

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Факультет електроніки та інформаційних технологій
Кафедра електроенергетики

Робота допущена до захисту
Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський
«__» _____ 2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА
тема «Проектування малої гідроакумлюючої електростанції»

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

Виконав студент гр. ЕТ-81

Халецький І. О.

Керівник

Дяговченко І. М.

Суми – 2022

Сумський державний університет

Факультет електроніки та інформаційних технологій

Кафедра електроенергетики

Спеціальність – 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

ЗАТВЕРДЖЕНО

Зав. кафедрою електроенергетики

_____ І.Л. Лебединський

« ___ » _____ 2022 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра

Халецького Ігора Олеговича

1. Тема роботи «Проектування малої гідроакумулюючої електростанції» затверджено наказом по університету № _____ від _____
2. Термін здачі студентом завершеної роботи 18.06. 2022 р.
3. Вихідні дані до роботи географічні координати місця для побудови міні-ГАЕС, потужність та категорії споживачів електроенергії.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які необхідно вирішити)
 - Мала гідроенергетика – стан та перспективи розвитку;
 - Розрахунок рентабельності побудови мікро ГАЕС;
 - Електрична частина проектування мікро ГАЕС та основне обладнання;
 - Охорона праці.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№п/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літератури, яка стосується розвитку малої гідроенергетики України. Переваги та галузь застосування.	10.03.2022р.	
2	Стан малої гідроенергетики України	30.03.2022р.	
3	Створення моделі в програмі RETSScreen	15.04.2022р.	
4	Розрахунок рентабельності побудови мікро ГАЕС	30.04.2022р.	
5	Розрахунок електричної частини	31.05.2022р.	
6	Охорона праці	10.06.2022р.	
7	Оформлення пояснювальної записки	18.06.2022р.	

Студент _____
(підпис)

Керівник роботи _____
(підпис)

РЕФЕРАТ

с. 65, рис. 15, табл. 17

Бібліографічний опис: Халецький І.О. Проектування малої гідроакumuлюючої електростанції: робота на здобуття кваліфікаційного ступеня бакалавра; спеціальність 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка напрям: 6.050701 – електротехніка та електротехнології, І.О. Халецький; керівник І.М. Дяговченко. – Суми: СумДУ, 2022.

Ключові слова: гідроенергетика, гідроенергетичний потенціал, мала ГАЕС, RETScreen4, гідротурбіна, гідрогенератор, струм короткого замикання, електричне обладнання, релейний захист.

Keywords: hydropower, hydropower potential, small HPP, RETScreen4, hydroturbine, hydrogenerator, short circuit current, electrical equipment, relay protection.

Мета роботи: проектування малої гідроакumuлюючої електростанції в Сумській області.

Практичне значення. Робота має практичне значення для створення систем електропостачання промислових або сільськогосподарських об'єктів, що розташовані поблизу невеликих водоймищ або річок. Результати, отримані у даній роботі, допоможуть визначити доцільність встановлення малої гідроелектростанції, а також можуть бути використані для підвищення енергетичної ефективності нових та реконструкції існуючих малих ГАЕС.

Короткий огляд: У роботі розглянуто гідроенергетичний потенціал України та Сумської області. Оцінено можливість встановлення малої ГАЕС та розраховано її номінальні параметри. Виконано розрахунок та вибір електричних апаратів, розраховано релейний диференційний захист.

ЗМІСТ

Вступ.....	3
РОЗДІЛ 1 МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА.....	5
1.1 Загальний енергетичний потенціал малої гідроенергетики.....	5
1.2 Гідроенергетичний потенціал малих річок України.....	10
РОЗДІЛ 2 МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ.....	15
2.1 Гідроакумуючі електростанції.....	15
2.2 Переваги гідроенергетики.....	16
2.3 Поточний стан малої гідроенергетики України та її внесок у загальну енергетичну систему.....	17
2.4 Перспективні напрямки розвитку малої гідроенергетики в Україні.....	18
2.5 Переваги та стабільність ГАЕС.....	20
2.6 Використання капсульних агрегатів.....	23
2.7 Ситуація в Європейському Союзі.....	24
РОЗДІЛ 3 ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА	28
ПРОЕКТУВАННЯ МІНІ ГАЕС ТА ОСНОВНЕ ЇЇ ОБЛАДНАННЯ.....	28
3.1 Вибір та розрахунок гідротурбіни.....	28
3.2 Вибір структурної схеми ГАЕС.....	30
3.3 Вибір головного підвищувального трансформатора.....	31
3.4 Розрахунок струмів короткого замикання.....	34
3.5 Вибір вимикача та роз'єднувача низької напруги.....	38
3.6 Вибір трансформатора струму та напруги на генераторній напрузі.....	39
3.7 Вибір вимикача та роз'єднувача на високій напрузі.....	40
3.8 Вибір трансформатора струму та напруги з боку ВН	41
3.9 Диференційний релейний захист.....	42
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	45
4.1 Організація охорони праці.....	45
4.2 Вимоги щодо охорони праці під час проектування, будівництва та реконструкції гідротехнічних споруд	47

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		1

ВИСНОВКИ	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	53
ДОДАТОК А.....	57
ДОДАТОК Б	58
ДОДАТОК В	59
ДОДАТОК Г	60

					БР 3.8.141.503 ПЗ	<i>Арк</i>
<i>Змін.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ доквм.</i>	<i>Підпис</i>	<i>Патв</i>		2

ВСТУП

Відновлювальні джерела електроенергії (ВДЕ) стали останнім часом одним із важливих атрибутів сталого розвитку світової спільноти. Здійснюється пошук нових і вдосконалення існуючих технологій, виведення їх до економічно ефективного рівня та розширення сфер використання. Головними причинами такої уваги є зниження кількості органічних видів палива, різке зростання їхньої вартості, недосконалість та низька ефективність технологій їхнього використання, наслідки якого все більше турбують світову спільноту.

За останні роки Україна пізнала дуже велику енергетичну кризу, що, в свою чергу, збільшило інтерес до відновлювальних джерел енергії. Одним з найперспективніших серед відновлюваних джерел енергії у світі загалом та в Україні, зокрема, сьогодні вважається гідроенергетика. Мала гідроенергетика дозволяє використати значний гідроенергетичний потенціал середніх та малих річок, а в багатьох випадках забезпечити локальне електропостачання віддалених районів або населених пунктів. Малі гідроакumuлюючі електростанції не потребують великих капіталовкладень та мають невеликий термін окупності.

Сумська область також має значний потенціал для енергетичного використання водних ресурсів малих річок, але він реалізований в незначній мірі. На території регіону наявні чотири малі гідроелектростанції (МГЕС) та існує достатня кількість гідроспоруд, які можливо використати у малій гідроенергетиці. З іншого боку, ГАЕС в Сумській області взагалі не представлені. Зазначені положення обумовлюють вибір мети роботи.

Метою кваліфікаційної роботи є здійснення проектування міні гідроакumuлюючої електростанції в Сумській області.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання:

- обґрунтувати теоретичні засади дослідження;

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		3

- проаналізувати етапи становлення та сучасний стан малої гідроенергетики України та Сумської області;
- визначити гідропотенціал річок України та Сумської області;
- встановити критерії, які враховуються при будівництві міні ГАЕС;
- визначити головну схему мініГАЕС;
- розрахувати параметри електричного обладнання та здійснити їх вибір.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		4

відновлення, експлуатації гідроелектростанцій та державних закупівель. Наприклад, Водна Рамкова Директива 60/2000/ЕС встановлює загальні вказівки щодо збереження та покращення екологічного стану річок (Калліс та Батлер 2001), тоді як національні та місцеві органи влади визначають конкретні обмеження для розвитку гідроенергетики, щоб зменшити відповідні впливи. Як правило, такі обмеження включають мінімальну норму води і обмеження гідроморфологічного впливу фрагментації потоку, водозбірника та руйнування середовища існування.

Спосіб, прийнятий на практиці для забезпечення обмеження таких впливів, може бути приписом мінімально необхідної відстані між двома послідовними бар'єрами. Обмеження для МГЕС часто визначаються на місцевому рівні, а не закодовані в загальноприйнятих фіксованих правилах, і можуть суттєво вплинути на гідроенергетичний потенціал, часто підриваючи економічну доцільність проектів).

Ми оцінили потенційне виробництво енергії з роздільною здатністю 100 м, використовуючи цифрову модель рельєфу SRTM. Ми посилаємося на FDC, інтерпольовані з доступних вимірювань, як детально представлено в Persiano et al. Інтерпольовані FDC відносяться до виходу суббасейнів із площею водовідведення в діапазоні від кількох десятків до кількох сотень км², і ми виключили всі потоки в суббасейні, що не є верхів'ям, із площею, що вносить менше 10% площі на виході з суббасейну. Для мережі водотоків у кожному суббасейні ми припускаємо. Використовується для масштабування, отримано з довгострокового гідрологічного надлишку. Ми обмежили наш аналіз тією частиною європейської мережі потоків, для якої доступна гідрологічна інформація на FDC.

Завод, як правило, розташований на ділянці, де різниця напору створюється або точкою перелому в профілі русла струмка, або штучним бар'єром, таким як водослив. Однак топографічна інформація, доступна в масштабі нашого аналізу, не дозволяє проаналізувати ці особливості.

					БР 3.8.141.503ПЗ	Анк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		6

Значна розбіжність у кількісних показниках освоєних та потенційних гідроенергетичних ресурсів малих річок зумовлює необхідність проведення аналізу обґрунтування потенціалу малої гідроенергетики України для оцінювання заходів з реалізації показників Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (затверджений Розпорядженням КМ України від 1 жовтня 2014 року № 902- Р), який передбачає в 2020 році на мікро-, міні- та малих гідроелектростанціях України (електричною потужністю менше 10 МВт) досягнення виробництва 340 ГВт·год на рік електроенергії та забезпечити еквівалентний обсяг енергії 30 тис. тон нафтового еквіваленту від цих МГЕС у валовому кінцевому енергоспоживанні.

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих річок. Загальний гідроенергетичний потенціал малих річок України становить близько 12,5 млрд. кВт·год., що складає близько 28% загального гідропотенціалу всіх річок України. Динаміка розвитку ГЕС та ГАЕС у світі та Україні станом на 2006 та 2015 роки показана на рисунку 1.1.

Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, відсутність паливної складової в процесі генерації електроенергії, позитивний економічний ефект.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики є гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 10 МВт. Згідно з міжнародною класифікацією за нормативом ООН, до МГАЕС відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 10 МВт, до міні-ГАЕС – від 100 до 1000 кВт, до мікро-ГАЕС – не більше 100 кВт. В Україні до мікро-ГЕС відносять гідроелектростанції потужністю менше 200 кВт.

В Україні налічується понад 63 тисячі малих річок та озер 2728 загальною довжиною 135,8 тисяч км, з них близько 60 тисяч (95%) – дуже малі (довжина менше 10 км), їхня сумарна довжина – 112 тисяч км, тобто середня довжина

					БР 3.8.141.503ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		7

такого водотоку – 1,9 км. Більшість малих рік довжиною менше 10 км мають площу водозбору від 20,1 до 500 км² (87% усієї кількості і 72% всієї довжини малих рік України). Малих рік із площею водозбору від 50,1 до 100 км² налічується 890 (28% усієї кількості), а 797 річок (25%) мають площу водозбору 20,1 – 50 км².

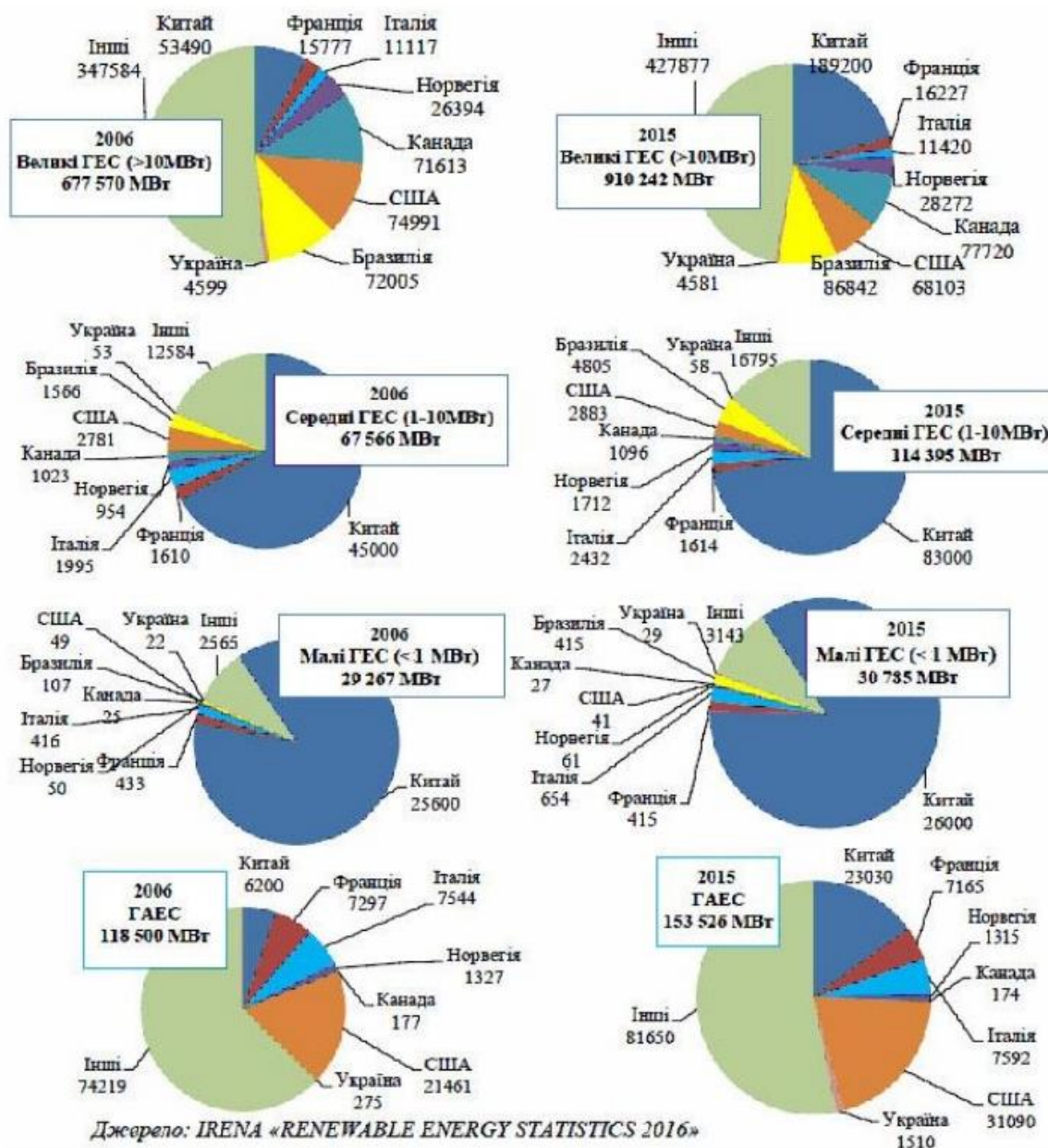


Рисунок 1.1 – Розвиток ГЕС та ГАЕС у світі та Україні станом на 2006 та 2015 роки

