

Міністерство освіти і науки України
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

БОЛЕХІВСЬКИЙ Владислав Іванович

МІКРОКОНТРОЛЕРНА СИСТЕМА СИНХРОНІЗАЦІЇ ГРУПИ ГЕНЕРАТОРІВ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З МЕРЕЖЕЮ/ MICROCONTROLLER SYSTEM FOR
SYNCHRONIZING A GROUP OF ELECTRICITY GENERATORS WITH THE
NETWORK

спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

Випускна кваліфікаційна робота
здобувача першого (бакалаврського) рівня освіти

Виконав: студент групи АКІТ–42
В. І. Болахівський

Науковий керівник:
д.т.н., проф. Николайчук Я. М.

Випускну кваліфікаційну роботу
допущено до захисту:
" ____ " _____ 2026 р.

Завідувач кафедри СКС
_____ А. І. Сегін

Тернопіль 2026

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "бакалавр"
спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

зав. кафедри СКС

_____ А. І. Сергін
" ____ ". _____ 2025р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Болахівському Владиславу Івановичу
(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Мікроконтролерна система синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею/ Microcontroller system for synchronizing a group of electricity generators with the network.

керівник роботи д.т.н., проф. Николайчук Я. М.

затверджено наказом по університету від « 1 » грудня 2025 р. № 894

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

25 травня 2026р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

1. Технічні характеристики роботи гідротурбін.
2. Умови синхронізації групи генераторів каскаду малих ГЕС з мережею.
3. Вимоги до система синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею.
3. Вимоги до програмного забезпечення системи синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею.

4. Основні питання, які потрібно розробити

1. Розробити структурну та принципову схеми системи контролю параметрів синхронізації.
2. Здійснити розрахунок параметрів ПД-регулятора для системи автоматизованого регулювання частоти обертання валу турбіни.
3. Розробити програмне забезпечення мікроконтролера у середовищі CodeVisionAVR.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

1. Структурна схема каскаду малих ГЕС.
2. Принципова електрична схема каскаду ГЕС.
3. Структурна схема включення генератора методом ручної точної синхронізації.
4. Структурна схема ліній ТНШ-35 кВ, ТНШ-6 кВ.
5. Принципова схема системи контролю синхронізації, реалізованої на базі мікроконтролера ATmega16.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Николайчук Я. М.		
2	Николайчук Я. М.		
3	Николайчук Я. М.		

7. Дата видачі завдання 01 грудня 2025р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз перспектив, обладнання та умов введення в експлуатацію каскаду малих ГЕС	01.12.2025 р. – 15.01.2026 р.	виконано
2	Математична модель та структура системи автоматичного регулювання частоти обертів гідротурбіни	16.01. 2026 р.– 15.03.2026р.	виконано
3	Апаратне та програмне забезпечення системи синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею	16.03.2026 р. – 30.04.2026 р.	виконано
4	Остаточне оформлення та подача кваліфікаційної роботи на перевірку щодо плагіату	1.05.2026 р. – 25.05.2026 р.	виконано

Студент

(підпис)

Болехівський В. І.

Керівник роботи

(підпис)

д.т.н., проф. Николайчук Я. М.

АНОТАЦІЯ

Болехівський В. І. Мікроконтролерна система синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею. – Рукопис.

Дослідження на здобуття освітнього ступеня «бакалавр» за спеціальністю 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології, освітньо-професійною програмою – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології. – Західноукраїнський національний університет, Тернопіль. 2026.

У кваліфікаційній роботі розроблено структуру та програмне забезпечення мікроконтролерної системи процесу автоматичної синхронізації групи генераторів каскаду ГЕС з енергосистемою, що можуть бути використані під час модернізації існуючих об'єктів малої гідроенергетики та створення нових автоматизованих енергетичних комплексів.

ANNOTATION

Bolekhivskyi V. I. Microcontroller system for synchronizing a group of electricity generators with the network. – Manuscript.

Research for obtaining a bachelor's degree in the specialty 151 - Automation and computer-integrated technologies, educational and professional program - Automation and computer-integrated technologies. – Western Ukrainian National University, Ternopil. 2026.

The qualification work developed the structure and software of the microcontroller system for the process of automatic synchronization of a group of generators of a HPP cascade with the power system, which can be used during the modernization of existing small hydropower facilities and the creation of new automated energy complexes.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ, ОБЛАДНАННЯ ТА УМОВ ВВЕДЕННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ КАСКАДУ МАЛИХ ГЕС.....	10
1.1 Потенціал та перспективи використання малої гідроенергетики в Україні.....	10
1.2. Аналіз умов та методів синхронізації групи генераторів каскаду малих ГЕС з мережею.....	15
1.3 Аналіз роботи обладнання каскаду ГЕС та принципу роботи радіально-осьової турбіни.....	22
2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТА СТРУКТУРА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТІВ ГІДРОТУРБІНИ.....	27
2.1. Підключення групи генераторів до паралельної роботи з мережею..	27
2.2 Функціональна схема та математична модель системи автоматичного регулювання частоти обертів гідротурбіни.....	30
2.3. Розрахунок параметрів ПІД-регулятора та аналіз якості системи автоматичного регулювання.....	34
3. АПАРАТНЕ ТА ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ СИНХРОНІЗАЦІЇ ГРУПИ ГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З МЕРЕЖЕЮ.....	39
3. 1 Апаратна реалізація мікроконтролерної системи синхронізації	39
3.2 Розробка програмного забезпечення для мікроконтролера ATmega16 та SCADA.....	47

					<i>ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ</i>		
<i>Змн.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Дата</i>	Мікроконтролерна система синхронізації групи генераторів електроенергії з мережею		
<i>Розроб.</i>		<i>Болехівський В.І.</i>					
<i>Перевір.</i>		<i>Николайчук Я.М.</i>					
<i>Консульт.</i>		<i>Николайчук Я.М.</i>					
<i>Н. Контр.</i>		<i>Заставний О.М.</i>					
<i>Затверд.</i>		<i>Сегін А.І.</i>			ЗУНУ.ФКІТ.АКІТ-42		
					<i>Лім.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Акрушіє</i>
						5	58

ВИСНОВКИ..... 53

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 55

ДОДАТКИ..... 59

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний розвиток енергетичної галузі України характеризується зростанням потреби у використанні відновлюваних джерел енергії та підвищенні енергетичної незалежності держави. Одним із перспективних напрямів розвитку відновлюваної енергетики є мала гідроенергетика, яка дозволяє ефективно використовувати гідроенергетичний потенціал малих річок, забезпечувати електроенергією окремі регіони та зменшувати навантаження на централізовані енергосистеми. Особливого значення набуває впровадження каскадів малих гідроелектростанцій, що дає можливість підвищити ефективність використання водних ресурсів та стабільність генерації електроенергії.

Разом із перевагами використання малих ГЕС важливим завданням є забезпечення надійного та безпечного підключення генераторів до електричної мережі. Для цього необхідно забезпечити точне узгодження параметрів синхронізації, а саме напруги, частоти та кута зсуву фаз між генераторами та енергосистемою. Порушення умов синхронізації може призвести до аварійних режимів роботи обладнання та зниження якості електроенергії. У зв'язку з цим актуальним є розроблення автоматизованих систем контролю синхронізації та регулювання режимів роботи генераторів малих гідроелектростанцій.

Додатково актуальність теми обумовлена необхідністю автоматизації процесу регулювання частоти обертання валу турбіни, від якої залежить стабільність вироблення електроенергії. Використання сучасних мікроконтролерних засобів керування та ПІД-регуляторів дозволяє підвищити точність регулювання, забезпечити стійкість системи та реалізувати контроль параметрів у режимі реального часу.

Метою кваліфікаційної роботи є дослідження особливостей функціонування малої гідроенергетики України та розробка автоматизованої системи контролю синхронізації каскаду генераторів малої ГЕС з

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

електричною мережею із застосуванням мікроконтролерних засобів керування.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання.

1. Провести аналіз сучасного стану та перспектив розвитку малої гідроенергетики України;
2. Дослідити способи підключення каскаду генераторів до електромережі та визначити основні умови синхронізації;
3. Розробити структурну та принципову схеми системи контролю параметрів синхронізації;
4. Здійснити розрахунок параметрів ПД-регулятора для системи автоматизованого регулювання частоти обертання валу турбіни;
5. Провести аналіз показників якості системи автоматичного регулювання та оцінити її стійкість.
6. Обґрунтувати вибір мікроконтролера ATmega16 для реалізації системи керування;
7. Розробити програмне забезпечення мікроконтролера у середовищі CodeVisionAVR;
8. Виконати моделювання роботи системи у середовищі Proteus VSM та перевірити працездатність алгоритмів синхронізації;

Об'єктом дослідження є процес автоматизованого керування та синхронізації генераторів каскаду малої гідроелектростанції під час підключення до електричної мережі.

Предметом дослідження є алгоритми регулювання частоти обертання валу турбіни та програмно-апаратні засоби реалізації системи керування на базі мікроконтролера ATmega16.

Методи дослідження. У роботі використано методи аналізу та узагальнення науково-технічної інформації у сфері малої гідроенергетики, методи математичного моделювання та теорії автоматичного керування, метод Циглера–Нікольса для налаштування параметрів ПД-регулятора, а

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

також методи комп'ютерного моделювання електронних схем у середовищі Proteus VSM. Для розробки програмного забезпечення використано засоби програмування мікроконтролерів AVR у середовищі CodeVisionAVR.

Практичне значення одержаних результатів полягає у розробці автоматизованої системи контролю синхронізації генераторів малої ГЕС з електричною мережею, яка може бути використана під час модернізації існуючих об'єктів малої гідроенергетики та створення нових енергетичних комплексів. Розроблені структурна та принципова схеми, програмне забезпечення мікроконтролера та результати моделювання можуть бути використані для впровадження систем автоматичного керування та моніторингу параметрів електроенергетичного обладнання в режимі реального часу.

Апробація результатів роботи.

3. Бойко, В. Болехівський, О Шаповал. Система автоматизованого управління роботою турбоагрегату ТЕС.// Збірник матеріалів всеукраїнської науково-практичної конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ - 2026), Тернопіль, 2026. С. 41-44.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1. АНАЛІЗ ПЕРСПЕКТИВ, ОБЛАДНАННЯ ТА УМОВ ВВЕДЕННЯ В ЕКСПЛУАТАЦІЮ КАСКАДУ МАЛИХ ГЕС

1.1 Потенціал та перспективи використання малої гідроенергетики в Україні

Мала гідроенергетика є одним із перспективних напрямів розвитку відновлюваної енергетики України. У сучасних умовах енергетичної нестабільності, зростання вартості традиційних енергоресурсів та необхідності підвищення енергетичної незалежності держави особливого значення набуває використання місцевих природних ресурсів для виробництва електроенергії. Саме тому розвиток малих гідроелектростанцій (МГЕС) та створення каскадів малих ГЕС розглядаються як важлива складова енергетичної стратегії України.

Україна має значний гідроенергетичний потенціал, особливо завдяки великій кількості малих річок. Найбільш перспективними регіонами для розвитку малої гідроенергетики є Карпатський регіон, Закарпатська, Івано-Франківська, Львівська, Чернівецька області, а також частина центральних та північних областей України. За оцінками фахівців, потенціал малих річок становить близько 28 % загального гідропотенціалу річок України (рисунки 1.1). Проте слід відмітити, що на сьогодні розвиток малої гідроенергетики на Україні має хаотичний характер, відсутня державна стратегія та план розвитку малої гідроенергетики (МГЕС), а також не існує нормативних екологічних вимог до проектування, будівництва та експлуатації об'єктів МГЕС

Малі гідроелектростанції мають низку важливих переваг порівняно з великими енергетичними об'єктами. Насамперед вони забезпечують виробництво екологічно чистої електроенергії без значних викидів парникових газів та забруднення навколишнього середовища. Крім того,

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		10

МГЕС можуть працювати автономно та забезпечувати електроенергією віддалені населені пункти, що особливо важливо для гірських районів України. В умовах пошкодження централізованої енергосистеми розвиток локальних джерел генерації стає важливим фактором енергетичної безпеки держави.

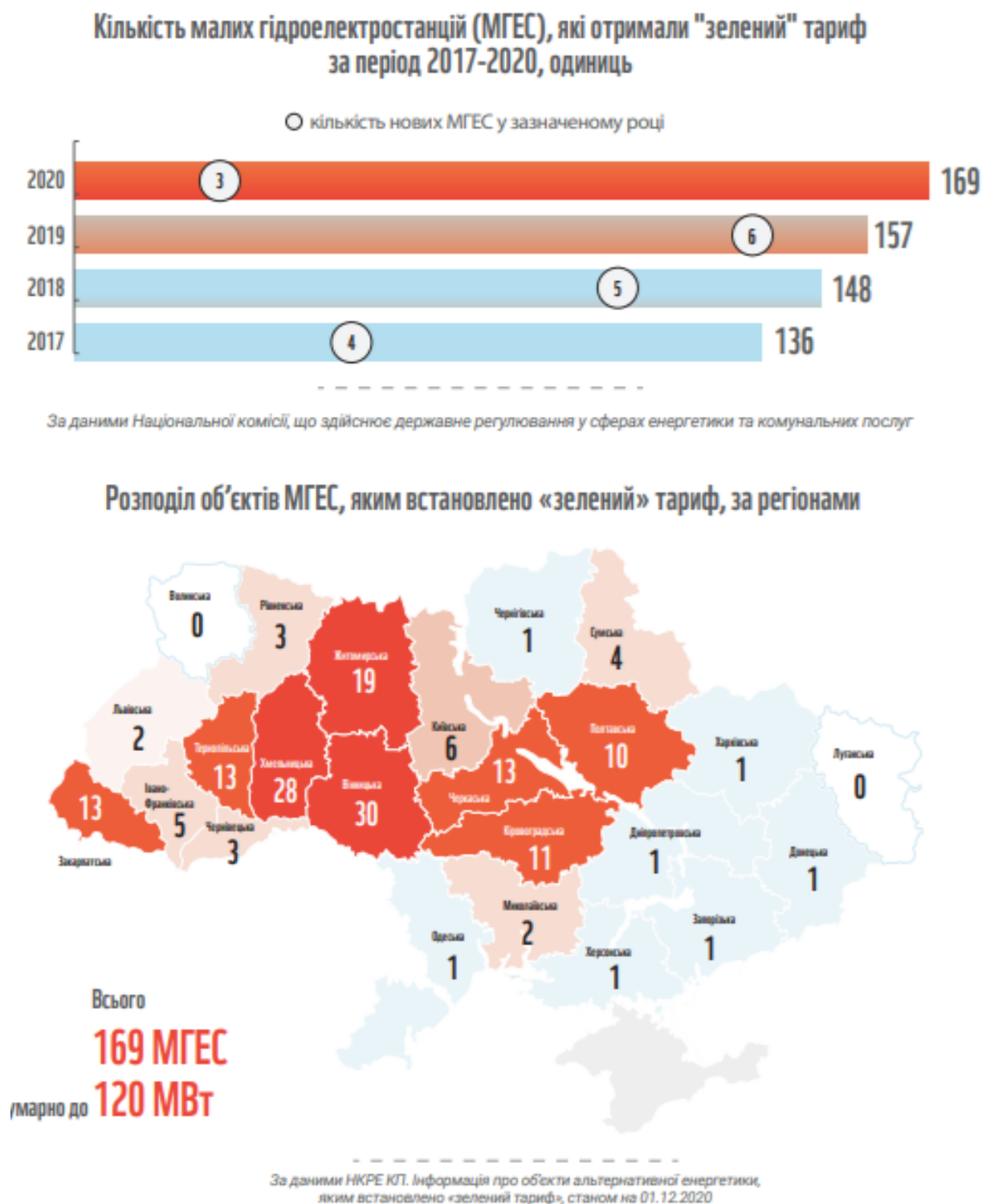


Рисунок 1.1 – Стан малої гідроенергетики України за даними на 01.12.2020.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		11

Особливістю малої гідроенергетики є відносно невелика потужність станцій. До категорії малих ГЕС зазвичай відносять електростанції потужністю до 10 МВт. Їх будівництво потребує значно менших фінансових затрат та коротших термінів реалізації порівняно з великими гідроелектростанціями. Водночас малі ГЕС характеризуються високою надійністю, тривалим терміном експлуатації та низькими витратами на обслуговування.

На території України у минулому функціонувала значна кількість малих гідроелектростанцій. У середині XX століття їх налічувалося понад 900. Проте з розвитком великих електростанцій та централізованих мереж значна частина малих ГЕС була виведена з експлуатації або зруйнована. Сьогодні актуальним завданням є не лише будівництво нових МГЕС, а й реконструкція та модернізація раніше існуючих об'єктів.

