

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____ 2025 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

за другим (магістерським) рівнем вищої освіти
на тему:

«Оцінка ефективності енергозберігаючих заходів в системах водопостачання з розробкою ефективної моделі насосної станції»

Виконав здобувач вищої освіти
_____ II курсу, групи ЕНМ-24М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

_____ Кирило ГОРДОВОЙ
« ____ » _____ 2025 р.

Керівник роботи к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
« ____ » _____ 2025 р.

Рецензент

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту
Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту
Освітній ступінь магістр
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри
Плешков П.Г.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Гордого Кирила Олексійовича
(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Оцінка ефективності енергозберігаючих заходів в системах водопостачання з розробкою ефективної моделі насосної станції
Assessment of the effectiveness of energy-saving measures in water supply systems with the development of an effective pumping station model

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 15.12.2025 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Вплив насосних станцій на ефективність водопостачання; Моделювання режимів роботи насосної станції; Обґрунтування необхідності впровадження енергозберігаючих рішень у системі водопостачання; Енергозбереження в електроприводах насосних установок; Охорона праці та безпека функціонування насосної станції; Висновки

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ</i>	<i>06.10.25</i>	
2	<i>Вплив насосних станцій на ефективність водопостачання</i>	<i>13.10.25</i>	
3	<i>Моделювання режимів роботи насосної станції</i>	<i>20.10.25</i>	
4	<i>Обґрунтування необхідності впровадження енергозберігаючих рішень у системі водопостачання</i>	<i>27.10.25</i>	
5	<i>Енергозбереження в електроприводах насосних установок</i>	<i>10.11.25</i>	
6	<i>Охорона праці та безпека функціонування насосної станції</i>	<i>17.11.25</i>	
7	<i>Висновки</i>	<i>24.11.25</i>	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки МР</i>	<i>28.11.25</i>	
9	<i>Оформлення презентаційної частини МР</i>	<i>01.12.25</i>	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис керівника _____

Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2025 р.

Підпис здобувача _____

Кирило ГОРДОВОЙ

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота: 106 с.; 11 рис.; 20 табл.; 13 джерел.

Гордовой К.О. Оцінка ефективності енергозберігаючих заходів в системах водопостачання з розробкою ефективної моделі насосної станції. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2025 рік.

Мета роботи полягає у підвищенні ефективності насосного обладнання шляхом оптимізації режимів його роботи, зменшення енергетичних витрат і зниження експлуатаційних витрат підприємств водопровідно-каналізаційного господарства.

У роботі проведено аналіз сучасних методів регулювання продуктивності насосних агрегатів, зокрема дроселювання та частотного регулювання, визначено їх технічні, енергетичні та економічні особливості. На підставі експериментальних досліджень побудовано напірно-витратні та енергетичні характеристики насоса, встановлено вплив частотного електроприводу на коефіцієнт корисної дії агрегату та споживання електроенергії.

Результати роботи підтверджують технічну та економічну ефективність модернізації систем водопостачання шляхом застосування частотно-керованих приводів та можуть бути використані під час проектування та експлуатації енергоефективних насосних станцій у комунальному, промисловому та аграрному секторах.

Ключові слова: енергозбереження, Smart Metering, автоматизований облік, Smart IMS, побутові споживачі, електробезпека, цифровізація, енергоефективність.

ABSTRACT

Qualification work: 106 p.; 11 fig.; 20 tables; 13 sources.

Gordovoy K.O. Assessment of the effectiveness of energy-saving measures in water supply systems with the development of an effective model of a pumping station. – Manuscript.

Master's thesis in specialty 141 "Electrical power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2025.

The purpose of the work is to increase the efficiency of pumping equipment by optimizing its operating modes, reducing energy costs and reducing operating costs of water supply and sewage enterprises.

The work analyzes modern methods of regulating the productivity of pumping units, in particular throttling and frequency control, and determines their technical, energy and economic features. Based on experimental studies, the pressure-flow and energy characteristics of the pump were constructed, and the influence of the frequency electric drive on the efficiency of the unit and electricity consumption was established.

The results of the work confirm the technical and economic efficiency of the modernization of water supply systems through the use of frequency-controlled drives and can be used during the design and operation of energy-efficient pumping stations in the municipal, industrial and agricultural sectors.

Keywords: energy saving, Smart Metering, automated accounting, Smart IMS, household consumers, electrical safety, digitalization, energy efficiency.

ЗМІСТ

	ВСТУП.....	8
1	ВПЛИВ НАСОСНИХ СТАНЦІЙ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВОДОПОСТАЧАННЯ.....	10
1.1	Загальна характеристика насосних станцій систем водопостачання та водовідведення.....	10
1.2	Основні елементи насосних комплексів	15
1.3	Сучасні тенденції енергоспоживання насосних систем.....	20
1.4	Методи оцінки енергоефективності насосних станцій.....	24
1.4.1	Вплив режимів роботи насосних установок на енергоефективність	25
1.4.2	Організаційно-технічні заходи та правильний підбір насосів.....	26
1.4.3	Енергоспоживання насосних установок і шляхи його зниження..	28
2	МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ..	30
2.1	Структура експериментального стенду та опис елементів вимірювально-керувальної системи	30
2.2	Розрахунки трубопроводу.....	37
3	ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ РІШЕНЬ У СИСТЕМІ ВОДОПОСТАЧАННЯ.....	41
3.1	Оцінка надійності та технічного стану електроприводів змінного струму.....	41
3.2	Особливості електроспоживання механізмів із важкими умовами пуску.....	51
3.2.1	Методи пуску потужних асинхронних двигунів змінного струму.	53
3.2.2	Використання активних і реактивних елементів у ланцюзі статора.....	57
3.2.3	Пуск асинхронних електродвигунів із застосуванням регулятора напруги у статорному колі.....	58
3.2.4	Асинхронно-частотний пуск електропривода.....	60
3.2.5	Пускові системи асинхронних двигунів з квазічастотним управлінням.....	61
3.3	Експлуатаційні критерії пускових систем.....	64

3.4	Ключові проблеми, що визначають ефективність пуску.....	69
3.5	Економічна ефективність застосування систем керованого пуску насосних агрегатів.	73
4	ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРОПРИВОДАХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК.....	76
4.1	Електроприводи змінної частоти обертання у системах оптимізації режимів насосних станцій.....	76
4.2	Регулювання швидкості електродвигунів насосних агрегатів....	77
4.3	Експериментальне визначення напірно-витратних та енергетичних характеристик насосного агрегату.....	86
4.4	Економічне обґрунтування методів регулювання продуктивності насосів.	91
4.5	Оцінка економічної ефективності застосування систем керованого пуску насосних агрегатів.....	95
4.5.1	Порівняльні річні витрати на ремонти асинхронних двигунів....	96
4.5.2	Зменшення витрат на підшипникові вузли.....	97
4.5.3	Сумарний річний економічний ефект від зменшення ремонтних витрат.....	97
4.5.4	Витрати на впровадження системи керованого пуску та строк окупності.....	98
4.5.5	Витрати на електроенергію: актуальні тарифи та можливість зниження платні.....	98
4.5.6	Узагальнений економічний результат та строк окупності.....	100
5	ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ФУНКЦІОНУВАННЯ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ.....	101
5.1	Загальні положення.....	101
5.2	Виявлення небезпечних та шкідливих виробничих факторів.....	101
5.3	Вимоги електробезпеки.....	102
5.4	Вимоги безпеки при роботі насосного обладнання.....	102
5.5	Пожежна та вибухова безпека.....	103
	ВИСНОВКИ.....	104
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	106

ВСТУП

Енергія, особливо електрична, є одним із визначальних чинників розвитку сучасного індустріального суспільства. Вона забезпечує функціонування всіх сфер економіки, зокрема промисловості, транспорту, житлово-комунального господарства та систем життєзабезпечення. Дослідження підтверджують, що рівень соціально-економічного розвитку регіону безпосередньо корелює зі споживанням електроенергії на душу населення. Проте зростання потреб в енергії та обмеженість природних ресурсів вимагають переходу до раціонального енергоспоживання й упровадження енергозберігаючих технологій.

Енергозбереження є багатогранною діяльністю, яка поєднує організаційні, наукові, технічні й інформаційні аспекти, спрямовані на оптимізацію використання енергоресурсів. В Україні актуальність цієї проблематики особливо зросла після здобуття незалежності, коли виникла потреба у зменшенні енергетичної залежності та формуванні власної ефективної політики у сфері енергетики. Прийняття Закону України «Про енергозбереження» започаткувало правові засади для впровадження державних і регіональних програм з підвищення енергоефективності, що нині доповнюються новими нормативно-правовими актами, орієнтованими на енергетичну стійкість і цифровізацію енергетичного сектору.

Сучасний етап розвитку енергетики характеризується активним переходом до інтелектуальних систем обліку та керування споживанням енергії (Smart Metering, Smart Grid). Ці технології забезпечують не лише точний контроль енергоспоживання, але й підвищують ефективність роботи об'єктів інфраструктури за рахунок аналітики та прогнозування навантажень. Одним із напрямів, де питання енергозбереження набуває особливої ваги, є системи водопостачання, адже вони становлять значну частку в структурі електроспоживання комунального господарства.

Підвищення ефективності насосних станцій — ключовий резерв зменшення енергозатрат в цій галузі. Оптимізація їх роботи, використання частотно-регульованих електроприводів, сучасних систем автоматизації та енергоаудиту дозволяє істотно скоротити споживання електроенергії без погіршення якості водопостачання. Саме тому розробка ефективної моделі насосної станції, що поєднує енергоощадні принципи та цифрові методи керування, є важливою складовою сучасних підходів до управління енергоспоживанням.

1 ВПЛИВ НАСОСНИХ СТАНЦІЙ НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ВОДОПОСТАЧАННЯ

1.1 Загальна характеристика насосних станцій систем водопостачання та водовідведення

Насосні станції є ключовими елементами інфраструктури систем водопостачання та водовідведення, які забезпечують стабільну подачу води споживачам і її відведення після використання. Вони являють собою інженерно-технічні комплекси, що включають будівельні споруди, насосно-енергетичне обладнання, системи автоматики, контролю та керування технологічними процесами.

Конфігурація і склад насосної станції визначаються призначенням об'єкта, умовами експлуатації, технологічними вимогами, а також завданнями раціонального використання водних ресурсів і захисту довкілля. Під час проектування враховують не лише технічні параметри насосного обладнання, але й енергоефективність, надійність, можливість автоматизованого керування та інтеграцію з цифровими системами моніторингу.

Сучасні насосні комплекси дедалі частіше будуються з урахуванням концепцій енергоощадності та сталого розвитку. Використання частотно-регульованих приводів, адаптивних систем керування, а також цифрових платформ диспетчеризації (SCADA, IoT-рішення) дозволяє не лише зменшити енергоспоживання, а і підвищити ефективність експлуатації обладнання, подовживши його ресурс.

Таким чином, насосні станції водопровідно-каналізаційного господарства виступають стратегічно важливими об'єктами енергетичної та економічної інфраструктури країни, впливаючи як на якість життя населення, так і на рівень енергетичної незалежності регіонів.

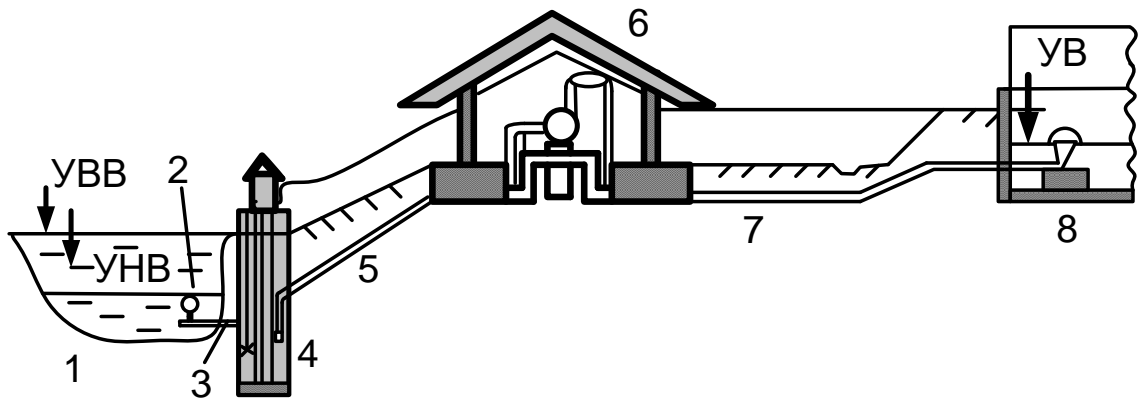


Рисунок 1.1– Схематична структура насосної станції

1 – джерело води; 2 – водоприймальний пристрій; 3 – підвідний трубопровід; 4 – береговий колодязь; 5 – всмоктувальний трубопровід насоса; 6 – будівля насосної станції; 7 – напірний водогін; 8 – приймальна камера змішувача або водонапірна вежа.

Насосні комплекси господарсько-питного та промислового водопостачання поділяються за місцем у системі та виконуваними завданнями. Залежно від ролі у схемі виділяють станції першого, другого, третього підйому та підвищувальні установки. У замкнених схемах технічного водопостачання підприємств застосовуються циркуляційні станції.

Станції першого підйому забезпечують забір води безпосередньо з джерела та подачу її на очисні споруди або, якщо вода відповідає нормативним вимогам, — у резервуари, водонапірні башти чи розподільчі магістралі. На промислових об'єктах, де потрібна вода різної якості, одне й те саме обладнання може подавати її як на очищення, так і безпосередньо споживачам.

Станції другого підйому призначені для транспортування очищеної води з резервуарів чистої води до споживачів. Вони виконують роль проміжного ланцюга між очисними спорудами та розподільною мережею.

Підвищувальні станції (або підкачувальні агрегати) використовуються для підвищення тиску води у магістралях або водогонах. Вони приймають потік із однієї ділянки мережі та подають його далі під більшим напором — до віддалених районів, окремих корпусів чи протяжних водопроводів.

Циркуляційні станції інтегруються в оборотні системи технічного водопостачання підприємств і енергетичних об'єктів. Принцип їх роботи базується на повторному використанні води: одні насоси відводять відпрацьовану воду на охолоджувальні або очисні пристрої, а інші повертають підготовлену воду назад до технологічного обладнання. Такі системи обслуговують установки, що потребують охолодження — конденсатори турбін, теплообмінники доменних і сталеплавильних печей, прокатні агрегати та інше.

Тип і кількість насосів, а також конфігурація трубопроводів визначаються схемою системи — прямою чи замкненою, а також видом охолоджувальних пристроїв на об'єкті.

Насосні станції каналізаційних мереж призначені для підйому стічної води до очисних споруд у тих випадках, коли рельєф місцевості не дозволяє забезпечити самопливний рух. Вони також застосовуються, щоб уникнути надмірного заглиблення самотечного колектора: у такій схемі стічна вода із нижчого колектора піднімається і подається у розташований вище.

Вибір місця розташування та кількості насосних станцій в загальній системі каналізації здійснюється з урахуванням планувальних, санітарних, гідрологічних та топографічних умов місцевості. Рішення приймається на основі техніко-економічного порівняння всіх можливих варіантів організації мережі.



Рисунок 1.2 – Схема каналізаційної насосної станції.

Вид водопровідної насосної станції визначають її функціональне призначення, обсяг подачі, а також характеристики джерела водопостачання, розташування будівлі відносно водозабірної споруди, тип та параметри основного насосного обладнання та приводних систем, кліматичні умови, рельєф і гідрогеологічні особливості місцевості.

У значній мірі вибір конструкції станції залежить від системи керування насосними агрегатами, яка визначає режим роботи і ефективність перекачування.

Різні поєднання технічних та експлуатаційних умов призводять до великої кількості ознак, за якими класифікують типи та конструкції насосних станцій водопровідних і каналізаційних мереж.

За характером основного обладнання станції можуть бути:

- а) з відцентровими горизонтальними чи вертикальними насосами;
- б) з осьовими та діагональними насосами горизонтального, похилого або вертикального виконання;
- в) із об'ємними насосами;
- г) із водопідйомниками різних конструкцій.

Окрему групу становлять нестационарні (мобільні) насосні станції, призначені для короткочасної сезонної експлуатації. Вони застосовуються при тимчасовій подачі невеликих обсягів води, значних коливаннях рівня у

вододжерелі або для водопостачання декількох близько розташованих об'єктів за встановленою черговістю.

Основні переваги мобільних насосних станцій полягають у наступному:

а) можливість швидко змінювати місце установки у разі підвищення або зниження рівня води у вододжерелі або при поливанні різних ділянок за черговістю;

б) відсутність необхідності монтажних та демонтажних робіт на станціях, що піддаються затопленню паводками;

в) можливість переносу станції з одного будівельного об'єкта на інший для проведення водовідливних робіт або забезпечення водою будівельних потреб.

Мобільні установки зазвичай серійно виготовляються на заводах, що знижує їхню вартість, економить будівельні матеріали, забезпечує високу якість збірки та дозволяє швидко вводити станції в експлуатацію.

За типом приводу мобільні насосні станції можуть оснащуватися електричними двигунами або двигунами внутрішнього згорання, що забезпечує гнучкість застосування у різних умовах.

Особлива група становлять меліоративні насосні станції, призначені для подачі води у зрошувальні системи та системи сільськогосподарського водопостачання. Такі установки, як правило, сезонні. Виняток становлять станції, що забезпечують водою зрошувальні мережі з регулюючим водосховищем. У цьому випадку головні насосні станції можуть подавати воду з джерела протягом року, накопичуючи необхідний обсяг у водосховищі, щоб у поливний період забезпечити подачу самопливом або за допомогою перекачувальних станцій.

Зрошувальні станції мають значно більшу продуктивність порівняно зі станціями водопостачання. Вони допускають тимчасове зменшення подачі або короткочасну повну зупинку (2–3 дні) у аварійних випадках. Під час сезонної експлуатації спрощуються питання обслуговування: відпадає

необхідність опалення, боротьби з обмерзанням ґрат, різкого збільшення тиску. Це дозволяє інакше організувати внутрішню компоновку комунікацій, резервів та інших елементів станції.

1.2 Основні елементи насосних комплексів

До складу основного обладнання насосних станцій входять насоси, привідні механізми (електродвигуни або двигуни внутрішнього згоряння), а також трубопровідна система із регулюючою та запірною арматурою.

В сучасних насосних системах найпоширенішими є лопатеві насоси, серед яких домінують відцентрові та осьові.

Відцентрові насоси застосовуються найчастіше — вони призначені для подачі холодної й гарячої води, в'язких чи агресивних рідин, стічних потоків, а також сумішей води з ґрунтом, золою, шлаком, торфом або подрібненим вугіллям. Принцип їх роботи полягає в передачі кінетичної енергії частинкам рідини від обертового робочого колеса. Під дією відцентрової сили ці частинки відкидаються до стінок корпусу насоса, звідки потрапляють у напірний трубопровід, тоді як на їхнє місце надходить нова порція води. Такий процес забезпечує безперервну подачу.

Робочі колеса можуть мати однобічне або двостороннє підведення рідини. Останній варіант дозволяє майже повністю врівноважити тиск на бічні поверхні колеса, що підвищує надійність і зменшує осьове навантаження.

Одним із ключових параметрів таких насосів є коефіцієнт швидкохідності, який визначається як кількість обертів за одну хвилину для геометрично подібного колеса, що при подачі 75 л/с створює напір 1 метр. Цей показник характеризує гідравлічні властивості насоса та дозволяє здійснювати вибір оптимального типу обладнання для конкретних умов експлуатації.

Для створення значних натисків застосовують багатоступеневі насоси, у яких вода послідовно проходить через кілька робочих коліс, отримуючи від кожного з них додаткову енергію.

Характерною особливістю відцентрових насосів є залежність основних параметрів — напору, потужності, коефіцієнта корисної дії (ККД) та допустимої висоти всмоктування — від подачі. Для кожного типу насоса ці залежності визначаються за графічними характеристиками, що відображають робочі режими. При певній подачі ККД досягає максимального значення, а зі збільшенням витрати поступово знижується.

Сучасні відцентрові насоси українського виробництва забезпечують подачу води до 65 000 м³/год при напорі 18,5 м і споживаній потужності близько 7,5 МВт, досягаючи ККД у межах 88–92 %.

Більшість осьових насосів є одноступеневими, рідше — двоступеневими. Регулювання подачі здійснюється шляхом зміни кута нахилу лопатей, що дозволяє підтримувати високий ККД в широкому діапазоні навантажень. Робочі колеса таких насосів відзначаються високим коефіцієнтом швидкохідності — до 1500 об/хв, що забезпечує ефективність їхньої роботи при великих витратах води.



Рисунок 1.4– Осьовий насос

Привід насосних агрегатів

В якості приводу насосів найчастіше застосовують електродвигуни змінного струму — асинхронні з короткозамкненим ротором та синхронні. У

деяких випадках, зокрема при необхідності плавного пуску або регулювання швидкості обертання, використовують асинхронні двигуни із фазним ротором.