Змін.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

За площею водозбору малі річки України розподіляються таким чином:

- площа водозбору 10км^2 і менше – 10916 річок (17,3 % всіх малих річок);
- площа водозбору $50,1 - 100\text{ км}^2$ – 10647 річок (16,9 %);
- площа водозбору $101 - 200\text{ км}^2$ – 10591 річок (16,8 %).

Річкова мережа належить до водозборів річок Вісли, Дунаю, Дністра, Південного Бугу, межиріччя Дунай – Дністер – Південний Буг, Дніпра, Сіверського Дінця, регіонів Приазов'я. Близько 98 % території України належить до басейнів Чорного і Азовського морів і 2 % до басейну Балтійського моря. Із загальної кількості річок 28% припадає на водозбір Дніпра, 26 % – Дунаю, 24 % – Дністра, 9 % – Південного Бугу, решта 13 % – на інші території.

Найбільша густота річкової мережі – в Карпатах. Здебільшого вона становить понад $0,5\text{ км/км}^2$, в окремих районах – $1,5\text{ км/км}^2$ (для основних територій України – $0,10-0,15\text{ км/км}^2$). Їхній загальний середньорічний стік становить 16 млрд. м^3 . Приблизно половина його припадає на Закарпаття.

Карта поверхневих вод України наведена на рис. 1.2.

Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку [12].

Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна відповідної ріки.

Розподіл енергетичного потенціалу (загальний, технічний та економічний доцільний) малих річок загалом по Україні та її областям наведено на рисунку 1.3 та в таблицях 1.1 і 1.2.

					БР 3.8.141.503ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		9



Рисунок 1.2 – Карта поверхневих вод України

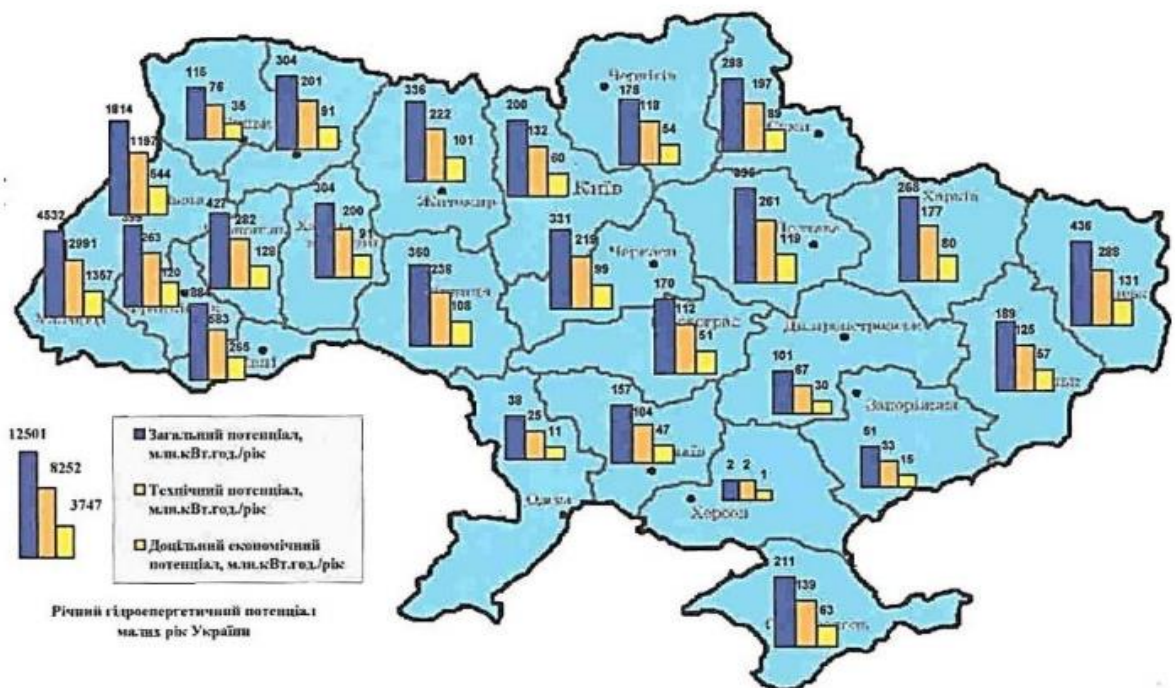


Рисунок 1.3 – Річний гідроенергетичний потенціал малих річок за областями України

наукового обґрунтування потенціалу малої гідроенергетики України з метою розроблення державних заходів для реалізації показників Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року (затверджений Розпорядженням КМ України від 1 жовтня 2014 року №902 -р) [13].

Таблиця 1.2 – Розподіл загального гідроенергетичного потенціалу малих рік та озер по областях України

Область	Потенціал, млн. кВт-год/рік
Автономна Республіка Крим	211,0
Київська	200,0
Вінницька	360,0
Волинська	115,2
Дніпропетровська	101,2
Донецька	189,0
Житомирська	336,0
Закарпатська	4532,0
Запорізька	50,5
Івано-Франківська	399,0
Кіровоградська	170,0
Луганська	436,0
Львівська	1814,0
Миколаївська	156,8
Одеська	37,5
Полтавська	396,0
Рівненська	304,0
Сумська	298,0
Тернопільська	427,2
Харківська	268,0
Херсонська	2,2
Хмельницька	303,5
Черкаська	331,0
Чернівецька	883,7
Чернігівська	178,2
Усього по Україні	12500
Зокрема, по Карпатському регіону	7628,7

В 2013 році Інститутом відновлюваної енергетики НАН України був розроблений «Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України», в якому, зокрема, був наведений загальний, технічний та економічно доцільний гідроенергетичний потенціал малих річок України та його розподіл по областях країни.

Доцільно зазначити, що в 1991-2010 роках виконувалося кілька державних програм з розробки заходів протипаводкового захисту територій Карпатського регіону. У рамках цих завдань визначаються також і перспективні місця для можливого спорудження середніх і малих ГЕС. Результати енергетичних досліджень даних програм узагальнені під керівництвом академіка НАН України О.В. Кириленка і опубліковані у виданні «Атлас економічно доцільного та технічно обґрунтованого гідроенергетичного потенціалу річок Карпатського регіону», К.: НАН України, 2006.

Проте повномасштабне уточнення гідроенергетичного потенціалу малих річок на території УРСР і сучасної України після 1960 року не проводилось. За останні роки суттєво змінилась нормативно-правова база малої гідроенергетики України, що зумовлює проведення досліджень щодо уточнення потенціалу гідроенергетичних ресурсів малих річок. Разом із природоохоронними вимогами змінилась і встановлена величина максимальної потужності малої ГЕС, яка з 2012 року складає 10 МВт (до 2009 року було 30 МВт).

Останнім часом деякими науковцями були проведені дослідження щодо визначення технічного гідроенергетичного потенціалу малих річок України, зокрема, у 2015 році в Інституті відновлювальної енергетики НАНУ буда виконана робота, в якій було зроблено спробу визначити цей технічний потенціал за екологічних та природоохоронних обмежень, що ґрунтуються на критеріях екологічної цінності території та на принципах збереження навколишнього середовища і різноманіття іхтіофауни річок. Обґрунтовано та сформульовано кількісні показники використання стоку річки для виробництва електроенергії в межах 10-90 % забезпеченості річного стоку (за винятком: санітарного попуску; витрат в межень, повені і паводки; забезпечення безперервного функціонування рибоходів, регулювання потужності гідроелектростанції за величиною стоку, оперативні заходи з

					БР 3.8.141.503ПЗ	Анк
Змін.	Арк.	№ доквм.	Підпис	Дата		13

РОЗДІЛ 2. МАЛА ГІДРОЕНЕРГЕТИКА УКРАЇНИ

2.1 Гідроакумулюючі електростанції

ГАЕС – це електростанція, що використовує у своїй роботі комплекс генераторів та насосів або оборотні гідроелектроагрегати, що можуть працювати як в режимі генератора, так і в режимі насоса. Під час нічного «провалу» енергоспоживання гідроакумулююча електростанція отримує з мережі дешеву електроенергію та використовує її, щоб закачати воду. Під час ранкового та вечірнього піків енергоспоживання ГАЕС спускає воду і, таким чином, виробляє дорогу «пікову» електроенергію для мережі [5].

ГАЕС – це унікальна електростанція, що має два режими роботи, а саме: насосний та турбінний. Під час першого режиму ГАЕС є «споживачем» надлишкової електроенергії, що дають інші станції. В цей час на ГАЕС відбувається перекачування води у верхній б'єф – акумулюючий басейн – з нижнього водосховища. Простіше кажучи, станція акумулює воду. А під час другого – турбінного режиму – вода з верхнього б'єфу спускається в нижнє водосховище, змушуючи генератори обертатися. Таким чином, ГАЕС віддає в мережу всю зібрану енергію, коли вона найбільше необхідна.

Розрізняють три типи гідроенергетичних споруд: водозбірні, відвідні та гідроакумулюючі. Деякі гідроелектростанції використовують греблі, а деякі ні. Хоча не всі греблі були побудовані для гідроенергетики, вони виявилися корисними для перекачування тонн відновлюваної енергії в мережу. У Сполучених Штатах є понад 90 000 дамб, з яких менше 2300 виробляють електроенергію станом на 2020 рік. Інші дамби використовуються для відпочинку, тваринницьких/фермерських ставків, боротьби з повенями, водопостачання та зрошення.

					БР 3.8.141.503 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб</i>								
<i>Пров</i>						<i>у</i>		16
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утв</i>								

Гідроенергетичні об'єкти варіюються за розміром від великих електростанцій, які постачають електроенергію багатьом споживачам, до малих і навіть «мікро» станцій, які експлуатуються окремими особами для власних енергетичних потреб або для продажу електроенергії комунальним підприємствам.

Велика гідроелектростанція

Хоча визначення відрізняються, Міністерство енергетики визначає великі гідроелектростанції як об'єкти, які мають потужність понад 30 мегават (МВт).

Мала ГЕС

Хоча визначення відрізняються, DOE визначає малі гідроелектростанції як проекти, які генерують від 100 кіловат до 10 МВт.

МікроГЕС

Мікрогідроелектростанція має потужність до 100 кіловат. Мала або мікрогідроелектростанція може виробляти достатньо електроенергії для одного будинку, ферми, ранчо чи села.

Гідроелектростанції варіюються за розміром від невеликих систем, придатних для окремого будинку чи села, до великих проектів, які виробляють електроенергію для комунальних служб. Дізнайтеся більше про розміри гідроелектростанцій.

У більшості випадків ГАЕС зводять поблизу потужних споживачів енергії, але при цьому вони мають бути у зоні досяжності теплових чи атомних електростанцій. Будь-де їх розташовувати не можна: мають бути дотримані відповідні топографічні та гідрологічні умови.

Адже на обраній місцевості потрібно буде облаштувати верхній б'єф і водосховище. Інколи для розбудови ГАЕС обирають місцевість з наявними водосховищами або ті місця, де у верхнього басейну є природна проточність.2.2

Переваги гідроенергетики є наступними:

1) Гнучкість. Гідроелектростанції можуть дуже швидко та в будь-який час пристосовуватися до мінливих потреб ринку в енергії, збільшуючи чи

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лам		17

зменшуючи виробництво. ГАЕС можна запуснути в роботу протягом декількох хвилин.

Мінімальні викиди вуглекислого газу. Гідроенергія – це відсутність вуглекислого газу. Незначні його викиди можуть відбуватися лише під час будівництва станцій. Швейцарський вчений Пауль Шеррер провів дослідження та визначив, що гідроенергетика займає перше місце у рейтингу найменшої кількості викидів вуглекислого газу. За нею, відповідно, розташувалися на другому, третьому і четвертому місцях вітро-, ядерна та сонячна енергетики.

