{I_{ном.роз.р}}{j_{ек.щ}} \quad (2.18)$$

У (2.18) параметр $I_{ном.роз.р}$ є струмом розрахунковим відповідно при нормальному режимі і визначається:

$$I_{ном.роз.р} = \frac{S_{роз.нв.п}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 2} \quad (2.19)$$

де: $U_{ном}$ – номінальна напруга.

$S_{роз.нв.п}$ – розрахункова величина повного навантаження у підприємстві.

$$I_{ном.роз.р} = \frac{(0.985 + 9.503 + 0.03)}{\sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 2} = \frac{10.518}{36.33} = 0.2895 \text{ (кА)} \quad (2.20)$$

І тепер можна знайти показник за (2.18)

$$F_{ек.щ.с} = \frac{0.2895}{1.2} = 241.26 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.21)$$

За допомогою посібника [6], вибираємо тоді кабель типу ААБВл із перетином у площі 185 (мм²) типу (2/ААБВл(3*185)), із зшитого поліетилену. Надалі будемо використовувати два таких кабелі для кабельної лінії (КЛ).

Далі, відповідно перевіримо на перегрів обрану КЛ при $I_{роз.р.}$. Згідно із довідковими даними [6], КЛ із перетином у 185 (мм²) має $I_{доп.тр}=240(A)$ при ВН напрузі 10 (кВ).

Величина струму, який проходить через кабель у режимі після аварії, складає відповідно:

$$I_{р.авар} = \frac{S_{роз.нв.л}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.ном}} \quad (2.22)$$

$$I_{р.авар} = \frac{10518}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 579 \text{ (A)}$$

Перевіряємо виконання умови у (2.23)

$$I_{р.авар} = 579 \text{ (A)} > k \cdot I_{доп.тр} = 480 \text{ (A)} \quad (2.23)$$

Поки умова не виконується, адже діючий струм ($I_{р.АВ}$) більше за показника ($k \cdot I_{доп.тр}$) КЛ.

Тоді оберемо і відповідно розглянемо для прокладку у трьох КЛ типу (3/ААБвл(3*185)) із $I_{доп.тр}=240 \text{ (A)}$ при ВН для напруги 10 (кВ), в цьому випадку маємо:

$$I_{р.авар} = 579 \text{ (A)} < k \cdot I_{доп.тр} = 3 \cdot 240 = 720 \text{ (A)} \quad (2.24)$$

Надалі перевіряємо КЛ, щодо величини витрати напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I_{роз.р} \cdot (x_0 \cdot \sin \varphi + r_0 \cdot \cos \varphi) \quad (2.25)$$

де: $x_0 = 0.077(\frac{ОМ}{км})$, $r_0 = 0.182(\frac{ОМ}{км})$ – величини індуктивної і активної питомої опори у КЛ.

$\cos \varphi = 0.94$ – параметр коефіцієнту потужності наявної на шинах РП у НС під час режиму навантажень максимальних визначається енергетичною системою за умови, що робота генераторів залишається стійкою.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0.8 \cdot 579 \cdot (0.077 \cdot 0.28 + 0.182 \cdot 0.94) = 313.89 \text{ (В)} \quad (2.26)$$

Відповідно відносна напруга буде складати:

$$\Delta U_{(\%) } = \frac{313.89}{10500} \cdot 100\% = 2.99(\%) \quad (2.27)$$

Із (2.27), перевіряючи за ПУЕ робимо висновок про задовільненім умовам.

Для оцінки рівня напруги на шинах віддаленого приймача, здійснимо розрахунок КЛ, котра надає живлення одному із у ТП, до прикладу, із величиною потужністю у 1000 (кВА). Довжину цієї КЛ, котра надає живлення трансформатору, приймаємо на рівні 40(м).

Вибір оптимального січення кабелю та перевірку відповідності параметрів кабельної лінії виконаємо таким чином:

$$I_{p.ном} = \frac{1000 \times 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 38,54 \text{ (кВ)} \quad (2.28)$$

$$I_{p.ном} = \frac{38,54}{1,2} = 32.12 \text{ (А)}$$

Тоді враховуючи умови (2.28) за допомогою відповідних довідників [4, 6] виберемо кабель серії ААБВл із перетином у 35 мм^2 (ААБл/3*35), котрий має $I_{\text{доп.тр}}=80 \text{ (A)}$.

Далі також проведемо перевірку обраної КЛ на нагрів у момент роботи із $I_{\text{роз}}$.

Відповідно $I_{\text{роз}}$ кабелю в режимі після аварії становить:

$$I_{p.авар} = 1.4 \cdot I_{p.ном} \quad (2.29)$$

$$I_{p.авар} = 1.4 \cdot 32.12 = 44.97 \text{ (A)}$$

Як видно із (2.29) умова виконується, і тому живлення будемо відбуватися через тип КЛ обраний при допущеннях вище.

Тоді перевіримо далі цю КЛ відносно втрати за напругою у (2.31), а для цього ще треба згідно характеристик:

$$\cos(\varphi) = 0.865; \quad r_0 = 0.905 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right); \quad x_0 = 0.091 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right) \quad (2.30)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0.8 \cdot 44.97 \cdot (0.091 \cdot 0.57 + 0.905 \cdot 0.865) = 51.95 \text{ (В)} \quad (2.31)$$

Відповідно відносна напруга буде складати:

$$\Delta U_{(\%)} = \frac{51.95 + 30}{10500} \cdot 100\% = 0.78(\%) \quad (2.32)$$

За результатами обчислень можна зазначити, що втрати напруги в лінії є доволі незначними. Тому очікується, що напруга на споживача буде знаходитися в межах допустимого діапазону.

Тепер перейдемо і до розрахунку із перевіркою КЛ, котра постачає живлення для найвіддаленішого ЕД із $P=425$ (кВт). Варто зауважити, що перетин у КЛ для такого споживача малопотужного буде найменшим, і, отже, ΔU на цій ділянці буде найбільшою величиною.

Відповідний вибір доцільного економічно перетину (2.34) КЛ здійснимо на основі $I_{p.ном}$, котрий споживається ЕД.

$$I_{p.ном} = \frac{P_{ном.ЕД}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ЕД} \cdot \eta_{ЕД} \cdot \cos(\varphi)_{ЕД}} \quad (2.33)$$

$$I_{p.ном} = \frac{425}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.897 \cdot 0.932} = 29.39 \text{ (A)}$$

де: $P_{ном.ЕД}$ – значення потужності номінальної ЕД

$$F_{ек.щ.с} = \frac{29.39}{1.2} = 24.49 \text{ (мм}^2\text{)} \quad (2.34)$$

Знову враховуючи вже умову (2.34) та за допомогою [4, 6] оберемо тепер кабель серії ААБВл із перетином у 50 мм^2 (ААБл/3*50), котрий має $I_{доп.тр}=107$ (А).

Знову проведемо перевірку обраної КЛ на нагрів у момент пуску двигуна із $I_{роз}$.

Відповідно $I_{пуск}$ кабелю становить:

$$I_{пуск} = 4 \cdot 21,45 = 85,8 \text{ (A)} < 107 \text{ (A)} \quad (2.35)$$

У (2.35) бачимо, що умова виконується.

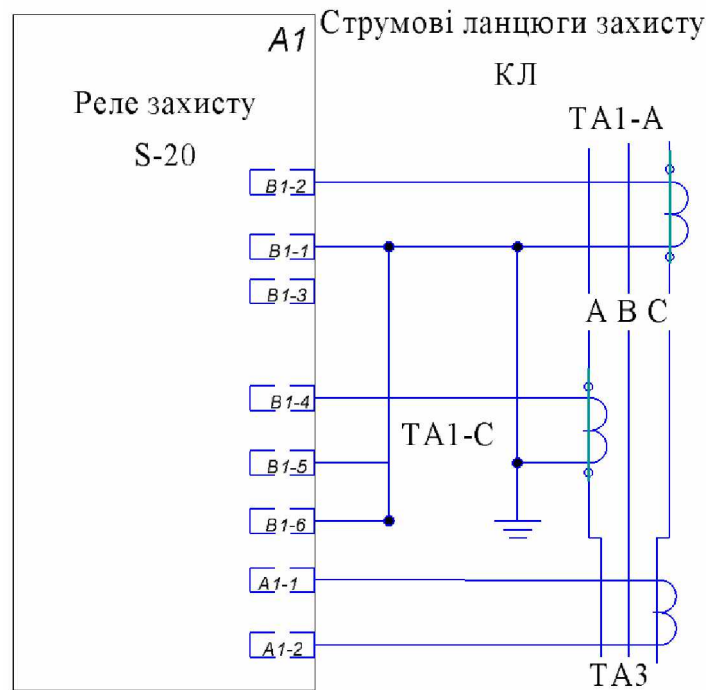


Рисунок 2.2 –Обраний захист КЛ

Тепер перевіримо обрану КЛ відносно втрати за напругою у (2.37), а для цього знову треба характеристики питомі КЛ:

$$\cos(\varphi) = 0.881; \quad r_0 = 0.912 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right); \quad (2.36)$$

$$x_0 = 0.082 \left(\frac{\text{Ом}}{\text{км}} \right); \quad l = 350(\text{м})$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 0.35 \cdot 85.8 \cdot (0.082 \cdot 0.48 + 0.912 \cdot 0.881) = 43.79 \text{ (В)} \quad (2.37)$$

Відносна напруга у % буде складати:

$$\Delta U_{(\%)} = \frac{43.79 + 12}{10500} \cdot 100\% = 0.56(\%) \quad (2.38)$$

Результати розрахунків свідчать, що втрати напруги в лінії залишаються в припустимих межах.

Отже, тоді обрана КЛ, яка живить шину РП у НС, відповідає вимогам ПУЕ. Вона враховує нагрівання при розрахунковому і нормальному струмі та витрати напруги вже у післяаварійному режимі.

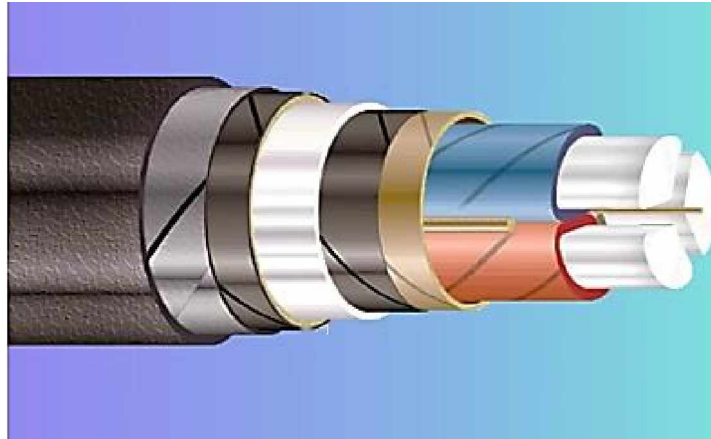


Рисунок 2.3 – Обрана серія у КЛ

2.4. Визначення кількості і величини потужності трансформаторів для цехів. Проведення компенсації РП в ЕМ 10 і 0.4 кВ.

Важливою і навіть однією з головних перешкод у сфері проектування та операції систем електропостачання на промислових підприємствах є питання компенсації в частці РП.

Передача значних обсягів РП від енергосистеми до підсистем навантажень (в роботі ним виступає ЕД) є неефективною через наявні додаткові втрат АП та енергії в усіх компонентах системи ЕП, а також через втрати напруги в живильних лініях.

Загальну величину РП у НН батареї конденсаторів (або НБК) виражену у МВар обчислюємо наступним чином:

$$Q_{НН.БК} = Q_{НН.К_1} + Q_{НН.К_2} \quad (2.39)$$

де: $Q_{HH.K_1}$ – потужність розрахункова у БК, (МВар);

$Q_{HH.K_2}$ – додаткова величина потужності БК мета застосовування – оптимізація режимів і мінімізація втрат у ТП.

Загальна потужність НН БК розподілена поміж окремими ЦТП пропорційна за їхніми реактивним навантаженням.

В той же час значення потужності самої НБК для дослідної ТП складає:

$$Q_{HH.K_1} = Q_{HH} - Q_T \quad (2.40)$$

де: Q_{HH} – розрахунковий показник навантаження реактивного у 0.4 (кВ) на підприємстві.

Q_T – максимальна РП, котра передається оптимальним чином через ТП до мережі із $U_{E/M}=0,4$ кВ.

При цьому Q_T можна визначити за (2.41)

$$Q_T = \sqrt{(S_{T.i} \cdot \beta_{T.i} \cdot N_{T.i})^2 - P_{HH}^2} \quad (2.41)$$

де: $\beta_{T.i}$ – коефіцієнт використання трансформаторів;

$N_{T.i}$ – кількість установлених трансформаторів,

$S_{T.i}$ – номінальна потужність у пристроях ТП.

Розрахункове навантаження активне у до мережі із $U_{E/M}=0,4$ кВ.

Додаткова загальна потужність НН БК для розглянутої ТП із ціллю оптимізації витрат визначається за:

$$Q_{HH.K_2} = Q_{HH} - Q_{HH.K_1} - \gamma \cdot S_{T.i} \cdot N_{T.i} \quad (2.42)$$

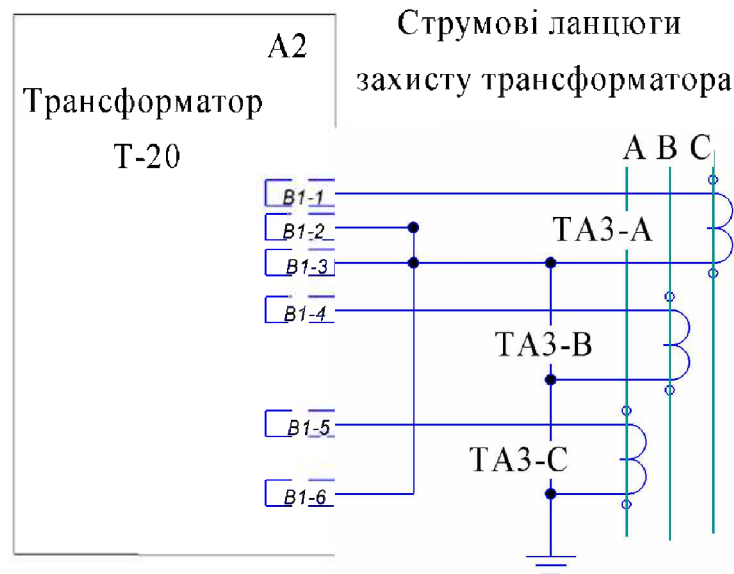


Рисунок 2.4 – Запропонований захист у одному із ЦТ

Відповідно до щільності у навантаженні на підприємстві за [5, 7], розглядаються рекомендовані величини потужності ЦТ. У випадку НС, як оптимальний варіант, рекомендується встановлення ЦТ зі $S_{\text{ном.ЦТ}}=630$ (кВА). З урахуванням цього, для 4 трансформаторів типу ТМ-630 кВА, за (2.40-2.41) можна визначити:

$$Q_T = \sqrt{(630 \cdot 0.56 \cdot 4)^2 - 1050^2} = 942.86 \text{ (кВар)} \quad (2.43)$$

$$Q_{\text{НН.К}_1} = 802.3 - 942.86 = -140.56 \text{ (кВар)}$$

Результати у розрахунках (2.40-2,43) показали, що визначена потужність БК вийшла від'ємною, що свідчить про те, що немає необхідності встановлювати БК на стороні НН у трансформаторів (0,4 кВ).

Величину сумарної розрахункової потужності БК у ВН визначмо, дотримуючись балансу РП.

$$Q_{B.K} = Q_{BH} - Q_{C.D.} - Q_{e.c.} \quad (2.44)$$

де: $Q_{BH} = 6241$ (кВар) – розрахункова РП, яка споживається на шинах 10 кВ.

$Q_{e.c.}$ – реактивна потужність, котра є економічно обґрунтованою і встановлена ЕС на шинах $U_{BH.ш}$ 10 кВ із метою підтримання стійкої роботи власне генераторів у ЕС.

$Q_{C.д.}$ – потужність, котра може бути використана для компенсації за РП, оскільки на дослідній НС відсутні СД, тоді $Q_{C.д.} = 0$.

Із огляду на стійкість системи можна визначити як:

$$Q_{e.к} = P_{роз} \cdot tg(\varphi_{e.cист}) = (9503 + 985) \cdot 0.465 = 4876.9 \text{ (кВар)} \quad (2.45)$$

де: $P_{роз}$ загальна розрахункова АП, яка споживається на шинах 10 кВ.

$tg(\varphi_{e.cист}) = 0.465$ – величина коефіцієнту потужності, який потрібно мати у ТГ ТЕЦ для забезпечення їхньої роботи стійкої.

Звідси потужність у ВН БК можна визначити так:

$$Q_{BH.БК} = (6241 + 802.3) - 0 - 4876.9 = 2166.4 \text{ (кВар)} \quad (2.46)$$

Тоді обираємо шість ВН КУ серії КЕК2-0.5/350-2/У1, кожна із яких має $Q_{ном.КУ} = 350$ кВар.

Отже, потужність ВН у БК розподіляється рівномірно поміж двома секціями у РП-10 кВ.

На рис. 2.5 продемонстровано тип обраних БК.

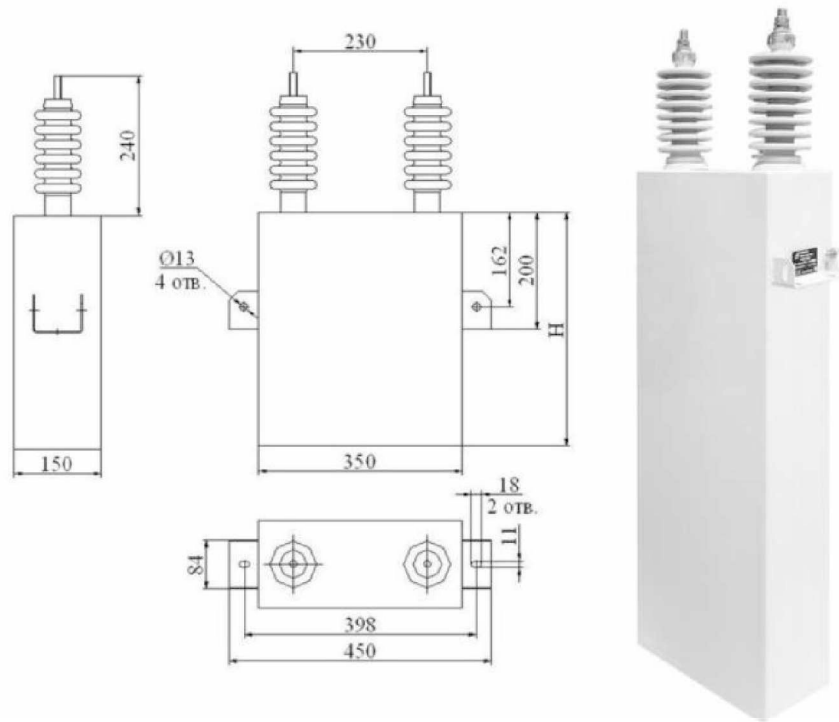


Рисунок 2.5 – Обрана БК.

2.5. Вибір раціональної величини перерізу жил у КЛ.

Обрання показника проводів та перерізу жил й кабелів і визначається за комбінацією технічних факторів.

Посеред факторів технічних, котрі впливають і на вибір перерізів, важливі наступні:

Теплове навантаження від короточасного виділені теплової енергії при протіканні КЗ.

Теплове навантаження від тривалого виділені теплової енергії при робочому струмі.

Механічна міцність матеріалу.

Втрати (або різка зміна) напруги у жилах КЛ чи проводах ПЛ від струму, який проходить через них, як у аварійному, так і у нормальному режимах.

Коронування, яке залежить від діючої напруги, характеристик середовища, перерізу дроту.

Обрання доцільної величини перерізу виконуємо відповідно із ПУЕ та з огляду на характеристику $I_{\text{економ.щіль.}}$, залежно від дротового матеріалу дроту й кількості використання годин із максимального навантаження, як це виражено у формулі.

$$S_{\text{ек}} = \frac{I_{\text{роз}}}{j_{\text{екн}}} \quad (2.47)$$

де: $I_{\text{роз}}$ – показник струму розрахункового.

$j_{\text{екн}}$ – характеристика, котра відповідає за щільність економічну у струмі.

