

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**ФАКУЛЬТЕТ ЕЛЕКТРОЕНЕРГОТЕХНІКИ ТА АВТОМАТИКИ
КАФЕДРА ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ**

На правах рукопису
УДК _____

До захисту допущено:
Завідувач кафедри:
Будько В. І. д-р. техн. наук.
«____» _____ 2023 р.

Магістерська дисертація
на здобуття ступеня магістра
за освітньо-професійною програмою «Нетрадиційні та відновлювані
джерела енергії»
зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»
на тему: Автономна гідроакumuлююча установка

Виконав:
студент VI курсу, групи ЕД-11мн
Семененко Роман Юрійович _____

Науковий керівник:
д-р. техн. наук, проф.,
Головко Володимир Михайлович _____

Рецензент:

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

Студент _____

Київ 2023

Пояснювальна записка
До магістерської дисертації

На тему: «Автономна гідроакumuлююча установка»

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра відновлюваних джерел енергії**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
Будько В.І., д-р. техн. наук
«___» _____ 202 р.

ЗАВДАННЯ

на магістерську дисертацію студенту

Семененко Роману Юрійовичу

1. Тема роботи: «Автономна гідроакumuлююча установка», керівник роботи: д-р техн. наук, проф. Головка В.М., затверджені наказом по університету від «20» березня 2023р. №1266-с
2. Термін подання студентом роботи «22» травня 2023 р.
3. Об'єкт дослідження – процес перетворення кінетичної енергії потоку рідини, накопиченої в резервуарі в електричну.
4. Предмет дослідження – режимні параметри складових частин автономної гідроакumuлюючої установки з замкнутим циклом використання робочого тіла.
5. Перелік завдань, які потрібно розробити:
 - вдосконалення математичної моделі автономної гідроакumuлюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла;

- визначення енергетичних показників складових частин установки шляхом математичного моделювання характеру протікання динамічних процесів в ній;
 - аналіз співвідношень енергетичних показників та дослідження їх впливу на кінцевого споживача на різних часових проміжках та встановлення рівня енергозабезпечення за різних умов роботи.
6. Перелік графічного матеріалу – 1 презентація.
 7. Орієнтовний перелік публікацій: 1) Семененко Р. Ю., Головка В. М. Автономна гідроакumuлююча електростанція. Енергетика і автоматика. 2023. № 2. С.441–444. 2) Семененко Р. Ю., Головка В. М. Автономна гідроакumuлююча електростанція. Відрновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті: ХХІV Міжнар. науково-практ. конф., м. Київ, 18–19 трав. 2023 р. С. 441–444.
 8. Дата видачі завдання: «01» вересня 2023 р.
 - 9.

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літератури за обраною темою	27.02.2022-10.03.2022	Виконано
2	Створення математичних моделей окремих блоків автономної гідроакumuлюючої установки	13.03.2022-31.03.2022	Виконано
3	Об'єднання окремих блоків у єдину математичну модель та їх адаптація до роботи на різних часових проміжках.	03.04.2022-14.04.2022	Виконано

№ з/п	Назва етапів виконання дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
4	Визначення основних показників установки на денному проміжку для середніх днів січня, квітня, липня, жовтня та їх аналіз.	17.04.2022- 21.04.2022	Виконано
5	Визначення основних показників установки на річному проміжку та їх аналіз.	24.04.2022- 28.04.2022	Виконано
6	Охорона праці під час експлуатації та охорона навколишнього середовища автономної ГАЕС	01.05.2022- 05.05.2022	Виконано
7	Оформлення отриманих результатів	08.05.2022- 12.05.2022	

Студент

Семененко Р.Ю.

(підпис)

Керівник роботи

Головко В.М.

(підпис)

РЕФЕРАТ

Розмір пояснювальної записки дисертації складається з 94 сторінки формату А4 та містить 4 таблиці, 29 рисунків, 20 джерел використаної літератури та 5 додатків.

В магістерській дисертації вирішено наукову задачу щодо визначення співвідношень енергетичних показників складових частин автономної гідроакumuлюючої електроустановки шляхом імітаційного математичного моделювання процесів перетікання енергії у вузлах.

Актуальність теми. В сучасній фото- та вітроенергетиці, через стохастичність та нестабільність добового надходження енергії, важливою задачею є акумулювання електроенергії та її зберігання [1]. Ефективність і надійність електропостачання досягається за рахунок застосування акумулюючих установок, що перетворюють енергію відновлюваних джерел, наприклад, у потенційну енергію води шляхом підйому її електричними насосами до баку-акумулятора, з подальшим використанням за заданим графіком споживання [2]. Застосування саме гідроакumuлюючої електростанції обумовлено відносно невеликою вартістю її технології та помірними ризиками за наявності відповідних топографічних і гідрологічних умов.

Мета магістерської дисертації: визначення співвідношень енергетичних показників складових частин автономної гідроакumuлюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла шляхом математичного моделювання характеру протікання динамічних процесів в ній.

Об'єкт дослідження: процес перетворення кінетичної енергії потоку рідини, накопиченої в резервуарі, в електричну.

Предмет дослідження: режимні параметри складових частин автономної гідроакumuлюючої установки з замкнутим циклом використання робочого тіла.

Методи дослідження: математичне моделювання процесів перетікання енергії між вузлами гідроакumuлюючої установки за допомогою програми MATLAB/SIMULINK.

Для реалізації поставленої мети **сформульовані наступні завдання:**

- вдосконалення математичної моделі автономної гідроакumuлюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла;
- розрахунок основних величин, що характеризують роботу установки, а саме: рівень води у верхньому та нижньому б'єфах; інтенсивність сонячного випромінювання; витрата води через гідротурбіну, напірний та скидний клапани гідравлічного тарану, електричний насос; електрична потужність навантаження; електрична потужність насосу; коефіцієнти корисної дії усіх вузлів та побудова графіків з годинним інтервалом на денному та річному проміжках;
- аналіз рівня енергозабезпечення кінцевого споживача для кожного дня року; встановлення кількості днів гарантованого енергозабезпечення за умови справного функціонування системи та прогнозованого надходження сонячної інсоляції; встановлення кількості днів гарантованого енергозабезпечення за умови відсутності сонячної інсоляції або ремонтних робіт на ФЕС.

Наукова новизна роботи полягає у вдосконаленні математичної енергетичної моделі автономної гідроакumuлюючої установки із замкнутим циклом використання робочого тіла, що дозволяє визначити співвідношення енергетичних показників складових частин автономної гідроакumuлюючої електроустановки.

Публікації за тематикою досліджень: Основний текст роботи відображено в публікаціях:

- 1) Семененко Р. Ю., Головка В. М. Автономна гідроакumuлююча електростанція. *Енергетика і автоматика*. 2023. № 2. С.116-128.

2) Семененко Р. Ю., Головка В. М. Автономна гідроакumuлююча електростанція. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: XXIV Міжнар. науково-практ. конф., м. Київ, 18–19 трав. 2023 р. (У друці).*

3) Семененко Р. Ю., Міхалін В. І. Розрахунок енергетичної ефективності поворотно-лопатевої гідротурбіни при змінних витратах води на основі використання часткових гідромеханічних характеристик. *Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: XXII Міжнар. науково-практ. конф., м. Київ, 2021 р., С.717-720.*

Зв'язок з науковими програмами, планами, темами. Робота виконувалась на кафедрі відновлюваних джерел енергії Національного технічного університету України "Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського".

Ключові слова: автономна гідроакumuлююча електроустановка; сонячна електроустановка; імітаційна математична модель; поворотно-лопатева гідротурбіна; електричний насос, гідравлічний таран; графік забезпеченості споживача; MATLAB/SIMULINK.

ABSTRACT

The dissertation explanatory note consists of 94 A4 format pages, contains 4 tables, 29 figures, 20 references and 5 appendices.

The dissertation **solved the scientific problem** of determining the relationships between energy indicators of the components of an autonomous hydroelectric power plant by means of simulation mathematical modeling of energy flow processes in its elements.

Relevance of the topic. In modern photo and wind energy, due to the stochastic and unstable daily energy supply, an important task is to accumulate electric energy [1]. The efficiency and reliability of power supply are achieved by using storage facilities that convert energy from renewable sources, such as potential energy of water by lifting it with electric pumps to an accumulator tank, with further use according to a predetermined consumption schedule [2]. The use of hydroelectric power stations is justified due to the relatively low cost of their technology and moderate risks with the availability of corresponding topographic and hydrological conditions.

The aim of the study is to determine the energy performance relationships of the components of a closed-cycle autonomous hydro-accumulating power plant through mathematical modeling of the dynamic processes occurring within it.

The object of the study is the process of transforming the kinetic energy of a fluid flow accumulated in the basin-accumulator into electrical energy.

The subject of the study is the operating parameters of the components of a closed-cycle autonomous hydro-accumulating power plant.

The research methods include mathematical modeling of energy transfer processes between the nodes of a hydro-accumulating power plant using MATLAB/SIMULINK software.

The following tasks have been formulated to achieve the goal:

- construction of a mathematical model of an autonomous hydro-accumulating power plant with a closed cycle of working fluid use;

- calculation of the main parameters that characterize the operation of the installation, namely: water level in the upper and lower reservoirs; intensity of solar radiation; water flow through the hydro turbine, pressure and discharge valves of the hydraulic ram, electric pump; electric power of the load; electric power of the pump; efficiency coefficients of all units and construction of graphs with hourly intervals for daily and annual periods;

- analysis of the level of energy supply for the end consumer for each day of the year; determination of the number of days of guaranteed energy supply in case of proper functioning of the system and predicted solar insolation; determination of the number of days of guaranteed energy supply in case of absence of solar insolation or repair work at the power plant.

The scientific novelty of the results of the master's dissertation is the improvement of the mathematical energy model of an autonomous hydroelectric power plant with a closed cycle of working fluid use, which takes into account the use of the energy of the discharge water of the hydraulic ram, allowing to determine the ratio of energy indicators of the components of the autonomous hydroelectric power plant.

Publications. The scientific provisions of the dissertation published in:

1) Semenenko R. Yu., Golovko V. M. Autonomous hydroaccumulating power station. *Energy and automation*. 2023. No. 2. P.116–128.

2) Semenenko R. Yu., Golovko V. M. Autonomous hydroaccumulating power station. *Renewable energy and energy efficiency in the XXI century: XXIV International. scientific and practical conference*, Kyiv, May 18–19 2023, (Printed).

3) Semenenko R. Yu., Mikhalin V.I. Energy efficiency calculation of kaplan hydro turbine at variable water flow rates based on the use of partial hydro mechanical characteristics. *Renewable energy and energy efficiency in the XXI century: XXII International. scientific and practical conference*, Kyiv, 2021, P.717–720.

Relationship with working with scientific programs, plans, topics. The work was carried out at the Department of Renewable Energy Sources of the National Technical University of Ukraine "Ihor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute".

Keywords: autonomous hydroaccumulating power plant; photoelectric plant; simulation mathematical model; rotary vane hydroturbine; electric pump, hydraulic ram; consumer security schedule; MATLAB/SIMULINK.

ЗМІСТ

ВСТУП	14
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ АКТУАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ ВДЕ ДЖЕРЕЛ, ОСНОВНИХ КОНСТРУКТИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ.....	17
1.1 Основні технології акумулювання електроенергії	17
1.2 Гідроакумулююча електростанція	23
1.3 Гібридна гідроакумулююча електроустановка. Автономна гідроакумулююча електроустановка з фотоелектростанцією.....	26
РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ АВТОНОМНОЇ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ.....	29
2.1 Розробка математичної моделі автономної гідроакумулюючої електроустановки	29
2.2 Модель споживача електроенергії.	31
2.3 Модель фотоелектричної станції.....	32
2.4 Модель верхнього та нижнього резервуарів.	34
2.5 Модель гідротурбіни та електричного генератора.	36
2.6.1 Аналіз існуючих конструкцій гідравлічних таранів.....	39
2.6.2 Розрахунковий метод оцінки роботи гідравлічного тарану	46
2.6.3 Модель гідравлічного тарану.....	50
2.7 Модель електричного насоса.	51
РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ РОБОТИ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ АВТОНОМНОЇ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ.....	57
3.1 Аналіз внутрішньодобових перетоків енергії установки.....	57
3.2 Аналіз роботи установки впродовж року.	62
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	72
4.1 Охорона праці.	72
4.2. Охорона навколишнього середовища	77
ВИСНОВКИ.....	81

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ГАЕС – гідроакумуюча електростанція.

ФЕУ – фотоелектрична установка.

ГАУ – гідроакумуюча установка

ВДЕ – відновлювані джерела енергії.

ВР – верхній резервуар.

НР – нижній резервуар.

ВСТУП

Використання традиційних викопних палив, таких як вугілля, газ та нафта, для вироблення електроенергії, має значний негативний вплив на стан довкілля, зокрема на перенасичення атмосфери парниковими газами та зміни клімату. Тому національні та міжнародні організації звертають особливу увагу на питання енергозбереження, екологічності та надійності енергетики. У довгостроковій енергетичній політиці провідних країн світу пріоритетним напрямком є використання відновлювальних джерел енергії. Але, як відомо, для таких джерел як фото- та вітроенергетика, характерні стохастичність та нестабільність добового надходження енергії, як наслідок важливою задачею є акумулювання електроенергії та її зберігання [1]. Ефективність і надійність електропостачання досягається за рахунок застосування накопичувальних установок, що перетворюють енергію відновлюваних джерел, наприклад, у потенційну енергію води шляхом підйому її електричними насосами до баку-акумулятора, з подальшим використанням за заданим графіком споживання [2]. Застосування саме гідроакумулюючої електростанції обмовлено відносно невеликою вартістю її технології та помірними ризиками за наявності відповідних топографічних і гідрологічних умов.

У даній роботі пропонується вирішення цієї задачі шляхом впровадження автономної гідроакумулюючої установки з фотоелектростанцією (автономна ГАУ з ФЕС).

Метою роботи є визначення співвідношень енергетичних показників складових частин автономної гідроакумулюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла шляхом математичного моделювання характеру протікання динамічних процесів в ній.

Об'єктом дослідження є процес перетворення кінетичної енергії потоку рідини, накопиченої в резервуарі в електричну.

Предметом дослідження є режимні параметри складових частин автономної гідроакumuлюючої установки з замкнутим циклом використання робочого тіла.

Були використані наступні **методи дослідження**: математичне моделювання процесів перетікання енергії між вузлами гідроакumuлюючої установки за допомогою програми MATLAB/SIMULINK.

Базуючись на принципі роботи гідроакumuлюючих електростанцій як гравітаційних накопичувачів енергії, які витрачають дешеву електроенергію для балансування енергоспоживання і зазвичай генерують її в години пікового споживання, важливо відзначити ефективність їх застосування. Використання накопичувальних систем на основі гідроакumuлюючих установок в умовах дії нестабільного та непередбачуваного джерела енергії дозволяє значно підвищити ефективність перетворення електричної енергії, оскільки це дозволяє по-максимуму використовувати джерело ВДЕ, навіть за умови що періоди споживання та генерації припадають на різні періоди доби або навіть на різні дні.

На даний момент розроблено безліч технологій накопичення енергії, кожна з яких має свої особливості та сферу застосування. Основними параметрами їх порівняння є їх ККД, енергетична щільність ($\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$), приведена потужність ($\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$), кількість робочих циклів, швидкість деградації (на скільки % зменшується ємність за n циклів) та економічні чинники, такі як вартість капіталовкладень, вартість обслуговування та кількість циклів між обслуговуванням. До відомих варіантів накопичувачів енергії належать: електролітичні конденсатори та суперконденсатори; акумуляторні батареї (свинцево кислотні, гелеві, Li-Ion, Li-Poly та ін.), ГАЕС, гравітаційні батареї (із застосуванням бетонних блоків, піску), інерційні батареї (маховики).

Як зазначалося вище, сучасний рівень технологій виробництва електроенергії суттєво обмежує інтеграцію окремих об'єктів відновлювальної

енергетики в потужні електроенергетичні системи через недостатню точність прогнозування та некерованість їх генерацією. Значним потенціалом для вирішення цієї задачі є акумулювання енергії ВДЕ у автономних електроенергетичних системах. Наприклад, гідроакумулююча електростанція в комбінації з фотоелектричною установкою може допомогти акумулювати енергію від непостійного джерела та забезпечувати електроенергією під час періодів попиту, включаючи і ті, коли є потреба в постійному джерелі енергії, такому як вугілля, газ та інші викопні ресурси.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ АКТУАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЙ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ ВДЕ ДЖЕРЕЛ, ОСНОВНИХ КОНСТРУКТИВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

1.1 Основні технології акумулювання електроенергії

Зі зростанням розвитку енергетики із застосуванням відновлюваних джерел через стохастичність та нестабільність їх добового надходження енергії виникає проблема накопичення виробленої електричної енергії. Особливо гостро це питання постає у споживачів, які використовують відновлювані джерела електроенергії. У цій темі пропонується вирішення цієї задачі шляхом впровадження автономної гідроакумулюючої установки із фотоелектростанцією. Базуючись на принципі роботи гідроакумулюючих електростанцій як гравітаційних накопичувачів енергії, які витрачають дешеву електроенергію для балансування енергоспоживання і генерують її в години пікового споживання, важливо відзначити економічну ефективність їх застосування.

Використання накопичувальних систем на основі мікро гідроакумулюючих установок у таких умовах дозволяє значно підвищити ефективність накопичення електричної енергії. Оскільки є потреба та можливість накопичення великих запасів енергії, пошук надійної та недорогої технології акумулювання є питанням необхідності для людства. На даний момент розроблено безліч технологій накопичення енергії, кожна з яких має свої особливості та сферу застосування. Основними параметрами їх економічного порівняння є вартість капіталовкладень, вартість обслуговування, ККД, енергетична щільність та кількість циклів між обслуговуванням. Розглянемо порівняння існуючих накопичувачів енергії та сфери їх застосування:

- електролітичні конденсатори. Мають найбільший ККД, але й найвищі питомі капіталовкладення. Їх найменший час зарядки-розрядки та

тривалий життєвий цикл роблять їх застосовними у сферах, де необхідні часті та швидкі цикли накопичення енергії (зазвичай до декількох секунд). Водночас їх неможливо застосовувати для накопичення значних запасів електроенергії;

- супер конденсатори. Також відомі як ультраконденсатори або електрохімічні конденсатори, є накопичувачами енергії, які можуть накопичувати велику кількість електричного заряду. Вони мають високу ємність порівняно з традиційними конденсаторами (до кількох тисяч фарад) та здатні накопичувати набагато більше енергії на одиницю об'єму чи ваги. але менше, ніж у батарей. Суперконденсатори можуть заряджатися та розряджатися дуже швидко, як правило, за секунди. Однак зазвичай вони не можуть тримати заряд так довго, як батареї. Хоча наразі ведуться розробки технології виробництва більш енергоємних супер конденсаторів у сфері автомобілебудування [7]. Капіталовкладення, як правило, більші, ніж у традиційних конденсаторів, але менші, ніж у батареях. Суперконденсатори мають ряд переваг перед акумуляторними батареями, включаючи високе відношення віддаваної потужної потужності на одиницю ємності, тривалий термін служби, низькі вимоги до обслуговування та широкий діапазон робочих температур. Однак суперконденсатори мають нижчу щільність енергії, ніж батареї, вищий рівень саморозряду, є чутливими до перенапруги та перевантажень по струму;

- акумуляторні батареї. Ефективні в багатьох сферах середніх ємностей, зокрема в побуті та сфері деяких підприємств, як накопичувач на невеликий період часу. Відомі свинцеві, гелієві батареї поступово витісняються на ринку літій-іонними (Li-Ion) та літій-полімерними (Li-Poly) акумуляторами. Проте варто зазначити такі недоліки, як швидка втрата ємності (від 1000 до 10000 циклів для Li-Ion, чутливість до перевантажень, перерозряду, перезаряду, низьких температур, висока вартість, порівняно з іншими технологіями;

- ГАЕС – це тип системи накопичення енергії, яка використовує два резервуари для води на різних висотах для зберігання та виробництва електроенергії. Вода перекачується з нижнього резервуара у верхній, коли є надлишок електроенергії, а потім вода тече назад через турбіну для виробництва електроенергії в періоди пікового попиту. Однією з переваг цих систем накопичувачів є їх здатність швидко реагувати на зміни попиту на енергію, що робить їх придатними для стабілізації переривчастих відновлюваних джерел енергії, таких як вітрова та сонячна енергія. Крім того, технологія має тривалий термін служби і може працювати десятиліттями з мінімальним обслуговуванням. Однак мікронасосні системи мають високі капітальні витрати через будівництво резервуарів для води та насосного та генеруючого обладнання.

Проте, основним недоліком великих ГАЕС є специфічні вимоги до ділянки як географічної висоти, так і наявності водойм. Тому відповідні ділянки, в більшості випадків, будуть перебувати у горбистих або гірських районах і найчастіше в районах із винятковою природною красою. Тому існують також соціальні та екологічні проблеми, які стоять на шляху їхнього будівництва.

В умовах України застосування автономної ГАЕС з фотоелектростанцією для накопичення електричної енергії та використання її в нічний час на потреби побутового споживання відіграє велику роль, коли не має можливості виробництва акумуляторних батарей для накопичення електричної енергії.

Автономна ГАЕС з фотоелектростанцією потужністю від 0,1 кВт до 100 кВт має такі переваги:

- малі питомі капіталовкладення;
- не вимагається наявність великих озер або водойм;
- менш впливають на навколишнє середовище в порівнянні з іншими енергоджерелами. Це дозволяє значно скоротити площі басейнів МГАЕС і в багатьох випадках перейти до використання наземних штучних

швидкозведених резервуарів, що суттєво знижує екологічне навантаження на довкілля.

Більшість останніх досліджень з енергозберігаючих систем зосереджені на продуктивності, розмірах та функціонуванні системи зберігання. Детальні технічні огляди [9, 10] фокусуються на енергоемності, установці в розподільчих мережах та оптимальному розмірі. Вони демонструють значні технологічні прогреси та розвиток з можливістю оптимального розташування зберігання в мережах. Ці огляди є корисними для розуміння технічних характеристик та певних обмежень технологій зберігання електроенергії.

Таблиця 1.1 – Сумарна світова встановлена потужність різних технологій акумулювання енергії [14]

Технологія	Встановлена потужність, кВт
Свинцево-вуглецевий акумулятор	392
Накопичення енергії в рідкому повітрі	5 350
Накопичення енергії стисненого повітря	8 410
Зберігання водню	20 485
Електрохімічний акумулятор	338 878
Літій-іонний акумулятор	754 610
Термонакопичувач	1 869 639
Електромеханічний акумулятор	1 923 688
ГАЕС	181 910 506

Зі зростанням використання відновлювальних джерел енергії, потрібні дослідження економіки зберігання електроенергії, такі як [11–13], для використання цих систем та покращення продуктивності непостійного змінного виробництва. Аналіз вибраних технологій, з урахуванням різних перспектив, таких як їх прибутковість, технічна складова та екологічний аспект, є цінним доповненням до попередніх досліджень систем зберігання електроенергії. Можливості для розвитку зберігання електроенергії поряд із зростанням частки відновлюваної енергії в електричних мережах також аналізуються у цій

дисертації. У табл. 1.1 наведений перелік інсталюваних у світі технологій накопичення електроенергії станом на 2021 рік: гідроакумулятор (ГАЕС), накопичувач енергії на в рідкому та стисненому повітрі (НЕРП та НЕСП), енергія маховика (FESS), літій-іонний (Li-ion), свинцево-кислотний (Pb), нікель-кадмієвий (Ni-Cd), натрій - сірка (NaS), ванадієво-відновна батарея (Vrb), хімічні та електричні системи зберігання.

За даними Глобальної бази даних зберігання енергії (DOE), інші технології зберігання все ще багатократно відстають від традиційних установок ГАЕС зі встановленою потужністю 182 ГВт табл. 1.1. Електромеханічні та теплоакуюлюючі системи є категоріями з найвищою сумою встановленої номінальної потужності серед інших джерел після ГАЕС. Відповідно до прогнозів [1] встановлена потужність акумулюючих установок (за винятком електромобілів) має збільшитися з 30 ГВт-год у 2020 до 9000 ГВт-год до 2050 року, що пов'язано з інтенсифікацією встановлення джерел ВДЕ. Ці цифри мають бути досягнуті шляхом правильного визначення розміру та встановлення систем зберігання енергії, і водночас економічної життєздатності.

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики накопичувача електроенергії

Тип накопичення	Потужність, МВт	Густина потужності, кВт/м ³	Густина енергії, кВт*год/м ³	Густина енергії (масова), кВт*год/м ³	ККД, %	Гнучкість (час увикнення)	Життєвий цикл
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
ГАЕС	10-5000	-	-	-	75-85	с-хв	40-60 (>13,000)
	-	0.1-0.2 0.5-1.5 0.01-0.10	0.2-2 0.5-1.5 0.5-1.3	0.2-2 0.5-1.5 0.3-1.3	70-80 70-85 65-90	-	>0.5 x 10 ⁴ 10 ⁴ - 6 x 10 ⁴
	10-1000	-	-	0.1-0.4	65-80	хв	30-50
Стиснене повітря	5-1000	-	-	-	70-89	1-15хв	20-40 (>13,000)
	-	0.2-0.6	-	-	41-75	-	> 10 ⁴
		0.5-2	3-6	30-60	-		-
		0.04-10	0.4-20	3-60	60-90		10 ⁴ - 3 x 10 ⁴
	50-300	-	-	0.0032-0.0055	70-73	-	30-40
Li-ion	0-100	-	-	-	85-90	20 мс-с	5-15 (1000-20,000)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	-	1300-10,000 1500-10,000 60-800	200-400 200-500 90-500	60-200 75-200 30-300	85-98 90-97 70-100	-	500-10,000 1000-10,000 250-10,000
	0.1-50			0.08-0.15	78-88		14-16
Pb	0-40	-	-		70-90	5-10 мс	3-15 (2000)
	-	90-700	50-80	30-45	75-90	-	250-1500
		10-400	50-80	30-50	70-80		500-1000
		10-400	25-90	10-50	60-90		100-2000
	0.005-10			0.03-0.05	75-80		15
Ni-Cd	0-40				60-65	мс	10-20 (2000-3500)
	-	75-700 80-600 40-140	15-110 60-150 15-150	15-45 50-75 10-80	60-80 60-70 60-90	-	1500-3000 300-10,000
	45			0.03-0.05	72		13-20
Водневі паливні комірки	0-58,8	-	-	-	25-58	<1с	5-20+ (1000-20,000+)
	-	>500	500-3000 100-370	800-10000 150-250	20-50 75-90	-	>1000
	0.1-50	-	-	-	35-42		15
Конденсатори	0-0.05	-	-	-	60-65	мс	~5 (>50 000)
	-	>100,000	2-10	0.05-5	60-70		>5 x 10 ⁴
Суперконденсатори	0-0.03	-	-	-	90-95	8 ms	20+ (>100,000)
	-	40,000-120,000	10-20	1-15	85-98	-	10 ⁴ — 10 ⁵
		>100,000	10-30	2.5-15	90-97		> 10 ⁵
Суперпровідні магнітні матеріали	0.1-10				95-98	< 100ms	20+ (> 100,000)
	-	2600	6	-	75-80	-	-
		-	0.2-2.5	0.5-5	95-97		> 10 ⁵
		300-4000	0.2-14	0.3-75	80-99		10 ⁴ — 10 ⁶
	0,05-0,25		-	0,002-0,069	80-95	-	20

Встановлення систем накопичення енергії в електромережах відрізняється в залежності від технічних параметрів. Такі характеристики, як потужність і енергетична ємність, щільність енергії, ефективність і швидкодія,

впливають на застосування накопичувачів енергії та їх місце в мережі, тому вони вибрані з літератури для проаналізованих систем накопичення електроенергії в табл. 1.2.