Електроприводи потужністю до 350 кВт зазвичай виконуються на напругу 380–660 В, тоді як двигуни більшої потужності працюють при 6–10 кВ. Такий розподіл забезпечує оптимальні умови експлуатації та мінімальні втрати електроенергії в системі живлення.

У пересувних насосних установках як джерело механічної енергії іноді застосовують двигуни внутрішнього згоряння. Вони забезпечують автономність роботи комплексу, що особливо важливо при відсутності підключення до електричних мереж.



Рисунок 1.5– Асинхронний електродвигун

Асинхронні двигуни цього типу відзначаються високою надійністю, простотою обслуговування та добрим поєднанням із насосними агрегатами різного призначення, що робить їх універсальним рішенням у системах водопостачання та водовідведення.



Рисунок 1.6– Синхронний електродвигун

Трубопроводи та арматура насосних станцій.

Внутрішні трубопровідні системи насосних комплексів — всмоктувальні й напірні лінії, колектори та з'єднувальні ділянки — виготовляються переважно зі сталевих труб, що з'єднуються зварним способом для забезпечення герметичності та міцності з'єднань.

Як трубопровідна арматура застосовуються засувки, дискові затвори та зворотні клапани, які регулюють та перекривають потік води або запобігають її зворотному руху.

За конструктивним виконанням засувки поділяють на:

- паралельні, у яких запірні елементи розташовані паралельно напрямку потоку;
- клинові, що забезпечують щільніше прилягання дисків у закритому положенні.

Для засувок великого діаметра або тих, які працюють у системах із дистанційним чи автоматизованим управлінням, передбачаються електричні або гідравлічні приводи.

Щоб урівноважити тиск по обидва боки диска у великих засувках, встановлюється обвідна лінія (байпас), яка полегшує відкривання і закривання арматури під тиском.



Рисунок 1.7– Сталева засувка

Як запірно-регулюючу арматуру в насосних системах застосовують затвори, що забезпечують швидке перекриття або регулювання потоку води.

Останніми роками широкого впровадження набули дискові затвори, які відзначаються компактністю, надійністю та простотою обслуговування. Для підвищення ефективності керування вони часто оснащуються електричними приводами, що дозволяє реалізовувати дистанційне чи автоматизоване управління роботою арматури.



Рисунок 1.8 – Поворотний дисковий затвор

Зворотні затвори (клапани) виконують функцію запобігання спорожненню напірних трубопроводів зі зворотному руху води після зупинки насосного агрегату. Це дозволяє уникнути гідравлічних ударів та зворотного обертання робочого колеса насоса, що може призвести до пошкодження обладнання.

Існують різні конструктивні типи зворотних затворів — із сповільненою посадкою, однодискові, багатодискові, з противагою та інші.

Під час роботи насоса потік води відмикає диск, який повертається навколо осі, пропускаючи рідину в напірний трубопровід. Після зупинки

агрегату диск під дією власної маси та зворотного тиску води автоматично закриває прохід, герметично перекриваючи потік.

1.3 Сучасні тенденції енергоспоживання насосних систем

Витрати електроенергії основним обладнанням

Основна частка споживання електроенергії насосними установками припадає на процес підйому води та подолання гідравлічних втрат у трубопроводах. Додаткові енергетичні витрати виникають у самому насосному агрегаті — через тертя у підшипниках і сальникових ущільненнях, втрати на нагрівання обмоток електродвигуна, а також роботу системи охолодження.

Ефективність перетворення електроенергії на механічну оцінюється коефіцієнтом корисної дії (ККД). Для сучасних насосних систем, оснащених енергоефективними електродвигунами класу IE3–IE5 та гідравлічно оптимізованими робочими колесами, значення ККД зазвичай коливається від 0,7 до 0,93, в залежності від потужності, конструкції і режиму експлуатації.

Споживання енергії допоміжними системами

До складу допоміжного електротехнічного обладнання входять різні електроприводи — від насосів технічного обслуговування (відцентрових, шестерних) до компресорів, засувок, транспортерів, фільтрувальних сіток, підйомних механізмів тощо. На сучасних станціях ці системи часто автоматизовані та керуються частотними перетворювачами, що дозволяє знижувати енергоспоживання в непікові години.

Зазвичай потужність допоміжних електроприводів становить 1–20 кВт, проте окремі агрегати, наприклад, системи подрібнення твердих домішок або відкачувальні насоси для осушення, можуть мати потужність до кількох сотень кіловат.

Використання інтелектуальних систем керування (SCADA, Smart Control, IoT-моніторинг) в сучасних насосних комплексах дозволяє не лише контролювати споживання електроенергії, а й прогнозувати енерговитрати,

оптимізуючи роботу насосів відповідно до змін навантаження, що є ключовим елементом концепції енергоефективного водопостачання.

Для допоміжних систем характерний періодичний і короткочасний режим роботи. Електроприводи таких елементів, як засувки, затвори, осушні насоси та деякі інші механізми, працюють епізодично, лише у разі потреби.

Завдяки цьому їхня частка в загальному балансі енергоспоживання залишається низькою — близько 2–3 %. При цьому фактичне споживання електроенергії залежить від стану обладнання та конструкцій насосної станції. Наприклад, для дренажних насосів:

- якщо сальники, засувки та затвори в належному стані;
- за відсутності протікань через стіни та інші елементи будівель; то насоси працюють рідше, а тривалість їхнього включення мінімальна, що забезпечує економне використання електроенергії.

Таким чином, стан обладнання та технічне обслуговування безпосередньо впливають на енергоспоживання допоміжних систем і є ключовим фактором у підвищенні загальної енергоефективності насосних станцій.

Насоси осушних систем зазвичай включаються лише в разі аварійного затоплення приміщень насосної станції або під час планових перевірок та обслуговування обладнання.

У результаті, при відсутності аварійних ситуацій їхнє енергоспоживання залишається практично нульовим. Аналогічний режим характерний і для насосів систем пожежогасіння, які активуються лише при екстреній необхідності, що робить їхній внесок у загальне енергоспоживання станції мінімальним.

Витрати електроенергії на господарчо-побутові потреби

Опалення та вентиляція

Для створення комфортних і безпечних умов роботи обслуговуючого персоналу в приміщеннях насосної станції підтримується температура не

нижче $+16^{\circ}\text{C}$ і вологість 40–60 %. У приміщеннях, де постійна присутність персоналу не потрібна (наприклад, розподільні щити, сітки, що обертаються, та ін.), температура підтримується не нижче $+5^{\circ}\text{C}$, а верхня межа у всіх приміщеннях зазвичай становить $25\text{--}30^{\circ}\text{C}$.

Необхідний мікроклімат забезпечується за допомогою систем опалення та вентиляції, які забезпечують як підтримку температури, так і належну циркуляцію повітря.

Для насосних станцій, що знаходяться в зоні дії теплових мереж, системи опалення приєднуються до цих мереж. У разі їх відсутності споруджуються власні котельні, обладнані сучасними електроводогрійними котлами або котлами, що працюють на органічному паливі, із застосуванням автоматизованих систем керування для підвищення енергоефективності.

Окрім електроводогрійних котлів, для опалення насосних станцій застосовуються також електричні печі опору з трубчастими електронагрівачами (ТЕН). Потужність ТЕН варіюється від 0,3 до 5 кВт, залежно від об'єму приміщення та теплових потреб.

Система електроопалення споживає найбільшу частку електроенергії серед господарчо-побутових споживачів, до 6 % загального енергоспоживання насосної станції.

У станціях з котлами на органічному паливі або при підключенні до тепломережі електроспоживання обмежується роботою підпиточних, циркуляційних та допоміжних насосів невеликої потужності, проте витрати теплової енергії або палива (газу, вугілля) значні.

Залежно від тривалості опалювального сезону, розмірів станції та інших факторів, річне споживання теплової енергії насосними станціями складає приблизно $(4,2\text{--}21) \cdot 10^5$ МДж.

Системи вентиляції, як правило, не є енергоємними, однак у глибокозаглиблених каналізаційних станціях витрати електроенергії на вентиляцію можуть сягати 1–2 % загального споживання.

Електроосвітлення насосних станцій

Для освітлення насосних станцій застосовуються енергоефективні LED-світильники, а іноді — сучасні люмінесцентні низького тиску для проміжних рішень. LED-освітлення забезпечує низьке енергоспоживання, тривалий термін служби та стабільну освітленість.

Освітлення поділяється на чотири типи: робоче, ремонтне, охоронне та аварійне. Робоче освітлення забезпечує в машинних залах — 50–100 лк, в приміщеннях щитів управління та диспетчерських пунктів — 100–150 лк.

Ремонтне освітлення здійснюється переносними світильниками на 12 В, що підключаються до електромережі.

Охоронне освітлення розташовується вздовж огорожі станції та у деяких випадках інтегрується із зовнішнім освітленням території, забезпечуючи освітленість до 5 лк.

Аварійне освітлення автоматично включається при відключенні основного освітлення. Світильники аварійного типу живляться від акумуляторних батарей; в разі їх відсутності персонал використовує переносні ліхтарі на акумуляторах. Освітленість на диспетчерських пунктах та щитах управління становить 20–30 % від нормальної, в решті приміщень — до 5 %.

Сучасні енергоефективні системи освітлення забезпечують 1–2 % загального споживання електроенергії насосними станціями, що робить їх енергозберігаючими та економічно вигідними.

Баланс енергоспоживання насосних станцій

Аналіз енергоспоживання показує, що основні насосні агрегати, які виконують перекачування води, споживають 75–95 % загальної енергії насосної станції. Ця частка зростає з потужністю установки:

– для насосних агрегатів потужністю 800–1000 кВт понад 90–95 % електроенергії витрачається на основні агрегати;

– в малих установках з потужністю до 160 кВт, де електроенергія також використовується для опалення приміщень, ця частка знижується до 75 %, а в дрібних насосних установках — до 50 %.

На опалення будівель витрачається 5–10 % загальної електроенергії, тоді як допоміжні системи та механізми споживають біля 2–3 %. Додатково електроенергія витрачається на прилади сигналізації, контролю, автоматики, а іноді і на субабонентів, що підключені через розподільні пристрої станції, але не є безпосередніми споживачами води.

Найбільші обсяги енергоспоживання припадають на основні насосні агрегати, та їхня витрата електроенергії визначається технологічним процесом транспортування води.

Для забезпечення економічної роботи насосної станції першочергове значення має оптимізація режимів роботи основних насосних агрегатів. Паралельно слід враховувати допоміжні системи, такі як вентиляція, опалення та освітлення, проте основна увага приділяється практично ефективним режимам роботи насосних агрегатів, бо саме вони формують основне енергоспоживання станції.

1.4 Методи оцінки енергоефективності насосних станцій

Оцінка ефективності роботи насосних комплексів здійснюється за кількома важливими показниками:

1. Питома витрата електроенергії — відношення спожитої електроенергії до обсягу поданої води, що дозволяє порівнювати різні насосні установки незалежно від їх потужності.

2. Коефіцієнт використання потужності — відношення фактичної потужності, спожитої насосами в робочому режимі, до номінальної, що показує ступінь завантаження агрегатів.

3. Добові та сезонні графіки споживання електроенергії — дозволяють аналізувати зміну навантаження на насосну станцію протягом

дня та року, виявляючи пікові навантаження та періоди низького споживання.

4. Коефіцієнт корисної дії насосного агрегату (ККД) — визначається як відношення корисної гідравлічної роботи до електричної енергії, яка споживається. Для сучасних агрегатів з високоефективними електродвигунами та гідравлічно оптимізованими робочими колесами ККД може досягати 0,9 і більше.

Сучасні підходи до енергоменеджменту на насосних станціях включають системи автоматизованого керування і моніторингу (SCADA, IoT), що дозволяють:

- прогнозувати споживання електроенергії на підставі добових та сезонних навантажень;
- оптимізувати роботу насосів, знижуючи витрати у непікові години;
- планувати технічне обслуговування з урахуванням енергетичних показників;
- оцінювати ефективність впровадження енергозберігаючих заходів у реальному часі.

1.4.1 Вплив режимів роботи насосних установок на енергоефективність

Ефективність роботи насосної станції безпосередньо залежить від узгодженості режимів роботи насосів та системи транспортування води в цілому. Однією із основних причин неекономічного або потенційно небезпечного режиму є невідповідність робочих параметрів насоса (напір, подача) фактичним умовам мережі.

Для забезпечення економічних та безпечних режимів роботи необхідно:

- правильно підібрати складові насосного обладнання;
- визначити найбільш ефективні поєднання насосів різних типів;

- усунути невідповідність параметрів насоса та мережі за допомогою підбору робочих коліс різного діаметра або регулювання частоти обертання насосного агрегату.

Насос повинен працювати в межах свого розрахункового режиму, тобто перекачувати рідини, для яких він призначений. Використання насосів поза розрахунковими умовами веде до зниження ефективності та прискореного зносу устаткування.

У випадках, коли насоси перекачують рідини, які відрізняються за фізико-хімічними властивостями від проектних (наприклад, забруднені або агресивні води), потрібно впроваджувати спеціальні заходи:

- обмежувати попадання сторонніх включень;
- збільшувати зазори у проточній частині насосів, наприклад, шляхом підгонки чи обточування робочих коліс;
- використовувати сучасні матеріали та покриття для підвищення зносостійкості.

Такі заходи дозволяють підтримувати економічні режими роботи, продовжують термін служби насосів і забезпечують безпеку системи трубопроводів.

1.4.2 Організаційно-технічні заходи та правильний підбір насосів

Для забезпечення економічної і безпечної роботи насосних установок необхідно впроваджувати організаційно-технічні заходи:

- збільшувати частоту оглядів, перевірок та профілактичних ремонтів;
- скорочувати тривалість ремонтного циклу, щоб своєчасно замінювати зношені деталі та вузли.

Проте такі заходи не завжди забезпечують оптимальний результат, тому доцільно використовувати аналогічні насоси, близькі за технічними характеристиками. Наприклад, для перекачування стічних вод можуть застосовуватися ґрунтові або подібні насоси.

Однією з ключових вимог є експлуатація насосів в межах їх номінальних параметрів. Відхилення робочих характеристик від проектних призводить до зниження ККД та перевитрати електроенергії.

При виборі насосів слід враховувати:

- можливі зміни гідравлічної схеми насосної установки;
- коливання рівня і тиску на вході в насос;
- забезпечення безкавітаційного режиму, тобто тиск на вході має перевищувати критичний, який визначається як тиск насиченої пари перекачуваної рідини.

Гідравлічні параметри системи відіграють вирішальну роль в режимі роботи насоса. Ефективна взаємодія насосної установки та мережі трубопроводів досягається, якщо:

- подача насоса відповідає витраті в мережі;
- натиск, створюваний насосом, дорівнює сумі гідравлічних втрат в системі та статичної висоти підйому води.

Невідповідність параметрів насоса і мережі або використання насосів із «запасом» без специфічних заходів може призвести до:

- перевантажень;
- явищ кавітації;
- помпажу та інших небезпечних режимів.

Також при виборі насосів враховуються фізико-хімічні властивості води, особливо її в'язкість, яка може змінюватися:

- під впливом температури навколишнього середовища;
- через енергію, передану рідині насосом.

Відцентрові насоси, що належать до динамічних насосів, призначені для перекачування малов'язких рідин. Інколи вони можуть працювати з рідинами, які стають менш в'язкими при нагріванні або під впливом енергії, що передається насосом.

При підборі насосного агрегату потрібно враховувати умови його експлуатації, зокрема:

- тип приміщення (закрите або відкрите);
- періодичність роботи насоса;
- вид приводу та спосіб регулювання;
- кваліфікацію обслуговуючого персоналу;
- кількість і тип насосів на об'єкті;
- технічні характеристики вантажопідйомних механізмів;
- наявність ремонтної бази та іншого забезпечення.

Вибір насосного обладнання повинен супроводжуватися економічним обґрунтуванням, що дозволяє зменшити приведені витрати, окрім технічних розрахунків.

Особливу увагу приділяють можливості спільної роботи різнотипних насосів в повному діапазоні режимів установки. При паралельній експлуатації агрегатів необхідно забезпечити близькі номінальні натиски в робочій зоні характеристики, а при послідовній роботі – рівність подачі. Важливо враховувати, що насоси, які ефективно працюють паралельно при максимальних подачах, можуть бути неефективними при мінімальних значеннях, і навпаки.

Через це при виборі насосів проводиться аналіз спільного режиму роботи насосів та трубопроводів, з визначенням робочих параметрів установки в цілому та кожного агрегату окремо. При цьому розглядаються можливі режими роботи по всьому діапазону подач – від мінімального до максимального – з врахуванням коливань рівня води в приймальних та напірних резервуарах, а також змін тиску на вході та виході насосних агрегатів.

1.4.3 Енергоспоживання насосних установок і шляхи його зниження

Щороку насосні установки країни споживають приблизно 20% від загального виробництва електроенергії енергосистемами країни. На жаль, більшість насосних агрегатів працює не в економічно оптимальному режимі. У звіті Українського центру водно-екологічних проблем

зазначається, що багато насосних агрегатів працюють з ККД $\approx 25-45\%$, що вказує на значні втрати.

Наприклад, через застосування неекономічних способів регулювання роботи насосів у системах водопостачання та водовідведення втрачається 5–15% електроенергії, а в деяких випадках – до 20–25%.

Широке впровадження сучасних технологій регулювання, заснованих на зміні частоти обертання робочих коліс насосів (частотні перетворювачі, VFD), може істотно зменшити енергоспоживання насосних установок. Це дозволяє підвищити ефективність використання електроенергії, скоротити кількість насосних агрегатів на станціях за рахунок збільшення одиничної потужності, зменшити обсяги будівельних споруд та стабілізувати тиск у мережі. Крім того, застосування таких методів сприяє зниженню витоків і економії води в системах водопостачання на 3–5%.

Інші методи економії електроенергії включають оптимізацію профілю кромки та шліфування лопатей робочих коліс, що дозволяє знизити споживання на 2–3%.

2 МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ

2.1 Структура експериментального стенду та опис елементів вимірювально-керувальної системи

Функціональна схема лабораторного стенду, призначеного для дослідження режимів роботи насосної установки, показана на рисунку 2.1. Комплекс включає два паралельно під'єднані насосні агрегати (НА) 1 і 2, кожен із яких оснащено асинхронним електроприводом АД1 та АД2 відповідно.

Регулювання гідравлічних параметрів здійснюється через засувки:

- Z1 та Z3 — на напірній лінії насоса 1;
- Z2 та Z4 — на виході насоса 2.

Для контролю параметрів роботи передбачені:

- стрілочний та електронний датчики тиску Н1 і НЕ1 на виході першого насоса;
- стрілочний манометр Н2 на напірному трубопроводі другого насоса;
- витратоміри Q1 (вихід другого НА) та Q2 (витрата в мережі).

Другий насосний агрегат виконує роль джерела керованого протитиску в системі. Зміна статичного напору реалізується регулюванням швидкості обертання АД2 або позицією засувки Z4. Це дозволяє моделювати різні технологічні умови та досліджувати вплив параметрів мережі на ефективність роботи основного насоса.

У колі живлення АД1 встановлено однофазний перетворювач частоти (ПЧ) з номінальною напругою 220 В, який забезпечує плавне частотне регулювання. Контроль електричних параметрів здійснюється амперметром А1, вольтметром U1 та ватметром W1, що дозволяє досліджувати енергетичні характеристики системи «ПЧ–електродвигун».

Швидкість обертання АД1 визначається за допомогою тахогенератора ТГ1, який встановлено на спільному валу з електродвигуном, а також відображається на індикаторних засобах ПЧ.

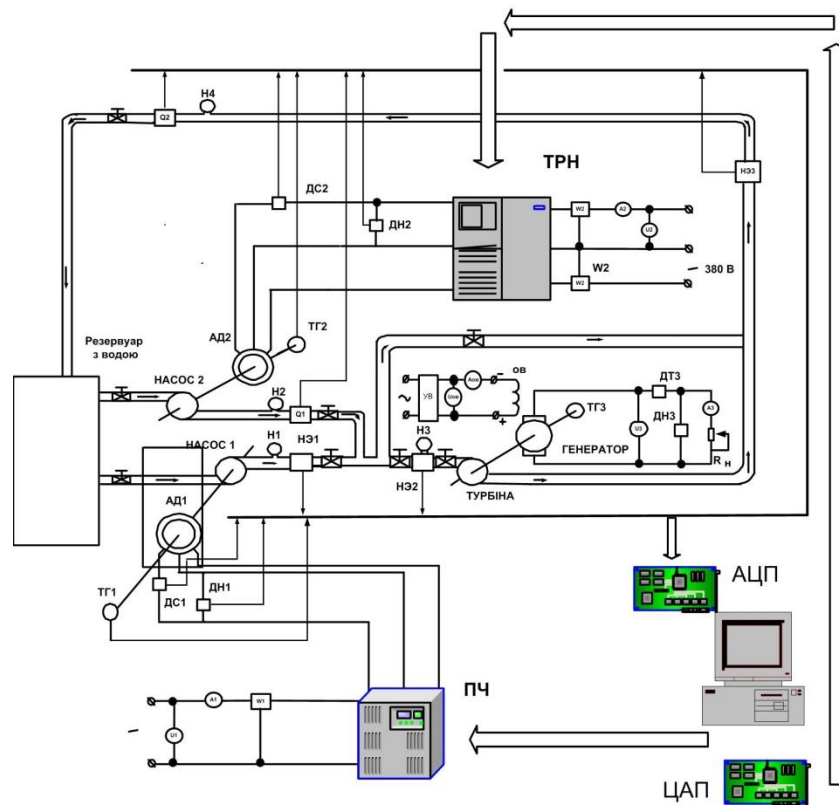


Рисунок 1.1 - Функціональна схема лабораторного стенду для дослідження режимів роботи НУ

Датчики струму ДТ1 та напруги ДН1 призначені для електронного вимірювання миттєвих значень струму та напруги в силовому колі електроприводу АД1.