Цей підхід до вибору перерізу економічного відповідає іншим ухваленим положенням, які передбачають обґрунтування вирішення усіх питань електротехнічних, котрі вимагають оцінки з економічних позицій. Цей підхід визначається за таким виразом:

$$Bm = S_{\text{ек}} + 0.11 \cdot K \quad (2.48)$$

3. СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ ВИМІРУ ГОЛОВНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕМ, ЯКА ПРОЕКТУЄТЬСЯ ДЛЯ НС, ТА ПІДСИСТЕМИ ОБРОБКИ ОТРИМАНИМИ ДАНИМИ ДЛЯ ПОДАЛЬШОГО КЕРУВАННЯ ЕС.

3.1 Розрахунок основних параметрів у навантажені.

Параметр струму номінального у ЕД визначається як:

$$I_{н.ЕД} = \frac{P_{н.ЕД}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ЕД} \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{ЕД}} \quad (3.1)$$

де: $U_{н.ЕД}$ – напруга, при котрій працює ЕД;

$P_{н.ЕД}$ – потужність, яку ЕД може виробляти за номінальних умов;

$\cos(\varphi)$ – коефіцієнт перетворення потужності у корисну роботу, котрий показує, наскільки результативна використовується подана потужність;

$\eta_{ЕД}$ – ККД ЕД, який визначає його ефективність.

Струм розрахунковий, який навантаження насосів споживає із урахуванням компенсації РП, буде визначений за такою формулою:

$$I_{н.ЕД} = \frac{S_{роз.нв}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.ЕД} \cdot \cos(\varphi)} = \frac{\sqrt{(9503 + 985)^2 + (6241 + 802.3 - 4876.9)^2}}{1.73 \cdot 10.5 \cdot 0.897} =$$

$$= \frac{10709.41}{16.312} = 657.26 \text{ (A)} \quad (3.2)$$

Тут коефіцієнт потужності враховано із огляду на компенсацію РП.

Щодо перевірки втрат у напруги при нормальному режимі на обраних КЛ до окремих електроприймачів, її проведемо аналогічно до перевірки КЛ.

Результати розрахунків будуть узагальнені та представлені у таблиці 3.1.

Перевірку за термічної стійкості КЛ у мережі електричні із 10 кВ до $I_{КЗ}$ проводимо після отримання $I_{КЗ}$ і вибору вимикачів. Дана послідовність необхідна, оскільки для проведення перевірки потрібно мати інформацію про величину $I_{КЗ}$, ініційовану $I_{КЗ,0}$, час вибору вимикача та реле.

Таблиця 3.1– Вибір величини перерізів КЛ

Тип ЕП	$\frac{k_{ниск}}{k_{пр}}$	$\frac{I_n}{I_{роб.мак}}$	$F_{роз}$ (мм ²)	Тип і перетин КЛ, (мм ²)	$I_{тв.доп}$ (А)	x_0 ($\frac{Ом}{км}$)	$l_{Д'}$ (км)	$x_{Д'}$ (Ом)
РП	2.2	$\frac{323.2}{736.2}$	335	2АПВВнг3х1 85	2*36 5	0.0912	0.8	0.044
ЕМ ₁ (630)	3.8	$\frac{47.23}{197.68}$	40.95	АПВПг3х70	197	0.1043	0.0 3	0.003 8
ТП ₁ (630)	1.5	$\frac{36.85}{50.92}$	32.85	АПВВнг3х50	165	0.112	0.4	0.005 75
ТП ₂ (630)	1.5	$\frac{36.85}{50.92}$	32.85	АПВВнг3х50	165	0.112	0.1 1	0.014 2
ЕМ ₂ (630)	3.8	$\frac{47.23}{197.68}$	40.95	АПВПг3х70	197	0.1043	0.0 35	0.003 9
ЕМ ₃ (630)	3.8	$\frac{47.23}{197.68}$	40.95	АПВПг3х70	197	0.1043	0.0 4	0.004 32
ЕМ ₄ (630)	3.8	$\frac{47.23}{197.68}$	40.95	АПВПг3х70	197	0.1043	0.0 4	0.004 91
ЕМ ₅ (630)	3.8	$\frac{47.23}{197.68}$	40.95	АПВПг3х70	197	0.1043	0.0 25	0.003 9
ЕМ ₆ (750)	3.95	$\frac{55.05}{197.68}$	52.35	АПВВнг3х95	246	0.0984	0.0	0.004

		241.75					4	2
EM ₇ (750)	3.95	<u>55.05</u> 241.75	53.36	АПВВнг3х95	246	0.0984	0.0 35	0.004 3
EM ₈ (425)	4.4	<u>33.86</u> 182.35	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 5	0.005 8
EM ₉ (425)	4.4	<u>33.86</u> 182.35	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 55	0.006 35
EM ₁₀ (425)	4.4	<u>33.86</u> 182.35	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 6	0.006 9
EM ₁₁ (425)	4.4	<u>33.86</u> 182.35	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 65	0.007 35
EM ₁₂ (510)	4.6	<u>35.22</u> 159.15	32.29	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 4	0.004 95
EM ₁₃ (510)	4.6	<u>35.22</u> 159.15	32.29	АПВПг3х70	197	0.1046	0.0 45	0.005 5
EM ₁₄ (510)	4.6	<u>35.22</u> 159.15	32.29	АПВПг3х70	197	0.1046	0.2 1	0.023 4
EM ₁₅ (630)	4.1	<u>47.23</u> 197.68	40.95	АПВПг3х70	197	0.1046	0.1 8	0.021 7
EM ₁₆ (630)	4.1	<u>47.23</u> 197.68	40.95	АПВПг3х70	197	0.1046	0.1 85	0.019 8
EM ₁₇ (630)	4.6	<u>35.22</u> 159.15	32.29	АПВПг3х70	197	0.1046	0.2 05	0.022 63
EM ₁₈ (630)	4.6	<u>35.22</u> 159.15	32.29	АПВПг3х70	197	0.1046	0.1 75	0.019 2
EM ₁₉ (425)	4.4	<u>33.86</u> 182.35	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.1 65	0.017 7
EM ₂₀ (425)	4.4	<u>33.86</u>	28.72	АПВПг3х70	197	0.1046	0.1	0.014

		182.35					4	8
--	--	--------	--	--	--	--	---	---

3.2 Визначення струмів КЗ гілок навантаження та загальної у РП для створення підсистеми РЗ на пристроях із МПК.

Перш ніж розраховувати ненормальний режим у НС, варто проаналізувати, причини, котрі власне і призводять до неоптимальної роботи у частині насосного обладнання.

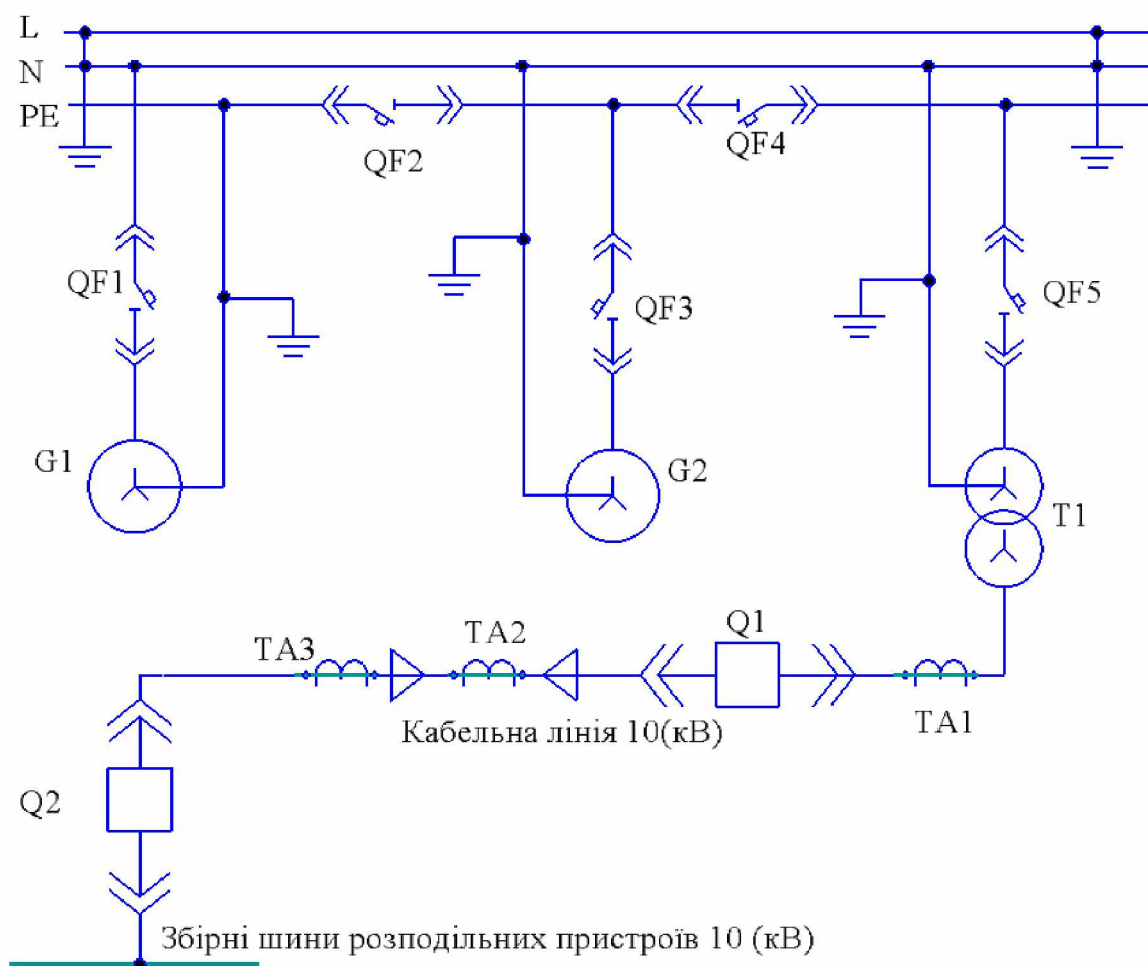


Рисунок 3.1 – Методи контролю у групі навантаження НМ

Тут мова під не тільки про очевидні обриви в ланцюгах електричних, а більше про технологічні особливості, їх усі можливо узагальнити до наступних складових:

I. Встановлення обладнання НС із надмірним запасом з потужності на

випадок обставин несподіваних або для майбутнього розвитку, що пізніше може призвести до зниження тиску, зменшення чи обмежень ефективності вже під час експлуатації.

II. Знос клапанів й самих насосів.

III. Зміни характеристик наявні у гідравлічній мережі внаслідок часу, до прикладу, протікання корозії труб.

IV. Заміна чи впровадження елементів нових у системі із іншими гідравлічними характеристиками.

V. Зміни у споживанні води через збільшення чи зменшення споживачів, настанови у лічильниках чи певна невідповідність нормам старих систем.

VI. Перерозподіл у режимів роботи власне насосів.

VII. Саме тому важливим є на етапі проектування створення можливості, щодо відключення не тільки групи ЕМ, а разом із цим і окремих ЕД.

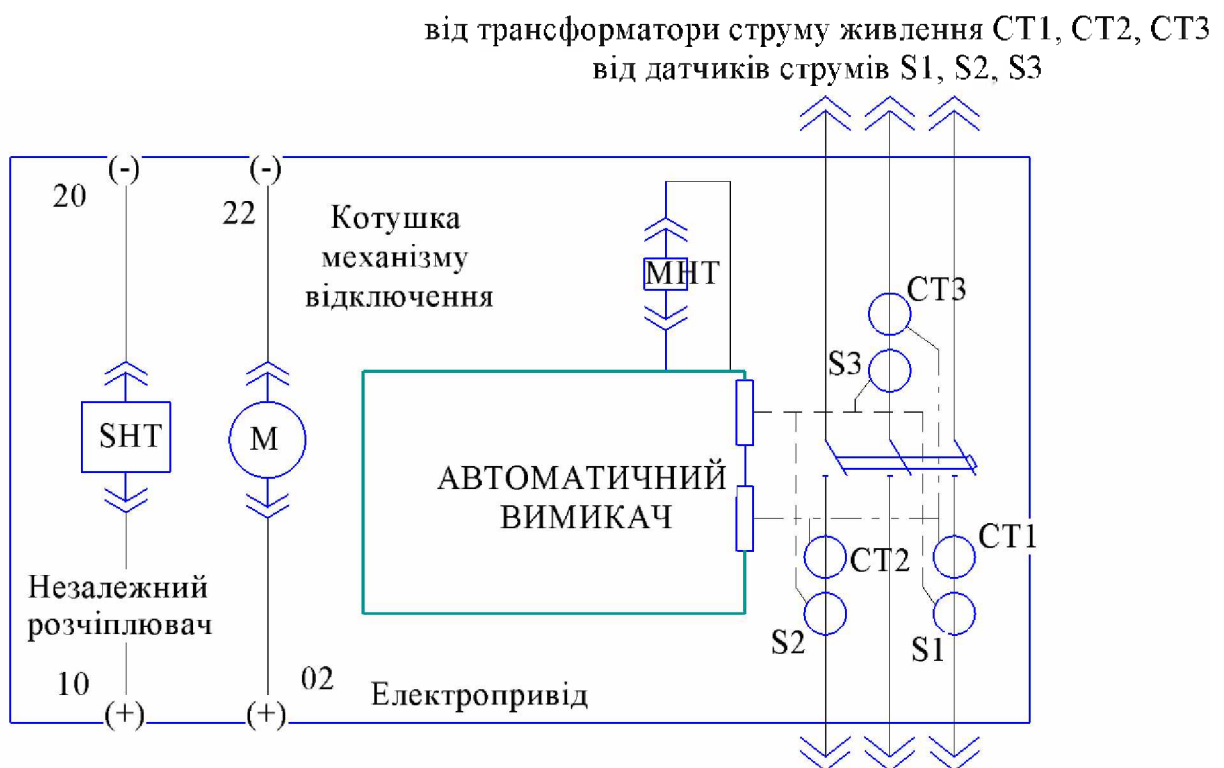


Рисунок 3.2– Забезпечення незалежного живлення НС, як спосіб підвищення ефективності ЕС

Існують різні методології зменшення споживання енергії у насосних системах:

I. Заміна менш продуктивних насосів відповідно на більш ефективні екземпляри, що здатне призводити до зменшення витрат енергії до 1-1,5%.

II. Впровадження методу різання колеса робочого самих насосів, що здатне зменшити витрати енергії до 15–18(%), у середньому на 8(%).

III. Заміна ЕД на більш продуктивні варіанти, котрі зазвичай призводить до зниження у витратах на 2-4%

IV. Використання додаткової ємності для роботи у піковому навантаження, що зменшує витрати енергії від 7-15%

I. Заміна керування через відповідну подачу на клапан із регулюванням через ПЧ, що взагалі може призвести до зменшення споживання енергії більш ніж у половину.

II. Спрощене зниження робочої швидкості насосів зі сталими параметрами ЕМ, в теорії також може знизити вполовину споживання енергії, на практиці приблизно 25%

Основні принципи розрахунку I_{K3} у (в.о.) представлені у додатку Б, тому відразу перейдемо до отримання практичних результатів.

Отже, відповідно потужність у мінімальному і максимальному КЗ енергосистеми, складає відповідно $S_{K.min}=2740$ (МВ*А) та $S_{K.max}=3450$ (МВ*А). А базові умови приймаємо відповідно: $U_{\bar{6}3}=10$ (кВ); $S_{\bar{6}3}=1000$ (МВ*А).

Струм тоді складає:

$$I_{\bar{6}3} = \frac{S_{\bar{6}3}}{\sqrt{3}U_{\bar{6}3.BH}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 55.06 \text{ (кА)} \quad (3.3)$$

Визначення I_{K3} наявні у точці K_1 виконується після побудови схеми еквівалентної (рис. 3.3) та визначення параметрів усіх її компонентів.

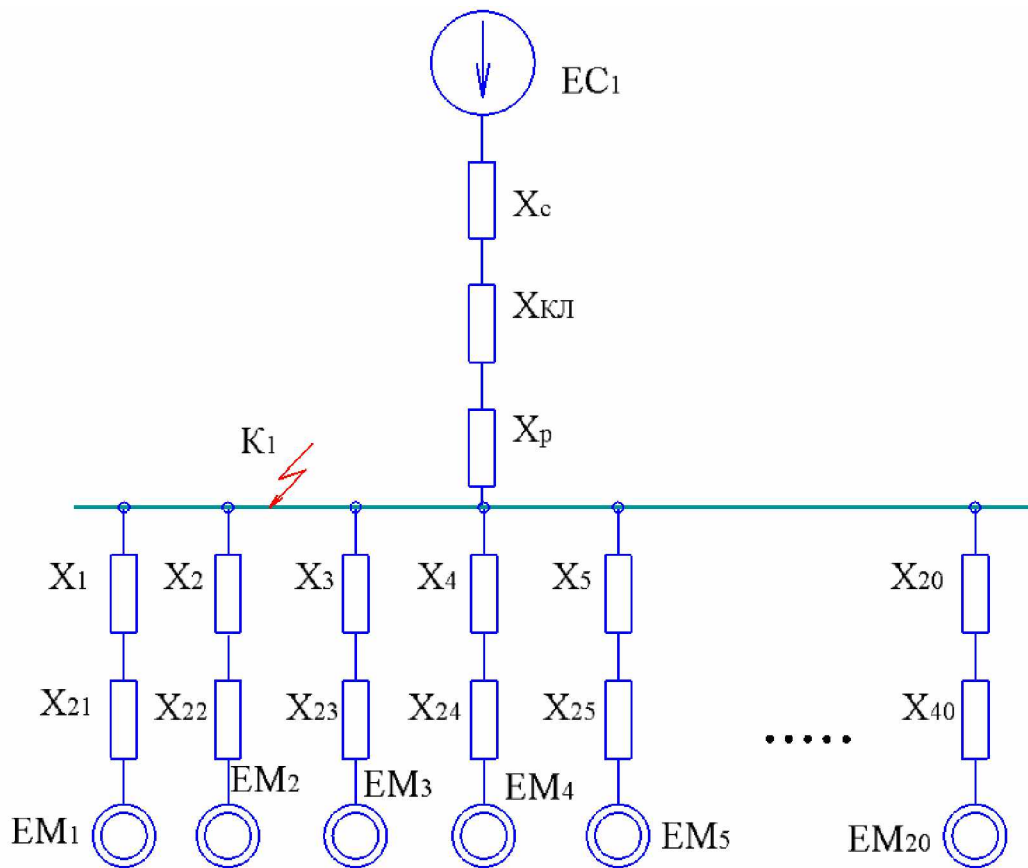


Рисунок 3.3 – Схема заміщення для визначення струмових параметрів за точкою К1.

Після створення схеми заміщення, проводимо аналіз та встановлюємо значення опору для елементів всіх цієї схеми.