Аналіз показує, що ГАЕС і інші системи накопичення енергії зі стисненим повітрям можуть забезпечити велику кількість енергії (до ГВт) за кілька хвилин із середнім ККД 70%, а після встановлення вони можуть працювати більше 40 років. На відміну від них, маховики та батареї реагують менш ніж за секунди, але обмежені високою щільністю потужності та діапазоном потужності до 100 мегават. Супер конденсатори та магнітні системи зберігання, можуть забезпечити до 10 МВт, отже, вони можуть мати густину потужності до 120 000 кВт/м³. Проте сьогодні цим технологіям бракує технічної зрілості для використання в електромережах. Як зазначено в [15], новою та перспективною технологією для довгострокового зберігання та покриття дефіциту генерації вичерпного палива є водень. Проблема цього типу зберігання полягає в низькій ефективності в середньому 50% через сучасні методи перетворення та поточний рівень технологій.

1.2 Гідроакumuлююча електростанція

Усі системи накопичення енергії можна класифікувати за формою енергії, яка використовується для виробництва електроенергії, тому потенційна енергія води або кінетична енергія є основою механічних систем зберігання енергії.

Гідроакumuлюючі системи були розроблені на початку 1900-х років, але планування та будівництво почалися після закінчення Другої світової війни. У Європі 80% потужностей ГАЕС було введено в експлуатацію між 1960 та 1990 роками, причому більшість місць розміщено в гірському регіоні Австрії, Франції, Німеччини, Італії, Іспанії та Швейцарії [16]. Автори представляють огляд історичного розвитку ГАЕС на деяких найважливіших ринках електроенергії та порівнюють основні технології та механізми, які встановлюються у системах мереж. Завдяки можливості акумулювати велику

кількість енергії гідроакumuлюючі системи стали найбільш використовуваною технологією зберігання зі встановленою потужністю 182 ГВт у всьому світі (табл. 1.1). Коли попит високий, електроенергія виробляється шляхом зливання води з верхнього резервуара в нижній. Вночі, коли попит низький, електроенергія з мережі використовується для відкачування води. Ця система балансує та регулює попит і пропозицію на електроенергію, забезпечуючи таким чином стабільність електромережі.

У [17] представлено огляд існуючих у всьому світі систем PHS і гібридних систем, таких як фотоелектричні + гідро, вітроелектричні + гідро, вітромеханічні + гідро, під сумнів технологія для автономних мереж і систем мережевого акумулювання електроенергії. Для проаналізованих систем ГАЕС є найкращим варіантом щодо технічної та економічної сумісності. Географічне розташування є основним стримуючим фактором для установок ГАЕС, тому існують багато технологій [18] для зберігання води для регіонів з низькими перепадами висот та/або невеликою кількістю води. Останніми роками спостерігається підвищена увага до ГАЕС за рахунок мінімальної інерційності механізму роботи, гнучкості та динамічної диспетчеризації електромереж. Основним планом деяких країн щодо досягнення цільової частки відновлюваної енергії є інвестиції в гідроакumuлюючі системи [18]. Однак цього важко досягти, по-перше, через обмеження щодо розташування, а також через структуру ринку електроенергії. З огляду на політику ціноутворення щодо схем зберігання, які подовжують окупність інвестицій у ГАЕС у деяких країнах, для інвесторів існують варіанти перетворення вже встановлених приватних дамб у ГАЕС або перетворення державних дамб у ГАЕС, що також може в кінцевому підсумку сприяти суспільному добробуту.

Принцип роботи класичної міні-ГАЕС полягає у тому що з верхньої водойми вода під високим тиском подається по трубах на синхронний генератор, розташований у зручному місці неподалік будинку, в безпосередній близькості від господарського об'єкта (фермерського господарства, парника,

вузла зв'язку тощо)[4]. Це дозволяє обходитися без трансформаторів. Вода після генератора надходить на нижню водойму. Основними елементами Міні-ГАЕС є два резервуари з водою (верхній та нижній б'єф), розташовані один від одного на висоті 7-10 метрів. У денний час насосна установка перекачує воду з нижнього б'єфу у верхній, отримуючи зайве живлення від сонячної електростанції, в цей час за допомогою насоса вода перекачується у верхній басейн (відбувається зарядка). Під час нічного режиму роботи вода обертає турбіни міні гідрогенератора, потрапляючи в нижнє сховище, за допомогою чого електрична енергія, що виробляється, віддається споживачеві (відбувається розрядка). Детальніше робота пропонованої установки описана у розділі 2 даної роботи.

Таким чином, споживається зайва електроенергія виробленої сонячної електростанції і відбувається заряд ГАЕС як масивного електроаккумулятора. Якщо розглянути, що споживачем електричної енергії є приватний будинок, тоді всім відомо, що споживання електроенергії в приватних будинках протягом доби значно змінюється.

Якщо розглянути мікро ГАЕС у роботі на побутового споживача, то можна описати її роботу наступним чином. Вночі, коли всі люди сплять, споживання електроенергії найменше. Вранці люди починають збиратися на роботу, користуються різними побутовими та освітлювальними приладами (електричні чайники, мікрохвильові печі, електробритви тощо), тому споживання дещо збільшується. Це, так званий, ранковий пік навантаження, який припадає на якийсь час з 7-00 до 10-00.

Потім споживання дещо зменшується і залишається незмінним практично до вечора. А ось увечері споживання електроенергії різко збільшується до максимального значення - це називається максимальним піком навантаження або годинником максимуму, який припадає на час з 18-00 до 23-00 - люди приходять з роботи, активно користуються побутовими та освітлювальними приладами (електричні чайники, електричні плити, пральні машини,

комп'ютери, телевізори, електронагрівачі, посудомийні машини та багато іншого). Після 23-00 споживання знову зменшується до деякої встановленої величини. Цього можна переконатись за графіком добового навантаження електричної мережі на рис.1.1 [8].

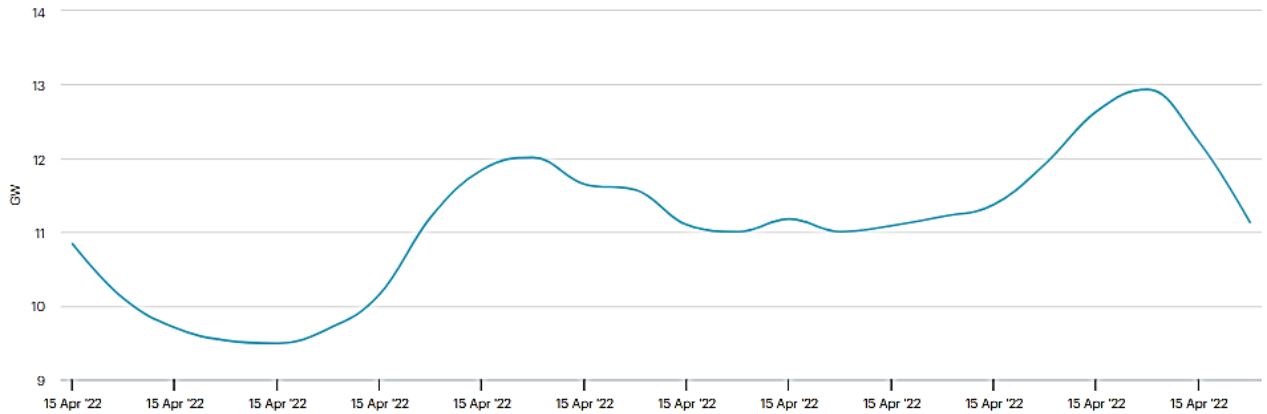


Рисунок 1.1 – Добовий графік навантаження відповідно до даних
Укренерго

1.3 Гібридна гідроакumuлююча електроустановка. Автономна гідроакumuлююча електроустановка з фотоелектростанцією

З огляду на значне поширення фотоелектричної енергії в розподільчих мережах за останні роки, підтримання балансу попиту та пропозиції для операторів енергоринку може стати складним завданням. За останнє десятиліття витрати на електроенергію від сонячних фотоелектричних установок загального користування впали на 85% [19], тому фотоелектричні пристрої стали використовуватися в домогосподарствах як установки для власного споживання. Проблема власного споживання полягає у високому піковому попиті в другій половині дня та надлишку пропозиції в обідній час. Тому використання домашніх накопичувальних систем, які акумулюють надлишкову електроенергію, вироблену протягом дня, може зробити сонячні електростанції більш привабливими. Зокрема, зниження цін на технології акумуляторів має позитивні економічні наслідки для кінцевих користувачів.

Домашні накопичувачі в країнах Європи зростають більш ніж на 50% щорічно починаючи з 2013 року. Іншою проблемою з відновлюваними джерелами енергії є стохастичність вітру та сонячної інсоляції, вплив яких можна згладити за допомогою ГАЕС як постійного резерву енергії, або навіть основним джерелом енергії для забезпечення пікового споживання, що може багатократно перевищувати поточний рівень генерації. Одним із ключових питань використання гібридних систем є оптимальний розмір встановлених рішень. Оптимальний розмір ємності та різні технології накопичення в гібридних системах вітру/сонця та накопичувачів енергії, проаналізовані в [20], показують, що системи зберігання на основі хімічних акумуляторів виявляються найбільш економічно ефективними, окрім систем зберігання теплової енергії. Усі наведені аналізи показують, що бар'єр інтеграції накопичувачів в мережу у вигляді високих початкових інвестиційних витрат інтеграції можна подолати шляхом поєднання систем накопичення енергії в конкретних програмах із непередбачуваними джерелами відновлюваної енергії. Таким чином, накопичення енергії як додатковий засіб стабілізації джерел ВДЕ підвищує життєздатність проектів.

Висновки до розділу 1

1. Проаналізовано основні тенденції розвитку акумулюючих установок для накопичування енергії ВДЕ у світі та встановлено, що встановлена потужність акумулюючих установок має збільшитися з 30 ГВт-год у 2020 до 9000 ГВт-год до 2050 року.

2. Було проаналізовано основні способи акумулювання енергії за критеріями: потужність, густина потужності, густина енергії, ККД, час введення в дію та життєвий цикл. Встановлено, що на сьогоднішній день ГАЕС є найбільш зручним способом зберігання енергії від ВДЕ, що обумовлено високим ККД на рівні до 85%, потужністю до 5000МВт, значним терміном експлуатації що досягає 50-100 років та можливістю введення в дію від

декількох секунд до декількох хвилин. Незважаючи на меншу щільність енергії та густину потужності порівнюючи з іншими видами (ГАЕС - 1 кВт*год/м³, L-ion – 300 кВт*год/м³) він значно виграє за простотою, максимальною потужністю та питомою вартістю капіталовкладень.

3. Встановлено, що ГАЕС у гібридних енергетичних системах, особливо вітрових і сонячних, може збільшити прибутковість ВЕС, ФЕС та полегшити роботу мережі на стабілізацію непередбачуваності генерації, а також комбінація ГАЕС з ВЕС або ФЕС дозволяє створити повністю автономну енергомережу незалежну від великих водойм, наприклад, для островних мереж або віддаленого споживача.

4. Проаналізовано графік споживання електроенергії за добовим графіком навантаження згідно з даними Укренерго та встановлено, що споживання впродовж дня має ранковий з 7-00 до 10-00 та вечірній з 18-00 до 23-00 піки споживання, при чому нічне падіння споживання значно менше за денне, що пов'язано із промисловими споживачами. Якщо ж брати приватні домогосподарства, то споживання вдень еквівалентно нічному, а ранкові та вечірні піки становлять близько 200-300%.

РОЗДІЛ 2. МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ АВТОНОМНОЇ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

2.1 Розробка математичної моделі автономної гідроакумуючої електроустановки

Автономна гідроакумуюча електростанція складається з верхнього резервуару, живильної труби гідротурбіни, гідротурбіни, електричного генератора, споживача, гідравлічного тарану, нагнітальної труби (труби подачі), нижнього резервуару, насосної станції, насосної труби та фотоелектростанції як показано на рис. 2.1.

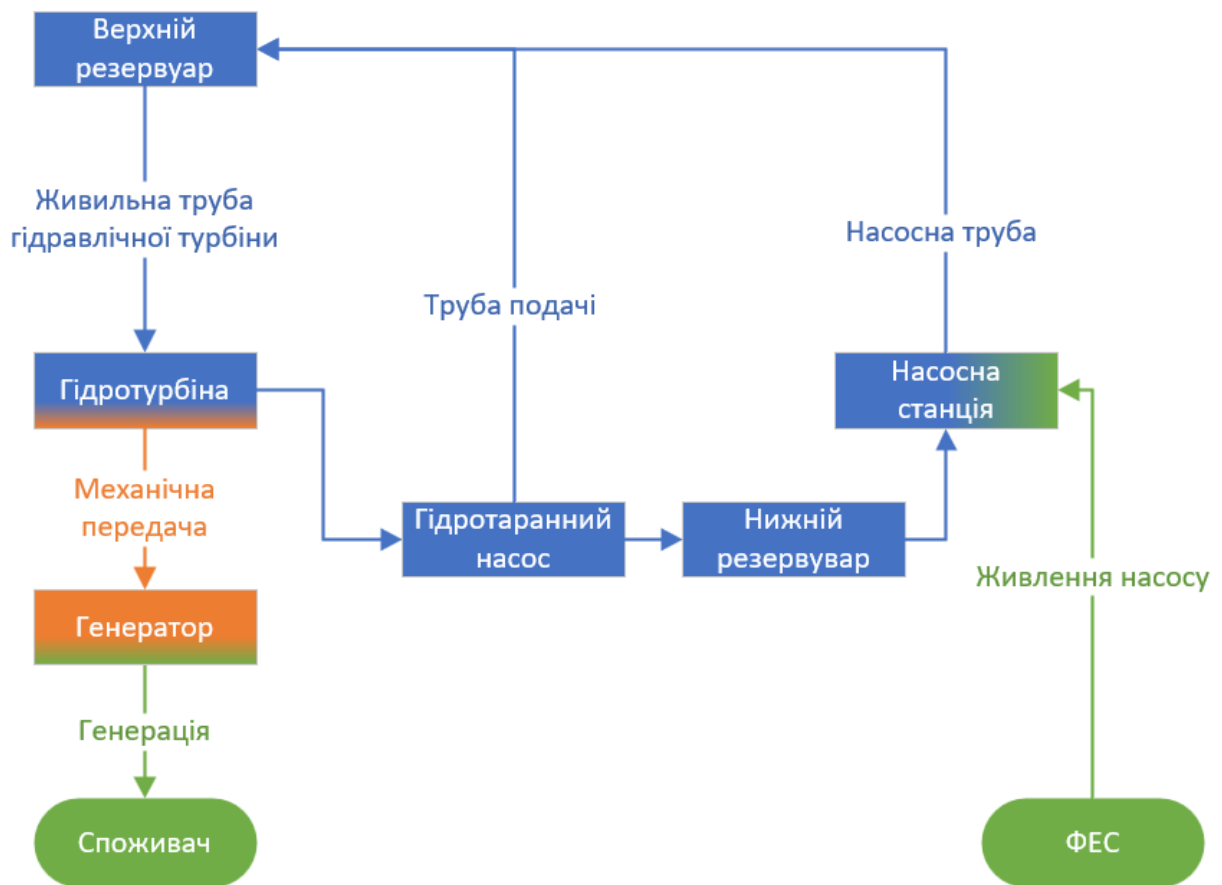


Рисунок 2.1 – Блок-схема автономної гідроакумуючої станції

Верхній резервуар використовується для накопичування потенційної енергії води, яку туди накачують насоси та гідравлічний таран. Живильна труба з'єднує гідравлічну турбіну із верхнім резервуаром. Вода через живильну трубу

потрапляє на лопатки гідротурбіни та в свою чергу обертає їх. Турбіна передає крутний момент на вал генератору. Після турбіни встановлено гідравлічний таран який перекачує частину води назад до верхнього резервуару через трубу подачі а залишки води скидає до нижнього резервуару. Фотостанція генерує електричний струм для живлення насосної станції, яка закачує воду до верхнього резервуару.

Для імітації процесів перетворення енергії та перетікання води між резервуарами в системі автономної гідроакумуючої станції розроблена модель, що містить наступні елементи:

- джерело значення поточної інсоляції, сигнал, що генерує, відповідне значення миттєвої інсоляції на похилу площину (сонячні панелі);
- модель ФЕС, яка на основі інформації про інсоляцію розраховує генеровану електричну потужність;
- модель насосної станції, яка приймає на вхід значення генерованої електричної потужності ФЕС та рівень води у бака-акумулятору та закачує воду до бака-акумулятору;
- модель турбіно-генераторного блоку який в залежності від споживання електроенергії витрачає воду із бака-акумулятора;
- джерело значення поточного споживання, сигнал, що генерує, відповідне значення миттєвого споживання;
- модель споживача електричної енергії, яка генерує поточне значення електричної потужності, що віддається у навантаження;
- модель гідравлічного тарану, яка споживає воду на виході із гідротурбіни, підіймає частину води до бака-акумулятора, а решту води скидає до нижнього резервуару.

Пропонована модель була розроблена у середовищі Matlab/Simulink. Усі зв'язки представлено у вигляді перетоків електричної енергії та води між елементами системи. Блок-схема моделі автономної гідроакумуючої станції представлена на рис. 2.1.

2.2 Модель споживача електроенергії.

Модель споживання електричної енергії забезпечує два способи видачі сигналу: за допомогою безпосередньо графіка споживання та за допомогою внесення ймовірнісних параметрів для генерації випадкових зовнішніх впливів що змінюють графік споживання.

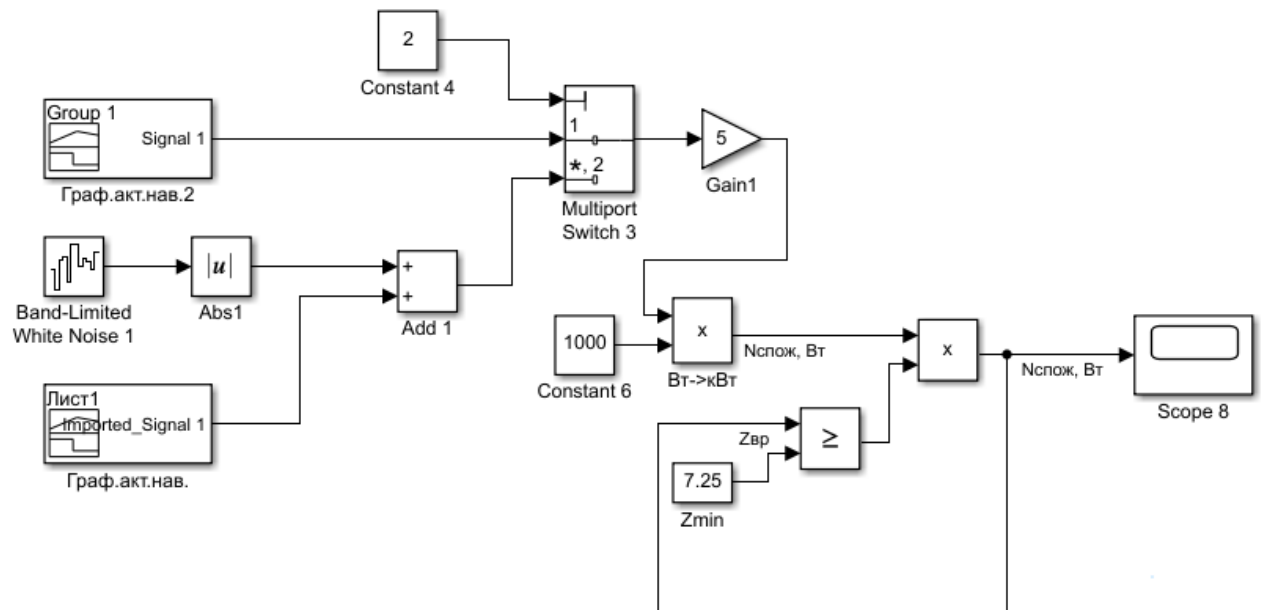


Рисунок 2.1 – Модель споживача електричної енергії автономної гідроакumuлюючої станції

Задаємо загальний графік споживання, який наведено у дод. Б, за допомогою блоку **Signal builder**, до якого вносимо відомості про навантаження споживача з дод. А у в.о. Далі сигнал **Signal 1** поступає на пертмикач режимів на контакт 1. За допомогою блоку **Band-Limited White Noise** генеруються випадкові величини відповідно до нормального закону розподілу, модуль яких потім сумується до значень **Signal 1** та поступає на контакт 2 перемикача **Multiport Switch 1**. Положення вимикача визначає значення константи **Constant 4**. Електрична енергія до споживача передається від зв'язки генератор-гідравлічна турбіна у вигляді змінної $N_{\text{спож}}$. За допомогою блоку порівняння відбувається перевірка основної умови, а саме що рівень води у верхньому резервуарі більше за критичний. У випадку якщо нерівність порушується, це

означає, що запас води у верхньому резервуарі скінчився та споживач вимикається від навантаження.

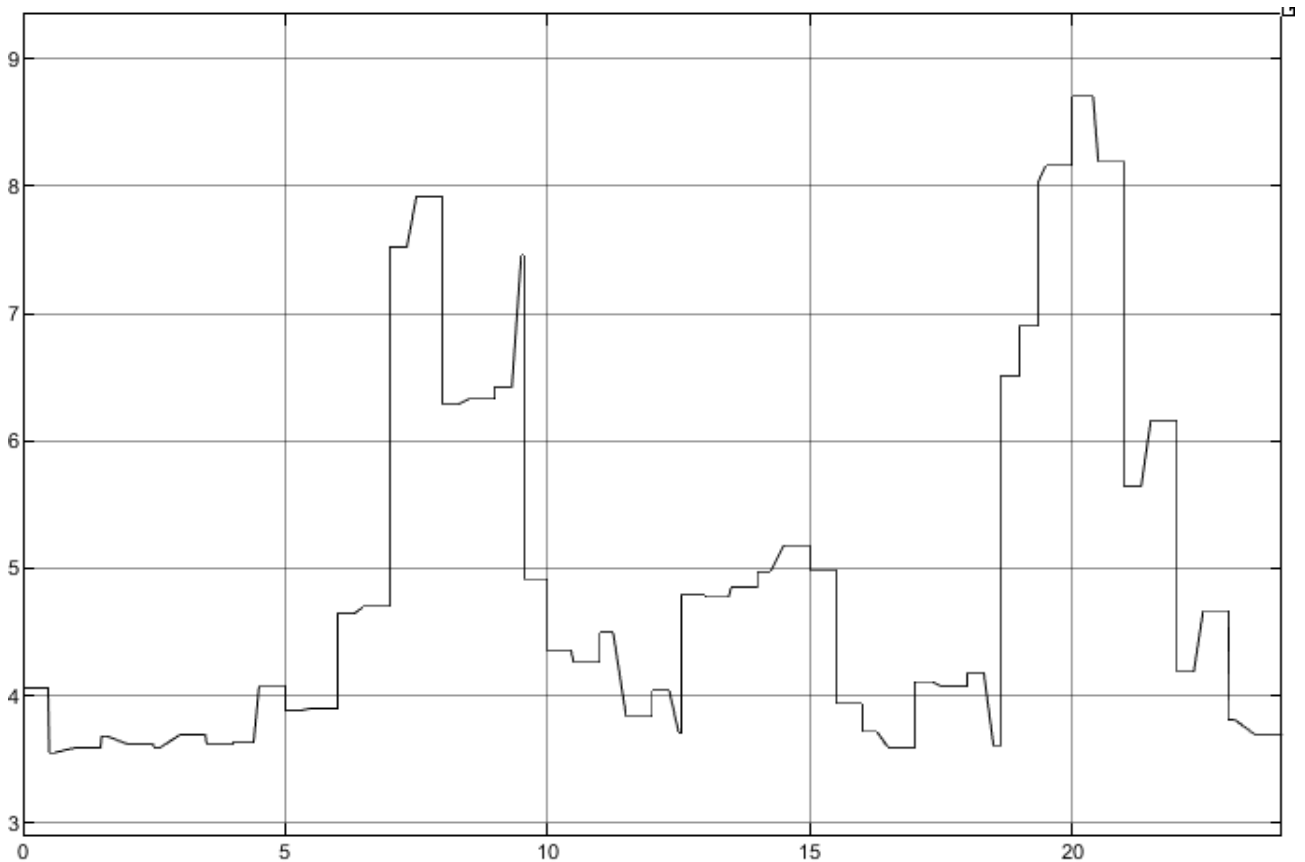


Рисунок 2.2 – Графік споживання за наявності випадкової величини що обирається за нормальним законом розподілу та додається до усередненого графіку споживання автономної гідроакumuлюючої станції. По вісі X – час доби, год; по вісі Y – потужність споживання, кВт.