У живильному колі другого асинхронного двигуна АД2 встановлено трифазний тиристорний регулятор напруги (ТРН), який забезпечує плавне керування подачею електроенергії на привод другого насосного агрегату. Контроль електричних параметрів системи «ТРН–АД2» здійснюється за допомогою амперметра А2, вольтметра U2 та ватметра W2. Додатково датчики ДТ2 (струму) та ДН2 (напруги) забезпечують реєстрацію миттєвих електричних величин у силовому колі АД2. Швидкість обертання вала АД2 вимірюється тахогенератором ТГ2, встановленим в одну вісь з електродвигуном.

У трубопровідній мережі стенду вмонтована гідравлічна машина, що працює в турбінному режимі та з'єднана паралельно із засувкою Z6.

Контроль тиску на виході турбіни виконується стрілочним манометром НЗ та електронним датчиком тиску НЕ2.

На одному валу з турбінним агрегатом змонтовано генератор постійного струму з незалежним збудженням (ГПТ). Електричні параметри генератора контролюються амперметром АЗ та вольтметром УЗ. Частота обертання вала турбіни вимірюється тахогенератором ТГЗ, встановленим на спільному валу з ГПТ.

Паралельно якорю генератора підключено активне навантаження R_n . Режим роботи генератора задається регулюванням струму збудження в обмотці ОВ, що здійснюється через керований випрямляч УВ, встановлений у ланцюзі збудження. Контроль напруги $U_{ов}$ та струму $A_{ов}$ обмотки збудження забезпечують відповідні вимірювальні прилади.

Для визначення втрат напору в трубопровідній мережі встановлені датчики тиску Н4 (стрілочний) та НЕЗ (електронний). Моделювання режимів роботи споживача здійснюється за допомогою засувки Z7, положення якої дозволяє відтворювати зміну водорозбору у мережі.

Використовуване обладнання

Оновлені технічні характеристики турбомеханізмів і електричних машин, що входять до складу навчально-дослідного стенду, наведено у таблицях 2.1–2.2.

У лабораторній установці застосовуються два відцентрові насоси та один турбінний модуль, що дозволяє моделювати різні схеми взаємодії насосних агрегатів (паралельна робота, створення протитиску, робота в напірному контурі). Основні параметри (подача, напір та частота обертання) наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Параметри гідравлічних агрегатів

Агрегат	Марка	Продуктивність, m^3/c	Напір, м	Оберти, xv^{-1}
НА-1	БЦ 1,2-20-У1.1	$1,2 \times 10^{-3}$	22,0	3000,0
НА-2	БЦ 1,1-18-У1.1м	$1,1 \times 10^{-3}$	18,0	3000,0
Турбінний блок	БЦ 1,2-18-У1.1	$1,2 \times 10^{-3}$	22,0	3000,0

Привід обох насосів виконано на асинхронних двигунах однакового типорозміру з близькими енергетичними характеристиками. Турбінний агрегат з'єднаний з генератором постійного струму, що дає можливість відпрацьовувати режими гальмування, енергетичного зворотного зв'язку та зміни навантаження. Узагальнені параметри електричних машин розміщено в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 - Характеристики електричних машин

Позначення	Модель	Потужність, кВт	Напруга, В	Струм, А	cosφ	ККД, %	n, хв ⁻¹
АД-1	АІР 71А2У2	0,75	380	1,80	0,8	79	2820,0
АД-2	АЧР 71А2У2	0,75	380	1,80	0,8	79	2820,0
ГПТ	ГПТ-2	0,18	90	2,0	—	60	1500,0

Для керування швидкістю обертання першого електродвигуна використовується однофазний частотний перетворювач, що забезпечує плавну зміну частоти живлення в діапазоні низьких напруг. Його технічні характеристики наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Частотний перетворювач

Елемент	Модель	S, кВА	Діапазон напруги, В	Струм, А	Номінальна потужність двигуна, кВт
ПЧ	FR-S520-0.75K-EC	1,66	200–240	4,1	0,75

Другий електродвигун живиться через тиристорний регулятор напруги, що дозволяє задавати необхідний момент та частоту обертання другого насоса за рахунок керування фазовим кутом. Основні параметри ТРН наведено в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 - Тиристорний регулятор напруги

Елемент	Тип	S, кВА	Робоча напруга, В	Номінальний струм, А	Потужність двигуна, кВт
ТРН	—	4	200–400	10,0	0,7

Для реєстрації електричних параметрів (напруги, струму, потужності) у схемі встановлено комплект вольтметрів, амперметрів і ватметрів змінного та постійного струму. Вони забезпечують контроль як у силових колах приводів, так і в колах збудження генератора. Їх технічні характеристики наведено в таблиці 2.5

Таблиця 2.5 - Параметри вимірювальних приладів

Елемент	Модель	Рід струму	U _{ном} , В	I _{ном} , А	Потужність, кВт	f, Гц	Клас точності
U1	E377	змінний	500	–	–	50	1,5
U2	E377	змінний	500	–	–	50	1,5
U3	M381	постійний	60	–	–	–	1,5
U _{ов}	M4200	постійний	60	–	–	–	1,5
W1	Ц301	змінний	220	5	1	50	1,5
W2	Д335	змінний	380	5	3	50	1,5
A1	E377	змінний	–	5	–	50	1,5
A2	E365-1	змінний	–	5	–	50	1,5
A3	Fe2	змінний	–	2	–	–	1,5
A _{ов}	M2001/1	постійний	–	2	–	–	1,5

Для контролю гідравлічних параметрів мережі та насосів застосовуються манометри типу МПЗ-В. Вони встановлюються на ключових точках трубопроводу та забезпечують вимірювання надлишкового тиску у визначеному робочому діапазоні. Їх параметри узагальнено в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 - Дані манометрів МПЗ-У

Прилад	Модель	T _{max} , кгс/см ²	T _{min} , кгс/см ²	Вихідний сигнал	Точність
H1, H2, H3, H4	МПЗ-В	2,5	0,10	–	1,5

Опис використуваних датчиків

Цифровий лічильник–витратомір

В лабораторному стенді для вимірювання витрати рідини застосовано цифровий витратомір на основі турбінного лічильника ВСК М10/32 із підключеним електронним блоком обробки сигналу. Механічна частина

приладу складається з турбінного рахункового механізму, до якого додатково встановлена крильчатка та оптичний пристрій зчитування – оптопара.

Принцип роботи витратоміра полягає у визначенні миттєвої витрати рідини за кількістю імпульсів, що генеруються датчиком під час обертання крильчатки. Датчиком імпульсів виступає оптопара ГІК (діапазон 1), світловий потік якої переривається лопатями крильчатки, змонтованої на осі магнітної муфти витратоміра (рисунок 2.2). Кожний перехід крильчатки через промінь оптопари формує електронний імпульс, який обробляється блоком і переводиться у цифрове значення витрати.

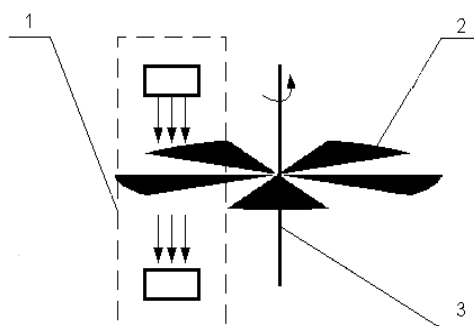


Рисунок 2.2 – Конструкція оптично-механічного датчика витрати

Основні технічні характеристики витратоміра ВСК М10/32:

- Мінімальна вимірювана витрата $Q_{\text{мін}} - 0,00001 \text{ м}^3/\text{год}$
- Максимальна вимірювана витрата $Q_{\text{макс}} - 0,00999 \text{ м}^3/\text{год}$
- Максимальний робочий тиск – 100 м вод. ст.

Датчик дозволяє точно реєструвати маловікові витрати рідини завдяки високій чутливості оптопари та турбінного механізму.

Датчик тиску Санфір 22-ДІ-2170

Перетворювачі тиску (НЕ2, НЕ3) застосовуються у сучасних системах автоматичного контролю, регулювання та управління технологічними процесами. Вони забезпечують безперервне перетворення вимірюваного параметра – надлишкового, абсолютного, розрідженого або різниці тисків

нейтральних та агресивних середовищ – в стандартизований вихідний струмовий сигнал для дистанційної передачі.

Перетворювач різниці тиску Сапфір 22-ДІ-2170 працює у парі із блоком живлення БПС-90П, який забезпечує живлення від іскробезпечних виходів та формує три стандартні вихідні сигнали постійного струму: 0–5, 0–20 або 4–20 мА.

Основні параметри датчика Сапфір 22-ДІ-2170 (HE2, HE3) представлені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 Основні параметри датчиків тиску HE2, HE3

Позначення	Модель датчика	Піковий вимірюваний тиск, кгс/см ²	Мінімальний вимірюваний тиск, кгс/см ²	Стандартизований вихідний сигнал, мА	Точність, %
HE2, HE3	Сапфір 22-ДІ-2170	4	0	4–20	0,5

Датчик тиску МТ100-11030

Датчик тиску (HE1) призначений для безперервного пропорційного перетворення тиску рідин і газів в уніфікований струмовий вихідний сигнал.

Датчик тиску МТ100 працює спільно з блоком БПС-90П або, БПС-24 який забезпечує живлення від іскробезпечних виходів і формує три стандартних вихідних сигналу постійного струму 0-5 або 0-20 або 4-20 мА.

Основні параметри датчика тиску МТ100-11030 наведені в таблиці 2.8

Таблиця 2.8 – Характеристики датчика тиску HE1 (МТ100-11030)

Позначення	Модель	Піковий тиск, кгс/см ²	Мінімальний тиск, кгс/см ²	Вихідний сигнал, мА	Клас точності, %
HE1	МТ100Р-11030	10,0	0	4–20	0,5

Датчики струму, напруги і швидкості

Для контролю електричних параметрів використовуються трансформатори струму та напруги:

– ДТ1–ДТ3 – трансформатори струму ТТП20/5, що перетворюють номінальний струм 20 А на вихідний 5 А.

– ДН1–ДН3 – трансформатори напруги ТВП-279-220-50, що перетворюють напругу 220 В на вихідну 5 В.

Таблиця 2.9 – Основні характеристики датчиків струму ДТ1–ДТ3

Позначення	Модель	Вхідний струм, А	Вихідний струм, А	Номінальна потужність, кВт
ДТ1, ДТ2, ДТ3	ТТП20/5-50	20,0	5,0	0,67

Таблиця 2.10 – Основні характеристики датчиків напруги ДН1–ДН3

Позначення	Модель	Вхідна напруга, В	Вихідна напруга, В	Номінальна потужність, Вт
ДН1, ДН2, ДН3	ТВП-279-220-50	220,0	5,0	5,0

Таблиця 2.11 – Технічні дані тахогенераторів ТГ1–ТГ3

Позначення	Модель	Частота обертання, об/хв	Вихідна напруга, В
ТГ1, ТГ2, ТГ3	ТГ-24-03	3000,0	0–10

2.2 Розрахунки трубопроводу

Дано: Діаметр трубопроводу $D=0,0255$ м;

Довжини окремих ділянок:

$L_1=0,20$ м; $L_2=1,05$ м; $L_3=0,29$ м; $L_4=0,54$ м; $L_5=0,20$ м;

$L_6=0,34$ м; $L_7=0,22$ м; $L_8=1,10$ м; $L_9=0,52$ м; $L_{10}=0,13$ м; $L_{11}=0,081$ м

Величина номінальної витрати $Q_{\text{ном}}=0,00145$ м³ /с.

Гідравлічні втрати у трубопроводі

Втрати напору (енергії) у трубопроводі виникають не лише на довгих ділянках, а й на коротких, де потік зустрічає місцеві перешкоди: вентиля, засувки, вигини, звуження або розширення труб. В таких випадках втрати визначаються як:

- Лінійні – рівномірно розподілені по довжині трубопроводу;
- Місцеві – зосереджені на коротких ділянках з сильним впливом деформацій потоку.

Головним джерелом втрат в будь-якому випадку є в'язкість рідини, а величина втрат залежить від режиму течії.

Режим течії

Режим руху рідини в трубі можна визначити за допомогою числа Рейнольдса.

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}, \quad (2.1)$$

де V – швидкість потоку в трубі, м/с;

d – діаметр трубопроводу, м;

ν – кінематична в'язкість води, $\text{см}^2/\text{с}$;

Приймаємо температуру $t=15^\circ\text{C}$ (середньосезонна), тоді кінематична в'язкість води $\nu=0,014 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Діаметр трубопроводу приймаємо постійний по всій довжині, $d=0,0255 \text{ м}$.

Швидкість потоку:

$$V = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2.2)$$

де Q – номінальна витрата, $\text{м}^3/\text{с}$.

Підставивши значення, отримаємо:

$$V = \frac{4 \cdot 0,00145}{\pi \cdot (0,0255)^2} \approx 2,82 \text{ м/с}.$$

Число Рейнольдса:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} = \frac{2,82 \cdot 0,0255}{0,014 \cdot 10^{-6}} \approx 5,14 \cdot 10^6.$$

Оскільки $Re \gg 2300$, режим течії у трубопроводі є турбулентним.

Втрати натиску в трубопроводі

Лінійні втрати. Лінійні втрати натиску в трубопроводі визначаються за формулою Дарсі–Вайсбаха:

$$\Delta H_{\text{л}} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (2.3)$$

де: λ – коефіцієнт тертя для турбулентного режиму;

L – довжина ділянки трубопроводу [м];

d – діаметр труби [м];

V – швидкість потоку [м/с];

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

Коефіцієнт тертя при турбулентному режимі можна визначити за формулою Колбрука–Вайтса:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{\Delta}{3,7d} + \frac{2,51}{\text{Re}\sqrt{\lambda}} \right) \quad (2.3)$$

де Δ – середня висота шорсткості труби. Для сталевих труб приймаємо $\Delta = 0,003$

Підставляючи діаметр $d = 0,0255 \text{ м}$ і швидкість $V = 2,82 \text{ м/с}$, отримуємо коефіцієнт тертя $\lambda \approx 0,035$.

Далі розрахуємо втрати на кожній ділянці трубопроводу та зведемо в табл. 2.12:

Таблиця 2.12 – Втрати на кожній ділянці трубопроводу

Ділянка	Довжина, м	Втрати $\Delta H_{\text{л}}$, м
L1	0,20	0,009
L2	1,05	0,048
L3	0,29	0,013
L4	0,54	0,025
L5	0,20	0,009
L6	0,34	0,016
L7	0,22	0,010
L8	1,10	0,050
L9	0,52	0,024
L10	0,13	0,006
L11	0,08	0,004

Сумарні лінійні втрати:

$\Delta H_{л, сум} \approx 0,214$ м вод. ст.

Місцеві втрати

Місцеві втрати натиску визначаються за формулою:

$$\Delta H_{м} = \xi \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (2.5)$$

де ξ - коефіцієнт місцевого опору

Втрати на засувки:

- Засувка Z1: $\Delta H_{Z1} \approx 0,010$ м
- Засувка Z2: $\Delta H_{Z2} \approx 0,010$ м

Втрати на вигини трубопроводу (90°):

- Вигин 90°: $\Delta H_{вигин} \approx 0,005$

Сумарні місцеві втрати:

$\Delta H_{м, сум} \approx 0,025$ м вод. ст.

Повні втрати натиску:

Сумарні втрати натиску у трубопроводі при номінальній витраті:

$\Delta H_{заг} = \Delta H_{л, сум} + \Delta H_{м, сум} \approx 0,239$ м вод. ст.

3 ОБҐРУНТУВАННЯ НЕОБХІДНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧИХ РІШЕНЬ У СИСТЕМІ ВОДОПОСТАЧАННЯ

3.1 Оцінка надійності та технічного стану електроприводів змінного струму

Промислові підприємства гірничо-металургійного комплексу характеризуються високою концентрацією енергоємного обладнання, значна частина якого працює на електроприводах змінного та постійного струму. Досвід експлуатації таких систем свідчить, що застосування нерегульованих пускових режимів, особливо при прямому пуску електродвигунів, негативно впливає на ресурс роботи електромеханічного обладнання і агрегатів насосних станцій.

Аналіз причин відмов насосного обладнання, що транспортує рідину з підвищеним вмістом мінеральних домішок, показує: під час запуску агрегати зазнають істотних пускових навантажень. Коли відкладення твердих частинок збільшують механічний опір, двигун працює в умовах різких кидків моменту і струму. До цього додаються фактори неритмічної роботи виробничих циклів, а також обмеження електроспоживання з боку енергосистеми, що обумовлюють часті вмикання та зупинки насосів.

Статистичні дані головних насосних станцій оборотного водопостачання свідчать, що структура аварійності обладнання вміщує такий розподіл:

- $\approx 16\%$ – вихід із ладу статорних та роторних обмоток двигунів;
- $\approx 40\%$ – перегрів та руйнування підшипникових вузлів;
- $\approx 20\%$ – витіки мастила та пошкодження ущільнювальних елементів;
- $\approx 8\%$ – потреба в капітальному ремонті;
- $\approx 16\%$ – потреба у поточному ремонті.

Окремо варто зазначити, що більше половини всіх відмов у системах оборотного водопостачання викликано саме частими пусками та зупинками електроприводів. Це підтверджує необхідність впровадження регульованих

систем керування — насамперед частотного регулювання, яке істотно зменшує ударні навантаження,

Дослідження статистики відмов показує, що підвищена аварійність як електромеханічних агрегатів, так і технологічного обладнання безпосередньо пов'язана з частими пусками під навантаженням та режимами раптових зупинок. Такі режими спричиняють суттєві динамічні навантаження на вузли машин, що знижує їхній ресурс та підвищує ймовірність відмов.

Найпоширеніші види дефектів електрообладнання розподіляються таким чином:

- пошкодження асинхронних двигунів — близько 45% випадків;
- вихід з ладу комутаційних апаратів — приблизно 30%;
- порушення цілісності ізоляції силових кабелів — близько 25%.

Для технологічних механізмів характерні інші типові несправності:

- скид ланцюга з напрямних елементів — близько 30%;
- розриви муфт та з'єднувальних елементів — до 50%;
- порушення кріплення скребків до ланцюга — орієнтовно 20%.

У сегменті асинхронних двигунів потужністю понад 5 кВт спостерігається чітка тенденція: 85–95% усіх відмов пов'язані саме з пошкодженнями обмоток, тоді як на підшипники припадає лише 5–8%. Інші поодинокі дефекти включають руйнування вивідних кінців, деформації валів, тріщини або розриви стержнів ротора.

Причини відмов асинхронних двигунів умовно поділяють на:

- технологічні фактори — $\approx 35\%$;
- експлуатаційні — $\approx 50\%$;
- конструкційні недоліки — $\approx 15\%$.

За середньорічною статистикою, кількість електричних машин, що потребують капітального ремонту, становить біля 20% від загального парку.

При цьому частка ремонту суттєво відрізняється за галузями:

- будівництво — 50%;
- гірничодобувна промисловість — 30%;

- машинобудування — 20%;
- чорна металургія — 13%;
- хімічна промисловість — 9%.

В більшості випадків відмова асинхронного двигуна зумовлена пробоем ізоляції статорної обмотки. На процес деградації ізоляції негативно впливають:

- підвищені механічні навантаження під час перехідних процесів;
- струмові перевантаження;
- короткочасні перенапруги;
- підвищена вібрація;
- локальні теплові перенавантаження.

Такі фактори прискорюють старіння ізоляційної системи, що робить необхідним впровадження регульованих електроприводів, плавних пускових режимів та більш точних систем контролю стану обмоток і підшипникових вузлів.

Таким чином, зниження експлуатаційної надійності електричних машин та електроприводів у цілому зумовлюється передусім вібраційними та тепловими навантаженнями, інтенсивність яких істотно залежить від режимів роботи обладнання. Найбільш прискорене зношування вузлів і елементів електротехнічного комплексу спостерігається під час динамічних режимів, зокрема в момент розгону електродвигуна. Умови «важкого пуску» особливо загострюють процеси теплового та вібраційного старіння.