Параметри опору ЕС у двох режимах визначається:

$$X_{cuct}^{*}(\max) = \frac{S_{\bar{63}}}{S_{K.I}} = \frac{1000}{3450} = 0.2898 \text{ (в.о.)}$$

$$X_{cuct}^{*}(\min) = \frac{S_{\bar{63}}}{S_{K.I}} = \frac{1000}{2740} = 0.365 \text{ (в.о.)}$$
(3.4)

Значення опору КЛ для передачі електроенергії:

$$X_{KL}^* = \frac{X_0 \cdot S_{\bar{03}} \cdot l}{U_{\bar{03}}^2} = \frac{0.047 \cdot 1000 \cdot 0.8}{10.5^2} = 0.341 \text{ (в.о.)} \quad (3.5)$$

Показник опору реактора серії РБУ, де індуктивний опір дорівнює 0.48(Ом):

$$X_{PK}^* = \frac{X_{PK(OM)} \cdot S_{\bar{03}}}{U_{\bar{03}}^2} = \frac{0.48 \cdot 1000}{10.5^2} = 4.354 \text{ (в.о.)} \quad (3.6)$$

Відповідно опір результуючий до точки К₁

$$\begin{aligned} X_{p^*(\max)} &= X_{cucm^*(\max)} + X_{PK}^* + X_{KL}^* = \\ &= 0.2898 + 4.354 + 0.341 = 4.9848 \text{ (в.о.)} \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} X_{p^*(\min)} &= X_{KL}^* + X_{PK}^* + X_{cucm^*(\min)} = \\ &= 0.341 + 4.354 + 0.365 = 5.06 \text{ (в.о.)} \end{aligned}$$

Складова періодична $I^{(3)}_{K3}$ за рис. 3.3 у точці К₁

$$I_{K''_1, \max} = \frac{E_{cuc}^* \cdot I_{\bar{03}}}{X_{p^*(\max)}} = \frac{55.06}{4.9848} = 11.05 \text{ (кА)} \quad (3.8)$$

$$I_{K''_1, \min} = \frac{E_{cuc}^* \cdot I_{\bar{03}}}{X_{p^*(\min)}} = \frac{55.06}{5.06} = 10.88 \text{ (кА)}$$

S_{K3} за рис. 3.3 у точці К₁

$$S_{K_1 \cdot \max} = \frac{S_{\tilde{\sigma}_3}}{X_{p^* (\max)}} = \frac{1000}{4.9848} = 200.61 \text{ (MB} \cdot \text{A)} \quad (3.9)$$

$$S_{K_1 \cdot \min} = \frac{S_{\tilde{\sigma}_3}}{X_{p^* (\min)}} = \frac{1000}{5.06} = 197.63 \text{ (MB} \cdot \text{A)}$$

Оскільки S_{K_1} системи не перевищує 200 (МВА), тоді приймаємо, що $I^{(3)}_{K1}$, який встановився, є:

$$I_{K_1(t=\infty)} = I_{K_1}^{//} \text{ чи } I_{K(t=0.2)} = I_{K_1}^{//} \quad (3.10)$$

Тобто, $I^{(2)}_{K1}$ відповідно у точці $K1$.

$$I^{(2)}_{K_1(\max)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{K''_{1 \cdot \max}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11.05}{2} = 9.56 \text{ (кА)} \quad (3.11)$$

$$I^{(2)}_{K_1(\min)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{K''_{1 \cdot (\min)}}}{2} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10.88}{2} = 9.41 \text{ (кА)}$$

Для обчислення $i_{уд}^{(3)}$ в точці K_1 використовуємо припущення, що значення максимальне струму буде спостерігатися при 1/2 періоду (тобто при 0.010 мс) від моменту початку КЗ, а при цьому будемо враховувати і постійну часу (позначення T_a), котра становить 0.05 (с). За даними умовами:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\left(\frac{-0.01}{0.05}\right)} = 1.823 \quad (3.12)$$

Отже, величина $i_{уд}^{(3)}$ обчислюється:

$$i_{y\partial(\max)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{K''_1, \max} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 11.05 \cdot 1.823 = 34.85 \text{ (кА)} \quad (3.13)$$

$$i_{y\partial(\min)}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot I_{K''_1, \min} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10.88 \cdot 1.823 = 34.31 \text{ (кА)}$$

Подальші визначення в гілках навантаження у ЕД буде показано у додатку В.

Показник еквівалентного у ЕРС для декількох гілок паралельних у схеми заміщення розраховується через вираз:

$$E_{екв} = x_{екв} \cdot \sum_{m=1}^n \left(\frac{E_m}{x_m} \right) \quad (3.14)$$

У (3.14) величину $x_{екв}$ опору складає:

$$\frac{1}{x_{екв}} = \sum_{m=1}^n \left(\frac{1}{x_m} \right) \quad (3.15)$$

В такому випадку, структура, як наведено на рис. 3.3, буде спрощена і матиме вигляд, як показано на рис. 3.4 за [6].

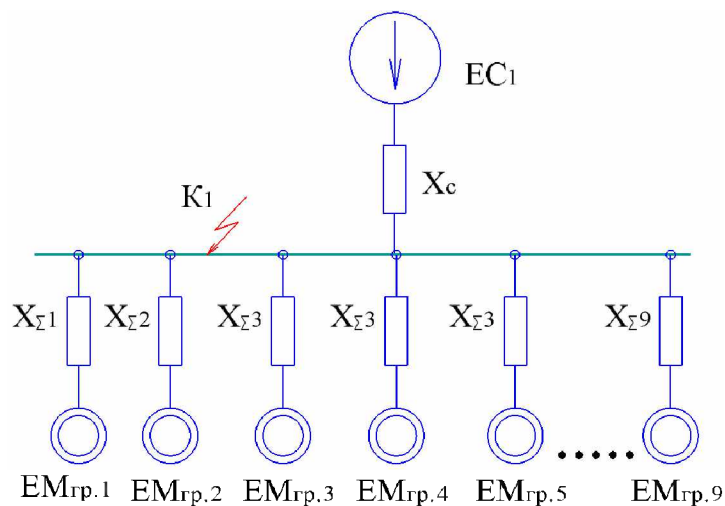


Рисунок 3.4 – Схема заміщення Ес (спрощена)

Струм для підживлення для гілок еквівалентних (рис. 3.4) знайдемо із виразу (3.16), опори $x_{рез,i}$ були визначені у додатку В (табл. В.1)

$$I''_2 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.2}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{72.59} = 0.6826 \text{ (кА)}$$

$$I''_3 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.3}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{142.89} = 0.3467 \text{ (кА)}$$

$$I''_4 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.4}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{136.42} = 0.3632 \text{ (кА)}$$

$$I''_5 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.5}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{204.36} = 0.2424 \text{ (кА)}$$

(3.16)

$$I''_6 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.6}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{408.72} = 0.1212 \text{ (кА)}$$

$$I''_7 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.7}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{181.48} = 0.273 \text{ (кА)}$$

$$I''_8 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.8}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{204.36} = 0.242 \text{ (кА)}$$

$$I''_9 = \frac{E''_{A.Д} \cdot I_{бз}}{x''_{\Sigma рез.8}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{272.84} = 0.1816 \text{ (кА)}$$

Відповідно із (3.16) струм сумарний підживлення становить:

$$I''_{\Sigma жив} = 2.453 \text{ (кА)} \quad (3.17)$$

Величина ударного струму живлення від ЕД наявного у точці К₁ (рис. 3.4) можна знайти, спираючись на умову, що $k_y=1.823$, відповідно:

$$i_{(y)\Sigma рез} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\Sigma жив} = \sqrt{2} \cdot 1.823 \cdot 2.453 = 6.31 \text{ (кА)} \quad (3.18)$$

Показник результуючого струму у двох режимах становить:

$$I''_{\Sigma рез(max)} = I_{K''_1, max} + I''_{\Sigma жив} = 11.05 + 2.453 = 13.503 \text{ (кА)} \quad (3.19)$$

$$I''_{\Sigma рез(min)} = I_{K''_1, min} + I''_{\Sigma жив} = 10.88 + 2.453 = 13.333 \text{ (кА)}$$

Ударний струм (результуючий) в точці КЗ (від ЕС і ЕД):

$$i_{y(max)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\Sigma рез(max)} = \sqrt{2} \cdot 1.823 \cdot 13.503 = 34.71 \text{ (кА)} \quad (3.20)$$

$$i_{y(min)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{\Sigma рез(min)} = \sqrt{2} \cdot 1.823 \cdot 13.333 = 34.27 \text{ (кА)}$$

Потужність КЗ, враховуючи вплив $I_{жив}$ у ЕД.

$$S_{K_1, max} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I''_{\Sigma рез(max)} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 13.503 = 245.28 \text{ (МВ} \cdot \text{А)} \quad (3.21)$$

$$S_{K_1, min} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I''_{\Sigma рез(min)} = \sqrt{3} \cdot 10.5 \cdot 13.333 = 242.19 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

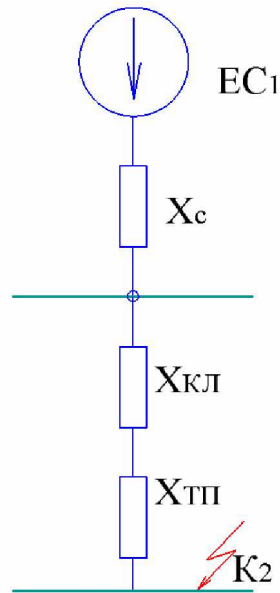


Рисунок 3.5. – Схема заміщення для визначення I_{K3} у точці K_2

Значення опору трансформатору у ТП ($X_{ТП}$ із рис. 3.5)

$$X_T^* = \frac{S_{\delta 3} \cdot U_K}{S_{H.T.}} = 0.055 \cdot \frac{1000}{0.63} = 87.3 \text{ (в.о.)} \quad (3.22)$$

Визначення основних електричних параметрів для випадку протікання КЗ у точці K_2 виконаємо за аналогією до K_1 , відповідно опір Результуючий до даної точки від ЕС становить

$$\begin{aligned} X_{рез(max)}^* &= X_{сист}^*(max) + X_{PK}^* + X_{(KL)}^* + X_{ТП}^* = \\ &= 0.286 + 4.354 + 0.341 + 87.3 = 92.28 \text{ (в.о.)} \end{aligned} \quad (3.23)$$

$$\begin{aligned} X_{рез(max)}^* &= X_{сист}^*(max) + X_{PK}^* + X_{(KL)}^* + X_{ТП}^* = \\ &= 0.365 + 4.354 + 0.341 + 87.3 = 92.36 \text{ (в.о.)} \end{aligned}$$

Періодична компонента $I_{K3}^{(3)}$ становить:

$$I''_{K.2(\min)} = \frac{E''_{T.C} \cdot I_{\bar{03}}}{X^*_{рез(\max)}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{92.36} = 0.5364 \text{ (кА)} \quad (3.24)$$

$$I''_{K.2(\max)} = \frac{E''_{T.C} \cdot I_{\bar{03}}}{X^*_{рез(\min)}} = \frac{0.9 \cdot 55.05}{92.28} = 0.5369 \text{ (кА)}$$

$S_{K3.K2}^{(3)}$ у точці K_2 при струмі КЗ:

$$S_{K_2(\min)} = \frac{S_{\bar{03}}}{X^*_{рез(\max)}} = \frac{1000}{92.36} = 10.827 \text{ (МВ} \cdot \text{А)} \quad (3.25)$$

$$S_{K_2(\max)} = \frac{S_{\bar{03}}}{X^*_{рез(\min)}} = \frac{1000}{92.28} = 10.8366 \text{ (МВ} \cdot \text{А)}$$

Показник ударного струму (результуючого) в точці K_2

$$i_{y(\max)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{K.2(\max)} = \sqrt{2} \cdot 1.823 \cdot 0.5369 = 1.38 \text{ (кА)} \quad (3.25)$$

$$i_{y(\min)} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I''_{K.2(\min)} = \sqrt{2} \cdot 1.823 \cdot 0.5364 = 1.378 \text{ (кА)}$$

Відповідні результати розрахунків параметрів при КЗ (I_{K3} та S_{K3}) у точках ЕС вносимо до табл. 3.2.

Таблиця 3.2. Підсумки визначення параметрів КЗ

Робочий режим	Поява КЗ	$i_y, \text{ (кА)}$	$I'', \text{ (кА)}$	$I''_{t=0.2(c)}, \text{ (кА)}$	$I^{(2)}, \text{ (кА)}$	$S_K, \text{ (МВА)}$
min	K_1	34.27	11.05	11.05	13.503	245.28

max		34.71	10.88	10.88	13.333	242.19
min	K ₂	1.378	0.3467	0.3467	0.5364	10.827
max		1.38	0.3632	0.3632	0.5369	10.8366

3.3 Проектування підсистем виміру і керування

3.3.1 Реалізація моделі «розумної» електромережі у НС.

Для досягнення поставленої цілі необхідно виконати наступне:

- Провести аналіз вихідних даних для виявлення викидів, пропущених значень та встановлення залежності поміж різними змінними.
- Застосовуючи методи машинного навчання, створити моделі, які передбачатимуть значення тиску води в неактивних точках мережі водопостачання.
- Оцінити важливість вхідних факторів для кожної моделі.
- Порівняти ефективність розроблених моделей, використовуючи коефіцієнт детермінації як критерій.

Побудова передбачуваної моделі для прогнозування показників тиску води в неактивних точках водорозподільної мережі за допомогою машинного навчання вимагає декількох кроків. Етап дій та приклад застосовування коду на Python:

```

1  import pandas as pd
2  import numpy as np
3
4  # Завантаження даних
5  data = pd.read_csv('data_base.csv')
6  # Завантаження файлу з даними
7
8  # Обробка викидів та пропущених значень
9  data = data.dropna()
10 # Видалення рядків з пропущеними значеннями

```

Рисунок 3.6.1 – Передача даних для моделювання НС

Підготовка даних: завантаження даних про тиск води і виконання аналізу «розвідувального», щоб виявити викиди, пропущені значення і зв'язок між змінними.

Побудова моделей: розділення даних на навчальний і тестовий набори. Застосовуючи методи МН для створення моделей передбачення. Наприклад, застосуємо бібліотеку Scikit-Learn для побудови регресійних моделей.

```

1  from sklearn.model_selection import train_test_split
2  from sklearn.linear_model import LinearRegression
3  from sklearn.metrics import r2_score
4
5  # Розділення на навчальний і тестовий набори
6  X = data.drop('тиск', axis=1)
7  # Припустимо, що 'тиск' - це цільова змінна
8  y = data['тиск']
9  X_train, X_test, y_train, y_test = \
10 train_test_split(X, y, test_size=0.2, random_state=42)
11
12 # Побудова та навчання моделі
13 model = LinearRegression()
14 model.fit(X_train, y_train)
15
16 # Прогноз на тестовому наборі
17 y_pred = model.predict(X_test)
18
19 importance = model.coef_
20 # Важливість коефіцієнтів моделі
21
22 r2 = r2_score(y_test, y_pred)
23 # Розрахунок коефіцієнта детермінації

```

Рисунок 3.6.2 – Створення моделі НС

Аналіз значимості предикторів (строка 19): тут визначаємо, які змінні найбільше впливають на тиск води, використовуючи критерії важливості або кореляційні аналізи.

Аналіз ефективності моделей (строка 22): оцінюємо ефективність моделей за допомогою коефіцієнта детермінації (R-squared).

Зазначена вище Scikit-Learn є основною бібліотекою у цій підсистемі, тому у варто на ній більш детально зупинитися – вона призначена для спрощеного машинного навчання. Що в свою чергу надає зрозумілий та ефективний інструментарій для аналізу даних і створення моделей із навчання машинного. Перелічимо деякі переваги бібліотеки Scikit-Learn:

I. Простота використання – надає спрощений та легко зрозумілий інтерфейс для побудови моделей ШН. Це робить її ідеальною для початківців у галузі машинного навчання.

II. Велика спільнота та підтримка – Scikit-Learn є однією з найпопулярніших бібліотек для машинного навчання, і вона має групу активну у розробці та споживачів (а це значить що будуть дослідні приклади).

III. Багато вбудованих алгоритмів – має значну кількість різних алгоритмів у регресії, класифікації, виміру важливості ознак і багато інших завдань машинного навчання. Ви можете використовувати ці алгоритми безпосередньо з бібліотеки.

IV. Якість документації – має високоякісну документацію за багатьма прикладами та поясненнями. Це допомагає користувачам швидко зрозуміти, як використовувати функції бібліотеки.

V. Інтеграція з іншими бібліотеками, тобто легко інтегрується із іншими популярними бібліотеками із аналізу у частині даних, такими як до Pandas, NumPy, а також Matplotlib.

VI. Підтримка для навчання із вчителем та без учителя: підтримує багато алгоритмів для навчання із учителем (наприклад, класифікація і регресія) та без учителя (кластеризація і зменшення розмірності даних).

Загалом, досліджена бібліотека є потужним та досить простим інструментом для розв'язання завдань МН та АІ, і вона корисна як для новачків, так і для досвідчених дослідників в галузі машинного навчання

3.3.2 Створення підсистеми керування НС на базі ШІ, з метою прогнозу подій.

Створення системи керування насосною станцією на основі вже спроектованих моделей регресійних для передбачення тиску води може бути складним завданням, яке включає в себе кілька етапів:

Побудова моделей із прогнозу: спочатку потрібно побудувати моделі прогнозу для тиску води в неактивних точках водорозподільної мережі.

Оцінка навантаження: для контролю НС, потрібно мати інформацію про навантаження або витрату води. Тут можна використовувати датчики для вимірювання витрати води чи використовувати дані із системи моніторингу.

```

1  import random
2  from sklearn.neural_network import MLPRegressor
3
4  # Функція для навчання ШНМ на даних
5  def train_neural_network(X, y):
6      # Створюємо модель багатoshарового персептрону
7      model = MLPRegressor(hidden_layer_sizes=(100, 50), max_iter=1000)
8      # Навчаємо модель на даних
9      model.fit(X, y)
10     return model
11
12 # Функція для симуляції роботи нейромережі
13 def neural_network_control(water_flow, time_of_day, model):
14     # Вхідні дані для нейромережі
15     X = [[water_flow, time_of_day]]
16     # Передбачення за допомогою навченої моделі
17     control = model.predict(X)
18     return control
19

```

Рисунок 3.7.1 – Впровадження керування НС із ШІ (етап формування ШНМ)

Керування насосами: основується на передбачених значеннях тиску води та інформації про навантаження, можливо розробити логіку керування насосами. Наприклад, якщо передбачений тиск води вище певного порогу, можна вимикати насоси або знижувати їх робочу потужність, щоб зекономити електроенергію. У

випадку низького тиску води можна запускати або збільшувати робочу потужність насосів.

Реалізація керування або логіки керування насосами у системі керування НС. Також можливо використовувати мікроконтролери або програмне забезпечення для керування НС.

Моніторинг та корекція у НС та коригування параметрів, щодо керування на основі реальних даних. Це допоможе підтримувати оптимальний режим роботи.

Певні докладні налаштування і інтеграція моделей передбачення тиску води з системою керування можуть вимагати узгодженого підходу та інженерної розробки.

```

20  # Симуляція витрати води (приклад)
21  def simulate_water_flow(hour):
22      if 7 <= hour < 11 or 17 <= hour < 23:
23          # Вранці і ввечері витрата води приблизно 1
24          return random.uniform(0.8, 1.0)
25      else:
26          # Протягом дня і вночі менша витрата води
27          return random.uniform(0.2, 0.6)
28
29  # Години доби для симуляції
30  # (приміркою можуть бути години від 0 до 23)
31  hours_of_day = list(range(24))
32
33  # Симулювати роботу насосної станції протягом доби
34  total_power = 0
35  x_train, y_train = [], []
36
37  # Навчання нейромережі на даних
38  for hour in hours_of_day:
39      water_flow = simulate_water_flow(hour)
40      control_signal = random.uniform(0, 100)
41      # Приклад управління (умовно)
42      x_train.append([water_flow, hour])
43      y_train.append(control_signal)
44

```

Рисунок 3.7.2 – Впровадження керування НС із ШІ (етап тренування ШНМ)

Для реалізації системи, яка надає пріоритет споживачам в залежності від їх пріоритету та значення залишкової потужності, можна використовувати мову Python. Тоді загальний опис алгоритму для реалізації цієї системи виглядає даним чином:

```

47  # Робота насосної станції з навченою неймережею
48  for hour in hours_of_day:
49      water_flow = simulate_water_flow(hour)
50      control_signal = neural_network_control(water_flow, hour, model)
51      power_consumption = control_signal * 0.9
52      # Умовні одиниці
53      total_power += power_consumption
54
55  print("Загальна споживана електроенергія:", total_power)
56

```

Рисунок 3.7.3 – Впровадження керування НС із ШІ (вивід інформації)

Спочатку, потрібно створити представлення для кожного споживача енергії та включити інформацію про їх пріоритет та інші параметри.

```

1  # Створюємо клас Consumer для представлення
2  # кожного споживача енергії
3  class Consumer:
4      def __init__(self, priority):
5          self.priority = priority
6          # Параметр пріоритету споживача
7          self.power_needed = 0
8          # Параметр необхідної потужності споживача
9
10     def set_power_needed(self, power):
11         self.power_needed = power
12         # Метод для встановлення необхідної потужності споживача
13
14     def get_power_needed(self):
15         return self.power_needed
16     # Метод для отримання необхідної потужності споживача

```

Рисунок 3.8.1 – Підсистема для керуванням переключення на АВР у споживачів (вибір даних та методів)

Прийняти значення потужності (у Вт) та сигнали від тумблерів від центральної мережі та ФЕС.