Одним із найбільш перспективних напрямів розвитку малої гідроенергетики є впровадження каскадів малих ГЕС. Каскад являє собою систему декількох гідроелектростанцій, розташованих послідовно на одній річці. Такий підхід дозволяє максимально ефективно використовувати енергетичний потенціал водного потоку. При цьому вода, яка пройшла через турбіни однієї станції, використовується для виробництва електроенергії на наступній ГЕС.

Використання каскадів малих ГЕС має ряд суттєвих переваг. По-перше, підвищується загальна ефективність використання гідроресурсів річки. По-друге, забезпечується більш рівномірне виробництво електроенергії. По-третє, зменшуються втрати енергії під час передачі електроенергії завдяки розміщенню станцій ближче до споживачів. Крім того, каскадні системи можуть покращувати регулювання стоку річок та зменшувати ризики паводків у деяких регіонах.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Особливо перспективним є створення каскадів малих ГЕС на річках Карпатського регіону. Гірський рельєф, значні перепади висот та швидкі течії створюють сприятливі умови для роботи гідротурбін. Закарпатська область має один із найбільших потенціалів розвитку малої гідроенергетики в Україні. Значний потенціал також мають річки Дністер, Прут, Тиса, Черемош та їхні притоки.

Разом із перевагами розвиток малої гідроенергетики супроводжується певними проблемами та викликами. Однією з головних проблем є вплив МГЕС на екологічний стан річкових екосистем. Будівництво гідротехнічних споруд може змінювати природний режим течії річок, впливати на міграцію риби та стан водних біоценозів. Саме тому сучасне проектування малих ГЕС повинно здійснюватися з урахуванням екологічних вимог та природоохоронних обмежень.

Для мінімізації негативного впливу на довкілля застосовуються сучасні екологічні технології. Зокрема, передбачається будівництво рибопропускних споруд, підтримання санітарного стоку води та використання дериваційних схем, які дозволяють зменшити масштаби затоплення територій. Важливе значення має проведення оцінки впливу на довкілля ще на етапі проектування гідроелектростанцій.

Суттєвим фактором розвитку малої гідроенергетики є державна підтримка галузі. В Україні діє механізм «зеленого тарифу», який стимулює виробництво електроенергії з відновлюваних джерел. Це сприяє залученню інвестицій у будівництво нових малих ГЕС. Водночас для подальшого розвитку галузі необхідне вдосконалення законодавчої бази, спрощення процедур погодження проектів та створення ефективних механізмів державного контролю за екологічними аспектами будівництва.

У сучасних умовах мала гідроенергетика може відігравати важливу роль у забезпеченні стійкості енергосистеми України. На відміну від сонячних та вітрових електростанцій, малі ГЕС здатні виробляти

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		13

електроенергію більш стабільно та прогнозовано. Це дозволяє використовувати їх для покриття пікових навантажень та підтримання стабільності енергомережі. Крім того, каскади малих ГЕС можуть ефективно інтегруватися з іншими видами відновлюваної енергетики, формуючи локальні енергетичні комплекси.

Перспективним напрямом є також автоматизація процесів управління каскадами малих ГЕС. Використання сучасних систем моніторингу та автоматичного регулювання дозволяє оптимізувати режими роботи гідроелектростанцій, підвищити ефективність використання водних ресурсів та забезпечити стабільну роботу енергосистеми. Сучасні цифрові технології дають можливість дистанційного контролю за роботою обладнання та оперативного реагування на зміни гідрологічних умов.

Важливе значення для розвитку малої гідроенергетики має міжнародний досвід. У багатьох країнах Європи малі ГЕС є важливою складовою енергетичного балансу. Досвід Австрії, Норвегії, Швейцарії та інших країн демонструє можливість ефективного поєднання розвитку гідроенергетики та збереження природного середовища. Для України актуальним є впровадження сучасних європейських підходів до проектування та експлуатації каскадів малих ГЕС.

Мала гідроенергетика має значний потенціал для розвитку в Україні. Використання енергетичних ресурсів малих річок дозволить підвищити рівень енергетичної безпеки держави, зменшити залежність від викопних видів палива та сприяти розвитку відновлюваної енергетики. Особливо перспективним напрямом є впровадження каскадів малих ГЕС, які забезпечують більш ефективне використання гідропотенціалу річок. Водночас подальший розвиток галузі повинен здійснюватися з урахуванням екологічних вимог, сучасних технологій та принципів сталого розвитку.

При введенні в експлуатацію каскаду малих ГЕС виникає технічна задача узгодження. Паралельна робота двох або більше генераторів між

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		14

собою чи з енергосистемою передбачає їх спільне підключення до єдиної електричної мережі з метою безперервного забезпечення споживачів електричною енергією. Цей підхід широко застосовується для живлення відповідальних споживачів, оскільки, окрім підвищення надійності та безперебійності електропостачання, він забезпечує можливість покриття пікових навантажень у години максимального споживання, рівномірний розподіл навантаження між генераторами, що особливо важливо в напружені години роботи, а також безперервне електропостачання під час планових і позапланових ремонтів генеруючого обладнання.

1.2. Аналіз умов та методів синхронізації групи генераторів каскаду малих ГЕС з мережею

Підключення синхронного генератора до спільної шини з іншими генераторами або з енергосистемою є відповідальною технологічною операцією, що вимагає дотримання чітко визначених умов. Порухення будь-якої з цих умов може призвести до значних механічних ударів на валах агрегатів, спрацювання релейного захисту або навіть пошкодження обладнання.

Для безударного підключення синхронного генератора (СГ) до паралельної роботи необхідно одночасно виконати такі умови:

Рівність напруг генератора, що підключається і шини:

$$|U_{\text{шини}}| = |E_{\text{генератора}}|.$$

Рівність частот шини та генератора:

$$f_{\text{шини}} = f_{\text{генератора}}$$

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Збіг за фазою однойменних векторів фазних напруг шини та генератора:

$$\Delta\varphi = \varphi_{\text{шини}} - \varphi_{\text{генератора}} = 0^\circ.$$

Однаковий порядок чергування фаз:

$$A_1-B_1-C_1(\text{шини}) = A_2-B_2-C_2(\text{генератор})$$

Якщо хоча б одна з цих умов порушена, в момент підключення виникне зрівнювальний струм, що може спричинити механічні удари на валу турбіни, просадку напруги на шинах і спрацювання релейного захисту. Для малопотужних генераторів мікро ГЕС це особливо небезпечно, оскільки вони мають менший запас механічної міцності порівняно з великими машинами.

Порушення першої умови ($|U_{\text{мережі}}| \neq |E_{\text{генератора}}|$) призводить до виникнення у замкненому контурі так званого зрівнювального струму, який підмагнічує генератор з меншою напругою і розмагнічує генератор з більшою напругою. Хоча напруги врешті-решт вирівнюються, зрівнювальний струм додатково нагріває обмотки статорів і не дозволяє використовувати генератори на повну потужність.

Порушення другої умови ($f_{\text{мережі}} \neq f_{\text{генератора}}$) спричиняє перехідний процес, характер якого залежить від величини різниці частот. Якщо різниця частот не перевищує 0,75 Гц, ротор після підключення здійснить кілька загасаючих коливань і під дією власної синхронізуючої потужності увійде в синхронізм. При різниці в кілька герц виникають значні механічні удари на валу, які можуть спричинити випадання з синхронізму не лише підключеного, а й інших паралельно працюючих генераторів.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		16

Порушення третьої умови ($\varphi \neq 0^\circ$) має найбільш небезпечний окремий випадок — підключення при зміщенні фаз на 180° . У цьому разі напруги обох генераторів у контурі їхніх статорних обмоток додаються, наприклад:

$$U_{\varepsilon 1} + E_{\varepsilon 2} = 220 + 220 = 440(B),$$

що при незначному опорі обмоток статора призводить до струму короткого замикання і відключення автоматичних вимикачів.

З урахуванням особливостей мікро ГЕС — невеликої потужності агрегатів, обмеженого обслуговуючого персоналу та часто автономного режиму роботи — на практиці застосовуються три методи синхронізації.

1) Точна синхронізація є основним методом для каскаду мікро ГЕС в нормальних умовах експлуатації. Оператор або автоматична система керування послідовно вирівнює напругу, частоту та фазу генератора, що підключається, з параметрами шини. Команда на включення генераторного вимикача подається лише в момент повного виконання всіх умов синхронізації — коли стрілка синхроскопа або показання цифрового пристрою контролю фази вказують на нульове розузгодження.

Умова безударного підключення описується рівністю миттєвих значень напруг:

$$u_{\text{шини}}(t) = f_{\text{генератора}}(t),$$

або

$$U_{m1} \sin(\omega_1 t + \varphi_1) = U_{m2} \sin(\omega_2 t + \varphi_2),$$

що виконується лише при умові:

$$\varphi_1 = \varphi_2, \omega_1 = \omega_2, U_{m1} = U_{m2}.$$

Структурна схема та послідовність операцій представлена на рисунку 1.2.

					ДП.АКИТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

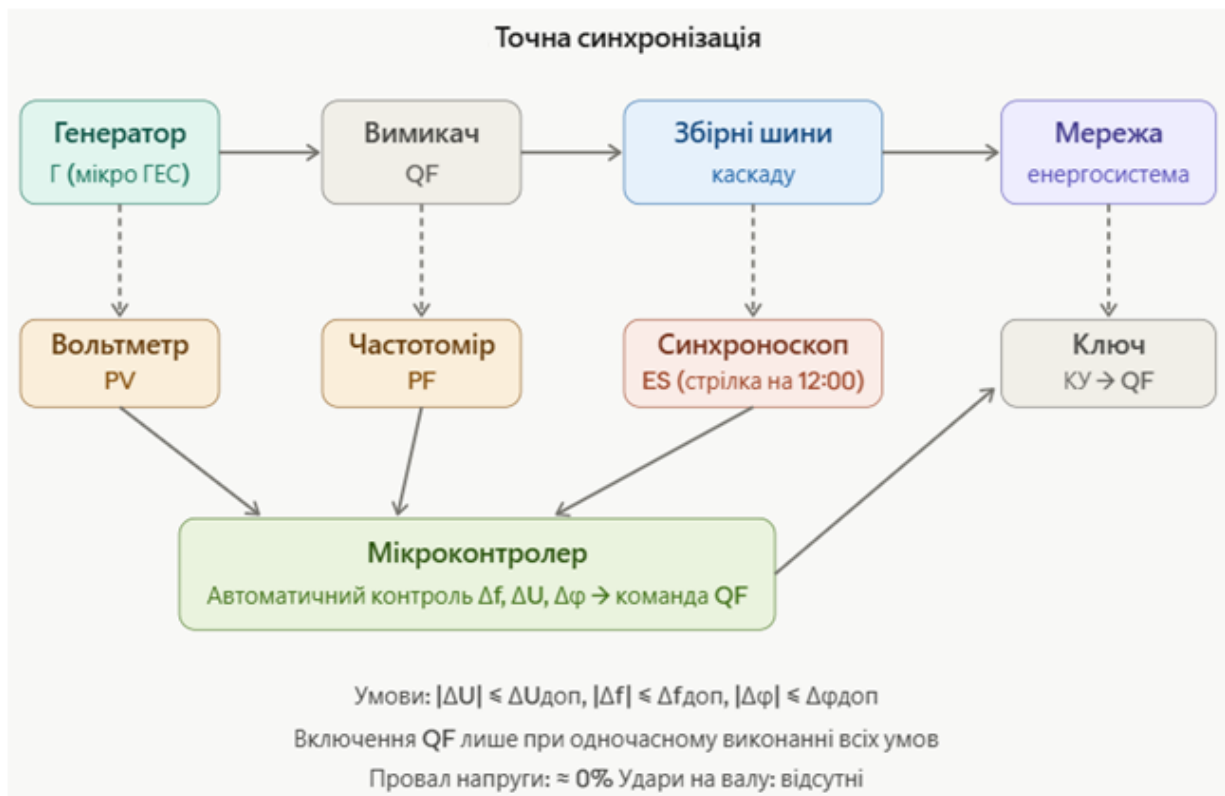


Рисунок 1.2 – Структурна схема підключення генератора ГЕС методом точної синхронізації

Перевагою такого методу є висока точність і мінімальні значення динамічних навантажень на вал. Недоліком є досить значна тривалість та необхідність проводити процедуру висококваліфікованим персоналом. Проте для умов каскаду мікро ГЕС цей метод доцільно реалізовувати автоматично за допомогою мікроконтролера, який безперервно вимірює різницю фаз, частот і напруг та подає команду на включення вимикача в оптимальний момент. Це виключає людський фактор і суттєво скорочує час введення агрегату в роботу.

2) Метод грубої синхронізації застосовується у випадках, коли необхідно швидко відновити живлення споживачів після аварії або планового відключення і немає часу на точне підстроювання параметрів. Генератор підключається до шини не безпосередньо, а через струмообмежувач

реактор з індуктивним опором x_p , який пом'якшує кидок струму в момент комутації (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Структурна схема та послідовність операцій підключення генератора ГЕС методом грубої синхронізації

Максимальне значення струму включення у найважчому випадку, коли вектори напруг зміщені на 180° , визначається як:

$$I_{\max} = \frac{2 \cdot U_{\text{ном}}}{x_p + x_{e1} + x_{e2}} \leq (2.5 \div 3.5) \cdot I_{\text{ном}},$$

де x_{e1}, x_{e2} — синхронні реактивні опори генераторів;

$I_{\text{ном}}$ — номінальний струм генератора.

Після підключення через реактор генератор протягом 1,5–3,0 секунд самостійно втягується в синхронізм, після чого реактор відключається і

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		19

генератор працює безпосередньо на шини. Провал напруги при цьому не перевищує 20% від номінального значення, що є прийнятним для більшості споживачів. Метод допускає відхилення напруг до $\pm 10\%$ і частот до $\pm(3-4)\%$ від номінальних значень перед моментом підключення, що значно спрощує процедуру підготовки.

3) Метод самосинхронізація використовується як резервний метод у аварійних ситуаціях, коли потрібне максимально швидке введення генератора в роботу. Генератор розганяється до частоти, що відрізняється від синхронної не більше ніж на 2–5%, при цьому його обмотка збудження замкнена на розрядний резистор R_p :

$$n_{\text{генератора}} = (0,95 \div 0,98) \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot$$

Незбуджений генератор (не виробляє електроенергії) підключається до шини в довільний момент часу, після чого одночасно подається збудження. Оскільки власна ЕРС генератора в момент підключення відсутня ($E = 0$), стрибок струму включення є вдвічі меншим порівняно з підключенням збудженого генератора:

$$I_{\text{max}} = (2,0 \div 4,5) \cdot I_{\text{НОМ}} \cdot$$

Втягування в синхронізм відбувається протягом кількох секунд під дією синхронізуючої потужності. Розрядний резистор R_p запобігає небезпечним перенапруженням в обмотці збудження в момент підключення. Основним недоліком методу для умов мікро ГЕС є значний провал напруги на шинах, що може сягати 50% від номінального, тому самосинхронізацію доцільно застосовувати лише тоді, коли сумарна потужність вже підключених генераторів каскаду значно перевищує потужність агрегату, що вводиться в роботу (рисунок 1.4).