Підвищений рівень вібрації електричних машин є індикатором конструктивних недоліків, похибок виготовлення або зборки, а також свідченням розвитку пошкоджень. Водночас сама вібрація перетворюється на джерело додаткових небезпек. Її наслідками можуть бути ослаблення пресування пакетів активної сталі, порушення жорсткості з'єднань, утворення тріщин у зварних швах, розвиток втомних руйнувань матеріалу, контактна корозія, прискорене старіння ізоляції, порушення герметичності

систем водо- та маслопостачання, перегрів підшипників, інтенсивний знос контактних кілець та щіткового апарата.

На початковому етапі пуску двигуна в електроприводі можуть виникати коливальні процеси від дії таких факторів:

- різкого прикладання навантаження, коли момент опору зростає за експоненціальним законом із малою сталою часу;
- ударних знакозмінних моментів синусоїдальної форми, частота яких на початку процесу може дорівнювати частоті живильної мережі;
- імпульсного електромагнітного моменту, форма якого описується відповідним електромагнітним рівнянням.

Навіть за умови спеціальних заходів для усунення впливу зазначених чинників та розгону двигуна без різких механічних збурень коливальні процеси у приводі можуть зберігатися. Якщо розглядати електропривод як двохмасову механічну систему, то внутрішнє демпфування, яке характеризується коефіцієнтом ξ_+ , визначається насамперед демпфуючими властивостями зазорів у зубчастих передачах, шпонкових або шліцьових з'єднаннях. Таке демпфування є пропорційним відноській швидкості переміщення інерційних мас системи ω .

При роботі електроприводу на стійкій ділянці механічної характеристики електродвигун чинить додатковий демпфуючий вплив на систему. Це пояснюється тим, що момент, який відповідає цій характеристиці, протидіє коливальним процесам і пригнічує їх розвиток. Навпаки, у режимах, що відповідають нестійкій частині характеристики, електромагнітний момент сприяє зростанню коливань, формуючи так зване «негативне демпфування». Величина коефіцієнта такого демпфування визначається співвідношенням:

$$\xi_- = \frac{dM_d}{d\omega} \quad (3.1)$$

За цих умов максимальний коливальний момент може досягати значення $(2 \div 2.5)M_{ном}$, що робить його потенційно небезпечним для роботи приводу та всієї механічної частини системи. У таких випадках виникає необхідність введення додаткових демпфуючих елементів, що забезпечують стабілізацію коливальних процесів та зниження динамічних навантажень.

В умовах важкого пуску статор асинхронного двигуна стає джерелом динамічних силових збурень, що передаються на конструкцію машини. Оскільки механічна частина приводу є пружною, має кілька кінематичних зв'язків і жорстко кріпиться у певних точках, прикладені зусилля та відповідні реакції реалізуються у формі коливального руху. Саме тому важливо оцінювати спектр, амплітуду та частотні характеристики силових збурень, які створює статор у режимі пуску, адже вони визначають рівень динамічних навантажень в усій механічній системі технологічного обладнання.

У процесі розгону до статора прикладається результуюче зусилля:

$$F(t) = F_{имп} + F_{ст}, \quad (3.2)$$

де $F_{имп}$ - імпульсна складова, яку можна апроксимувати залежністю:

$$F_{имп}(t) = F_0 e^{-t/\tau}, \quad (3.3)$$

Імпульсна складова $F_{имп}(t)$, після розкладання за допомогою інтегрального перетворення Фур'є, може бути представлена у вигляді нескінченного спектра гармонійних компонент. Кожна з цих складових потенційно здатна збуджувати резонансні коливання окремих елементів конструкції приводу.

Серед періодичних складових, які роблять найбільший внесок у збурення механічної системи, виділяють такі:

1. Складова, зумовлена нерівномірністю повітряного зазору та зміщенням центру мас ротора:

$$F_1(t) = A_1 \sin(\omega t + \varphi_1), \quad (3.4)$$

де $A_1 = A_d + A_e$ - результуюча амплітуда; A_d - складова, що визначається дисбалансом ротора; A_e - складова, пов'язана з ексцентриситетом; φ_1 - фазовий зсув.

2. Компонента з частотою 2ω , що виникає внаслідок несиметрії магнітного поля під час пуску:

$$F_2(t) = A_2 \sin(2\omega t + \varphi_2), \quad (3.5)$$

де амплітуда A_2 залежить від рівня несиметрії фазних струмів та від характеру обертового поля в момент запуску. Такі складові часто проявляються за умов важкого пуску або при несиметричному живленні.

3. Гармоніка мережевої частоти ω_m , зумовлена одноосною силою магнітного тяжіння:

$$F_3(t) = A_3 \sin(\omega_m t + \varphi_3), \quad (3.6)$$

4. Зубцеві гармоніки, спричинені взаємодією зубців статора і ротора

Ці компоненти пов'язані як з прямим, так і зі зворотним обертовими полями.

Пряма зубцева гармоніка:

$$F_4(t) = A_4 \sin(\omega_{\pi} t + \varphi_4), \quad (3.7)$$

Зворотна зубцева гармоніка:

$$F_5(t) = A_5 \sin(\omega_3 t + \varphi_5). \quad (3.8)$$

Вони залежать від кількості зубців, частоти обертання та конфігурації магнітного поля, і часто стають джерелом високочастотних коливань, здатних інтенсифікувати вібраційний знос.

Під час аналізу дії перелічених гармонійних складових необхідно враховувати динамічні властивості як самого електродвигуна, так і

механічної частини привода. Насамперед значення мають власні частоти коливань різних елементів системи.

5. Власні частоти статора асинхронного двигуна

Для оцінки можливості резонансних явищ використовують розрахункові частоти пружних форм статора:

- Коливання нульового порядку

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \frac{a}{R_c}; \quad (3.9)$$

- Коливання першого порядку:

$$f_1 = \frac{1}{4\pi\sqrt{3}} \frac{a}{R_c^2} b_c \lambda; \quad (3.10)$$

6. Власна частота електропривода без урахування демпфування

При оцінці реакції привода на динамічні моменти важливо врахувати власну частоту двохмасової електромеханічної системи:

$$f_{pec.} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{2pM_k}{J}}; \quad (3.11)$$

7. Динаміка складної системи «електродвигун – робоча машина»

Повна модель коливань враховує також внутрішнє та зовнішнє демпфування. Рівняння руху двохмасової системи з урахуванням демпфуючих факторів набуває вигляду:

$$J_1 \ddot{\varphi} + \left[\left(\frac{J_p}{J} \right)^2 \xi_- + \xi_+ \right] \dot{\varphi} + \frac{1}{e} \varphi = \frac{J_p}{J} M_\partial \left(\frac{J_p}{J} \right) \quad (3.12)$$

На початковій фазі пуску величина демпфування $dM_\partial/d\omega$ зростає, і в певний момент часу може виконуватися умова $(J/J_p)2\xi_- + \xi_+ < 0$, за якої система

переходить у нестійкий режим. У цьому випадку навіть незначні коливання моменту навантаження або електромагнітного моменту здатні ініціювати коливання, амплітуда яких різко збільшується. Частота таких самозбуджених коливань відповідає власній частоті системи, що створює небезпечні умови для роботи електропривода та механічного обладнання.

У режимах важкого пуску та роботи «на упор», коли електродвигун змушений розганятися під значним статичним моментом навантаження, теплові процеси суттєво ускладнюються. У ці короткочасні перехідні стани в обмотках виникає різке збільшення тепловиділення, переважно за рахунок активних втрат у міді. Одночасно умови охолодження різко погіршуються: інтенсивний нагрів зменшує різницю температур між нагрітими провідниками і повітрям усередині двигуна, а замкнений внутрішній простір машини обмежує ефективний тепловий відвід від лобових частин обмотки.

У таких умовах температура обмоток зростає значно швидше, ніж температура осердя та ротора, оскільки передача теплоти до металевих частин конструкції відбувається із запізненням. Це змінює математичну модель теплового процесу:

- з рівняння нагріву фактично зникає складова тепловіддачі;
- у частині втрат враховуються переважно втрати в статорній обмотці, тоді як теплообмін між статором і ротором можна вважати незначним.

Наслідком різкого локального перегріву є деградація ізоляційної системи: розм'якшення та підплавлення ізоляційних матеріалів, зменшення їх механічної міцності, поява мікротріщин, зміна діелектричних параметрів. Усе це прискорює старіння ізоляції та скорочує ресурс електричної машини.

Ступінь теплового впливу пуску значною мірою визначається тривалістю розгону. Якщо опір живильної лінії високий, напруга на затисках двигуна під час пуску зменшується, і відповідно знижується пусковий струм. Хоча менший струм зменшує миттєву щільність струму в обмотках, збільшення тривалості пуску призводить до накопичення порівняної або

навіть більшої теплової дії. Тому загальний знос ізоляції під час тривалого пуску не зменшується, а часто й зростає.

Ресурс ізоляції при дії підвищених температур описується залежністю виду:

$$\tau = T_0 e^{-b\vartheta} \quad (3.13)$$

τ - фактичний термін експлуатації ізоляції;

T_0 - умовний ресурс ізоляції за умови, що $\vartheta=0$ ($T_0=6,225 \cdot 10^4$ років при $\vartheta=105^\circ C$);

$b=0,088$ - температурний коефіцієнт, що характеризує зменшення ресурсу ізоляції у два рази при кожному підвищенні температури на для матеріалів класу В.

Ступінь старіння ізоляції за постійної температури може бути описаний залежністю:

$$\xi = \frac{1}{\tau} = \frac{1}{T_0} e^{b\vartheta} \quad (3.14)$$

а при зміні температури протягом часу t

$$\xi = \frac{1}{T_0} \int_0^t e^{b\vartheta} dt \quad (3.15)$$

Оскільки на практиці зазвичай оцінюють не абсолютний строк служби ізоляції ξ , а його відносне скорочення $Z=\xi \cdot T_0$, то частіше визначають саме зміну ресурсу матеріалу під дією теплових перевантажень. Сумарний ступінь старіння ізоляції під час пуску двигуна та наступного охолодження обмотки описують виразом:

$$Z = \frac{T^2 e^{b\vartheta}}{b \cdot \Delta\vartheta_n (k^2 - 1) t_n} \times \left[4e^{\frac{b \cdot \Delta\vartheta_n (k^2 - 1) t_n}{2T}} + e^{\frac{b \cdot \Delta\vartheta_n (k^2 - 1) t_n}{2T}} \left(1 + \frac{t_n}{T} \right) - 5 - \frac{t_n}{T} \right] \quad (3.16)$$

де T - теплова стала часу обмотки, с;

ϑ_n - температура обмотки при роботі двигуна під номінальним навантаженням, °С;

$\Delta\vartheta_n$ - перевищення температури обмотки над температурою охолоджувального повітря при номінальному струмі, °С;

$k = \frac{I}{I_n}$ - кратність перевантаження за струмом;

t_n - тривалість перевантаження, с.

Для більшості асинхронних двигунів, що працюють у режимах близьких до номінальних, приймають такі усереднені значення: температура навколишнього повітря 35 °С, номінальне температурне перевищення обмотки ϑ_n — 95 °С, а еквівалентне робоче перевищення $\Delta\vartheta_n$ — 60 °С.

Теплові сталі часу для обмоток статора та ротора визначають як:

$$T_c = \frac{150 \cdot \Delta\vartheta_n}{j_n^2}; \quad (3.17)$$

$$T_p = \frac{T_c}{2}; \quad (3.18)$$

де j_n - густина струму в обмотці статора при номінальних умовах, А/мм².

Через меншу теплову сталу часу обмотка ротора прогрівається швидше, тому в умовах перевантаження її температурне перевищення, як правило, є більшим, ніж у обмотки статора.

Зі збільшенням кількості пусків двигуна інтенсивність старіння ізоляції помітно зростає. Саме тому в експлуатаційній практиці часто прагнуть мінімізувати число пусків, навіть якщо це призводить до деякого збільшення енергоспоживання внаслідок роботи двигуна в холостому режимі.

3.2 Особливості електроспоживання механізмів із важкими умовами пуску

За характером та складністю пуску промислові механізми можна умовно поділити на два основні класи.

Перший клас включає механізми, що запускаються без технологічного навантаження, тобто вхолосту. В таких випадках пуск супроводжується підвищеним стартовим моментом, що виникає внаслідок взаємодії контактних поверхонь рухомих та нерухомих елементів. Найбільшою мірою це проявляється у підшипниках ковзання, тоді як підшипники кочення менш чутливі до цього ефекту. Величина моменту зчеплення при старті визначається фізичними властивостями матеріалів, в'язкістю мастила і конструкційними особливостями кінематичних пар.

Другий клас охоплює механізми, в яких пусковий момент формується не лише силами тертя, а й взаємодією робочого органу з транспортованим або оброблюваним середовищем. Наприклад, у насосів момент обертання визначається силою опору рідини або сипучого матеріалу, а у мішалок, центрифуг чи конвеєрів — інерцією та механічним опором робочого продукту. Величина моменту обертання у таких випадках залежить від фізичних властивостей робочого середовища та особливостей конструкції механізму.

Для наочності, класифікація механізмів із важкими умовами пуску за галузями промисловості може бути представлена так:

- Гірничорудна промисловість: дробильно-розмельні машини, конвеєри;
- Хімічна промисловість: мішалки, сепаратори, центрифуги;
- Нафтопереробна галузь: насоси для транспортування нафтопродуктів;

- Металургійна промисловість: кільцеві печі, транспортери, підйомні механізми, волочильні стани;
- Будівельна сфера: бетономішалки, глином'ялки, підйомно-транспортні механізми;
- Сільське господарство: дробарки та подрібнювачі грубих кормів, преси-гранулятори, пилами, що запускаються під навантаженням.

Такий поділ дозволяє враховувати специфіку електроспоживання та навантажень при проектуванні приводів і систем управління для промислових механізмів.

Механізми промислових установок за умовами пуску можна розділити на такі групи:

- Механізми та силові агрегати, що стартують без навантаження на валу;
- Насоси для транспортування гідросумішей і нафтопродуктів, що запускаються із змуленим робочим колесом;
- Механізми для дроблення, гранулювання, сушки та перемішування, зокрема млини різного типу;
- Механізми з активаторами перемішування рідин і гідросумішей, де пуск супроводжується значним опором робочого середовища;
- Механізми безперервного транспорту, які працюють на відкритому повітрі, з підвищеним моментом опору при старті (наприклад, через застигання мастила при низьких температурах);
- Скребкові конвеєри та інші транспортні механізми, що переміщують сировину волочінням;
- Дробарки та подрібнювачі, що запускаються під завалом матеріалу.

Як видно, ряд механізмів характеризується підвищеним стартовим моментом через внутрішнє тертя мастила у підшипниках і направляючих елементах. Значно більші моменти опору виникають у механізмів, що

стартують під навантаженням, таких як скребкові конвеєри, пульпонасоси, дробарки, барабанні окомковувачі, кульові млини та мішалки.

Для подолання моменту рушання та забезпечення стабільного розгону таких механізмів необхідне створення спеціальних динамічних режимів пуску. Це можливо за допомогою систем керованого старту електроприводів, причому при їх роботі динамічні впливи не повинні погіршувати працездатність електротехнічного та технологічного обладнання.

3.2.1 Методи пуску потужних асинхронних двигунів змінного струму

Асинхронні електродвигуни потребують одночасного виконання двох умов: забезпечення достатнього пускового моменту та обмеження пускового струму. Мінімально допустиме зниження напруги обмежує величину моменту, а максимальна напруга визначає діапазон безпечного старту.

Дослідження показали: перегрів обмоток статора та ротора не перевищує допустимі значення, якщо напруга при пуску складає 30–40% від номінальної. Проте пусковий момент в цьому випадку зменшується і може виявитися недостатнім для обертання валу агрегату. Момент, який формується двигуном на всьому діапазоні швидкостей, має перевищувати навантажувальний не менше ніж на 10%, а початковий момент при нульовій швидкості – щонайменше 20% від номінального.

Щоб уникнути різкого впливу потужних синхронних машин на напругу живлячої мережі під час пуску, застосовують пуски при зниженому напруженні:

- через дроселі, керовані або некеровані;
- за допомогою автотрансформатора;
- через трансформаторно-двигунний блок.

Схема блок-трансформатор–двигун проста, але збільшує витрати на установку та потужність втрат, що знижує ефективність синхронних двигунів як пристроїв компенсації.

При пуску механізмів з великими маховими масами та опором на валу 15–20% від номінального, зменшення напруги викликає сильніше нагрівання пускової клітки, порівняно з пуском від повної напруги, через збільшення часу запуску.

За способом підведення напруги пуски поділяють на дві категорії:

1. Знижена напруга – дозволяє обмежити пусковий струм, зменшити спад напруги та динамічні навантаження на статор;
2. Повна напруга мережі – напруга на шинах має не падати нижче 90% номіналу.

Для рідкісних короткочасних стартів, наприклад на шахтних підйомних установках, допустимо зниження до 85% від номінального значення.

Якщо прямий старт заборонений, до двигуна підключають послідовний пусковий опір. У такому випадку параметри електроживлення та пускового кола пов'язані співвідношеннями:

$$\frac{x_{\partial\partial} + x_{\partial\partial\partial}}{x_{\partial\partial} + x_{\partial\partial\partial} + x_c} \geq U_{\partial}; \quad (3.19)$$

$$U_{\partial\partial\partial\min} \leq \frac{x_{\partial\partial}}{x_{\partial\partial} + x_{\partial\partial\partial} + x_c} \leq U_{\partial\partial\partial\max}. \quad (3.20)$$

де x_c , $x_{\partial\partial\partial}$ – індуктивні опори живлячої мережі та пускового пристрою відповідно;

$x_{\partial\partial}$ – індуктивний опір електродвигуна; для АД – $x_{\partial\partial} = z_{\partial\partial}$;

U_{∂} – допустиме падіння напруги в мережі;

$U_{\partial\partial\partial\max}$ та $U_{\partial\partial\partial\min}$ – номінальна напруга від виробника і напруга, що забезпечує розгін двигуна з заданим навантаженням.

Пусковий момент на початковому етапі запуску має перевищувати момент опору механізму в нерухомому стані на 20–30% та бути не менше ніж на 10% більшим протягом розгону. Умову можна задати так:

$$U_{\text{донmin}} \geq \sqrt{(1.2 \div 1.3) \frac{m_c k_3}{0.75 m_n}} = \sqrt{(1.6 \div 1.73) \frac{m_c k_3}{0.75 m_n}} \quad (3.21)$$

де m_c – момент опору механізму на нерухомому валу;

m_n – кратність пускового моменту;

k_3 – коефіцієнт завантаження електродвигуна;

0,75 – допустиме відхилення пускового моменту.

Якщо використовуються струмообмежувальні реактори або автотрансформатори, їх опір за вказаними співвідношеннями можна визначити:

при рідкісних пусках:

$$x_{\text{доб}} = 4x_c - x_d'' \quad (3.22)$$

при частих запусках

$$x_{\text{доб}} = 9x_c - x_d'' \quad (3.23)$$

для турбодвигунів при $U_{\text{дон.max}}=0,65$, $U_{\text{дон.min}}=0,5$:

$$0.54x_d'' - x_c \leq x_{\text{доб}} \leq (x_d'' - x_c); \quad (3.24)$$

Для машин з явнополюсними роторами при $U_{\text{дон.max}}=0,65$, $U_{\text{дон.min}}=0,5$:

$$0.18x_d'' - x_c \leq x_{\text{доб}} \leq (x_d'' - x_c) \quad (3.25)$$

В реакторних пускових схемах напруга на статорі на початковому етапі визначається:

$$U_{\text{дв.н}} = \frac{x_{\text{дс}}/S_{\text{дв.н}}}{x_{\text{дс}}/S_{\text{дв.н}} + x_p/U_n^2 + 1/S_{\text{кз}}} \quad (3.26)$$

де $S_{кз}$ – короткозамкнена потужність на шинах, до яких підключено двигун;

$S_{дв.н}$ – номінальна потужність машини, МВА;

U_n – номінальна напруга, кВ;

x_p – опір реактора, Ом.

Опір пускового реактора (або групи реакторів), який забезпечує необхідну стартову напругу, обчислюється так:

$$x_p = \left[\frac{x_{\partial\delta}}{S_{\partial\delta n}} \left(\frac{1}{U_{\partial\delta n}} - 1 \right) - \frac{1}{S_{кз}} \right] U_n^2. \quad (3.27)$$

Для автотрансформаторних схем коефіцієнт трансформації визначається умовами:

$$U_{ш} = \frac{x_{\partial\delta} n^2 + x_{amp}}{x_{\partial\delta} n^2 + x_{amp} + x_c} \geq (0.8 \div 0.9); \quad (3.28)$$

$$U_{\partial\delta n} = \frac{x_{\partial\delta} n_{min}^2 + x_{amp}}{x_{\partial\delta} n_{min}^2 + x_{amp} + x_c} \leq U_{доп max}; \quad (3.29)$$

$$U_{\partial\delta n} = \frac{x_{\partial\delta} n_{max}^2}{x_{\partial\delta} n_{max}^2 + x_{amp} + x_c} \geq U_{доп min}, \quad (3.30)$$

де n – коефіцієнт трансформації;

x_{amp} – опір автотрансформатора, приведений до напруги $U_{ном}$.