Розрахувати сумарну потужність, котра доступна в системі, використовуючи виявлені дані.

```

17
18 # Функція для розподілу доступної потужності між споживачами
19 def allocate_power(consumers, available_power):
20     consumers.sort(key=lambda x: x.priority, reverse=True)
21     # Сортвання споживачів за пріоритетом (від вищого до нижчого)
22     for consumer in consumers:
23         if consumer.get_power_needed() <= available_power:
24             # Перевірка, чи потужності вистачає для споживача
25             allocated_power = consumer.get_power_needed()
26             # Розподіл потужності споживачу
27             available_power -= allocated_power
28             # Зменшення доступної потужності
29             print(f"Allocated {allocated_power} W \
30                 to consumer with priority {consumer.priority}")
31         else:
32             print(f"Not enough power for consumer with priority \
33                 {consumer.priority}")
34             # Виведення повідомлення, якщо потужності недостатньо
35

```

Рисунок 3.8.2 – Підсистема для керуванням переключення на АВР у споживачів (основна логіка)

Сортувати споживачів енергії за пріоритетом, де ті, котрий мають вищий пріоритет, мають більшу пріоритетну чергу (рис. 3.8.3).

```

36 # Приклад використання:
37 consumer1 = Consumer(1) # Створення споживача з пріоритетом 1
38 consumer2 = Consumer(2) # Створення споживача з пріоритетом 2
39 consumer3 = Consumer(3) # Створення споживача з пріоритетом 3
40
41 consumer1.set_power_needed(200)
42 # Встановлення необхідної потужності для споживача 1
43 consumer2.set_power_needed(150)
44 # Встановлення необхідної потужності для споживача 2
45 consumer3.set_power_needed(100)
46 # Встановлення необхідної потужності для споживача 3
47
48 consumers = [consumer1, consumer2, consumer3] # Список споживачів
49 available_power = 300 # Доступна потужність
50
51 allocate_power(consumers, available_power)
52 # Розподіл потужності між споживачами
53

```

Рисунок 3.8.3 – Підсистема для керуванням переключення на АВР у споживачів (вивід результатів)

Перевіряти кожного споживача відповідно в порядку пріоритету. Якщо доступна потужність вистачає для споживача, треба дозволити йому призначити необхідну потужність.

Якщо доступної потужності не вистачає для споживача, треба переходити до наступного за пріоритетом споживача і так далі.

Мати змогу надавати перевагу споживачам з більшим пріоритетом, коли розподіляєте доступну потужність. Якщо у споживача вища категорія, тоді йому потрібен пріоритет перед іншими.

4. ВПРОВАДЖЕННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ НС. ДОСЛІДЖЕННЯ ЇЇ РОБОЧИХ ТА АВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ.

Створення математичної моделі підстанції із акумуляторними батареями (котру представлено на рис. 4.1) у системі із відновлюваними джерелами енергії має декілька значних переваг:

1) Оптимізація експлуатації ВДЕ – математична модель дозволяє оптимізувати роботу ВДЕ із огляду на мінливість вітру та сонячної активності. Вона може прогнозувати, коли і в якому обсязі вироблятиметься енергія, і яку частину цієї енергії слід спрямувати на заряд акумуляторних батарей. Таким чином, система може максимально ефективно використовувати ВДЕ.

2) Балансування навантаження – модель може враховувати пікові навантаження й довгострокові тренди споживання енергії. Акумулятори можуть бути використані для згладжування навантаження, подаючи енергію під час пікових потреб, що допомагає уникнути нестабільності у енергопостачанні.

3) Економічна ефективність – модель може допомогти визначити оптимальний розмір акумуляторних батарей, щоб мінімізувати витрати на інфраструктуру та обслуговування з огляду на різні параметри, такі як вартість батарей, ВДЕ та тарифи на електроенергію.

4) Екологічні вигоди – використання батарей надає можливість підвищити частку альтернативних джерел у спільному об'ємі електриці. Це призводить до зниження викидів (наприклад, парникових газів) й допомагає боротися зі зміною клімату.

5) Надійність та резервування – акумулятори можуть служити як резервне джерело енергії у разі відключення ВДЕ через несприятливі погодні умови. Проектована модель дозволяє оптимізувати розмір батарей для забезпечення надійної роботи системи.

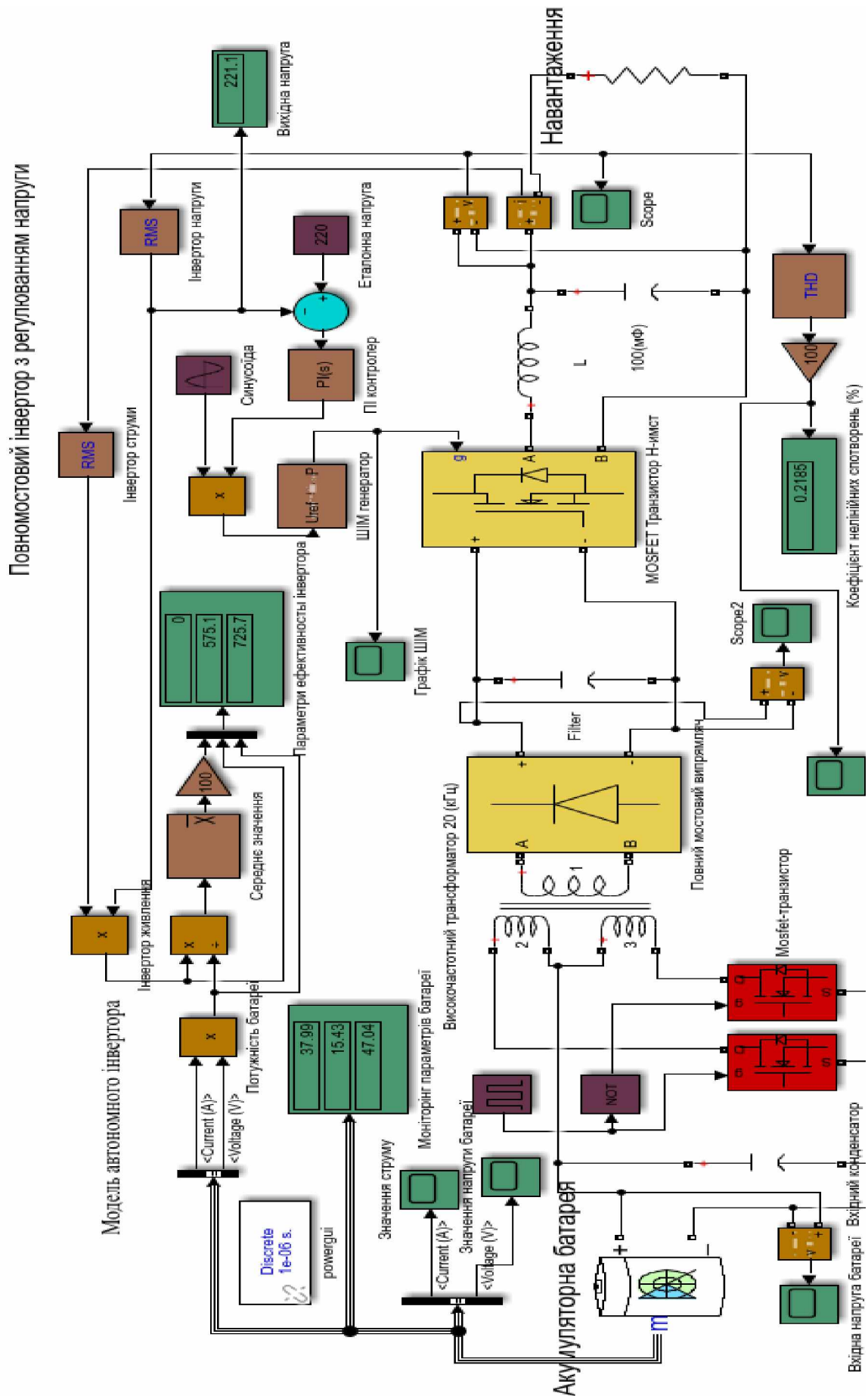


Рисунок 4.1 – Модель підстанції для накопичення енергії від ФЕС

6) Управління та контроль – математична модель забезпечує більш точне й гнучке керування зарядом і розрядом акумуляторів. Це дозволяє операторам системи більш точно реагувати на зміни у споживанні та виробництві енергії.

7) Дослідження та розробка – створення математичної моделі підстанції з акумуляторами дозволяє проводити дослідження та експерименти у віртуальному середовищі, що знижує ризики та витрати при розробці нових систем та технологій.

Отже, математична модель підстанції із акумуляторними батареями є потужним інструментом для оптимізації та керування системою з ВДЕ, що призводить до економічних, екологічних та технічних переваг.

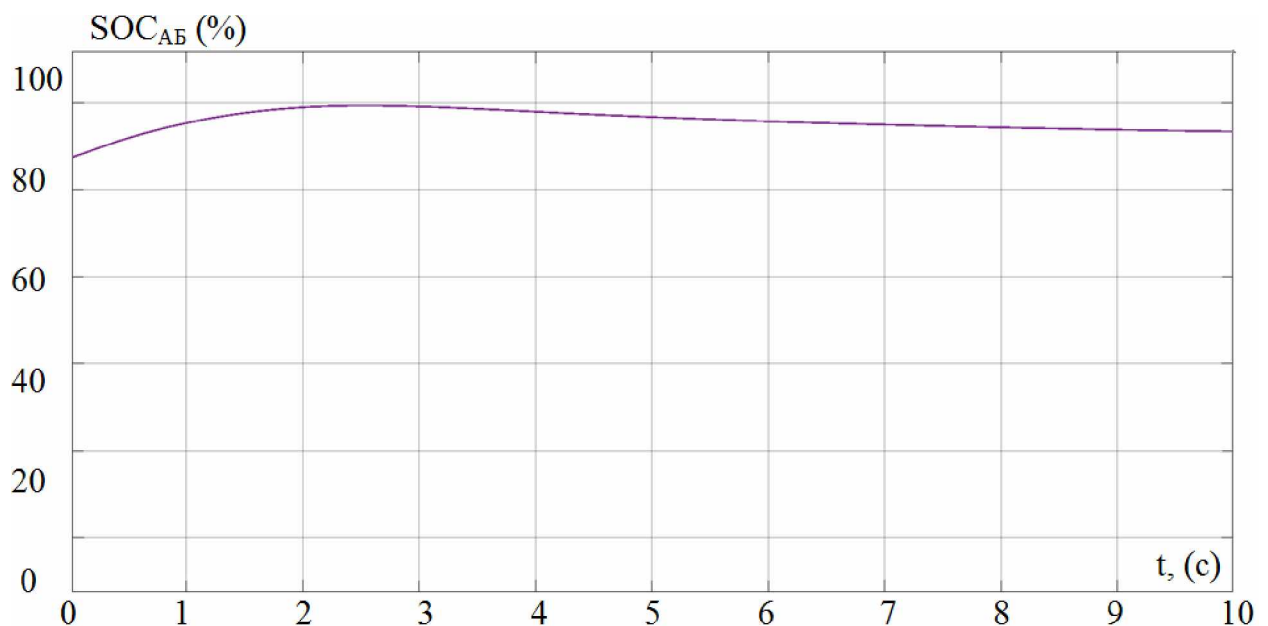


Рисунок 4.2 – Зміна стану зарядженості АКБ при різних режимах

Проектування математичної моделі інвертора із широтно-імпульсною модуляцією (або ШІМ) поміж підстанцією із групами акумуляторних батарей та фотоелектричними панелями для наявного резерву живлення, а також насосною станцією надає такий системі декілька переваг:

- Ефективне використання енергії – математична модель зі ШІМ може оптимізувати роботу інвертора, що дозволяє ефективно перетворювати енергію, котра надходить, від фотоелектричних панелей та акумульовану в батареях в змінний струм, котрий буде живленням для насосної

станції. Це сприяє максимальному використанню ВДЕ та зниженню залежності від загального живлення.

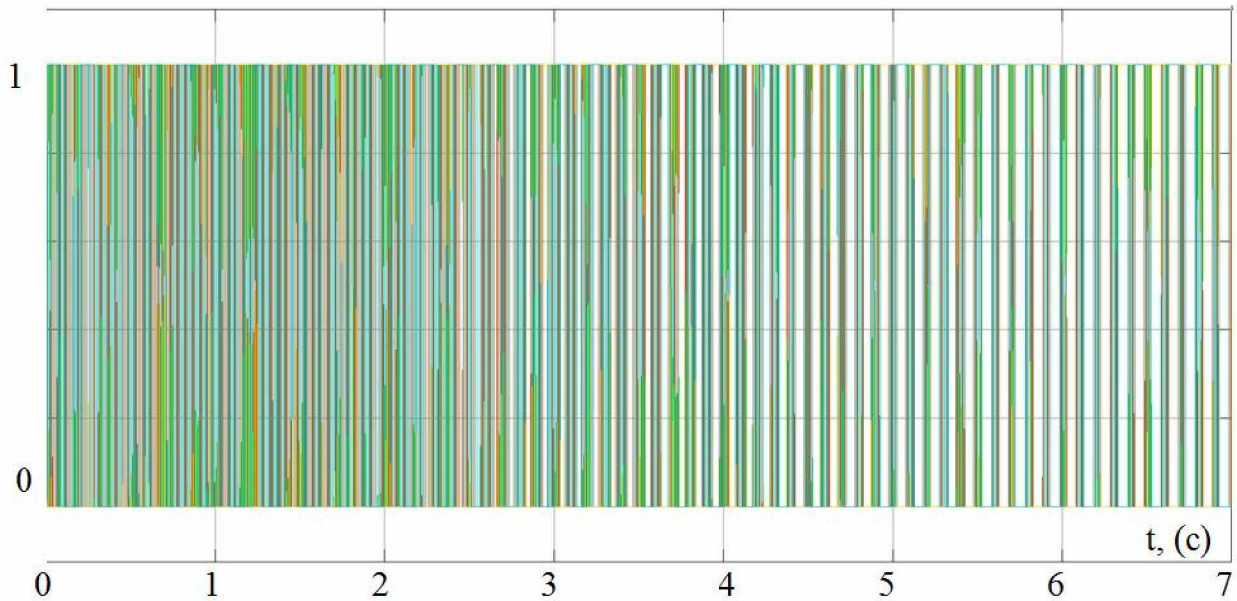


Рисунок 4.3 – керування інвертором за допомогою ШІМ

■ Зниження витрат на електроенергію – мат. модель із ШІМ може контролювати інвертор у такий спосіб, аби зменшити втрати у відборі електриці та оптимізувати споживання електроенергії із мережі, використовуючи енергію від фотоелектричних панелей та акумульовану у батареях для підтримки безперебійного живлення, а відповідно і роботи самої насосної станції.

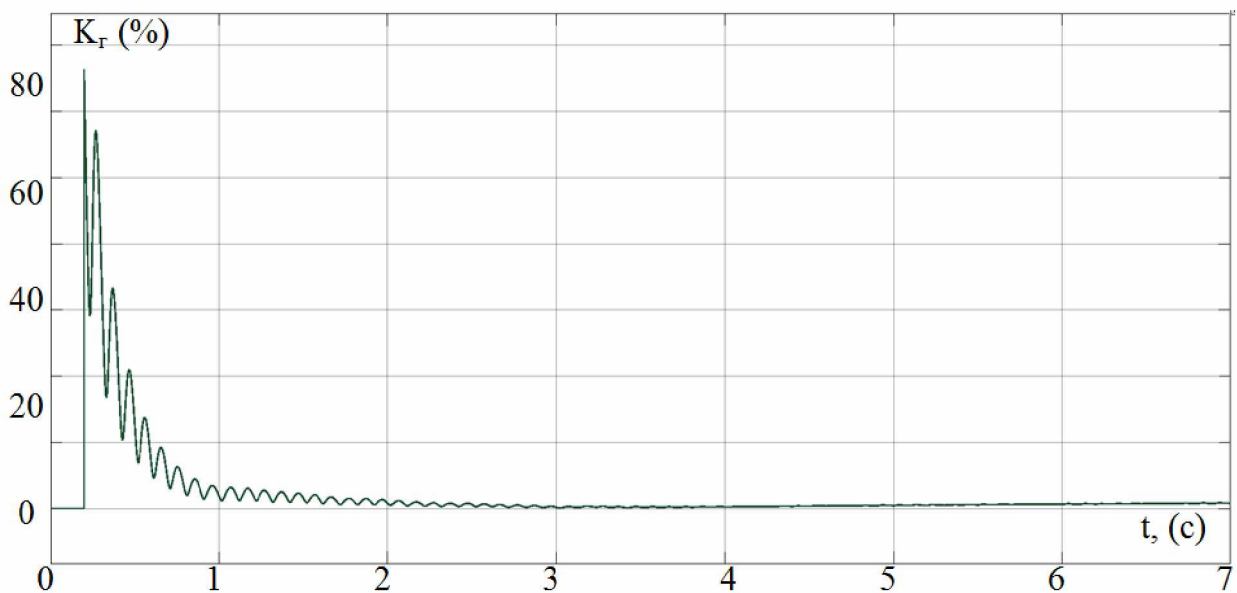


Рисунок 4.4 – Коефіцієнт нелінійних спотворень (%)

▪ Резервне живлення – математична модель дає змогу точно контролювати резерв живлення. Тоді, за умову відключення основного джерела електроживлення інвертор із ШІМ здатен моментально переключитися на батареї, забезпечуючи при цьому безперебійну роботу власне усієї системи електроживлення насосної станції.

▪ Управління навантаженням – модель зі ШІМ здатна керувати навантаженням самої насосної станції, що дозволяє ураховувати зміни при витраті води й мати змогу регулювати швидкість роботи насосів для оптимальної ефективності й зниження зносу обладнання.

▪ Економія електроенергії – Математична модель із ШІМ дозволяє уникати зайвого споживання електроенергії, оскільки вона дозволяє утримувати напругу та частоту на потрібному рівні, запобігаючи нестачі або надлишку енергії.

▪ Довгострокова стабільність – мат. модель дозволяє проводити довгострокове моделювання й прогнозування роботи досліджуваної енергосистеми, що також допомагає в оптимізації витрат на обслуговування й заміну обладнання у майбутньому.

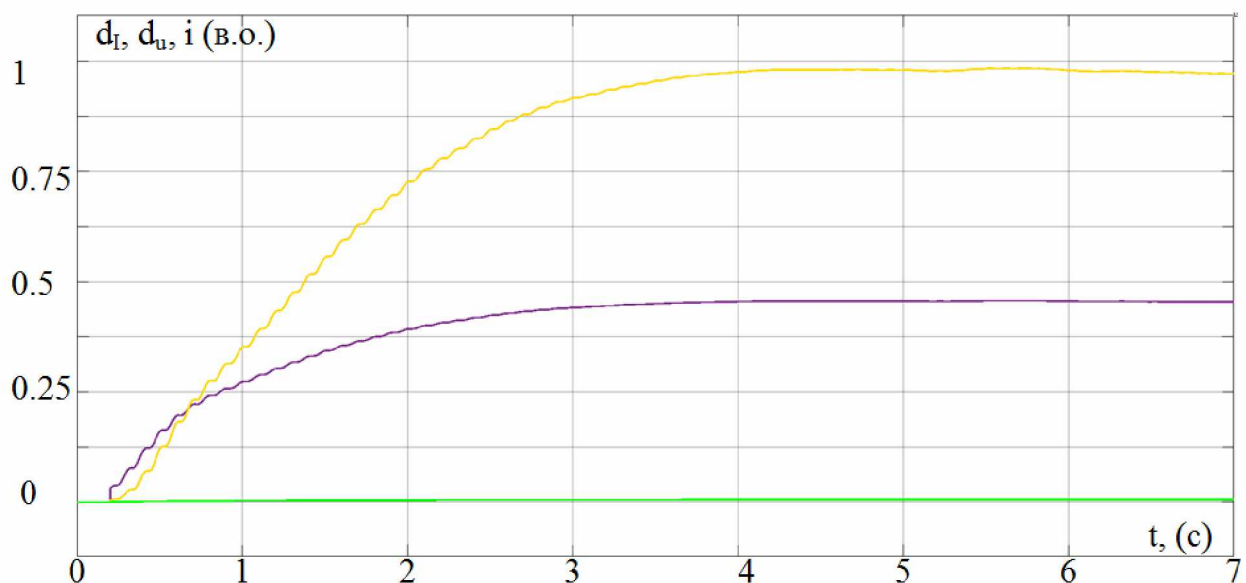


Рисунок 4.5 – Сигнали за датчиками струмами та напруги за зворотнім зв'язком та спільний сигнал, що отриманий шляхом перемноження

▪ Дослідження важких режимів й розробка нових рішень – мат. модель із наявним ШІМ керуванням дозволяє проводити різні дослідження й експерименти у віртуальному середовищі (в даному проєкті ним виступає Matlab), що дозволяє уточнювати й покращувати саму систему без фактичної модифікації обладнання.

