

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя

Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)

Кафедра електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

магістр

(назва освітнього ступеня)

на тему: ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ МОРСЬКИХ ПОТОКОВИХ
ЕЛЕКТРОГЕНЕРУЮЧИХ УСТАНОВОК

Виконав студент VI курсу, групи ЕМм-61
спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка

(шифр і назва спеціальності)

Панчак М.Я.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Мовчан Л.Т.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент Шелестовський Б.Г.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль
2020

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота магістра містить пояснювальну записку та графічну частину. Пояснювальна записка має 74 сторінок, аркушів презентації, 45 ілюстрацій, 7 таблиць та 13 використаних першоджерел.

Об'єкт дослідження – процес роботи та взаємовпливу потокових турбін у морській електростанції.

Предмет дослідження – турбіни з горизонтальною віссю розташовані у вигляді масиву.

Метою даної роботи є: аналіз та дослідження взаємного впливу на виробництво електроенергії потокових морських турбін однієї електростанції.

У роботі: проаналізовано ефекти взаємовпливу у невеликому масиві морських потокових турбін з особливим акцентом на ефект блокування та збудження, що створюється обертовими пристроями; досліджено вплив ефектів масиву на виробництво енергії турбін залежно від їх розташування в масиві; досліджено вплив ефектів масиву на зміну електричних характеристик турбін при генерації вихідної потужності

Ключові слова: МОРСЬКА ТУРБІНА, ШВИДКІСТЬ ПОТОКУ, МАСИВ ТУРБІН, ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЯ

ЗМІСТ

ВСТУП

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	9
1.1 Припливи та відливи	9
1.2 Фізичні основи роботи потокових турбін	10
1.2.1 Динаміка рідини	10
1.2.2 Закон Беца	10
1.2.3 Виробництво електроенергії	11
1.3 Класифікація потокових турбін	13
1.3.1 Типи турбін	13
1.3.2 Турбіни з горизонтальною віссю та вільним потоком	14
1.4 Монтаж потокових турбін	15
1.5 Висновки до розділу	16
2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	18
2.1 Ефекти масиву	18
2.2 Ефект блокування	18
2.3 Ефект збудження	21
2.4 Модель ротора та генератора	24
2.4.1 Співвідношення окружної швидкості кінця лопаті	24
2.4.2. Коефіцієнт ефективності	24
2.4.3 Потужність	25
2.4.4 Діаметр ротора	25
2.4.5 Генератор	27
2.4.6. Вибір ротора	28
2.5 Електрична схема	30
2.6 Зовнішній вигляд моделі турбіни	31
2.7 Вимірювання швидкостей обертанн	31
2.8 Напруга в холостого ходу	33
2.9 Напруга і струм в колі з навантаженням	34
2.4 Висновки до розділу	34

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ	35
3.1 Характеристика блокування.....	35
3.2 Використані засоби вимірювання швидкості потоку.....	35
3.3 Особливості проведення вимірювань	37
3.4 Результати вимірювань швидкості потоку одинарно стоячої турбіни.....	39
3.5 Дослідження спільної роботи турбін у масиві	43
3.5.1 Варіанти взаємного розташування турбін у масиві.....	43
3.5.2 Електричне навантаження турбін.....	46
3.5.3 Результати експериментів	48
3.6 Висновки до розділ	63
4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ.....	65
4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання.....	65
4.2 Причини електротравм, напруга кроку.....	66
4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	71
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	73

ВСТУП

Актуальність теми. Моря і океани займають 71 % поверхні Землі. Об'єми води в цих акваторіях величезні, а наявна в них відновлювальна енергія практично невичерпна. Вода тут перебуває в безперервному русі, яке проявляється в хвилях у відкритому морі, морському прибої, приливах і відпливах, а також в морських течіях. Джерелом цієї енергії є космос, головним чином Сонце: хвилі викликаються вітром, морські течії зумовлені особливостями клімату, а припливи і відливи викликані силами тяжіння Місяця і Сонця.

Крім п'яти океанів є безліч морів, серед яких виділяють окраїнні моря, що знаходяться по околицях океанів, і внутрішньоконтинентальні, пов'язані з океанами протоками. Аральське і Каспійське моря також колись з'єднувалися з океаном. Виділяють два типи морів: улоговинні, глибина яких сягає 5 км, а рельєф дна схожий з рельєфом океану (Берингове, Охотське, Японське і ін.), і плоскі, глибина яких лише подекуди перевищує 300 м (Баренцове, Біле, Карське, Балтійське і ін.). Плоскі моря виникли в результаті опускання ділянок суші нижче рівня океану.

Оскільки сучасні морські турбіни набувають більш широкого застосування і їх роль у відновлюваних джерелах енергії стає вищим пріоритетом у майбутніх енергетичних планах урядів провідних країн, необхідно досягти кращого розуміння цієї технології, щоб вона могла плавно впроваджуватися в енергетичний сектор.