Не всі способи старту підходять за технологічними умовами або через великий розмір двигуна. Тому для потужних АД застосовують спеціальні схеми пуску, що враховують навантаження та динамічні характеристики.

3.2.2 Використання активних і реактивних елементів у ланцюзі статора

Плавне регулювання швидкості в процесі розгону можна забезпечити шляхом застосування регульованих індуктивних опорів, таких як підмагнічувані реактори або магнітні підсилювачі. Це дозволяє значно зменшити вплив ударних та знакозмінних складових моменту, що виникають під час старту, підвищуючи надійність і тривалість служби електрифікованих механізмів та двигунів. Однак через високий опір дроселів у насиченому стані величина пускового моменту залишається меншою, ніж за природної механічної характеристики двигуна.

Використання підключення «динамічної індуктивності» у розтині зірки обмотки статора дозволяє обмежити пусковий струм величиною ЕДС самоіндукції дроселя. Після завершення розгону дросель коротко замикається. Основним недоліком цієї схеми є необхідність додаткової комутаційної апаратури та неможливість підвищення пускового моменту асинхронного двигуна.

Підключення конденсатора з реактивним опором $X = \omega C$ до обмоток статора, симетрично або в однофазному режимі, дозволяє збільшити пусковий момент M'_n , що визначається співвідношенням:

$$\frac{M'_n}{M_n} = \frac{1 - 2b \sin \varphi_k}{1 - 4b \sin \varphi_k + 4b^2}, \quad (3.31)$$

де

$$b = -\frac{1}{3} \frac{X_c}{Z_k} \quad (3.32)$$

φ_k - фазовий кут при короткому замиканні.

Цей спосіб забезпечує ступінчасте регулювання моменту та потребує наявності додаткових комутаційних пристроїв. Зі збільшенням потужності двигуна зростає й необхідна ємність конденсаторів, що застосовуються у схемі.

Схеми, у яких конденсаторні елементи вмикають послідовно для компенсації падіння напруги на реакторах насичення, відомі як безконтактні магнітні пускачі. Такий принцип запуску забезпечує відсутність імпульсних змін моменту та дає можливість збільшити допустиму кількість ввімкнень за певний проміжок часу. Водночас існує ризик переходу системи у режим конденсаторного самозбудження. У цьому стані з'являються низькочастотні коливання електромагнітних величин і характерна «повзуча» швидкість обертання.

Запуск асинхронних двигунів із попереднім під'єднанням конденсаторних батарей до статорного кола застосовують у приводах, де старт відбувається за ускладнених умов. Таке рішення підвищує коефіцієнт потужності, зменшує початковий струм, збільшує момент на валу під час розгону та дозволяє сформувати потрібну пускову характеристику електричної машини.

3.2.3 Пуск асинхронних електродвигунів із застосуванням регулятора напруги у статорному колі

Розвиток систем керованого розгону привів до появи тиристорних схем регулювання, в яких незалежно від конфігурації підключення ключовою ознакою є плавна зміна діючого значення напруги на затисках статора під час розгону машини.

Сучасні модулі плавного пуску виробництва Schneider Electric, ABB, Siemens та інших компаній забезпечують формування оптимальних пускових характеристик за умови, що пусковий момент механізму не перевищує прийняте граничне значення $M_{mp} \leq 0,8M_n$.

Якщо ж момент чіпання виходить за допустимі межі, система автоматично переходить у режим повного підключення напруги («байпасний старт»).

Вітчизняні комплекси тиристорного розгону будуються за іншим принципом: для збільшення стартового моменту двигуну подають

максимальну напругу при початку руху, а потім переходять до стандартного плавного запуску з експоненційним наростанням напруги. Такий алгоритм реалізовано, наприклад, у перетворювачах серії ТСУ-2. Обмеженням цього підходу є те, що неможливо отримати момент, більший за паспортні значення двигуна.

Застосування тиристорних ключів надає можливість організувати кероване фазове під'єднання, яке формує сприятливу послідовність комутації фаз статора. Це дозволяє суттєво знизити рівень електромагнітних перехідних моментів під час запуску. Разом з тим до недоліків відносять складність системи керування та відсутність можливості збільшення пускового моменту або реалізації прискореного (форсованого) пуску за потреби.

Використання повністю керованих напівпровідникових ключів дає можливість реалізувати векторно-імпульсні методи запуску асинхронних двигунів. У таких схемах обмотки статора під'єднуються до мережі за заздалегідь встановлених електромагнітних умов, що гарантують додатний знак першої півхвилі перехідного моменту. Відключення відбувається до того, як цей момент змінить полярність. У результаті імпульсний компонент підсумовується з основною складовою, що забезпечує збільшення середнього пускового моменту без зростання струму статора.

Недоліком такого підходу є складність визначення початкового електромагнітного стану, зокрема кута між вектором напруги статора та потокозчеплення ротора, що необхідно для коректної комутації фазних обмоток у відповідні моменти часу.

Окремим варіантом векторно-імпульсного керування є схема, у якій фазні обмотки статора з'єднуються в зірку через трифазний діодний випрямляч, а комутацію виконує один IGBT-транзистор у ланцюзі постійного струму. Обмеженням цього способу є неможливість використання з двигунами зі статорною обмоткою, виконаною за схемою «трикутник», а також необхідність наявності виведених початків та кінців усіх фаз

3.2.4 Асинхронно-частотний пуск електропривода

Асинхронно-частотний метод запуску фактично є різновидом форсованого пуску, відомого ще з ранніх схем електроприводів. Його специфіка полягає в тому, що механічно з'єднані машини спочатку перебувають без обертання, тобто при $n = 0$.

Класичний форсований запуск у нерухомому стані має низку обмежень. По-перше, потрібне відокремлене джерело постійного струму для збудження обох агрегатів, які ще не набрали швидкість. По-друге, перший оберт ротора може відбутися в зворотному напрямку, що становить небезпеку для підшипників ковзання з ексцентричними сегментами. По-третє, на малих швидкостях неможливо забезпечити сталу частоту обертання ротора.

Перелічені недоліки усуваються в системах асинхронно-частотного запуску. На початковій стадії обидві машини працюють без збудження, а подача струму на обмотку збудження генератора виконується лише після досягнення 20–40% номінальної частоти. Цю швидкість обирають так, щоб початковий струм збудження забезпечував формування необхідного обертового моменту. Після виходу на номінальну швидкість двигун від'єднують від генератора та підключають до мережі методом синхронізації.

З технічної точки зору асинхронно-частотний пуск поєднує переваги асинхронного та синхронного режимів запуску. Тепловиділення в роторі при такому способі істотно менше, ніж під час звичайного асинхронного розгону. Лише при надмірно подовженій асинхронній фазі необхідно додатково враховувати енергетичні втрати.

Цей метод має низку позитивних рис: не потребує спеціальних пускових пристроїв, не призводить до перегріву електродвигуна та не створює небажаних зривів напруги в мережі. Разом із тим існують і суттєві обмеження. По-перше, алгоритм керування є досить складним, оскільки успіх пуску залежить від узгодженої зміни багатьох параметрів і вимагає точного дотримання умов переходу між стадіями. По-друге, підключення

машини до мережі після розгону супроводжується ударними струмами та динамічними моментами, амплітуда яких може значно перевищувати номінальний рівень.

3.2.5 Пускові системи асинхронних двигунів з квазічастотним управлінням

Пускові комплекси асинхронних двигунів із квазічастотним керуванням застосовують для збільшення ресурсу обладнання, яке під час зрушення з місця піддається великим навантаженням. Такі системи ефективні на пульпонасосах, агрегатах для перекачування нафтопродуктів, дробарках, кульових та стержневих млинах, окомкователях барабанного типу, скребкових транспортерних установках та інших механізмах, де запуск ускладнюється технологічними вимогами або сезонними змінами властивостей матеріалів.

Основою роботи таких пускових пристроїв є квазічастотне керування, яке дає змогу формувати необхідну електромеханічну характеристику електроприводу за рахунок зміни двох величин: частоти домінуючої гармоніки напруги живлення f' та кута відкриття тиристорних елементів α . У цьому режимі статор під'єднаний до спеціально модульованої напруги u' , частота якої визначається процесом знакозмінної модуляції мережевої напруги. При цьому струм у статорних обмотках подається у вигляді пакетів півхвиль промислової частоти. Кількість півхвиль N у такому пакеті задає переважну гармоніку й визначає частоту модуляції f' , яка встановлює синхронну швидкість обертання ротора.

Через складний спектр гармонік струмів статора електромагнітний момент містить змінну складову. На низьких частотах модуляції це викликає нерівномірність обертання. Варто врахувати, що у практичних реалізаціях квазічастотного керування кут відкриття тиристорів автоматично коригується, що супроводжується зменшенням амплітуди імпульсів струму поблизу точки зміни полярності напруги u' . Такий ефект позитивно впливає

на зниження пульсацій моменту й може бути підсилений за допомогою плавної або ступінчастої зміни кута α у межах напівперіоду. Амплітудно-часовий спосіб керування значною мірою зменшує змінну складову моменту та покращує енергетичні параметри системи.

Подальший розвиток методів квазічастотного керування безпосередньо пов'язаний із застосуванням мікропроцесорної техніки. Тому під час проектування практичних схемних рішень раціонально використовувати програмовану логіку, яка забезпечує високу адаптивність і точність регулювання.

Асинхронний двигун під'єднується до живильної мережі (див. схему) через трифазний неререверсивний тиристорний комутатор, у складі якого в кожній фазі встановлено по два тиристори, з'єднані зустрічно-паралельно. Керувальні імпульси на силові напівпровідникові елементи подає мікропроцесорний контролер. Використання МК забезпечує широкі можливості налаштування та реалізацію різних алгоритмів керування без ускладнення силової частини схеми. Окрім реалізації режимів квазічастотного регулювання, контролер генерує сигнали захисту, аварійного вимкнення, а також виконує приймання й передачу зовнішніх командних та інформаційних сигналів.

Формувач імпульсів забезпечує необхідну амплітуду та форму керувальних сигналів і водночас здійснює гальванічну ізоляцію між силовими колами та схемами керування. Блок датчиків контролює фазні струми та напругу, забезпечуючи регулювання і вимір відповідних параметрів, а також виконує функції захисту від перевантажень і коротких замикань. На основі діючих значень струму I_1 та напруги U_1 у статорній фазі, а також з урахуванням відомих активних і реактивних опорів статора, ротора та магнітного кола, визначаються поточні значення швидкості обертання ротора.

Пристрій вводу/вивода сигналів (ПВВ) містить набір дискретних входів та виходів і призначений для обміну керувальними командами із зовнішніми

системами. Пульти оператора включає клавіатуру для вибору робочих режимів, задання та програмування параметрів, а також індикатори та світлову сигналізацію для контролю стану обладнання та діагностики. Багатоканальний блок живлення перетворює мережеву змінну напругу на декілька стабілізованих рівнів постійного струму, потрібних для забезпечення роботи усіх модулів системи керування.

Функціонування мікропроцесорної системи при квазічастотному регулюванні ґрунтується на безперервному контролі мережевої напруги, формуванні трифазного набору випрямлених струмів змінної полярності, а також зміні кута відкривання тиристорів α і кількості півхвиль у пакеті відповідно до обраного алгоритму.

Ключовим елементом керування виступає високопродуктивний мікроконтролер PIC18F442 сімейства Microchip PIC. Синхронізація із мережею здійснюється за допомогою оптронів DA1–DA3. Обмеження струму через світлодіоди оптопар виконується резисторами R1–R12. Керування режимами виконано через кнопки SB1–SB7, а поточні параметри та стан пристрою відображаються на рідкокристалічному дисплеї HG1.

Комутація тиристорів відбувається через транзисторні ключі VT1–VT6. У їхні вхідні ланцюги включено діодні елементи «АБО» (VD1–VD12), які дозволяють подавати сигнал керування з одного порту контролера одночасно на пару тиристорів протилежних фаз. Передбачено також дистанційне керування через інтерфейс RS-232 за допомогою вбудованого перетворювача рівнів TTL↔COM мікроконтролера.

Функціональні можливості системи забезпечують:

- формування значних пускових моментів, які можуть перевищувати значення при прямому включенні двигуна;
- роботу в режимах періодичних коливальних або спрямованих рухів ротора з низькою швидкістю ($\omega \approx 0,1\omega_n$), що є важливим для механізмів зі значним моментом опору при чіпанні;

– комбінування фазового та квазічастотного регулювання під час запуску, використання кожного методу у відповідній діапазонній області, а також автоматичний перехід між режимами.

3.3 Експлуатаційні критерії пускових систем

У сучасних промислових установках пускові системи потужних електродвигунів мають першочергове значення через обмеження щодо електроспоживання та впливу на енергосистему. Особливо це стосується високовольтних АД, де прямий пуск не завжди можливий через значні пускові струми та перевантаження трансформаторів.

Вибір способу пуску визначається наступними критеріями:

– Обмеження падіння напруги в мережі. Пуск двигуна не повинен порушувати нормальну роботу інших споживачів. Згідно з сучасними стандартами ДСТУ EN 60034 та методиками розрахунку пускових струмів, падіння напруги на шинах 6–10 кВ при короткочасному пуску повинно бути в межах 10–15% для змішаного навантаження і до 20–25% для силового навантаження, причому максимально допустиме зниження допускається лише при рідкісних пусках.

– Обмеження перевантаження трансформаторів. Пускові струми не повинні перевищувати допустимих значень трансформаторів та кабельних ліній, враховуючи частоту пусків протягом доби та їх тривалість. Розрахунок здійснюється відповідно до сучасних методик ІЕС 60947-4-2 і ДСТУ EN 60034-12.

– Забезпечення необхідного пускового моменту. Механізм повинен отримувати достатній момент для подолання початкового опору, що забезпечує надійний розгін без перегріву обмоток. Для синхронних двигунів переважним є прямий асинхронний пуск із контролем струму та моменту.

– Енергетична ефективність та надійність. Використання сучасних систем плавного пуску (тиристорні, векторно-імпульсні або асинхронно-

частотні) дозволяє зменшити ударні струми та моменти, продовжити ресурс електродвигунів та знизити споживання електроенергії.

– Таким чином, сучасні пускові системи повинні поєднувати захист мережі, збереження ресурсу обладнання та ефективність експлуатації, відповідати актуальним міжнародним і національним стандартам.

Невиправданим є одностороннє орієнтування на регульований електропривод. Багато завдань енергозбереження та підвищення надійності можна вирішити за допомогою пускових пристроїв, що забезпечують контрольоване прискорення двигуна, обмеження струмових, механічних і теплових перевантажень. Основні вимоги до таких систем включають:

- можливість виконання великої кількості пусків без перегріву обмоток;
- обмеження динамічних моментів і величини струмового навантаження;
- забезпечення тривалої роботи на знижених швидкостях для прогрівання технологічних механізмів;
- наявність достатнього пускового моменту для подолання підвищеного опору на початку руху;
- порівняно низьку вартість у порівнянні з регульованими приводами;
- можливість поетапного запуску кількох двигунів у серії.

Сучасні схеми пуску високовольтних електродвигунів реалізують такі методи: прямий пуск, запуск із застосуванням допоміжних машин і механізмів, а також використання засобів регулювання параметрів електроенергії. Для електроприводів можуть створюватися комплексні багатофункціональні пускові системи, інтегровані у конструкцію обладнання.

У деяких випадках властивості пускової системи закладаються безпосередньо в електропривод, наприклад, у вентильних приводах постійного або змінного струму, де плавний розгін забезпечується схемним рішенням. В інших випадках пускова система є окремим елементом, який активується лише під час старту. Функціональність таких систем можна розширювати, наприклад, для тестування захисту енергомережі або оцінки динамічних характеристик приводів.

Системи пуску з нерегульованою напругою джерела

Дросельні схеми.

На стороні змінного струму встановлюються силові дроселі, які забезпечують комутаційне падіння напруги. Це формує зовнішню характеристику випрямляча типу «екскаваторної» для всього діапазону зміни струму — від пускового до холостого ходу.

Резистори з активним опором у якірному ланцюзі.

Для обмеження пускового струму генераторного пристрою (ГПТ) в якірний ланцюг включають додаткові пускові опори. Під час розгону вони відключаються послідовно за функцією струму, ЕРС або часу, наприклад, за допомогою контакторної апаратури чи тиристорних ключів.

Резисторні схеми з включенням обмотки збудження.

Обмотка незалежного збудження підключається до пускового опору в якірному ланцюзі. Опір підбирається з урахуванням допустимого пускового струму, достатнього для створення моменту чіпання. Величина секції опору визначається так, щоб до кінця розгону агрегат досяг номінальної частоти обертання при відомому статичному моменті.

Резисторні схеми з контролем зони переривистого струму.

Якір ГПТ живиться від однофазного двонапівперіодного випрямляча з додатковими опорами для обмеження пускового струму. При цих параметрах зона переривистого струму охоплює понад 50% середнього значення струму. Шунтуючі тиристори відключають опори після досягнення граничної області переривистого струму за сигналом блоку управління (БУ).

Системи пуску з дискретним тиристорним управлінням

Режими з переривистим струмом.

Якір ГПТ підключається до напівкерованого випрямляча. Керовані тиристори вмикаються блоком управління (БУ), а їх відключення у визначені проміжки часу створює переривистий струм у якірному ланцюзі. Одночасно

вимірюється ЕДС ГПТ через датчик напруги (ДН), що дозволяє точно визначати частоту обертання агрегату.

Для обмеження пускового струму у ланцюг вводяться додаткові опори, які відключаються за сигналом БУ у залежності від частоти обертання. При необхідності розширення діапазону регулювання швидкості проводиться вплив на канал збудження ГПТ.

Дискретне підключення тиристорів.

В якості джерела використовується дискретно керований випрямляч. Блок управління послідовно включає окремі тиристори та їх групи за заданим алгоритмом на різних етапах пуску. Такий спосіб дозволяє ступінчасто змінювати напругу на якрі ГПТ, переходячи від одно- або двонапівперіодних схем випрямлення до більш складних.

Системи пуску з регульованим джерелом напруги

Ключовим параметром, що визначає схемне рішення тиристорної пускової системи, є потужність головного привідного двигуна, яка у промислових установках може досягати кількох мегават.

Однозональні схеми

Двигун під'єднують до керованого тиристорного перетворювача, роботою якого управляє блок керування (БУ). Контроль виконується за струмом якоря, а напруга збудження встановлюється так, щоб синхронна швидкість досягалася при номінальному випрямленому рівні напруги перетворювача. Такий підхід забезпечує обмеження стартових струмів при формуванні необхідної пускової характеристики.

Безпосередні системи пуску асинхронних двигунів

Під час вибору способу пуску враховуються не лише можливості обладнання, а й вимоги, що висуваються до роботи електроприводу в конкретних умовах виробництва.

Реакторні схеми

Традиційний варіант, який суттєво знижує пусковий струм і потужність за рахунок падіння напруги на індуктивному елементі. Це забезпечує м'який розгін та зменшує механічні навантаження. Схема проста, недорога та надійна, але не дозволяє підвищити пусковий момент.

Трансформаторні системи

Застосовуються рідше через більшу складність, проте при використанні тиристорного регулятора у вторинному колі забезпечують плавне керування напругою статора. За наявності зв'язку вторинного кола з додатковою мережею можливий режим підвищення напруги, що дозволяє збільшити пусковий момент для важких технологічних механізмів.

Керування кутом відкриття тиристорів $\alpha(t)$

Регулювання фази керування дає змогу формувати необхідні струмові та механічні характеристики пуску, зменшуючи пікові струмові навантаження у порівнянні з прямим включенням двигуна.

За застосування квазічастотного керування можливі такі особливі режими:

Таблиця 3.1 – Особливі режими квазічастотного керування

Режим	Орієнтовний діапазон швидкості	Призначення
Низькошвидкісний прогрів	0,05–0,1 $\omega_{ном}$	підготовка механізмів до запуску при підвищеному моменті опору
Пуск з підвищеним моментом	залежить від параметрів КЧУ	чіпання насосів, дробарок, млинів

Пускові системи із застосуванням ємнісних елементів у колі збудження

Одним із варіантів підвищення ефективності запуску є використання пускової ємності у контурі збудження. За правильно підібраної ємності спостерігається збільшення активної складової струму ротора під час пуску, що забезпечує зростання пускового моменту двигуна на 25–30% порівняно зі стандартним асинхронним запуском. Такий метод доцільний в приводах, де

потрібна попередня підготовка механізму — рух на мінімальних швидкостях із підвищеним моментом для подолання статичних сил при чіпанні.

Використання тиристорних регуляторів

Застосування тиристорних регуляторів напруги дозволяє реалізувати квазічастотне керування без негативних наслідків, характерних для дросельних та конденсаторних схем (ударні моменти, самозбудження, нерівномірність обертання).