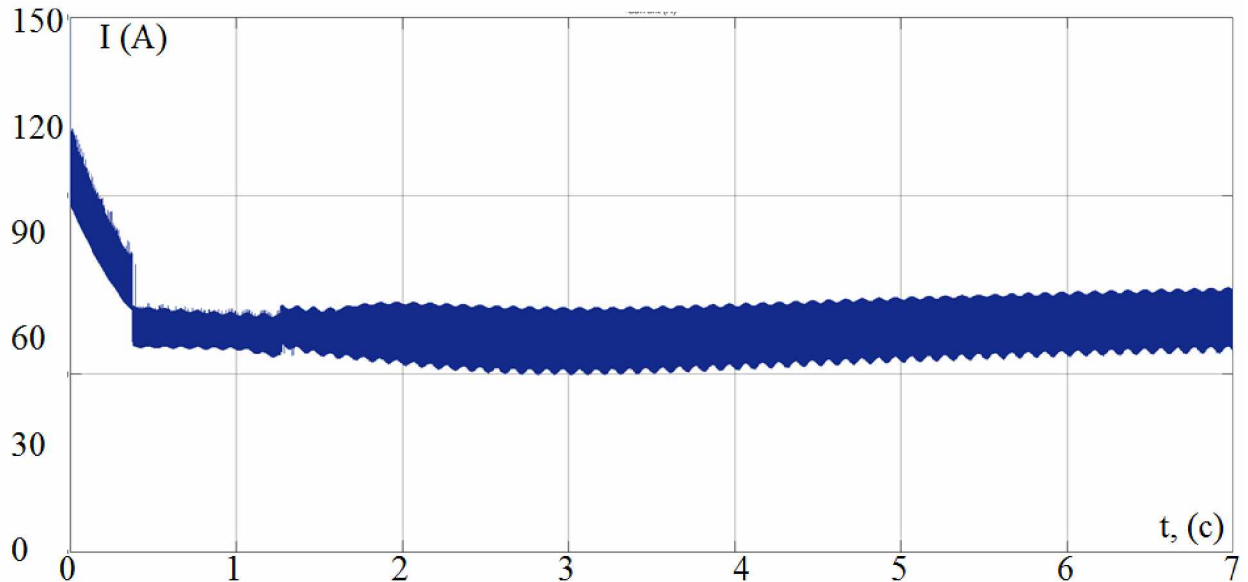


Рисунок 4.6. а – Падіння струму при розрядженні АКБ

Отже, мат. модель інвертора із ШІМ у загальній енергосистемі із акумуляторними батареями, фотоелектричними панелями й насосною станцією надає цілу низку переваг, включаючи ефективне використання енергії, зниження витрат, надійне резерв у живленні й керування навантаженням, що робить систему більш стійкою, ефективною та екологічно чистою.

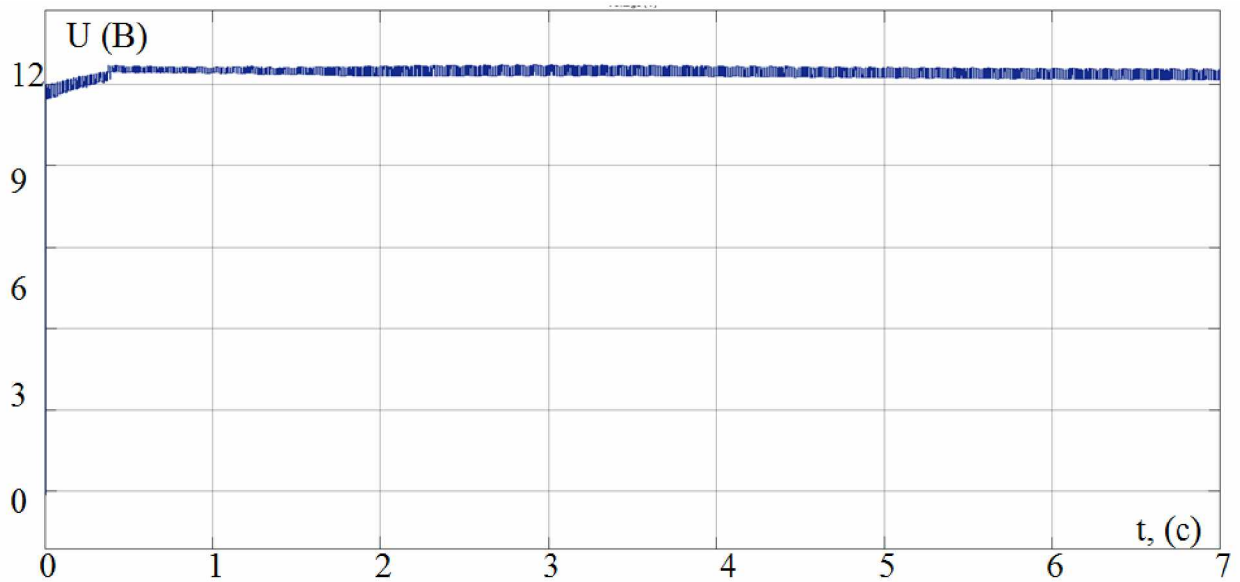


Рисунок 4.6.б – Падіння струму при розрядженні АКБ

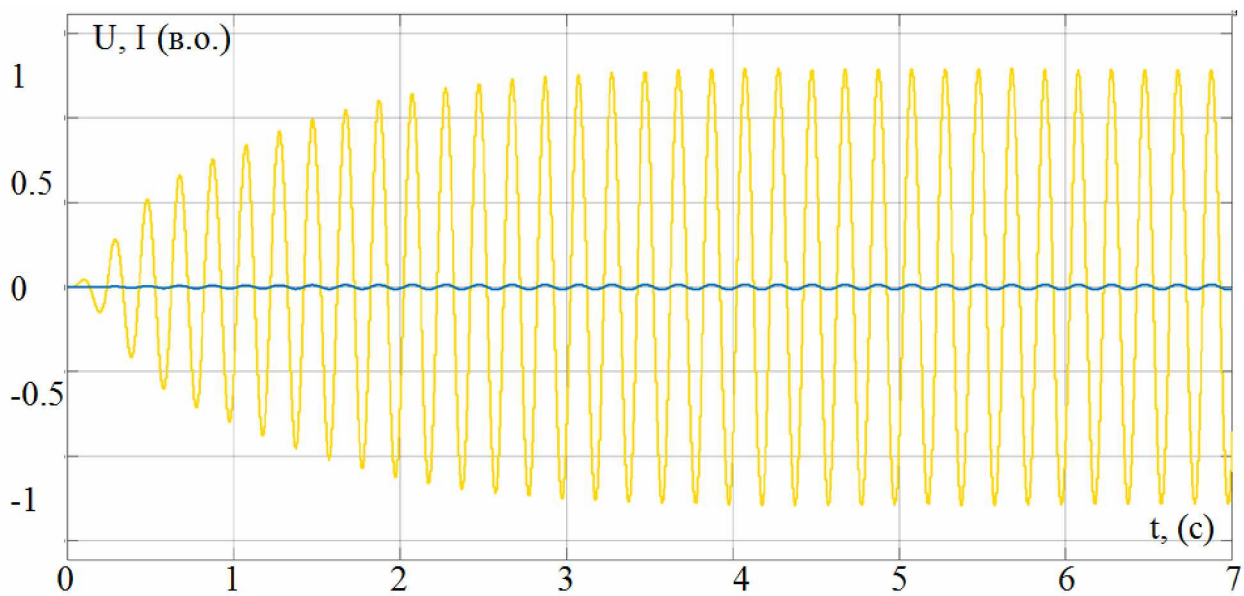


Рисунок 4.7 – Струм та напруга у споживача

Так, як у роботі застосовується безперебійна система живлення, котра містить ланку постійного струму, важливим етапом є створення оптимальної моделі інвертора, яку було створено та налагоджено як наведено на рис. 4.8.

На рис. 4.9 можна побачити систему керування – створення керуючих імпульсів, які є прихованими у підсистемі на рис. 4.8.

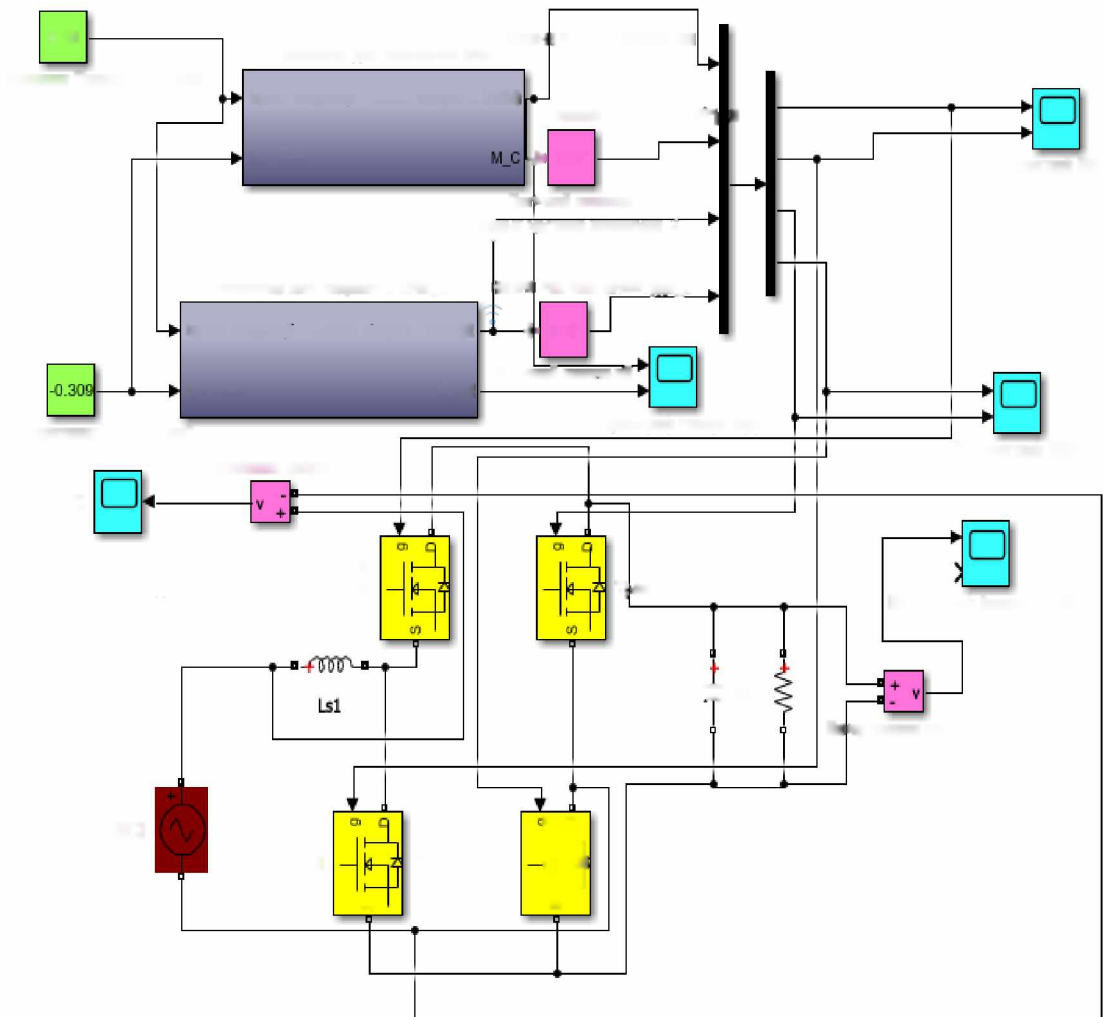


Рисунок 4.8 – Досліджувана модель інвертора

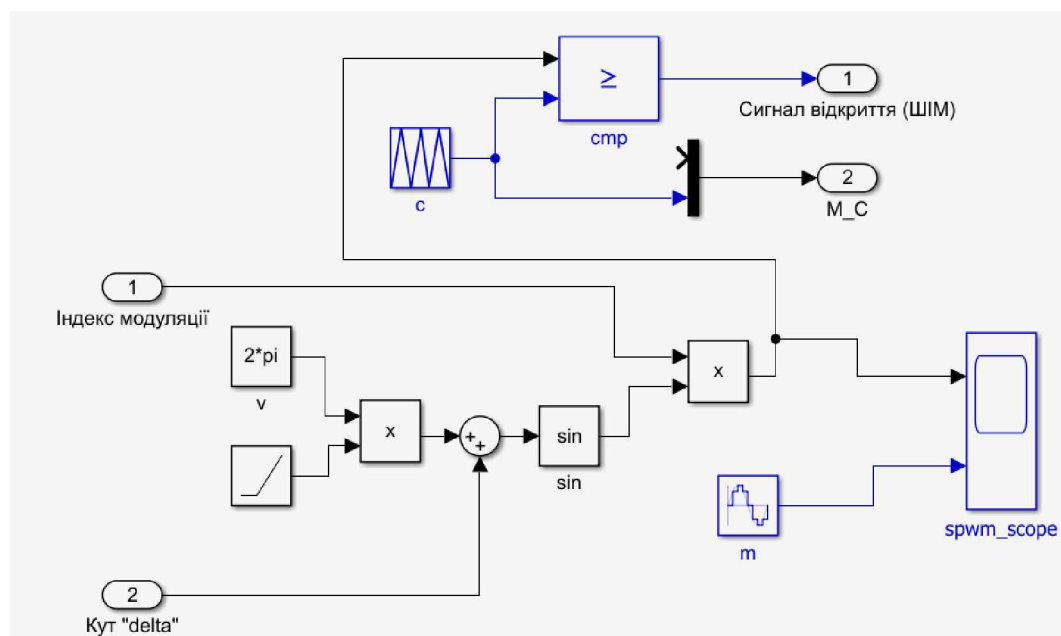


Рисунок 4.9 – Приклад підсистеми керування за допомогою ШІМ

Графіки 4.10-4.11 відповідають виміряним процесам у моделі рис. 4.8.

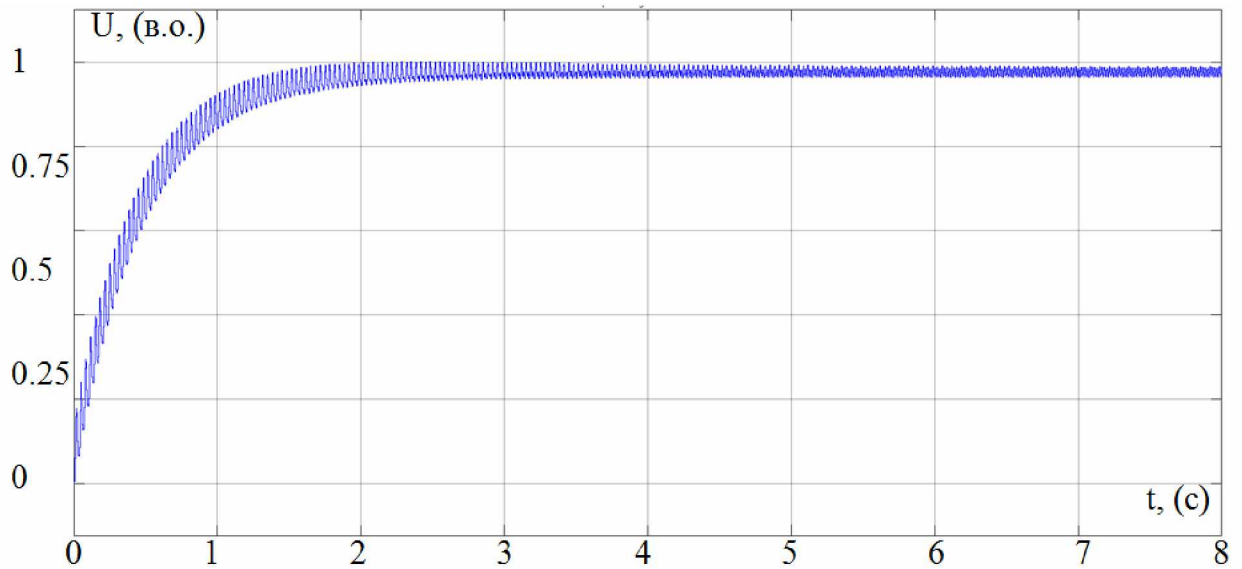


Рисунок 4.10 – Напруга на джерелі із постійним струмом

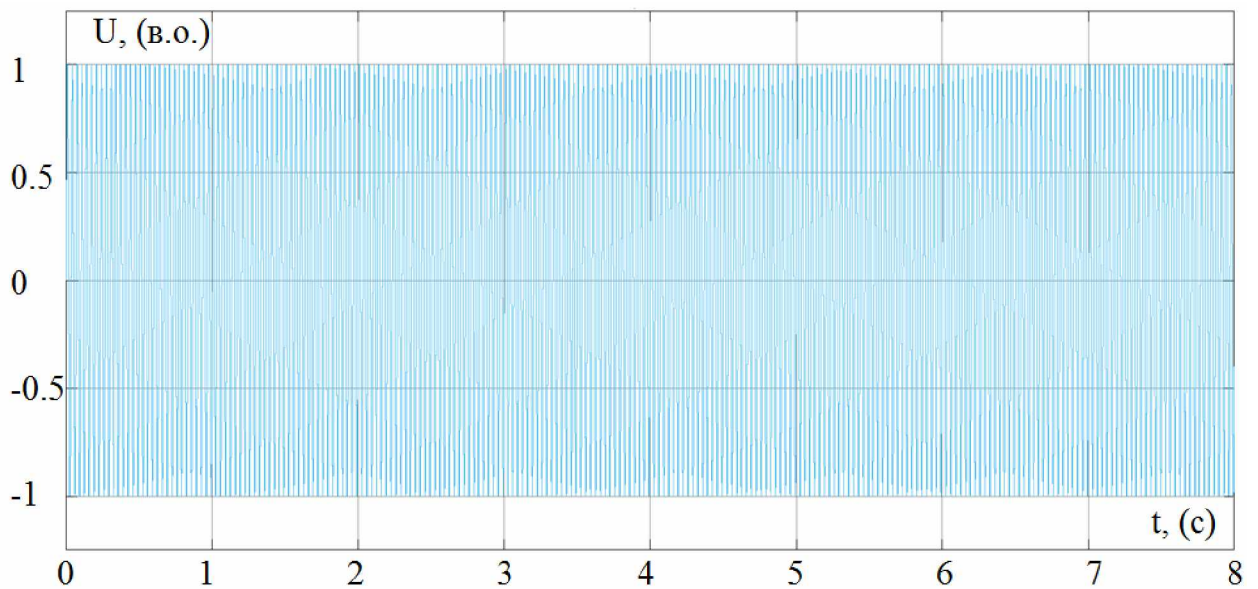


Рисунок 4.11 – Напруга на виході інвертора

Тепер промодельюємо роботу усієї системи у збірці при живленні від резервного джерела. Так на рис. 4.12 показано вхідну змінну для ФЕС – рівень інсоляції.