2) Низькі витрати на виробництво. Головною перевагою гідроелектростанції визнана відсутність витрат на «пальне», адже для виробництва електроенергії тут використовуються відновлювальні джерела енергії – вода. Також гідроелектростанції мають довгий термін «використання»: деякі можуть працювати і до 100 років. В результаті, кінцева вартість одержуваної електроенергії значно нижча, ніж в інших видів електростанцій.

3) Користь водосховищ. Водосховища можуть захищати від повеней, затримуючи надлишок води. Крім того, водосховища виконують вагому соціальну функцію: як резервуари питної води, як місце літнього відпочинку, як площа для занять різноманітними водними видами спорту, як запаси води для поливу та ін. [4].

4) Економічна доцільність. У великих енергосистемах більшу частину можуть становити потужності теплових та атомних електростанцій, що не мають змоги швидко зменшувати виробіток електроенергії під час нічного зниження енергоспоживання або ж роблять це зі значними втратами. Це призводить до суттєвого підвищення комерційної вартості пікової електроенергії у порівнянні з тією, яка вироблена вночі. В таких умовах використання ГАЕС економічно доцільно та підвищує як ефективність використання інших потужностей (в тому числі, транспортних), так і надійність системи в цілому.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ доким.	Підпис.	Лам		18

Гідроелектроенергію класифікують як відновлюване джерело енергії, оскільки вона живиться від води, а вода є природним ресурсом, що поповнюється.

Оскільки вода є джерелом енергії, яке живить гідроелектростанцію, під час виробництва електроенергії не викидається жодного забруднення. Обидва ці фактори роблять гідроенергію відновлюваною, оскільки вода поповнюється природним шляхом і не є джерелом викидів парникових газів.

5) Низькі викиди. Виробництво електроенергії за допомогою гідроенергії не виділяє вуглекислий газ, парниковий газ, який спричиняє глобальні зміни клімату. Після того, як гідроелектростанція побудована, вона не забруднює атмосферу, як багато інших невідновлюваних джерел енергії, таких як вугілля та природний газ.

6) Надійність. Гідроенергія є дуже надійним відновлюваним джерелом енергії. Потік води зазвичай дуже передбачуваний і враховується при визначенні місця будівництва гідроелектростанції: на річці з активною течією або на дамбі для управління потоком води.

Додатково можна регулювати вихід електроенергії. Якщо потреба в енергії низька, вода може бути відвернута від турбін, і буде вироблено менше енергії. Справедливо навпаки, якщо потрібно більше енергії – більше води може надходити на завод для виробництва електроенергії.

7) Безпечність. Як правило, гідроенергетика є дуже безпечним видом виробництва електроенергії. Під час виробництва енергії не викидається забруднювача, що спричиняє хвороби, і існує нульова ймовірність розливу нафти чи розриву газових труб, оскільки єдиним паливом, яке використовується для живлення гідроелектростанції, є вода.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ док.им.	Підпис.	Дат.		19

2.3 Поточний стан малої гідроенергетики України та її внесок у загальну енергетичну систему

Станом на 01 січня 2018 року в Україні за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) зареєстровано 136 малих ГЕС загальною потужністю близько 94,615 МВт⁵³, які загалом виробили в 2017 році 212,537 млн. кВт·год та експлуатуються 60 суб'єктами господарювання за «зеленим» тарифом. Перелік мікро-, міні- та малих гідроелектростанцій, яким встановлено «зелений» тариф на вироблену електричної енергії (станом на 01.01.2018 р).

Частка малої гідроенергетики у загальному виробництві електроенергії об'єктами відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом в Україні, у 2017 році склала 10,15% [18]. Частка малої гідроенергетики у загальній встановленій потужності об'єктів відновлюваної енергетики, що працюють за «зеленим» тарифом, у 2017 році склала 6,89%.

Розподіл потужностей малих ГЕС по областях України, які введені в експлуатацію та отримали «зелений» тариф станом на 01.01.2018 р., наведено на рисунку 2.1.

Найбільше МГЕС введено в експлуатацію у Вінницькій області, загальна встановлена потужність яких складає близько 21,875 МВт. Наступними за загальною встановленою потужністю є Кіровоградська, Закарпатська та Тернопільська області. Найбільша кількість діючих за «зеленим» тарифом МГЕС (50 станцій) розташована в Хмельницькій та Вінницькій областях (37,5% від загальної кількості МГЕС в Україні).

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лист		20

До 2030 року передбачалось довести електрогенеруючу потужність всіх МГЕС України до 1140 МВт з річним обсягом виробництва електрики 3,75 млрд кВт·год. Розвиток малої гідроенергетики повинен сприяти децентралізації загальної енергетичної системи, що вирішить ряд проблем в енергопостачанні віддалених і важкодоступних сільських регіонів, а також вирішенню цілого комплексу економічних, екологічних і соціальних проблем сільської місцевості. Малі гідроелектростанції можуть стати суттєвою складовою енергозабезпечення для західних регіонів України [20].

Метою Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року (схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 13 липня 2016 р. № 552-р) є забезпечення енергетичної безпеки держави шляхом ефективного розвитку гідроенергетики з максимальним використанням економічно ефективного гідроенергетичного потенціалу, вдосконалення управління об'єктами гідроенергетики, підвищення рівня їх безпеки, збільшення регулюючих маневрових потужностей гідроелектростанцій і гідроакumuлюючих електростанцій для підвищення стійкості та надійності роботи об'єднаної енергетичної системи України та інтеграції її в Європейську енергетичну систему, зменшення обсягу споживання органічних паливних ресурсів і техногенного навантаження на навколишнє природне середовище.

Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачається введення в експлуатацію понад 3,5 млн кВт нових потужностей, доведення частки маневрених потужностей ГЕС і ГАЕС у загальному балансі енергетичної галузі до 15,5%, що дозволить збалансувати структуру генерувальних потужностей ОЕС України.

Програмою розвитку гідроенергетики на період до 2026 року передбачено також реконструкцію та модернізацію існуючого обладнання та будівництво нових потужностей, а саме: будівництво Дністровської ГАЕС, потужністю 1,250 млн кВт, Канівської ГАЕС – 1 млн кВт, Ташликської ГАЕС – 300 тис. МВт, Каховської ГЕС – 250 тис. МВт та Верхньодністровських каскадів – 390 тис. МВт.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Дат.		22

За рахунок приросту виробітку електроенергії на ГЕС і роботи ГАЕС буде отримано значну економію органічного палива. Екологічними перевагами реалізації Програми розвитку гідроенергетики на період до 2026 року стане зменшення техногенного навантаження на довкілля, зниження шкідливого впливу викидів за рахунок зменшення обсягів використання органічного палива і викидів забруднюючих речовин в навколишнє середовище (щорічно: CO₂ – 42 млн. т; SO₂ – 42 тис. т; NO_x – 10,8 тис. т).

Однак ця Програма загалом спрямована на розвиток великої гідроенергетики шляхом забезпечення ролі Дністровської, Канівської і Ташлицької гідроакумуючих електростанцій в задоволенні попиту в піковій зоні добового графіка навантаження, поліпшенні режимів роботи теплових та атомних електростанцій, а також передбачає будівництво каскаду верхньодністровських гідроелектростанцій.

Значний невикористаний економічно ефективний гідроенергетичний потенціал р. Дністер розташований в Карпатському регіоні, який є енергодефіцитним. У цьому регіоні найважливішими проблемами є прискорення соціально-економічного розвитку регіону, зокрема розвиток генерації з відновлюваних джерел, з іншого боку – захист від паводків, що завдають великої шкоди населенню, економіці та навколишньому природному середовищу.

2.5 Переваги та стабільність ГАЕС

Гідроакумуючі електростанції мають цілий ряд переваг перед звичайними ГЕС. Вони дозволяють здійснювати:

- Покриття напівпікової і частково пікової частини графіка навантаження.
- Зменшення провалів навантаження в нічні, а при необхідності в денні години.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ док.им.	Підпис.	Лам.		23

– Покращення режиму роботи теплових і атомних електростанцій.

Крім того їх можна використовувати як швидкодіючий резерв енергосистеми та для регулювання потужностей і навантаження енергосистем; з метою регулювання міжсистемних перетоків. Вони можуть виробляти або споживати реактивну потужність, контролюють та регулюють напругу і частоту в енергосистемі.

Найбільш популярними є ГАЕС поверхневого типу. А ГАЕС з підземним басейном менш поширені, оскільки однією з головних проблем при будівництві та проектуванні подібної ГАЕС є будівництво в міцних породах на великій глибині спеціального бачейну великого об'єму. На рисунку 2.2 показано структуру ГАЕС з підземним басейном [21].

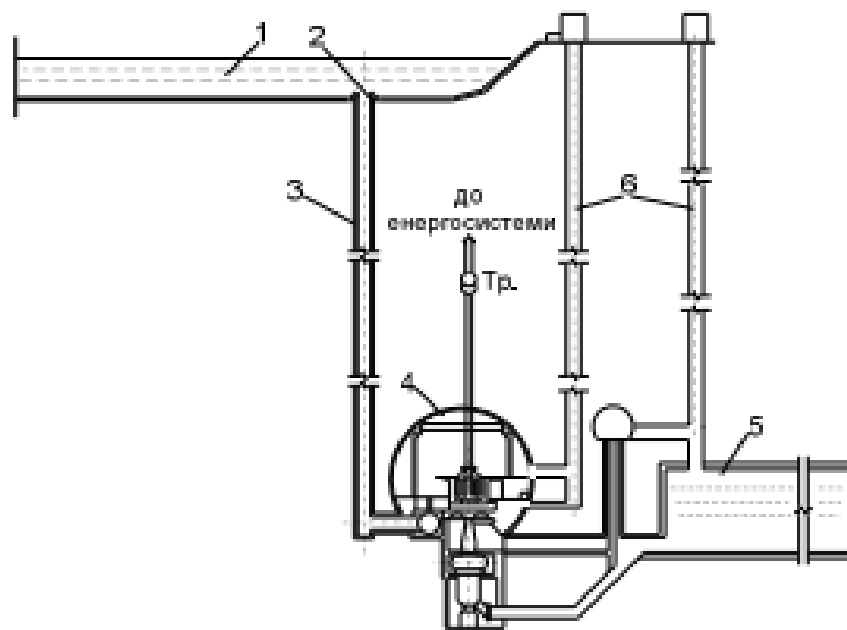


Рисунок 2.2 – Структура ГАЕС: 1 – верхній басейн; 2 – водоприймач; 3 – шахтний водогін; 4 – машинна зала; 5 – нижній басейн; 6 – вентиляційна шахта

Будь-яка енергетична система не може стабільно працювати без комплексу акумуляції енергії. Курс на перехід енергозабезпечення на відновні джерела енергії є невідворотнім, а робота сонячних електростанцій та

вітрогенеруючих електростанцій неможлива без блоків акумулювання електроенергії. Найдешевшим засобом збереження електричної енергії є гідроакумулюючі електростанції. На основі зарубіжного досвіду проаналізовано економічно вигідні і максимально екологічно прийнятні варіанти будівництва і експлуатації ГАЕС на території України.

Проаналізовано технологічні та економічні показники існуючих ГАЕС на Україні, а саме в Київській (Київська ГАЕС), Миколаївській (Ташлицька ГАЕС) та Чернівецькій (Дністровська ГАЕС) областях: вони задовольняють потреби в стабілізації генерації та споживання електроенергії України. З врахуванням порушень територій штучним водоймами, затоплення земель при створенні нижнього водосховища (Дністровська ГАЕС), порушення стану стабільності схилів і вплив на стан атмосфери регіону, можна вважати, що наслідки будівництва і експлуатації існуючих ГАЕС знаходяться в межах допустимих[32].

Середні величини ККД більшості ГАЕС, які є в різних країнах світу, становлять 72- 74 %. Розраховані коефіцієнти корисної дії для Київської та Ташлицької станцій знаходяться в межах мінімально допустимих значень (72- 73 %), для Дністровської – ККД перевищує 80 %, що вказує на ефективну роботу по гідроакумулюванню і відсутності необхідності їх модернізації найближчим часом.

Стратегія розвитку енергетичної системи України з урахуванням переходу на відновні джерела енергії включає в себе створення потужних комплексів збереження енергії. Одним з шляхів вирішення завдань є будівництво нових ГАЕС в Україні.

Програмою розвитку гідроенергетики до 2026 року передбачено підвищення гідроенергетичних потужностей на 3 ГВт. Враховуючи, що будівництво другої черги Ташлицької та Дністровської ГАЕС забезпечать гідроакумулюючі потужності в розмірі 1,9 ГВт, а нові ГАЕС зможуть забезпечити близько 1,5 ГВт потужностей, можна вважати, що встановлена

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лист		25

кількість, за теперішнього рівня розвитку, технічного прогресу та потужності АЕС, ТЕС та ВДЕ, буде достатня для маневрування в національній ОЕС України[32].

Проведена оцінка території України на можливість створення нових ГАЕС та збільшення потужностей вже існуючих станцій. В більшості регіонів рівнинної території країни виникають суттєві проблеми порушення навколишнього середовища. Із врахуванням економічності комплексів ГЕС і ГАЕС і необхідності узгодження планів будівництва нових об'єктів з населенням і адміністраціє регіонів виникають суттєві перепони створення таких об'єктів на рівнинній території України. Враховуючи створення зараз перспективних планів розвитку енергетичної системи Закарпаття, можна вважати за доцільне дослідження комплексу факторів для оцінки включення будівництва нових ГАЕС в ці плани на території Карпат[33].