Такі пристрої формують напругу зі зниженою частотою, забезпечуючи плавне зростання моменту та зменшення електромагнітних і механічних навантажень.

Перетворювачі частоти у складі пускових систем

Використання тиристорних частотних перетворювачів дає змогу отримувати частоти живлення, що лежать у діапазоні від часток герца до декількох герц, при цьому потужність перетворювача становить лише 2–5% від потужності приводу.

Для синхронних двигунів під час запуску та руху на знижених обертах забезпечують роботу зі збудженням, що дозволяє отримувати пусковий момент, вищий за максимальний асинхронний.

Для асинхронних машин частота вихідної напруги задається так, щоб пусковий і

критичний моменти збігалися, що забезпечує найбільш сприятливий режим чіпання без надлишкового нагріву ротора.

Перехід до робочої швидкості здійснюється шляхом відключення пускового перетворювача та підключення статора безпосередньо до мережі.

3.4 Ключові проблеми, що визначають ефективність пуску

Аналіз задачі показує, що при проектуванні пускових систем для приводів із підвищеним моментом опору слід вирішити ключові питання, зібрані в таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 – Питання проєктування пускових систем для приводів із підвищеним моментом опору

Технічна умова	Суть завдання
Подолання статичних сил	Забезпечення моменту, здатного перевищити пусковий опір механізму: ($M_n > M_{\{n,e\}}$)
Кероване збільшення тривалості пуску	Зменшення термічних і механічних перевантажень у приводі та робочому обладнанні
Формування контрольованих мікропереміщень ротора	Використання активної складової статичного моменту для полегшення чіпання
Виконання фіксованих імпульсних переміщень у період чіпання	Зниження ймовірності "заклинювання" механізму

Сфера застосування

Пускові системи вказаного типу найбільш ефективні для механізмів, які демонструють важкі умови запуску, зокрема:

- пульпонасоси та нафтові насоси,
- кульові та стержневі млини,
- дробарки, прес-гранулятори,
- барабанні окомковувачі,
- скребкові конвеєри,
- технологічні агрегати з в'язкими або злежуваними масами.

Перспективним напрямом є застосування пускових систем із ємнісним елементом в колі збудження. Оптимальний добір пускової ємності забезпечує зростання активної складової роторного струму, що приводить до підвищення пускового моменту приблизно на 25–30% у порівнянні з природною характеристикою двигуна. Такий підхід може особливо ефективно використовуватись у технологічних електроприводах, де передбачено режим передстартової підготовки, тобто переміщення на малих швидкостях із підвищеним моментом для подолання статичних сил чіпання.

Використання тиристорних регуляторів напруги дає можливість реалізувати режим квазічастотного керування без виникнення негативних ефектів, характерних для дросельних і конденсаторних схем (ударні

моменти, самозбудження, нерівномірність крутильних коливань). Застосування тиристорного перетворювача частоти дозволяє отримувати знижені швидкості обертання із пусковими моментами, що перевищують максимальні значення, досяжні асинхронним пуском. Для синхронних двигунів у таких режимах необхідно забезпечувати живлення обмотки збудження.

Особливості роботи синхронних електричних машин при низьких частотах живлення доцільно враховувати під час розроблення систем пуску, орієнтованих на реверсивні передстартові переміщення. У зазначених режимах частота живлення становить від часток герца до кількох герц, а потужність перетворювача складає лише 2–5% від номінальної потужності приводу, що забезпечує високу енергоефективність.

Під час реалізації такої схеми для асинхронних двигунів вихідна частота перетворювача повинна бути обрана так, щоб пусковий момент збігався із критичним моментом. Це забезпечує найбільш сприятливий режим чіпання робочого механізму та знижує теплове навантаження на ротор. Перехід до робочої швидкості здійснюється шляхом відключення пускового модуля і наступного підключення статора безпосередньо до мережі.

Аналіз проблеми запуску електроприводів з важкими умовами пуску демонструє, що ключовими завданнями є:

- подолання статичних сил рушання робочого механізму, які формують пусковий момент, що має перевищувати момент природної характеристики двигуна ($M_n > M_{ne}$);

- кероване збільшення тривалості розгону із метою запобігання механічним і тепловим перевантаженням, що виникають при форсованому пуску як у електродвигуні, так і в технологічному агрегаті;

- реалізація мікропереміщень ротора для використання активної складової статичного моменту, що сприяє зменшенню зусиль при чіпанні;

– забезпечення можливості керованих зворотно-поступальних переміщень в початковий період запуску, що підвищує імовірність успішного розгону виконавчого механізму в умовах значного моменту опору.

Проведений аналіз показує, що сьогодні застосовується значна кількість схемних рішень для запуску високовольтних електродвигунів, які реалізують різні методи зниження струмових та механічних навантажень. Кожний із підходів має свої переваги та експлуатаційні обмеження, однак їх вибір часто ускладнюється відсутністю формалізованих критеріїв, здатних об'єктивно порівнювати якісні характеристики таких систем. Різноманіття варіантів систем електроприводу закономірно формує порівнянну різноманітність архітектур пускових пристроїв.

Разом із підвищенням експлуатаційної надійності електротехнічного обладнання, сучасні пускові системи створюють додатковий енергетичний та економічний ефект, що може проявлятися у таких напрямках:

Потенційні переваги впровадження пускових систем

1 Зменшення втрат електроенергії в пускових режимах, зокрема:

– використання схем полегшеного запуску синхронних двигунів типу *генератор–двигун (Г–Д)* може забезпечувати економію електроенергії на 13–18% та збільшення ресурсу синхронних машин в 2–3 рази;

– застосування систем плавного пуску синхронних електроприводів турбокомпресорів (до 12,5 МВт), насосного і вентиляційного обладнання за схемою *ТРН–СД* підвищує надійність електричних машин у 1,3–1,8 рази, механічної частини — приблизно в 1,4 рази, а також здатне знизити витрати за електроенергію до $\approx 23\%$.

2 Підвищення надійності електропостачання, що досягається за рахунок:

– коректної роботи мережевої протиаварійної автоматики без урахування надмірних пускових струмів;

– зменшення перерізу кабельних ліній;

– можливості підключення більше механізмів до одного фідера.

3 Скорочення непродуктивних втрат електроенергії при тривалій роботі електроприводу без корисного навантаження (холостий хід).

4 Підвищення рівня технічної діагностики, включно з можливістю передпускового тестування стану ізоляції, підшипників, обмоток та параметрів живлення.

5 Оптимізація графіка енергоспоживання в періоди пікових навантажень енергосистеми шляхом зміщення запусків або обмеження потужності.

6 Сумісність з автономними та резервними джерелами живлення, що особливо актуально для промислових підприємств із підвищеними вимогами до енергетичної стійкості.

3.5 Економічна ефективність застосування систем керованого пуску насосних агрегатів.

Доцільність впровадження систем керованого пуску для насосного електроприводу зумовлена їх здатністю зменшувати імовірність аварій та продовжувати ресурс роботи електротехнічного обладнання, що працює у важких режимах розгону. Одним із ключових механізмів досягнення цього ефекту є обмеження теплових та електродинамічних перевантажень в період чіпання, що істотно знижує ризик пошкодження обмоток електродвигунів.

За статистикою експлуатації насосних електроприводів у промислових системах водопостачання та транспортування робочих рідин, понад 80–90% відмов асинхронних двигунів пов'язані з дефектами обмоток, зокрема ізоляції, що спричинені повторюваними струмовими та термічними перевантаженнями під час пуску. Застосування керованих схем чіпання дозволяє значно знизити це навантаження, що прямо впливає на зменшення частоти виходу приводу з ладу та скорочення витрат на ремонт.

До додаткових аспектів економічної ефективності належать:

- зниження витрат на технічне обслуговування підшипникових вузлів та механічних елементів приводу, що часто зазнають ударних навантажень при жорсткому пуску;
- підвищення надійності трубопроводів, арматури та з'єднань, особливо у магістральних насосних станціях, де гідравлічні удари є критичним фактором пошкоджень;
- зменшення втрат робочого середовища у системах з агресивними, токсичними або коштовними рідинами (нафтопродукти, хімреагенти, питна вода);
- оптимізація графіка навантаження електричних мереж, що дає змогу уникнути чи зменшити штрафи за пікове споживання електроенергії;
- подовження міжремонтних інтервалів і, відповідно, зменшення сумарної вартості життєвого циклу електроприводу (Life Cycle Cost, LCC).

Таблиця 3.3 - Орієнтовні економічні показники впровадження керованого пуску насосних агрегатів

Потенційний ефект	Типовий діапазон економії
Зменшення аварійних відмов електродвигунів	30–60%
Скорочення витрат на ремонт обмоток	25–40%
Зниження витрат на обслуговування підшипників і механіки	10–25%
Зменшення енергоспоживання в пускових режимах	5–12%
Зменшення втрат від технологічних простоїв	20–50%
Зниження гідравлічних ударів та аварій трубопроводів	15–35%

Значення наведено як орієнтовні, отримані за результатами впровадження пускових систем на об'єктах водопостачання, теплотехнічних і нафтонасосних станціях.

Використання систем керованого пуску насосних агрегатів є економічно обґрунтованим рішенням, що забезпечує:

- підвищення надійності та ресурсу електроприводу;

- скорочення експлуатаційних витрат, у тому числі на ремонт електродвигунів і механічних вузлів;
- покращення енергетичних показників роботи насосних станцій;
- підвищення технічної та екологічної безпеки технологічних процесів;
- зменшення сумарних витрат життєвого циклу системи (LCC).

Таким чином, впровадження керованого пуску є одним із найбільш ефективних елементів стратегії енергозбереження та підвищення надійності електроприводів у сучасних системах водопостачання й транспортування робочих рідин.

4 ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ В ЕЛЕКТРОПРИВОДАХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК

4.1 Електроприводи змінної частоти обертання у системах оптимізації режимів насосних станцій

Відцентрові насоси досягають найвищої енергоефективності за умов регулювання їхньої подачі шляхом зміни частоти обертання робочого колеса. Реалізація такого режиму стає можливою за використання привідних установок, здатних змінювати кутову швидкість у широкому діапазоні. У промислових насосних комплексах для цього застосовують теплові двигуни або електроприводи з регульованою частотою, однак саме останні є базовим технічним рішенням для автоматизованих систем керування насосними станціями.

Електроприводом називають електромеханічну систему, яка перетворює електричну енергію на механічну та складається з силового електродвигуна, трансмісійної ланки (муфта, редуктор або безпосереднє з'єднання) і підсистеми керування. У частотно-регульованих приводах до складу устаткування також входять силові перетворювачі, що виконують функції регулювання швидкості та одночасно є елементами автоматизованої системи керування насосним агрегатом.

Процес регулювання відбувається в умовах постійної взаємодії моменту, створюваного двигуном, і моменту навантаження насоса. Зміна подачі супроводжується відповідним перегрупуванням статичних і динамічних характеристик гідравлічної машини. Найбільш раціональним способом такого керування є вплив на частоту живлення електродвигуна при збереженні жорсткого механічного зв'язку між валом привода та робочим колесом.

У практиці експлуатації насосних станцій використовують два принципово різні підходи до зміни кутової швидкості:

- 1) регулювання частоти обертання електродвигуна, з'єднаного з насосом безпосередньо або через передавальний механізм;
- 2) керування передавальним відношенням механічної трансмісії за умови сталих обертів електричної машини.

Другий варіант має істотні конструктивні обмеження, пов'язані з необхідністю встановлення варіаторів або гідравлічних муфт, які потребують періодичного обслуговування та супроводжуються додатковими втратами енергії. Тому у сучасних насосних системах переважає використання електроприводів зі змінною частотою, що забезпечують високу точність регулювання, покращення енергетичного балансу та розширення функціональних можливостей автоматизованого керування.

Такі технічні рішення особливо актуальні для водопостачальних, дренажних, циркуляційних і промислових технологічних систем, де встановлені режими подачі рідини піддаються значним змінам протягом доби або виробничого циклу.

Таблиця 4.1 - Основні варіанти реалізації регулювання швидкості відцентрованого насоса

Підхід	Сутність	Переваги	Недоліки
1. Регулювання швидкості електродвигуна	Застосування перетворювачів частоти (VFD/ЧПП)	Найвища енергоефективність, відсутність дроселювання, плавний пуск	Вартість перетворювача, вимоги до якості електромережі
2. Зміна передавального відношення трансмісії	Гідромуфти, варіатори, механічні редуктори з регулюванням	Можливість модернізації без зміни двигуна	Нижчий ККД, наявність механічного зносу, складніше обслуговування

4.2 Регулювання швидкості електродвигунів насосних агрегатів

Електроприводи, що застосовуються в насосних системах, можуть будуватися на основі електродвигунів постійного або змінного струму. Попри те, що у світовій практиці досі трапляються приводи на базі двигунів постійного струму, переважна більшість сучасних насосних установок

використовує електричні машини змінного струму, зокрема асинхронні двигуни з короткозамкненим ротором. Це зумовлено їх високою надійністю, ремонтпридатністю та порівняно низькою вартістю обслуговування.

У двигунах постійного струму паралельного збудження кутова швидкість визначається виразом:

$$n = \frac{U - I_a \sum R_a}{C \Phi}, \quad (4.42)$$

де U - напруга живлення,;

I_a - якірний струм,

Φ - магнітний потік електродвигуна, пропорційний струму збудження;

$\sum R_a$ - повний опір якоря,;

C - конструктивний коефіцієнт

У загальному випадку регулювання швидкості електродвигуна постійного струму здійснюється трьома методами:

- 1) зміною напруги живлення якоря;
- 2) введенням додаткового опору у якірний ланцюг;
- 3) впливом на магнітний потік шляхом зміни струму збудження.
- 4) Введення додаткового опору використовується обмежено, оскільки супроводжується відчутними енергетичними втратами:

$$P_a = I_a R_d, \quad (4.43)$$

де R_d - додатковий опір у колі якоря., Ом.

Тому цей спосіб поступився регулюванню напругою та зміною магнітного потоку, а в промислових насосних агрегатах майже не застосовується.

Широке застосування як у вітчизняній, так і у міжнародній практиці отримав регульований електропривод змінного струму. Кутова швидкість асинхронного електродвигуна визначається значеннями частоти живильної напруги f , кількістю пар полюсів p та ковзанням s . Зміна будь-якого з цих

параметрів дає змогу регулювати швидкість обертання робочого механізму, а отже, і продуктивність насосної установки.

Частотно-керований електропривод.

Ключовим елементом системи частотного регулювання є напівпровідниковий перетворювач, який забезпечує перетворення практично сталих параметрів мережі зі значеннями частоти f_1 у вихідні величини f_2 , що можуть змінюватися у широкому діапазоні. Частота обертання ротора електродвигуна при цьому змінюється пропорційно частоті f_2 , що забезпечує керування напірно-витратними характеристиками насоса відповідно до вимог технологічного процесу.

В залежності від схеми енергетичного перетворення розрізняють два основні різновиди частотних перетворювачів:

- із проміжною ланкою постійного струму,
- із безпосереднім перетворенням частоти.

Типова структура перетворювача включає:

випрямляч В, фільтрувальну ланку А та інвертор І, який формує змінну напругу необхідної частоти і амплітуди.

Таким чином, параметри мережі живлення U_1, f_1 що є майже незмінними, трансформуються у величини U_2, f_2 , оптимальні для системи керування насосним агрегатом.

Для забезпечення стабільних режимів роботи електродвигуна, обмеження струмового перевантаження, запобігання надмірному ослабленню магнітного потоку та досягнення високої енергоефективності перетворювач має підтримувати певний зв'язок між вихідною напругою та частотою. Це співвідношення визначається законом частотного регулювання, відомим як закон Костенка:

$$U_1/U_2 = \sqrt{M_1/M_2} f_1/f_2, \quad (4.44)$$

що забезпечує приблизно сталий магнітний потік машини в усьому діапазоні зміни частоти живлення.

Для насосних агрегатів із механічною характеристикою, яка описується квадратичною параболою (режими без статичного напору), справедливе співвідношення:

$$U_1/f_1^2 = U_2/f_2^2 = const. \quad (4.45)$$

оскільки гідравлічні втрати зростають пропорційно квадрату частоти обертання робочого органу.

У разі наявності статичного напору, коли навантажувальна характеристика описується показниковою залежністю зі степеневим коефіцієнтом k , регулювання має відповідати більш складній умові:

$$U_1/f_1^{1+k/2} = U_2/f_2^{1+k/2}, \quad (4.46)$$

де k - показник ступеня у рівнянні механічної характеристики насоса.

В більшості промислових схем використовуються серійні частотні перетворювачі, оптимізовані для забезпечення узагальненого режиму:

$$U_1/f_1 = U_2/f_2 = const, \quad (4.47)$$

що дає задовільні показники для широкого спектра насосних систем.

Топологія та характеристика частотних перетворювачів

Частотні перетворювачі будуються переважно на основі автономних інверторів двох типів:

- 1) автономні інвертори напруги (АІН);
- 2) автономні інвертори струму (АІТ).

Перетворювачі з автономним інвертором напруги

У схемах з АІН у ланці постійного струму формується випрямлена напруга. Фільтрація виконується за допомогою дроселя, увімкненого послідовно з інверторною частиною, та конденсатора, включеного паралельно вихідним виводам. На формування вихідної кривої напруги (переважно прямокутної форми) впливає алгоритм комутації силових ключів,

тоді як характер кривої струму (близький до синусоїдального) визначається параметрами навантаження.

Перетворювачі з автономним інвертором струму

Для АІТ характерним є випрямлення струму у проміжній ланці. Згладжування миттєвих пульсацій здійснюється за допомогою послідовно ввімкненого дроселя. Форма вихідної кривої струму визначається порядком комутації тиристорів, тоді як напруга на виході приймає синусоподібний характер в залежності від електромеханічних параметрів навантаження.

Сучасні перетворювачі з широтно-імпульсною модуляцією

Для підвищення енергоефективності застосовуються перетворювачі на базі АІН з широтно-імпульсною модуляцією, де вихідні напруга і струм набувають форми, близької до синусоїдальної. Це забезпечується високочастотною комутацією силових транзисторів із модуляцією тривалості імпульсів. Додатковою перевагою таких схем є можливість використання некерованих випрямлячів у вхідному блоці, що спрощує конструкцію і покращує надійність.

Вплив несинусоїдальності на вибір електродвигуна

Несинусоїдальна форма напруги та струму на виході перетворювача призводить до:

- підвищеного рівня гармонійних складових;
- збільшення додаткових втрат у сталі та обмотках двигуна;
- зменшення коефіцієнта потужності;
- зростання теплового навантаження.

Тому при виборі електродвигунів для частотно-керованого привода доцільно використовувати машини, конструктивно адаптовані до роботи з імпульсною напругою, а також передбачати застосування фільтрів вищих гармонік та заходів щодо електромагнітної сумісності.

В більшості частотних електроприводів напруга або струм на виході перетворювача мають прямокутну чи трапецієподібну форму, що супроводжується появою значної кількості гармонійних складових вищих порядків. Їх наявність зумовлює додаткові втрати в елементах електродвигуна, насамперед у магнітопроводі й обмотках. Внаслідок цього при роботі привода біля номінальної частоти зростає ризик теплового перевантаження.

Погіршення умов тепловідведення особливо характерне для асинхронних машин з самовентиляцією, які широко застосовуються в насосних агрегатах. На знижених швидкостях цей недолік частково компенсується зменшенням навантаження насоса, оскільки подача та напір зменшуються. Проте поблизу номінальної частоти одночасний вплив вищих гармонік та недостатня вентиляція призводять до необхідності обмеження допустимої механічної потужності на 8–15%. При цьому спостерігається зменшення максимального електромагнітного моменту на 1–2%, коефіцієнта корисної дії – на 1–4%, а коефіцієнта потужності – на 5–7%.

Для асинхронних двигунів із самовентиляцією, які працюють на навантаження з квадратичною залежністю моменту від частоти обертання, допустима потужність на валу визначається співвідношенням:

$$P_{\text{доп}} = P_{\text{ном}} (7,2 + p)/(8,64 + p), \quad (4.48)$$

де p - число пар полюсів машини.

Щоб запобігти перевантаженню електродвигуна, необхідно вживати одне з таких інженерних рішень:

- 1) обмеження максимальної частоти живлення до $f_2=45-47$ Гц, що дозволяє знизити теплові навантаження;
- 2) застосування електродвигуна збільшеної номінальної потужності, що є обов'язковим у випадках експлуатації з частотою $f_2 > 50$ Гц.

Обмеження верхнього рівня частоти супроводжується зміщенням напірної характеристики насоса, що необхідно мати на увазі при паралельній

роботі регульованих і нерегульованих агрегатів, оскільки це може впливати на рівномірність розподілу подачі в насосній станції.

Застосування регульованого частотного електроприводу створює можливість живлення декількох насосних агрегатів від одного силового перетворювача. За наявності перетворювача достатньої потужності допускається його паралельне підключення до групи ідентичних насосів, що працюють у спільному технологічному режимі. Поширеною є також послідовна схема використання, коли один і той самий перетворювач по чергово підключається до різних агрегатів зі співставною потужністю, що забезпечує оптимізацію капітальних витрат.