Дана модель генерує сигнал про споживання із врахуванням ймовірнісної складової, результат наведено на рис. 2.2.

2.3 Модель фотоелектричної станції.

У ролі блока фотоелектростанції використовуватимемо імітаційне джерело потужності. Управління даним елементом описується наступною залежністю:

$$P_{pv}(t) = \eta \cdot S \cdot I(t), \quad (2.1)$$

де P_{pv} – потужність, яку виробляють фотомодулі, кВт;

η – ККД сонячних модулів;

S – сумарна площа сонячних модулів, м²;

I – сумарна інсоляція що надходить на похилу поверхню сонячних модулів, м²;

t – час доби, год.

Рівень сонячної інсоляції, що потрапляє на похилу площину сонячних панелей, у кВт*год впродовж доби для середніх днів січня, квітня, липня та жовтня зображено рис.2.3. Вважаємо що кут нахилу сонячних панелей до горизонтальної площини становить $27^{\circ}27'$, азимутальний кут 0° . Кути наведено для м. Києва. Для іншого місця необхідно замінити координати у рядках 2,3 коду, детальні розрахунки якого наведено у дод. В. Дані про величину сумарної сонячної інсоляції $I(t)$ заносимо в таблицю .excel. Далі зчитуємо їх за допомогою **Signal builder** у вигляді 4 сигналів **Imported_signal_1...4** що позначають величину інтенсивності сонячного випромінення для заданих широт для 4 пір року. Після перемикача за допомогою блока **Multiply** підраховується значення функції 2.1 та виводиться на графік **Scope 7**.

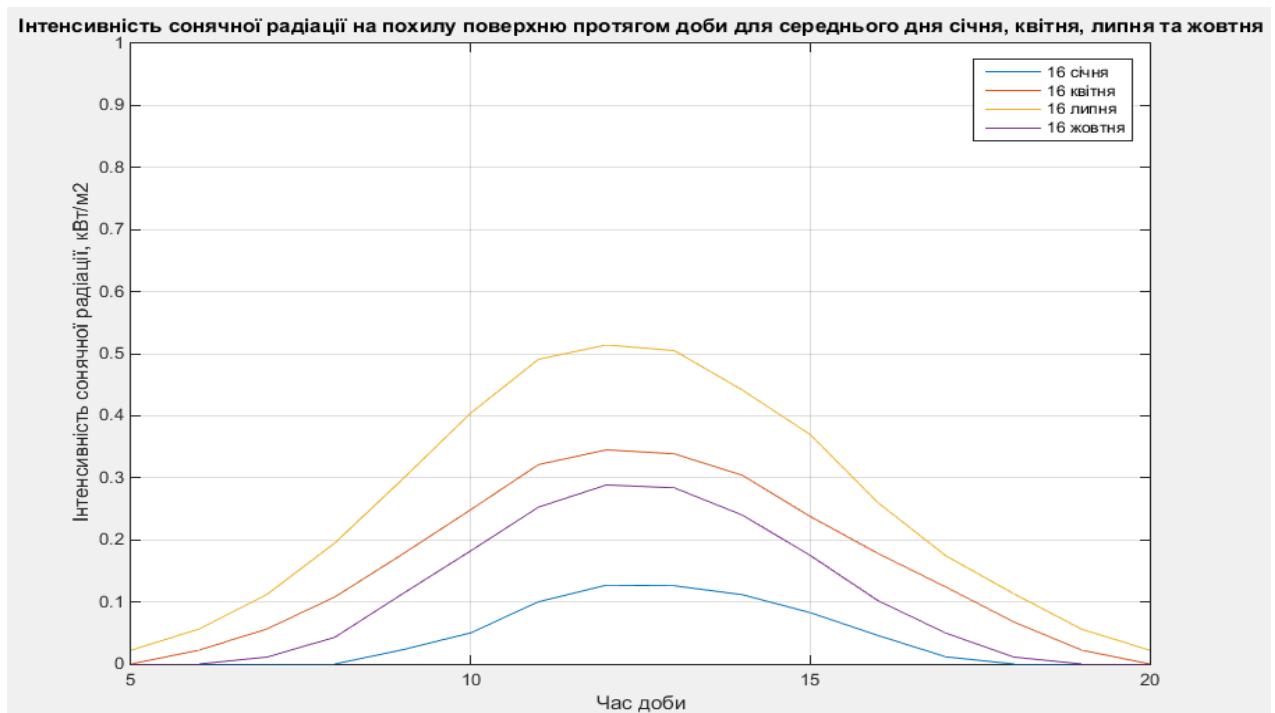


Рисунок 2.3 – Рівень сонячної інсоляції у кВт/м² впродовж доби для середніх днів січня, квітня, липня та жовтня

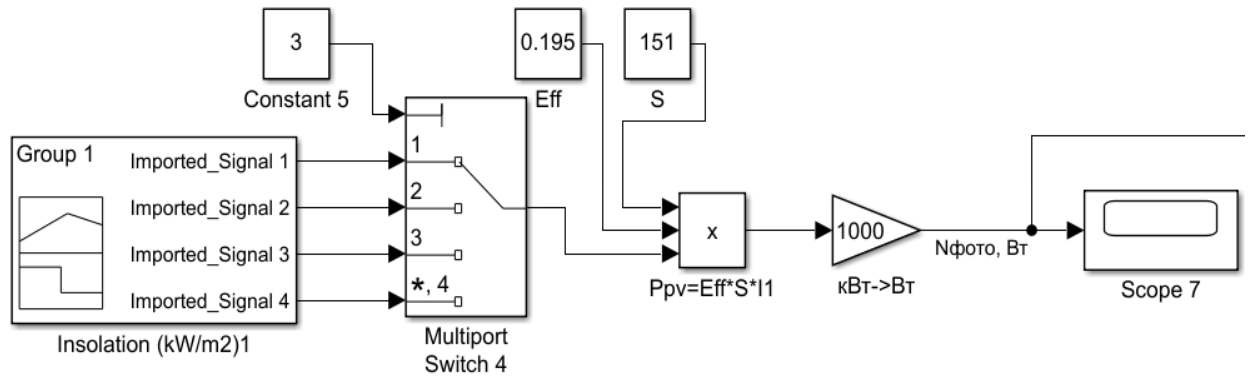


Рисунок 2.3 – Блок-схема фотоелектростанції

Під час попереднього підбору вважаємо що площа сонячних панелей S становить 151м^2 , а ефективність панелей Eff – $19,5\%$. Зміна значення **Constant 5** дозволяє моделювати систему за різних пір року.

2.4 Модель верхнього та нижнього резервуарів.

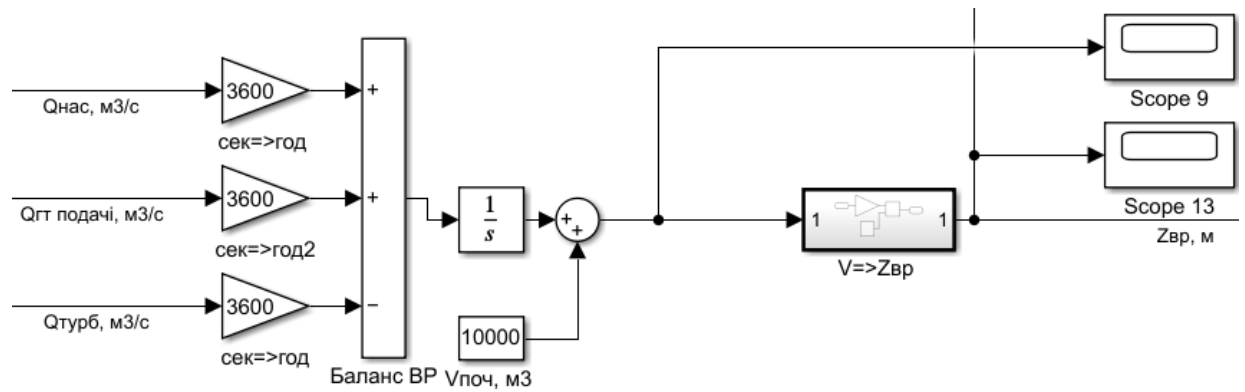
Вихідними даними для моделювання водосховища є початковий об'єм води в ньому. Розрахунок об'єму води у водосховищі відбувається за наступною залежністю

$$V(t) = V_{\text{поч}} \pm \int Q_{\text{вб}} dt, \quad (2.2)$$

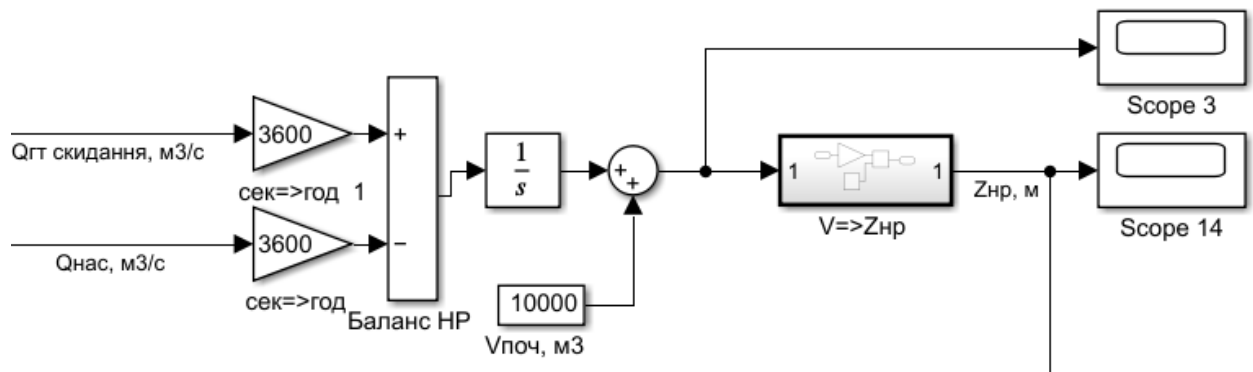
де $V_{\text{поч}}$ – початковий об'єм водосховища, м^3 ;

$Q_{\text{вб}}$ – витрата води бака-акумулятора, $\text{м}^3/\text{с}$, може приймати як додатні значення за умови закачування води в бак насосною станцією так і від'ємні значення коли вода споживається турбіною. На рис. 2.4 представлено модель верхнього та нижнього резервуарів.

При моделюванні верхнього водосховища автономної гідроакумуючої електростанції необхідно скласти баланс витрати води у верхньому б'єфі та також провести розрахунок відмітки верхнього б'єфу по морфометричним характеристикам резервуару. Приймаємо що нульова відмітка $Z_{\text{поч}}$ становить 7м , а далі на кожні $1\,000\text{ м}^3$ об'єму води рівень підіймається на 5см .



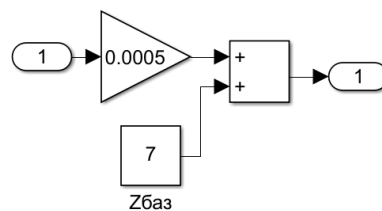
(а)



(б)

Рисунок 2.4 – Модель верхнього(а) та нижнього(б) водосховища

Об'єм води від насосу $Q_{\text{нас}}$ та гідравлічного тарану $Q_{\text{гг}} \text{ подачі}$ надходить до верхнього резервуара, об'єм води $Q_{\text{турб}}$ подається на гідротурбіну. Блоком «різниця» вираховується поточний водний небаланс, а блоком **integrator** $1/s$ здійснюється інтегрування цієї величини, що являється другою складовою рівняння 2.2. Далі вираховується загальний об'єм води у водосховищі шляхом додавання інтегралу до початкового об'єму у бакові $V_{\text{поч}}$. Абсолютний рівень води в резервуарі вираховується за моделлю на рис. 2.5. відповідно до морфометричних х-к водосховища:

Рисунок 2.5 – Перерахунок об'єму у верхньому резервуарі $V_{\text{вр}}$ до абсолютної висоти води в ньому $Z_{\text{вр}}$

Модель для нижнього резервуару будується за тим же принципом. Але варто зазначити що баланс витрати води в нижньому б'єфі вираховується шляхом різниці витрати води, що скидає гідравлічний таран $Q_{\text{гт скидання}}$ та води, що викачує насосна станція $Q_{\text{нас}}$.

2.5 Модель гідротурбіни та електричного генератора.

Абсолютна відмітка встановлення агрегату з гідравлічною турбіною $Z_{\text{гт}}$ дорівнює 2м. Враховуючи дані про напір, створюваний у напірній трубі $H = 5\text{м}$ та орієнтовною витратою води для забезпечення споживача електроенергією 2м/с обираємо тип гідротурбіни – Каплан. Застосуємо гідроагрегат горизонтального типу фірми виробника Chengdu Forster Technology Co. Характеристики наведені у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Характеристики мікровертикального турбінного генератору Kaplan

Показник	Значення показника
Встановлена потужність 1 гідроагрегату, кВт	40-50
Максимальна пропускна спроможність 1 гідротурбіни (Q_{max}), м ³ /с:	1,1
Мінімальна витрата МГЕС (Q_{min}), м ³ /с	0,31
Розрахунковий напір (H), м	5
Мінімальний напір ($H_{\text{мін}}$), м	4,5
Максимальний напір ($H_{\text{макс}}$), м	5,2

Розрахунок потужності на валу гідравлічної турбіни виконується за наступною залежністю

$$N_{\text{тр}} = 9,81 \cdot \rho \cdot \eta \cdot Q_{\text{тр}} \cdot H_{\text{тр}}, \quad (2.3)$$

де η – ефективність гідротурбіни;

$N_{\text{тр}}$ – механічна потужність гідротурбіни, кВт;

ρ – густина води кг/м³;

$Q_{\text{тр}}$ – витрата води через гідротурбіну $\text{м}^3/\text{с}$;

$H_{\text{тр}} = (Z_{\text{вр}} - Z_{\text{гт}})$ – гідростатичний напір, м.

Ефективність гідротурбіни типу Каплан залежить від кількох факторів, таких як розміри турбіни, конструкція лопатей та витрата води.

Зазвичай, при збільшенні витрати води через гідротурбіну, ефективність турбіни зростає, оскільки більша кількість води може бути використана для генерації електричної енергії. Однак, на практиці, існують певні обмеження, пов'язані з конструкцією гідротурбіни, які впливають на максимальну витрату води, яку може переробити турбіна.

Отже, щоб дізнатися більше про відповідність між витратою води та ефективністю гідротурбіни типу Каплан потужністю 50 кВт, необхідно мати додаткову інформацію про конкретну модель турбіни, її розміри та конструкцію лопатей, а також про гідростатичний напір на певній гідроелектростанції.

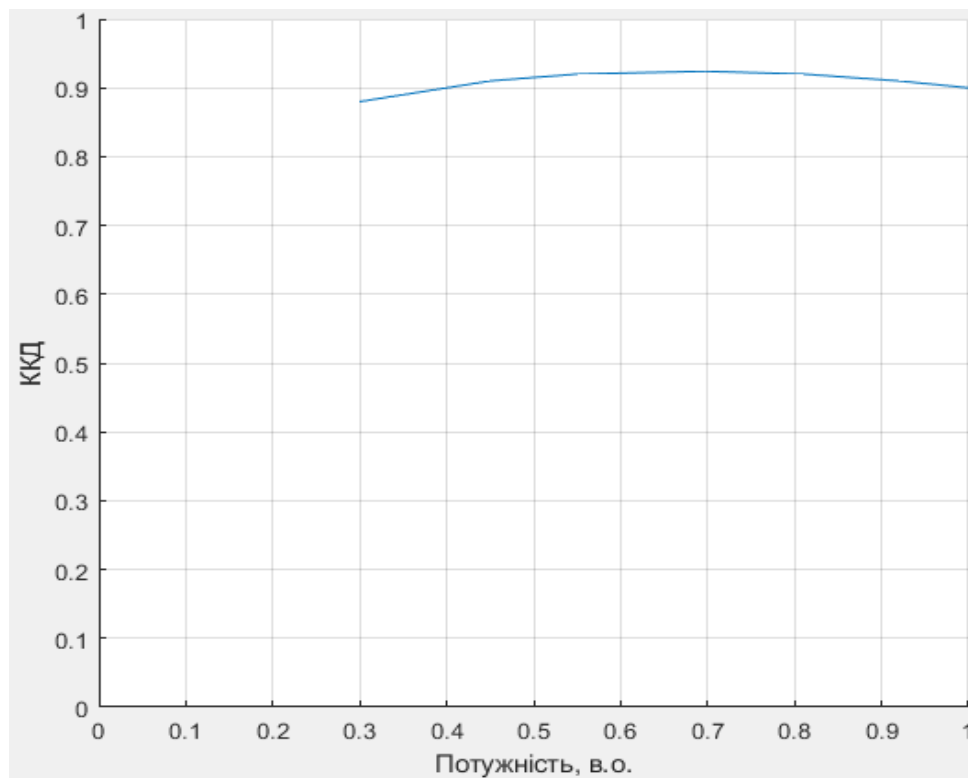


Рисунок 2.6 – Залежність $\eta = f(Q)$ для турбіни типу ПЛ 7/854-Г-46
для частоти обертів 150 хв^{-1}

Такі дані зазвичай нанесені на універсальних гідромеханічних характеристиках у паспорті турбіни. Для цього розглянемо представлення

універсальної гідромеханічної характеристики гідротурбіни, найближчої за подібністю до обраної, в системі відносних одиниць на прикладі фізичної моделі ПЛ 7/854-Г-46, наведеної в додатку Д. За допомогою методики, розробленої в інституті ІВЕ НАНУ під час роботи під керівництвом Васько П.Ф., отримуємо залежність $\eta = f(Q)$, графік якої зображено на рис. 2.6. Як бачимо, графік починається не з початку координат, а на відмітці $Q \sim 0.3$. Це означає що турбіна починає працювати в діапазоні витрат $(0.3 \dots 1.0)Q$, а пояснюється це особливостями роботи турбіни та відсутністю повних карт універсальних характеристик турбіни. Зона $(0, 0 \dots 0.3)Q$ не є дослідженою та може призвести до виходу з ладу турбіни. Приймаємо для $(0, 0 \dots 0.3)Q$ нульову генеровану потужність N .

Отриману характеристику корисної дії (рис. 2.6) опишемо графічно за допомогою блоку **LookupTable** з входом для розрахункової відносної витрати води через гідротурбіну $Q_{в.о}$. На виході цього блоку буде значення коефіцієнта корисної дії η у %. Витрата води через гідротурбіну $Q_{тр}$ однакова що на вході що на виході з неї, тому $Q_{тр} = Q_{подачі} = Q_{скидання}$. Витрату води через турбіну $Q_{тр}$ розраховуємо виходячи із залежності 2.3:

$$Q_{тр} = \frac{N_{тр}}{9,81 \cdot \rho \cdot \eta \cdot H_{тр}} = \frac{\frac{P_{cons}}{\eta_{ген}}}{9810 \cdot \eta(Q_{тр}) \cdot (Z_{ВР} - Z_{ГТ})}, \quad (2.4)$$

де $N_{тр}$ — потужність на валу гідротурбіни, кВт;

P_{cons} — потужність віддана споживачу, кВт;

$\eta_{ген}$ — коефіцієнт корисної генератору.

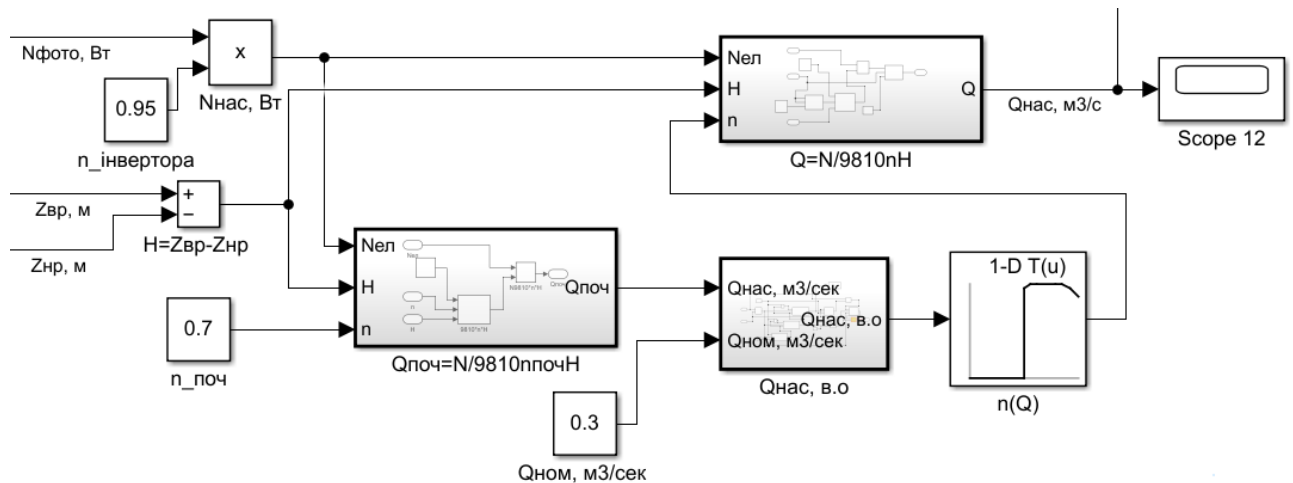


Рисунок 2.7 – Модель турбінно-генераторного блоку

Зображена на рис. 2.7 модель гідротурбіни та електричного генератора приймає на вході значення про потужність споживання та рівень води у верхньому б'єфі та на основі цього підраховує витрату води через турбіну фіксуючи динаміку у графіку **scope 12**.

Модель має ітераційний алгоритм. Він полягає у грубому підрахунку витрати води за наближеного значення ККД турбіни, уточненню ККД відносно отриманого значення витрати води, повторному підрахунку витрати води спираючись на фактичний ККД.

2.6.1 Аналіз існуючих конструкцій гідравлічних таранів

У багатьох частинах світу села та сільськогосподарські угіддя розташовані над природними потоками. Отримання достатньої кількості води для пиття та поливу в таких місцях існування стало найважливішим завданням для місцевих жителів. Через високу вартість передачі електроенергії на великі відстані та складне транспортування через складний рельєф багато людей все ще не мають легкого доступу до електрики або водопровідної води. Їм доводиться отримувати воду за допомогою неефективної робочої сили або сили тварин, що значною мірою заважає місцевій економіці і соціальний розвиток. Тому ефективний водопідйом став актуальною проблемою, яку необхідно вирішити.

Гідротаранний насос (або гідротаран) - це автономне водонасосне обладнання без підведення зовнішньої енергії, яке перетворює низьконапірну потенціальну енергію великого об'єму води в високонапірну потенціальну енергію води невеликої порції. Таким чином, його можна використовувати для вирішення проблеми дефіциту потужності водопідйому, згаданої вище, без будь-якого зовнішнього живлення. Добре сконструйований гідротаран може працювати десятиліттями, оскільки його рухомими компонентами є лише два зворотні клапани. Окрім високої довговічності, гідротаран також є екологічно чистим обладнанням, оскільки у ході перетворення енергії він не споживає викопне паливо. Необхідно також пам'ятати про те, що гідротаран може підняти лише невелику частину спожитої ним води на більшу висоту, а решта води має витікати через клапан під дією сили тяжіння. Певною мірою ця особливість обмежила популяризацію та застосування гідравлічного насоса. Як правило, він підходить для ділянок з багатими водними ресурсами з перепадом напору понад 0,5 м, але невеликою потужністю.

Перший гідротаранний насос був винайдений Дж. Вайтхерстом у 1772 році для постачання пивоварні питною водою. Монгольф'є вдосконалив свою роботу, ввівши зворотний клапан у гідравлічний плунжерний насос як випускний клапан і реалізував автоматичну роботу. Потім Пірс сконструював сіфтерний клапан, який дозволяє дрібним бульбашкам повітря автоматично потрапляти в повітряну камеру для поповнення повітря, розчиненого в гідравлічний насос став практичним і міцним інструментом для підйому води. У 19-му і 20-му століттях він широко використовувався в усьому світі і забезпечував жителів і сільськогосподарські угіддя великою кількістю води для пиття та поливу. У Вест-Данді (штат Іллінойс, США) у 1894 році була побудована насосна станція з гідроциліндром для обслуговування 1200 людей, і вона все ще працювала в 1933 році з потоком доставки 227 м³ на день. Іншим прикладом є дві громади в Танзанії, одна в окрузі Нджомбе з 17 гідравлічними насосами та ще один у сільському районі Мбея з 12 насосами, які постачають

водою приблизно 1300 і 1500 жителів відповідно. Дослідження гідравлічного тарана можна розділити на три напрямки: числовий аналіз процесу його роботи, механічні конструкції та виробництво нових продуктів і застосування в інших сферах.

Що стосується теоретичного аналізу, багато дослідників розділили робочий цикл гідравлічного тарану на кілька окремих частин відповідно до дії та стану випускного клапана та клапана подачі, і кожна частина аналізується окремо для визначення відповідного періоду, потоку доставки, потоку відходів тощо. Потім можна визначити продуктивність гідравлічного насоса. Кількість розділених частин дуже різниться, оскільки дослідники відрізняються у розумінні та спрощенні робочого циклу. Незважаючи на те, що принцип роботи гідравлічного тарану доволі нескладні, його аналіз, конструкція та виготовлення не такі прості, особливо у випадках.

Наприклад, у 1960-х роках Китай розробив гідравлічний таран під назвою Dengshan, однак його продуктивність не була задовільною, і його поширеність не досягла успіху. Таким чином, знання, пов'язані з його структурним проектуванням та оптимізацією, є настільки важливими, що люди можуть мати навички для розробки вискоєфективних гідравлічних таранів та оптимізації їх роботи. У даній статті розроблений метод оптимального проектування та аналізу продуктивності гідравлічної насосної системи за допомогою чисельного моделювання та модельного експерименту. Спочатку було спроектовано два типи гідравлічного насоса, а потім порівняно та оптимізовано із запропонованими показниками оцінки та чисельною моделлю.

Типова система гідравлічного тарану складається з верхнього резервуару (живильний резервуар, напірний бак), живильної труби (напорна труба), нижнього резервуара, насоса гідравлічного тарану, нагнітальна труба (труба подачі) та резервуара для зберігання (резервуар подачі, наливний резервуар), як показано на рис. 2.8. Верхній резервуар постачає в систему велику кількість води, тоді як нижній резервуар збирає відпрацьовану воду та скидає її далі.