Карпатська місцевість знаходиться в умовах постійних паводків, що є сприятливим для ГАЕС. Справа в тому, що станції можуть слугувати як протипаводкові комплекси, при цьому виконуючи функції ГАЕС. Великий потенціал можуть надати басейни річок Прут та Тиса. Головною проблемою є необхідне відселення людей, тому при розгляді даних місцевостей необхідно знаходити локації, де відселення буде меншим.

2.6 Використання капсульних агрегатів

Капсульні гідротурбіни з генератором в капсулі, утворюючи разом капсульний гідроагрегат, використовують при низьких напорах і великому виході води, вони досягають потужності 70 МВт і вище при великому діаметрі робочих коліс (від 8м і більше). Вони володіють підвищеними енергетичними показниками завдяки прямоточному тракту і характеризуються зменшеними габаритами агрегатного блока ГАЕС, що дозволяє знизити вартість будівництва. Максимальний ККД таких турбін досягає 94-95%.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лист		26

При використанні капсульних агрегатів потік по довжині всього тракту має мінімальні повороти, що є особливо важливим. Це призводить до зниження гідравлічних втрат і збільшує коефіцієнт корисної дії турбіни, особливо при великих затратах. В результаті такі турбіни розвивають на 20-35% більшу потужність, ніж вертикальні того ж розміру [14].

В Україні горизонтальні капсульні гідротурбіни виготовляються на ВАТ «Турбоатом». Такі гідротурбіни одиничної потужності в 21 МВт при напорі 7,7 м встановлені не тільки на українських ГЕС та ГАЕС, а також на ГАЕС Пурнарі в Греції і на ГЕС Клостерфос в Норвегії.

2.7 Ситуація в Європейському Союзі

Сьогодні в експлуатації перебуває понад 800 ГВт гідроенергетичних потужностей з річним обсягом виробництва електроенергії близько 7080 ТВт·год. За оцінкою Міжнародного енергетичного агентства, 5 % світового потенціалу гідроенергетики реалізуються через МГЕС. Технічний потенціал малої гідроенергетики оцінюється на рівні 150 – 200 ГВт. Економія органічного палива за рахунок використання потенціалу малої гідроенергетики в загальному виробництві енергії на 2020 рік прогнозується в обсязі 69 і 99 млн. т у. п. відповідно для песимістичного й оптимістичного варіантів розвитку світової енергетики. Більша частина неосвоєного потенціалу гідроенергетики знаходиться в Африці, Азії і Латинській Америці.

За даними Міжнародної організації з використання поновлюваної енергії в країнах, що розвиваються (REN21), економічно досяжний потенціал гідроенергії у світі визначено на рівні 7300 ТВт·год на рік.

До МГЕС у більшості країн ЄС належать гідроенергетичні установки встановленою потужністю до 5 МВт (Австрія, Німеччина, Польща, Іспанія, Франція та ін.). В Італії, Швейцарії та Латвії малими вважають ГЕС з

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Арк
Змін.	Арк.	№ док.м.	Підпис.	Лист		27

установленою потужністю до 3 МВт, у деяких інших країнах – до 10 МВт (Греція, Ірландія, Португалія, Україна) [11].

Комітет ООН із промислового розвитку до категорії МГЕС відносить гідроелектростанції потужністю до 10 МВт.

У США після впровадження заходів щодо стимулювання розвитку малої гідроенергетики, внесено зміни до класифікації потужностей малої гідроенергетики – верхню межу підвищено з 5 до 15 МВт.

Серед країн провідне місце посів Китай (47 ГВт), друге – Японія (4 ГВт), третє – США (3,4 ГВт). П'ятірку лідерів замикали Італія та Бразилія. На початок 2009 року сумарна потужність МГЕС зросла до 85 ГВт, лідером залишився Китай (51 ГВт). У першу п'ятірку увійшли Японія (3,3 ГВт), США (3 ГВт), Італія (2,6 ГВт), Бразилія (1,8 ГВт), Німеччина (1,4 ГВт) [13].

Сектор МГЕС (установки потужністю до 10 МВт) відіграє важливу роль у досягненні цілей, визначених Європейським Союзом до 2020 р. Маючи численні переваги, цей сектор повинен боротися з реалізацією все більш вимогливого екологічного регулювання, наприклад, Європейською водною рамковою директивою та захистом ділянок, перелічених у мережі Natura 2000, тобто можливості для розширення сектору скоротилися.

У 2012 р. Німеччина знову повернулася на друге місце з результатом 7,2 ТВт за даними AGEE-Stat, Робочої групи Міністерства екології зі статистики відновлюваної енергії, при зростанні на 22,8% і наближенні до рівня 2008 р. Чиста встановлена потужність була суто статистичною, зі скороченням на 8 МВт до рівня 10780 МВт за рік. Нові та реконструйовані установки в Німеччині мають право на новий пільговий тариф лише якщо вони відповідають вимогам Федерального закону про управління водними ресурсами. Пільговий тариф складає 0,034-0,127 Євро/кВт·год, в залежності від потужності установки та дати її запуску. Як варіант, виробники можуть обрати ринкові ціни плюс знижки для дилерів, при цьому останні підлягають щомісячному перегляду.

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Анк
Змін.	Анк.	№ док.им.	Підпис.	Лам.		28

РОЗДІЛ 3. ЕЛЕКТРИЧНА ЧАСТИНА ПРОЕКТУВАННЯ МІНІ ГАЕС ТА ЇЇ ОСНОВНЕ ОБЛАДНАННЯ

3.1 Вибір та розрахунок гідротурбіни

Для вибору використовуються дані виміряні на греблі. Потрібні показники $Q=16 \text{ м}^3/\text{с}$ – середня річна витрата води, $H = 3 \text{ м}$ – напір води. Обираємо гідротурбіну Каплана для установки в кліматичній зоні поблизу м. Суми, в с. Степанівка (див. рисунок 3.1) [1].

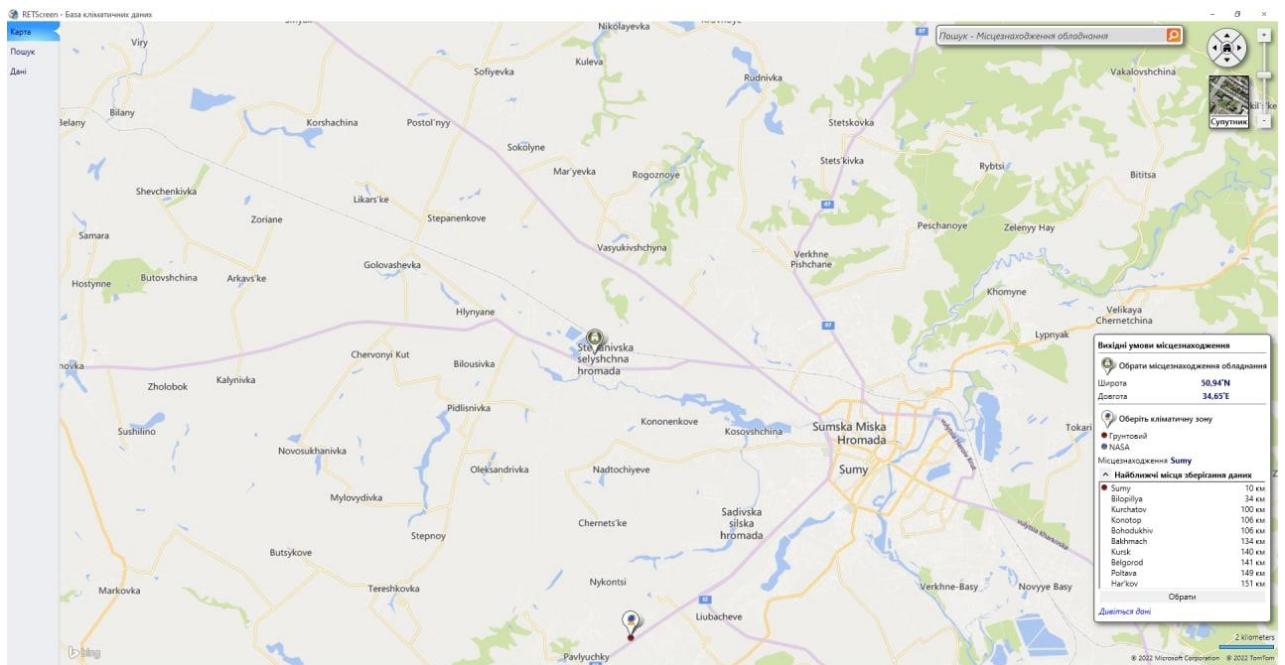


Рисунок 3.1 – Кліматична зона поблизу м. Суми в с. Степанівка.

					БР 3.8.141.503 ПЗ			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб</i>						и		29
<i>Пров</i>								
<i>Н. Контр.</i>								
<i>Утв</i>								

За допомогою програми RETScreen отримуємо статистичні дані щодо доцільності і можливості використання нашої ГАЕС (див. рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 Статистичні дані щодо релевантності використання ГАЕС

Кліматичні дані для розрахунку беремо з бази даних NASA – рисунок 3.3.

	Одиниця	Розміщення кліматичних даних	Місцезнаходження обладнання	Джерело
Широта		45,2	45,3	
Довгота		-73,7	-73,6	
Кліматична зона.		6A - Холодний - Волога		
Підняття	м	53	55	Грунтовий+NASA
Розрахункова температура опалення	°C	-22,2		Грунтовий - Карта
Розрахункова температура охолодження	°C	28,9		Грунтовий
Амплітуда коливань температури землі	°C	24,4		Грунтовий NASA

Місяць	Температура повітря	Відносна вологість	Опади	Денна сума сонячної радіації - на горизонтальній поверхні	Атмосферний тиск	Швидкість вітру	Температура землі	Градусо-дні опалювального сезону 18 °C	Градусо-дні з від'ємною температурою 10 °C
	°C	%	мм	кВтгод/м²/день	кПа	м/с	°C	°C-д	°C-д
Січень	-8,8	74,9%	66,03	1,58	100,5	3,4	-11,6	831	0
Лютий	-7,1	71,3%	54,04	2,53	100,5	3,2	-9,8	703	0
Березень	-1,5	70,5%	67,27	3,62	100,5	3,3	-3,1	605	0
Квітень	5,9	65,6%	82,20	4,46	100,3	3,4	5,8	363	0
Травень	13,1	67,9%	89,59	5,10	100,3	3,0	13,1	152	96
Червень	18,7	72,3%	101,40	5,61	100,1	2,7	18,5	0	261
Липень	20,7	75,6%	98,58	5,52	100,2	2,5	21,3	0	332
Серпень	19,5	77,8%	97,03	4,91	100,4	2,2	20,7	0	295
Вересень	15,2	79,6%	91,50	3,77	100,5	2,4	15,8	84	156
Жовтень	8,3	78,8%	92,69	2,38	100,5	2,8	8,2	301	0
Листопад	2,6	79,0%	82,20	1,45	100,5	3,2	0,9	462	0
Грудень	-3,9	79,7%	78,43	1,28	100,5	3,2	-7,5	679	0
Щорічний	7,0	74,4%	1 000,96	3,52	100,4	2,9	6,1	4 179	1 139
Джерело	Грунтовий	Грунтовий	NASA	NASA	NASA	Грунтовий	NASA	Грунтовий	Грунтовий
Виміряно в					м	10	0		

Рисунок 3.3 – Кліматичні дані для розрахунку

Вихідні дані та порядок розрахунку гідротурбіни:

1. Розрахунковий потік – середня багаторічна витрата, $Q=16 \text{ м}^3/\text{с}$
 2. Тип – турбіна Каплана.
 3. ККД – залишається стандартним, в такому випадку програма порахує максимально згідно наших параметрів. Кут нахилу лопаток буде вибраний автоматично, що зможе забезпечити нормальний кут атаки.
 4. Обираємо 2 турбіни, а потім в залежності від результатів кількість можемо змінити.
 5. Скоригуємо ККД в програмі для отримання найточніших даних
- Результати розрахунку показані на рисунку 3.4.

Оцінка ресурсів		Руслота
Запропонований проект		Заданий користувачем
Гідрологічний метод		
Загальний напор	м	3
Максимальний рівень води в нижньому б'єфі	м	1,4
Залишкова витрата	$\text{м}^3/\text{с}$	0,1
% часу, коли є стійкий стік	%	95%
Стійкий потік	$\text{м}^3/\text{с}$	
Гідротурбіна		
Розрахунковий потік	$\text{м}^3/\text{с}$	16
Тип		Каплан
ККД турбіни		Стандартний
Кількість турбін		2
Виробник		
Модель		клапан
Розрахунковий коефіцієнт		4,5
Корегування ККД	%	0%
Максимальний ККД турбіни	%	78,4%
Потік при максимальному ККД	$\text{м}^3/\text{с}$	12
ККД турбіни при розрахунковому стоці	%	78%

Дані кривої тривалості стоку і ККД турбіни

Рисунок 3.4 – Результати розрахунку гідротурбіни

Графік зміни ККД гідротурбіни залежно від відсотка номінальних втрат наведено на рисунку 3.5.