Єдиний спосіб, яким морські потокові турбіни можуть бути підключені до мережі та зробити працювати ефективно - це бути частиною «енергоферми». Так само це було зроблено з вітряними турбінами, коли вони починали демонструвати свій, тепер незаперечний, потенціал. Необхідно вивчити, змодельовати та зрозуміти взаємодію між морськими турбінами, коли вони розгорнуті у формі масиву. Ця робота спрямована на дослідження взаємодії між турбіною та іншими пристроями, які її оточують.

Мета і завдання дослідження. Метою даної роботи є: аналіз та дослідження взаємного впливу на виробництво електроенергії потокових морських турбін однієї електростанції.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- проаналізувати ефекти взаємовпливу у невеликому масиві морських потокових турбін з особливим акцентом на ефект блокування та збудження, що створюється обертовими пристроями;
- дослідити вплив ефектів масиву на виробництво енергії турбін залежно від їх розташування в масиві;
- дослідити вплив ефектів масиву на зміну електричних характеристик турбін при генерації вихідної потужності.

Об'єкт дослідження – процес роботи та взаємовпливу потокових турбін у морській електростанції.

Предмет дослідження – турбіни з горизонтальною віссю, розташовані у вигляді масиву.

Наукова новизна отриманих результатів.

- Отримані результати досліджень роботи морських турбін у масиві є основою для перевірки адекватності математичних моделей для розрахунку характеру зміни швидкості потоку води після турбіни та як наслідок вплив цієї зміни на ефективність роботи турбін, що розміщені нижче за течією.

Практичне значення отриманих результатів.

В даній роботі сконцентровано увагу на важливість таких ефектів масиву турбін як блокування та збудження. Результати натурних експериментів підкреслили важливість коректного розташування турбін у масиві відносно руху потоку води та правильного вибору величини електричного навантаження. Дотримуючись висновків, сформульованих в результаті досліджень можна зменшити взаємовплив турбін у масиві практично до нуля чим підвищити ефективність роботи такої електростанції.

Апробація. Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на ІХ Міжнародна науково-технічна конференція молодих учених

та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій», 25-26 листопада 2020 року. ТНТУ [1]

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків та переліку посилань (18 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 74 сторінок, 7 таблиць, 45 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Припливи та відливи

Припливи - це циклічний рух водних мас Землі внаслідок припливних сил, створюваних відносним рухом системи Сонце-Земля-Місяць. Ці рухи змінюють рівень океану на узбережжі, створюючи циклічні потоки, відомі як припливні течії.

Сонце і Місяць взаємодіють із Землею за допомогою гравітаційних сил, і залежно від їх положення вони створюють різні типи припливів і відпливів. Коли Сонце та Місяць зміщуються на 90° , то якщо дивитись із Землі (Місяць у першій чверті або третій чверті) гравітаційні сили обох небесних тіл створюють припливи. Коли Місяць суміщений з Сонцем (новий і повний місяць), тоді сили тяжіння обох тіл вирівнюються і виникають весняні припливи та відливи, з найсильнішими припливними течіями.

Хоча припливні течії досить складні, їх можна запланувати. У більшості місць припливи є напівдобовими, з двома припливами або відпливами, і двома відпливами або припливами кожні 24 години.

Величина припливу в певному місці дуже залежить від форми морського дна і берегової лінії. Тоді припливні течії посилюються в конкретних місцях, таких як лимани, де вузькість перерізу потоку збільшує швидкість потоку води, або протоки, у яких потік обмежений між материковими землями або сушею та островами.

Типовим місцем, де припливні течії були б придатними для енергетичного використання є канали в місцях з площею перерізу, яка змінюється по всьому каналу, обмежену морським дном, сторонами каналів та поверхнею води. Через безліч відмінностей між кожною ділянкою, через форму каналів та навколишнє середовище, припливні течії можуть зазнавати місцевих змін.

1.2 Фізичні основи роботи потокових турбін

1.2.1 Динаміка рідини

Морські потокові турбіни використовують припливні течії для виробництва енергії. Вони побудовані з секцій з підводними лопатями. Коли ці лопаті встановлені під додатнім кутом атаки (креслення праворуч на рис. 1.1) проти вхідного потоку (синя стрілка), потік охоплює контури лопаті вгору і вниз з різною швидкістю, створюючи силу перетягування (червона стрілка) і різниця в розподілі тиску (зелені лінії), що створює підйомну силу (зелена стрілка), що тягне лезо.

Ці сили розподіляються вздовж лопаті і мають протилежні напрямки в кожній лопаті (припускаючи, що турбіна складається з двох лопатей), створюючи результуючий крутний момент.