Верхній резервуар використовується для накопичування перекачуваної води. Привідна труба з'єднує гідравлічний таран із верхнім резервуаром. Сталева або залізна труба зазвичай використовується для створення хвилі високої швидкості що дозволяє досягти високої ефективності та напору у нагнітальній трубі. Нагнітальна труба подає воду до резервуара для зберігання. Є чотири основні параметри в системі гідравлічного насоса, а саме: живильний напір H , напір подачі h , нагнітальна витрата води q та витрата води відходів Q . Вони визначаються як різниця напору води між резервуаром живильним і нижнім резервуаром, різниця напору води між резервуаром живильним та резервуаром для зберігання, витрата води в резервуар для зберігання та витрата води в нижній резервуар. Енергетичний коефіцієнт корисної дії гідротарану, що позначається як η , розраховується як відношення вихідної енергії до вхідної енергії, а саме: значення підвищення потенціальної енергії нагнітаючого потоку, поділеного на зменшення потенціальної енергії стічного потоку, де рівень води верхньої водойми приймаємо як еталон:

$$\eta = \frac{qh}{QH} \quad (2.5)$$

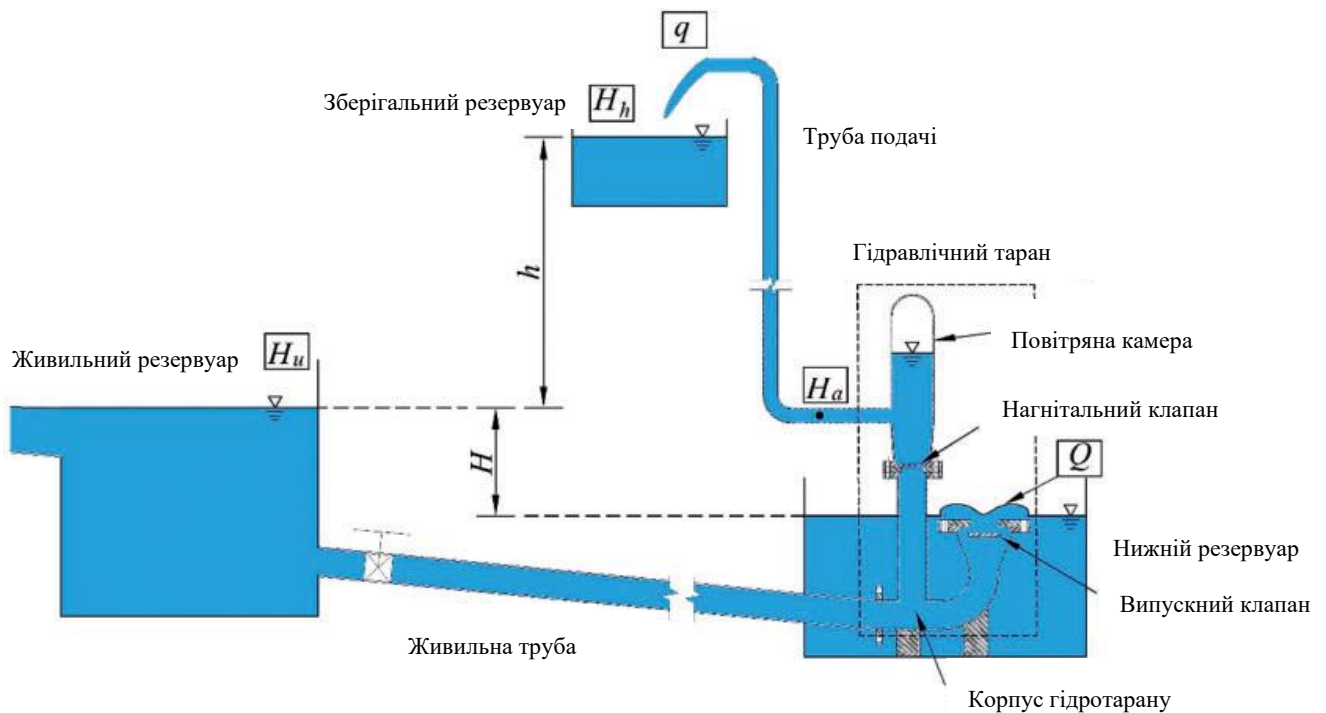


Рисунок 2.8 – Конструкція гідравлічного тарану

Типовий гідротаранний насос складається з випускного клапана (імпульсного клапана, приводного клапана), нагнітального клапана (насосного клапана), повітряної камери і корпусу гідротарану, як показано на рис. 2.9.

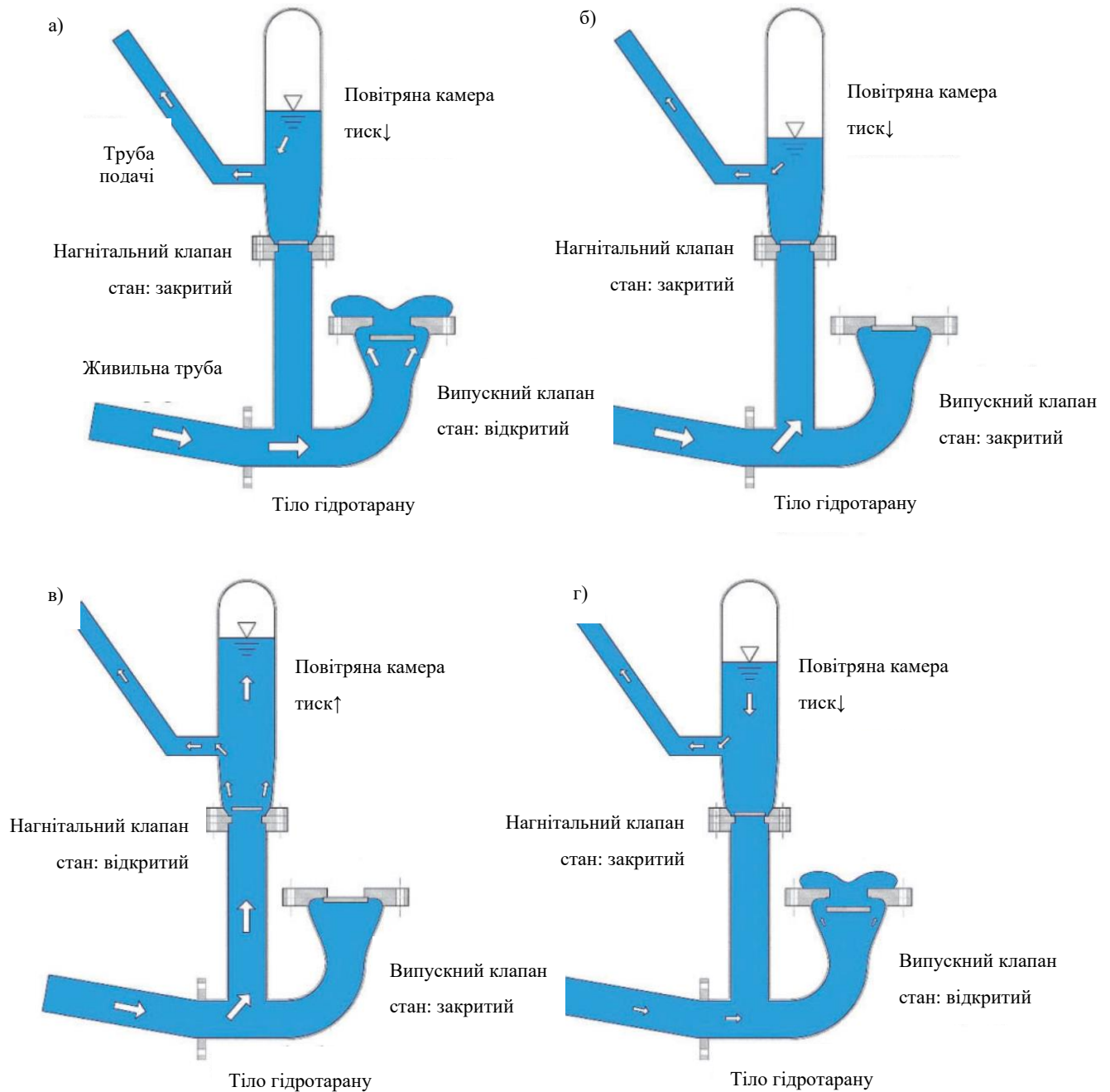


Рисунок 2.9 – Робочий цикл гідравлічного тарану

На початку циклу, випускний клапан залишається відкритим під дією сили тяжіння або інших зовнішніх сил, тоді як нагнітальний клапан залишається закритим, як показано на рис. 2.9 (а). Оскільки між живильним і нижнім резервуарами існує різниця напору води, вода з верхнього резервуару буде

стікати вниз до нижнього резервуару через привідну трубу та гідравлічний насос. Вода, що тече, створює тиск на поверхню диску зливного клапана, який змушує його закриватися. Як тільки швидкість потоку води перевищить певне значення, при якому сила дорівнює силі тяжіння диска спускного клапана (або іншій зовнішній силі, наприклад - пружини), зливний клапан миттєво закриється, як показано на рис. 2.9 (б). Граничні умови різко змінюються, таким чином, виникає ефект гідроудару. Тиск у корпусі насоса зростає, а потім різниця тиску між нижньою стороною та верхньою стороною нагнітального клапана змушує його відкритися, як показано на рис. 2.9 (в).

Далі вода надходить у повітряну камеру, частина води безпосередньо перекачується в резервуар для зберігання, а інша тимчасово зберігається у повітряній камері за рахунок стиснення повітря в ній. Тиск у повітряній камері зростає, а в корпусі насоса знижується. Отже, клапан нагнітання закриється, а випускний клапан відкриється, як показано на рис. 2.9 (г). Починається новий робочий цикл. Коли напірний клапан закритий, повітря в повітряній камері поступово розширюється і постійно направляє воду в резервуар для зберігання. При проектуванні гідротаранного насоса слід враховувати як опір потоку, так і тиск на спускному клапані, які мають бути якомога нижчими та рівномірними відповідно. З іншого боку, розмір обладнання та витрата матеріалів також є важливими факторами з огляду на транспортування, установку та ціну продукту. Щоб отримати задовільну гідравлічну ефективність, бажано щоб канал потоку був гладким та рівномірного профілю вздовж усієї довжини, тобто раптового розширення або звуження необхідно уникати. Враховуючи наповненість випускного клапана в каналі, як показано на рис. 2.10, він відповідає

$$A^t - A_w \geq A_0, \quad (2.6)$$

де $A^t = \frac{\pi \cdot D'^2}{4} (m^2)$ – площа поперечного перерізу на вході до випускного каналу,

D' (м) – діаметр проточного каналу на випускному клапані,

$A_w = \frac{\pi \cdot D_w^2}{4}$ (м²) – площа диска випускного клапана,

D_w (м) – діаметр диска випускного клапана;

$A_0 = \frac{\pi \cdot D_0^2}{4}$ – площа вихідного отвору випускного клапана,

D_0 (м) – вихідний діаметр спускного клапана.

Коли випускний клапан повністю відкритий, загальний коефіцієнт втрати напору становить:

$$\sum \xi = \xi_1 + \xi_2 + \xi_{B1} - \xi_{B2}, \quad (2.7)$$

де ξ_1 — коефіцієнт втрати напору перед випускним клапаном,

ξ_2 — коефіцієнт втрати напору за випускним клапаном,

$\xi_{B1} = 1 - \left(\frac{d}{D1}\right)^4$ — коефіцієнт втрати напору на вході випускного клапану,

d (м) — передбачуваний розмір випускного клапану,

$D1$ (м) — діаметр вхідного отвору випускного клапану,

$\xi_{B2} = 1 - \left(\frac{d}{D2}\right)^4$ — коефіцієнт втрати напору на виході зливного клапана,

$D2$ (м) — вихідний діаметр спускного клапана.

Таким чином:

$$\sum \xi = \xi_1 + \xi_2 + 1 - \left(\frac{d}{D1}\right)^4 - 1 + \left(\frac{d}{D2}\right)^4, \quad (2.8)$$

Відповідно до рівняння вище, загальний коефіцієнт втрати напору збільшується разом із діаметром вхідного отвору випускного клапану $D1$ і зменшується зі збільшенням вихідного діаметру спускного клапана $D0$. Тому, щоб досягти меншого коефіцієнта втрати напору, вихідний діаметр випускного клапана повинен бути рівним або більшим, ніж вхідний діаметр випускного, а саме:

$$D2 \geq D1 \geq D, \quad (2.9)$$

де D (м) – діаметр живильної труби.

Як правило, D не має перевищувати $D1$ з огляду на економічні витрати. Оскільки діаметр диска випускного клапана більший, ніж вихідний отвір, а

саме, $D_w \geq D_0 \geq D$, то відповідно до рівнянь (2.6) і (2.9), площа перерізу випускного клапану вдвічі перевищує площу перерізу приводної труби, а саме $A' \geq 2A$. Якщо канал потоку різко збільшиться, то вода буде розтікатися на межі розділу і це спричинить завихрення та великі втрати напору. Щоб зменшити загальні втрати і досягти гарних гідравлічних характеристик, там, де відбуваються варіації площі потоку, а саме на виході випускного клапану вище диску застосовуються дифузори. Проаналізовано два типи конструкцій, які називалися за формою переднього розширення та вихідного дифузора випускного клапана. У першій прохідний канал розширюється на вході. Дифузор, Т-подібне з'єднання та коліно 90° послідовно з'єднані разом як прохідний канал. В другій конструкції прохідний канал розширюється там, де розміщено випускний клапан, а інші частини мають той самий діаметр, що й живильна труба. На рис. 2.10 представлено компонування двох типів.

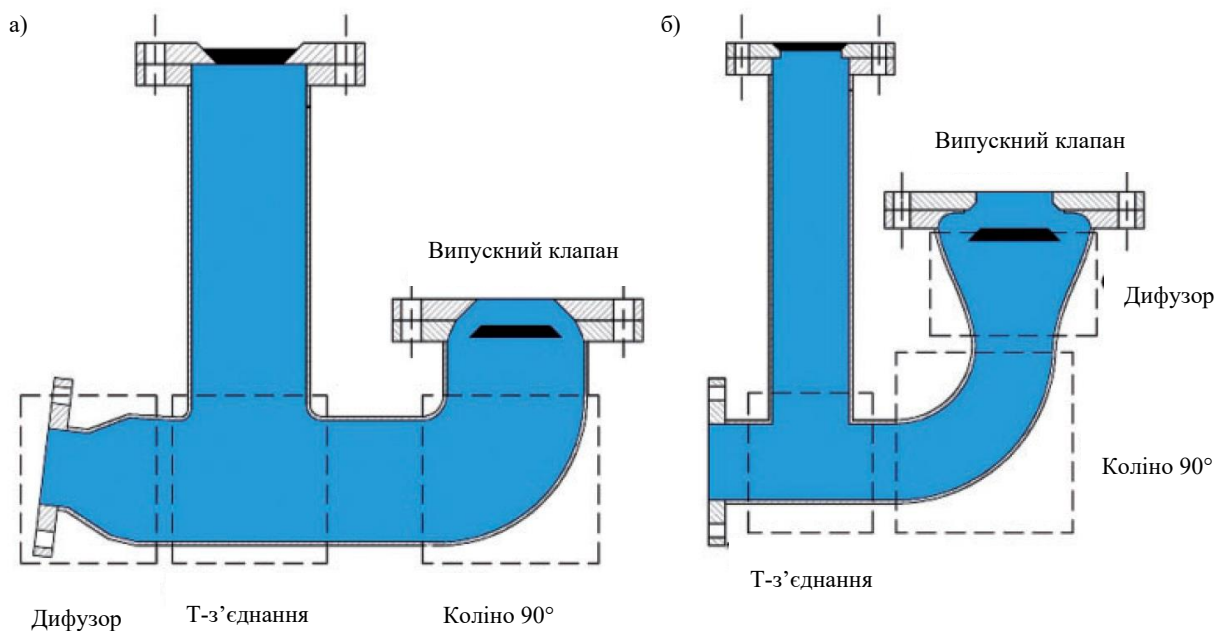


Рисунок 2.10 – Типи конструкцій гідротаранних насосів відносно площі перерізу каналів: (а) гідравлічний таран з переднім розташуванням дифузору та (б) гідравлічний таран з заднім розташуванням дифузору.

2.6.2 Розрахунковий метод оцінки роботи гідравлічного тарану

Проведення експериментів на реальному прототипі гідравлічного тарану займає від одного до двох місяців, а то й більше. Якщо випробувати декілька

прототипів, процес займе ще більше часу та потребуватиме значного фінансового вливання. Тому, проведення комп'ютерного моделювання та створення розрахункової моделі рідини може бути використано для аналізу продуктивності цих конструкцій і вибору найкращих перед виготовленням безпосередньо прототипів. Таким чином можна значно скоротити вартість виготовлення прототипів і проведення модельних експериментів, а також скоротити період розробки та більш раціонально використати матеріали та фінанси. Розрахункова модель включає два основні аспекти: за якими параметрами оцінювати роботу об'єкту та власне розрахункова модель.

Показники оцінки роботи гідравлічного тарану

Для аналізу роботи гідравлічного тарану запропоновано чотири показники оцінки: коефіцієнт втрати напору, коефіцієнт лобового опору, ексцентрична відстань тиску на випускному клапані та рівномірність розподілу швидкості на виході. Чим менший коефіцієнт втрати напору, тим менше енерговитрат і вища ефективність роботи. Коефіцієнт лобового опору визначає силу, з якою вода діє на диск випускного клапану. Як правило, він не повинен бути занадто великим, щоб отримати достатню швидкість нагнітання води і досягти високої ефективності. Оскільки випускний клапан зазвичай знаходиться після коліна 90° , тиск рідини на поверхню клапану буде нерівномірною, а центр сили не відповідати геометричному. Якщо ексцентрична відстань (відстань від осі клапану до центру сили створеної тиском води на цього) занадто велика, сила тертя між направляючою та прямою рейкою збільшиться, що сповільнить закриття спускного клапана. Крім того, зменшиться продуктивність гідравлічного насоса та термін служби спускного клапана. Таким чином, ексцентрична відстань має бути якомога меншою. Рівномірність розподілу швидкості на виході є індикатором стану потоку рідини. Чотири індекси оцінки визначаються наступним чином.

Коефіцієнт втрати напору розраховується за формулою:

$$\xi = \frac{E_2 - E_1}{V^2/2g}, \quad (2.10)$$

де $E_i = \frac{V_i^2}{2g} + \frac{p_i}{\rho g} + z_i$ (м) – загальний напір,

$\frac{V_i^2}{2g}$ (м) – швидкісний напір – кінетична енергія одиниці ваги рідини,

$\frac{p_i}{\rho g}$ (м) — п'єзометричний напір – потенційна енергія, якою володіє

одиниця ваги рідини, завдяки тиску p_i ,

z_i (м) — геометричний напір – потенційна енергія одиниці ваги рідини,

нижній індекс 2 — вхідний отвір гідравлічного насоса, а нижній індекс 1 — вихідний отвір гідравлічного насоса

V (м/с).) — швидкість потоку в живильній трубі.

Коефіцієнт опору

Сила потоку на спускному клапані розраховується за формулою:

$$F = F_L - F_U, \quad (2.11)$$

де нижній індекс L означає нижню поверхню диска випускного клапана, індекс U позначає верхню поверхню диска випускного клапана. $F_i(N)$ обчислюється за:

$$F_i = \int_S p \cdot dA = \sum_{i=1}^n p_i \cdot A_i, \quad (2.12)$$

де S – площа диска випускного клапана,

p_i (Па) – тиск на елементарну поверхню клапана,

A_i (м²) – площа елементарної поверхні клапана.

Різниця тиску на скидному клапані становить:

$$\Delta p = \frac{F}{A_w}, \quad (2.13)$$

Коефіцієнт опору становить:

$$\varphi = \frac{\frac{\Delta p}{\rho g}}{\frac{V^2}{2g}}, \quad (2.14)$$

Критичний стан, коли випускний клапан починає закриватися, відбувається тоді, коли сила потоку, що діє на поверхню диску клапана, дорівнює його силі тяжіння, а саме:

$$F = Mg, \quad (2.15)$$

де M – маса диску випускного клапану.

З рівнянь (8)–(10) критична швидкість потоку, при якій спускний клапан починає закриватися, становить:

$$V_0 = \sqrt{\frac{2Mg}{\rho \varphi A_w}}, \quad (2.16)$$

Рівняння (11) показує, що критична швидкість потоку V_0 пропорційна $\sqrt{M}$, $\sqrt{\frac{1}{\varphi}}$, $\sqrt{\frac{1}{\rho}}$, $\sqrt{\frac{1}{A_w}}$. Збільшення V_0 можна досягти шляхом збільшення маси спускного клапана M . Слід зазначити, що, однак, імпульсна сила буде більшою, коли випускний клапан закривається. Чим він важчий, тим більше зусилля, що призводить до вищих конструктивних вимог. Тому збільшення маси спускного клапана не є хорошим вибором. Для певного гідравлічного тарану діаметр випускного клапана, як правило, більший, ніж вихідний отвір спускного клапана, і його неможливо суттєво змінити. Таким чином, підвищення критичної швидкості зазвичай досягається зміною конструкції для регулювання коефіцієнта лобового опору.

Ексцентрична відстань тиску визначається як

$$x = \frac{\int_S p \cdot x \cdot dA}{\int_S p \cdot dA} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot x_i \cdot A_i}{\sum_{i=1}^n p_i \cdot A_i}, \quad (2.17)$$

$$y = \frac{\int_S p \cdot y \cdot dA}{\int_S p \cdot dA} = \frac{\sum_{i=1}^n p_i \cdot y_i \cdot A_i}{\sum_{i=1}^n p_i \cdot A_i} \quad (2.18)$$

де x (мм) і y (мм) є компонентами відстані від центру одного елементарного блока до центру диска випускного клапана в проекції на декартову систему координат.

Рівномірність розподілу швидкості.

Чим більша рівномірність розподілу швидкості на виході, тим краща продуктивність гідравлічного насоса. Рівномірність розподілу швидкості

$$V_u = \left[1 - \sqrt{\frac{1}{n \sum_{i=1}^n \left(\frac{u_{ai}}{u_a} - 1 \right)^2}} \right] 100\%, \quad (2.19)$$

де u_{ai} (м/с) – середня осьова швидкість виходу, а u_a (м/с) – осьова швидкість мікроагрегату.

2.6.3 Модель гідравлічного тарану

Вихідними даними для моделювання гідравлічного тарану є дані про надходження води від гідравлічної турбіни, а також напор у живильній трубі та подавальній трубі. Із рівняння 2.5. виражаємо значення витрати води у трубі подачі гідравлічного тарану[6]:

$$q = \eta Q_{\text{вх}} \frac{H}{h} \quad (2.20)$$

Коефіцієнт корисної дії виражається із залежності:

$$\frac{1}{\eta} = \frac{H}{h} + \frac{\ln \frac{1}{1-k^2} \cdot \left(1 - \frac{H}{h} (1 - 0.7k^2) \right)}{k^2 - \left(\frac{u}{v_c} \right)^2}, \quad (2.21)$$

де k – коефіцієнт розгону;

$\frac{u}{v_c}$ – співвідношення хвильової зміни швидкості до швидкості

усталеного руху.

Установлена швидкість:

$$v_c = \sqrt{\frac{2gH}{1+\xi}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 9.81 \cdot 2}{1+8,5}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 9.81 \cdot 2}{1+8,5}} = 2.03 \left(\frac{\text{м}}{\text{сек}} \right), \quad (2.22)$$

де ξ – сумарний коефіцієнт опору.

Хвильова зміна швидкості розраховується наступним чином:

$$u = \frac{gh}{a}. \quad (2.23)$$

На основі залежностей 2.20 – 2.23 створюємо модель гідравлічного тарану.

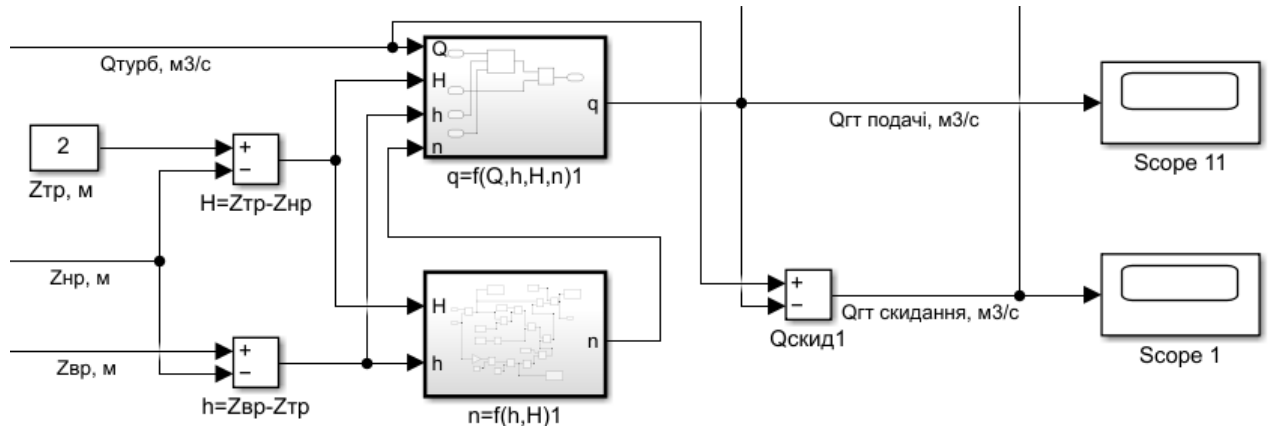


Рисунок 2.11 – Модель гідравлічного тарану

Зображена на рис. 2.11 модель гідравлічного тарану приймає на вході значення про витрату води у каналі між турбіною та гідравлічним тараном $Q_{\text{турб}}$ та рівень води у верхньому $Z_{\text{вр}}$ і нижньому б'єфах $Z_{\text{нр}}$ та підраховує потік води у $\text{м}^3/\text{с}$ до верхнього водосховища $Q_{\text{гт_подачі}}$ на основі залежностей 2.20 та 2.21. Динаміку про потік закачування води до верхнього резервуару записано до **Score 11**. Витрату води через скидальний клапан гідравлічного тарану $Q_{\text{гт_скидання}}$ знаходиться, як різниця між витратою води, що надійшла $Q_{\text{турб}}$ та витратою через напірний клапан $Q_{\text{гт_подачі}}$.