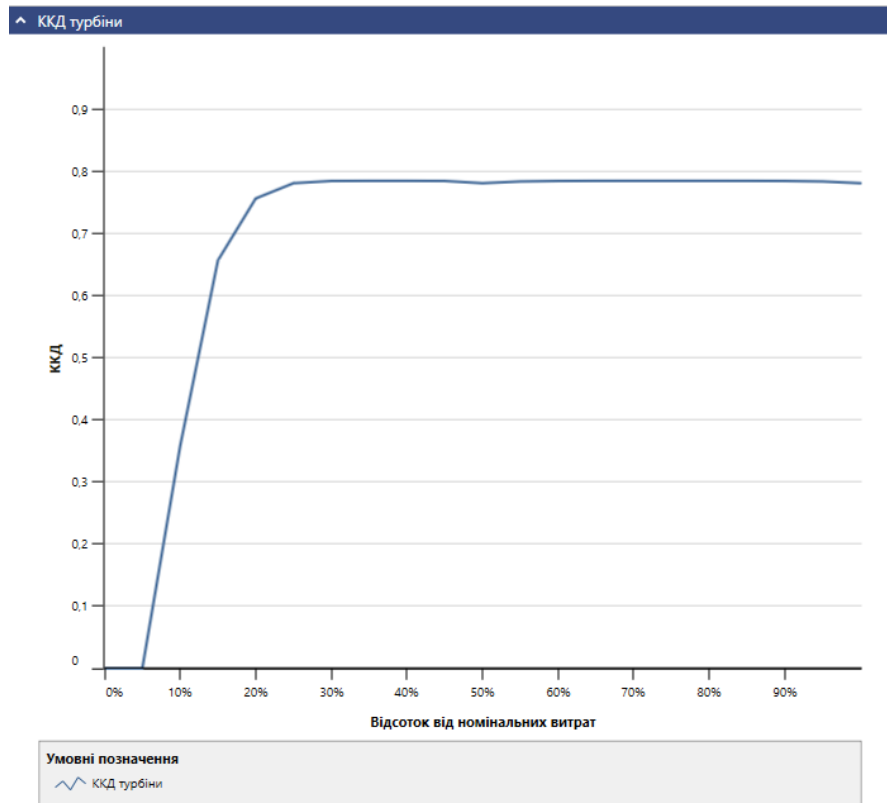


Рисунок 3.5 – Залежність ККД гідротурбіни від відсотка номінальних витрат

Для обґрунтування доцільності побудови ГАЕС в обраній місцевості виконаємо техніко-економічну оцінку запропонованого інженерного рішення, використовуючи інтерфейс програми RETScreen (див. рисунок 3.6).

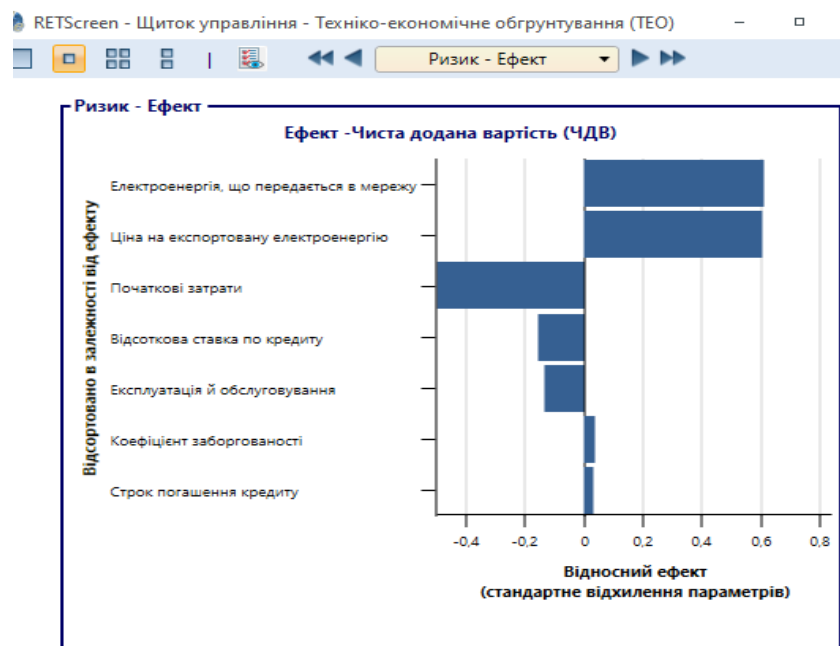


Рисунок 3.6 – Техніко-економічне обґрунтування ГАЕС

Отримавши результати техніко-економічного порівняння, можемо продовжувати розрахунок, оскільки як побудова такої ГАЕС є економічно доцільною.

Коефіцієнти для проектування турбіни зведені в таблицю 3.1, а параметри обраного гідрогенератора показані в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Коефіцієнт проектування турбіни

Матеріали та метод виготовлення турбіни	Розрахунковий коефіцієнт
Литий або відновлений ротор з вуглецевої сталі.	2,8
Литий ротор з вуглецевої сталі та нержавіючої накладкою у критичних областях.	3,8
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, лопатки якого зігнуті до бажаного профілю в пресі (за замовчуванням).	4,5
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ динаміки обчислювальної рідини (CFD), лопатки якого зігнуті в пресі.	5
Литий або відновлений ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ CFD, лопатки якого литі, зігнуті в пресі та пройшли фрезерування.	5,6
Виготовлений на замовлення ротор з нержавіючої сталі, розробленим з використанням ПЗ CFD, лопатки якого литі, зігнуті в пресі та пройшли фрезерування.	6,1

Таблиця 3.2 – Параметри гідрогенератора СГИ-БК 150/14

Параметр	Значення
Ном. активна потужність, кВт	150
Номінальна напруга, В	400
Коефіцієнт потужності	0,8
Ном. частота обертання, об./хв	400
ККД	94.5%

3.2 Вибір структурної схеми ГАЕС

Головна електрична схема повинна забезпечувати видачу необхідної потужності в різних експлуатаційних режимах і відповідати вимогам надійності

та безпеки експлуатації, умовам оптимізації витрат на обладнання та його експлуатацію.

На рисунку 3.7 показано види генераторних блоків. Їх обираємо в залежності від надійності систем, кількості агрегатів та потужності та апаратури.

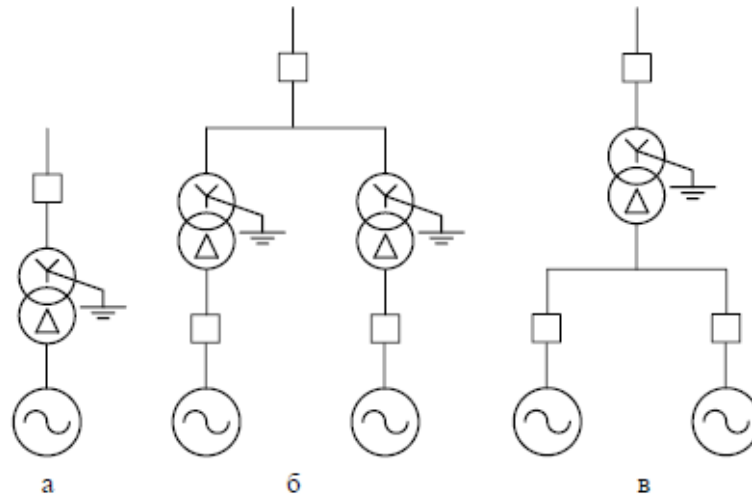


Рисунок 3.7 – Види генераторних блоків: а – простий блок, б – укріплений з трансформатором на генераторі, в – укріплений з одним трансформатором на два генератори

Через невелику потужність агрегатів доцільно обрати укріплений блок з одним трансформатором на два генератори, але ця схема має недолік: при поломці одного з головних елементів станція повністю припиняє виробництво електроенергії. Прийнята принципова електрична схема міні ГАЕС показана на рисунку 3.8.

3.3 Вибір головного підвищувального трансформатора

Підвищувальний трансформатор повинен забезпечити видачу потужності генераторів в мережу вищої напруги з урахуванням витрати потужності на власні потреби станції. Обрати його можемо, знаючи дані добового графіка навантаження споживачів – таблиці 3.3 і 3.4.

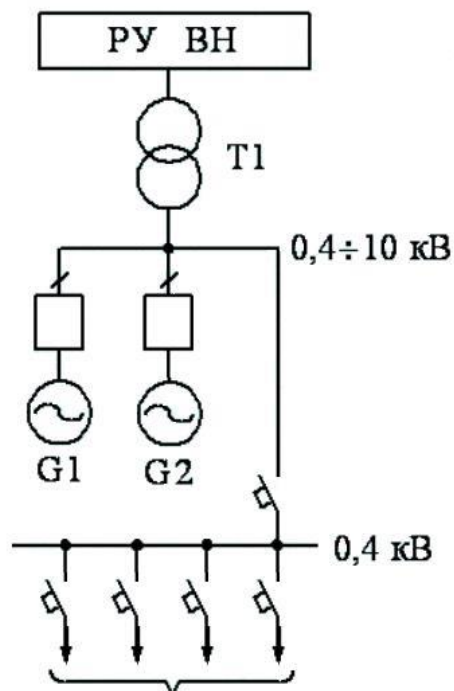


Рисунок 3.8 – Принципова електрична схема міні ГАЕС

Таблиця 3.3 – Дані добового графіка навантаження споживачів

Навантаження в % від номінальної потужності											
0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
40	45	60	90	90	75	75	100	100	120	110	105

Таблиця 3.4 – Дані добового графіка навантаження споживачів в іменованих одиницях

t, год	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22
S, кВА	160	180	240	360	360	300	300	400	400	480	440	420

Зобразимо графік навантаження підстанції на рисунку 3.9.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

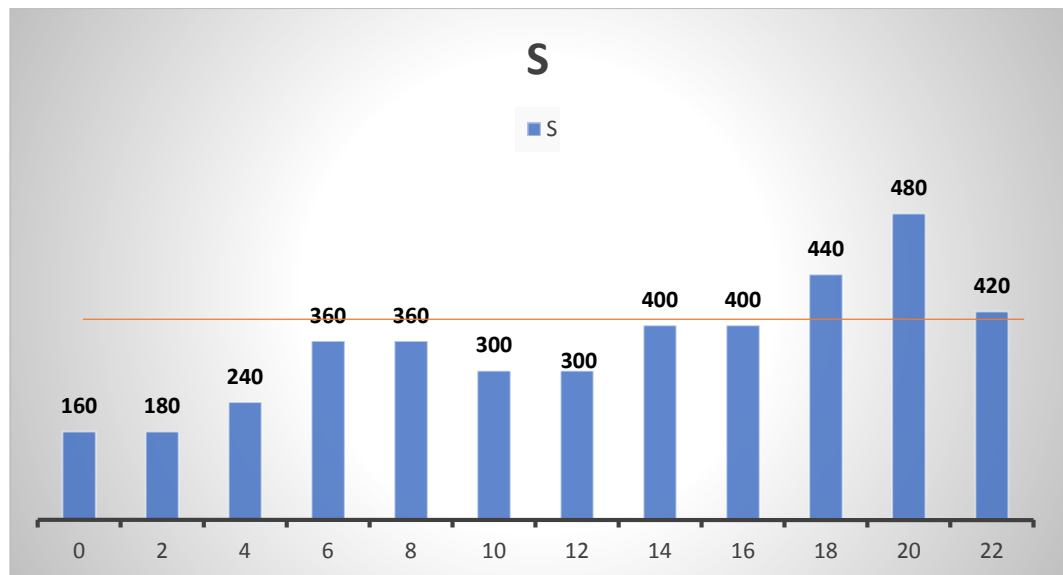


Рисунок 3.9 – Графік навантаження підстанції

Повна потужність генератора розраховується за формулою 3.3.1.

$$S_{\Gamma_{\text{ном}}} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos\varphi} = \frac{300}{0.8} = 375 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (3.3.1)$$

де $S_{\Gamma_{\text{ном}}}$ - повна потужність генераторів.

Знаходимо розрахункову потужність трансформатора 3.3.2:

$$S_{\text{розр}} = S_{\Gamma_{\text{ном}}} - S_{\text{в.п.}} = 375 - 375 \cdot 0,4 = 360 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (3.3.2)$$

Тут $S_{\Gamma_{\text{ном}}}$ - потужність власних потреб електростанції.

Для підстанції був обраний трансформатор ТСЗ-400/10-УЗ. Його параметри наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Каталогні дані трансформатора ТСЗ 400/10 – УЗ

Тип трансформатора	S _н , кВА	Каталожні дані					
		U _{ном} , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _х , кВт	I _х , %
		ВН	НН				
ТСЗ - 400/10	400	10	0,4	3,5	2,8	0,9	3

Для остаточного вибору перевіримо коефіцієнт завантаження трансформатора, який повинен бути $\geq 0,9$:

$$k_3 = \frac{S_{\text{розр}}}{S_T} = \frac{360}{400} = 0,9 \quad (3.3.3)$$

Отже, остаточно приймаємо трансформатор ТСЗ 400/10 – УЗ.