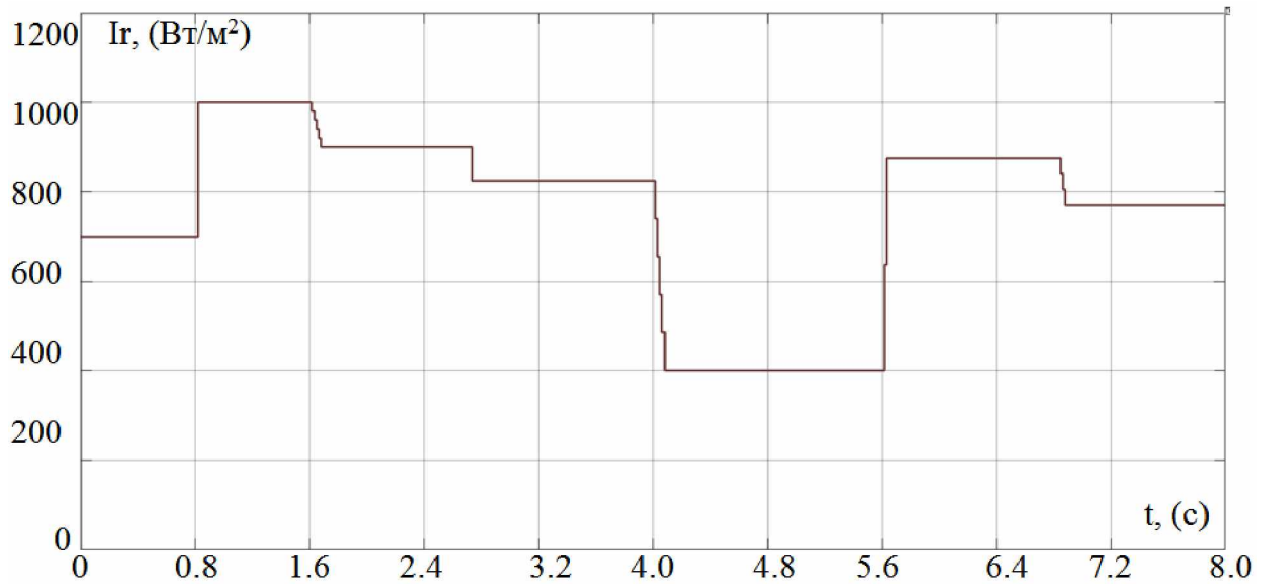


Рисунок 4.12– Рівень сонячної інсоляції (вхідний параметр для ФЕС)

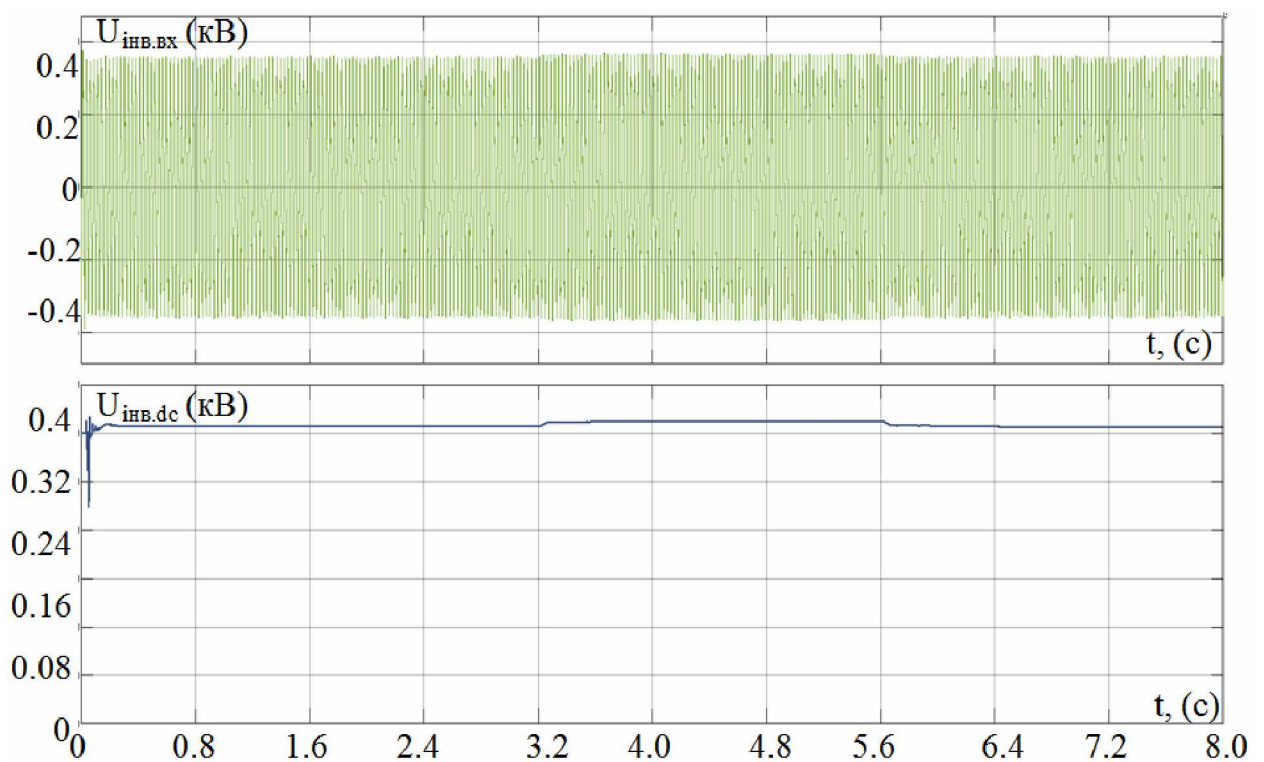


Рисунок 4.13 – Напруга на виході інвертора та його ланці із наявним постійним струмом (в середині пристрою)

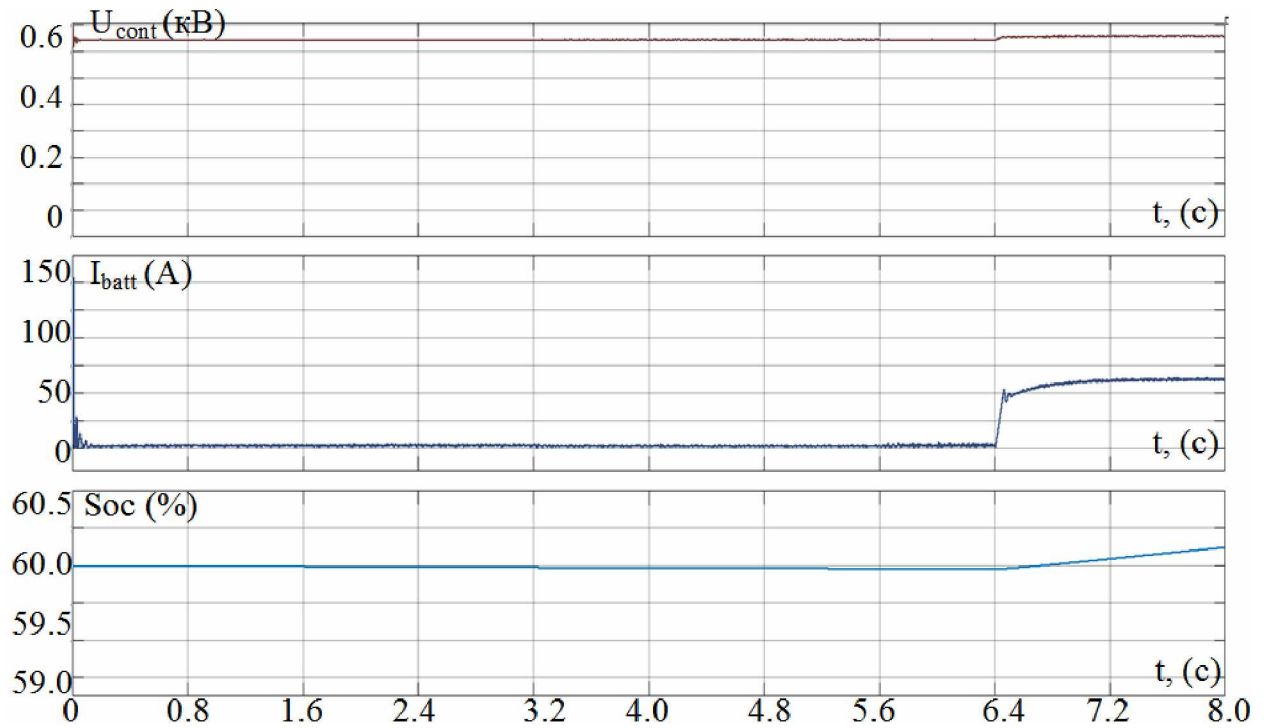


Рисунок 4.14 – Струм батареї, напруга та зміна рівня заряду



Рисунок 4.15 – Потужність, що надходить від ФЕС та виміряна на виході інвертору

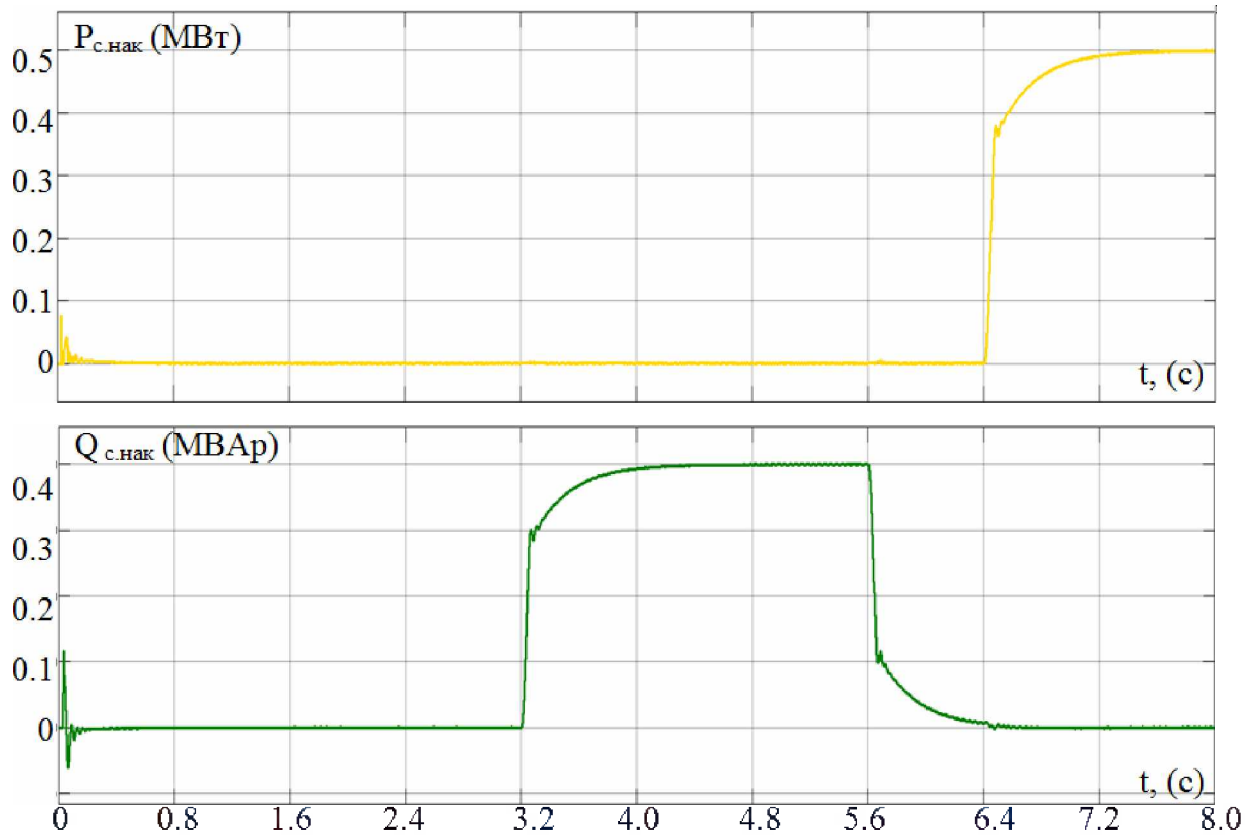


Рисунок 4.16 – Потужність активна й реактивна у системі накопичення енергії в акумуляторній станції