2.7 Модель електричного насоса.

Враховуючи дані про напір близько 7м, витрату води на гідротурбіні та пікове значення генерованої фотостанцією електричної потужності обираємо насосний агрегат відцентрового типу NM 17 виробництва Calpeda (Італія). Характеристики наведені у додатку Д.

Розрахунок витрати води через насос виконується за наступною залежністю

$$Q_{\text{нас}} = \frac{N_{\text{ел}}}{9,81 \cdot \rho \cdot \eta \cdot H_{\text{нас}}}, \quad (2.24)$$

де η – ефективність насосу;

$N_{\text{ел}}$ – споживана електрична потужність насосу, кВт;

ρ – густина води кг/м³;

$Q_{\text{нас}}$ – витрата води через насос м³/с;

$H_{\text{нас}} = (Z_{\text{ВР}} - Z_{\text{НР}})$ – гідростатичний напір, м.

Ефективність електричного насосу залежить від кількох факторів, таких як розміри насосу, конструкція лопатей, напір, споживана потужність та витрата води. Зазвичай, при збільшенні витрати води, ефективність насосу зростає. Отже, щоб дізнатися більше про відповідність між витратою води та ефективністю насосу, необхідно мати додаткову інформацію.

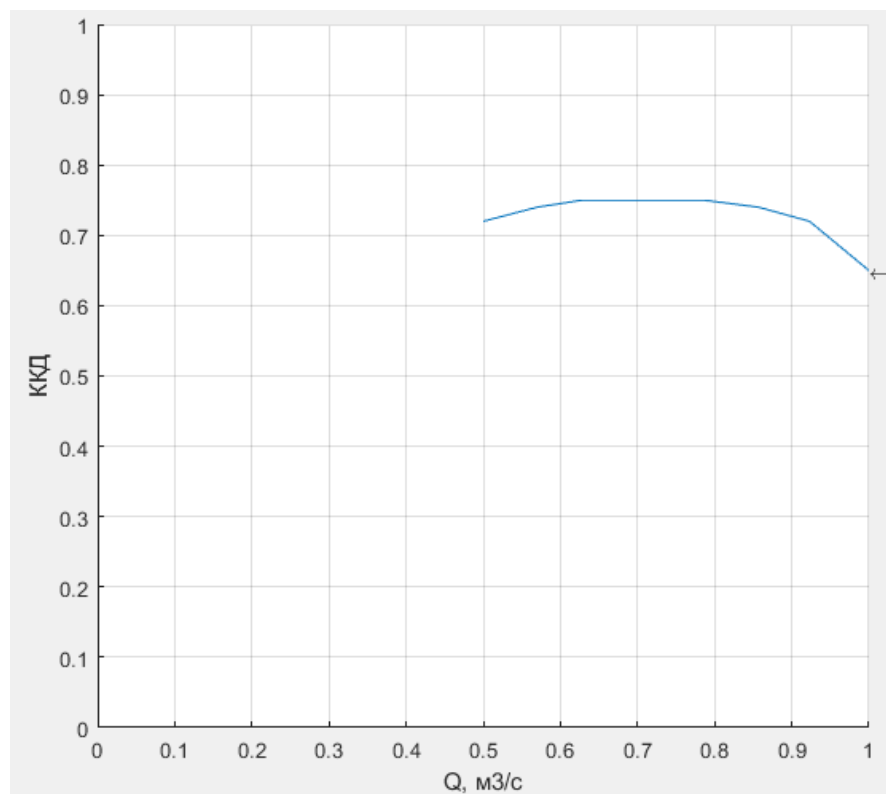


Рисунок 2.12 – Залежність $\eta = f(Q)$ для електричного насосу

Дані про залежність $\eta = f(Q)$, графік якої зображено на рис. 2.12, отримані з гідроелектричних характеристик у паспорті насосу та описані графічно за допомогою блоку LookupTable з входом для розрахункової відносної витрати води через насос $Q_{\text{в.о.}}$. На виході цього блоку буде значення

коефіцієнта корисної дії η у %. Далі на основі залежності 2.12 остаточно розраховується витрата води насосом $Q_{\text{нас}}$ та передається на вихід моделі електричного насосу

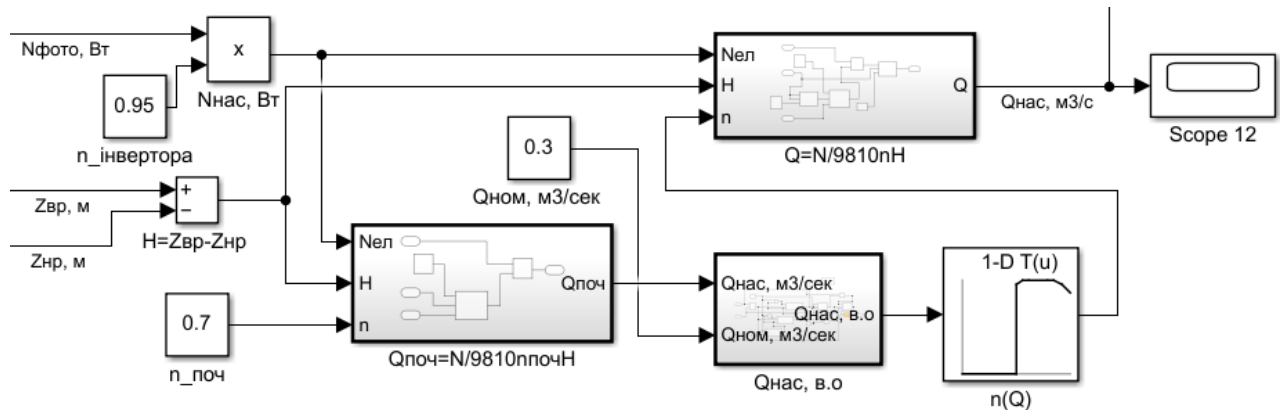


Рисунок 2.13 – Модель електричного насосу

Зображена на рис. 2.13 модель електричного насосу приймає на вході значення про генеровану потужність фотостанції та рівень води у верхньому б'єфі та на основі цього підраховує витрату води через насос фіксуючи динаміку у графіку **Scope 12**. Ітерації розрахунку витрати води з початковим наближенням та подальшим уточненням із урахуванням ККД виконано аналогічно до методики використаної для підрахунку витрати води через гідравлічну турбінку.

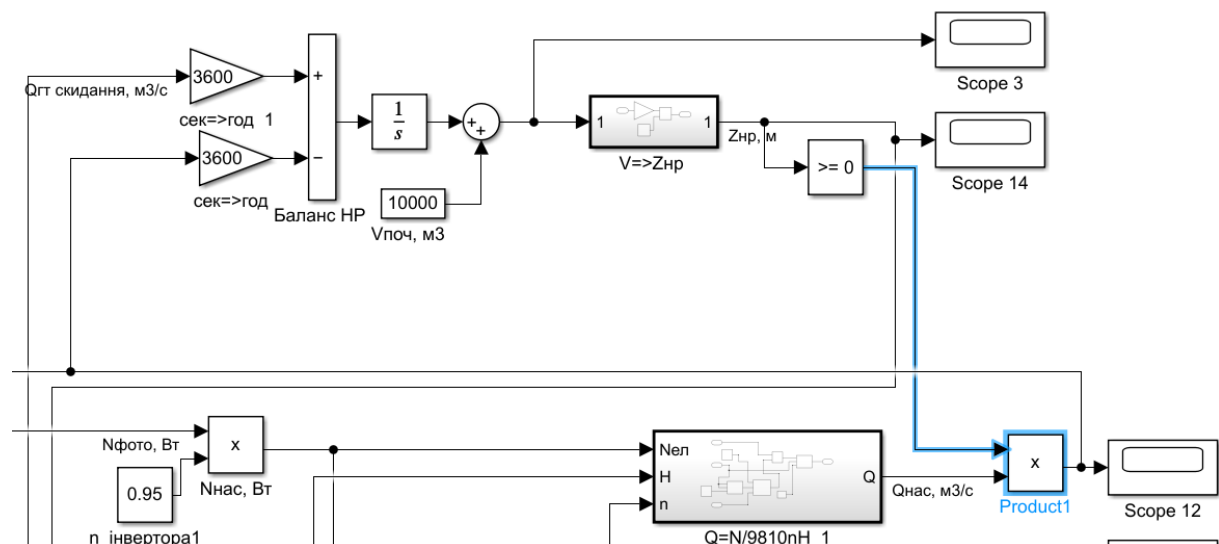


Рис 2.14 – Фрагмент схеми. Накладання умови увімкнення насосів по нижньому рівні води у нижньому резервуарі

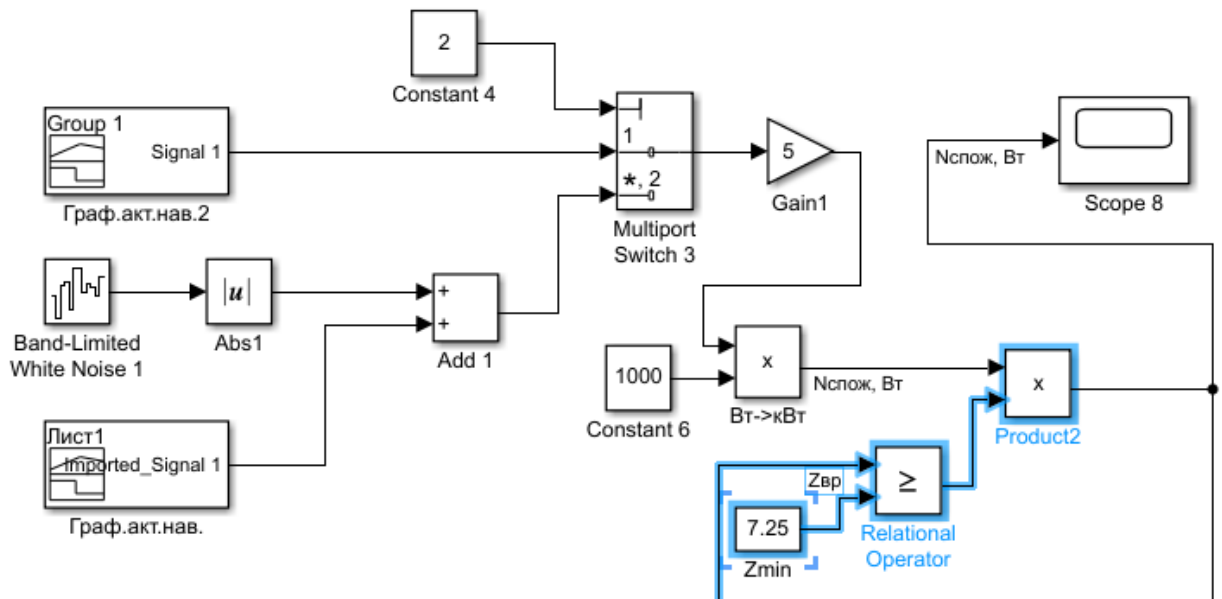


Рис 2.15 – Фрагмент схеми. Накладання умови відкриття заслонки подачі води на гідротурбін у по нижньому рівню води у верхньому резервуарі

Так як установка працює по замкнутому циклу витрати води без доступу до зовнішнього джерела, то її запас води фізично обмежений у верхньому та нижньому резервуарах. Тому накладено обмеження на використання води гідротурбіною із верхнього резервуару за умови досягання нижнього мінімального рівня, та обмеження роботи насосів за умови досягання нижнього рівня води у нижньому резервуарі. Обмеження для НР реалізовано шляхом порівняння рівня води НР із критичним рівнем та накладання умови на ввімкнення насосів $Z_{НР} > Z_{\min}$ як зображено на рис. 2.14-2.15. Обмеження для ВР виконано подібно, за умови що при $Z_{ВР} < Z_{\min}$ споживач відмикається від навантаження.

Висновки до розділу 2

1. Розроблено імітаційну модель споживача електроенергії яка дозволяє імітувати роботу навантаження передаючи на вихід сигнал, що містить дані про поточну потужність та передбачає можливість відключення споживача у випадку закінчення резерву води у верхньому резервуарі, що може бути характерним для періодів дефіциту сонячної генерації, коли вода

споживається гідравлічною турбіною значно швидше ніж закачується електричним насосом.

2. Розроблено імітаційну модель фотоелектростанції, що складається з блоку коду для розрахунку прогнозованої сонячної інсоляції на похилу поверхню конкретного місця, та блок-схеми, яка отримує на вході величину сонячної інсоляції, площу масиву фотомодулів, ККД модулів та дозволяє отримати прогнозовану електричну потужність генерації на виході.

3. Розроблено імітаційну модель турбіно-генераторного блоку, яка дозволяє при наявності на вході величини цільової потужності споживання, рівнів води у верхньому та нижньому резервуарах, розрахувати витрату води необхідну для забезпечення споживача енергією та коефіцієнт корисної дії за такого режиму роботи. Модель враховує гідромеханічні характеристики турбіни.

4. Розроблено імітаційну модель насосної станції, яка дозволяє при вхідних величинах рівня води у нижньому резервуарі, верхньому резервуарі та електричної потужності від ФЕС отримати витрату води через насоси, кількість насосів що працюють, ККД насосів за поточних умов.

5. Розроблено імітаційну модель гідравлічного тарану, яка дозволяє при вхідних величинах рівня води у нижньому резервуарі, верхньому резервуарі та витрати води, яку скидає гідравлічна турбіна, визначити витрату води напорної та скидальної труб, ККД гідравлічного тарану за поточних умов.

6. Розроблено імітаційну модель верхнього та нижнього резервуарів, яка дозволяє скласти баланс витрат води насосу, гідротурбіни, гідравлічного тарану та скидного клапану та визначити поточний об'єм води у резервуарі а також рівень води із врахуванням морфометричних особливостей резервуарів.

7. Розроблено імітаційну систему контролю рівнів води та переливного клапану, яка дозволяє:

- накладати обмеження на використання води гідротурбіною із верхнього резервуару за умови досягання рівня води нижнього мінімуму $Z_{BP} \leq Z_{\min}$;
- накладати обмеження на роботу насосів при досягненні рівня води у нижньому резервуарі нижнього мінімуму $Z_{HP} \leq Z_{\min}$.

РОЗДІЛ 3. АНАЛІЗ РОБОТИ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ АВТОНОМНОЇ ГІДРОАКУМУЛЮЮЧОЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВКИ

3.1 Аналіз внутрішньодобових перетоків енергії установки.

Імітаційна математична модель створена для симуляції роботи електростанції на будь-якому часовому проміжку. У цьому підрозділі розглянемо роботу електростанції впродовж доби. Загалом в модель занесені середні дні кожного з сезонів (15 січня, 15 квітня, 15 липня та 15 серпня). Для цього за допомогою програми з додатку В пораховано та занесено дані про приведену потужність сонячного випромінювання та потужність споживання у вигляді послідовності показів у Вт/м² відповідно з необхідною точністю для досліджуваного інтервалу. В результаті маємо симуляцію генерації, накопичення та споживання енергії в автономній системі із замкнутим циклом витрат води.

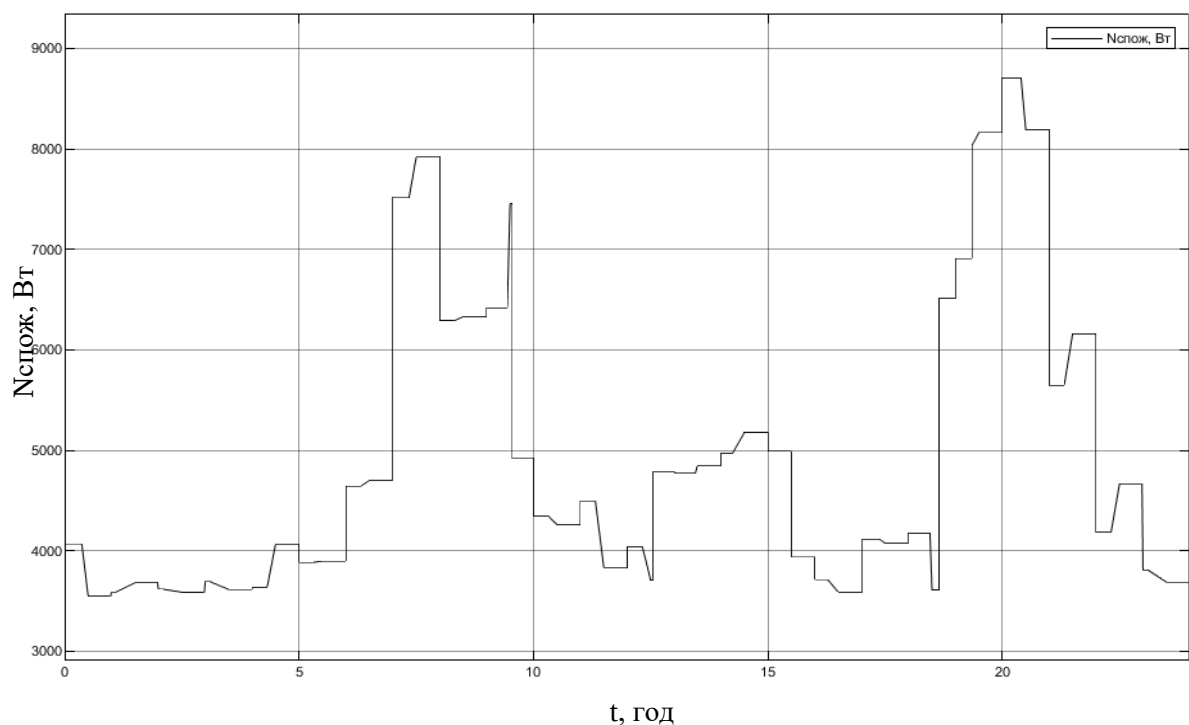


Рисунок 3.1 – Графік споживання електроенергії споживачем впродовж доби

Результат споживання електроенергії впродовж доби із врахуванням шумів (за нормальним законом розподілу) зображено на рис.3.1. Сумарна спожита за день енергія 117,5кВт*год. Середня потужність 4,895кВт з піковим споживанням 8,705кВт. В розглянутій системі споживач використовує фіксовану к-сть електроенергії для всіх сезонів. У випадках, коли енергії не вистачає споживач вимикається від навантаження. Для забезпечення цієї потужності крізь гідротурбіну впродовж доби проходить наступна витрата води, див. рис.3.2.

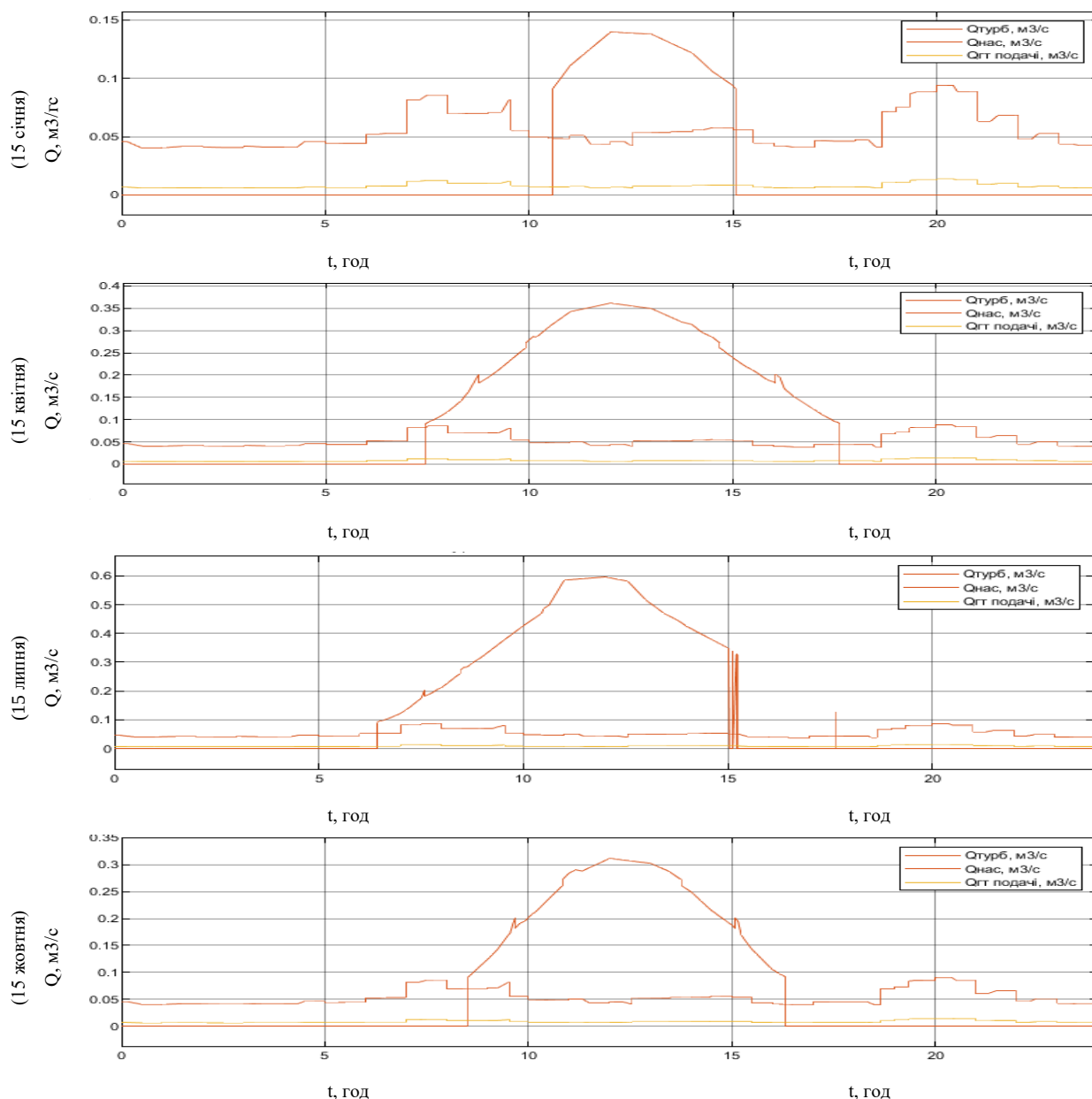


Рисунок 3.2 – Споживання води гідравлічною турбіною, гідравлічним тараном та відцентровим насосом впродовж доби

Також на графік нанесено витрату води через гідравлічний таран та електричний насос, що становить 14-16% (у залежності від режиму роботи) від води, скинутої гідротурбіною. Ця вода перекачується назад до верхнього резервуару за допомогою гідравлічного тарану. Ефективність гідротарану становить 67-69% за таких умов. Використання гідротарану дозволяє зменшити встановлену потужність електричних насосів, збільшити запас води та відповідно рівень забезпеченості споживача на ~15%.

Проаналізувавши графіки на рис. 3.2 отримуємо, що за рівних стартових умов, а саме рівень води у верхньому резервуарі з початку дня становить 7,5м, споживач впродовж усієї доби на 100% забезпечений електроенергією, при цьому гідравлічна турбіна працює неперервно у нормальному режимі з середньою витратою $0.051\text{м}^3/\text{с}$ та з піковим значенням $0.095\text{м}^3/\text{с}$. На практиці, у зимовий період ВР уже виснажений, відповідно рівень води наприкінці дня наближається до нижнього мінімуму, чого не вистачить для покриття витрат наступного дня. А тому, для періодів року, коли баланс води у ВР від'ємний, будуть відключення споживача. Ситуація зміниться з моменту, коли баланс стане додатній або накопичиться достатній для пуску запас води. Детальніше таку ситуацію розглянуто у розділі 3.2.

Насосна станція живиться від фотоелектростанції та подає воду із нижнього резервуару, графік споживання води якої наведено на рис. 3.2 та рис. 3.3. Обов'язковою умовою ввімкнення насосів є наявність води у нижньому резервуарі. Також видно, що насос вмикається не з самого початку а за наявності мінімальної пускової потужності (близько 4.1кВт для обраної моделі), при цьому витрата води різко підіймається до $0.1\text{м}^3/\text{с}$. При витраті води $0.2\text{м}^3/\text{с}$ вмикається другий насос, $0.3\text{м}^3/\text{с}$ – третій насос. Що прослідковується характерними стрибками на графіку, причиною яких є зміни режиму роботи і відповідно ККД насосів.