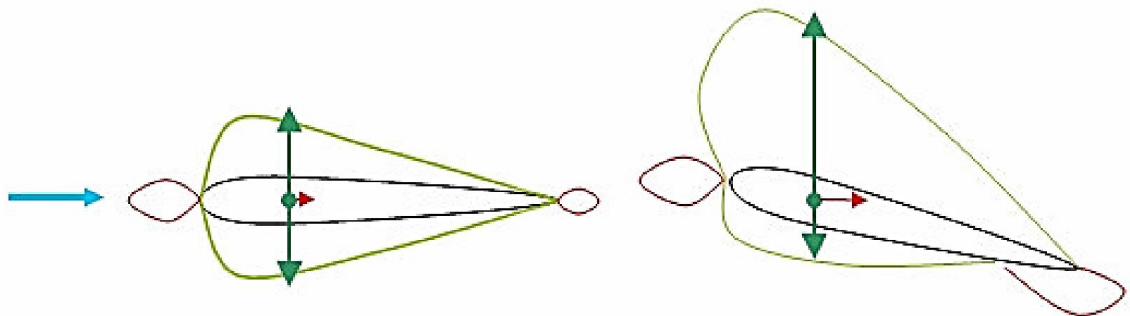


Рисунок 1.1 Розподіл тиску та результуючі сили через ділянку підводного крила

1.2.2 Закон Беца

Морські потокові турбіни використовують кінетичну енергію з рухомого потоку, тому вони підпорядковуються Закону Беца. Потужність у циліндрі рухомої рідини задається таким виразом:

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v^3, \quad (1.1)$$

де S - переріз циліндра,
 v - середня швидкість потоку.

Однак Закон Беца передбачає, що площа поперечного перерізу потоку перед турбіною збільшується при наближенні до лопатей і ще раз при виході з пристрою, з подальшою зміною тиску, зменшуючи швидкість потоку. Через це можна показати, що оскільки потоку потрібна необхідна кількість енергії, щоб покинути область ротора, теоретично можна витягти лише 59 % загальної наявної енергії в потоці. Це обмеження відоме як обмеження Беца, і воно застосовується до кожної турбіни вільного потоку, що працює у повітрі або воді. Крім того, ротори мають втрати при роботі, а отже, коефіцієнти ефективності, близькі до межі Беца ($C_p = 0,593$), що досі було неможливо досягти.

1.2.3 Виробництво електроенергії

У тих місцях, де потоки викликані припливами, швидкість описується синусоїдальним законом, який має вигляд:

$$V = V_{\max} \sin \omega t, \quad (1.2)$$

де $\omega = 2\pi / T$,

T - період припливного циклу, близько 745 хвилин.

Морські потокові турбіни, як правило, призначені для виробництва енергії в обох напрямках потоку, і вихідна потужність повинна бути однаковою в обох напрямках. Ця вихідна потужність знаходиться за формулою:

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho \cdot S_{rotor} \cdot v^3, \quad (1.3)$$

де C_p - коефіцієнт ефективності.

Морські потокові турбіни починають виробляти енергію коли їх потужність зростає до досягнення номінальної потужності. Швидкість вимикання залежить від характеристик ділянки. На рис.1.2 показана наявна (синя) і розрахункова енергія протягом половини припливного циклу, при цьому енергія, що виробляється з номінальною швидкістю протягом однієї чверті циклу позначена смугастим зеленим кольором.

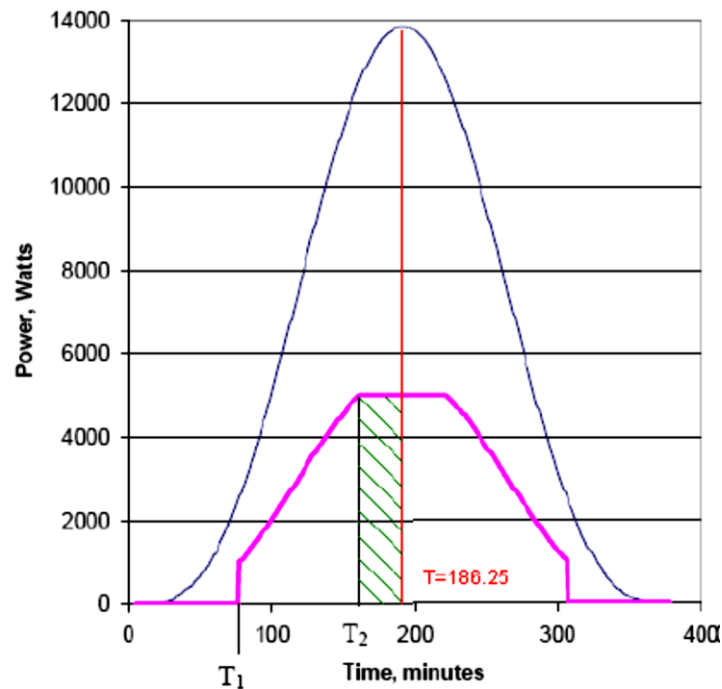


Рисунок 1.2 - Вихідна потужність за півциклу

Отже, енергія, використана протягом однієї чверті циклу, буде розраховуватися за допомогою формули (1.4).