3.4 Розрахунок струмів короткого замикання

Для розрахунку струмів короткого замикання знайдемо індуктивний опір всіх елементів мережі в іменованих одиницях. Опір генератора розраховується за формулами 3.4.1 та 3.4.2 :

$$x_r = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{ном}}} \quad (3.4.1)$$

$$r_r = \frac{x_r}{\omega \cdot T_T} \quad (3.4.2)$$

де, $x_d'' = 0,35$ – надперехідний індуктивний опір генератора;

$U_{\text{баз}}$ – базисна напруга генератора;

$S_{\text{ном}}$ – повна потужність генератора;

$T_T = 0,045\text{с}$ – постійна часу для гідрогенератора.

$$x_r = 0,35 \cdot \frac{400^2}{\frac{150 \cdot 10^3}{0,8}} = 0,299 \text{ Ом}, \quad (3.4.3)$$

$$r_r = \frac{0,299}{314,2 \cdot 0,045} = 0,021 \text{ Ом.} \quad (3.4.4)$$

Опір трансформатора знайдемо за формулами 3.4.5 та 3.4.6:

$$x_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.4.5)$$

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}, \quad (3.4.6)$$

де, $U_{\text{ВН}}$ – напруга обмотки вищої напруги;

U_K – напруга короткого замикання трансформатора;

ΔP_K – втрати короткого замикання трансформатора;

$S_{\text{НОМ}}$ – повна номінальна потужність трансформатора.

$$x_T = \frac{3,5}{100} \cdot \frac{10^2 \cdot 10^6}{400 \cdot 10^3} = 8,75 \text{ Ом,} \quad (3.4.7)$$

$$r_T = 2800 \cdot \frac{10^2 \cdot 10^6}{400^2 \cdot 10^6} = 1,75 \text{ Ом.} \quad (3.4.8)$$

Опір системи розраховується за формулою 3.4.9:

$$x_c = \frac{U_0^2}{S_{\text{к.з}}} = \frac{10^2 \cdot 10^6}{11 \cdot 10^6} = 9,1 \text{ Ом,} \quad (3.4.9)$$

де U_0 – базисна напруга системи;

$S_{\text{к.з}}$ – потужність короткого замикання системи;

Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ показана на рисунку 3.10.

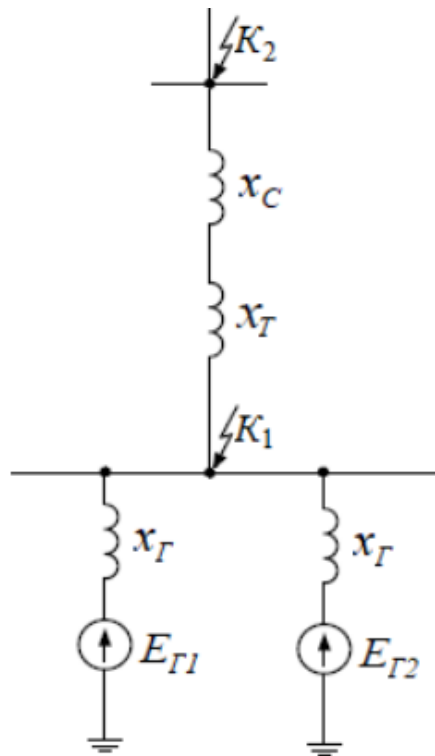


Рисунок 3.10 – Схема заміщення для розрахунку струмів КЗ

Знаходимо опір точки K_1 за формулою:

$$X_{\Gamma} = \frac{X_{\Gamma} \cdot X_{\Gamma}}{X_{\Gamma} + X_{\Gamma}} = 0,15 \text{ Ом}$$

Періодична складова струму КЗ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_{\Gamma})} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,15)} = 38,7 \text{ кА.}$$

Періодична складова струму КЗ в точці K_2 :

$$I_{K2} = \frac{U_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot (X_L + X_C + X_T)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot (0,15 + 9,1 + 8,75)} = 0,321 \text{ кА.}$$

Розраховуємо ударний коефіцієнт за формулою:

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$$

Де, T_a - постійна часу затухання аперіодичної складової.

$$k_{y1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}} = 1,78 ,$$

$$k_{y2} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,26}} = 1,96 ,$$

Ударний струм розраховуємо за формулою:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k$$

Для точки K_1 : $i_y = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 38,7 = 97,3$ кА.

Для точки K_2 : $i_y = \sqrt{2} \cdot 1,96 \cdot 0,321 = 0,89$ кА.

Проводимо розрахунки для аперіодичної складової струму КЗ, вважаючи, що амплітуда ЕРС та періодична складова струму незмінні у часі, рівний часу відключення:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_K \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

Де, τ - розрахунковий час який потрібен на визначення КЗ.

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 38,7 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,04}} = 12,2 \text{ кА},$$

$$i_{a2} = \sqrt{2} \cdot 0,321 \cdot e^{-\frac{0,1}{0,26}} = 0,31 \text{ кА}.$$

Використовуючи вище розраховані параметри, знайдемо Інтеграл Джоуля за формулою:

$$B_k = I_K^2 \cdot (\tau + T_a),$$

В точці K_1 : $B_k = 38,7^2 \cdot (0,06 + 0,04) = 149,77$ кА² · с,

В точці K_2 : $B_k = 0,321^2 \cdot (0,1 + 0,26) = 0,037$ кА² · с.

Результати розрахунків струмів короткого замикання для точок схеми показані в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків струмів КЗ

Точка КЗ	Періодична складова струму КЗ в початковий момент часу, кА	Ударний струм КЗ, кА	Періодична складова струму КЗ в момент спрацювання вимикача, кА	Аперіодична складова струму КЗ, кА	Інтеграл Джоуля кА ² с
Шини 0,4 кВ (К1)	38,7	7,3	38,7	12,2	149,67
Шини 10 кВ (К2)	0,320	0,89	0,321	0,31	0,037

Знайдемо максимальний струм на зовнішньому боці ВН, для приєднань генератора він знаходиться при роботі з номінальною потужністю та зниженням напруги на 5%:

$$I_{max}^{10} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,05 \cdot 360000}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 21,82 \text{ А}; \quad (3.4.10)$$

Максимальний струм на стороні НН:

$$I_{max}^{0,4} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,05 \cdot 375000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 568,31 \text{ А}; \quad (3.4.11)$$

Струм у колі вимикача власних потреб:

$$I_{max}^{ЛВ} = \frac{1,05 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,05 \cdot 15000}{\sqrt{3} \cdot 400} = 22,74 \text{ А}. \quad (3.4.12)$$

3.5. Вибір вимикача та роз'єднувача низької напруги

Роз'єднувач вибирається відповідно до напруги та струму ускладненого режиму та перевіряється на теплову і динамічну стійкість так, як і вимикачі.

При виборі вимикача потрібно дотримуватись наступних умов:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.в}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{роб.мах}}$$

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.розр}}$$

Використовуючи каталог вибираємо вимикач ВА-СЄЦ-TS 800 та роз'єднувач РЕ 13-43. Результати вибору показані в таблицях 3.6 і 3.7.

Таблиця 3.6 – Вибір вимикача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_n$	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	568,31 А	800 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	38,7 кА	60 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	97,3 кА	150 кА
$I_{\text{ат}} \leq I_{\text{а ном}}$	38,7 кА	40,3 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	149,67 кА ² с	6000 кА ² * с

Таблиця 3.7 – Вибір роз'єднувача

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_c \leq U_n$	0,4 кВ	1000 В
$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{ном}}$	568,31 А	1600 А
$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{прСКВ}}$	38,7 кА	100 кА
$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{СКВ}}$	97,3 кА	100 кА
$B_K \leq I_T^2 t_r$	0,037 кА ² с	6300 кА ² * с

Обраний вимикач типу ВА-СЄЦ-TS 800 та роз'єднувач типу РЕ 13-43 повністю задовольняють умови вибору.

3.6. Вибір трансформатора струму та напруги на генераторній напрузі

Вибираємо трансформатор струму ТШП-0,66-1 800/10 0,5 УЗ. Результати вибору покажемо в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Вибір трансформатора струму

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	0,4 кВ	0,66 кВ
$I_{расч} \leq I_{ном}$	568,3 А	800 А
$i_y \leq I_{прСКВ}$	97,3 кА	–
$B_K \leq I_T^2 t_r$	149,77 кА ² ·с	8000 кА ² ·с

Обрано трансформатор напруги НТС–0,5 УХЛ4. Параметри трансформатора – в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Вибір трансформатора напруги НОС–0,5 УХЛ4

Умова вибору	Розрахункові дані	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном}, \text{кВ}$	0,4	0,66
$S_2 \leq S_{2ном}, \text{В} \cdot \text{А}$	30	75

3.7. Вибір вимикача та роз'єднувача на високій напрузі

В якості комутаційного апарата стороні ВН приймаємо вимикач ВГГ – 10. Високовольтний вимикач призначений для використання в закритих приміщеннях в електроустановках номінальною напругою 10,5 кВ.

Каталожні данні представлені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Вибір вимикача з боку ВН

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10,5
$I_{розр} \leq I_{ном}$	21,81 А	5000 А
$I_{п0} \leq I_{пр.СКВ}$	0,322 кА	70 кА
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	0,891 кА	170 кА
$I_{ат} \leq I_{\alpha.ном}$	0,31 кА	18,1 кА
$B_K \leq I_{тном}^2 \cdot t_T$	0,0371 кА ² ·с	9197 кА ² ·с

Також обираємо роз'єднувач РВР – 10/2000 УЗ – таблиця 3.11

Таблиця 3.11 – Вибір роз'єднувача

Умови вибору	Розрахункові параметри	Каталожні дані
$U_{м.ном} \leq U_{ном.}$	10 кВ	10,5
$I_{розр} \leq I_{ном}$	21,89 А	2000 А
$I_{п0} \leq I_{пр.СКВ}$	0,325 кА	65 кА
$i_{уд} \leq i_{СКВ}$	0,891 кА	170 кА
$B_K \leq I_{тном}^2 \cdot t_T$	0,0371 кА ² · с	8197 кА ² · с

3.8. Вибір трансформатора струму та напруги з боку ВН

Для сторони вищої напруги був вибраний трансформатор напруги ЗНОЛ-10, призначений для вимірювання величини напруги, управління приладами автоматики та захисту в мережах з напругою 10 кВ, частотою 50 Гц. Параметри трансформатора напруги показані в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Вибір трансформатора напруги ЗНОЛ

Умови вибору	Розрахункові дані	Номінальні дані
$U_{роб} \leq U_{ном.}$ кВ	10	10
$S_2 \leq S_{2ном.}$ В · А	60	80

Трансформатор струму ТЛШ-Є 10 У2 був вибраний для вимірювання величини струму та подальшої її передачі приладам захисту . Параметри трансформатора представлені в таблиці 3.13.

Таблиця 3.12 – Вибір трансформатора струму ТЛШ-Є 10 У3

Умова вибору	Розрахункові значення	Каталожні значення
$U_C \leq U_H$	10 кВ	10 кВ

$I_{розр} \leq I_{ном}$	21,89 А	1400 А
$i_y \leq i_{прСКВ}$	0,895 кА	140 кА
$B_K \leq I_T^2 \cdot t_r$	0,0371 кА ² · с	9000 кА ² · с

3.9. Диференційний релейний захист

Поздовжній диференційний захист генератора є основною швидкодіючим чутливим захистом від міжфазних коротких замикань в обмотці генератора та на його виводах.

Захист виконується трифазним та підключається до трансформаторів струму в лінійних виводах статора генератора та трансформатора струму в нейтральному виводі.

1) Початковий струм спрацювання визначається при дії малих гальмівних струмів. Величина вибирається з урахуванням можливості налаштування захисту від струму небалансу номінального режиму та розраховується за формулою:

$$I_{НБ(Н)} = K_{одН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot I_H$$

$K_{одН} = 0,5$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму;

$f_i = 0,1$ – похибка трансформатора струму.

$$I_H = \frac{S_r}{\sqrt{3} \cdot U_\phi} = \frac{187,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 270,4 \text{ А.}$$

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 270,4 = 13,42 \text{ А.}$$

Умовою для вибору уставки є:

$$I_{сп0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 = 27,04 \text{ А,}$$

де $K_H=2$ – коефіцієнт надійності.

Приймаємо уставку: $I_{cro} = 0,15 \cdot I_n = 40,29 \text{ А}$.

Гальмівний коефіцієнт K_T вказує на чутливість захисту до ушкоджень при протіканні струм навантаження. Величина K_T вибирається з урахуванням налаштуванням захисту від струмів небалансу, визваані похибкою трансформаторів струмів при наскрізних КЗ.

Максимальний струм небалансу при зовнішньому трифазному КЗ розраховується за формулою:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{Ап}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАХ}},$$

де $K_{\text{Ап}}=2$ – коефіцієнт, враховуючий наявність аперіодичної складової;

$K_{\text{ОДН}}= 0,5$ – коефіцієнт однотипності трансформатора струму;

$I_{\text{МАХ}}$ - максимальний струм що проходить через трансформатор струму, який при зовнішньому КЗ, знайдемо за формулою:

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_n,$$

де $E_r'' = 1,13$ - ЕРС джерела.

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,13}{0,35} \cdot 270,4 = 863,8 \text{ А}.$$

Отже, максимальний струм небалансу дорівнює:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{МАХ}} = 86,58 \text{ А}.$$

Коефіцієнт гальмування отримуємо з умови та розраховуємо за формулою:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_{\text{МАХ}}} = \frac{86,58 \cdot 2}{863,8} = 0,2,$$

Приймаємо $K_T = 0,3$.

2) Для збільшення зони роботи захисту без гальмування знайдемо уставку початкового гальмування за формулою:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{\text{ср}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5$$

3) Гальмівний струм В вказує на точку перелому характеристики спрацювання. При виборі повинна виконуватись умова:

$$B \geq \frac{I_{\text{ср}}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5$$

Приймаємо значення уставки $B=1,5$ (умови виконуються).

РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Організація охорони праці

Роботодавець зобов'язаний створити на робочому місці умови праці в кожному структурному підрозділі згідно до нормативно-правових актів, а також забезпечити додержання вимог законодавства щодо прав робітників у галузі охорони праці. З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охороною праці, а саме: створює відповідні служби і призначає посадових осіб, які забезпечують вирішення конкретних питань з охорони праці, затверджує їх обов'язки, права та відповідальність яка на них покладається за виконання покладених на них призначень, а ще контролює їх додержання. Також він повинен забезпечити комплексні заходи для досягнення встановлених нормативів, розробляючи колективного договору за участю сторін; підвищення існуючого рівня охорони праці, впроваджуючи прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці тощо.