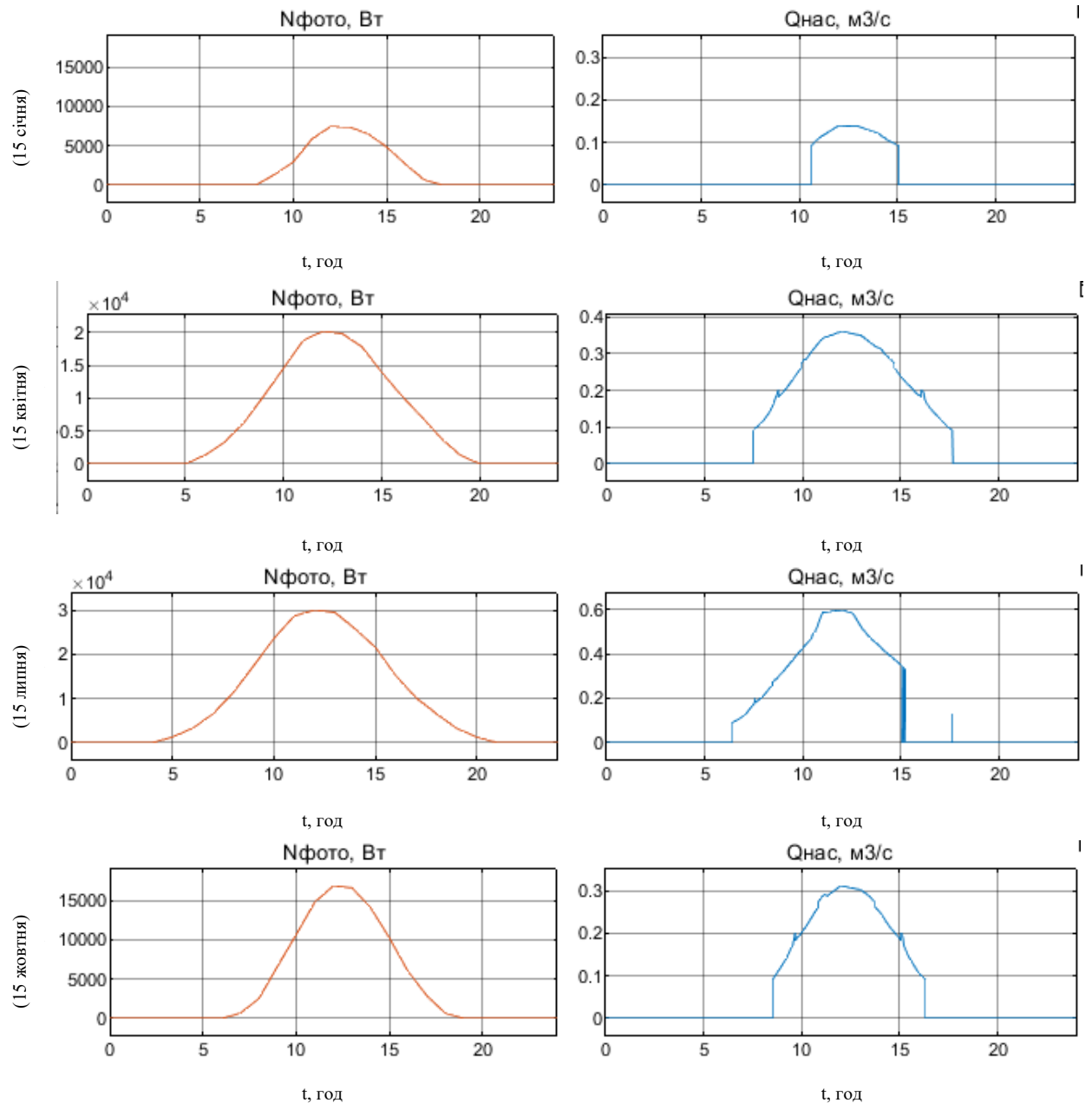


Рисунок 3.3 – Графік генерації фотоелектростанції та витрати води через насосну станцію для середніх днів січня, квітня, липня та жовтня

Витрата води через насосну станцію пропорційна потужності генерації фотоелектростанції рис. 3.3, але з урахування ККД та режимних параметрів роботи установки. Так, як бачимо 15 січня працює лише 1 насос, із середньою витратою $0.12 \text{ м}^3/\text{с}$ впродовж 4год 40хв та за цей час накачує 2013 м^3 води за добу. В той же час 15 квітня працюють вже всі три насоси із середньою витратою води $0.25 \text{ м}^3/\text{с}$ та впродовж 10год 9хв накачують $9\,135 \text{ м}^3$ води за добу. 15 липня насоси накачують ВР до верхньої відмітки за 8год 48хв, а далі вмикається переливний клапан що одразу зливає всю надлишкову воду назад

до НР. Загалом к-сть накачаної води за день 15го липня становить $15\,552\text{м}^3$. Середньодобова витрата води через насос становить $0.022\text{ м}^3/\text{с}$ для 15 січня, $0.101\text{ м}^3/\text{с}$ для 15 квітня, $0.145\text{ м}^3/\text{с}$ для 15 липня та $0.072\text{ м}^3/\text{с}$ для 15 жовтня.

Динаміку зміни рівня води у верхньому та нижньому б'єфі зображено на рис. 3.4. У першій половині доби фотогенерація відсутня і відповідно відбувається споживання води гідротурбіною із верхнього резервуару для забезпечення енергією споживача.

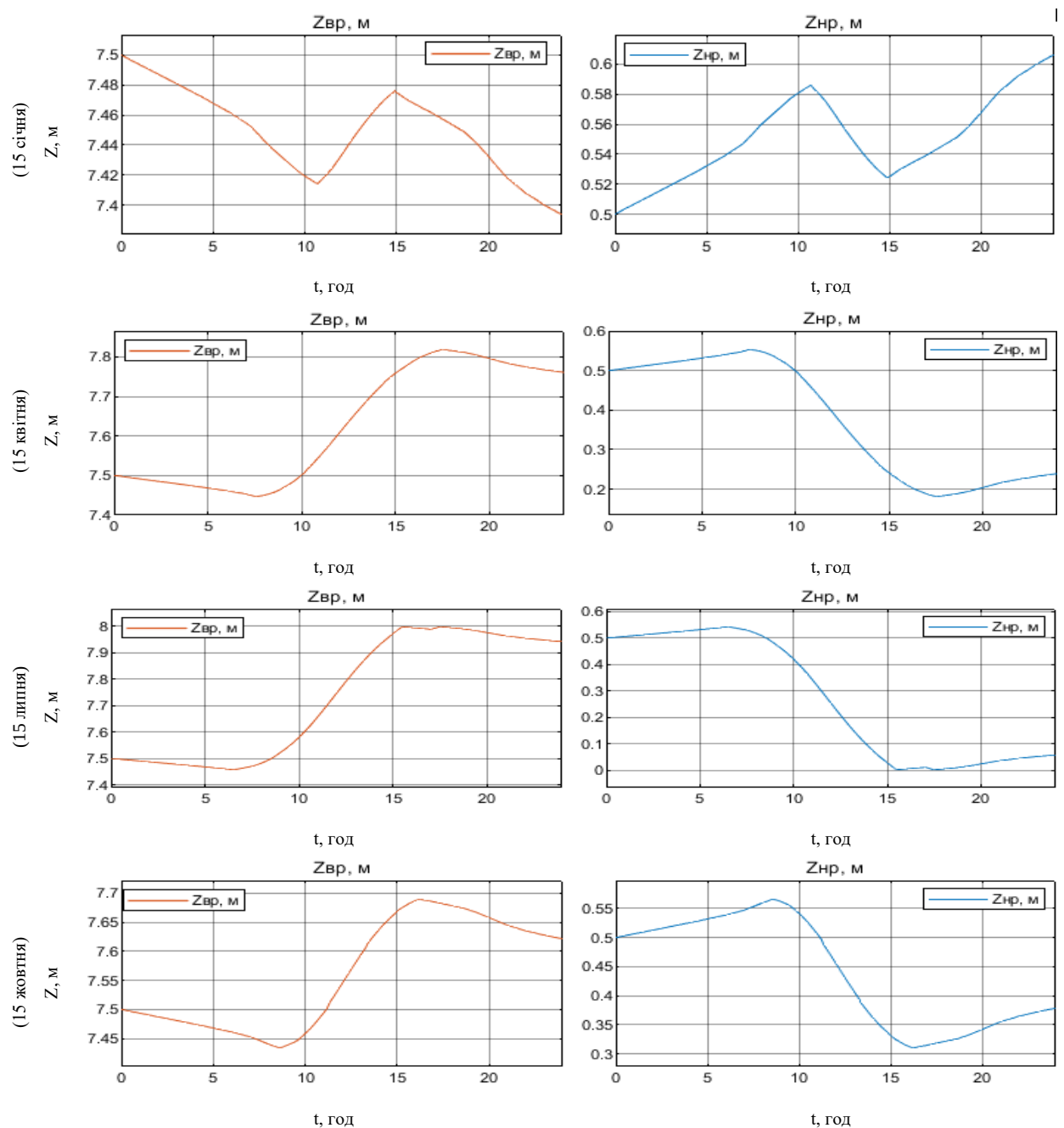


Рисунок 3.4. – Рівень води у верхньому та нижньому резервуарах для середнього дня січня, квітня, липня та жовтня

Частина води одразу повертається до ВР за допомогою гідравлічного тарану. Для усіх сезонів характерними є 3 основних періода роботи водосховища: 1 - ранкове споживання; 2 – акумулювання; 3 - вечірнє споживання. Перехід між режимами стрибкоподібний через те що вихід насосу на робочий режим ступінчатий.

Для зимового періоду 1 та 3 режими займають 10 год та 9 год, характер кривої – різко падаючий (-0.009 м/год), 2 режим хоч і характеризується крутим нахилом ($+0.015$ м/год), але є короткочасним – 4 год. Результуючий рівень води наприкінці дня на 0.11 м менший ніж на початку, що становить 11% від загального запасу води. На основі цього можна зробити висновок, що за такого режиму роботи та за умови, що водосховище на старті повністю повне, споживач буде безперервно забезпечений електроенергією протягом 9 днів, після чого почнуться щоденні відключення.

Для весняного та осіннього періодів, на відміну від зимового, 1 та 3 режими більш пологі (-0.009 м/год), займають по 8 год, а 2 режим більш крутий ($+0.05$ м/год) та займає 8 год, що в результаті дає додатній денний баланс по рівню води $+0.25$ м. Гарантований надлишок кількості води у ВР дозволяє отримати 100% рівень забезпеченості споживання протягом необмеженого періоду в межах сезону.

Літній період характеризується значним надлишком води у ВР. Після закінчення 2го періоду водосховища о 15:00 рівень води підіймається до верхньої межі (8м) та відкривається зливний клапан. Впродовж 3 год рівень води утримується по верхньому максимуму. Під час періоду акумулювання маємо значну інтенсивність набору води ($+0.06$ м/год) впродовж 10 год.

3.2 Аналіз роботи установки впродовж року.

Вимоги до режиму роботи енергетичних установок в галузях народного господарства зазвичай розглядаються в різних часових проміжках: добовому, тижневому, сезонному, річному та багаторічному, тобто на основі середнього

інтервалу часу. Більш точне представлення особливостей режиму роботи гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС) можна отримати, розглядаючи процеси функціонування ГАЕС на основі її математичного опису в неперервному часі, що ближче до фактичного стану. Однак на сьогодні не розроблено необхідних математичних моделей у зв'язку зі складністю врахування всіх факторів та їх характеристик, що беруть участь у цих моделях, і наявністю неформалізованих елементів невизначеної інформації.

Зазвичай інтервал дискретизації за часом залежить від конкретних задач, які потрібно вирішити. Розглянемо роботу автономної гідроакumuлюючої установки із замкнутим циклом на річному проміжку з годинним усередненням. Графік сонячної генерації сформуємо у вигляді вектору із потужностей впродовж 1 року (8760 год) з інтервалом 1 год. Розрахунок виконано за методикою описаною в п. 2.2 та в додатку В але для більшого діапазону. При цьому, як зазначалося вище, при досяганні рівня води ВР верхньої відмітки відбувається її скидання до НР через переливну трубу.

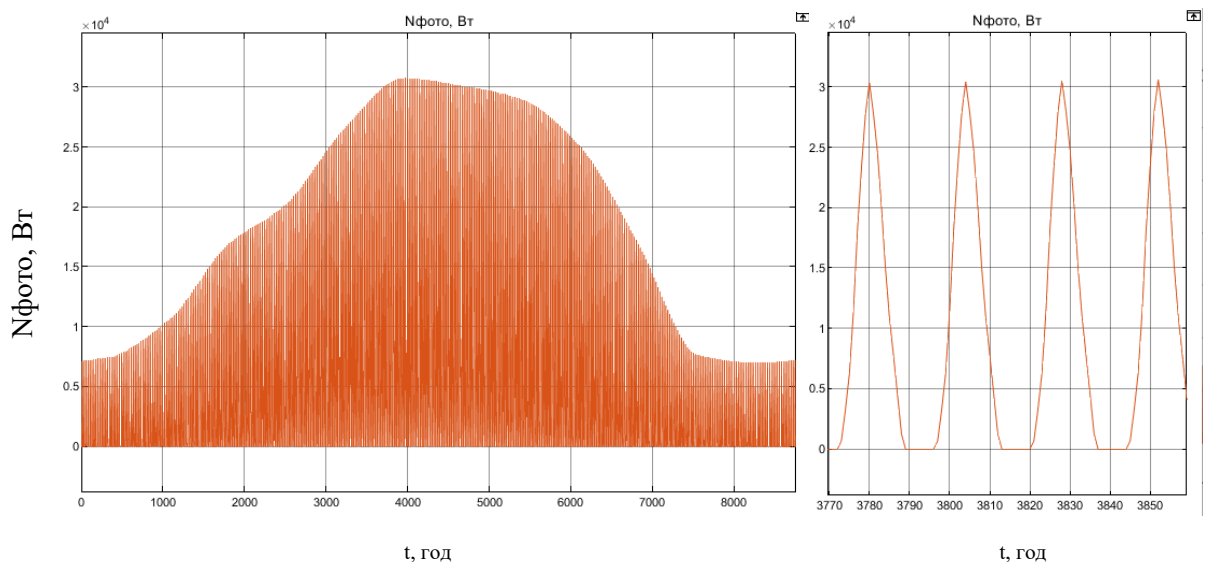


Рисунок 3.5 – Погодинний графік фотогенерації впродовж року та його фрагмент

Графік витрати води насосною станцією на рис.3.6 має ступінчастий характер. Це пов'язано з нелінійною залежністю між електричною потужністю та ККД а також тим, що кожен з трьох насосів вводиться в дію один за одним. Мінімальна потужність, на якій запуститься насос, 50%. Нижче він просто

вимикається. Що більше насосів то більш точне регулювання. Модель також можна застосовувати для турбін-насосів у яких є можливість регулювати кут лопатей. У такому випадку залежність буде пальною. Відповідно від $Q=0.17$ в.о. працює 1 насос, від $Q=0.33$ в.о. працюють два насоси, від $Q=0.50$ в.о. працюють три насоси.

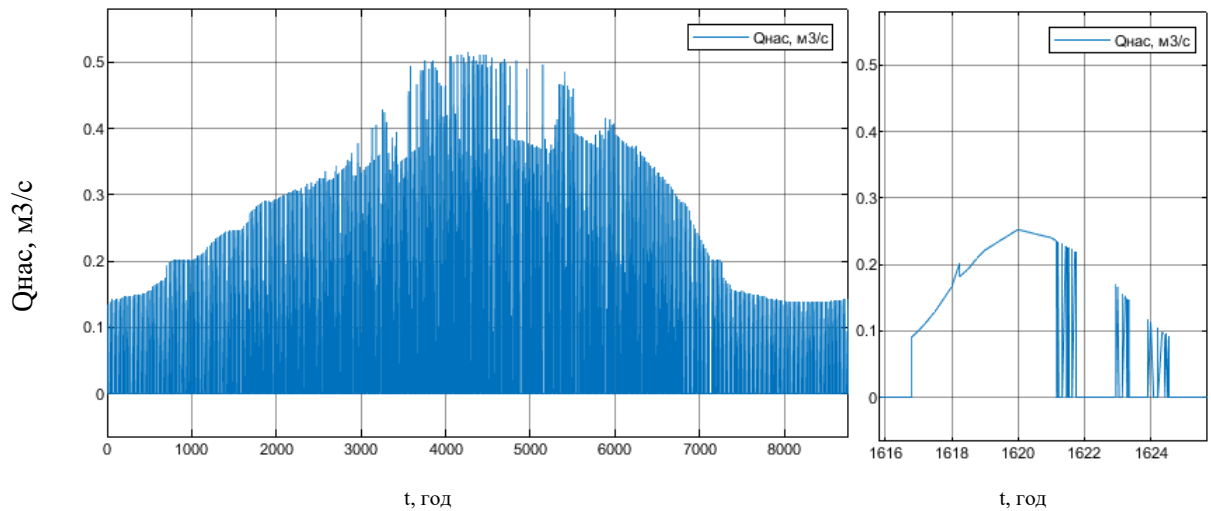


Рисунок 3.6. – Погодинний графік витрати води насосною станцією впродовж року та його фрагмент

Графік к-сті працюючих насосів впродовж року наведено на рис. 3.7. Як бачимо у період з травня по жовтень працюють всі 3 насоси, у січні-лютому – 1 насос, у березні, грудні – 2.

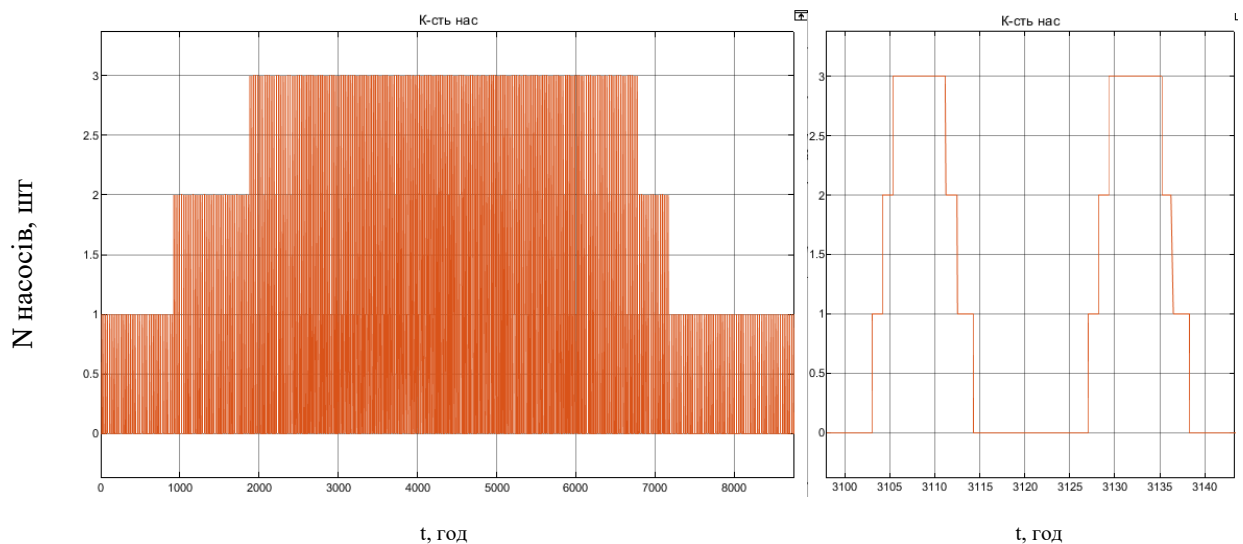


Рисунок 3.7 – Графік к-сті працюючих насосів

Ступінчастість забезпечує гарний ККД для усього діапазону роботи насосної станції $Q=0.167 \dots 1.0$ (в.о.), про що свідчить графік на рис. 3.8. Насосна

станція працює в діапазоні $\eta > 0.7$ 94% свого часу. А також розширює діапазон робочого режиму з $Q=0.5 \dots 1.0$ (в.о.) до $Q=0.167 \dots 1.0$ (в.о.). Це відбувається за рахунок роботи меншої кількості насосів на менших потужностях генерації

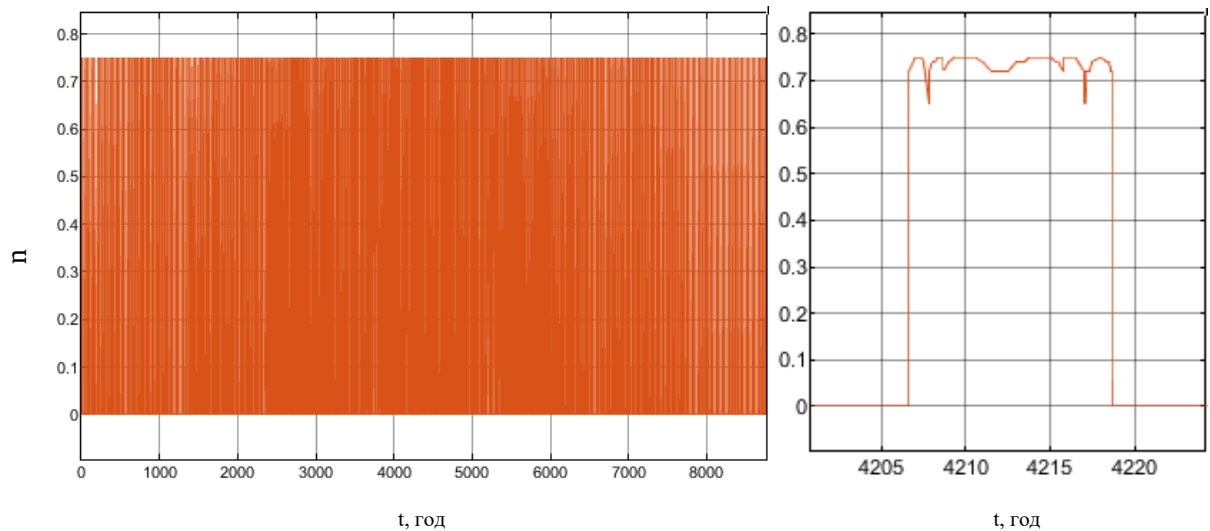


Рисунок 3.8 – Погодинний графік ККД насосної станції впродовж року та одного дня.

Гідравлічна турбіна повністю забезпечує споживача у період з 49 по 312 день, про що свідчить графік витрати води турбіною на рис. 3.9 та 3.10 у зимовий період, кожного дня спрацьовує захист по нижньому рівню води НР та вимикає споживача від навантаження.

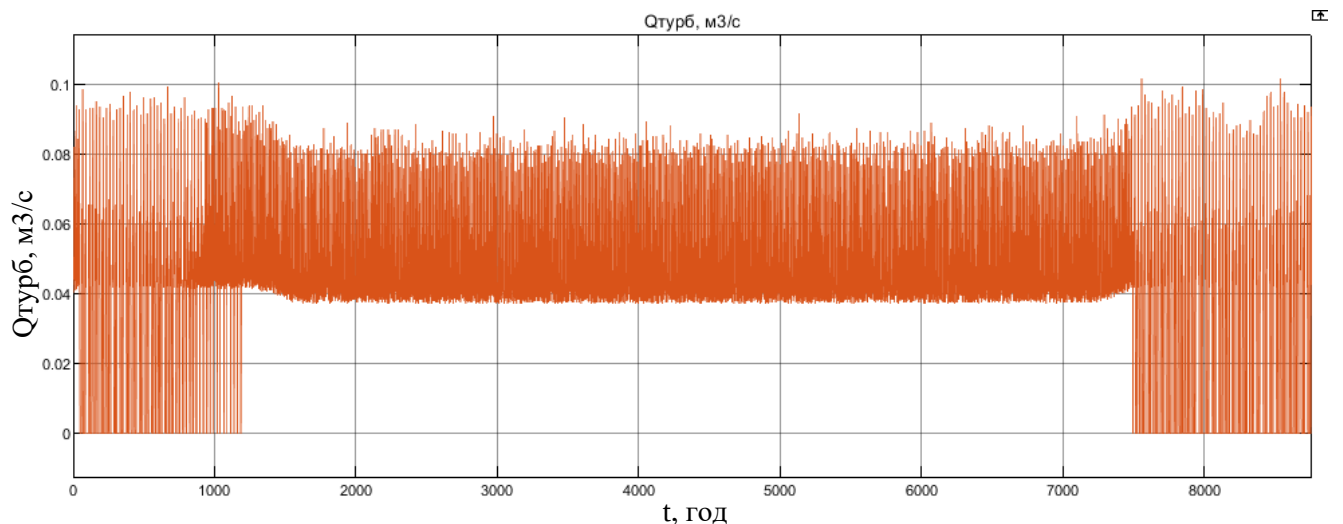


Рисунок 3.9 – Погодинний графік витрати води турбіною впродовж року

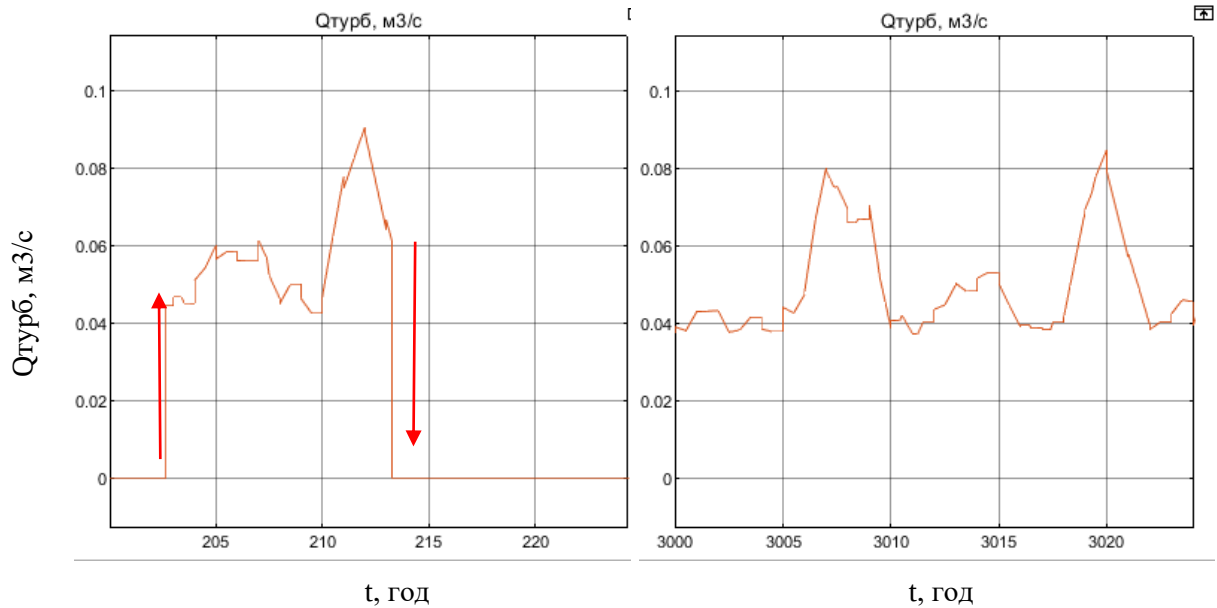


Рисунок 3.10 – Витрата води турбіною впродовж 9 та 126 дня року

Рівень води у верхньому б'єфі в період профіциту генерації сонячної енергії (квітень – жовтень) коливається в межах 7.85-8 м, в період дефіциту, коли генерація значно менша за потреби споживача, 7.25-7.4 м. З рис. 3.11 бачимо, що перехідний період, під час якого станція повністю забезпечує споживача в умовах нестачі сонячної енергії за рахунок запасу води у верхньому резервуарі – 9 днів. За умови повної відсутності сонячної генерації прогнозований період забезпечення споживача за рахунок верхнього сховища води 4 дні.