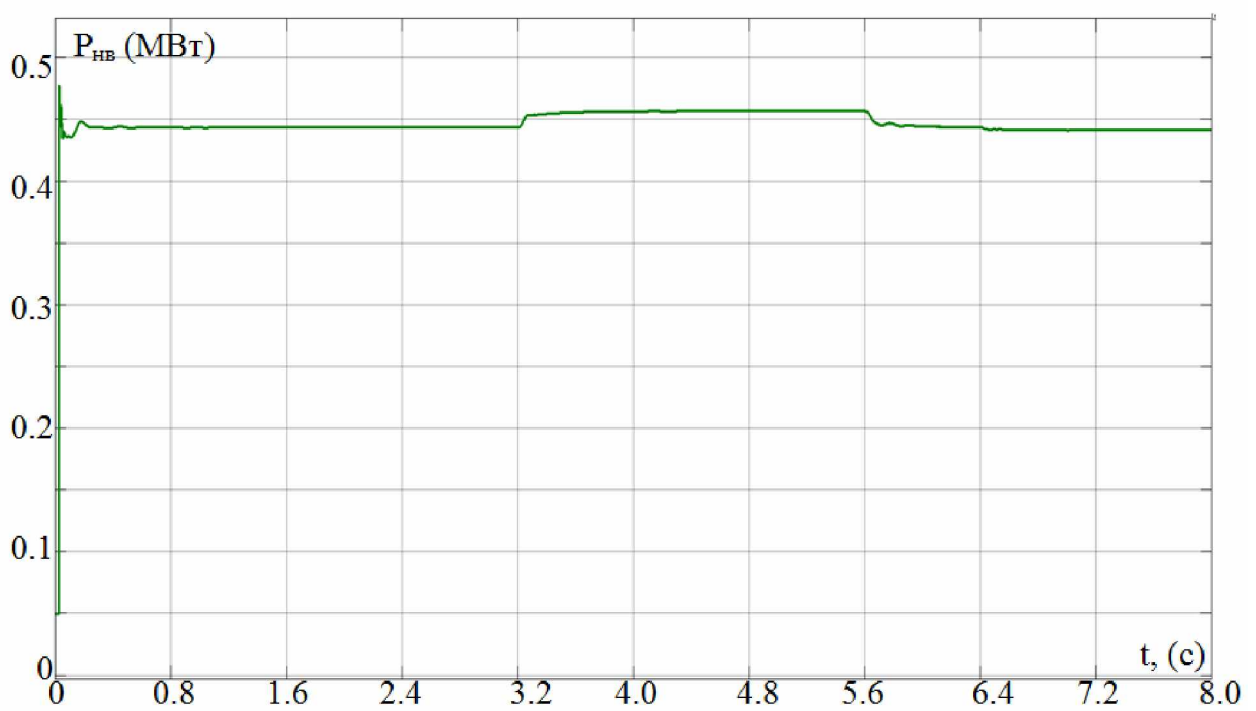


Рисунок 4.17 – Потужність на навантаженні

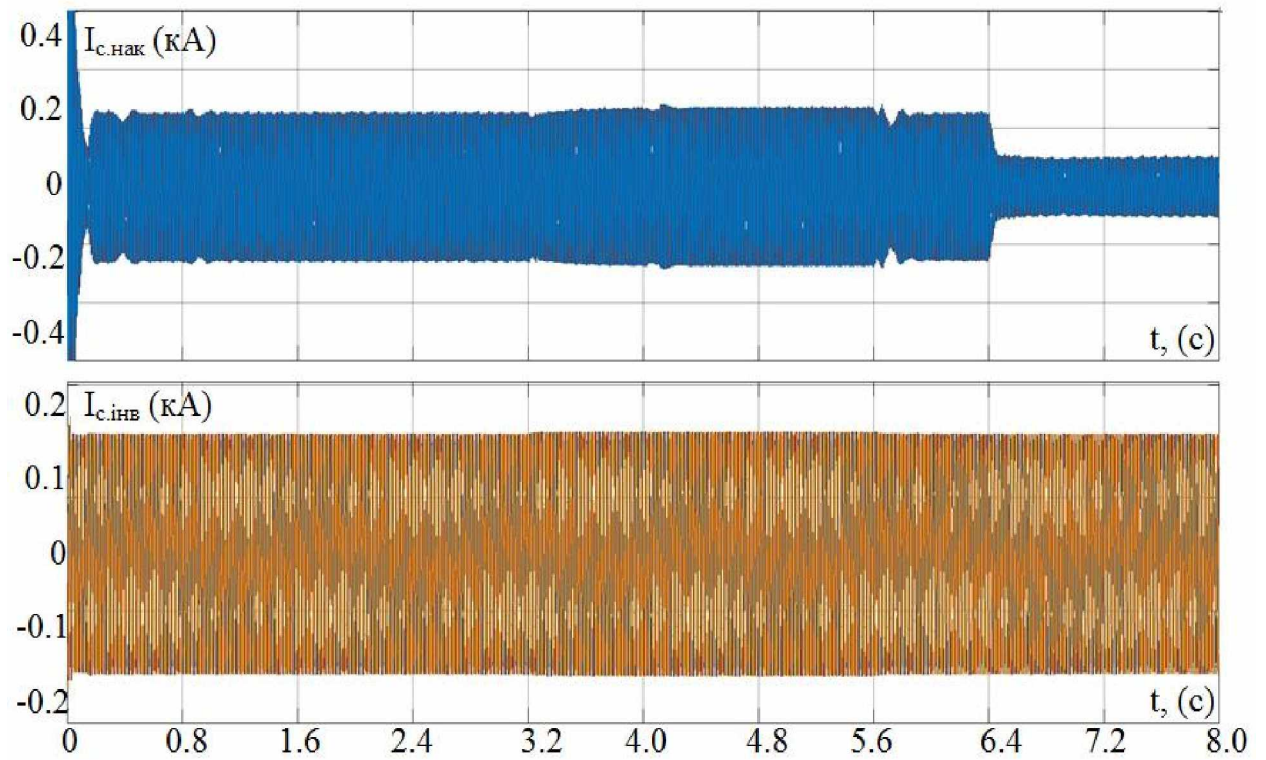


Рисунок 4.18 – Струм виміряний у акумуляторній станції та інверторі

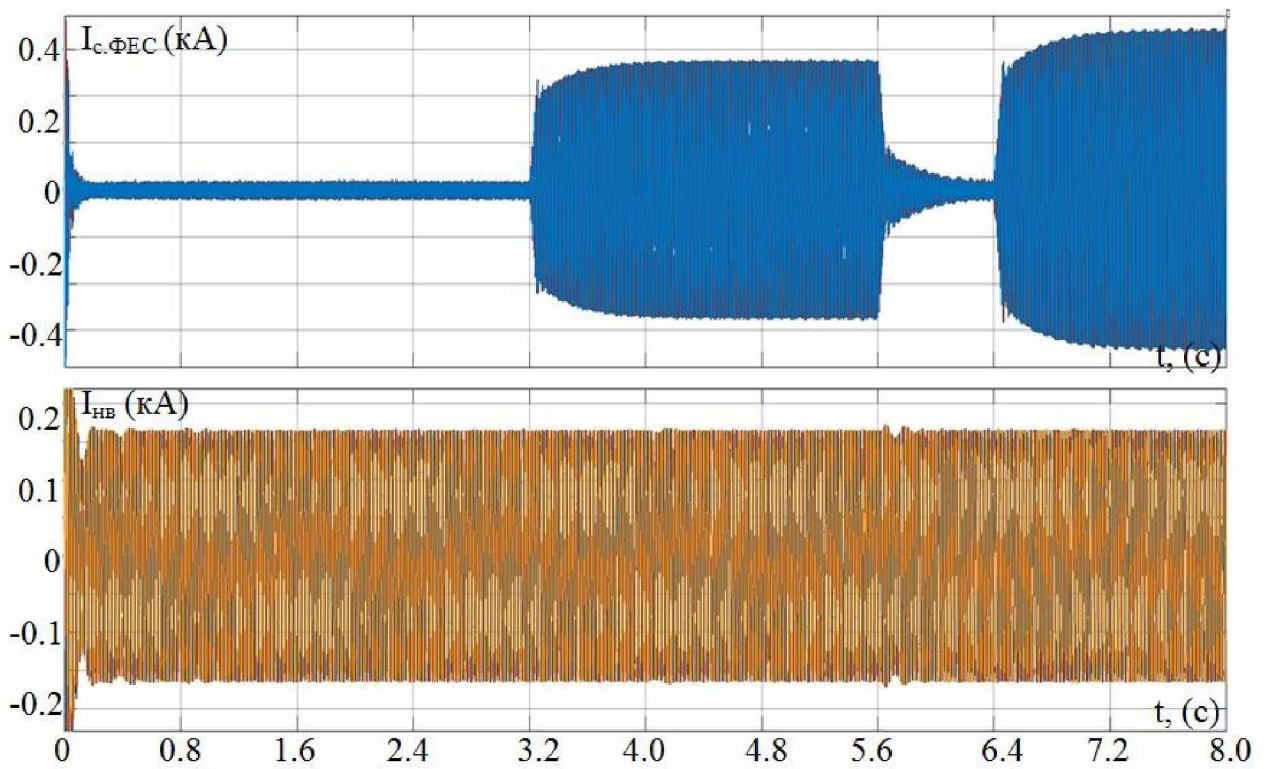


Рисунок 4.19 – Струм виміряний у ФЕС та на навантаженні

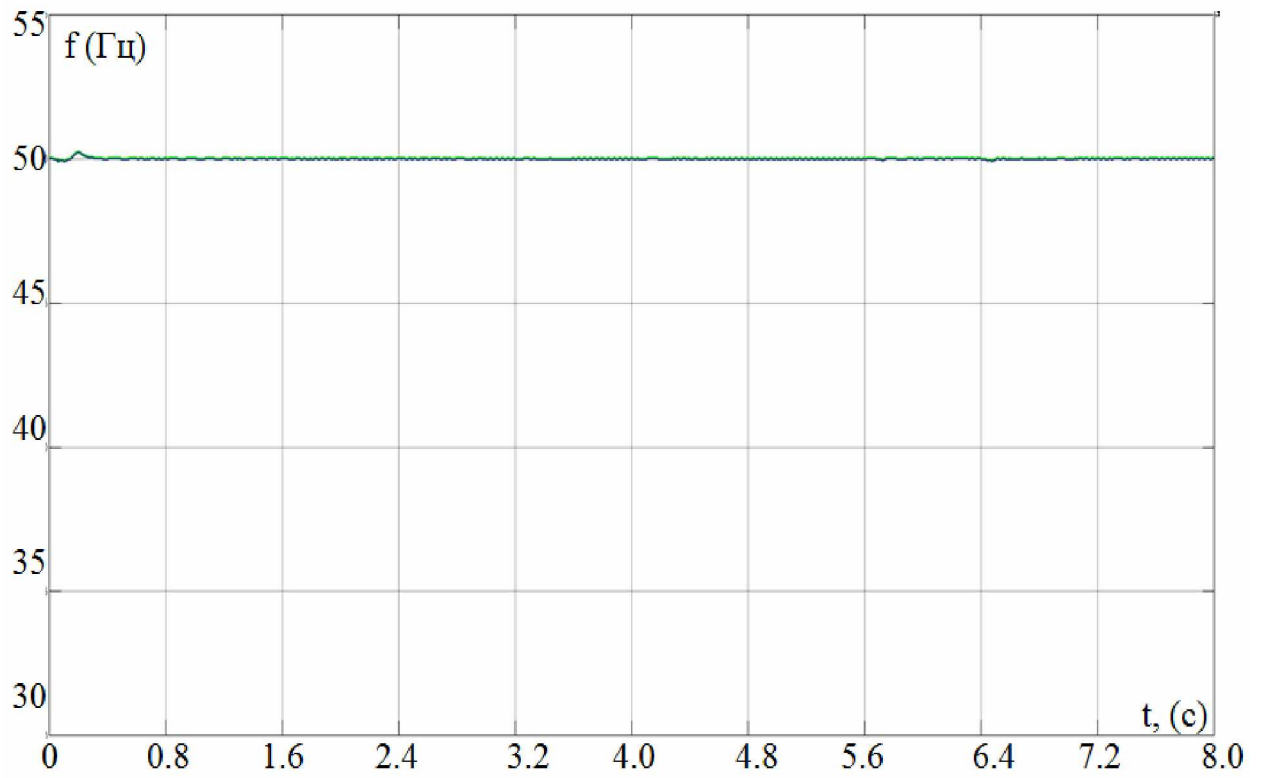
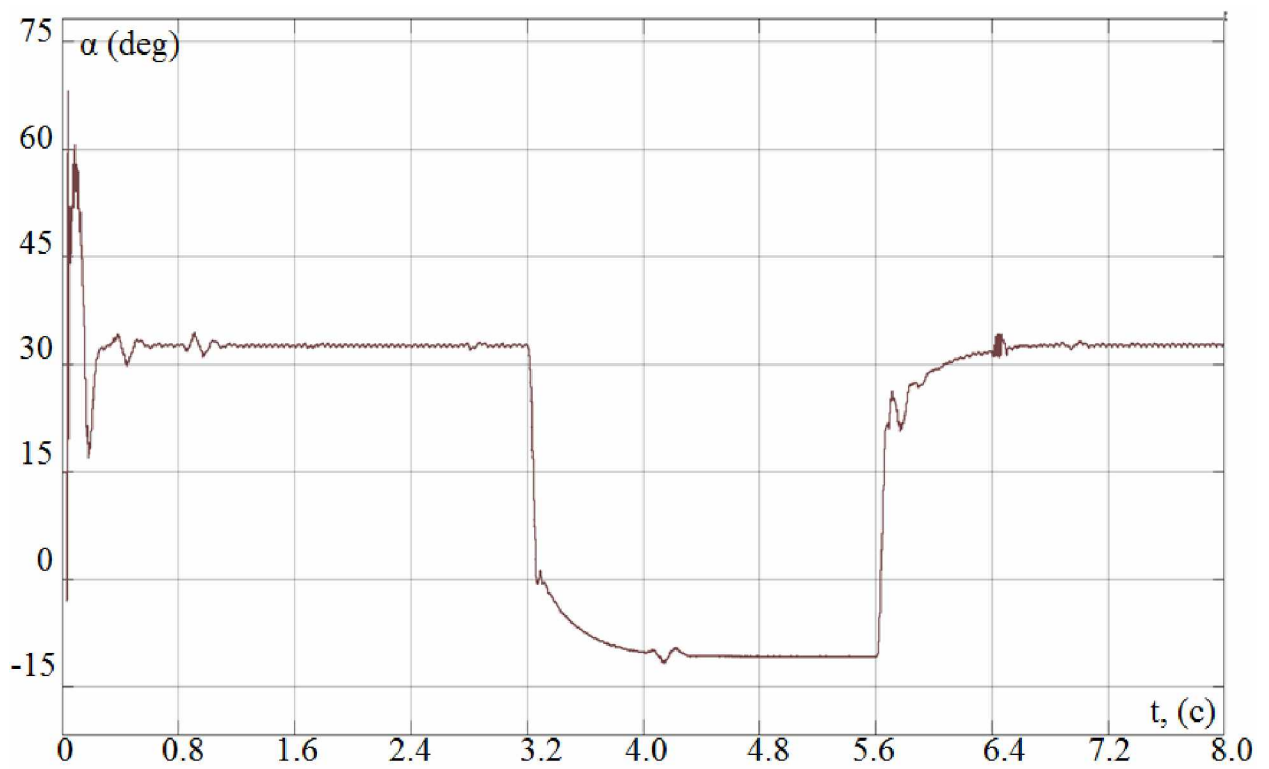


Рисунок 4.20 – Діюча частота досліджуваної мережі

Рисунок 4.21 – Зміна значення кута керування α у інверторі

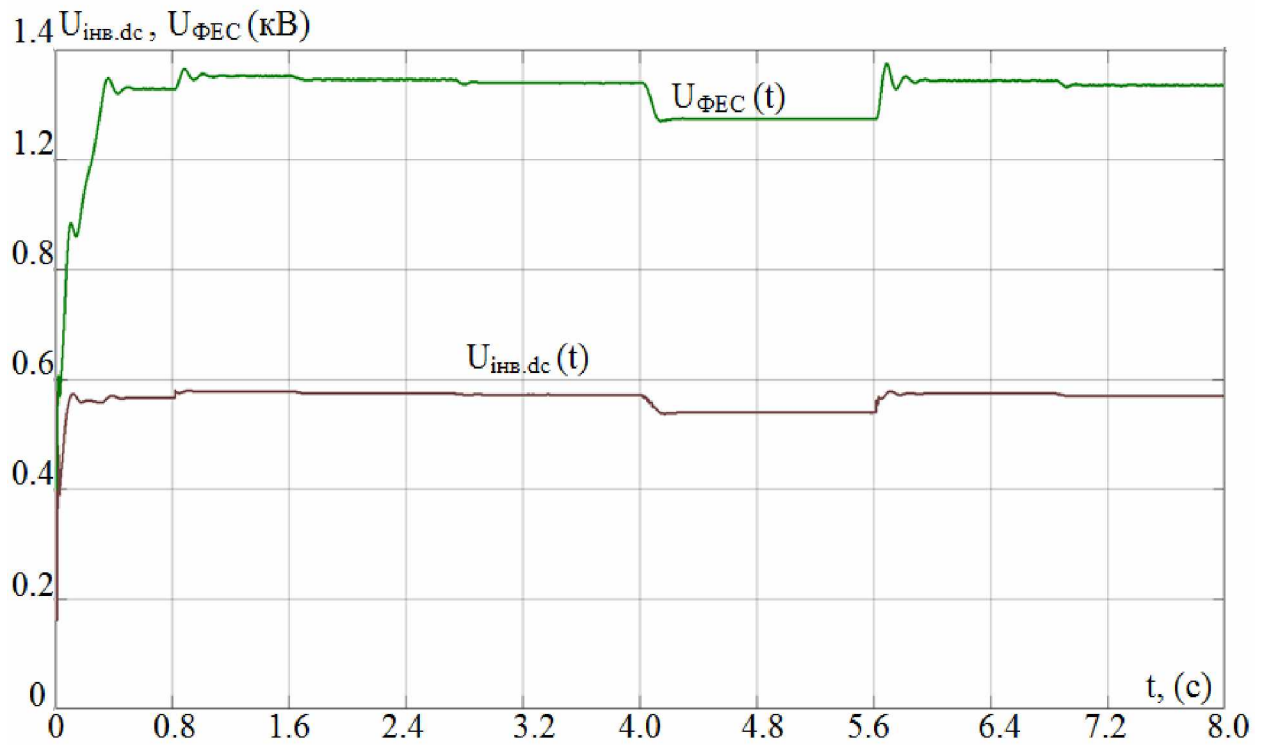


Рисунок 4.22 – Напруга а виході ФЕС та у інверторі

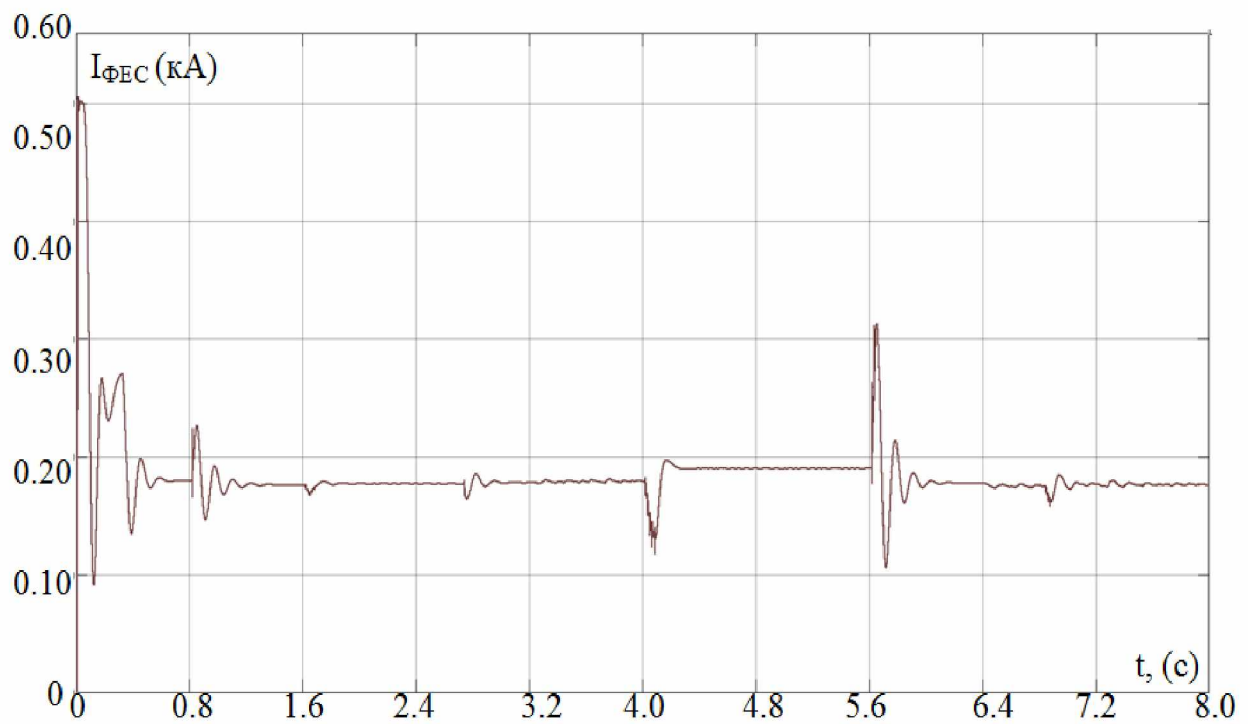


Рисунок 4.22 – Вимір вихідного струму у ФЕС

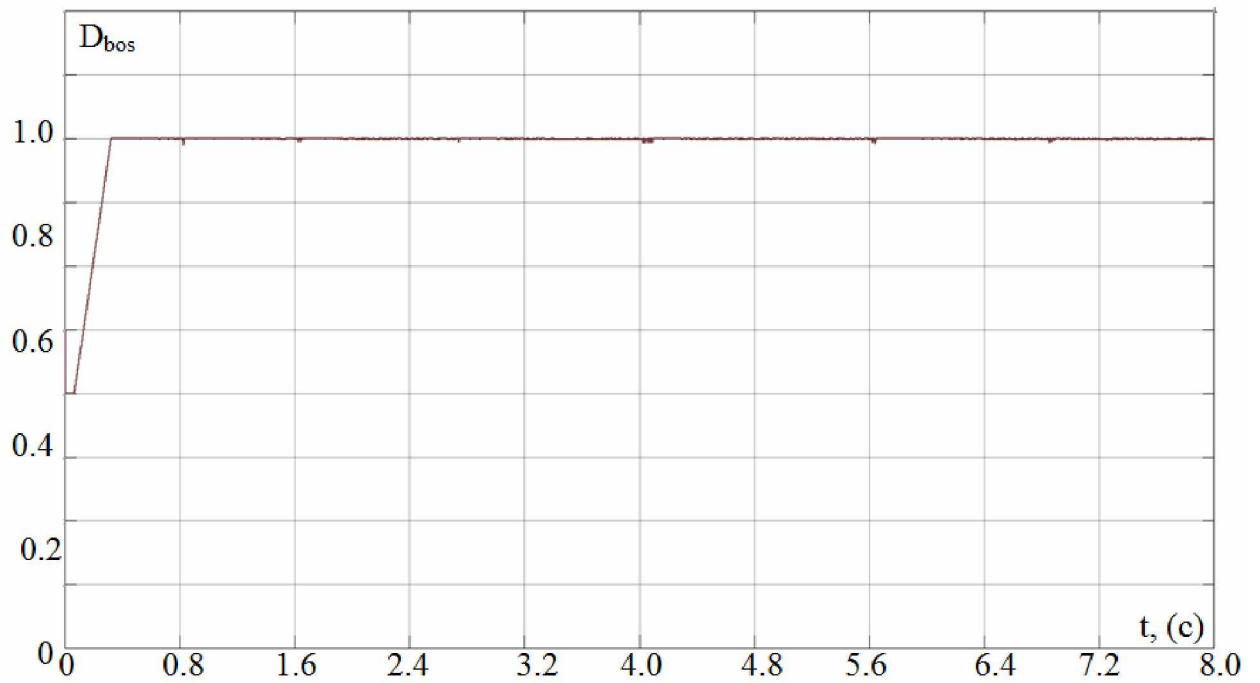


Рисунок 4.23 – Керування мостовою схемою, завдання на вихід

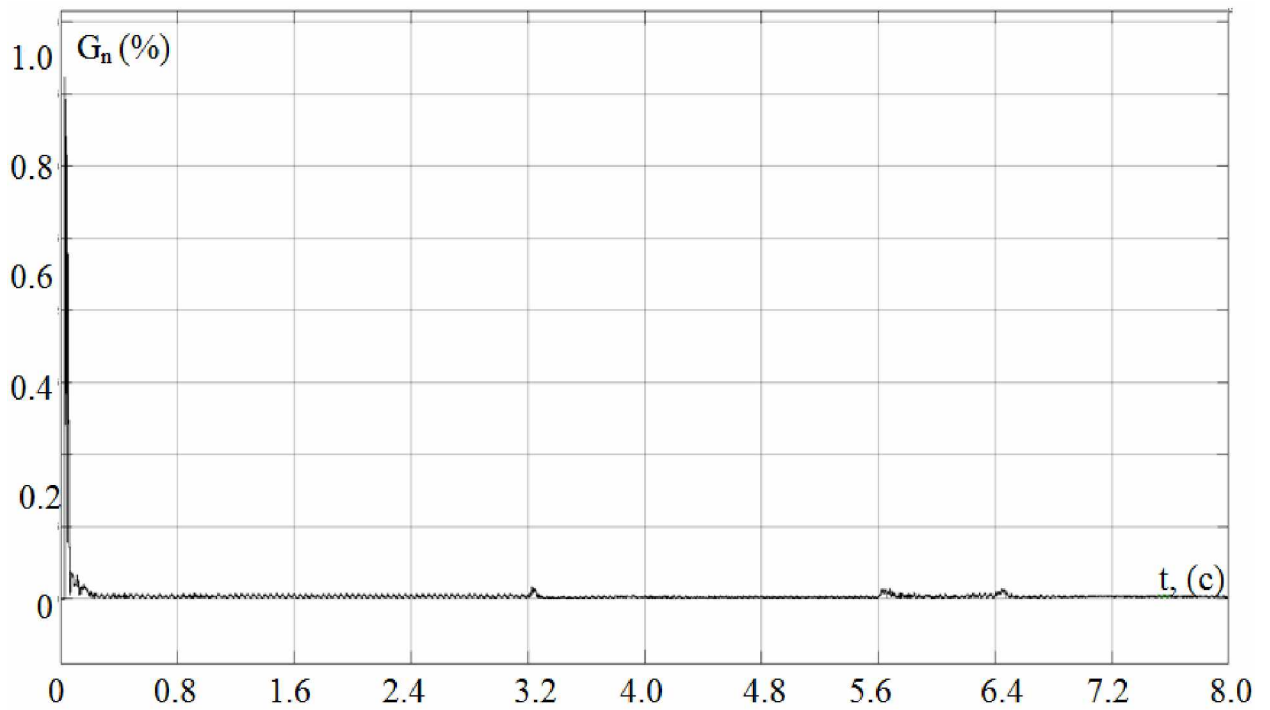


Рисунок 4.24 – Вимір значення спотворення синусоїди у споживача

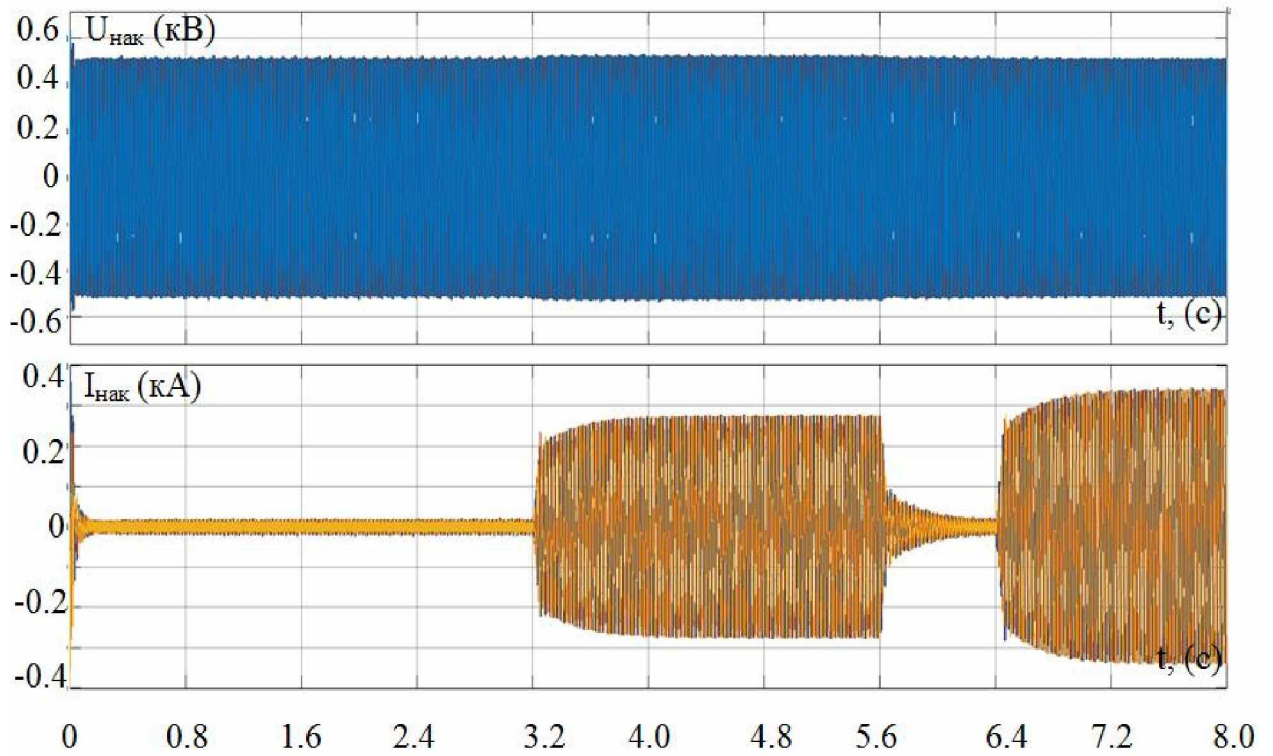


Рисунок 4.25 – Напруга й струм виміряні у системі накопичення енергії в акумуляторній станції