В Україні та за кордоном серійно випускаються промислові перетворювачі з номінальною потужністю до 400 кВт для мереж напругою 0,4 кВ (380/400 В) та 0,23 кВ (220/230 В). У енергетиці, нафтогазовій та водопровідно-каналізаційній інфраструктурі впроваджуються високопотужні частотні перетворювачі, що досягають 1–3,5 МВт, здебільшого у виконанні для напруг 6–10 кВ. У сучасних системах керування насосними станціями зростає частка перетворювачів середньої та високої напруги, реалізованих на базі модульної багаторівневої топології (NPC, ANPC, MLVSI) із силовими ключами класу IGBT або IGCT, що забезпечує високий рівень енергоефективності та зниження спектру гармонік.

Варіанти побудови частотних електроприводів для насосів

Окрім перетворювачів з проміжною ланкою постійного струму, у практиці насосних електроприводів використовуються системи з безпосереднім перетворенням частоти (direct matrix conversion / cycloconverter). Вони формують вихідну синусоїдальну напругу шляхом сегментації синусоїд мережі живлення. Такі системи відзначаються:

- переважно синусоїдальною формою вихідної напруги, що сприятливо впливає на електромагнітні та теплові режими двигуна;

- покращенням коефіцієнта потужності на стороні мережі та зменшенням рівня вищих гармонік;
- відсутністю проміжного етапу перетворення енергії в постійний струм, що спрощує систему охолодження та підвищує надійність.

Водночас, технологічним обмеженням безпосередніх частотних перетворювачів є неможливість забезпечити вихідну частоту, рівну частоті мережі живлення, тому що їх робочий діапазон, як правило, не перевищує 25–33 Гц, що зумовлює використання їх переважно в системах керування низькошвидкісними насосними агрегатами або у режимах технологічного пуску.

Регулювання частоти обертання електричних машин шляхом зміни ковзання

Керування кутовою швидкістю обертання асинхронних електродвигунів через варіювання їх ковзання s є одним із способів регулювання електроприводу. Його реалізація досягається переважно:

1. Введенням додаткового активного опору у роторне коло (для двигунів із фазним ротором).
2. Генеруванням протилежної електрорушійної сили (ЕРС) у ланцюзі ротора (за допомогою спеціальних схем або перетворювачів).
3. Коригуванням напруги живлення, що подається на обмотку статора.

Цей метод застосовний виключно для асинхронних машин із фазним ротором (з контактними кільцями).

Збільшення активного опору $R_{\text{дод}}$ в роторному контурі модифікує механічну характеристику двигуна. Згідно з теоретичними основами, зростання опору ротора пропорційно збільшує критичне ковзання s , зсуваючи його в область менших швидкостей обертання. Це призводить до зменшення жорсткості (пом'якшення) характеристики.

Плавне варіювання $R_{\text{дод}}$ дозволяє безперервно змінювати сімейство цих характеристик. Робоча швидкість електроприводу встановлюється в точках перетину нової механічної характеристики двигуна із механічною характеристикою навантаження (наприклад, насосного агрегату). Таким чином, досягається плавне регулювання швидкості.

Регулювання частоти обертання електродвигунів зміною напруги на статорі

Електромагнітний момент асинхронного двигуна з короткозамкненим ротором пропорційний квадрату напруги, поданої до його статорного кола:

$$M_{\text{об}} = KU^2, \quad (4.49)$$

Звідси випливає, що зміна напруги на затисках статора впливає на конфігурацію механічної характеристики двигуна. Під час спільного аналізу характеристик насоса та привідного електродвигуна спостерігається, що для кожного рівня фазної напруги існує окрема робоча точка $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$, якій відповідає певне ковзання $s_1, s_2, s_3, \dots, s_n$.

Значення критичного ковзання при зміні напруги практично залишається сталим. Тому максимальний момент досягається приблизно при $s \approx 0,1-0,2$, що суттєво обмежує діапазон ефективного регулювання частоти обертання за цим принципом. Зазвичай регулювання напруги реалізується за допомогою керованих напівпровідникових перетворювачів (тиристорних або транзисторних), які забезпечують плавне зниження електромагнітного моменту згідно заданому закону.

Цей метод доцільний для насосних установок невеликої або середньої потужності, де вимоги до економічності є менш жорсткими, ніж у випадку застосування повноцінного частотного регулювання. Водночас слід враховувати, що при регулюванні лише напругою зростають втрати енергії, підвищується нагрів обмоток та погіршується коефіцієнт потужності.

Регулювання частоти обертання шляхом зміни числа пар полюсів

Метод регулювання частоти обертання за рахунок зміни числа пар полюсів застосовується в разі використання багатошвидкісних асинхронних електродвигунів. Статорні обмотки таких машин виконуються секціонованими, а їхні початки та кінці виводяться на клемну панель, що забезпечує можливість перемикання схемного з'єднання.

Після зміни конфігурації підключення обмоток, кількість пар полюсів статора змінюється, що приводить до ступінчастої зміни синхронної частоти обертання:

$$n_s = \frac{60f}{p}$$

Зменшення числа витків у фазі дозволяє зберегти ЕРС на незмінному рівні, тому додаткова корекція напруги живлення не потрібна. Перемикання виконується комутаційною апаратурою (контакторами або вакуумними вимикачами), оснащеною блокуванням, що унеможливорює одночасне вмикання кількох швидкісних режимів.

В практиці водогосподарських підприємств використовуються, зокрема, електродвигуни серії ДВДА, розраховані на напругу 6 кВ та потужність 500–1400 кВт з комбінаціями синхронної швидкості: 500/300, 500/375, 375/300 об/хв, що дозволяє організувати декілька робочих режимів подачі без використання частотного перетворювача.

4.3 Експериментальне визначення напірно-витратних та енергетичних характеристик насосного агрегату

На основі фізичної моделі гідравлічної системи транспортування виконано комплекс досліджень для отримання залежностей напору від подачі (Н- Q) та енергетичних показників насосного агрегату. Випробування охоплювали два основні методи керування технологічними режимами: дросельне регулювання та зміна частоти обертання робочого колеса.

Для забезпечення ідентичних умов експерименту використовувалася фіксована ділянка трубопровідної магістралі. Її гідравлічний опір був заданий шляхом встановлення наступних положень запірної арматури (див. принципову схему 3.1):

- Клапани (засувки) Z2, Z4, Z6 — закриті.
- Клапани (засувки) Z3, Z5, Z7 — повністю відкриті.

Методи керування продуктивністю

1. Дросельне керування: Здійснювалося через послідовну зміну кута відкриття засувки Z3. Це забезпечувало варіацію гідравлічного опору мережі, відповідно, і зміну об'ємної витрати (продуктивності) насоса.

2. Частотне керування (керування обертами): Реалізовано за допомогою перетворювача частоти, який забезпечував живлення приводного асинхронного двигуна (АД1) дискретним рядом керуючих частот:

$$f \in \{20 \text{ Гц}, 25 \text{ Гц}, 30 \text{ Гц}, 35 \text{ Гц}, 40 \text{ Гц}, 45 \text{ Гц}, 50 \text{ Гц}\}.$$

Під час усіх вимірювальних циклів фіксувалися ключові робочі параметри: втрати напору, повний напір, споживана електрична потужність та кутова швидкість.

На основі емпіричних даних, занесених до Таблиць 3.1 – 3.5, було проведено розрахунок корисної гідравлічної потужності.

Корисна потужність $P_{кор}$, що передається рідині, визначалася за фундаментальною гідравлічною формулою (3.50), яка часто фігурує як (4.50):

$$P_{кор} = H \cdot Q \cdot \rho \cdot g \quad (4.50)$$

де Q- об'ємна подача насоса, м³/с;

H - створюваний напір, м;

ρ - густина робочої рідини, 1000 кг/м³;

g - прискорення вільного падіння, g= 9,81 м/с.

Коефіцієнт корисної дії η насосної установки для обох методів керування обчислювався як відношення корисної гідравлічної потужності до загальної споживаної електричної потужності $P_{\text{спож}}$:

$$\eta = \frac{P_{\text{кор}}}{P_{\text{спож}}} \quad (4.51)$$

Ця величина є критичною для порівняльної оцінки енергетичної ефективності кожного методу керування продуктивністю.

Значення ККД занесені у відповідний розділ таблиць 3.1 - 3.5.

Використовуючи дані таблиць 3.1 - 3.5 будуються напірно-витратні і енергетичні характеристики насоса представлені на малюнку 3.1

Таблиця 4.1 – Експериментальні значення при частоті мережі $f = 50$ - 20 Гц і відкритій засувці Z3

№	f, Гц	H ₁ , м	H ₄ , м	Q ₂ , м ³ /с	I ₁ , А	U ₁ , В	W ₁ , Вт	η
1	50	10,7	5,6	0,00151	3,52	221	770	0,21
2	40	8,1	4,6	0,00131	2,05	221	575	0,165
3	45	6,1	3,6	0,00113	1,89	220	415	0,182
4	35	4,1	2,6	0,00099	1,34	219	285	0,145
5	30	3,1	2,1	0,00082	0,92	220	200	0,123
6	25	2,1	1,05	0,00067	0,57	219	113	0,118
7	20	1,03	0,52	0,00052	0,29	220	62	0,083

Таблиця 4.2 – Експериментальні показники при $f = 50$ – 20 Гц та прикритій на 30% засувці Z3

№	f, Гц	Положення Z3	H ₁ , м	H ₄ , м	Q ₂ , м ³ /с	I ₁ , А	U ₁ , В	W ₁ , Вт	η
1	50	30% прикриття	13,9	4,1	0,00126	3,28	221	725	0,23
2	45	30% прикриття	10,3	3,1	0,00109	2,38	220	525	0,205
3	40	30% прикриття	8,3	2,6	0,00097	1,85	220	395	0,194
4	35	30% прикриття	6,2	2,1	0,00083	1,23	220	260	0,183
5	30	30% прикриття	4,2	1,6	0,00069	0,88	219	168	0,158
6	25	30% прикриття	2,6	0,72	0,00055	0,53	220	108	0,135
7	20	30% прикриття	1,6	0,52	0,00044	0,27	220	53	0,085

Таблиця 4.3 – Експериментальні показники при $f = 50-20$ Гц та прикритій на 60% засувці Z3.

№	f, Гц	Положення Z3	H ₁ , м	H ₄ , м	Q ₂ , м ³ /с	I ₁ , А	U ₁ , В	W ₁ , Вт	η
1	50	60% прикриття	18,4	1,55	0,00076	2,65	220	585	0,231
2	45	60% прикриття	14,3	1,34	0,00067	1,99	220	440	0,215
3	40	60% прикриття	11,3	1,05	0,00060	1,43	221	315	0,204
4	35	60% прикриття	8,2	0,82	0,00051	1,08	220	223	0,182
5	30	60% прикриття	5,7	0,52	0,00042	0,75	220	152	0,154
6	25	60% прикриття	3,6	0,41	0,00034	0,51	220	101	0,122
7	20	60% прикриття	2,1	0,23	0,00027	0,26	220	51	0,102

Таблиця 4.4 – Експериментальні значення при $f = 50-20$ Гц та прикритій на 90% засувці Z3.

№	f, Гц	Положення Z3	H ₁ , м	H ₄ , м	Q ₂ , м ³ /с	I ₁ , А	U ₁ , В	W ₁ , Вт	η
1	50	90% прикриття	21,1	0,52	0,000375	2,03	220	492	0,146
2	45	90% прикриття	15,9	0,52	0,00033	1,52	220	370	0,129
3	40	90% прикриття	13,4	0,51	0,00029	1,23	220	268	0,119
4	35	90% прикриття	9,8	0,50	0,00025	0,92	220	205	0,097
5	30	90% прикриття	6,7	0,50	0,000208	0,42	220	142	0,088
6	25	90% прикриття	4,6	0,50	0,000172	0,27	220	92	0,071
7	20	90% прикриття	2,6	0,50	0,00013	0,21	220	51	0,059

Таблиця 4.5 – Експериментальні показники при $f = 50-20$ Гц та закритій засувці Z3.

№	f, Гц	Положення Z3	H ₁ , м	H ₄ , м	Q ₂ , м ³ /с	I ₁ , А	U ₁ , В	W ₁ , Вт	η
1	50	закрита	22,4	0	0	1,98	220	435	0
2	45	закрита	18,3	0	0	1,53	220	315	0
3	40	закрита	14,2	0	0	1,13	220	225	0
4	35	закрита	10,8	0	0	0,87	220	188	0
5	30	закрита	7,2	0	0	0,60	220	115	0
6	25	закрита	5,1	0	0	0,42	220	82	0
7	20	закрита	3,1	0	0	0,21	220	46	0

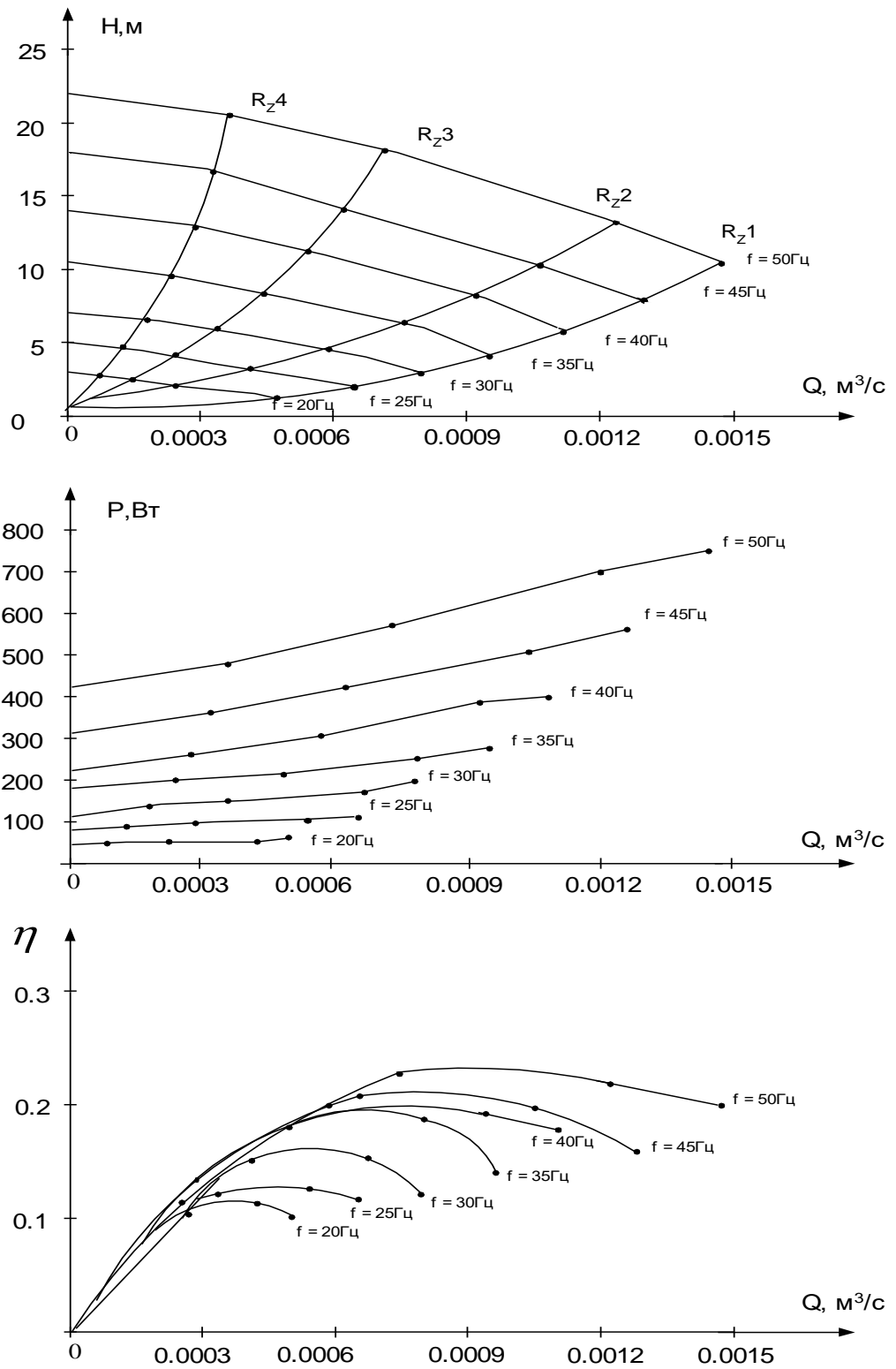


Рисунок 4.1 – Залежність напору, подачі та енергетичних показників насоса від частоти обертання робочого колеса

Аналіз отриманих залежностей $\eta(Q)$ показав, що за зниження частоти живлення приблизно на 10–20% від номінального значення зменшення максимального коефіцієнта корисної дії насосного агрегату є незначним. Однак подальше зниження частоти викликає значне падіння пікового ККД, що зумовлено погіршенням умов гідравлічного узгодження робочого колеса із системою.

Під час регулювання роботи відцентрового насоса дроселюванням подачі спостерігається виражена тенденція до зниження енергетичної ефективності внаслідок додаткових втрат, що виникають при збільшенні гідравлічного опору трубопровідної мережі. Це призводить до підвищення частки непродуктивних витрат потужності та зниження загального ККД агрегату.

4.4 Економічне обґрунтування методів регулювання продуктивності насосів

У практиці експлуатації насосних станцій використовують зазвичай два підходи до керування подачею насосного агрегату:

- дроселювання потоку шляхом часткового перекриття засувки;
- зміна частоти обертання привідного двигуна за допомогою частотного перетворювача.

Дросельне регулювання

Дроселювання полягає в штучному збільшенні гідравлічного опору трубопроводу шляхом часткового перекриття запірної частини на нагнітальній або всмоктувальній лінії насоса. Метод широко використовують через простоту впровадження, однак його енергетична ефективність є дуже низькою. Частина електроенергії витрачається нерационально, оскільки:

- відбувається втрата напору на запірно-регулюючому елементі;
- формується підвищений тиск у трубопровідній мережі;
- збільшуються технологічні витоки;

- зростає обсяг непотрібно піднятої води (актуально для каналізаційних станцій).

У загальному випадку додаткова потужність, що втрачається при роботі в режимі дроселювання, оцінюється залежністю:

$$P_{\text{дрос}} = \frac{\rho g Q \Delta H_{\text{дрос}}}{\eta_{\text{агр}} \cdot 1000}, \quad (4.51)$$

де $H_{\text{дрос}}$ - втрачений напір на засувці, м

η - к.к.д. при відповідній продуктивності,

Q – подача насоса, м³/с;

ρ – густина води,

g – прискорення вільного падіння

Розрахунок річного споживання електроенергії

Річна витрата електроенергії насосним агрегатом визначається:

$$W_{\text{річн}} = N \cdot t,$$

Де N – споживана потужність, кВт;

t – тривалість роботи за рік, год.

Вартість спожитої електроенергії:

$$C = W \cdot T$$

де T – тариф за 1 кВт·год.

Для числової оцінки у варіанті В приймемо:

– номінальна витрата насоса $Q_{\text{ном}} = 0,00145$ м³/с;

– робота в режимі зниженої подачі $Q \approx 0,5 Q_{\text{ном}} \approx 0,00073$ м³/с;

– додатковий втрачений на засувці напір $\Delta H_{\text{дрос}} \approx 4$ м;

– орієнтовний ККД агрегату в цьому режимі $\eta_{\text{агр}} \approx 0,18$.

Підставляючи у (4.51), отримуємо втрати потужності на дроселюванні:

$$P_{\text{дрос}} \approx \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 0,00073 \cdot 4}{0,18 \cdot 1000} \approx 0,16 \text{ кВт}$$

Далі вводимо часові параметри експлуатації. Для даного варіанта вважатимемо, що насосний агрегат працює цілорічно 24 години на добу протягом 330 діб на рік.

Номінальна потужність приводу – 0,75 кВт. Тоді річне споживання електроенергії в номінальному режимі становитиме:

$$W_{\text{рік}} = P_{\text{дв}} \cdot t = 0,75 \text{ кВт} \cdot 24 \text{ год/добу} \cdot 330 \text{ діб} = 5940 \text{ кВт} \cdot \text{год} \quad (4.52)$$

Для економічної оцінки приймемо умовний тариф на електроенергію для виробничих споживачів $c_e = 5,0$ грн/кВт·год, що відповідає сучасному порядку цін з урахуванням вартості передачі та диспетчеризації.

Тоді річні витрати на електроенергію для роботи насоса в номінальному режимі:

$$C_{\text{рік}} = W_{\text{рік}} \cdot c_e = 5940 \cdot 5,0 = 29700 \text{ грн.} \quad (4.53)$$

Для реальних відцентрових насосів досить характерна ситуація, коли при зменшенні подачі до ≈ 50 % номінальної за рахунок засувки споживана потужність зменшується не пропорційно, а лише до 60–70 % від номінальної.