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

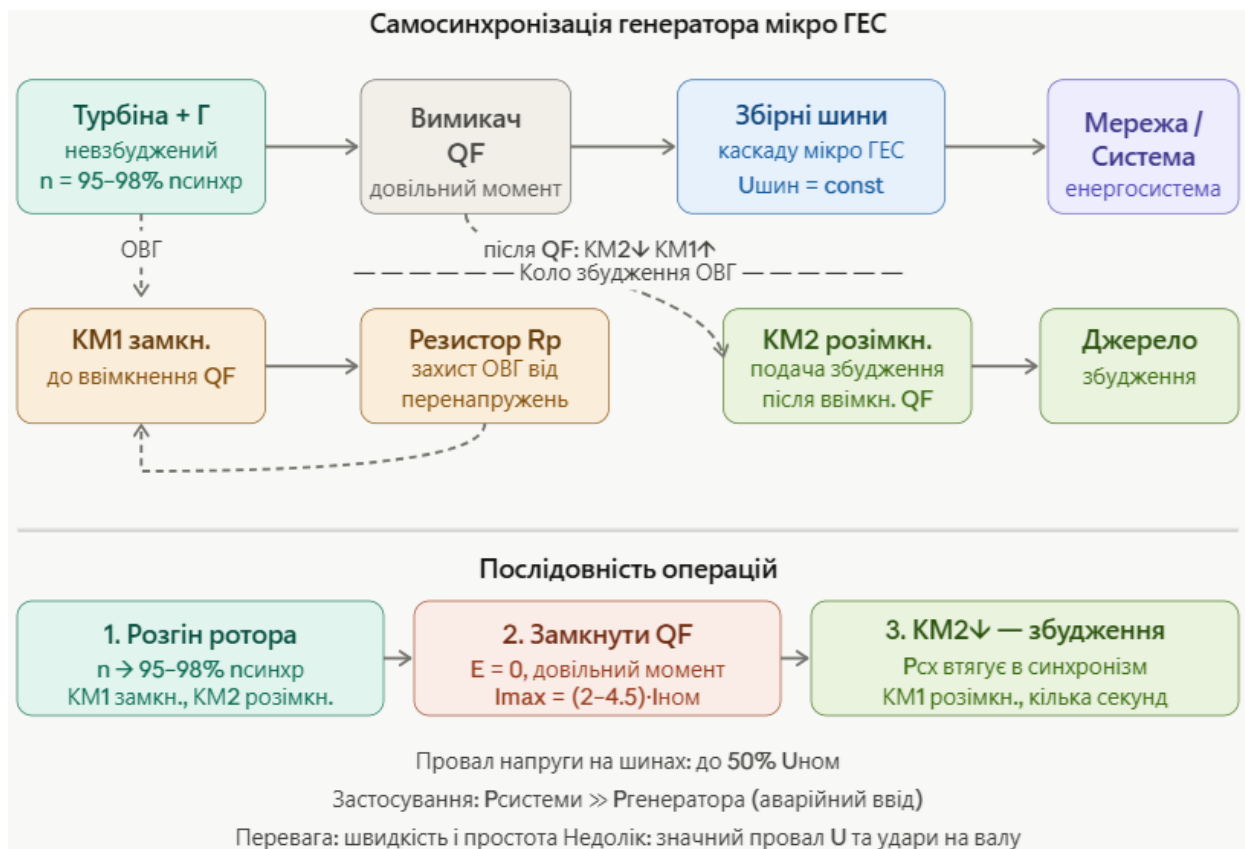


Рисунок 1.4 – Структурна схема та послідовність операцій підключення генератора ГЕС методом самосинхронізації.

За точністю та відсутністю динамічних навантажень найкращим є метод точної синхронізації, проте він найбільш тривалий і вимогливий до кваліфікації персоналу. Груба синхронізація є компромісним рішенням — простіша у виконанні і допускає певні відхилення параметрів, але потребує додаткового обладнання у вигляді реактора. Самосинхронізація є найшвидшим методом і застосовується в аварійних або спрощених ситуаціях, проте супроводжується найбільшими динамічними навантаженнями на обладнання. Для каскаду мікро ГЕС оптимальним є автоматизований метод точної синхронізації з використанням мікроконтролера, що забезпечує необхідну точність підключення без участі персоналу та мінімізує ризик несинхронного включення.

З огляду на те, що персонал мікро ГЕС зазвичай нечисленний, а самі станції нерідко працюють у напівавтономному режимі, автоматизація

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

процесу синхронізації є не просто бажаною, а необхідною умовою надійної експлуатації каскаду. Мікроконтролер безперервно вимірює різницю частот Δf , різницю напруг ΔU та кут розузгодження фаз $\Delta \varphi$ між генератором і шиною:

$$\Delta f = f_{\text{генератора}} - f_{\text{шини}},$$

$$\Delta U = U_{\text{генератора}} - U_{\text{шини}},$$

$$\Delta \varphi = \varphi_{\text{генератора}} - \varphi_{\text{шини}}.$$

На підставі цих вимірювань система керування коригує частоту обертання турбіни через регулятор подачі води та напругу генератора через регулятор збудження. Команда на включення генераторного вимикача формується автоматично в момент, коли всі три відхилення одночасно потрапляють у допустимі межі:

$$|\Delta f| \leq \Delta f_{\text{дон}}, \quad |\Delta U| \leq \Delta U_{\text{дон}}, \quad |\Delta \varphi| \leq \Delta \varphi_{\text{дон}}.$$

Такий підхід забезпечує безударне підключення кожного наступного генератора каскаду, виключає вплив людського фактора і дозволяє виконувати синхронізацію значно швидше порівняно з ручним методом, що є критично важливим при відновленні роботи каскаду після аварійних відключень.

1.3 Аналіз роботи обладнання каскаду ГЕС та принципу роботи радіально-осьової турбіни

З метою автоматизації процесу синхронізації розробляється спеціалізоване програмне забезпечення на основі мікроконтролера.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

За існуючою схемою (рисунок 1.5) введення трансформатора Т1 в роботу вимагало попереднього відключення генераторів Г-9, Г-10, Г-11, Г-6 та Г-7, після чого Т1 вмикався по стороні 35 кВ і 6 кВ. Це неминуче призводило до тимчасового знеструмлення шин 6 кВ з подальшим їх живленням від системи через Т1. Таким чином, перебої в електропостачанні споживачів були практично неминучими. Після введення Т1 генератори почергово підключалися до мережі методом ручної точної синхронізації з використанням синхроскопа. У підсумку весь процес супроводжувався великою кількістю комутаційних операцій та вимушеним тимчасовим відключенням споживачів, згідно електричної схеми (рисунок 1.6).

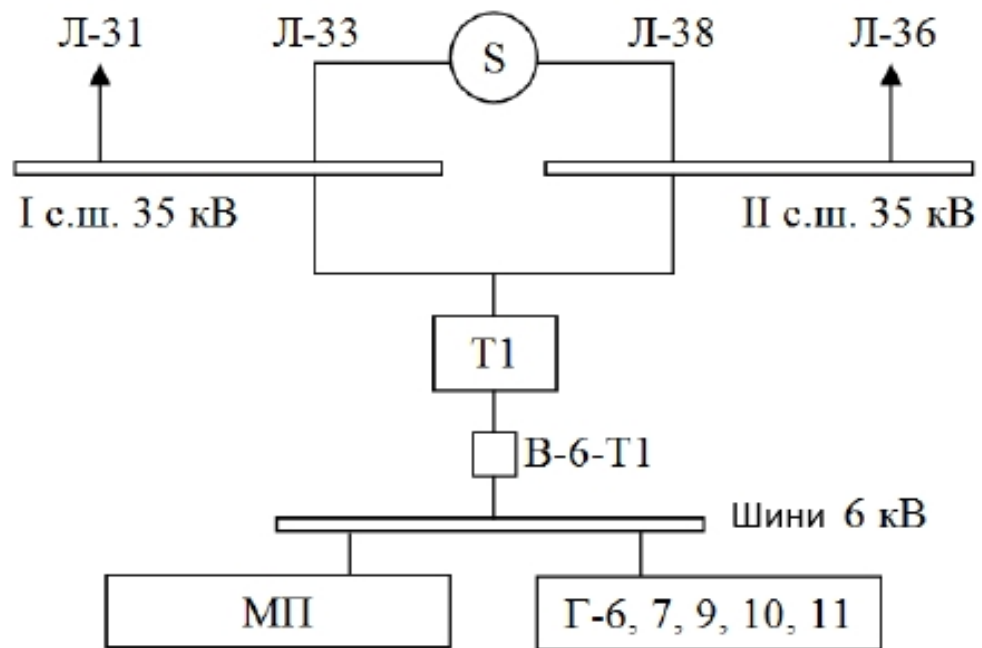


Рисунок 1.5 – Структурна схема каскаду малих ГЕС

Впровадження мікроконтролера дозволить кардинально спростити цю процедуру: синхронізацію групи генераторів стане можливим виконувати шляхом включення вимикача В6-Т1 з автоматичним контролем синхронізму по стороні 6 кВ. Це суттєво скоротить перелік необхідних оперативних переключень і усуне потребу у виконанні великої кількості ручних операцій.

Крім того, при ручному методі синхронізації завжди присутній людський чинник, що не виключає ймовірності несинхронного включення, наслідками якого можуть стати спрацювання релейного захисту та чергові перебої в електропостачанні.

В основному на малих ГЕС експлуатуються радіально-осьові турбіни. Робоче колесо такої турбіни (рисунок 1.7) складається зі ступиці, верхнього та нижнього обода і жорстко закріплених на них лопаток. За способом виготовлення колеса бувають зварними або цільнолитими, причому зварна конструкція є більш поширеною. Відсутність рухомих елементів у робочому колесі забезпечує йому високу механічну міцність, що дає змогу використовувати турбіну при значних напорах. Разом із тим нерухомість лопаток є причиною існування діапазонів режимів із зниженим ККД та підвищеним рівнем вібрації. У проточній частині турбін цього типу потік спочатку рухається у радіальному напрямку — від периферії до центру, а потім змінює напрямок на осьовий і виходить із робочого колеса.



Рисунок 1.7. – Загальний вигляд радіально –осьової турбіни

Ротором турбіни є робоче колесо, з'єднане з валом. Конструктивно воно включає ступицю, набір лопатей та обід, причому всі елементи з'єднані між собою нерухомо, що і забезпечує необхідну міцність вузла. Робоче

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

колесо виконує функцію перетворення гідравлічної енергії потоку в механічну енергію обертання. Статор є несучим елементом проточної частини турбіни та містить профільовані колони, які формують необхідний напрямок течії води. До складу статора входить також направляючий апарат – регулюючий орган, що змінює закрутку потоку і управляє витратою через турбіну за рахунок повороту своїх лопаток.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТА СТРУКТУРА СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ ОБЕРТІВ ГІДРОТУРБИНИ

2.1. Підключення групи генераторів до паралельної роботи з мережею

Під час підключення генератора до паралельної роботи принципово важливо мінімізувати кидок струму в момент комутації, оскільки його надмірне значення може призвести до спрацювання релейного захисту або механічного пошкодження машини. Струм у момент підключення дорівнюватиме нулю лише за умови рівності миттєвих значень напруги мережі та генератора відповідно до виразу (2.1).

$$U_{mm} \sin(\omega_m t + \varphi_1) = U_{zm} \sin(\omega_z t + \varphi_z). \quad (2.1)$$

На практиці, як було описано раніше, це зводиться до одночасного дотримання трьох вимог: рівності амплітуд напруг, збігу частот та збігу початкових фаз. Для трифазних генераторів додатково необхідно узгодити порядок чергування фаз.

Весь комплекс заходів, що виконуються при введенні генератора в паралельну роботу, прийнято називати синхронізацією. На практиці спочатку виводять ротор на номінальну частоту обертання, що забезпечує приблизну рівність частот мережі та генератора, а потім коригуванням струму збудження досягають рівності напруг. Збіг фазових кутів контролюється за допомогою спеціального приладу — синхроскопа.

Синхроскоп (рисунок 2.1) призначений для визначення моменту, коли частоти двох генераторів або генератора і мережі збігаються, а вектори їхніх напруг стають синфазними. Основу приладу становить електродвигун, обмотки статора і ротора якого живляться змінним струмом. Трифазна обмотка статора підключається через додаткові опори до фаз генератора, що

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

вводиться в роботу, тоді як однофазна обмотка ротора через трансформатор підключається до двох фаз вже працюючого генератора або відповідних шин. Взаємодія магнітних полів статора та ротора породжує обертовий момент, пропорційний різниці частот двох джерел. Якщо частота генератора, що підключається, перевищує частоту мережі, стрілка синхроскопа відхиляється вправо від нейтрального положення, якщо вона менша — відхиляється вліво. У момент повного збігу частот і фаз стрілка встановлюється в центральне положення — саме тоді й виконується комутація генератора до мережі.

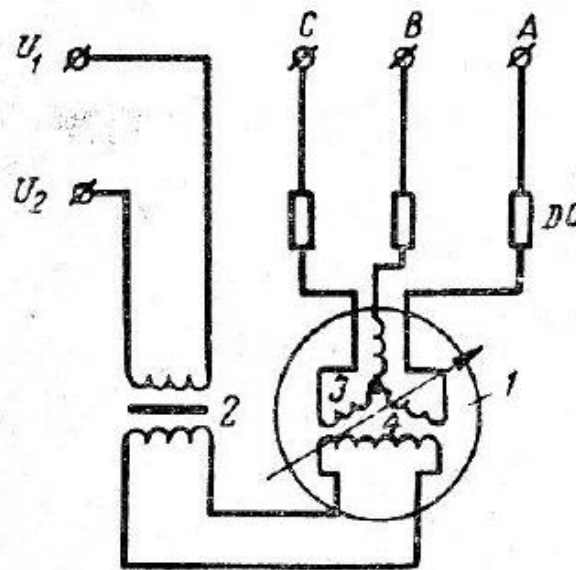
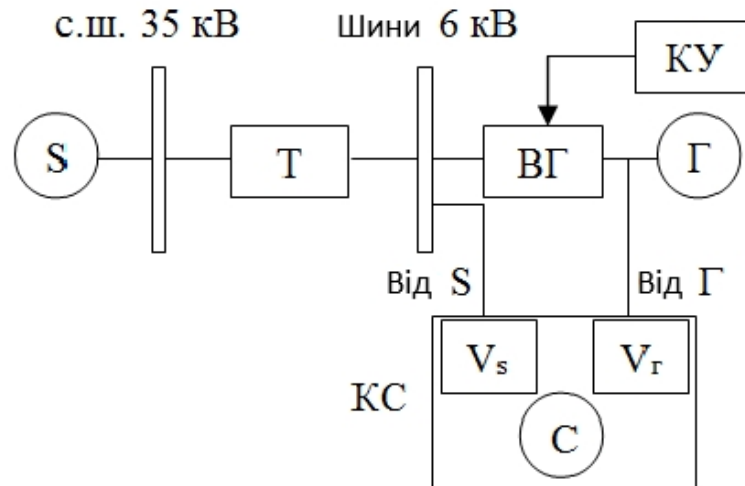


Рисунок 2.1 – Будова синхроскопа

Описаний метод отримав назву ручної точної синхронізації. Оператор послідовно коригує напругу генератора зміною струму збудження та регулює частоту обертання до збігу фаз, контролюючи процес за синхроскопом. Коли всі умови виконано, ключем керування подається команда на включення генераторного вимикача, після чого генератор синхронно вмикається в мережу (рисунок 2.2). Головна перевага цього методу — висока точність узгодження параметрів у момент підключення. Водночас він має суттєві недоліки: складність виконання, необхідність залучення висококваліфікованого персоналу, а в аварійних умовах із нестабільною

частотою тривалість процедури може сягати кількох десятків хвилин. Автоматизація синхронізації усуває ці обмеження, скорочує час введення генераторів у роботу та виключає ризик несинхронного включення через помилку персоналу.



Г – генератор; ВГ – генераторний вимикач; Т – трансформатор 6/35 кВ; S – мережа 35 кВ (енергосистема); КС – колонка синхронізації, на якій розміщені два вольтметри (V_s , V_g) для візуального порівняння напруги мережі з напругою генератора синхроскопа (С).

Рисунок 2.2 – Структурна схема включення генератора методом ручної точної синхронізації

Як було показано раніше, існує також альтернативний метод — самосинхронізація, придатний лише для генераторів малої потужності. Він полягає у введенні в роботу невзбудженого генератора з увімкненим автоматом гасіння поля за умови, що його частота обертання близька до частоти мережі, при ковзанні 2–3%. У цей момент виконується підключення генератора з одночасною подачею збудження, після чого відбувається поступове втягування машини в синхронізм. Перевага методу полягає у відсутності необхідності точної підгонки параметрів перед комутацією. Недолік — супровідне зниження напруги на виводах, що в окремих випадках може порушити нормальний режим роботи суміжного обладнання.

2.2 Функціональна схема та математична модель системи автоматичного регулювання частоти обертів гідротурбіни

Зовні до статора приєднується спіральна камера, функція якої полягає у підведенні води до направляючого апарата турбіни. Характерна форма камери зі змінним поперечним перерізом, що поступово зменшується, забезпечує рівномірний розподіл потоку по всьому периметру статора. Відведення відпрацьованої води від робочого колеса здійснюється через відсмоктувальну трубу.

Сучасні системи керування частотою обертання ротора гідротурбіни є складними багатокомпонентними динамічними об'єктами, що поєднують у собі механічні, гідравлічні, електричні та електронні елементи, включаючи засоби обчислювальної техніки. Введення комп'ютера до складу такої системи відкриває можливість програмної реалізації різноманітних законів керування, недосяжних при суто апаратному підході.

У процесі експлуатації система керування частотою обертання зазнає впливу різних типів збурень. Управляючі збурення пов'язані зі зміною ступеня відкриття направляючого апарата, навантажувальні — з необхідністю підтримання заданої частоти при коливаннях навантаження на електрогенератор, а випадкові перешкоди зумовлені пульсаціями тиску в проточному тракті. Особливу роль відіграє характер навантажувальних збурень при швидких змінах режиму роботи, зокрема під час скидання навантаження, пуску та зупинки гідротурбіни, коли лінійна модель системи вже не здатна адекватно описати перехідні процеси.