$$\int P dt = \int_{T_1}^{T_2} C_p \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v_{\max}^3 + P_{rated} 186,25 - T_2, \quad (1.4)$$

1.3 Класифікація потокових турбін

1.3.1 Типи турбін

Морські потокові турбіни класифікуються залежно від способу їх взаємодії з водою в умовах руху. Груба класифікація базується на різниці між обертовими та коливальними пристроями. Ці пристрої, в свою чергу, можна класифікувати за напрямком їх руху, враховуючи вертикальні або горизонтальні турбіни. У випадку обертальних пристроїв їх розрізняють в залежності від того, як закріплені вони горизонтальною чи вертикальною відносно осі. У другому випадку це стосується самого коливання.

Отже, усі доступні різні моделі можна класифікувати наступним чином:

- Обертальні машини - Горизонтальна вісь;
 - Вертикальна вісь;
- Коливальні машини - Горизонтальна вісь;
 - Вертикальна вісь.

Як обертальні машини з горизонтальною так і з вертикальною віссю можна розділити на за способом взаємодії з потоком. Розрізняють турбіни, які розташовані у трубі та турбіни вільного потоку [2]. У перших потік обмежується деякою навколишньою структурою перед входом в турбіну, а у других потік надходить у турбіну без будь-яких попередніх відхилень. Обмеження потоку води у першому типі має на меті сконцентрувати швидкість потоку, що дозволяє турбіні мати менший діаметр і вищу швидкість обертання, однак закон Беца все ще діє щодо фронтальної площі турбіни, а швидкість також обмежена через проблеми з кавітацією. Цей тип турбін призначений для розміщення в дуже компактних групах, перпендикулярних напрямку потоку, складаючи так звані припливні огорожі [3].

Іншу класифікації можна зробити на основі типу кріплення:

- з опорною конструкцією
- з системи швартування;
- з системи перетворення вторинної енергії.

У даній роботі увага зосереджена на обертальних машинах, а точніше на горизонтально-осьових, що працюють із вільним потоком.

1.3.2 Турбіни з горизонтальною віссю та вільним потоком

Морську потокову турбіну з горизонтальною віссю можна розглядати як "водну сестру" стандартної вітрової турбіни.

Лопаті приєднані до стержня ротора, і вони більш товстіші по всій частині аеродинамічного профілю, ніж вітрогенератор, через більші навантаження від водяного потоку. Ці лопаті, як правило, мають змінний крок, тому кут атаки до потоку можна змінювати з метою оптимізації продуктивності турбіни, забезпечуючи максимальний коефіцієнт корисної дії для діапазону швидкостей потоку на робочій ділянці, а також для уникнення перевищення номінальної потужності генератора. Іншим важливим застосуванням цього обертання лопатей є надання можливості турбіні працювати в двонаправлених припливних потоках, встановлюючи правильний кут для вгору або вниз.

Принцип дії дуже простий, потік потрапляє в установку перпендикулярно площині ротора, результуючі гідродинамічні сили від потоку, що охоплює ділянку підводного крила лопатей, діють у площині на ротор, створюючи крутний обертальний момент, який передається через вал.

Модель цих турбін показана на рис. 1.3



Рисунок 1.3 - Горизонтально-осьова турбіна

1.4 Монтаж потокових турбін

На сьогоднішній день найуспішніші прототипи горизонтальних морських турбін встановлені на трубчастій сталевій палі, яка витримує навантаження, що створюються вагою компонентів, роботою ротора та екологічними навантаженнями (рис.1.4) [4].

Гондола, до якої прикріплений сам ротор, кріпиться до палі сталевую муфтою, і може бути піднятий над поверхнею води за допомогою гідравлічного барабана. Завданням цієї функції є необхідність у тестуванні та технічному обслуговуванні турбіни. Всі ці елементи показані на схемі нижче.