Для розрахунку приймемо узагальнене значення:

$P_{\text{др}} \approx 0,5$ кВт (тобто приблизно 65–70 % від номінальної потужності 0,75 кВт, що добре узгоджується з типовими насосними характеристиками).

Час роботи в режимі половинної подачі за рік:

$$t_{0,5Q} = 7 \text{ год/добу} \cdot 330 \text{ діб} = 2310 \text{ год.}$$

Тоді енергія, спожита насосом у цьому режимі при дроселюванні:

$$W_{\text{дрос}} = P_{\text{дрос}} \cdot t_{0,5Q} \approx 0,5 \text{ кВт} \cdot 2310 \text{ год} \approx 1155 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Вартість цієї енергії:

$$C_{\text{дрос}} = W_{\text{дрос}} \cdot c_e \approx 1155 \cdot 5,0 \approx 5775 \text{ грн/рік.}$$

Частотне регулювання

Для відцентрових насосів діють закони подібності:

$$Q \sim n, H \sim n^2, P \sim n^3,$$

де n – частота обертання вала.

Щоб отримати приблизно $0,5Q_{\text{ном}}$, достатньо зменшити швидкість обертання до $n_2 \approx 0,5n_1$

Відповідно, відносна потужність насоса (гідравлічна плюс механічні втрати):

$$P_2 \approx P_1 \cdot \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^3 = 0,75 \cdot (0,5)^3 = 0,75 \cdot 0,125 \approx 0,094 \text{ кВт.}$$

З урахуванням втрат в частотному перетворювачі та деякого зниження ККД двигуна вважатимемо сумарний ККД «перетворювач–електродвигун» у цьому режимі приблизно 0,9. Тоді споживана електрична потужність:

$$P_{\text{чр}} \approx \frac{0,094}{0,9} \approx 0,10 \text{ кВт.}$$

Річна витрата електроенергії на виконання роботи в режимі половинної подачі при частотному регулюванні:

$$W_{\text{чр}} = P_{\text{чр}} \cdot t_{0,5Q} \approx 0,104 \text{ кВт} \cdot 2310 \text{ год} \approx 241 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Грошові витрати:

$$C_{\text{чр}} = W_{\text{чр}} \cdot c_e \approx 241 \cdot 5,0 \approx 1200 \text{ грн/рік.}$$

Порівняльний аналіз розглянутих методів регулювання.

Для однакового технологічного завдання (7 годин/добу при подачі $\approx 0,5Q_{\text{ном}}$):

при дроселюванні:

$$W_{\text{др}} \approx 1155 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

$$C_{др} \approx 5775 \text{ грн/рік}$$

при частотному керуванні:

$$W_{чр} \approx 241 \text{ кВт} \cdot \text{рік}, \quad C_{чр} \approx 1200 \text{ грн/рік}$$

Річна економія електроенергії лише в одному зниженому режимі становить

$$\Delta W = W_{др} - W_{чр} \approx 1155 - 241 \approx 915 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік},$$

а за вартістю:

$$\Delta C = C_{др} - C_{чр} \approx 5775 - 1200 \approx 4600 \text{ грн/рік}.$$

Відносна економія:

$$\varepsilon = \Delta W / W_{др} \approx 915 / 1155 \approx 0,79,$$

тобто близько 80 % витрат електроенергії в режимі пониженої подачі можна зменшити завдяки частотному регулюванню замість дроселювання.

Якщо масштабувати цей результат на реальні насосні агрегати з потужністю 75–250 кВт та більше, а також врахувати, що частина з них значну долю часу працює в режимах, далеких від номінальної подачі, отримані значення економії вже становитимуть десятки тисяч кВт·год на рік для однієї насосної станції, що безпосередньо обґрунтовує доцільність впровадження частотного регулювання.

4.5 Оцінка економічної ефективності застосування систем керованого пуску насосних агрегатів

Підвищення ресурсу електричних машин і зниження витрат на ремонт є одним з ключових ефектів упровадження систем керованого пуску насосних агрегатів. Найбільш суттєвий результат досягається за рахунок зменшення теплових та вібраційних перевантажень під час запуску, що безпосередньо впливають на стан ізоляції обмоток і підшипникових вузлів.

За результатами відомих експлуатаційних досліджень вважають, що при прямому пуску близько 70 % відмов асинхронних двигунів призводять до капітального ремонту (перемотка обмоток та відновлення активної сталі), тоді як за наявності систем керованого пуску частка таких відмов

зменшується орієнтовно до 35 %. Решта припадає на середні ремонти (заміна підшипників, ущільнень та ін.).

4.5.1 Порівняльні річні витрати на ремонти асинхронних двигунів

Річні витрати на ремонти одного двигуна при прямому запуску та при використанні системи керованого пуску запишемо у вигляді

$$C_{р,пр} = \frac{12}{T_{пр}} (0,7C_k + 0,3C_c),$$

$$C_{р,пл} = \frac{12}{T_{пл}} (0,35C_k + 0,65C_c),$$

Де $T_{пр}$, $T_{пл}$ – напрацювання на відмову (у місяцях) при прямому та полегшеному пуску відповідно;

C_k – вартість капітального ремонту двигуна;

C_c – вартість середнього ремонту.

За даними сервісних підприємств, вартість перемотування асинхронного двигуна малої потужності (0,75 кВт) зараз становить близько 2400–2800 грн; нижче прийmemo $C_k=2500$ грн. Вартість середнього ремонту з заміною підшипників і дрібними відновлювальними операціями становить близько 1000–1500 грн; прийmemo $C_c=1200$ грн.

Для оцінки візьmemo типові значення напрацювання:

$T_{пр}=60$ міс (5 років) при прямому пуску,

$T_{пл}=96$ міс (8 років) при керованому пуску.

Тоді для одного двигуна:

$$C_{р,пр} = \frac{12}{60} (0,7 \cdot 2500 + 0,3 \cdot 1200) \approx 496 \text{ грн/рік},$$

$$C_{р,пл} = \frac{12}{96} (0,35 \cdot 2500 + 0,65 \cdot 1200) \approx 280 \text{ грн/рік}.$$

Для двох однакових насосних агрегатів:

$$C_{р,пр}^{(2)} \approx 992 \text{ грн/рік}, C_{р,пл}^{(2)} \approx 562 \text{ грн/рік}.$$

Річна економія на ремонтах обмоток становить:

$$\Delta C_{\text{рем}} = C_{\text{р,пр}}^{(2)} - C_{\text{р,пл}}^{(2)} \approx 430 \text{ грн/рік.}$$

4.5.2 Зменшення витрат на підшипникові вузли

Окремо врахуємо скорочення витрат на підшипники. Вартість комплекту стандартних підшипників для одного електродвигуна малої потужності (типорозмір 6203–6205) із урахуванням поточних роздрібних цін складає орієнтовно 150–220 грн; прийmemo для розрахунку $C_{\text{пк}} = 200$ грн за комплект.

Річні витрати на підшипники для двох агрегатів за умови прямого пуску запишемо як $C_{\text{п,пр}} = 2 \cdot C_{\text{пк}}$,

припускаючи заміну комплекту один раз на рік для кожного двигуна.

За рахунок зниження ударних моментів при керованому пуску термін служби підшипників можна орієнтовно подвоїти. Тоді річні витрати становитимуть:

$$C_{\text{п,пл}} = 2 \cdot \frac{1}{2} C_{\text{пк}} = C_{\text{пк}}.$$

Економія: $\Delta C_{\text{під}} = C_{\text{п,пр}} - C_{\text{п,пл}} = 2C_{\text{пк}} - C_{\text{пк}} = C_{\text{пк}} \approx 200$ грн/рік.

4.5.3 Сумарний річний економічний ефект від зменшення ремонтних витрат

З урахуванням зниження частоти капітальних і середніх ремонтів, а також зменшення витрат на підшипники, загальний річний ефект від переходу на керований пуск становить

$$\Delta C_{\text{рем, заг}} = \Delta C_{\text{рем}} + \Delta C_{\text{під}} \approx 430 + 200 \approx 630 \text{ грн/рік.}$$

4.5.4 Витрати на впровадження системи керованого пуску та строк окупності

Для живлення асинхронного двигуна 0,75 кВт з керованим пуском може бути використаний або спеціальний пускач з плавним наростанням напруги, або малопотужний перетворювач частоти. За даними комерційних

пропозицій, типова вартість такого перетворювача для напруги 380 В наразі становить приблизно 5,3–5,5 тис. грн.

Прийmemo базову вартість обладнання:

$$C_{об}=5500 \text{ грн.}$$

З урахуванням транспортних витрат, монтажу та налагодження введемо коефіцієнт збільшення витрат $k_M=1,3$. Тоді повна вартість впровадження системи керованого пуску для одного насосного агрегату

$$C_{впров}=k_M C_{об}=1,3 \cdot 5500 \approx 7150 \text{ грн.}$$

4.5.5 Витрати на електроенергію: актуальні тарифи та можливість зниження платні

Витрати на електроенергію для асинхронного приводу визначимо за формулою

$$C_E = P_n k_z T c_0 k_t,$$

де P_n – номінальна потужність двигуна, кВт;

k_z – коефіцієнт завантаження;

T – річна тривалість роботи, год;

c_0 – базова ціна електроенергії, грн/(кВт·год);

k_t – середньозважений тарифний коефіцієнт з урахуванням тризонного обліку.

Станом на 2025 р. ціна універсальної послуги для побутових споживачів 1 класу напруги становить близько 5750–5800 грн/МВт·год з ПДВ, тобто приблизно $c_0 \approx 5,75$ грн/(кВт·год).

Для тризонного обліку електроенергії застосовуються коефіцієнти до базового тарифу:

нічна зона – близько 0,41;

напівпікова – 1,0;

пікова – 1,5.

Прийmemo такі вихідні дані:

- один насосний агрегат з двигуном $P_n=0,75$ кВт;

- коефіцієнт завантаження $k_3=0,85$;
- режим роботи – 24 год/добу протягом 350 днів на рік ($T=24 \cdot 350=8400$ год);
- базовий тариф $c_0=5,75$ грн/(кВт·год).

Річне споживання електроенергії одним агрегатом:

$$W=P_n k_3 T=0,75 \cdot 0,85 \cdot 8400 \approx 5360 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Варіант з прямим пуском.

Припустимо, що насосна станція змушена працювати рівномірно протягом доби (без відключення в пікові години через обмеження по числу пусків). При цьому тривалість зон така:

- нічна зона – 23:00–7:00 (8 год);
- напівпікова – 7:00–8:00, 11:00–20:00, 22:00–23:00 (11 год);
- пікова – 8:00–11:00, 20:00–22:00 (5 год).

Середньозважений коефіцієнт тарифу:

$$k_{т,пр} = \frac{8 \cdot 0,411 + 11 \cdot 1,0 + 5 \cdot 1,5}{24} \approx 0,91.$$

Річні витрати на електроенергію при прямому пуску:

$$C_{E,пр} = W c_0 k_{т,пр} \approx 5360 \cdot 5,75 \cdot 0,91 \approx 28,0 \text{ тис. грн/рік}.$$

Варіант з керованим пуском.

Наявність системи керованого пуску дає можливість вимикати насосні агрегати в пікові періоди без істотного зростання аварійності, а обсяг перекачування компенсувати шляхом роботи в нічній зоні (за рахунок використання резервуарів чи ємностей). Припускаємо, що 5 год роботи в піковій зоні переносяться на ніч.

Новий розподіл часу:

- нічна зона – 13 год;
- напівпікова – 11 год;
- пікова – 0 год.

Середньозважений коефіцієнт:

$$k_{т,пл} = \frac{13 \cdot 0,411 + 11 \cdot 1,0}{24} \approx 0,68.$$

За незмінного обсягу перекачуваної води (та ж річна енергія W) витрати становитимуть

$$C_{E,пл} = W c_0 k_{т,пл} \approx 5360 \cdot 5,75 \cdot 0,68 \approx 21,0 \text{ тис. грн/рік.}$$

Отже, економія коштів на електроенергії лише за рахунок зміни графіка роботи (за наявності керованого пуску) дорівнює

$$\Delta C_E = C_{E,пр} - C_{E,пл} \approx 28,0 - 21,0 \approx 7,0 \text{ тис. грн/рік.}$$

4.5.6 Узагальнений економічний результат та строк окупності

Сумарний річний економічний ефект від упровадження системи керованого пуску для одного насосного агрегату з урахуванням усіх складових можна оцінити як:

$$E_{рік} = \Delta C_E + \Delta C_{рем,заг} \approx 7000 + 630 \approx 7,6 \text{ тис. грн/рік.}$$

Тоді строк окупності витрат на впровадження системи становить:

$$T_{ок} = \frac{C_{впров}}{E_{рік}} \approx \frac{7150}{7619} \approx 0,9 \text{ року,}$$

тобто менше одного року.

Таким чином, використання систем керованого пуску насосних агрегатів, з урахуванням актуальних тарифів на електроенергію та сучасної вартості ремонтів електричних машин, є економічно обґрунтованим навіть для порівняно малопотужних приводів. Для насосних станцій водопостачання з істотно більшими встановленими потужностями очікуваний економічний ефект буде істотно вищим як за рахунок енергетичної складової, так і за рахунок зменшення витрат на ремонти.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ФУНКЦІОНУВАННЯ НАСОСНОЇ СТАНЦІЇ

5.1 Загальні положення

Системи водопостачання, які включають насосні станції, відносяться до об'єктів підвищеної небезпеки, оскільки в їхньому складі застосовується електротехнічне обладнання, механічні агрегати з обертальними елементами, трубопровідна арматура під тиском та засоби автоматизації. Забезпечення безпечних умов праці персоналу ґрунтується на вимогах Закону України «Про охорону праці», Кодексу цивільного захисту України, Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС), Правил безпечної експлуатації електроустановок споживачів (ПБЕЕС), галузевих норм і ДСТУ з охорони праці.

Під час оптимізації насосних станцій у напрямку підвищення енергоефективності впроваджуються частотні перетворювачі, нові системи автоматичного керування та інтелектуальні засоби моніторингу, що також потребує врахування додаткових вимог безпеки для їх експлуатації та обслуговування.

5.2 Виявлення небезпечних та шкідливих виробничих факторів

До основних потенційно небезпечних виробничих чинників, характерних для насосної станції, належать:

- дія електричного струму та можливість ураження при пошкодженні ізоляції, неправильному підключенні або під час ремонтних робіт;
- рухомі частини насосно-моторних агрегатів (муфти, вентилятори, валові з'єднання);
- підвищений рівень шуму та локальна вібрація від роботи насосів;
- наявність тиску в трубопроводах, ризик гідравлічних ударів та розривів мережі;
- підвищена вологість, можливість водяного конденсату та корозійного впливу на обладнання;

- ризик витoku води, підтоплення та ураження електричним струмом у вологих умовах;
- можливе застосування реагентів для знезараження води (у разі використання відповідних технологічних процесів).

5.3 Вимоги електробезпеки

Електробезпека персоналу насосної станції забезпечується комплексом організаційних і технічних заходів. Обслуговування електроустановок дозволяється працівникам, що мають відповідну групу з електробезпеки (не нижче III для електроустановок до 1 кВ).

Основні вимоги безпечної експлуатації:

- наявність справного захисного заземлення та занулення корпусів електродвигунів і частотних перетворювачів;
- застосування автоматичних вимикачів та ПЗВ/УЗО з чутливістю не більше 30 мА у вологих приміщеннях;
- регулярна перевірка опору ізоляції кабельно-провідникової продукції;
- блокування дверцят електрощитів і нанесення попереджувальних знаків згідно ДСТУ ISO 7010;
- використання діелектричних рукавиць, інструменту з ізольованими ручками, ковриків та переносних заземлень під час перемикань.

5.4 Вимоги безпеки при роботі насосного обладнання

Для запобігання аваріям та травмуванню персоналу потрібно:

- передбачати огороження обертових частин насосних агрегатів та муфт;
- проводити запуск і зупинку електроприводу лише за допомогою штатних систем керування;
- контролювати температуру підшипників, рівень вібрації і шуму (згідно ДСН 3.3.6.037-99);

- не виконувати ремонт трубопроводів під тиском, забезпечувати злив води та скидання тиску;
- використовувати засоби індивідуального захисту: каски, захисні окуляри, протишумні навушники, рукавиці.

5.5 Пожежна та вибухова безпека

Приміщення насосної станції має бути обладнане:

- системою пожежної сигналізації;
- порошковими або вуглекислотними вогнегасниками (не менше двох на одне приміщення);
- протипожежними щитами і вказівниками евакуаційних виходів;
- заборonoю використання відкритого вогню.

Електрообладнання повинно мати ступінь захисту не нижче IP54 для вологих приміщень. У разі використання реагентів враховуються вимоги до зберігання небезпечних хімічних речовин.

Організація безпеки на насосних станціях водопостачання є невід'ємною складовою їх ефективною та безаварійною експлуатації. Реалізація енергозберігаючих заходів, включаючи регульовані електроприводи, сприяє підвищенню надійності обладнання, зменшенню теплових і механічних навантажень на електроприводи, що позитивно впливає не тільки на економічні показники, а й на рівень безпеки праці персоналу.

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі проведено комплексне дослідження енергозберігаючих заходів для систем водопостачання з акцентом на модернізацію насосних станцій та впровадження регульованих електроприводів.

Аналітичний огляд сучасних систем водопостачання показав, що до 40–60 % експлуатаційних витрат припадає на електроенергію для приводу насосного обладнання. Це обумовлює доцільність використання енергоощадних методів регулювання подачі насосів, зокрема частотного управління, яке усуває надлишковий напір і знижує втрати в трубопровідній мережі.

Проведено порівняльну оцінку методів керування продуктивністю насосів. Установлено, що дроселювання, хоча є конструктивно простим, супроводжується втратами енергії до 25–30 %, що призводить до перевитрати електроенергії. А частотне регулювання забезпечує роботу насоса близько до оптимальної робочої точки та дає економію електроенергії у межах 18–35 % залежно від режиму.

На основі експериментальних даних побудовано напірно-витратні та енергетичні характеристики насоса при різних частотах обертання. Встановлено, що зниження частоти приводу в діапазоні 10–20 % від номінальної практично не погіршує максимальний ККД насоса, тоді як примусове дроселювання суттєво зменшує енергоефективність агрегату.

Виконано економічний розрахунок споживання електроенергії при дросельному та частотному регулюванні. Показано, що при використанні частотного перетворювача річні витрати на електроенергію зменшуються у порівнянні з дроселюванням, що підтверджує економічну доцільність модернізації насосних станцій.

Доведено економічну вигоду від застосування систем керованого пуску, визначено економічний ефект.

Розроблена модель насосної станції підтвердила, що впровадження частотно-керованого електроприводу є технічно та економічно обґрунтованим рішенням для систем водопостачання, особливо з добовими та сезонними коливаннями водоспоживання.

Проведене дослідження підтвердило, що системна реалізація енергозберігаючих заходів у водопровідно-насосних комплексах дозволяє досягти суттєвого підвищення ефективності їх експлуатації. Використання частотно-керованого приводу є одним із найбільш перспективних напрямів розвитку систем водопостачання, що забезпечує раціональне споживання електроенергії, продовження ресурсу насосного та електромеханічного обладнання, підвищення надійності й безпеки функціонування станцій, зниження загальної собівартості подачі води.

Отримані результати можуть бути використані при проектуванні, модернізації та експлуатації насосних станцій комунальних, промислових і сільськогосподарських систем водопостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Костенко М.Ф., П'ятченко Т.О. Електропривод: теорія та системи керування. — Київ: Техніка, 2019. — 472 с.
2. Коваленко В.В., Суслов К.М. Енергозберігаючі технології в електроприводі. — Харків: НТУ «ХП», 2020. — 360 с.
3. Дьяконов В.П. Частотные преобразователи и их применение. — Москва: Солон-Пресс, 2018. — 432 с.
4. Боярчук М.Ф., Гриценко П.П. Насоси та насосні станції. — Львів: Видавництво ЛНУ, 2017. — 380 с.
5. Hydraulic Institute Standards (HIS). Pump Application Guidelines. — Hydraulic Institute, 2021.
6. IEEE Standard 112-2017. Test Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators. — IEEE, 2017.
7. European Commission. Energy Efficiency in Water Supply Systems: Technical Guidelines. — Brussels, 2020.
8. SJE-Rhombus Controls. Pump Control Panel Technologies. — Technical Guide, 2020.
9. Мірошніченко В.М. Електричні машини і електропривод. — Київ: КНЕУ, 2018. — 524 с.
10. Україна. ДСТУ 6135:2021. Насоси об'ємні. Терміни та визначення. — Київ: Мінекономіки, 2021.
11. Україна. ДСТУ EN 60034-30-2:2019. Енергетична ефективність електродвигунів. — Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019.
12. Лисенко В.Г. Економічна ефективність енергозберігаючих заходів у системах водопостачання. — Одеса: ОДАХ, 2022. — 215 с.
13. World Bank. Energy Efficiency in Water Utilities: Best Practices and Case Studies. — Washington, 2020.