Споруди і будови, повинні мати належний для роботи стан, так, як і виробниче обладнання та устаткування, моніторинг за їх технічним станом входить до обов'язків роботодавця. Повинні здійснюватися профілактичні заходи які забезпечать усунення причин, що призводять до нещасних випадків, професійних захворювань. Всі небезпечні та шкідливі для здоров'я виробничі фактори повинні бути усунені за строки що визначаються законодавством.

Роботодавець повинен затвердити положення, інструкції, інші акти з охорони праці, та безоплатно забезпечити ними працівників, що діють у межах підприємства та встановлюють правила виконання робіт і поведінки працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках.

Працівник, в свою чергу, зобов'язаний знати та виконувати ці вимоги та правила що до виробничого процесу, поводження з машинами, механізмами,

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		48

устаткуванням та іншими засобами виробництва. Дбати про особисту безпеку і здоров'я, а також про безпеку і здоров'я оточуючих людей в процесі виконання будь-яких робіт чи під час перебування на території підприємства. Проходити попередні та періодичні медичні огляди які повинен організувати роботодавець згідно з Законом про охорону праці.

За порушення вимог робітник безпосередньо несе відповідальність в залежності від масштабу порушення. За виконанням правил слідкує служба охорони праці на самому підприємстві. Робітники цієї служби підпорядковуються тільки роботодавцю та мають право:

- видавати керівникам структурних підрозділів підприємства обов'язкові для виконання приписи щодо усунення наявних недоліків, одержувати від них необхідні відомості, документацію і пояснення з питань охорони праці;

- вимагати відсторонення від роботи осіб, які не пройшли передбачених законодавством медичного огляду, навчання, інструктажу, перевірки знань і не мають допуску до відповідних робіт або не виконують вимог нормативно-правових актів з охорони праці;

- зупиняти роботу виробництва, дільниці, машин, механізмів, устаткування та інших засобів виробництва у разі порушень, які створюють загрозу життю або здоров'ю працюючих;

- надсилати роботодавцю подання про притягнення до відповідальності працівників, які порушують вимоги щодо охорони праці.

Служба охорони праці на підприємстві з кількістю працюючих 50 і більше осіб роботодавець створює службу охорони праці відповідно до типового положення, що затверджується спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з питань нагляду за охороною праці. На виробництві з кількістю робітників менше 50 осіб функції служби охорони праці можуть виконувати особи мають відповідну підготовку. З кількістю працюючих на підприємстві менше 20 осіб для виконання функцій служби охорони праці можуть залучатися сторонні фахівці які мають відповідну підготовку [34].

Виробничі будівлі, споруди, машини, механізми, устаткування, транспортні засоби, що вводяться в дію після будівництва (виготовлення) або реконструкції, капітального ремонту тощо, та технологічні процеси повинні відповідати вимогам нормативно-правових актів з охорони праці.

4.2. Вимоги щодо охорони праці під час проектування, будівництва та реконструкції гідротехнічних споруд

Найбільшу небезпеку при експлуатації гребель, гребель, інших гідротехнічних споруд представляють їх руйнування та подальший неконтрольований вихід великої кількості води з водоймищ та ставків, що призводить до нещасних випадків, аварій, підтоплень території, будівель та споруд, втрат риби, що вирощується. Ефективну експлуатацію зазначених споруд забезпечують організацією їхнього постійного огляду. З цією метою наказом керівника організації встановлюють періодичність оглядів та відповідальних осіб за їх проведення.

До обслуговування та ремонту гідротехнічних споруд можуть допускатися лише особи, які знають пристрої та правила експлуатації цих споруд, що пройшли інструктаж з охорони праці.

При проведенні обходів та технічних оглядів гідротехнічних споруд контролюють:

- загальний стан поверхні кріплення, поява на ній тріщин, деформацій чи інших порушень міцності;
- поява підмиву дамб течією чи хвилюванням;
- виникнення фільтрації та винесення ґрунтів з основи кріплення;
- просідання і витріщення укосів гребеня греблі;
- поява окремих зосереджених вогнищ фільтрації на поверхні зовнішнього укосу або у місцях сполучення земляного тіла греблі з іншими спорудами;
- поява нір землерийних тварин;

- стан рослинності на укосах та гребені греблі.

При виявленні промоїн, зсувів, просідання, випучування та вимивання ґрунту, руйнування кріплення укосів усувають причини їх появи та своєчасно ліквідують. Виявлені у тілі земляної споруди ходи землерийних тварин повинні бути ліквідовані.

У разі застою води на гребенях земляних споруд необхідно організувати відведення води.

Для безпеки експлуатації насосних станцій гідротехнічних споруд мають бути передбачені такі організаційно-технічні заходи:

- відведення атмосферних та ґрунтових вод, а також вод, які при аваріях на трубопроводах можуть надходити на майданчик насосної станції;

- безпечна робота системи протипожежного та господарського водопроводів;

- робоче висвітлення приміщень, сходів, переходів, виходів, проходів відповідно до вимог нормативних документів;

- аварійне освітлення, покажчики робочих проходів, виходів та проходів, що висвітлюються у нічний час, світлові сигнали у небезпечних місцях;

- міцні суцільні огорожувальні щити на шурфах, люки на колодязях, перила біля траншей та котлованів у місцях руху людей;

- установку пересувних насосних станцій проводити згідно з проектом виконання робіт, а їх експлуатацію – згідно з керівництвом щодо їх застосування.

Проектування виробничих об'єктів, розроблення нових технологій, засобів виробництва, засобів колективного та індивідуального захисту працюючих повинні провадитися з урахуванням вимог щодо охорони праці.

Замовник спершу повинен одержати дозвіл на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію обладнання підвищеної небезпеки. Дозвіл отримують в центральному органі виконавчої влади, що реалізує державну політику у сфері охорони праці, дозвіл видається на безоплатній основі, після винесення висновку експертизи стану охорони праці та безпеки

промислового виробництва суб'єкта господарювання, проведеної експертно-технічними центрами[35].

Кабінет Міністрів України визначає: порядок видачі дозволів або відмови в їх видачі, переоформлення, анулювання дозволів, видачі дублікатів, переліки видів робіт, перелік апаратів підвищеної небезпеки, граничні розміри тарифів на проведення експертизи .

Дія дозволу на виконання робіт або на експлуатацію машин, механізмів та устаткування підвищеної небезпеки становить п'ять років з можливістю його подальшим продовженням. Безстроковий дозвіл видається на застосування машин, механізмів та устаткування підвищеної небезпеки.

Протягом 10 робочих днів з дня надходження заяви на одержання дозволу та необхідних документів центральний орган приймає рішення про видачу дозволу або про відмову в його видачі із зазначенням підстав, визначених цією статтею.

Причинами відмови можуть бути:

- не повний комплект необхідних документів та (або) порушення встановлених вимог при їх оформленні;
- подання недостовірних відомостей або висновку за результатами експертизи, який затверджено чи складено більш як за рік до дня подання заяви;
- встановлення невідповідності об'єкта експертизи згідно вимогам законів та інших нормативно-правових актів з охорони праці .

Засадою для анулювання дозволу є:

- заява роботодавця або уповноваженої ним особи про анулювання дозволу;
- припинення підприємницької діяльності юридичної або фізичної особи;
- виявлення недостовірних відомостей у поданих роботодавцем документах щодо виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл;

- повторне порушення вимог законодавства про охорону праці під час виконання робіт підвищеної небезпеки або експлуатації (застосування) устаткування підвищеної небезпеки, на які видано дозвіл;

При виявленні недоліків на підприємстві роботодавцю надається місяць на їх усунення, якщо протягом цього часу роботодавець не провів належних заходів з їх усунення місцевий орган виконавчої влади або орган місцевого самоврядування вживає заходів щодо скасування державної реєстрації цього підприємства у встановленому законом порядку.

Технологічні процеси, машини, механізми, устаткування, транспортні засоби, хімічні речовини і їх сполуки та інша небезпечна продукція, придбані за кордоном, допускаються в експлуатацію (до застосування) лише за умови проведення експертизи на відповідність їх нормативно-правовим актам з охорони праці, що чинні на території України. Не допускається застосування у виробництві шкідливих речовин у разі відсутності їх гігієнічної регламентації та державної реєстрації.

Усі дозволи, передбачені цією статтею, при здійсненні діяльності в межах території виключної (морської) економічної зони України та на континентальному шельфі на умовах угоди про розподіл продукції, укладеної відповідно до Закону України «Про угоди про розподіл продукції», надаються інвестору в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України.

ВИСНОВКИ

На сьогодні у світі спостерігається стрімке зростання введення та планування будівництва нових регулюючих потужностей гідроакумуючих станцій. Серед лідерів – Китай, США, Австрія, Індія, Австралія, Єгипет, Англія та ін. За даними International Hydropower Association (ІНА) та International Renewable Energy Agency (IRENA) прогнозується збільшення потужностей ГАЕС до 2030 року на 50% (тобто, до 240 000 МВт).

Україна, як і інші країни Європейського співтовариства, також обрала один із пріоритетних напрямів збалансованого розвитку – використання відновлювальних джерел енергії. Стратегічні цілі щодо декарбонізації та послідовний підхід до їх досягнення є логічним продовженням євроінтеграційного курсу України. Такий напрямок полягає в скороченні та заміщенні споживання викопного палива за рахунок використання енергії сонця, вітру, води, біогазу тощо та вимагає розвивати високоманеврові гідроакумуючі потужності, які допомагають регулювати виробництво та споживання електроенергії.

В результаті проведеного дослідження було досягнуто таких висновків:

1) Гідроенергетика займає все важливішу роль у розвитку енергопостачання, а саме через розвиток малої гідроенергетики. Малою гідроенергетикою можна назвати сукупність невеликих гідроелектростанцій, які працюють на малих та середніх водосховищах. Головним показником для класифікації малих ГАЕС є потужність, але загальноприйнятої класифікації немає. Відповідно до сучасної міжнародної класифікації за нормативом ООН, до малих гідроакумуючих електростанцій відносять потужністю від 1 до 30 МВт, до міні ГАЕС – від 100 до 1000 кВт, до мікро ГАЕС – не більше 100 кВт. Велика варіативність моделей електростанцій та розвиток головного обладнання все більше звертає на себе увагу, що дає великі перспективи на розвиток цієї галузі та створення енергобалансу міст України.

2) Основою для проектування міні ГАЕС є аналіз гідрологічних характеристик водосховища, обчислення верхнього та нижнього б'єфу та визначення типу задіяної турбіни. На основі цих даних вибирається місце розташування станції та тип гідротурбіни з певними характеристиками (потужністю та напругою). Використовуючи отриману інформацію робляться висновки доцільності побудови ГАЕС. У результаті проектування та розрахунків міні ГАЕС в с. Степанівка встановлено, що при використанні гідротурбіни Каплана синхронно працюючої з гідрогенератором СГИ–БК 150/14 можемо отримувати 300 кВт чистої електроенергії.

3) Головна схема повинна забезпечувати видачу потужності в різних експлуатаційних режимах відповідати вимогам надійності, зручності та безпечності експлуатації. Для гідроакumuлюючих електростанцій рівень цих вимог підвищено через велику відповідальність в електропостачанні. В залежності від переданої потужності підвищується її складність та надійність. Вибрано головну електричну схему для Степанівської ГАЕС, з одним підвищувальним трансформатором на два генератора. Доцільність такої схеми обумовлюється невисокою потужністю та відносною дешевизною гідроакumuлюючої електростанції.

4) Головне електричне обладнання повинне забезпечувати безперебійну передачу електроенергії, велику безпечність та надійність. Для контролю роботи мережі в нормальному режимі передбачені трансформатори струму та напруги, які зв'язані з захистом. Для захисту генераторів від міжфазних коротких замикань в обмотці статора та на шинах розрахований диференційний захист, від тривалих перенавантажень та коротких замикань підібрані автоматичні вимикачі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Правила безпечної експлуатації електроустановок. – Х.: Вид-во «Форт», 2014. – 704с.
2. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів: Затв. Наказ Міністерства палива та енергетики України 25.07.2006 №258 (у редакції наказу міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 13.02.2012 №91) – Х.: Видавництво «ІНДУСТРІЯ». 2012 р. – 320 с.
3. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: Затв. Наказ Держнаглядохоронпраці від 09.01.98 №4) – К.: 1998 р. – 72 с.
4. Сибикин, Ю.Д. Охрана труда и электробезопасность / Ю.Д. Сибикин. – М.: Радио и связь, 2012. – 408 с.
5. Наскрізна (типова) програма практики / укладач М.А. Никифоров. – Суми: СумДУ, 2018. – 85 с.
6. Енергоспоживання на основі відновлюваних джерел за 2007 – 2016 роки. Держстат України. Київ, 2017.
http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2016/sg/ekolog/ukr/esp_vg_u.htm
7. Статистичний щорічник України за 2016 рік. Державна служба статистики України, Київ, 2017 – С.257 3 Енергетична стратегія України на період до 2030 р. <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/145-2006-%D1%80>
8. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
9. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80>
10. Статистична інформація щодо об'єктів альтернативної електроенергетики, яким встановлено «зелений» тариф станом на 01.01.2018. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг.
http://www.nerc.gov.ua/data/filearch/elektro/energo_pidpnyemstva/stat_info_zelenyi_taryf/2017/stat_zelenyi-taryf.12-2017.pdf

11. Про Національний план дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>

Чеснаков С.А. Шахтные ГАЭС на базе отработанных горных. Обзорная информация / С.А.Чеснаков, Л.Б. Шейнман // Информэнерго.– 1985. – Сер. 2. вып.6. – 44с.