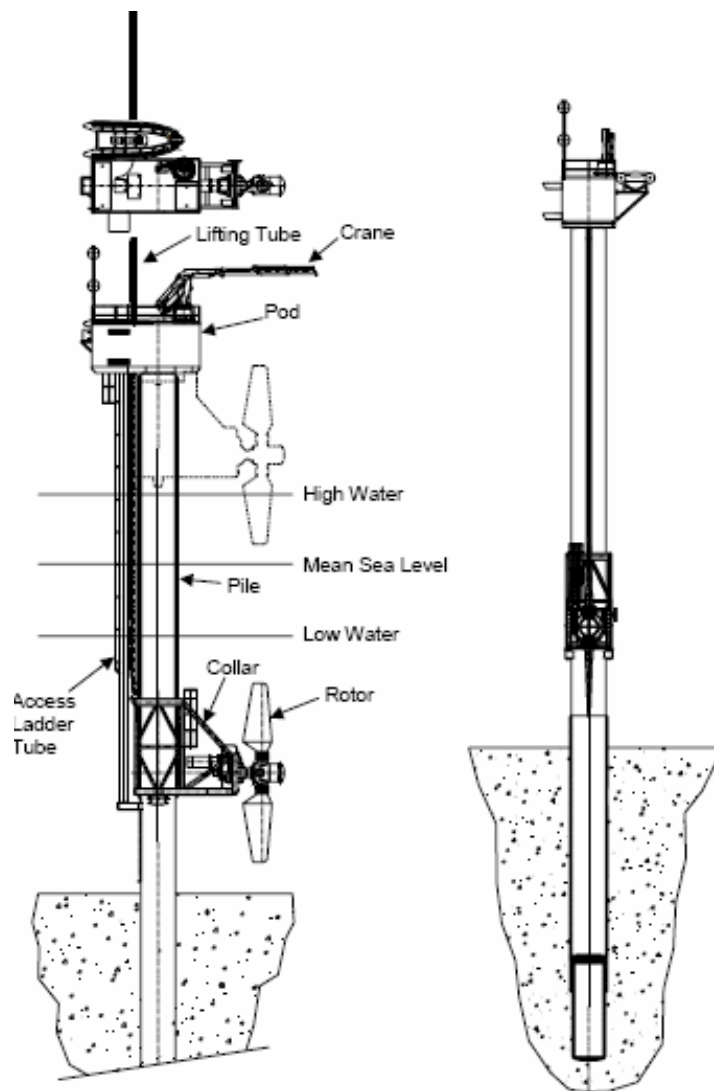


Рисунок 1.4 - Монтаж морської потокової турбіни

Гондола турбіни містить механізм управління кутом нахилу лопатей, коробку передач із великим співвідношенням, що з'єднує вал турбіни з генератором та генератор. Енергія, вироблена останнім, транспортується до відповідної підстанції за допомогою підводного кабелю.

Більш детальний вигляд гондоли показано на рис. 1.5:

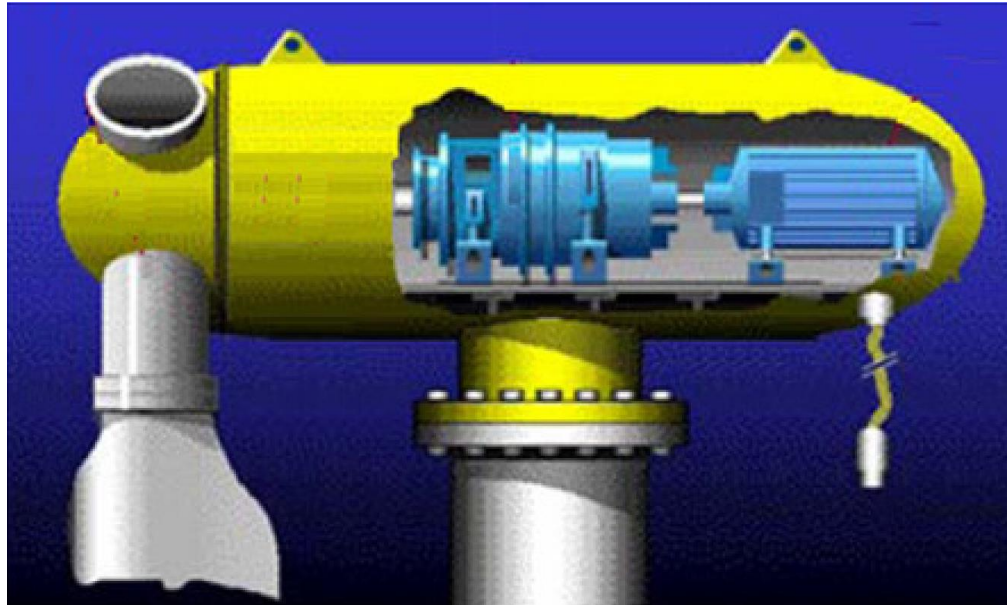


Рисунок 1.5 - Вид ззовні морської гондоли турбіни

1.5 Висновки до розділу

1. Проведено аналіз конструкції та функціонування потокових морських турбін. Як предмет дослідження вибрано турбіни з горизонтальною віссю та вільним потоком рідини.
2. В результаті аналізу літератури за темою роботи встановлено, що не достатньо вивчена робота морських турбін у енергетичних фермах (масивах). Тобто не достатньо встановлено вплив на генерацію електроенергії так званого «ефекту масиву» (array effects) тобто взаємовпливу турбін, розташованих неподалік на деякій площині. Для детального вивчення цього явища слід виконати наступні завдання:

- проаналізувати ефекти взаємовпливу у невеликому масиві морських потокових турбін з особливим акцентом на ефект блокування та збудження, що створюється обертовими пристроями;
- дослідити вплив ефектів масиву на виробництво енергії турбін залежно від їх розташування в масиві;
- дослідити вплив ефектів масиву на зміну електричних характеристик турбін при генерації вихідної потужності.

2 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

2.1 Ефекти масиву

Коли морські потокові турбіни (МПТ) будуть встановлені на більшості майданчиків, доступних для використання припливних енергій, тоді загальне виробництво енергії може бути економічно вигідним і придатним для підключення до мережі. У такому масиві енергоустановок очевидно, що кожна енергоустановка матиме вплив на продуктивність оточуючих її енергоустановок. Відповідно до цього ми можемо визначати ефективність масиву [5], яка вкаже, як працює кожна турбіна в межах масиву. Це значення буде різним для кожної турбіни і визначається таким виразом:

$$E_{\text{масиву}} = \frac{E_{\text{турб.масиву}}}{E_{\text{турб.вільн.}}} 100\%$$

де $E_{\text{турб.масиву}}$ - генерована енергія турбіною у масиві;

$E_{\text{турб.вільн.}}$ - генерована енергія турбіною без впливу інших турбін.

Основними ефектами, які слід враховувати щодо ефективності масиву для кожної енергоустановки і для загальних енергетичних показників масиву, є ефект блокування та ефект збудження.

2.2 Ефект блокування

Наявність декількох роторів може спричинити ефект блокування (затінення) [6] потоку. Цей ефект обумовлений опором, який ротор створює потокові, і що може спричинити зміну напрямку руху потоку з метою пошуку більш легкого шляху проходження. Ефект блокування часто характеризується коефіцієнтом блокування [6], безрозмірним фактором, який визначає щільність турбін у площі перерізу каналу. Значення задається таким виразом:

$$\text{Коефіцієнт блокування} = \frac{S_{\text{турбіни}}}{S_{\text{турбіни}} + S_{\text{вільна}}} 100\% ,$$

де $S_{\text{турбіни}}$ - це загальна площа турбін в одній площині усіх енергоустановок,
 $S_{\text{вільна}}$ - площа поперечного перерізу каналу, вільного від турбін, як показано на рис. 2.1 для ряду з трьох роторів в ідеальному каналі.

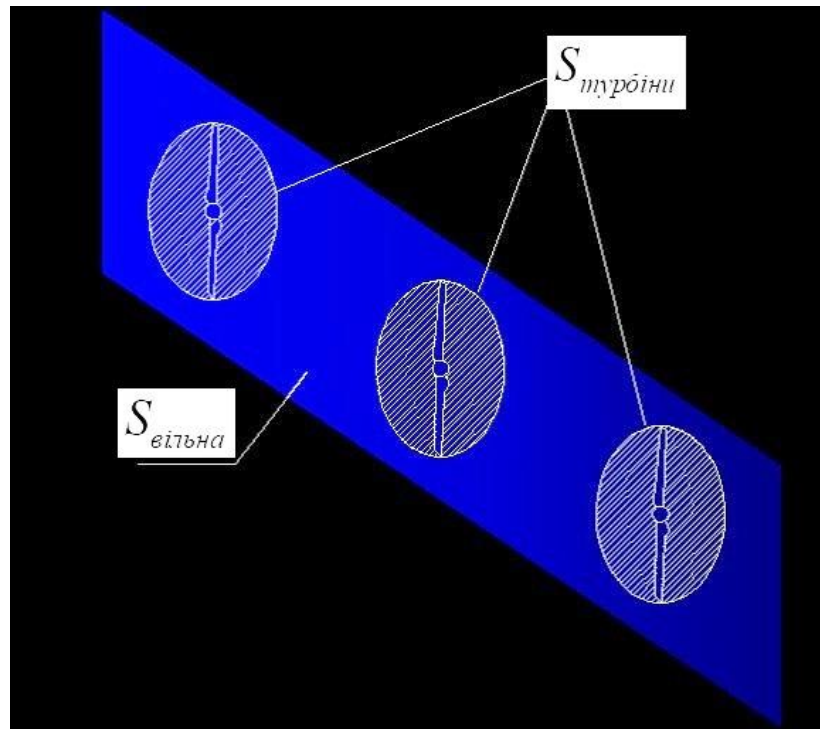


Рисунок 2.1 - Гіпотетична площа перерізу ряду морських потокових турбін

Блокування можна вважати шкідливим або корисним при аналізі продуктивності масиву залежно від розташування ротора, і особливо від поперечного інтервалу. У першому випадку, якщо припустити, що в одному ряду було багато роторів, тому був викликаний ефект блокування, потік може бути відведений від площі, зайнятої роторами, обмежуючись і, прискорюючись його між масивом і граничними поверхнями, які його оточують. Це безпосередньо вплине на продуктивність масиву та може зменшити виробництво енергії.