Сучасні електрогідравлічні регулятори виконують такі основні функції: пуск агрегату та синхронізацію на холостому ході, стабільну роботу під навантаженням при малих збуреннях, а також керування перехідними процесами при значних відхиленнях параметрів від номінальних значень.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Узагальнена функціональна схема системи регулювання гідротурбіни подана на рисунку 2.3. Управляючим впливом на гідротурбіну є кут відкриття $a_0(t)$ лопаток направляючого апарата, а керованою величиною — кутова швидкість обертання ротора $\omega(t)$. Головним зворотним негативним зв'язком слугує сигнал U_{O3} з виходу вимірювального перетворювача, що відображає фактичну кутову швидкість вала. Наявність комп'ютера дає змогу формувати закони керування на підставі сигналу розузгодження між заданою та фактичною швидкостями обертання. Гідромеханічна частина системи включає електрогідравлічний перетворювач, головний гідророзподільник, сервомотори та маслонапірну установку, які на схемі зображено єдиним блоком.

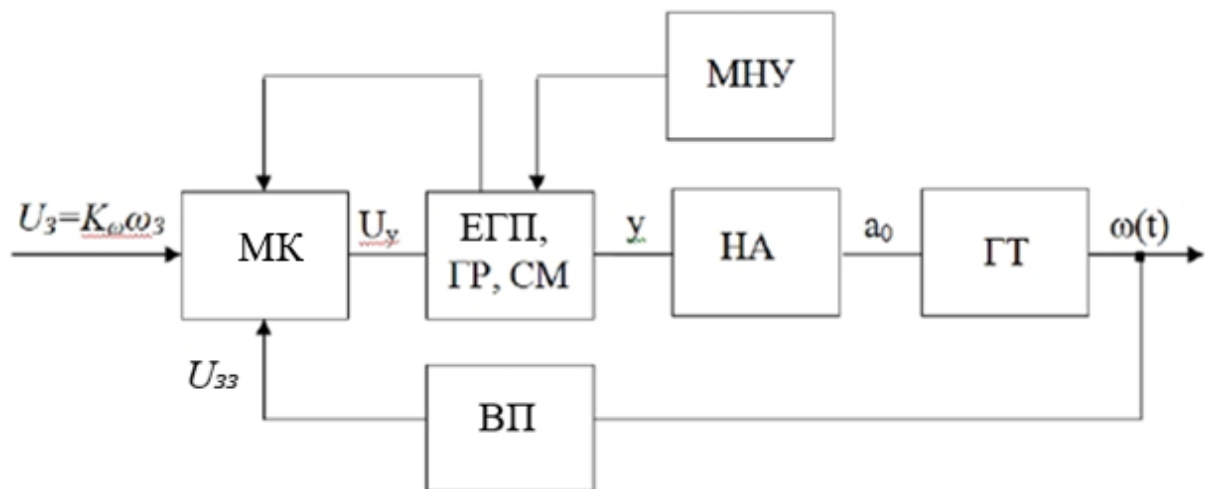


Рисунок 2.3 – Узагальнена функціональна схема системи регулювання частоти обертів гідротурбіни. Позначення на рисунку: ω_3 – задане значення частоти обертання; МК – мікроконтроллер; ЕГП – електрогідравлічний перетворювач; ГР – головний гідророзподільник; СМ – сервомотор; НА – направляючий апарат; ГТ – гідротурбіна; M_o – момент опору; H_o – розрахунковий напір; ВП – вимірювальний перетворювач; U_3 – електрична напруга задання частоти обертання; U_{33} – електрична напруга жорсткого зворотного негативного зв'язку за частотою обертання; МНУ – маслонапірна установка.

Математична модель електрогідромеханічної частини системи будується на таких засадах. Поворот лопаток направляючого апарата реалізується в комп'ютеризованій системі через послідовне спрацювання електрогідравлічного перетворювача та головного гідророзподільника, через який робоча рідина від маслонапірної установки надходить у відповідну порожнину сервомотора. Переміщення штока сервомотора через поворотний механізм забезпечує відхилення лопаток направляючого апарата на необхідний кут. На вхід електрогідравлічного перетворювача від комп'ютера надходить управляючий сигнал, що містить інформацію про відхилення поточної частоти від заданого значення. Процес передачі сигналу від входу електрогідравлічного перетворювача до формування управляючого впливу $a_0(t)$ описується лінійними диференціальними рівняннями першого порядку, які представляються у вигляді добутку двох передавальних функцій.

$$W(s) = \frac{a_0(s)}{U_y(s)} = \frac{k_1}{T_1s + 1} \cdot \frac{k_2}{T_2s + 1}, \text{ або } W(s) = \frac{k_1 \cdot k_2}{(T_1s + 1)(T_2s + 1)} \quad (2.3)$$

де s — оператор Лапласа; T_1 , T_2 — сталі часу; k_1 , k_2 — коефіцієнти підсилення; $a_0(s)$ — зображення Лапласа кута відхилення лопаток направляючого апарата; $U_y(s)$ — зображення за Лапласом керуючого сигналу, що надходить з комп'ютера на вхід електрогідравлічного перетворювача.

Розглянемо математичний опис пристрою керування із застосуванням ПІД-регулятора для формування закону керування (рисунок 2.4). За наявності жорсткого зворотного зв'язку за швидкістю величина розузгодження визначається як різниця між заданим значенням напруги та поточним значенням сигналу зворотного зв'язку:

$$U_s(t) = U_z - U_{жор}(t) \quad (2.4)$$

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						32
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

де $U_3 = k_\omega \cdot \omega_3$, k_ω – коефіцієнтом підсилення, а ω_3 — задане значенням швидкості обертання.

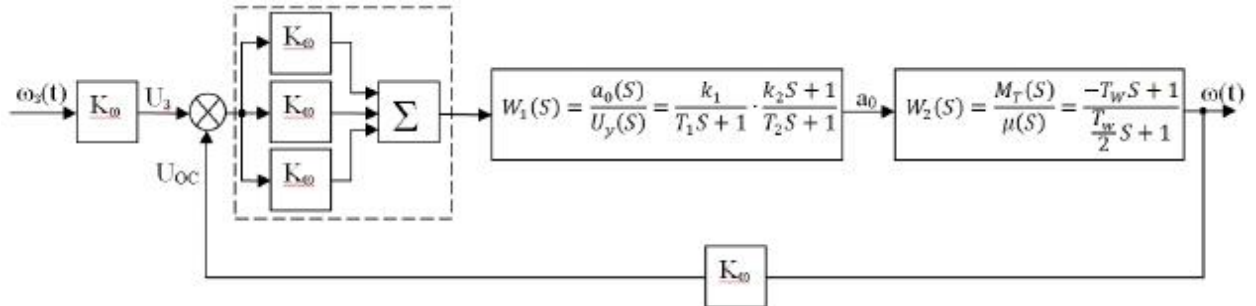


Рисунок 2.4 — Структурно-функціональна схема узагальненої системи регулювання гідротурбіни з ПІД-регулятором.

ПІД-регулятор описується відповідним рівнянням (2.5), (2.6),

$$U_y(t) = K_{II} \cdot U_s(t) + \int_0^t U_s(\tau) d\tau + K_D \frac{dU_s(t)}{dt}, \quad (2.5)$$

або у вигляді передавальної функції в операторній формі:

$$W_{ПІД}(s) = K_{II} + \frac{K_I}{s} + K_D \cdot s, \quad (2.6)$$

де K_{II} , K_I та K_D є параметрами налаштування пропорційного, інтегрального та диференціального каналів відповідно.

Вхідним сигналом для кожного з каналів регулятора є сигнал розузгодження між заданим і фактичним значеннями регульованої величини.

Гідротурбіна розглядається як агрегат з одним регулюючим органом. Зміна потужності турбіни забезпечується направляючим апаратом, який регулює витрату води через проточну частину. Математичний опис гідротурбіни подається виразом (2.7):

$$W_{ГД}(s) = \frac{M_T(s)}{\mu(s)} = \frac{1 - T_W \cdot s}{1 + 0,5 \cdot T_W \cdot s}, \quad (2.7)$$

де M_T — момент турбіни; μ — відносне переміщення регулюючого органу турбіни; T_W — час зміни швидкості води у водоводі від нуля до номінального значення; s – оператор Лапласа.

2.3. Розрахунок параметрів ПІД-регулятора та аналіз якості системи автоматичного регулювання

У даному розділі виконується синтез ПІД-регулятора для системи автоматичного керування, структурна схема якої наведена на рисунку. Об'єкт керування представлений у вигляді послідовного з'єднання двох динамічних ланок із передавальними функціями $W_1(s)$ та $W_2(s)$, що описують інерційні та запізнювальні властивості технологічного процесу.

Передавальна функція об'єкта має вигляд добутку:

$$W_o(s) = W_1(s) \cdot W_2(s),$$

При підстановці числових значень, отримаємо:

$$W_o(s) = \frac{1,2e^{-0,4s}}{(2,5s + 1)(0,8s + 1)}$$

Це типовий інерційний об'єкт другого порядку, що відповідає тепловим процесам скловарної печі.

ПІД-регулятор описується передаточною функцією:

$$W_{PID}(s) = K_p + \frac{K_I}{s} + K_d \cdot s$$

або у стандартній формі:

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						34
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

$$W_{PID}(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} + T_d \cdot s \right)$$

де K_p — коефіцієнт підсилення, T_i — інтегральна стала часу, T_d — диференціальна стала часу.

Для налаштування параметрів використано метод Циглера–Нікольса. На основі модельного дослідження моделі системи (рисунок 2.4) в Simulink визначено критичні параметри: критичний коефіцієнт підсилення $K_{кр}$ та критичний період коливань $T_{кр}$,

Тоді параметри ПІД-регулятора визначаються за формулами:

$$K_p = 0,6K_{кр}, \quad T_i = 0,5T_{кр}, \quad T_d = 0,125T_{кр}.$$

Визначивши $K_{кр} = 4,8$ та $T_{кр} = 2,4$ с, отримаємо:

$$K_p = 0,6 \cdot 4,8 = 2,88; \quad T_i = 0,5 \cdot 2,4 = 1,2, \quad T_d = 0,125 \cdot 2,4 = 0,3.$$

Після підстановки знайдених значень отримуються відповідні коефіцієнти регулятора:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i}, \quad K_d = K_p T_i.$$

$$K_i = \frac{2,88}{1,2} = 2,4 \quad K_d = 2,88 \cdot 1,2 = 0,86.$$

Для аналізу динамічних властивостей системи побудовано амплітудно-частотну (АЧХ) та фазо-частотну (ФЧХ) характеристики, представлені відповідно на рисунках 2.5 та 2.6.

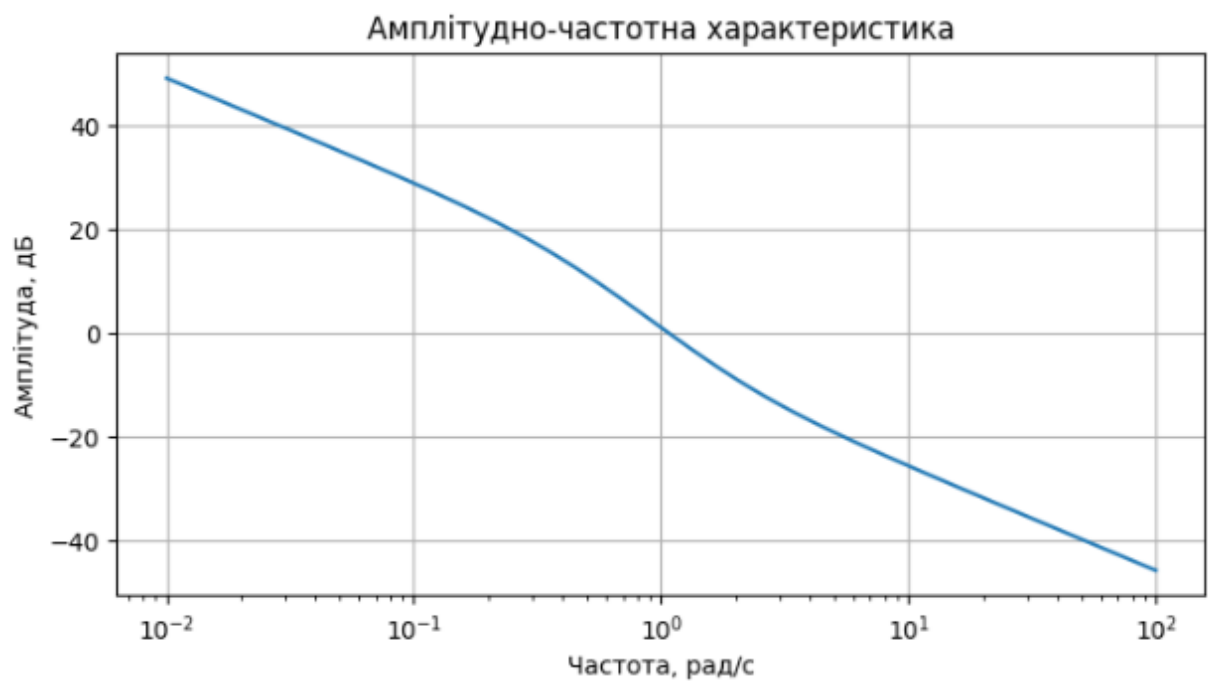


Рисунок 2.5 – Амплітудно-частотну характеристику САР.

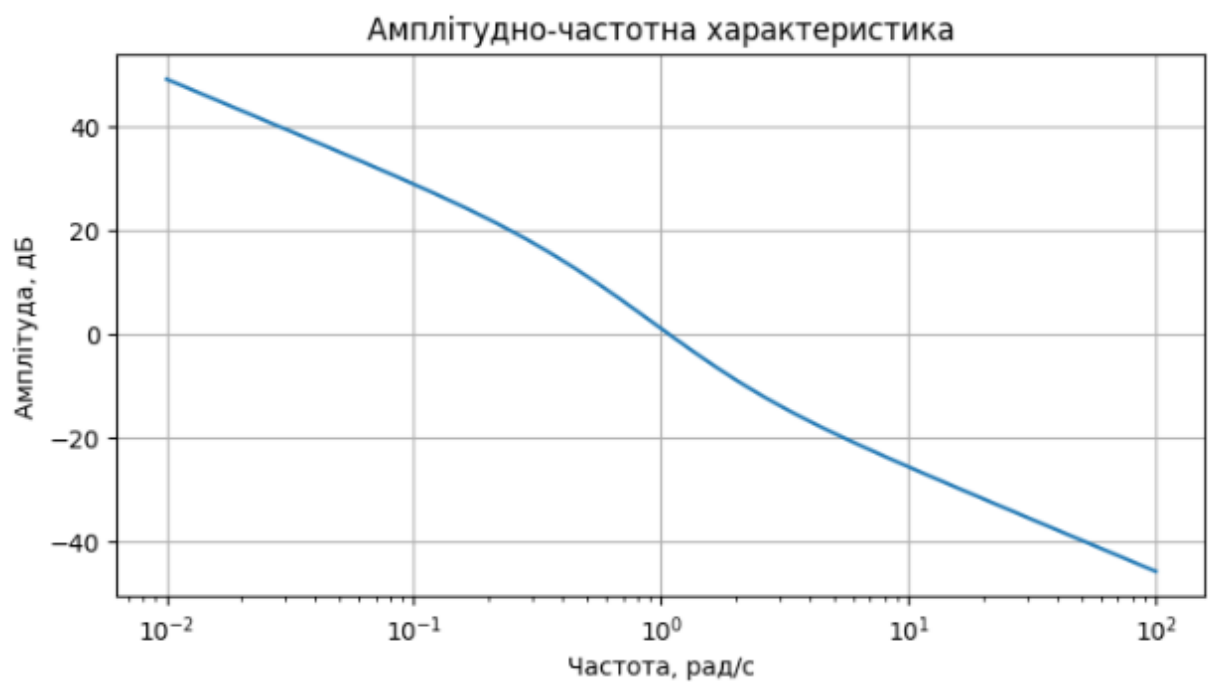


Рисунок 2.6 – Фазо-частотна характеристики САР.

АЧХ відображає залежність амплітуди вихідного сигналу від частоти вхідного і дозволяє оцінити запас стійкості за амплітудою та визначає резонансні властивості системи.

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ

Арк.

36

ФЧХ показує зміну фази сигналу і використовується для визначення запасу стійкості за фазою, характеризуючи швидкодію системи.

Побудова характеристик виконувалася на основі передавальної функції замкненої системи:

$$W_{\text{заг}}(s) = \frac{W_{\text{pid}}(s) \cdot W_o(s)}{1 + W_{\text{pid}}(s) \cdot W_o(s)}$$

Побудований графік перехідного процесу (рисунок 2.7) дозволяє оцінити поведінку системи у часі, зокрема: швидкість досягнення усталеного значення; наявність перерегулювання; характер затухання коливань, що визначають якість регулювання.