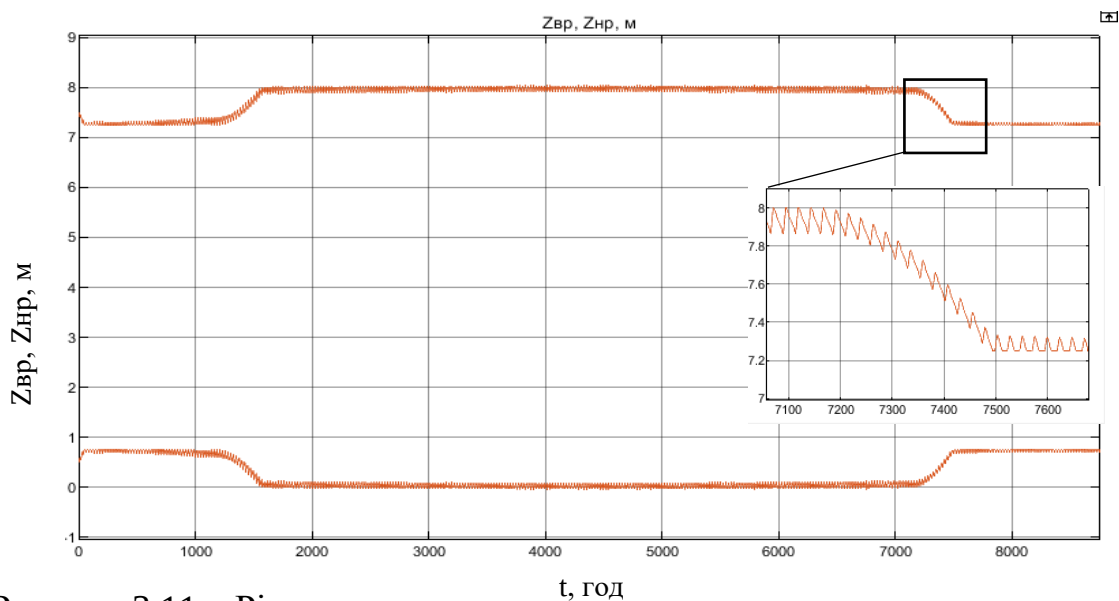


Рисунок 3.11 – Рівень води у верхньому та нижньому резервуарах впродовж року

Рівень забезпеченості споживача впродовж року становить близько 87%. Як бачимо з рис. 3.12 відключення споживача припиняються на 49 день року. З 1 по 49 дні забезпеченість споживача зростає поступово з 45% до 100%. Починаючи з 312 дня, відключення відновлюються та знову наростають до кінця року.

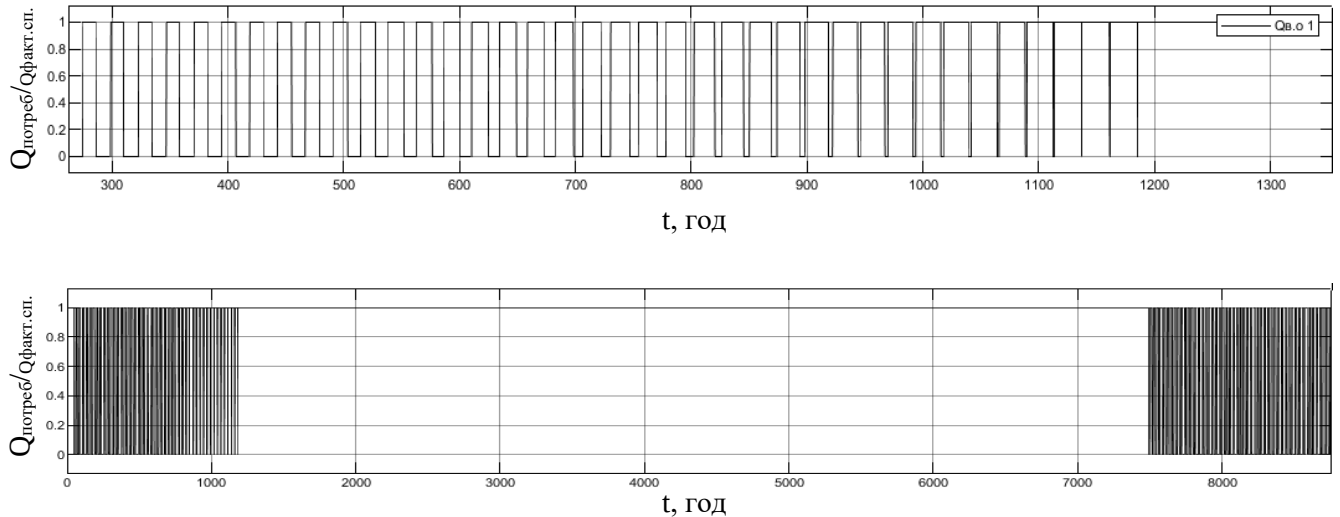


Рисунок 3.12 – Забезпеченість споживача електроенергією

$$(Q_{\text{потреб}}/Q_{\text{факт.споживання}})$$

З графіка на рис. 3.13 видно, що кількість води, яку перекачує гідротаран, пропорційна витраті води через турбіну та становить 13.5-17.5% відносно витрати води через турбіну. Вона збільшується в літній період за рахунок падіння води в нижньому б'єфі та як наслідок зростання напору у живильній трубі гідравлічного тарану.

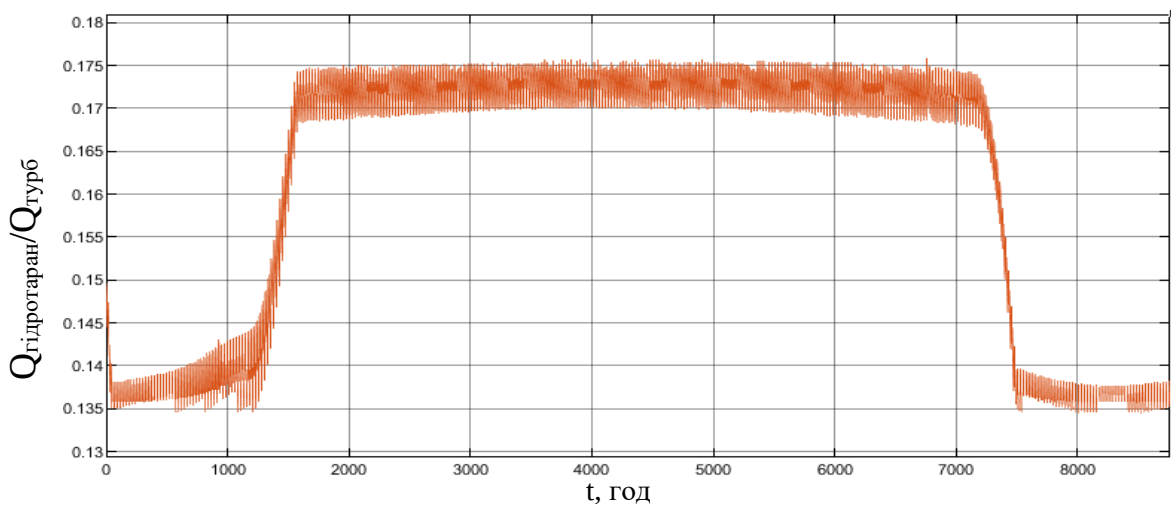


Рисунок 3.13 – Співвідношення витрати води труби подачі гідротарану до витрати води через турбіну ($Q_{\text{гідротаран}}/Q_{\text{турб}}$)

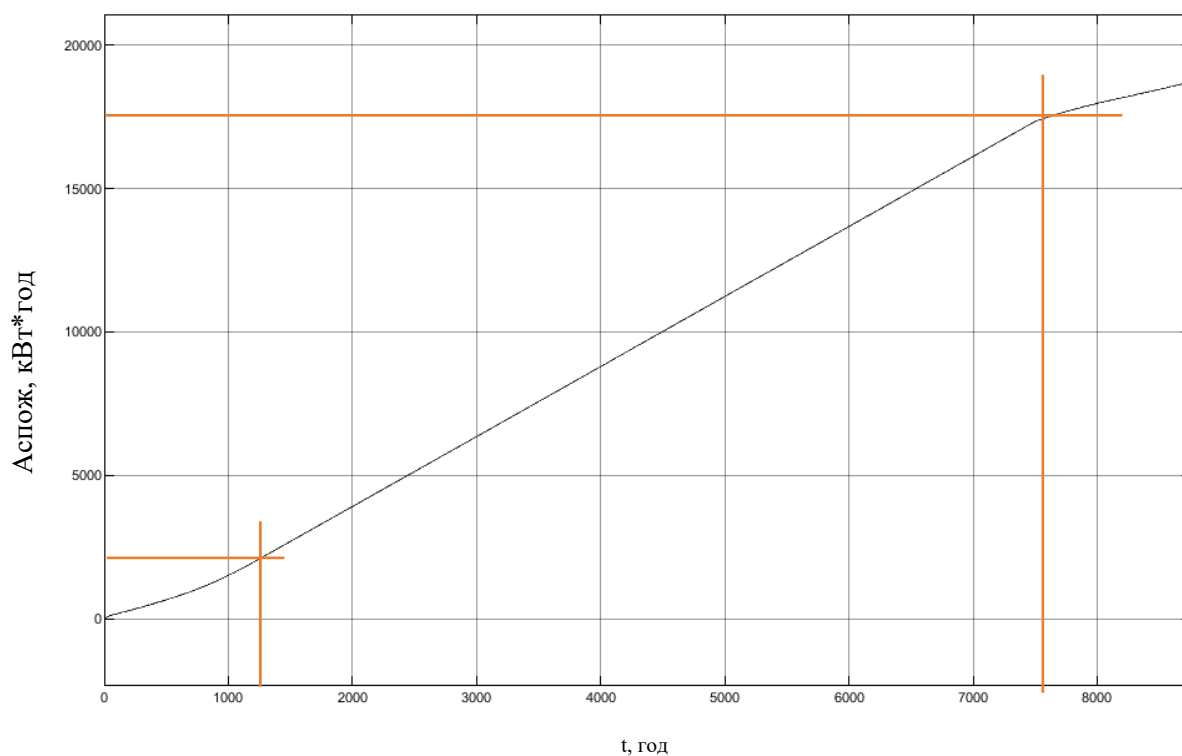


Рисунок 3.14 – Графік сумарної спожитої потужності у кВт*год з початку року

З рис 3.14 бачимо, що за весь рік споживач отримає 18 730 кВт*год енергії. Якщо проаналізувати графік річного споживання, де вкінці року маємо сумарне річне споживання, то бачимо що у період з 49го дня (1176 год) по 312 день (7500 год) споживач на 100% забезпечений енергією. У період з 312 по 49 дні споживач забезпечений з 45% до 100% енергією.

Висновки до розділу 3

1. Проведено аналіз роботи споживача впродовж року та встановлено, що йому для нормального функціонування необхідно 117,5 кВт*год електричної енергії на день; середня потужність споживання становить 4,895 кВт з піковим споживанням 8,705 кВт.

2. Для забезпечення потреб споживача працює генератор, який приводиться в дію гідротурбіною типу «Каплан». В результаті аналізу витрати води крізь турбіну, а також гідравлічний таран та електричний насос впродовж 24 год для 15-го дня січня, квітня, липня та жовтня встановлено, що:

- для кожної пори року за рівних стартових умов, а саме рівень води у ВР з початку дня становить 7,5 м, споживач впродовж усієї доби на 100% забезпечений електроенергією;
- для забезпечення споживача електроенергією необхідно в середньому витрату води 0.051 м³/с та короткочасно 0.095 м³/с для покривання пікових навантажень;
- використання гідротарану дозволяє зменшити встановлену потужність електричних насосів, збільшити запас води та відповідно рівень забезпеченості споживача на ~15 %, ефективність гідротарану при цьому становить 67-69 %;
- рівень води ВР наприкінці дня менший за рівень води на початку дня 15 січня, що призведе до від'ємного балансу води у ВР та відключень споживача у другій половині дня;
- за весь рік споживач отримає 18 730 кВт*год енергії, у період з 49 дня по 312 день споживач на 100% забезпечений енергією, з 312 по 49 дні споживач забезпечений на 45%-100%.

3. Проведено аналіз витрати води насосною станцією та потужність генерації ФЕС, внаслідок якого встановлено що:

- витрата води пропорційна потужності генерації фотоелектростанції;

- пусковою потужністю для насосної станції з трьох одиниць є потужність що становить 0.167в.о. (близько 4.1кВт). При досяганні генерації цього рівня починається заповнення ВР водою;

- характерні «стрибки» на графіку свідчать про те, що при витраті води $0.1\text{м}^3/\text{с}$ вмикається перший насос, при $0.2\text{м}^3/\text{с}$ вмикається другий насос, $0.3\text{м}^3/\text{с}$ – третій насос. Максимальна потужність ФЕС 30кВт влітку забезпечує продуктивність $0.6\text{м}^3/\text{с}$, чого достатньо для заповнення резервуару на 50% за 8 год, після чого відкривається переливний клапан та скидаються надлишки води;

- кількість насосів що працюють різна для різного рівня фотогенерації, 15 січня - 1 насос, 15 квітня, 15 липня, 15 жовтня – 3 насоси в пікові години. 15 січня насоси із продуктивністю $0.12\text{ м}^3/\text{с}$ за 4год 40хв накачують 2013м^3 води, 15 квітня з продуктивністю $0.25\text{ м}^3/\text{с}$ впродовж 10год 9хв накачують $9\ 135\text{м}^3$. 15 липня - за 8год 48хв $15\ 552\text{м}^3$, а з 15 години дня, відкривається зливання надлишку (характерно для всього літнього періоду).

4. Проведено аналіз змін рівня води у ВР та НР для 4 сезонів, внаслідок якого встановлено що:

- для зимового періоду споживання перевищує акумулювання, через що результуючий рівень води наприкінці дня на 0.11м менший ніж на початку, що становить 14,7% від загального запасу води. Внаслідок цього споживач безперервно забезпечений електроенергією протягом 9 днів, після чого почнуться щоденні відключення;

- для весняного та осіннього періодів, на відміну від зимового присутній додатній денний баланс ВР $+0.25\text{м}$, що дозволяє отримати 100% рівень забезпеченості споживання протягом необмеженого періоду в межах сезону;

- літній період характеризується значним надлишком води у ВР внаслідок інтенсивного денного набору води ($+0.06\text{м}/\text{год}$) впродовж 10 год. Починаючи з 15 години доби рівень води підіймається до максимуму та впродовж 3 годин утримується там до падіння потужності ФЕС.

5. Проаналізовано роботу насосів та споживання ними енергії від ФЕС впродовж року та встановлено, що модульність насосної станції дозволяє утримувати ККД насосів на рівні понад 0.7 впродовж 94% часу роботи а також збільшити загальну к-сть накачаної за рік води на 24%.

6. Проведено аналіз споживання води гідравлічною турбіною, внаслідок якого встановлено, що споживач у період з 49го дня року по 312 день на 100% забезпечений електроенергією, а у зимовий період у день найнижчої генерації забезпеченість становить 45%

7. За результатами роботи моделі резервуарів встановлено, що рівень води ВР в період квітень – жовтень коливається в межах 7.85-8м, в період лютий – березень – 7.25-7.4м. Період, під час якого станція повністю забезпечує споживача в умовах нестачі сонячної енергії за рахунок запасу води – 9 днів. За умови повної відсутності сонячної генерації прогнозований період забезпечення споживача – 4 дні.

8. Аналіз витрати води крізь гідравлічний таран показав, що кількість води, яку перекачує гідротаран, пропорційна витраті води через турбіну та становить 13.5-17.5% від витрати води через турбіну. Вона збільшується в літній період за рахунок зростання напору у живильній трубі та падіння напору у подавальній трубі гідравлічного тарану.

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

4.1 Охорона праці.

Охорона праці є важливою складовою будь-якого енергетичного об'єкту, включаючи автономну ГАУ з ФЕУ. Така електростанція складається з багатьох складних систем, які потребують безперервної роботи та забезпечення безпеки для персоналу, який займається їх експлуатацією. Постійна присутність робочого персоналу у будівлі МГЕС не потрібна, але потрібно врахувати фактори, що можуть чинити небезпеку обслуговуючому персоналу.

Охорона праці на автономній ГАУ з ФЕУ полягає у встановленні безпечних процедур та політик, які допоможуть запобігти травмам та нещасним випадкам. Основні заходи охорони праці на автономній ГАУ з ФЕУ можна розділити на декілька основних груп:

1. **Організація безпеки робіт** - включає в себе планування та координацію робіт на електростанції, а також розробку інструкцій з безпеки робіт. Ось декілька головних пунктів інструкцій з безпеки робіт на автономній ГАЕС:

- Необхідно дотримуватися всіх правил техніки безпеки та інструкцій з безпеки роботи на ГАЕС.
- Заборонено роботу однієї людини на устаткуванні, де це може призвести до нещасних випадків.
- Перед початком роботи на ГАЕС необхідно ознайомитися з технічною документацією, включаючи плани, схеми та інструкції з експлуатації обладнання.
- Не допускати неповнолітніх до роботи на ГАЕС.
- Заборонено курити та користуватися відкритим вогнем на території ГАЕС.
- Не допускати доступ неповністю закритих обладнання, устаткування та приміщень.

- При підйомі вантажів необхідно дотримуватися техніки безпеки та використовувати спеціальні засоби підйому.
- Заборонено роботу зі зламаним, пошкодженим чи неправильно встановленим устаткуванням.
- Під час експлуатації обладнання необхідно регулярно перевіряти його стан та якість роботи, а також забезпечувати своєчасний ремонт і обслуговування.
- Заборона користуватись електрообладнанням з пошкодженими ізоляторами або проводами.
- Обов'язкове використання спеціальних засобів індивідуального захисту (захисні шоломи, окуляри, вушні затички, респіратори тощо), а також спеціального одягу при роботі в умовах підвищеної небезпеки.
- Використання тільки спеціальних інструментів та обладнання для роботи з електричними установками.
- Заборона проведення будь-яких робіт на обладнанні під час його роботи без необхідної попередньої підготовки та дозволу відповідального керівника.
- Суворе дотримання правил експлуатації всіх електроустановок, а також профілактичного обслуговування та ремонту обладнання відповідно до встановлених термінів.
- Проведення навчання та інструктажу працівників з питань безпеки робіт з електричними установками та електробезпеки.

2. Контроль за устаткуванням - перед початком роботи на автономній ГАЕС з фотостанцією, працівники повинні перевірити, чи працює устаткування належним чином. Відповідальні за управління системою повинні періодично перевіряти функціонування всіх систем. Перед початком роботи працівники повинні здійснити наступні контролі:

- Перевірити відповідність устаткування вимогам, передбаченим проектом, інструкцією з експлуатації та технічними регламентами.

- Перевірити наявність необхідних документів на устаткування (паспорт, сертифікат відповідності, гарантійний талон тощо).
- Перевірити наявність засобів захисту від електричного струму, вогню, вибуху та інших можливих небезпек.
- Перевірити справність електричних і механічних засобів захисту, приладів і апаратури.
- Перевірити наявність необхідних запасних частин та матеріалів на випадок аварії.
- Перевірити справність вентиляційної та кондиціонувальної системи.
- Перевірити наявність сигналізаційних систем і візуальних індикаторів стану устаткування.
- Перевірити справність систем автоматичного керування, захисту і аварійного відключення устаткування.
- Перевірити правильність заземлення та ізоляції електропроводів.
- Стан технологічного устаткування, розташування та функціонування електрообладнання.
- Наявність на місці пожежних засобів, вентиляції та освітлення, водопостачання та каналізації.
- Роботу систем автоматичного регулювання, контролю та захисту, системи пожежогасіння та аварійного вимкнення.
- Стан зовнішнього блоку та сонячних батарей фотостанції, відсутність механічних пошкоджень та випадання елементів.
- Відповідність напруги та струму параметрам, зазначеним у технічному паспорті.

Ці контролі повинні бути здійснені відповідно до інструкцій з безпеки роботи на автономній ГАЕС з фотостанцією.

3. **Перевірка на витоки води та електроенергії** - періодичні перевірки електричних мереж та гідроаккумуляційних водосховищ на витоки є важливими елементами охорони праці на автономній ГАЕС з фотостанцією.

4. **Вимоги до захисту від електричного струму**, які можуть виникнути через установки фотостанції та електроенергетичну мережу. Під час роботи електричного обладнання навколо струмоведучих частин електроустановок створюється електричне поле (ЕП), яке, в залежності від його рівня, може здійснювати шкідливий вплив на людину:

- безпосередній вплив, який проявляється при перебуванні в ЕП;
- вплив електричних розрядів (імпульсного струму), які виникають при дотику людини до незаземлених конструкцій, корпусів машин або при дотику людини, ізолюваної від землі, до рослин, заземлених конструкцій та інших заземлених об'єктів;
- вплив струму, який проходить через людину, що знаходиться в контакті з ізолюваними від землі об'єктами– струму стікання.

5. **Вимоги до зберігання, перевезення та використання матеріалів**, що використовуються в фотостанції, таких як сонячні батареї, трубопроводи та інші компоненти.

6. **Вимоги до зберігання, обслуговування та використання обладнання** для автономної ГАЕС, такого як турбіни, генератори, водонапірні ємності та інші компоненти.

7. **Вимоги до профілактичних заходів, планування та проведення ремонтних робіт на обладнанні автономної ГАЕС та фотостанції**. Для забезпечення електробезпеки персоналу, що здійснює ремонт, технічне та оперативне обслуговування, для створення нормальних умов праці при проведенні робіт з електрообладнанням передбачаються наступні заходи:

- необхідні ізоляційні відстані між струмоведучими частинами;
- захист від коротких замикань і перенапруги;
- система контролю та автоматики режимів робіт;

- робоче і ремонтне освітлення;
- система електромагнітних і механічних блокувань, що не допускають помилкових дій персоналу при оперативних перемиканнях;
- заземлюючий пристрій (ЗП);
- обладнання приєднань сучасними засобами швидкодіючого релейного захисту;
- забезпечення персоналу засобами особистого захисту (захисні окуляри, щитки, спецодяг, каски, захисні рукавички тощо).

Відповідно до Наказу №343 від 26.07.2005 Про затвердження Правил пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України проєктована МГЕС належить до категорії В енергетичних підприємств та має бути обладнана автоматичною пожежною сигналізацією.

Також машинне відділення має бути обладнане первинними засобами пожежогасіння: вуглекислотні вогнегасники у кількості – 1 шт., порошкові вогнегасники у кількості 1шт та ящик з піском, місткістю 0.5 куб. Щит управління гідрогенератору має містити 2 вуглекислотні вогнегасники. КТП має бути обладнаний вуглекислотними вогнегасниками у кількості – 2 шт. та ящиком з піском, місткістю 0.5 куб.

8. Вимоги до захисту працівників від шуму та вібрації, які можуть виникати при роботі на обладнанні автономної ГАЕС та фотостанції.

Також заходи для запобігання або пом'якшення впливу надзвичайних ситуацій передбачають:

- контроль параметрів роботи обладнання і застосування електроустаткування, відповідного класам пожежонебезпечних і вибухонебезпечних зон і Правил улаштування електроустановок;
- блискавкозахист будівель і споруд;
- захист від пожежонебезпечних проявів статичної електрики;
- виконання основних будівельних конструкцій будівель і споруд з негорючих матеріалів;

- автоматична зупинка технологічного процесу у разі виникнення пожежі.

Організаційні та організаційно-технічні заходи попередження виникнення надзвичайних ситуацій різного характеру передбачають:

- встановлення на території підприємства протипожежного режиму, в тому числі визначення місць куріння;
- проведення регламентних профілактичних оглядів і ремонтів обладнання;
- розробка інструкцій про заходи пожежної безпеки при проведенні технологічних процесів, експлуатації обладнання, виконанні пожежонебезпечних робіт;
- встановлення порядку огляду та приведення в пожежобезпечний стан приміщень перед їх закриттям;
- забезпечення приміщень і території знаками пожежної безпеки згідно діючим нормативним документам;
- вказівка на вхідних дверях приміщень категорій за вибухопожежною та пожежною небезпекою, а також класів зон за ПУЕ. Для зовнішніх установок знаки встановлюються на межах зон.

Усі ці пункти важливі для створення безпечного та здорового робочого середовища на автономній ГАЕС з фотостанцією.

4.2. Охорона навколишнього середовища

Шумове забруднення

Автономна ГАЕС з власним резервуаром для зберігання робочої рідини матиме менший вплив на шумове забруднення навколишнього середовища порівняно з традиційними ГАЕС, де робоча рідина зберігається у водосховищах.

Однак, у будь-якому випадку, робота будь-якої ГАЕС буде супроводжуватися шумом від роботи генераторів, турбін, насосів та іншого

обладнання, що використовується для перетворення енергії води на електричну енергію. Такий шум може мати негативний вплив на навколишнє середовище та здоров'я людей, які проживають у близькому районі. Основними і постійними джерелами шуму під час роботи МГЕС є гідроагрегат типу «Каплан» сучасного виробництва з малими шумовими характеристиками, сучасні електричні насоси відцентрового типу та синхронний генератор. Для зменшення впливу шумового забруднення з боку будівлі МГЕС на навколишнє середовище передбачається обладнати машинне приміщення та будівлю шумоізоляційними матеріалами.

При проектуванні та експлуатації автономної ГАЕС з фотостанцією необхідно дотримуватись відповідних норм та стандартів щодо шумового забруднення, проводити регулярний контроль за рівнем шуму та вживати заходів для його зменшення.

Згідно з нормами шуму, встановленими у Державних санітарних нормах та правилах "Гігієнічні вимоги до умов праці і захисту населення від шуму" (ДСН 3.3.6.037-99), максимально допустимий рівень шуму на робочому місці не повинен перевищувати 60 дБА. Для максимального захисту населення та персоналу від шумового забруднення, планується використання інженерно-технічних заходів, таких як звукоізоляція приміщень та встановлення шумогасників на устаткуванні.

Також значну частину шуму буде поглинати ґрунт. Це обумовлено тим, що машинне відділення з усіма агрегатами, в тому числі гідравлічна турбіна, генератор, гідравлічний таран та електричні насоси, знаходяться під землею.

Передбачається що збільшення шумового забруднення прилеглої до автономної МГЕС місцевості після реалізації проекту не відбудеться.

Клімат та мікроклімат

Встановлення автономної ГАЕС з фотоелектростанцією може вплинути на мікроклімат навколишнього середовища внаслідок відпуску тепла в процесі

роботи установки. Крім того, звільнення пару може впливати на вологість повітря. Однак цей вплив є незначним, оскільки автономна ГАЕС з фотоелектростанцією має мінімальний рівень викидів і не є джерелом значного навантаження на довкілля.