Ефект блокування вже спостерігався іншими авторами [7] під час аналізу характеристик морських потокових турбін за допомогою чисельного моделювання. Результати 2D-моделювання CFD набору з 5 морських потокових турбін отримані у [7] наведено на рис. 2.2.

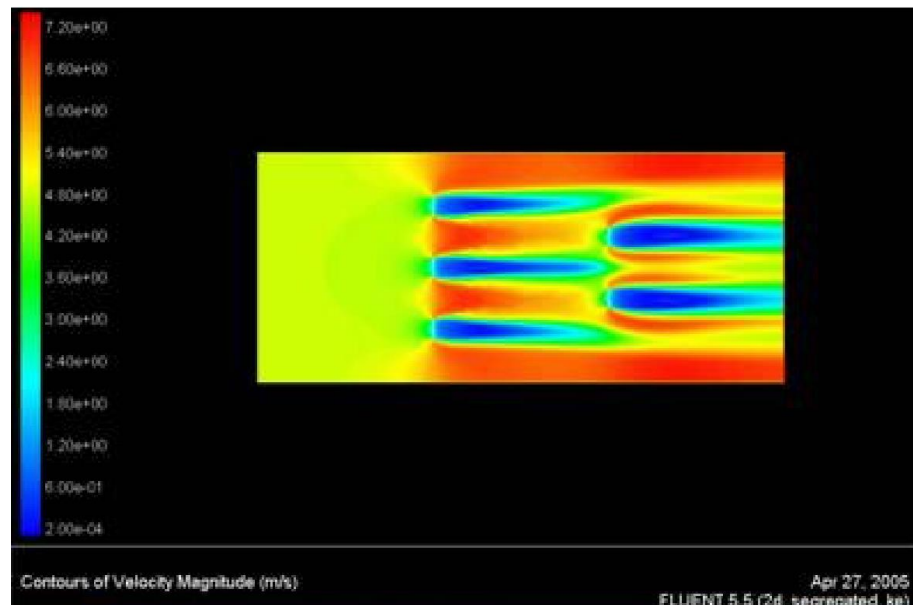


Рисунок 2.2 - Контур швидкості (м/с) через масив із 5 МСТ

На рис. 2.2 можна чітко помітити як змінюється швидкість потоку, особливо того, що прискорюється внаслідок ефекту блокування в зазорах між масивом і бічними крайніми стінками, де швидкість потоку на 31 % вища ніж у потоці вище за течією. Ці спостереження збігаються з даними інших емпіричних досліджень, де швидкості потоку, що перевищують швидкість припливу, були виявлені навколо боків ротора в масштабі моделі, через ефект блокування [8]. У цій ситуації, на думку деяких авторів, потрібна деяка мінімальна поперечна відстань між роторами для того, щоб забезпечити достатню прохідність вільного потоку через зменшення ефекту блокування.

Ефект блокування, очевидно, сильно залежить від розмірів каналу та кількості роторів, що діють проти потоку. У малих масштабних моделях важливо враховувати, чи не буде задане розміщення роторів занадто сильно блокувати потік у порівнянні з блокуванням окремо стоячим ротором. Також потрібно врахувати те, що при дослідженні роботи зменшених моделей турбін

не завжди результати повторяться у великих масштабах. Ця проблема виникає у вітряних турбін, у яких має місце ефект блокування під час випробувань в аеродинамічній трубі, тоді як у справжній ВЕС ефект блокування ніколи не відбудеться. У такій ситуації слід розглянути можливість корекції ефекту блокування. Якщо є ефект блокування, але недостатньо місця для перенаправлення потоку - наприклад, через велику щільність роторів - потік не мав би іншого варіанту, як пройти через них із подальшим вилученням енергії.

Відомо, що максимальна енергія, яка витягується пристроєм у необмеженому потоці, задається Законом Беца, при цьому максимальний коефіцієнт використання енергії потоку $C_p=16/27$. Однак при використанні ефектів блокування може бути досягнута більша ефективність виробництва енергії на одиницю площі ротора. Дослідження двовимірні теоретичних моделей дозволили збільшити коефіцієнт використання енергії потоку C_p на 18,7 % [9]. Цей спосіб розташування роторів у масиві, при якому ефект блокування буде посилений, а не зменшений, вимагатиме великої кількості роторів у тому самому ряду. Згідно з теорією збереження імпульсу, швидкість потоку нижче за течією буде різко знижена, завдяки високому відбору енергії від потоку.