12. Артюх С.Ф. Анализ целесообразности агрегатов электростанции в режиме переменной частоты вращения / С.Ф. Артюх // Энергохозяйство за рубежом. – 1988. – №3. – С.30 – 33.

13. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України. Аналітична доповідь. НІСД, 2014, 54 с.

14. Ободовський О. Г., Рахматулліна Е. Р., Тимуляк Л. М. Коротка історія розвитку та сучасний стан малої гідроенергетики на рівнинних річках України. Гідрологія, гідрохімія і гідроекологія. 2016. Т. 4 (43). С. 75–106

15. Кудря С. О., Яценко Л. В. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних джерел енергії України: Ін-т електродинаміки, Київ: НАН України, 2001. 41с.

16. Постачання та використання енергії за 2016 рік. Статистичний бюлетень. Державна служба статистики України. Київ. 2017. URL:http://www.ukrstat.gov.ua/druk/publicat/kat_u/publenerg_u.htm

17. Ключова інформація для інвесторів у зелену енергетику («зелений» тариф). Інформаційний бюлетень// Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Київ, 2018. 8 с. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?id=26426>

18. Олійник М.О., Ісаєв С.Д., Деревська К.І. (Україна, Київ) гідроакumuлюючі електростанції в Україні. 161с.

19. Укргідроенерго. Чому ГАЕС і ГЕС необхідні енергетичній системі країни? URL: https://uhe.gov.ua/media_tsentr/novyny/chomu-ges-i-gaes-neobkhidni-energetichniy-sistemi-kraini

20. Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики. URL:<http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-2/sectoin-5/5-2>

21. World Energy Resources: 2013 Survey.
URL: www.worldenergy.org/wpcontent/uploads/2013/09/Complete_WER_2013_
22. Ободовський О.Г. Методика встановлення гідроенергетичного потенціалу річок (на прикладі річок Українських Карпат) / О.Г. Ободовський, К.Ю. Данько, О.О. Почаєвець, Ю.О. Ободовський. – Вісник Київського університету. Сер. «Географія». – 2016. – Вип. 1(64). – С. 5-12
23. Zhou Y, Hejazi M, Smith S, Edmonds J, Li H, Clarke L, et al. A comprehensive view of global potential for hydro-generated electricity. *Energy Environ Sci* 2015;8(9). 2622–263.
24. Глобальне водне партнерство URL: <http://nuwm.edu.ua/nds/hvp>
25. Інститут водневої енергетики НАН України.
URL: https://www.ive.org.ua/?page_id=3409&lang=uk
26. Сумиобленерго розвиток гідроенергетики Сумщини. URL: <https://www.soe.com.ua/aboutcomp/museum/21katmuzej/335idroenergetika-sumshchini-1945-1965-roki>
27. С.Ф.Артюх «Шахтні гідроакумуючі електростанції з підвищеною ефективністю роботи гідроагрегатів».
28. Про охорону праці : Закон України від 27.12.2019 р. № 2694-XII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2694-12> (дата звернення 18.05.2022).
29. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. Москва :Энергоатомиздат, 1989. 608 с.
30. Трансформатори струму вимірюючі: каталог. URL: <https://profsector.com/media/catalogs/59a30d60a4dbb.pdf>.
31. Державне агенство зенергоефективності та енергозбереження України. URL: <https://saee.gov.ua/uk/ae/hydroenergy>.
32. Гідроакумуючі електростанції України Олійник М.О.
URL: http://ekmair.ukma.edu.ua/bitstream/handle/123456789/17293/OliinykHidroakumuluyuchi_elektrstantsii_v_Ukraini.pdf?sequence=5&isAllowed=y

33. Комплексна державна програма енергозбереження України

URL: <https://ips.ligazakon.net/document/FIN41650>

34. Стаття 13. Управління охороною праці та обов'язки роботодавця

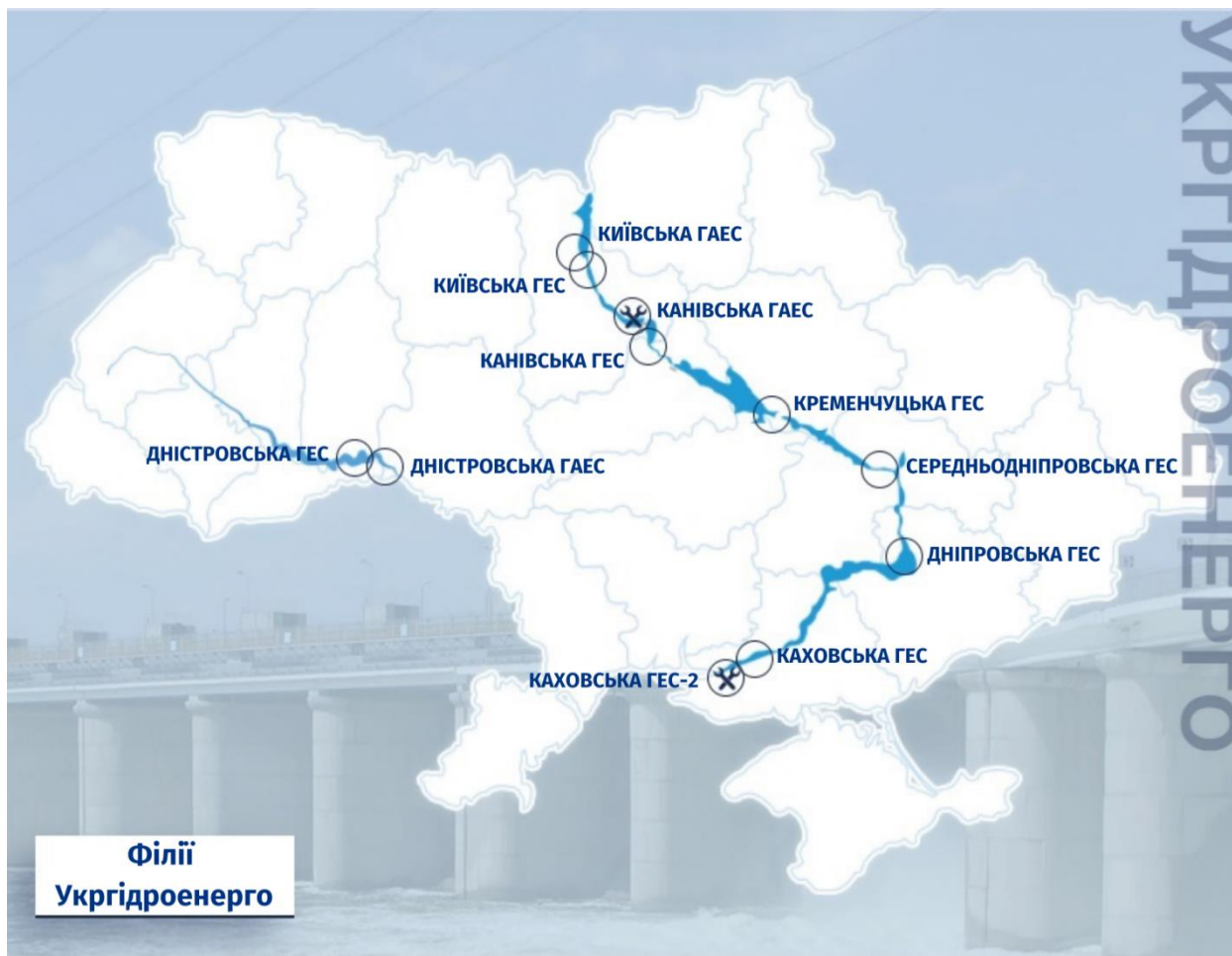
URL: https://jobs.ua/rus/pravo/labour_protection/lib-article-209

35. Прозатвердження правил технічної експлуатації гідротехнічних споруд. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0780-07#Text>

					БР 3.8.141.503 ПЗ	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

ДОДАТОК А

Найбільші та найпотужніші ГЕС та ГАЕС України



Изм.	Лист	№ докум	Подпись Дата

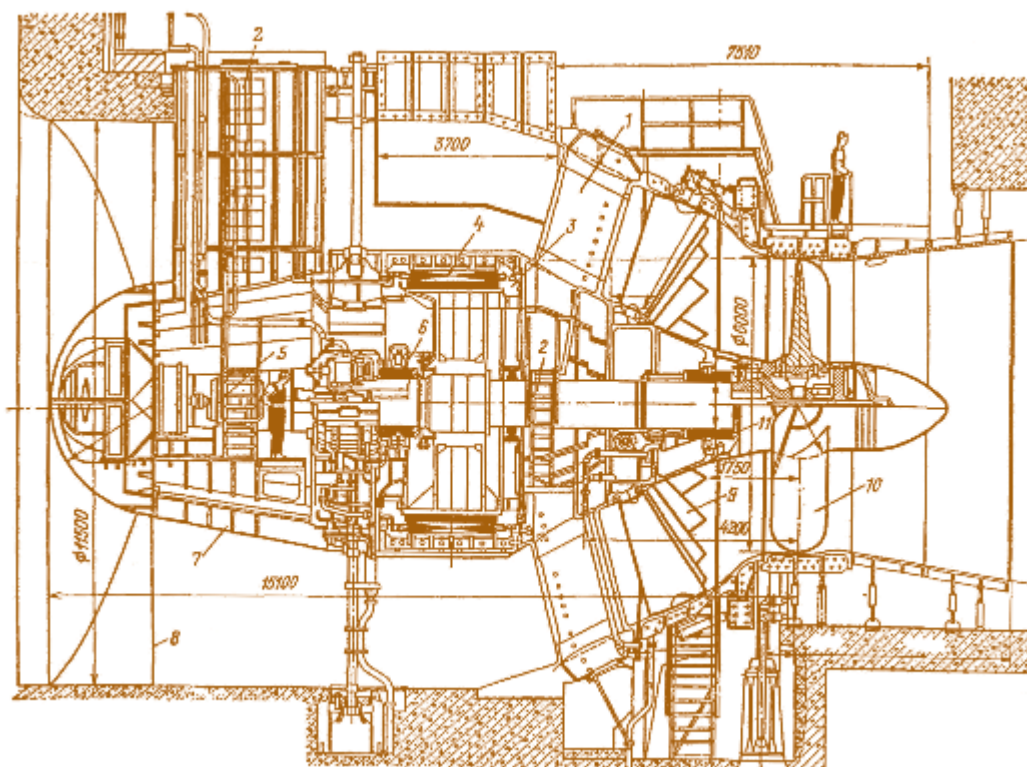
БР 3.8.141.503 ПЗ

Лист

60

ДОДАТОК Б

Основна конструкція картриджної турбогенератора ГАЕС



1-колони статора; 2- шахта; 3та4- ротор і статор генератора; 5-масловодоприймач; 6- підп'ятник; 7- капсула; 8- направляючий апарат; 8- підшипник; 10- робоче колесо турбіни; 11- підшипник турбіни.

Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата

БР 3.8.141.503 ПЗ

Лист

61

ДОДАТОК В

Інформація про станта потенціал малоїгідроенергетики України на 2017 р.

№ п/п	Область	Діючі малі ГЕС			Недіючі малі ГЕС			Технічний гідроенерго-потенціал млн. кВт-год.	Доцільно-економічний гідроенерго-потенціал млн. кВт-год.
		Кількість, одиниць	Потужність МВт	Середньорічне виробництво електроенергії млн. кВт · год.	Кількість одиниць	Орієнтовна потужність МВт	Можливий середньорічне виробництво млн. кВт-год.		
1	Вінницька	16	19,48	91,3	11	1,56	7,5	238	108
2	Волинська	-	-	-	-	-	-	76	35
3	Дніпропетровська	-	-	-	-	-	-	67	30
4	Донецька	-	-	-	-	-	-	125	57
5	Житомирська	14	2,47	9,8	28	5,90	23,4	222	101
6	Закарпатська	6	8,36	9,9	-	-	-	2991	1357
7	Запорізька	-	-	-	-	-	-	33	15
8	І.-Франківська	4	2,59	5,5	13	0,90	1,8	263	120
9	Київська	5	2,46	5,2	9	1,07	8,5	132	60
10	Кіровоградська	4	12,25	40,0	8	1,00	4,0	112	51
11	Луганська	-	-	-	-	-	-	288	131
12	Львівська	2	0,57	2,2	7	8,00	17,0	1197	544
13	Миколаївська	4	12,87	46,7	-	-	-	104	47
14	Одеська	-	-	-	1	0,5	2,0	25	11
15	Полтавська	5	1,20	2,6	3	1,2	2,6	261	119
16	Рівненська	2	1,27	5,2	-	-	-	201	91
17	Сумська	3	0,79	13,3	1	0,16	1,0	197	89
18	Тернопільська	13	10,72	39,4	8	2,02	8,7	282	128
19	Харківська	1	4,50	15,0	-	-	-	177	80
20	Херсонська	-	-	-	1	-	-	2	1
21	Хмельницька	18	6,31	22,3	8	1,15	10,0	200	91
22	Черкаська	11	6,15	23,5	6	2,25	9,6	219	99
23	Чернівецька	1	1,00	9,0	2	0,38	2,3	583	265
24	Чернігівська	1	0,23	0,9	-	-	-	118	54
25	АР Крим	4	0,15	0,5	-	-	-	139	63
	Всього	114	94,20	342,2	106	26,00	98,4	8252	3747

Джерело: ВГО «Асоціація «Укргідроенерго»