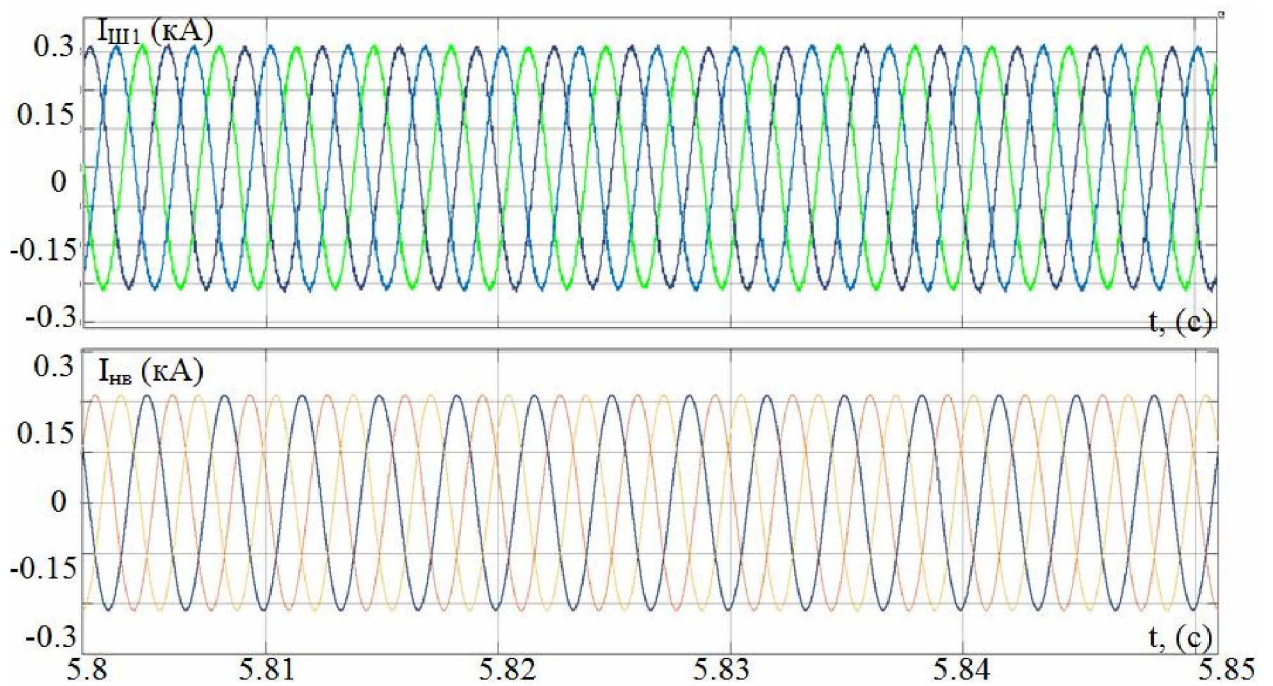


Рисунок 4.26 – Струм на шині 1 та струм системи накопичення енергії в акумуляторній станції під час нормального режиму

Наостанок розглянемо осцилограми струмів у встановленому, нормальному режимі (рис. 4.26) та у перехідному, нормальному режимі (рис. 4.27. Взагалі створена мат. модель дозволяє досліджувати у різних режимах.

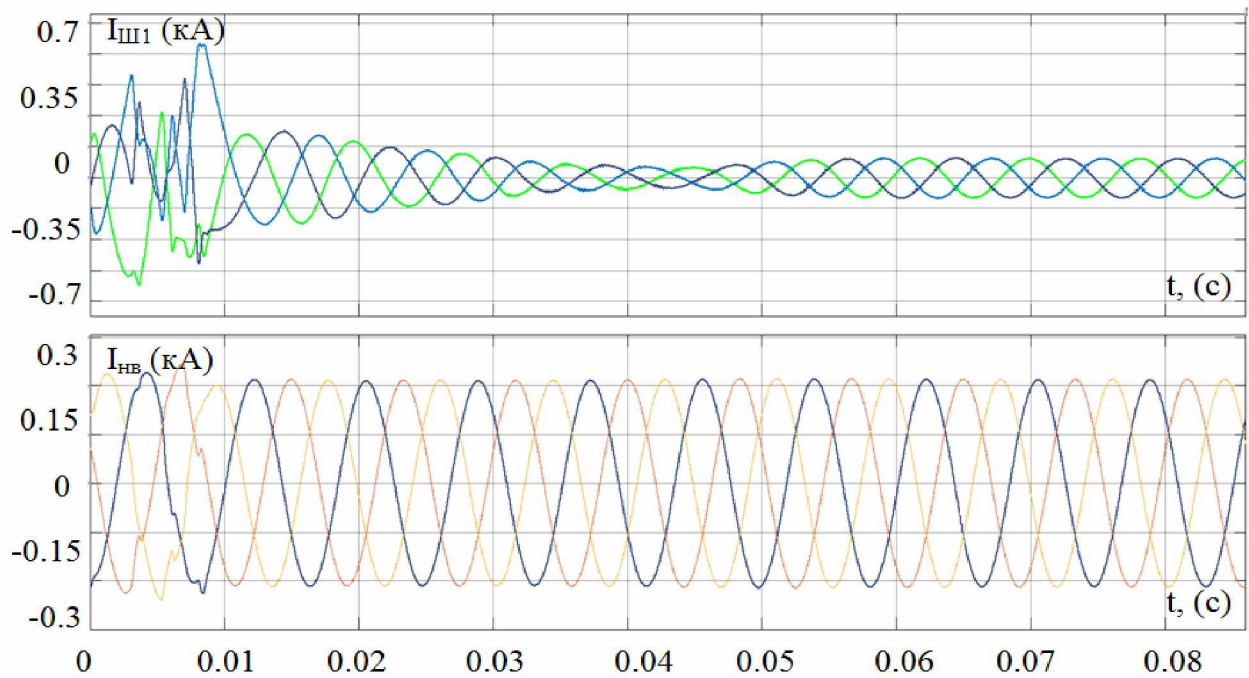


Рисунок 4.27 – Струм на шині 1 та струм системи накопичення енергії в акумуляторній станції під час перехідного процесу

ВИСНОВКИ

В даний момент, на НС, контроль продуктивності насосів здійснюється через регулювання засувок. Але цей метод призводить до погіршення надійності насосних агрегатів та збільшення втрат електроенергії.

Оцінюючи надійність поточної системи та ідентифікуючи вразливі точки, котрі можуть призвести до перебоїв у живленні, було проведено аналіз і сучасних методів й технологій для забезпечення безперебійного живлення.

Ці методи включають в себе залучення додаткових джерел для живлення безперебійного або ДБЖ, дизельних генераторів, фотоелектрики та інших альтернативних джерел енергії.

Аналіз, котрий було здійснено, допоміг визначити, чи необхідно та чи є доцільність у модернізації в енергосистемі самій НС і розробці плану дій для її покращення. У практичній частині роботі саме системам із ВДЕ в якості резерву живлення було приділено підрозділ.

Споживачі у підстанцій НС потребують більш надійне та економічно ефективне електропостачання. Тому у цьому проекті запропоновано замінити приводи нерегульовані у насосів на регульовані із використанням системи "джерело струму (ДС) – асинхронна машина(АМ)". Ця система забезпечує стабілізацію та регулювання обертового моменту на валу електроприводу незалежно від частоти обертання.

У цій системі параметричне ДС були підключені до ДЖ 10 кВ, інвертор підключений був до вентильної обмотки спеціального трансформатора перетворювального із чотирма стрижнями, котрий має безліч відсіків для поетапної зміни коефіцієнта трансформації. Це дозволило здійснити стабілізацію за струмом на виході параметричного джерела струму навіть при наявній зміні опору у навантаженні.

В той же час у параметричному джерелі струму навантаженням виступає обмотка первинна трансформатора. Шляхом відповідної зміни коефіцієнта

трансформації у чотири стрижневому трансформаторі є можливим регулювати і струм у роторі самого АД, котрий визначає момент ЕП насоса.

За допомогою цієї системи ефективно можливо регулювати обертовий момент і частоту обертання АД, що значно економить електроенергію порівняно із регулюванням продуктивності через засувки.

Працездатність зроблених припущень були наочно продемонстровані на мат. моделі електропостачання НС, котра була виконана у четвертому розділі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Плешков П. Г., Гарасьова Н. Ю., Зінзура В. В., та інші «Електротехнічні системи електроспоживання»: навчальний посібник /; Центрально український нац. техн. університет. — м. Кропивницький : ЦНТУ, 2021 р. — 209 с.
2. Байдак Ю. В., «Електротехніка і електропостачання»: конспект лекцій; Одеська нац. акад. харч. технологій, :МОН України. ОНАХТ, 2017 р. — м. Одеса— 89 с.
3. Голик О. П., Волков І. В., Жесан Р. В., та інші, «Енергозбереження і використання поновлюваних джерел енергії»: навчальний посіб. для здобувачів освіти з спеціальності №141 "Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка". Частина 1 /; Центральноукр. нац. техн. університет. — м. Кропивницький, 2020 р. — 192 с.
4. Байдак Ю. В., Електротехніка та електропостачання: методичні вказівки до виконання ПР; Одеська нац. академія харчових технологій, МОН України. — м. Одеса : ОНАХТ, 2017 р. — 53 с.
5. Бурштинський М. В., Харчишин Б. М., Хай М. В., «Елементна база систем електропостачання і електроприводу»: навчальний посіб.; Нац. ун-т "Львівська політехніка". — м. Львів, 2010 р. — 240 с.
6. Рудницький В. Г., «Внутрішньозаводське електропостачання. Курсове проектування.»: нав. посібник, м. Суми : Університет кн., 2006 р. — 153 с.
7. Мейта О. В., Шевчук С. П., «Електричні мережі і системи.» Конспект лекцій: нав. посібник для студентів зі спец. №141 "Електроенергетика електротехніка і електромеханіка" —навч. видавництво — м. Київ : КПІ ім. І. Сікорського, р. 2022. — 167 с.
8. Хмельнюк М. Г., Остапенко О. В., Яковлева О. Ю., «Енергетичний менеджмент та аудит»: підручник частина 1 /; під загальною редак. Хмельнюка М. Г. — м. Херсон : вид-во. Грінь Д. С., р. 2016. — 224 с. : із рис та табл..

9. Сірий О. М., «Системи електроспоживання: розрахунки та вибір обладнання»: посіб. навчальний; Нац. університет харч. технологій. — м. Київ : НУХТ, р. 2011. — 319 с.

ДОДАТОК А.
«ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО
ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ»

Студента Євгена КОЧКІНА, групи ЕЛКм – 22

Призначення документа	Документ	Умовні позначення	Зміст зауваження

Дата _____

Підпис _____

(ПІБ)

ДОДАТОК Б

«Особливості розрахунку струму КЗ у відносних одиницях»

При здійсненні розрахунків у відносних одиницях, всі величини порівнюються з базовими величинами, які включають базову потужність ($S_{\bar{o}}$) та базовий напруга ($U_{\bar{o}}$). Зазвичай за базову потужність приймають потужність одного трансформатора генераторної потужності (ГПП), або обрану умовну одиницю потужності, наприклад, 100 або 1000 МВ*А.

Середню напругу того ступеня, на якому сталася КЗ, вважають базисною напругою. Для перерахунку опору системи ($x_{\text{сист}*}$) відносних одиницях, враховуючи задану потужність короткого замикання на шинах джерела живлення, використовують наступну формулу:

$$x_{\text{сист}*} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_K} \quad (\text{Б.1})$$

Опір двох обмотувальних трансформаторів, якщо задана напруга короткого замикання $u_{KЗ}, \%$

$$x_{T*} = \frac{S_{\bar{o}} \cdot u_{KЗ}(\%) }{100 \cdot S_{\text{ном.Т}}} \quad (\text{Б.2})$$

Опір лінії електропередачі, якщо встановлено питомий опір $x_0, \text{Ом/км}$, і довжина лінії ($l, \text{км}$)

$$x_{л*} = \frac{S_{\bar{o}} \cdot x_0 \cdot l}{U_{\bar{o}}^2} \quad (\text{Б.3})$$

Опір СД та АД, якщо задані над перехідний опір двигунів ($x_d^{//}$) та номінальна повна ($S_{ном.ЕД}$) потужність:

$$x_{d*} = x_d^{//} \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.ЕД}} \quad (Б.4)$$

Тоді розрахунок (у розділі 3) провадимо у відносних одиницях.

Для розрахунку струмів короткого замикання, важливо визначити найбільш обтяжливий сценарій в роботі системи електропостачання підприємства, тобто той, який має потенційно найбільший вплив на струми короткого замикання. Це необхідно для визначення робочих параметрів релейного захисту та вимикачів.

Зазвичай, режим з відключеним одним із трансформаторів є найбільш несприятливим, оскільки це призводить до збільшення струму короткого замикання в мережі. Такий розрахунок необхідний для забезпечення безпеки та надійності роботи обладнання та мережі.

Для подальшого проектування релейного захисту і вибору вимикачів, важливо визначити як максимальні, так і мінімальні значення періодичної складової струму короткого замикання. Це допомагає створити надійну систему захисту та вимикання в разі аварії.

ДОДАТОК В

«Визначення опорів гілок із навантаженнями (ЕД)»

При розрахунку струмів короткого замикання (КЗ) в точці К₁ необхідно враховувати вплив подачі електроенергії від ВН ЕД, які знаходяться в місці КЗ. Це обумовлено тим, що після виникнення КЗ ротори електродвигунів не миттєво зупиняються, а надалі обертаються за рахунок своєї інерції, надаючи подачу енергії в місце КЗ завдяки запасеному магнітному полю ЕМ.

Живлення ударних струмів при КЗ прийнято враховувати від СД та АД, а підживлення струмів КЗ впродовж перших $t_1=0.2$ (с) - тільки від синхронних електродвигунів.

Струм, який має живлення від ЕД, визначається $x_d^{//}$ за допомогою такого виразу:

$$I_{A.Д}^{//} = \frac{E_{A.Д}^{//} \cdot I_{бз}}{x_{AД}^*} \quad (B.1)$$

$$I_{C.Д}^{//} = \frac{E_{C.Д}^{//} \cdot I_{бз}}{x_{C.Д}^*}$$

де: $E_{A.Д}^{//}$ та $E_{C.Д}^{//}$ – згідно з електрорушієм АД та СД , при цьому припускається, $E_{A.Д}^{//} = 0.9$ та $E_{C.Д}^{//} = 1.1$

$$X_{A.Д}^{//} = \frac{S_{бз}}{S_{н.д} \cdot k_n} = \frac{S_{бз} \cdot \cos(\varphi_{ном})}{P_{н.д} \cdot k_n} \quad (B.2)$$

де: k_n – величина коефіцієнту пуску ЕД, який обчислюється як відношення

$I_{\text{пус}}/I_{\text{пер}}, у (в.о.).$

Зважаючи на різну довжину кабельних ліній, які живлять ЕД, та їхній опір, ми повинні включити ці параметри при розрахунку струмів підживлення. Довжини кабельних ліній та їх опір для живлення електродвигунів через трансформатори ТП можна знайти в таблиці В. 1.

Їх опори $X_{\text{КЛ}}$, наведені до умов базисних, визначаються за виразом:

$$X_{\text{КЛ}}^* = \frac{S_{\text{бз}} \cdot X_0 \cdot l}{U_{\text{б.ВН}}^2} \quad (\text{В.3})$$

Під час обчислення струму живлення рекомендовано спростити схему заміщення шляхом еквівалентним до окремих гілок. Наприклад, при аналізі схеми заміщення (зображеної на рисунку 3.1) можна встановити, що до шин 10 кВ РП підключено обладнання: ЕМ_{1-20}

Отже, гілки, які містять однакові електродвигуни та мають приблизно однакову довжину кабельних ліній, можуть бути замінені на одну еквівалентну гілку $x_{\text{ед}}^*$, яка складається з опору $X_{\text{КЛ}}^*$

Результати розрахунку опорів двигуна та опорів еквівалентних гілок згідно представлені в табл. В. 1.

Таблиця В.1– Результати розрахунку опорів еквівалентних гілок

Тип ЕП	X_1 (Ом)	X_1 (в.о.)	$X_{\text{АД}}$ (в.о.)	Тип і перетин КЛ, (мм ²)	Позначення $X_{\text{рез.і}}$	$X_{\text{рез.і}}$ (в.о.)
РП	0,0457	0,406	0,461	2АПВВнг3х1 85	$X_{1.\text{рез}}$	0,461
ЕМ_1 (630)	0,0041	0,036	363,0	АПВПг3х70	$X_{2.\text{рез}}$	72,59
ЕМ_2 (630)	0,0042	0,037	363,0	АПВПг3х70		

EM ₃ (630)	0,0047	0,042	363,0	АПВПГ3х70		
EM ₄ (630)	0,0053	0,047	363,0	АПВПГ3х70		
EM ₅ (630)	0,0041	0,036	363,0	АПВПГ3х70		
EM ₆ (750)	0,0051	0,045	285,8	АПВВНГ3х95	X _{3,pez}	142,89
EM ₇ (750)	0,0046	0,044	285,8	АПВВНГ3х95		
EM ₈ (425)	0,0063	0,056	545,7	АПВПГ3х70	X _{4,pez}	136,42
EM ₉ (425)	0,0068	0,061	545,7	АПВПГ3х70		
EM ₁₀ (425)	0,0073	0,065	545,7	АПВПГ3х70		
EM ₁₁ (425)	0,0078	0,070	545,7	АПВПГ3х70		
EM ₁₂ (510)	0,0053	0,047	408,7	АПВПГ3х70	X _{5,pez}	204,36
EM ₁₃ (510)	0,0058	0,052	408,7	АПВПГ3х70		
EM ₁₄ (510)	0,0224	0,199	408,7	АПВПГ3х70	X _{6,pez}	408,72
EM ₁₅ (630)	0,0209	0,186	363,0	АПВПГ3х70	X _{7,pez}	181,48
EM ₁₆ (630)	0,0214	0,190	363,0	АПВПГ3х70		
EM ₁₇ (630)	0,0219	0,195	408,7	АПВПГ3х70	X _{8,pez}	204,36
EM ₁₈ (630)	0,0188	0,167	408,7	АПВПГ3х70		
EM ₁₉ (425)	0,0183	0,162	545,7	АПВПГ3х70	X _{9,pez}	272,84
EM ₂₀ (425)	0,0156	0,138	545,7	АПВПГ3х70		

ДОДАТОК Г

«Вибір вимикачів із напругою 10 (кВ)»

Вибір вимикачів здійснюється на підставі їх номінального струму, номінальної напруги, типу, роду установки та перевірки їхньої електродинамічної, термічної стійкості та здатності вимикання під час короткого замикання.

Кількість виділеної теплоти (теплового імпульсу) в апарати під час короткого замикання $\text{kA}^2 \cdot \text{s}$ вираховується за допомогою такого виразу:

$$B_K = I_{\max}^{**2} (t_{\text{відкл}} + T_a) \quad (\text{Г.1})$$

У (Г.1) сумарний час відключення вимикача приводом $t_{\text{відкл}} = t_{\text{в.відкл}} + t_{\text{pz}}$, визначається власним часом відключення апарату ($t_{\text{в.відкл}}$) і часом дії засобів релейного захисту (t_{pz}); T_a - постійна часу загасання аперіодичної складової струму КЗ, що залежить від реактивного (x_K) та активного (r_K) опорів КЗ ланцюга:

$$T_a = \frac{x_K}{\omega \cdot r_K} = \frac{x_K}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot r_K} = \frac{x_K}{314 \cdot r_K} \quad (\text{Г.2})$$

У практичних розрахунках T_a можна обирати зі спеціально розроблених таблиць або графіків [6].

Тоді відповідно до (Г.1):

$$B_K = 11.05^2 \cdot (0.05 + 0.02) = 8.547 \quad (\text{Г.3})$$

При виборі вимикача слід керуватися такою умовою:

$$B_K \leq I_{тер.н}^2 \cdot t_{тер.н} \quad (\Gamma.4)$$

де: $I_{тер.н}$ - граничний номінальний струм термічної стійкості, який апарат може витримати без пошкодження протягом певного граничного часу термічної стійкості $t_{тер.н} = 3.5$ (с).