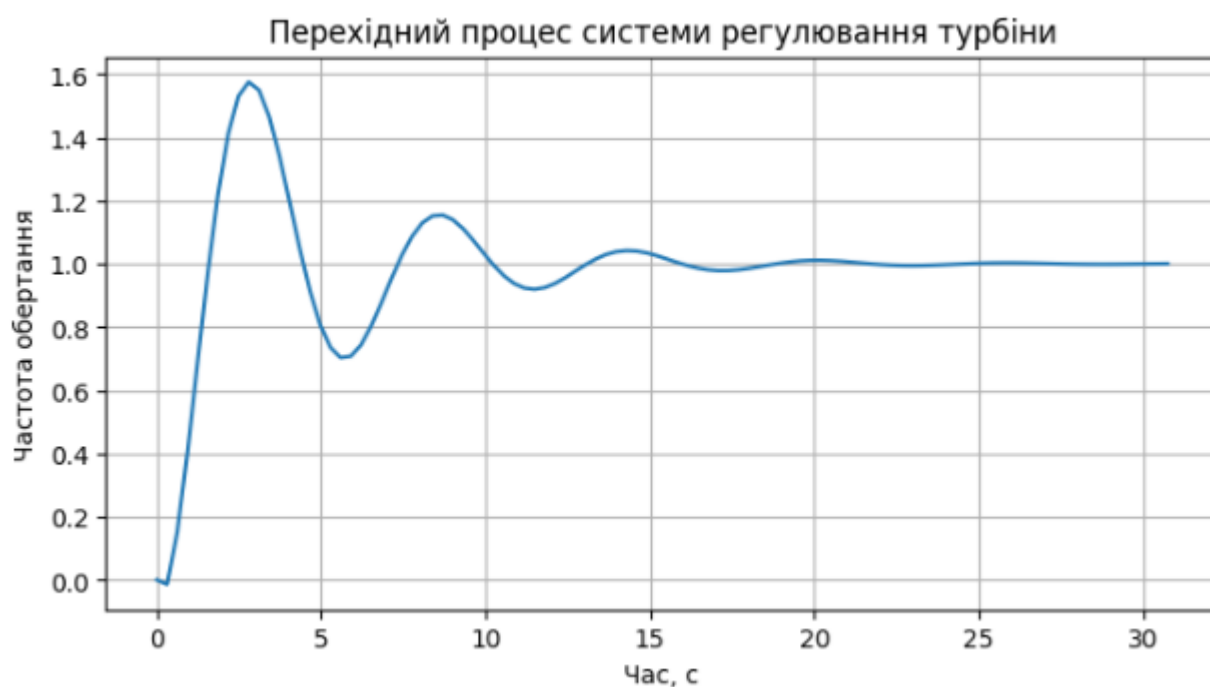


Рисунок 2.7 – Графік перехідного процесу системи регулювання частоти обертів гідротурбіни з використанням ПІД-регулятора.

За результатами моделювання визначено основні показники якості: час регулювання становить $t_p = 12,24\text{с}$, перерегулювання – $\sigma = 57,44\%$,

статична похибка – $\varepsilon_{ст} = 0,0043$

Отримані частотні характеристики свідчать про достатній запас стійкості системи. АЧХ демонструє спад підсилення зі збільшенням частоти, що забезпечує пригнічення високочастотних завад. ФЧХ підтверджує стійкість замкненої системи та відсутність критичних фазових зсувів.

Перехідний процес показує, що ПД-регулятор забезпечує швидке досягнення усталеного режиму та ефективне регулювання частоти обертання валу турбіни. Разом із тим, перерегулювання є досить значним, тому для промислового впровадження може бути доцільним додаткове уточнення параметрів регулятора методами оптимізації або використання адаптивного керування.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

3. АПАРАТНЕ ТА ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СИСТЕМИ СИНХРОНІЗАЦІЇ ГРУПИ ГЕНЕРАТОРІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ З МЕРЕЖЕЮ

3. 1 Апаратна реалізація мікроконтролерної системи синхронізації

Для реалізації системи контролю синхронізації був обраний мікроконтролер ATmega16 (рисунок 3.1), оскільки він має достатні технічні характеристики для обробки сигналів електричної мережі та виконання алгоритмів автоматичного керування. Даний мікроконтролер оснащений 16 кБ флеш-пам'яті програм, що забезпечує можливість реалізації алгоритмів аналізу напруги, частоти та фазового зсуву між сигналами.

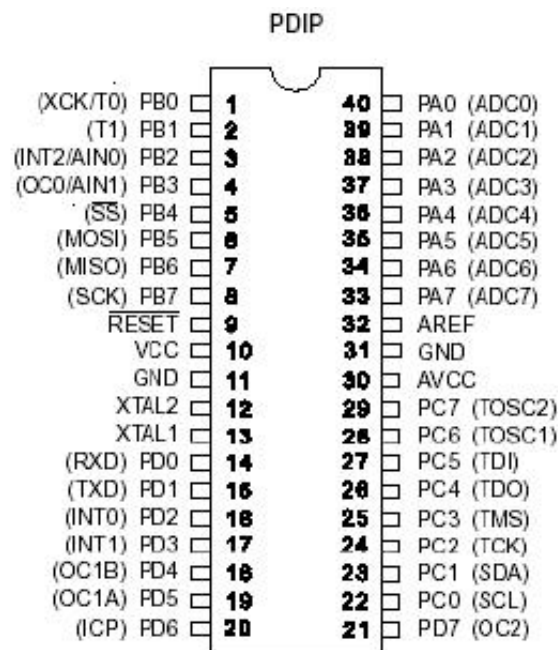


Рисунок 3.1 – Розміщення виходівв ATmega16 – 40-вивідний корпус PDIP

Перевагою ATmega16 є наявність вбудованого багатоканального аналого-цифрового перетворювача (АЦП), який дозволяє здійснювати вимірювання параметрів синусоїдальних сигналів, отриманих від трансформаторів напруги. Також мікроконтролер має достатню кількість портів вводу-виводу для підключення датчиків, виконавчих елементів та індикаторів системи.

Важливим фактором вибору є підтримка роботи в реальному часі та висока швидкодія, що необхідно для точного визначення моменту синхронізації електричних мереж. Крім того, ATmega16 характеризується низьким енергоспоживанням, простотою програмування та широкою підтримкою у середовищі Proteus VSM, що значно спрощує процес моделювання та налагодження системи.

Завдяки оптимальному співвідношенню вартості, функціональних можливостей і надійності мікроконтролер ATmega16 є доцільним вибором для побудови системи автоматичного контролю та синхронізації електроенергетичного обладнання.

На рисунку 3.2 наведено структурну схему ліній ТНШ-35 кВ, ТНШ 6 кВ. Для розробки та моделювання роботи схеми використано програмне середовище Proteus VSM, яке дозволяє виконувати віртуальне тестування електронного обладнання без створення фізичного макета.

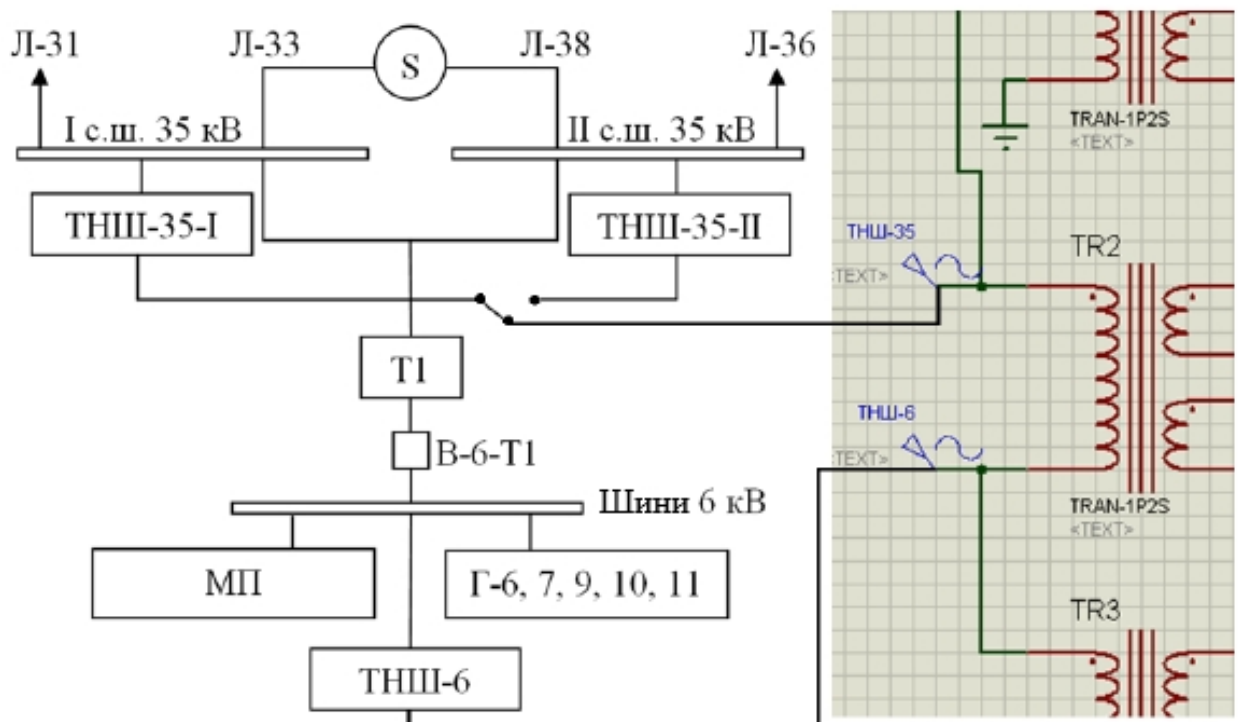


Рисунок 3.2 – Структурна схема ліній ТНШ-35 кВ, ТНШ-6 кВ

Структурна схема містить дві секції шин напругою 35 кВ — І секцію та ІІ секцію, які з'єднані між собою через вимикач синхронізації S. До секцій підключені лінії Л-31, Л-33, Л-38 та Л-36. Контроль параметрів напруги здійснюється за допомогою трансформаторів напруги шин ТНШ-35-І та ТНШ-35-ІІ, які понижують напругу з 35 кВ до вимірювального рівня 100 В. Після цього сигнали надходять на вимірювальну частину системи.

У схемі також використовується силовий трансформатор Т1 та вимикач В-6-Т1, через які енергія передається на шини 6 кВ. До шин 6 кВ підключені генератори Г-6, 7, 9, 10, 11 та мікропроцесорний пристрій МП, що виконує аналіз параметрів мережі та контроль синхронізації. Для контролю параметрів напруги шин 6 кВ використовується трансформатор ТНШ-6, який також знижує напругу до рівня 100 В.

На принциповій схемі (рисунок 3.3) системи контролю синхронізації, реалізованої на базі мікроконтролера ATmega16, створеній у Proteus VSM, робота трансформаторів напруги моделюється за допомогою компонентів Sine Generator та трансформаторів TR1–TR3. Компоненти THU-35 і THU-6 формують синусоїдальні сигнали, що відповідають параметрам мережі 35 кВ та 6 кВ. Для моделювання встановлено такі параметри сигналів: діюче значення напруги $RMS = 100\text{ В}$, частота $Frequency = 50\text{ Hz}$ та фазовий зсув $Phase = 120^\circ$ (рисунок 3.4). Дані параметри відповідають реальним умовам роботи трифазної електромережі промислової частоти.

Трансформатори TR1–TR3 у середовищі Proteus виконують функцію гальванічної розв'язки та узгодження рівнів сигналів перед подачею їх на входи мікроконтролера ATmega16. Завдяки цьому забезпечується безпечно вимірювання параметрів мережі та можливість аналізу частоти, напруги і кута зсуву фаз між сигналами.

Принцип роботи системи полягає у порівнянні параметрів напруги між шинами 35 кВ та шинами 6 кВ. Мікроконтролер ATmega16 аналізує рівень напруги, частоту та фазовий кут сигналів, отриманих від трансформаторів

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

напруги. У випадку збігу параметрів система дозволяє виконати синхронне включення вимикача, що забезпечує безпечне підключення генераторів або секцій шин до енергосистеми.

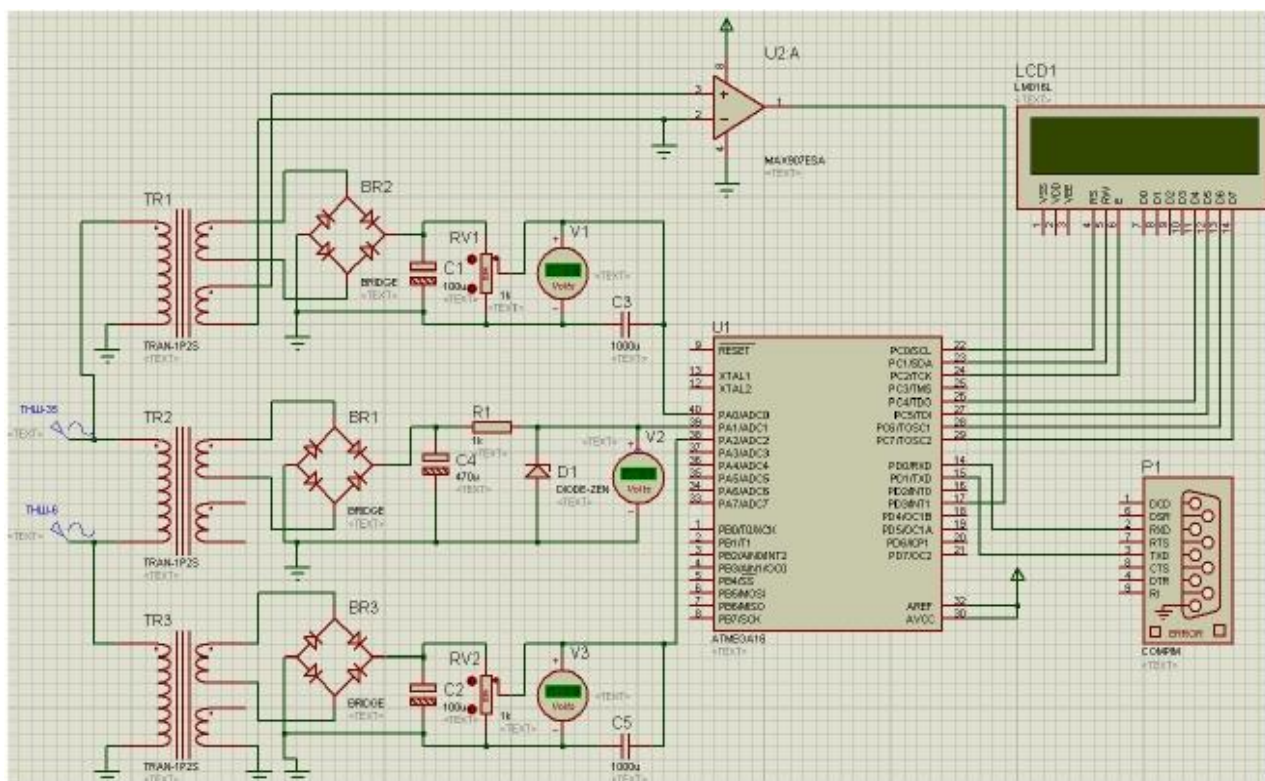


Рисунок 3.3 – Принципова схема системи контролю синхронізації, реалізованої на базі мікроконтролера ATmega16, створений у Proteus VSM

Використання середовища Proteus VSM значно спрощує процес проектування, оскільки дозволяє виконати перевірку працездатності алгоритмів синхронізації, дослідити характеристики сигналів та усунути помилки ще до етапу виготовлення друкованої плати та фізичного пристрою.

У схемі системи синхронізації важливу роль відіграють понижувальні трансформатори TRAN-1P2S (TR1–TR3), які забезпечують зниження напруги з 100 В до рівня 5 В, необхідного для безпечної роботи мікроконтролера ATmega16. Трансформатори TR1 і TR3 використовуються для вимірювання параметрів напруги та частоти, оскільки мають по дві вторинні обмотки. Трансформатор TR2 застосовується для порівняння параметрів синхронізації

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

між мережами. Налаштування параметрів компонента TRAN-1P2S наведено на рисунку 3.5.