Зміни мікроклімату в результаті запланованої господарської діяльності можуть торкнутися 20-50-метрової зони поблизу резервуарів та проявлятимуться як підвищення відносної вологості повітря в даній зоні (до 3-5 %), зниження температурного фону (в межах $0,2^{\circ}\text{C}$) та незначне підвищення швидкостей вітру (в межах 0,5 м/с).

Геологічне середовище

Встановлення автономної ГАЕС з фотоелектростанцією може мати певний вплив на геологічне середовище, зокрема на ґрунтові води та ґрунти. При будівництві резервуару необхідно дотримуватися заходів щодо запобігання протікання рідини в ґрунт. Крім того, під час будівництва та експлуатації станції необхідно використовувати методи та технології, що мінімізують вплив на ґрунт та ґрунтові води.

Навколишнє повітря

Під час експлуатації акустичний вплив на довкілля буде незначним, оскільки приміщення, в якому розташована гідравлічна установка, передбачається обладнати звукоізоляцією.

Соціальне, культурне середовище, здоров'я населення

Очікується відсутність негативних впливів на соціальне середовище місцевого населення. Жодна частина навколишньої території не затоплюється, якість сільськогосподарських земель не погіршується. Кількість викидів парникових газів в атмосферу залишиться без змін. Очікується відсутність викидів, шкідливих для здоров'я людини, в повітря, ґрунт та воду.

Висновки до розділу 4

1. В даному розділі описані основні заходи охорони праці, а саме: організація безпеки робіт а також розробка інструкцій, перелік необхідних контролів за устаткуванням, перевірка на витоки води та електричного струму, вимоги до захисту від електричного струму, вимоги до зберігання, перевезення та використання матеріалів, вимоги до зберігання, обслуговування та використання обладнання для автономної ГАЕС, вимоги до профілактичних заходів, планування та проведення ремонтних робіт, вимоги до пожежної безпеки.
2. Автономна ГАЕС з власним резервуаром для зберігання робочої рідини має незначний вплив на шумове забруднення середовища. Для зменшення впливу шумового забруднення з боку будівлі МГЕС та її агрегатів на навколишнє середовище передбачається обладнати машинне приміщення та будівлю шумоізоляційними матеріалами.
3. Зміни мікроклімату внаслідок встановлення автономної ГАЕС з фотоелектростанцією можуть торкнутися 20-50-метрової зони поблизу резервуарів та проявлятимуться як підвищення відносної вологості повітря в даній зоні (до 3-5 %), зниження температурного фону (в межах 0,2°C) та незначне підвищення швидкостей вітру (в межах 0,5 м/с).
4. Встановлення автономної ГАЕС з фотоелектростанцією може мати певний вплив на геологічне середовище, зокрема на ґрунтові води та ґрунти, для чого при будівництві резервуару необхідно дотримуватися заходів щодо запобігання протікання рідини в ґрунт.
5. Соціальне середовище місцевого населення не має зазнати впливу, оскільки жодна частина навколишньої території не затоплюється, якість сільськогосподарських земель не погіршується, кількість шкідливих в атмосферу, ґрунт та воду залишиться без змін.

ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерської дисертації було вирішено наукове завдання вдосконалення математичної моделі автономної гідроакumuлюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла та визначення співвідношень енергетичних показників складових частин установки і отримано наступні результати:

1. Розглянуто основні способи акумулювання енергії з джерел ВДЕ за критеріями: потужність, густина потужності, густина енергії, ККД, час введення в дію та життєвий цикл та встановлено, що на сьогоднішній день ГАЕС є найбільш зручним способом зберігання енергії від ВДЕ, що обумовлено високим ККД на рівні до 85%, потужністю до 5000МВт, значним терміном експлуатації що досягає 50-100 років та можливістю введення в дію від декількох секунд до декількох хвилин.

2. Вдосконалено математичну модель автономної гідроакumuлюючої електроустановки з замкнутим циклом використання робочого тіла за рахунок її дообладнання гідравлічним тараном, яка в результаті роботи дозволяє імітувати навантаження системи, передбачає можливість відключення споживача у випадку закінчення резерву води у верхньому резервуарі або насосів коли відсутня вода у нижніх резервуарах, отримувати дані про роботу гідронасосної установки, турбіно-генераторного блоку із врахуванням їх гідромеханічних характеристик, визначити витрату води напорної та скидальної труб гідротарану, миттєвий ККД кожного з вузлів, дозволяє скласти баланс витрат води насосу, гідротурбіни, гідравлічного тарану та скидного клапану та визначити поточний об'єм і рівень води у резервуарах із врахуванням їх морфометричних особливостей.

3. Проаналізовано роботу установки на денному та річному інтервалах в результаті чого встановлено, що для нормального функціонування споживачу необхідно 117,5кВт*год електричної енергії на день з піковою потужністю 8,705кВт. Для забезпечення споживача електроенергією

гідротурбіна в середньому спожива витрату води на рівні $0.051\text{м}^3/\text{с}$ та короткочасно $0.095\text{м}^3/\text{с}$ для покривання пікових навантажень. За весь рік споживач отримує $18\,730\text{ кВт}\cdot\text{год}$ енергії, при чому у період з 49го дня по 312 день він на 100% забезпечений енергією, з 312 по 49 дні на 45%-100%.

4. Аналіз витрати води крізь гідравлічний таран показав, що кількість води, яку перекачує гідротаран, становить 13.5-17.5% від витрати води через турбіну. Використання гідротарану дозволяє зменшити встановлену потужність електричних насосів, збільшити запас води та відповідно рівень забезпеченості споживача на $\sim 15\%$, ефективність гідротарану становить 67-69%.

5. Внаслідок проведення аналізу витрати води насосною станцією та потужності генерації ФЕС встановлено що максимальна потужність ФЕС складає 30кВт влітку та забезпечує продуктивність $0.6\text{м}^3/\text{с}$, чого вистачає для повного наповнення резервуару ($+0.06\text{м}/\text{год}$ впродовж 10 год) та відкривання переливного клапану після 15 год, для весняно-осіннього періоду денний баланс ВР $+0.25\text{м}$, що забезпечує 100% потреб споживача, для зимового періоду результуючий рівень води наприкінці дня на -0.11м менший ніж на початку, внаслідок чого споживач може бути безперервно забезпечений електроенергією лише протягом 9 діб, після чого почнуться планові відключення

6. Встановлено, що модульність насосної станції дозволяє утримувати ККД насосів на рівні понад 0.7 впродовж 94% часу роботи а також збільшити загальну к-сть накачанної за рік води на 24%.

Список використаних джерел

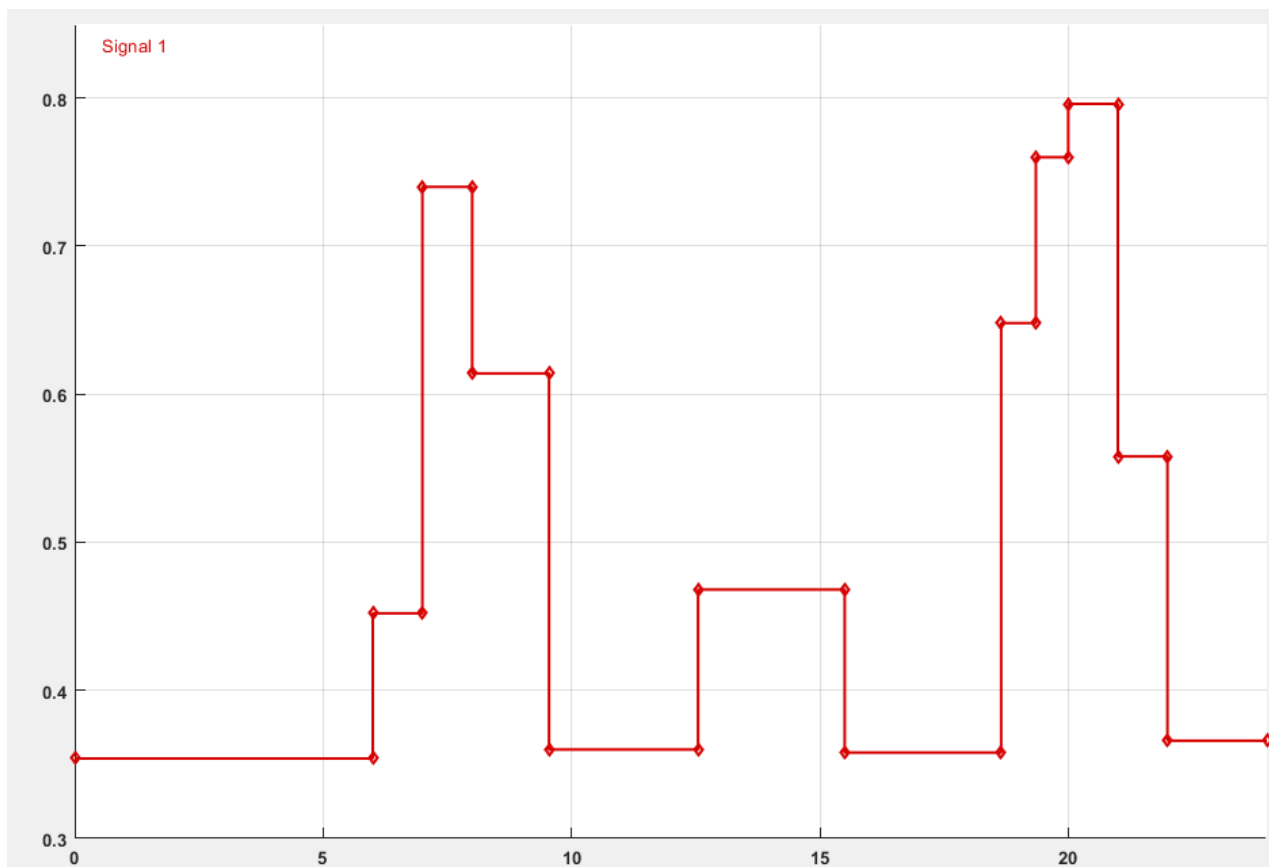
1. Kempener R., Borden E. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook. Абу-Дабі : International Renewable Energy Agency, 2015. 32 р.
2. П.Ф. Васько, А.П. Вербовий, М.Р. Ібрагімова, С.Т. Пазич. Гідроакумулювальні електростанції – технологічна основа інтеграції потужних вітро- та фотоелектричних станцій до складу електроенергетичної системи України // Гідроенергетика України. 2017. №1-2., с. 20-25.
3. Concept of Accumulation of Energy from Photovoltaic and Wind Power Plants by Means of Seawater Pumped Hydroelectric Energy Storage / P. Vasko, A. Verbovij, A. Moroz, S. Pazych, M. Ibragimova, L. Sahno // 2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (2019 IEEE ESS). April 17-19, 2019. Kyiv, Ukraine, pp. 188-191, doi: 10.1109/ESS.2019.8764167
4. Twaróg B. Modelling a pumped storage power plant on the example of the Porąbka Żar power plant. Technical Transactions. 2023. № 1. С. 1–16. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://doi.org/10.37705/techtrans/e2023001>
5. Семененко Р.Ю., Міхалін В.І. Розрахунок енергетичної ефективності поворотно-лопатевої гідротурбіни при змінних витратах води на основі використання часткових гідромеханічних характеристик «Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті»: матеріали наук.-практ. конф. Київ, 2021. С. 717-721.
6. Овсепян В. М. Гидравлический таран и таранные установки. Теория, расчёт и конструкции. Москва : Машинобуд., 1968. 123 с.
7. Сьомочкін А. Б., Шевчук В. В. Застосування суперконденсаторів в гібридних системах. Вісник Криворізького національного університету. 2016. № 42. С. 1–6. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://ds.knu.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/430/1/Застосування%20суперконд%20енсаторів%20в%20гібридних%20системах.pdf>

8. Ukraine Real-Time Electricity Data Explorer – Data Tools - IEA. IEA. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ukraine-real-time-electricity-data-explorer>
9. Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality / C. K. Das et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. №. 91. С. 1205–1230. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>
10. Koohi-Fayegh S., Rosen M. A. A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*. 2020. № 27. С. 101047. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
11. AL Shaqsi A. Z., Sopian K., Al-Hinai A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. *Energy Reports*. 2020. № 6. С. 288–306. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.07.028>
12. Critical review of energy storage systems / A. G. Olabi et al. *Energy*. 2021. №. 214. С. 11. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118987>
13. On the economics of storage for electricity: Current state and future market design prospects / R. Haas et al. *WIREs Energy and Environment*. 2022. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1002/wene.431>
14. How rapidly will the global electricity storage market grow by 2026? – Analysis - IEA. IEA. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.iea.org/articles/how-rapidly-will-the-global-electricity-storage-market-grow-by-2026>
15. Töpler J. Hydrogen as energy-storage-medium and fuel. *Renewable Energy and Environmental Sustainability*. 2016. № 1. С. 31. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1051/rees/2016033>

16. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets / E. Barbour et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. № 61. С. 421–432. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019>
17. Rehman S., Al-Hadhrami L. M., Alam M. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015. № 44. С. 586–598. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
18. A. Blakers, B. Lu, M. Stocks, K. Anderson, A. Nadolny, Pumped hydro energy storage to support 100% renewable electricity (2018), С. 3672–3675 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8548026>
19. Renewable Power Generation Costs in 2020. IRENA – International Renewable Energy Agency. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>
20. Y. He, S. Guo, J. Zhou, F. Wu, J. Huang, H. Pei, The quantitative techno-economic comparisons and multi-objective capacity optimization of wind-photovoltaic hybrid power system considering different energy storage technologies / Y. He et al. *Energy Conversion and Management*. 2021. № 229. С. 113. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113779>

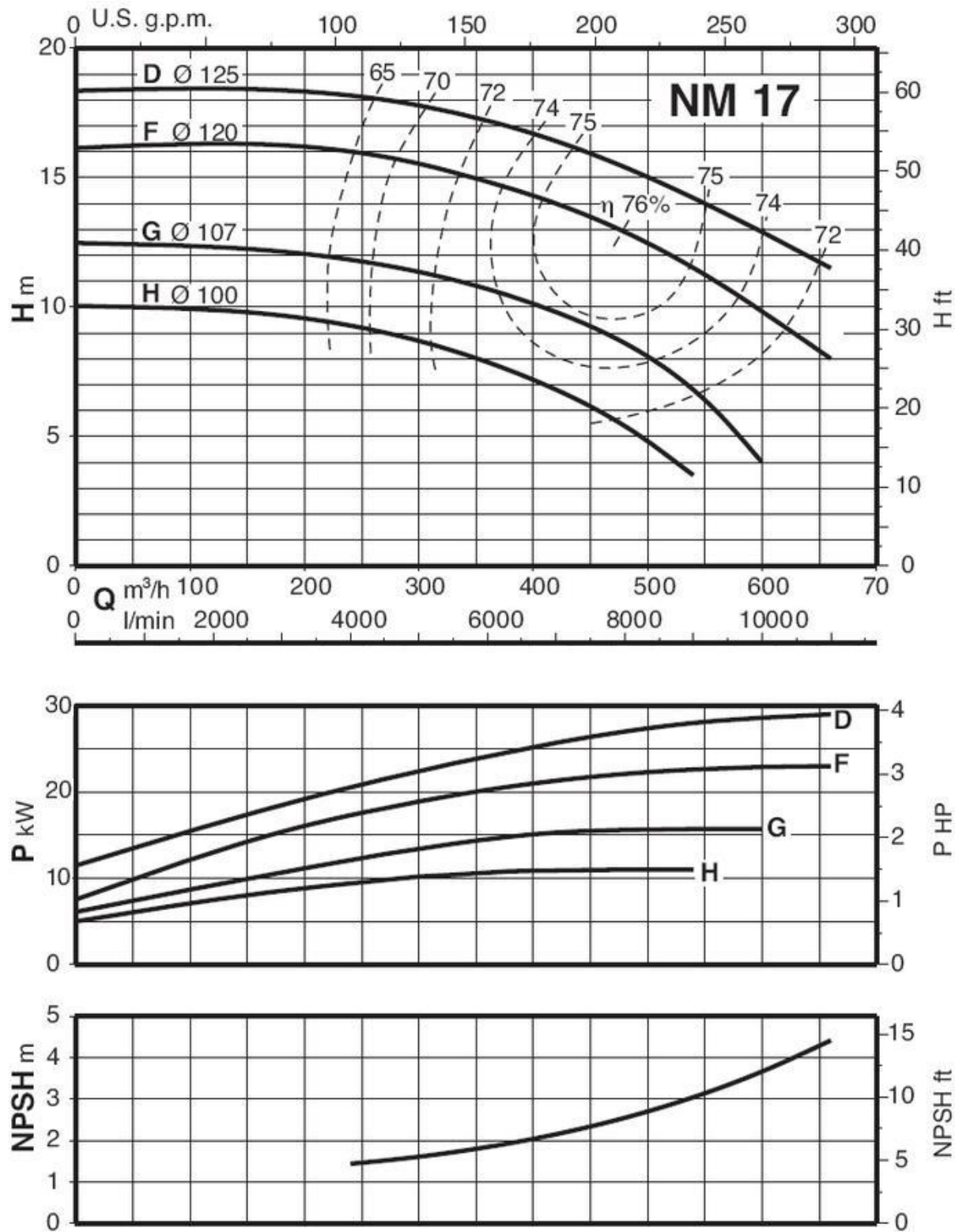
Додаток А

Блок **Signal builder** до якого занесено відомості про споживання впродовж доби у в.о.



Додаток Б

Насосна характеристика відцентрового насосу NM 17 виробництва Calpeda (Італія)



Додаток В

Код розрахунку у Matlab рівня сонячної інсоляції впродовж доби для середніх днів січня, квітня, липня та жовтня.

```
%1 Вхідні дані
lat=50+27/60; %deg Широта Kyiv
lon=30+31/60; %deg Довгота Kuiv

beta=27.45; %deg Кут нахилу фотомодулів до горизонтальної площини
zs=0; %deg Азимутальний кут розташування фотомодулів (орієнтація на
південь)
ro_g=[0.23 0.17 0.75]; %кофіцієнт відбиття для зеленої трави, сухої
трави, снігу

I_B=xlsread('I_pract4','B4:Q15'); %Пряма радіація на горизонтальну
поверхню, кал/см2*год
I_D=xlsread('I_pract4','B18:Q29'); %Дифузна радіація на горизонтальну
поверхню, кал/см2*год

%Переведемо дані у (Вт/м2)
I_B = I_B.*11.63; %Пряма радіація на горизонтальну поверхню, Вт/м2
I_D = I_D.*11.63; %Дифузна радіація на горизонтальну поверхню, Вт/м2

%2) Визначити робочій період ФЕС. В даній роботі призначити робочим
періодом весь календарний рік

N = 1:365; %Кількість днів робочого періоду

%3) Розрахувати для Києва профіль інсоляції

% Схилення сонця для кожного дня року
Delta_0 = 23.45; %deg
%Схилення сонця для кожного дня року
Delta = Delta_0.*sind((360/365).*(284+N)); %deg
%Годинний кут сонця для моментів часу спостереження
h = ((5:20)-12).*15; %deg

%Висота сонця над горизонтом для заданих годин протягом року
Alfa_F = zeros(365,16);
```

```

for i = 1:16

Alfa_F(:,i)=asind(sind(lat).*sind(Delta)+cosd(lat).*cosd(Delta).*cosd(h(i)));
end

%Косинус кута Тета для заданих годин для кожного дня року
cosTeta = zeros(365,16);
for i = 1:16
    cosTeta(:,i) =
cosd(beta).*sind(Alfa_F(:,i))+sind(beta).*cosd(Alfa_F(:,i)).*cosd(h(i));
end

%Косинус кута Тета для заданих годин для (середнього дня) кожного з 12
місяців року
cosT = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        m = 15*k;
        cosT(k,j) = cosTeta(m,j);
    end
end

%Косинус кута Φi (зенітного кута) для заданих годин для (середнього дня)
кожного з 12 місяців року
cosFi = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        m = 15*k;
        cosFi(k,j) = sind(Alfa_F(m,j));
    end
end

%Коефіцієнти транспозиції для заданих годин для (середнього дня) кожного
з 12 місяців року
R_B = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        R_B(k,j) = cosT(k,j)*cosFi(k,j);
    end
end

```

```

R_D = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        R_D(k,j) = 0.5*(1+cosd(beta));
    end
end

%Пряма сонячна радіація на поверхню фотомодулів для заданих годин для
(середнього дня) кожного місяця, Вт/м2
I_Bt = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        I_Bt(k,j) = I_B(k,j) .* R_B(k,j);
    end
end

%Дифузна сонячна радіація на поверхню фотомодулів для заданих годин для
(середнього дня) кожного місяця, Вт/м2
I_Dt = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        I_Dt(k,j) = I_D(k,j) .* R_D(k,j);
    end
end

%Альбедо для зеленої трави, сухої трави, снігу
R_j = [0.23 0.17 0.75];

%Відбита сонячна радіація на поверхню фотомодулів для заданих годин для
(середнього дня) кожного місяця, Вт/м2
I_Rt = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k=1:12
        if k==1 || k==2 || k==3
            I_Rt(k,j) = 0.5*(1-cosd(beta))*R_j(3)*(I_B(k,j)+I_D(k,j));
        elseif k==4 || k==5 || k==9
            I_Rt(k,j)=0.5*(1-cosd(beta))*R_j(1)*(I_B(k,j)+I_D(k,j));
        elseif k==6 || k==7 || k==8 || k==10 || k==11 || k==12
            I_Rt(k,j)=0.5*(1-cosd(beta))*R_j(2)*(I_B(k,j)+I_D(k,j));
        end
    end
end

```

```

end

%Повна сонячна радіація на поверхню фотомодулів для заданих годин для
(середнього дня) кожного місяця, Вт/м2
I = zeros(12,16);
for j = 1:16
    for k = 1:12
        I(k,j) = I_Bt(k,j)+I_Dt(k,j)+I_Rt(k,j);
    end
end

%Щоб зменшити невизначеність на початку та кінці року при поліноміальній
інтерполяції збільшимо нашу вибірку на 3 дні на початку року та дні в кінці..
day_mid = [-75; -45; -15; 15; 45; 75; 105; 135; 165; 195; 225; 255; 285;
315; 345; 375; 405; 435]; %середні дні кожного місяця
hours = 5:20; %години
I_=zeros(18,16);
for i = 1:18
    if i==1
        I_(1,:) = I(10,:);
    elseif i==2
        I_(2,:) = I(11,:);
    elseif i==3
        I_(3,:) = I(12,:);
    elseif i==16
        I_(16,:) = I(1,:);
    elseif i==17
        I_(17,:) = I(2,:);
    elseif i==18
        I_(18,:) = I(3,:);
    else
        for i = 4:15
            I_(i,:) = I((i-3),:);
        end
    end
end

%Інтерполюємо повну сонячну радіацію на кожен день року, Вт/м2
for i = 1:16
    I_int(:,i) = interp1(day_mid,I_(:,i),N,'pchip');
end

```

```

figure(1)
I_=I_/1000;

%Побудуємо інтерпольовані графіки інтенсивності сонячної радіації

Imid=zeros(4,24);
k=1;
for i=[4 7 10 13]
    plot(5:20,I_(i,:));
    for j = 1:16
        Imid(k, j+4)=I_(i, j);
    end
    k=k+1;
    hold on; grid on
end
title('Інтенсивність сонячної радіації на похилу поверхню протягом доби
для середнього дня січня, квітня, липня та жовтня');
xlabel('Час доби'); ylabel('Інтенсивність сонячної радіації, кВт/м2');
legend('16 січня', '16 квітня', '16 липня', '16 жовтня');
axis([5 20 0 1]);

xlswrite('I_pract4.xlsx', Imid, 'B31:X34');

```

Додаток Г

Часові та денні суми прямої та розсіяної сонячної радіації на горизонтальну поверхню для широти $50^{\circ}27'$ та довготи $30^{\circ}31'$.

Часові та денні суми прямої сонячної радіації на горизонтальну поверхню																
I_B	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
1	0	0	0	0	0	2	3	4	4	4	2	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	2	4	6	8	9	8	6	3	0	0	0	0
3	0	0	1	3	7	10	13	15	16	15	11	7	3	0	0	0
4	0	0	3	7	13	18	20	21	19	18	15	10	6	3	0	0
5	0	2	7	13	20	26	28	27	26	25	20	15	11	6	2	0
6	1	4	10	17	24	30	33	34	32	29	25	20	14	8	3	0
7	0	3	9	16	23	29	30	30	29	28	24	19	14	8	3	0
8	0	1	5	12	19	25	28	29	27	25	22	16	10	5	1	0
9	0	0	1	6	12	18	23	25	22	20	15	12	6	2	0	0
10	0	0	0	2	5	8	12	14	14	12	9	5	2	0	0	0
11	0	0	0	0	1	2	3	4	4	4	2	1	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	1	2	4	3	2	1	0	0	0	0	0
Часові та денні суми розсіяної сонячної радіації на горизонтальну поверхню																
I_D	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00
1	0	0	0	0	2	4	8	10	10	9	7	4	1	0	0	0
2	0	0	0	2	4	8	12	13	13	11	10	6	3	0	0	0
3	0	0	1	4	9	13	17	19	18	17	14	11	7	3	0	0
4	0	2	5	9	13	16	20	21	22	21	18	15	11	6	2	0
5	1	4	8	13	17	19	22	25	23	21	21	18	13	10	5	1
6	1	5	9	14	19	20	22	24	23	23	22	19	16	12	7	2
7	2	5	9	13	16	18	22	23	24	22	22	18	14	10	5	2
8	0	2	6	10	14	16	19	20	21	20	18	16	13	8	4	0
9	0	1	4	7	11	15	16	16	17	16	15	11	7	4	1	0
10	0	0	1	3	7	10	12	13	13	12	10	7	4	1	0	0
11	0	0	0	1	3	6	7	8	8	7	6	3	1	0	0	0
12	0	0	0	0	1	4	7	7	7	6	5	2	0	0	0	0

Додаток Д

Універсальна характеристика турбіни ПЛ 7/854-Г-46