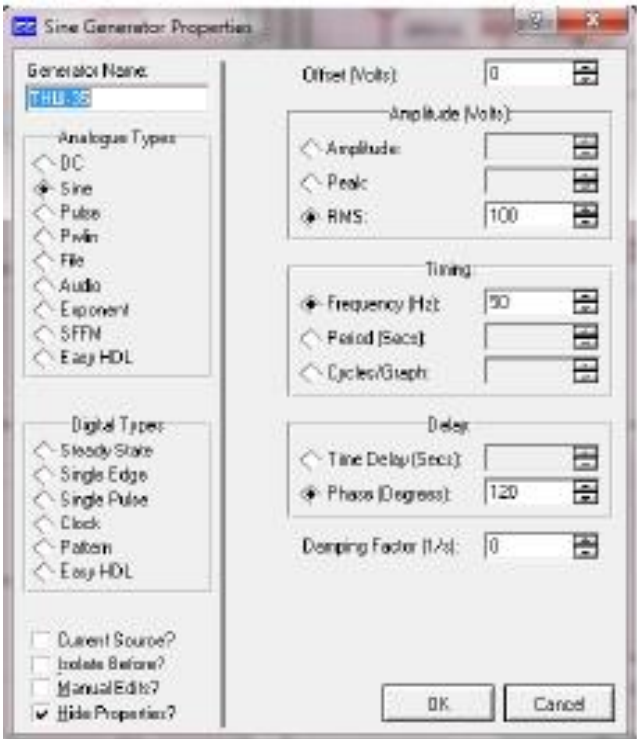


Рисунок 3.4 – Вікно налаштування параметрів компонента Sine Generator

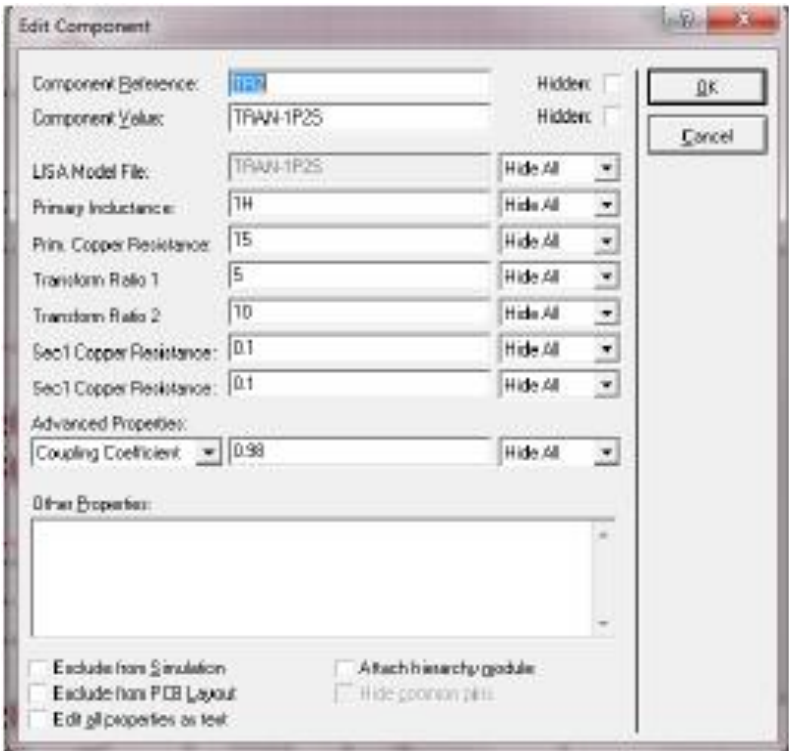


Рисунок 3.5 – Вікно налаштування параметрів компонента TRAN-1P2S

Оскільки мікроконтролер працює лише з цифровими сигналами та напругою живлення 5 В, у схемі використовуються діодні мости BR1–BR3 типу BRIDGE. Їх призначення полягає у перетворенні змінної напруги на пульсуючу постійну. Під час позитивної та негативної півхвиль струм проходить через різні пари діодів, що забезпечує двопівперіодне випрямлення сигналу (рисунки 3.6 та 3.7). У результаті на виході формується пульсуюча напруга з частотою, удвічі більшою за частоту вхідного сигналу (рисунок 3.8). Параметри компонента BRIDGE задаються у вікні налаштування, показаному на рисунку 3.9.

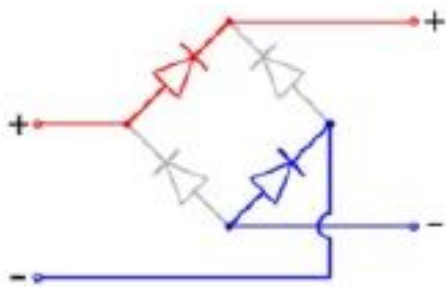


Рисунок 3.6 – Випрямлення позитивної на півхвилі

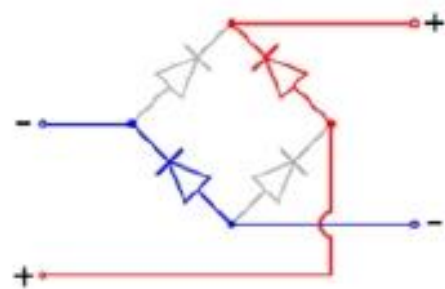


Рисунок 3.7 – Випрямлення негативної напівхвилі

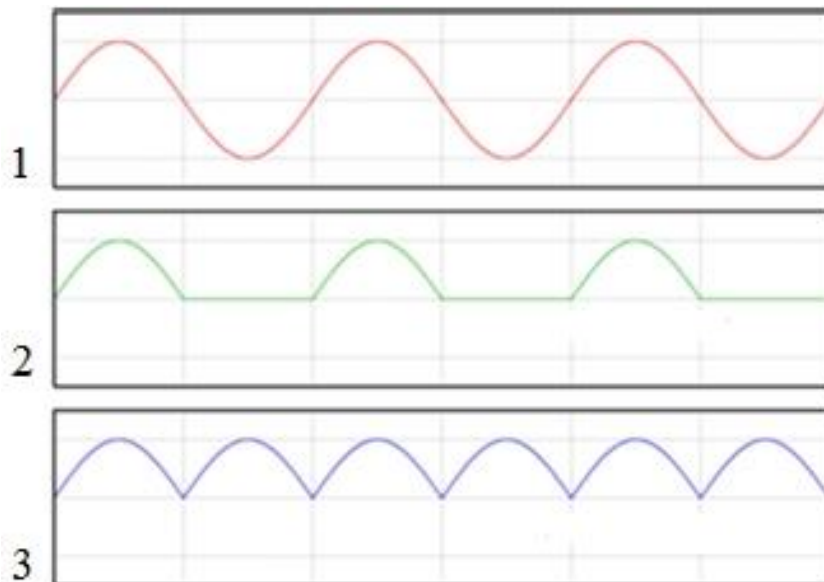


Рисунок 3.8 – напруга на виході мостів: 1 – вихідне синусоїдальне, 2 – однонапівперіодне випрямлення, 3 – двонапівперіодне випрямлення

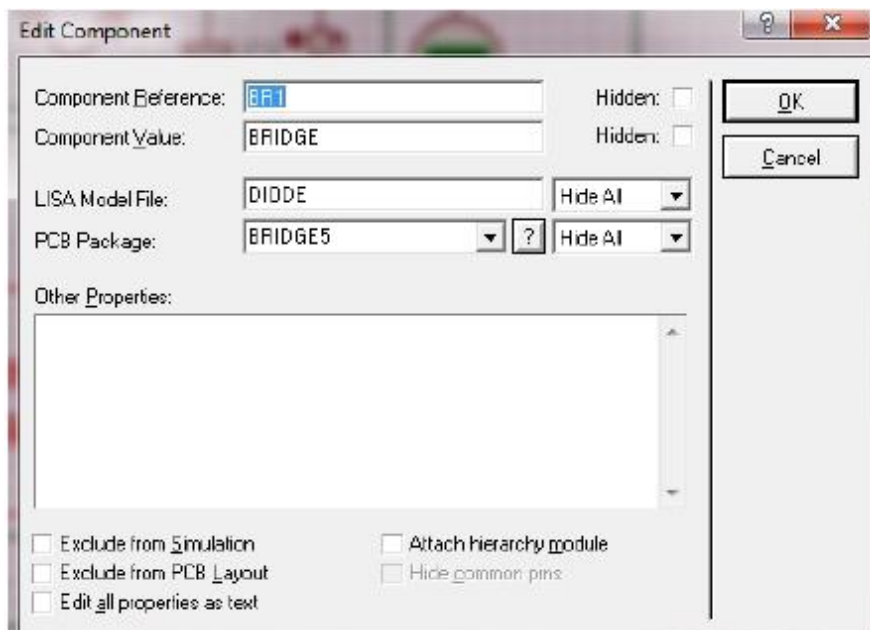


Рисунок 3.9 – Вікно налаштування параметрів компонента BRIDGE

Для згладжування пульсацій напруги та зменшення впливу перешкод у схемі використовуються конденсатори C1–C5 типу CAPACITOR. Вони накопичують електричний заряд та виконують функцію фільтрації сигналів. Особливе значення має RC-ланцюг, утворений конденсатором C4 та резистором R1, який забезпечує пригнічення паразитних коливань і стабілізацію сигналу. При заряджанні конденсатора напруга на ньому поступово наближається до напруги джерела живлення, що сприяє плавній роботі вимірювальної системи. Вікно налаштування параметрів конденсаторів наведене на рисунку 3.10.

Для регулювання рівня напруги у вимірювальних колах у схемі застосовуються потенціометри RV1 та RV2 типу POT-HG. Вони працюють як регульовані подільники напруги та дозволяють точно встановити верхню межу вимірюваної напруги. Після випрямлення сигналу діодним мостом і фільтрації конденсатором напруга може перевищувати допустиме значення для мікроконтролера. Тому за допомогою потенціометрів напруга коригується до рівня приблизно 4,41 В, що забезпечує надійну та безпечну

роботу мікроконтролера ATmega16. Налаштування компонента POT-HG представлено на рисунку 3.11.

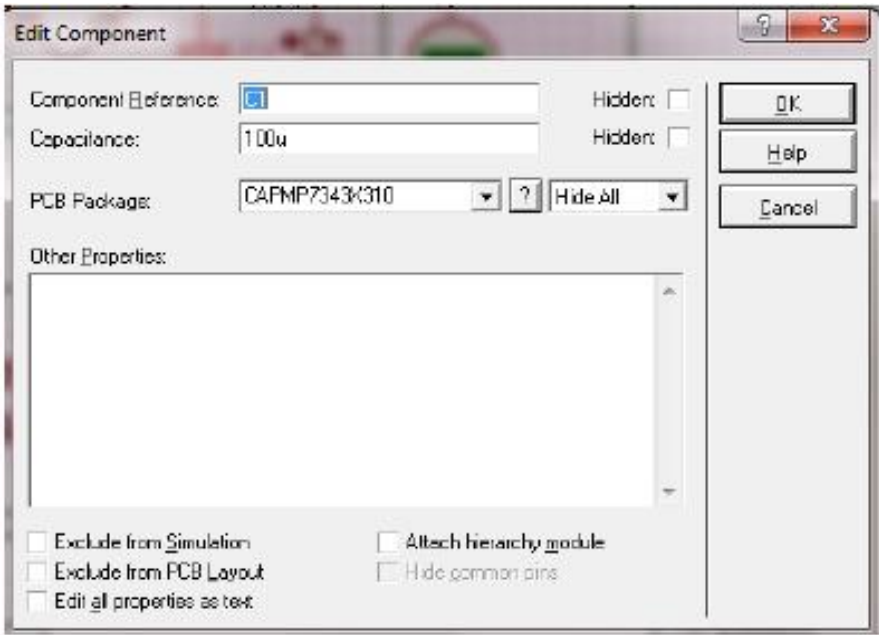


Рисунок 3.10 – Вікно налаштування параметрів CAPACITOR

Для регулювання рівня напруги у вимірювальних колах у схемі застосовуються потенціометри RV1 та RV2 типу POT-HG. Налаштування компонента POT-HG представлено на рисунку 3.11.

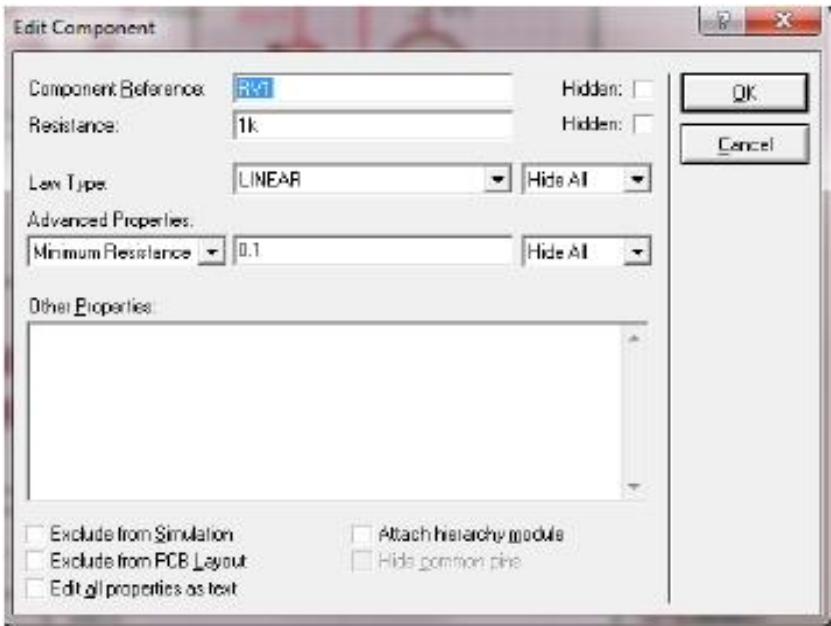


Рисунок 3.11 – Вікно налаштування параметрів POT-HG

Вони працюють як регульовані подільники напруги та дозволяють точно встановити верхню межу вимірюваної напруги. Після випрямлення сигналу діодним мостом і фільтрації конденсатором напруга може перевищувати допустиме значення для мікроконтролера. Тому за допомогою потенціометрів напруга коригується до рівня приблизно 4,41 В, що забезпечує надійну та безпечну роботу мікроконтролера ATmega16.

3.2 Розробка програмного забезпечення для мікроконтролера ATmega16 та SCADA

Для створення програмного забезпечення мікроконтролера ATmega16 було використано середовище розробки CodeVisionAVR.

Дане середовище призначене для розробки, компіляції та налагодження програм для мікроконтролерів сімейства AVR, включаючи мікроконтролери серії ATxmega. Середовище забезпечує формування ефективного програмного коду та дозволяє записувати створену програму безпосередньо у пам'ять мікроконтролера.

CodeVisionAVR підтримує роботу з різними типами програматорів, зокрема AVR910, STK200/300 та іншими пристроями. Редактор середовища дозволяє одночасно працювати з декількома проектами, використовувати систему закладок та автоматичне збереження результатів роботи.

Лістинг коду програми подано у додатку Б, а блок-схема алгоритму представлена на рисунку 3.12.

Блок-схема програми відображає послідовність виконання основних операцій мікроконтролера під час контролю параметрів синхронізації. Алгоритм передбачає ініціалізацію периферійних модулів, перевірку наявності з'єднання зі SCADA-системою, приймання команд керування, вимірювання параметрів електричної мережі та передачу результатів роботи

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

оператору. Така структура програми забезпечує стабільну роботу системи та можливість безперервного моніторингу параметрів у режимі реального часу.

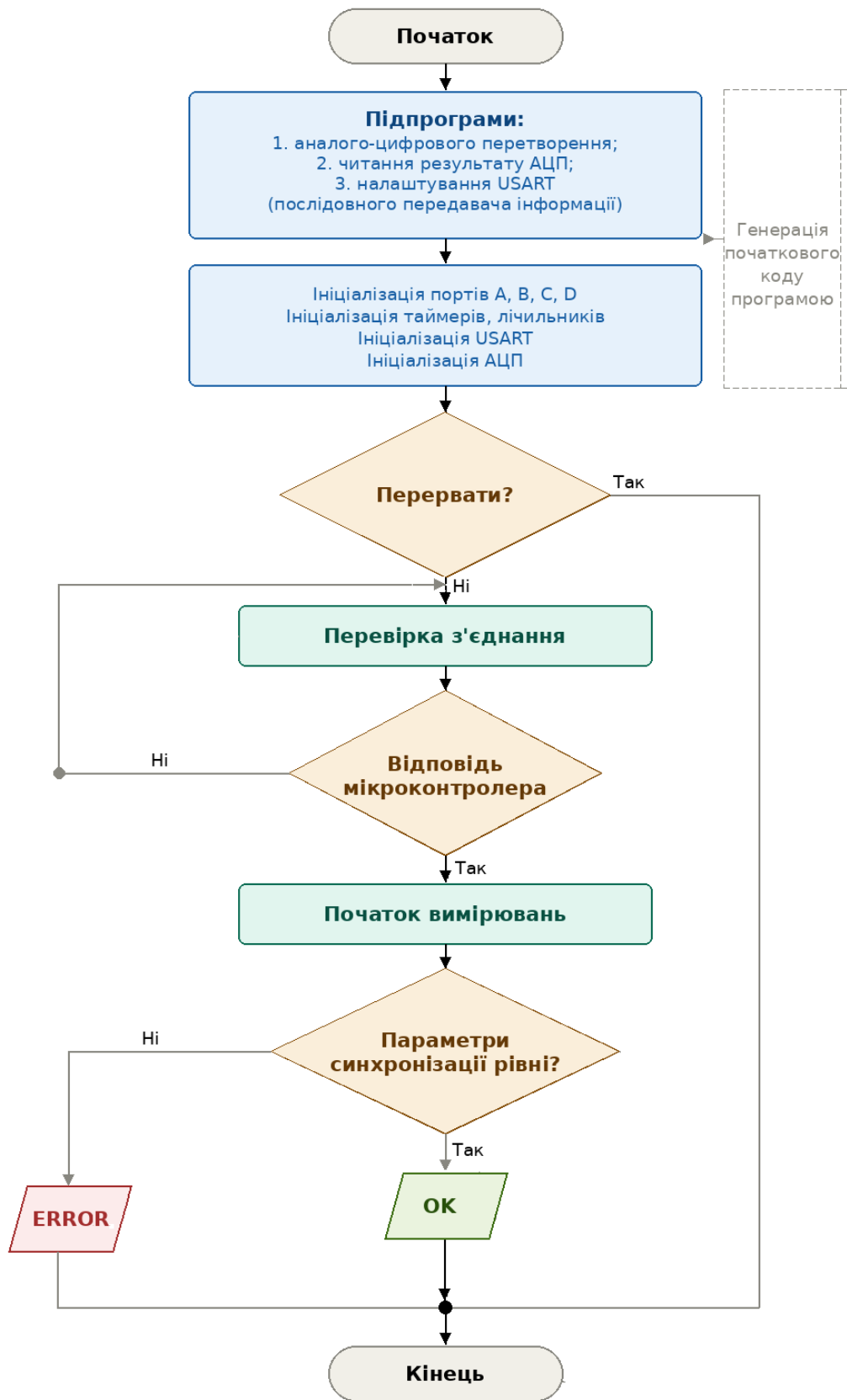


Рисунок 3.21 – Блок-схема програми роботи мікроконтролера ATmega16

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ

Арк.

48

До основних складових середовища CodeVisionAVR належать:

- компілятори програм мовою C та асемблером для мікроконтролерів AVR;
- модулі ініціалізації периферійних пристроїв;
- засоби роботи з налагоджувальною платою STK-500;
- компоненти взаємодії з програматорами;
- редактор вихідного коду;
- термінальний модуль для обміну даними.

Після компіляції програма може бути збережена у форматах HEX, ROM або BIN для подальшого завантаження у мікроконтролер. Також підтримуються формати COFF та OBJ, які використовуються для налагодження та аналізу роботи програми.

Структура програмного забезпечення базується на використанні головної функції *main()* та безкінечного циклу *while(1)*, який забезпечує безперервне виконання програми. За допомогою вбудованого генератора початкового коду в CodeVisionAVR здійснюється автоматичне налаштування периферійних модулів мікроконтролера.

Після запуску програми мікроконтролер виконує перевірку наявності з'єднання між Scada-системою та віртуальним обладнанням через COM-порт. У разі успішного встановлення зв'язку система підтверджує готовність до роботи та очікує команду на початок вимірювання параметрів синхронізації. Після отримання команди мікроконтролер аналізує параметри мережі та передає інформацію про збіг або невідповідність умов синхронізації.

Якщо зв'язок між Scada-системою та віртуальним обладнанням відсутній, програма автоматично повторює спроби підключення. Вимірювання параметрів здійснюється безперервно, що дозволяє реалізувати контроль та моніторинг у режимі реального часу.

У середовищі Proteus VSM віртуальне обладнання перебуває у режимі очікування команди від пульта керування для початку контролю параметрів

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

мережі та генераторів за допомогою вимикача В-6-Т1. Після переходу до вікна пульта керування необхідно, щоб усі вимикачі шин 6 кВ були увімкнені. Додатковою умовою підключення групи генераторів до енергосистеми є активація одного з вимикачів В-35-І-Т1 або В-35-ІІ-Т1.

За допомогою відповідного вимикача обирається секція шин 35 кВ, з якою буде виконуватися синхронізація генераторів. На екрані пульта відображаються значення напруги та частоти. Стан вимикачів індикується кольором кнопок: зелений колір означає, що вимикач вимкнений, а червоний — що увімкнений.

У випадку збігу параметрів синхронізації вимикач В-6-Т1 переходить у активний стан і підсвічується червоним кольором, що свідчить про синхронну роботу генераторів з енергосистемою. При цьому у полі «Status» виводиться повідомлення «ОК» (рисунок 3.22). Якщо ж параметри напруги або частоти не співпадають, вимикач залишається зеленим, генератори не підключаються до мережі, а в полі стану відображається повідомлення «ERROR» (рисунок 3.24).

Після натискання кнопки В-6-Т1 у SCADA-системі віртуальне обладнання починає процес вимірювання параметрів. Вольтметри V1 та V3 показують значення напруги мережі та генераторів після пониження трансформаторами. Вольтметр V2 відображає різницю між цими параметрами. Якщо умови синхронізації виконані, покази V2 дорівнюють нулю (рисунок 3.23). У разі невідповідності параметрів на вольтметрі V2 з'являється значення, відмінне від нуля (рисунок 3.25).

Розроблене програмне забезпечення дозволяє оперативно визначати стан синхронізації між генераторами та енергосистемою, що підвищує надійність роботи електроенергетичного обладнання. Використання віртуального моделювання у середовищі Proteus VSM дає можливість дослідити роботу системи за різних режимів функціонування, перевірити правильність алгоритмів керування та зменшити ймовірність виникнення

					ДП.АКИТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

помилки під час практичної реалізації пристрою.

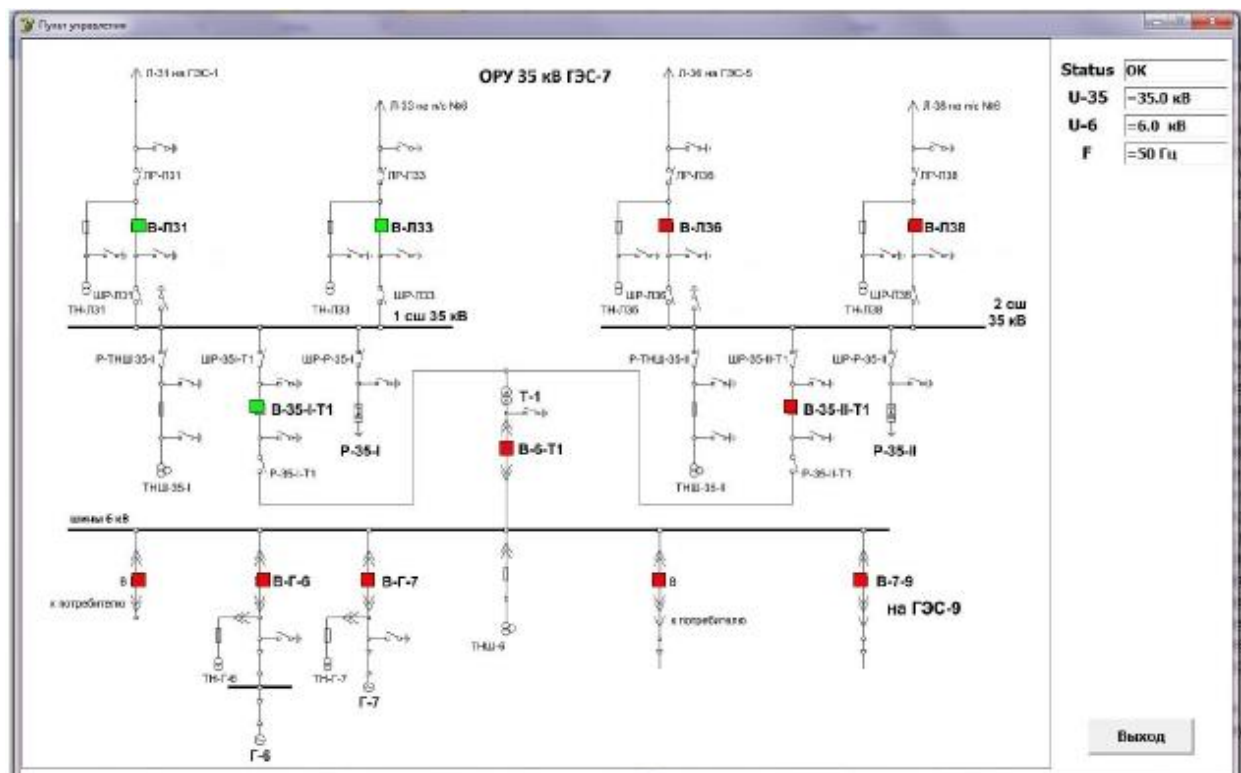


Рисунок 3.32 – Вікно пульта керування за рівності параметрів синхронізації

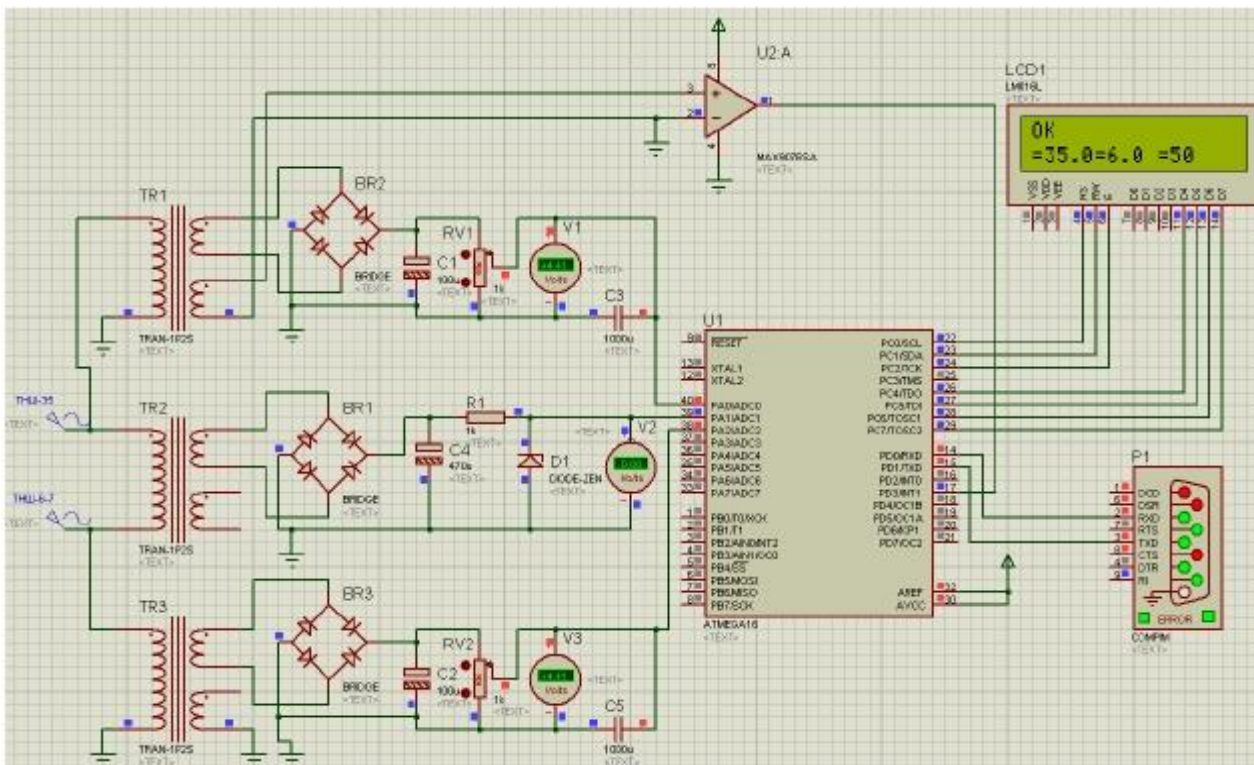


Рисунок 3.33 – Робота віртуального обладнання за рівності параметрів синхронізації

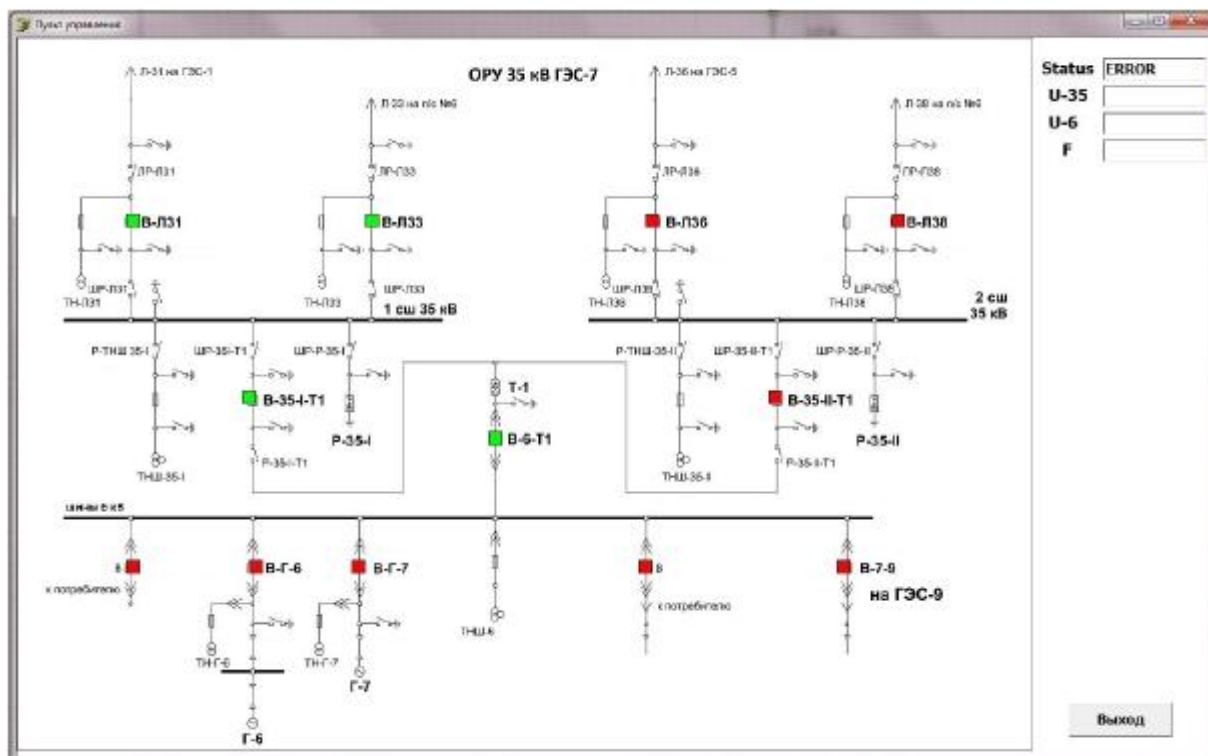


Рисунок 3.34 – Вікно пульта керування при нерівності параметрів синхронізації

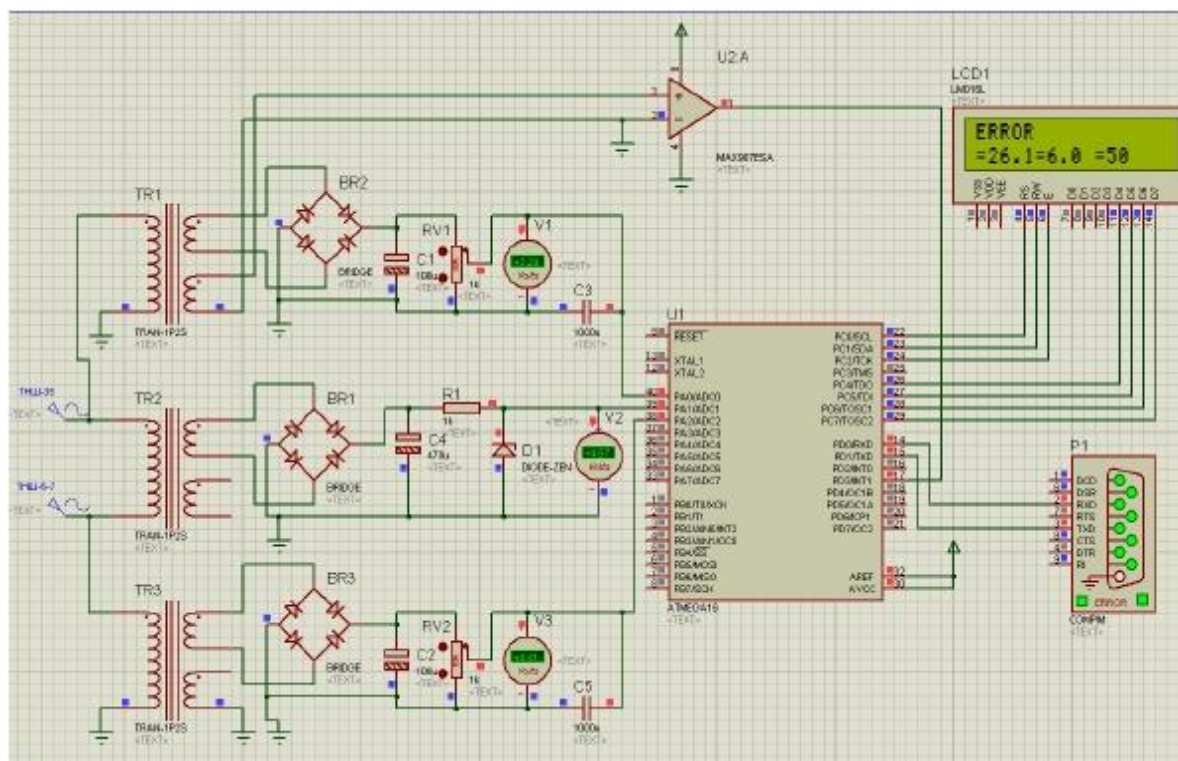


Рисунок 3.35 – Робота віртуального обладнання при нерівності параметрів синхронізації

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ

Арк.

52

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі було досліджено сучасний стан малої гідроенергетики України, визначено її основні переваги, проблеми та перспективи розвитку. Встановлено, що використання малих гідроелектростанцій є важливим напрямком розвитку відновлюваної енергетики, оскільки дозволяє підвищити енергетичну незалежність регіонів, зменшити навантаження на централізовані електромережі та забезпечити екологічно безпечне виробництво електроенергії. Особливу увагу приділено можливості впровадження каскадів малих ГЕС, що дає змогу більш ефективно використовувати гідроенергетичний потенціал річок України.

У роботі проведено аналіз способів підключення каскаду генераторів до електричної мережі та визначено основні умови синхронізації генераторів з енергосистемою.

Виконано розрахунок параметрів ПД-регулятора для системи автоматизованого регулювання частоти обертання валу турбіни малої гідроелектростанції. Для досліджуваного об'єкта отримано передавальну функцію та визначено параметри регулятора методом Циглера–Нікольса. Проведений аналіз показників якості системи показав, що система має високу точність регулювання. Час регулювання дорівнює 12,42 с, що забезпечує достатньо швидкий вихід системи на усталений режим роботи. Разом із тим, перерегулювання системи становить 57,44 %, що свідчить про коливальний характер перехідного процесу та необхідність подальшої оптимізації параметрів регулятора.

Для реалізації контролю параметрів синхронізації було розроблено структурну та принципову електронну схеми системи на базі мікроконтролера ATmega16.

Для моделювання роботи системи використано середовище Proteus VSM, у якому реалізовано віртуальну модель контролю параметрів синхронізації генераторів та електромережі. У процесі моделювання

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

перевірено роботу вимірювальних кіл, алгоритмів контролю синхронізації та взаємодію мікроконтролера зі SCADA-системою через COM-порт. Результати моделювання підтвердили працездатність розробленої системи та можливість здійснення контролю параметрів у режимі реального часу.

Також у роботі було розроблено програмне забезпечення для мікроконтролера ATmega16 у середовищі CodeVisionAVR. Програма забезпечує автоматичну перевірку наявності зв'язку з диспетчерською системою, безперервне вимірювання параметрів мережі та передачу інформації про стан синхронізації генераторів.

Загалом результати виконаної роботи підтверджують доцільність використання автоматизованих систем синхронізації та регулювання у складі малих гідроелектростанцій. Запропоновані технічні рішення можуть бути використані під час модернізації існуючих об'єктів малої гідроенергетики та створення нових автоматизованих енергетичних комплексів.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. <http://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>.
2. Програма розвитку гідроенергетики України на період до 2026 р.
URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/552-2016-%D1%80> (дата звернення 02.11.17)
3. <https://mind.ua/publications/20177943-gendirektor-ukrgidroenergo-ne-mozhna-vichno-ekspluatuvati-te-shcho-nam-pobuduvali-didi-pradidi-v-1>
4. Проект Плану розвитку Об'єднаної енергетичної системи України на 2017–2026 роки. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2016/12/Proekt-Planu-rozvytku-OES-Ukrayiny-na-2017-2026-roky.pdf> (дата звернення 02.11.17)
6. Річні звіти ДП «НЕК «Укренерго»
<https://ua.energy/diyalnist/zvitnist/richni-zvity/> (дата звернення 02.12.17)
7. Прогнозний баланс електроенергії об'єднаної електроенергетичної системи України на 2018 рік.
<http://195.78.68.67/minugol/doccatalog/document?id=245242050> (дата звернення 02.12.17)
8. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» URL :
<http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80> (дата звернення 02.11.17).
9. <http://pryroda.in.ua/miniges/info/>
10. <http://www.nerc.gov.ua/?id=27945>
11. http://saee.gov.ua/sites/default/files/Press_conference_28_12_2017.pdf
12. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Розвиток теплоенергетики та гідроенергетики / [Є. Т. Базеев та ін.]. — 2-ге вид., переробл. — К. : Фенікс, 2013. — 399 с.

					<i>ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						55
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

13. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроелектроенергетики України: аналітична доповідь. Національний інститут стратегічних досліджень, 2014 р. URL: <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/ges-993ae.pdf> (дата звернення 02.11.17)

14. Ободовський О.Г. Методика встановлення гідроенергетичного потенціалу річок (на прикладі річок Українських Карпат) / О.Г. Ободовський, К.Ю. Данько, О.О. Почаєвець, Ю.О. Ободовський. – Вісник Київського університету. Сер. «Географія». – 2016. – Вип. 1(64). – С. 5-12.

15. Ободовський О.Г. Встановлення гідроенергетичного потенціалу річок басейну Тиси / О.Г. Ободовський, К.Ю. Данько, О.О. Почаєвець [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://zenodo.org/record/800727#.WkUOjd9l_IU.

16. Дніпровські водосховища стали причиною багатьох негативних явищ [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://dt.ua/SOCIETY/dniprovski_vodoshovischa_stali_prichinoyu_bagatoh_negativnih_yavisch.html.

17. Національна програма екологічного оздоровлення басейну Дніпра та поліпшення якості питної води. – К., 1997. – 92 с.

18. Вишневський В.І. Експлуатація Дніпровських водосховищ: проблеми сьогодення [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ekhsuir.kspu.edu/bitstream/123456789/5350/1/%D0%92.%20%D0%86.%20%D0%92%D0%B8%D1%88%D0%BD%D0%B5%D0%B2%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%B8%D0%B9.pdf>

19. Дегодюк Е.Г. Еколого-техногенна безпека України / Дегодюк Е.Г., Дегодюк С.Е. – К.: ЕКМО, 2006. – 306 с.

20. Васюта О.А. Екологія і політика / О.А. Васюта, С.І. Васюта, Г.Г. Філіпчук. – Чернівці: Зелена Буковина, 1998. – Т. 1. – 422 с.

21. Велике затоплення: як Черкащина “пожертвувала” 85 селами [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://provce.ck.ua/velyke-zatoplennayak-cherkaschyna-pozhertvuvala-85-ma-selamy/>.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

22. Велике каховське горе [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.litsa.com.ua/show/a/38931?desktop=true>.

23. Каскад Дніпровських водосховищ: бути чи не бути? [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://undiwer.com.ua/ua/statti/kaskad_dniprovskih_vodoshovish.html.

24. Загальнодержавна цільова програма розвитку водного господарства та екологічного оздоровлення басейну річки Дніпро на період до 2021 року. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/4836-17> (дата звернення 02.11.17).

25. Hydropower Status Report 2017. – Режим доступу: <https://www.hydropower.org/2017-hydropower-status-report> (дата звернення 02.02.18).

26. World Energy Resources: 2010 Survey. – Режим доступу: https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2012/09/ser_2010_report_1.pdf (дата звернення 02.02.18).

27. World Energy Resources: 2013 Survey. – Режим доступу: https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ, ВИКОРИСТАНИХ ДЛЯ
ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ, ВИКОРИСТАНИХ
ДЛЯ ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПОТЕНЦІАЛ РІЧОК
УКРАЇНИ: РОЗВІНЧАННЯ МІФІВ 24 Survey.pdf (дата звернення 02.02.18).

28. World Energy Resources: 2016 Survey. – Режим доступу: <https://www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2016/10/World-EnergyResources-Full-report-2016.10.03.pdf> (дата звернення 02.02.18).

29. Zhou Y, Hejazi M, Smith S, Edmonds J, Li H, Clarke L, et al. A comprehensive view of global potential for hydro-generated electricity. Energy Environ Sci 2015;8(9). 2622–263.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

30. Operacz, Agnieszka. (2017). The term “effective hydropower potential” based on sustainable development – an initial case study of the Raba river in Poland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 1453-1463.

31. Lehner, B., Czisch, G., Vassolo, S., 2005. The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. *Energy Policy* 33, 839–855.

32. Бобылев С.Н. Экосистемные услуги и экономика / С.Н. Бобылев, В.М. Захаров. – М.: ООО «Типография ЛЕВКО», 2009. – 72 с.

33. Сидорук Б.О. Особливості механізму застосування платежів за екосистемні послуги у галузі водокористування / Б.О. Сидорук // Сталій розвиток економіки. – Вип. 3. – 2011. – С. 130. 34. Першими від дефіциту води постраждають Херсон, Одеса і Миколаїв [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://tsn.ua/interview/pershimi-vid-deficitu-vodi-postrazhdayut-hersonodesa-i-mikolayiv-904498.html>.

35. Директива 2000/60/ЄС Європейського Парламенту і Ради «Про встановлення рамок діяльності Співтовариства в галузі водної політики» від 23 жовтня 2000 року [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/994_962.

36. Глобальне водне партнерство [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://nuwm.edu.ua/nds/hvp>.

37. Сташук В.А. Наукові засади раціонального використання водних ресурсів України за басейновим принципом: монографія / В.А. Сташук, В.Б. Мокін, В.В. Гребінь, О.В. Чунарьов (за ред. В.А. Сташука). – Херсон: Грінь Д.С., 2014. – 320 с.

38. Алієв К. Аналіз стану водних ресурсів як основа для інтегрованого управління річковими басейнами / К. Алієв // Водне господарство України. – 2013. – № 4 (106). – С. 30-32.

39. Адаменко Т.І. Переосмислення водної безпеки для України / Т.І. Адаменко, А.О.Демиденко, М.І.Ромащенко, Г.М.Цветкова та ін.

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

[Електронний ресурс]. – Режим доступу:
[https://mama86.org/images/publications/gwp/Rethinking_
Water_Security_ukr.pdf](https://mama86.org/images/publications/gwp/Rethinking_Water_Security_ukr.pdf).

					<i>ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

КОД ПРОГРАМИ РОБОТИ МІКРОКОНТРОЛЕРА АТМЕГА16 У СЕРЕДОВИЩІ CODEVISION AVR

/******

This program was produced by the
CodeWizardAVR V2.05.3 Standard
Automatic Program Generator
© Copyright 1998-2011 Bolekhivskyi V. I., HP InfoTech s.r.l.
<http://www.hpinfotech.com>

Project :1
Version :1.0
Date : 26.03.2014
Author : Bolekhivskyi
Company : WareZ Provider
Comments:

Chip type : ATmega16
Program type : Application
AVR Core Clock frequency: 8,000000 MHz
Memory model : Small
External RAM size : 0
Data Stack size : 256

*****/

```
#include <mega16.h>
#include <delay.h>
// Alphanumeric LCD functions
#include <alcd.h>
#include <stdio.h>
float volts,volts2;
unsigned char buf[30];
char buf[30];
int count=0,count2=0;
int freq=0,freq2=0;

// External Interrupt 0 service routine
interrupt [EXT_INT0] void ext_int0_isr(void)
{
// Place your code here
count2++;
}
```

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

```

// External Interrupt 1 service routine
interrupt [EXT_INT1] void ext_int1_isr(void)
{
// Place your code here
count++;
}
// Timer1 output compare A interrupt service routine
interrupt [TIM1_COMPA] void timer1_compa_isr(void)
{
// Place your code here
freq=count;
freq2=count2;
count=0;
count2=0;
TCNT1H=0x00;
TCNT1L=0x00;
}
#ifndef RXB8
#define RXB8 1
#endif
#ifndef TXB8
#define TXB8 0
#endif
#ifndef UPE
#define UPE 2
#endif
#ifndef DOR
#define DOR 3
#endif
#ifndef FE
#define FE 4
#endif
#ifndef UDRE
#define UDRE 5
#endif
#ifndef RXC
#define RXC 7
#endif
#define FRAMING_ERROR (1<<FE)
#define PARITY_ERROR (1<<UPE)
#define DATA_OVERRUN (1<<DOR)
#define DATA_REGISTER_EMPTY (1<<UDRE)
#define RX_COMPLETE (1<<RXC)

```

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

```

// USART Receiver buffer
#define RX_BUFFER_SIZE 8
char rx_buffer[RX_BUFFER_SIZE];
#if RX_BUFFER_SIZE <= 256
unsigned char rx_wr_index,rx_rd_index,rx_counter;
#else
unsigned int rx_wr_index,rx_rd_index,rx_counter;
#endif
// This flag is set on USART Receiver buffer overflow
bit rx_buffer_overflow;
// USART Receiver interrupt service routine
interrupt [USART_RXC] void usart_rx_isr(void)
{
char status,data;
status=UCSRA;
data=UDR;
// Wait for the AD conversion to complete
while ((ADCSRA & 0x10)==0);
ADCSRA|=0x10;
return ADCW;
}
// Declare your global variables here
void main(void)
{
// Declare your local variables here
// Input/Output Ports initialization
// Port A initialization
// Func7=In Func6=In Func5=In Func4=In Func3=In
Func0=In
// State7=T State6=T State5=T State4=T State3=T
State0=T
PORTA=0x00;
DDRA=0x00;
// Port B initialization
// Func7=In Func6=In Func5=In Func4=In Func3=In
Func0=In
// State7=T State6=T State5=T State4=T State3=T
State0=T
PORTB=0x00;
DDRB=0x00;
// Port C initialization

// Func7=In Func6=In Func5=In Func4=In Func3=In Func2=In
Func1=In

```

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

```

Func0=In
// State7=T State6=T State5=T State4=T State3=T State2=T State1=T
State0=T
PORTC=0x00;
DDRC=0x00;
PORTD=0x00;
DDRD=0x00;
TCCR0=0x00;
TCNT0=0x00;
OCR0=0x00;
TCCR1A=0x00;
TCCR1B=0x05;
TCNT1H=0x00;
TCNT1L=0x00;
ICR1H=0x00;
ICR1L=0x00;
OCR1AH=0x1E;
OCR1AL=0x85;
OCR1BH=0x00;
OCR1BL=0x00;
UCSRA=0x00;
UCSRB=0xD8;
UCSRC=0x86;
UBRRH=0x00;
UBRRL=0x33;
// Analog Comparator initialization
// Analog Comparator: Off
// Analog Comparator Input Capture by Timer/Counter 1: Off
ACSR=0x80;
SFIOR=0x00;
// ADC initialization
// ADC Clock frequency: 62,500 kHz
// ADC Voltage Reference: AVCC pin
// ADC Auto Trigger Source: ADC Stopped
ADMUX=ADC_VREF_TYPE & 0xff;
ADCSRA=0x87;
// SPI initialization
// SPI disabled
SPCR=0x00;
// TWI initialization
// TWI disabled
TWCR=0x00;
// Alphanumeric LCD initialization
// Connections are specified in the

```

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		63

```

// Project|Configure|C Compiler|Libraries|Alphanumeric LCD menu:
// RS - PORTC Bit 0
// RD - PORTC Bit 1
// EN - PORTC Bit 2
// D4 - PORTC Bit 4
// D5 - PORTC Bit 5
// D6 - PORTC Bit 6
// D7 - PORTC Bit 7
// Characters/line: 16
lcd_init(16);
// Global enable interrupts
#asm("sei")

while (1)
{
// Place your code here
switch (getchar()){
case 'c':{putchar('y'); break;}
case 'p':{
lcd_clear();
volts=(5.0*read_adc(1)/1024.0);
if(((volts>=0.0)&&(volts<2.94))){
lcd_gotoxy(0,0);
lcd_puts("OK");
putchar('o'); }
else{
lcd_gotoxy(0,0);
lcd_puts("ERROR");
putchar('e'); }
volts=(5.0*read_adc(0)/1024.0);
volts2=(5.0*read_adc(2)/1024.0);
lcd_gotoxy(0,1);
sprintf(buf,"%0.1f=%0.1f=%0d",volts*7.936,volts2*1.361, freq);
printf("%0s\r",buf);
lcd_puts(buf);
break;
}}}}

```

					ДП.АКІТ.10658647.00.00.000 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		