2.3 Ефект збудження

Ротор, який використовує енергію потоку, при русі створює хвилю, швидкість якої нижча, ніж швидкість початкового потоку. Швидкість зменшується через те, що зменшується кінетична енергія потоку через відбір її турбіною.

Ефект збудження характеризується двома різними зонами [5]: ближньою та дальньою.

У ближній зоні вихор від кінчиків лопатей і опорної конструкції відмежовує повільніший потік від вільного (первинного) потоку, уникаючи перемішування рідини. Ця ближня зона має розмір від 0 до 3/4 діаметрів ротора

[5] поки турбулентність із вільного потоку не руйнує вихор і рідини не починають змішуватися.

У дальній зоні турбулентність вже розбила вихор, що сформувався у ближній зоні і збільшує його швидкість, поки не досягне значення, близьке до значення швидкості потоку вище за ротором (первинного).

Отже швидкість вільного потоку буде ключовим фактором щодо швидкості збудження та відстані, яку воно зберігає далеко від турбіни за течією. Ключовим фактором впливу збудження на продуктивність масиву є його розширення. Коли відбирається певна кількість енергії з потоку, він рухатиметься повільніше, ніж вільний первинний потік, і, отже, розширюватиметься для збереження імпульсу. В результаті збудження стає ширшим як по ширині, так і по висоті [5], тому воно, безумовно, може охоплювати і впливати на пристрої, розташовані нижче за течією, якщо воно своєчасно не відновиться вільним водяним потоком.

Є й інші фактори, що впливають на хвилю від морської турбіни: ККД турбіни є однією з них [5]. Отже, чим більше енергії витягується з потоку турбіною, тим менша початкова швидкість збудження. Турбулентність, що генерується або умовами навколишнього середовища, або турбіною, є ще однією ключовою характеристикою, що впливає на параметри хвилі [5]. Турбулентність навколишнього середовища може створюватися як поблизу морського дна, так і ближче до поверхні води, внаслідок форми та елементів дна в першому випадку, а також хвиль у другому. Турбулентність турбіни буде генеруватися головним чином лопатями та опорною конструкцією, і вона не триватиме далі, ніж ближче збудження.

Наявність самих примежових поверхонь, як над, так і під пристроєм, також впливає на хід морських потокових турбін [5]. Ці поверхні обмежують рух потоку вертикально, змушуючи до більшого бічного руху. Достатній інтервал між рядами нижче за течією є дуже важливим, щоб дозволити збудженню змішатися із вільним потоком, дозволяючи швидкості потоку

відновитись, і знівелювати втрати енергії на турбінах, розташованих нижче за потоком.

Основним і остаточним наслідком ефекту збудження є те, що буде відбуватися затухання потоку нижче за ротором. Тому нижчий потік буде мати меншу швидкість; це безпосередньо вплине на енергетичні показники будь-якої турбіни нижче за течією і буде основною причиною необхідності враховувати відстань між турбінами нижче.

Дослідження Майерса та Бахаджа [6] оцінюють спад потоку, використовуючи теорію збереження імпульсу, тому зменшення імпульсу потоку через ряд морських потокових турбін визначить нову швидкість потоку до нового ряду турбін, розташованих нижче за течією.

Зв'язок між швидкістю припливу та швидкістю потоку за ротором задається таким виразом [6]:

$$U_w = 1 - 2a U_0, \quad (2.1)$$

де U_w - швидкість збудження,

U_0 - швидкість припливу,

a - коефіцієнт осьової індукції ротора.

Оптимальне значення a дорівнює $1/3$ і досягається, коли ротор працює з максимальною ефективністю [10]. Чим вищий коефіцієнт осьової індукції ротора, тим зменшення швидкості за течією значніше.

Тоді нову швидкість потоку буде визначено таким чином [10]:

$$D_{DR} = \left[\frac{S_{масиву}}{S_T} 1 - 2a + \frac{S_{вільна}}{S_T} \right] \cdot U_0 = R_{DF} \cdot U_0, \quad (2.2)$$

де $S_{масиву}$ - площа, зайнята роторами;

$S_{вільна}$ - площа без роторів;

S_T - загальна площа масиву.

Термін у дужках був визначений авторами як безрозмірний коефіцієнт спаду швидкості ряду (R_{DF}).

2.4 Модель ротора та генератора

2.4.1 Співвідношення окружної швидкості кінця лопаті

Співвідношення окружної швидкості кінця лопаті [Tip speed ratio, TSR] показує залежність між швидкістю обертання кінчика лопаті і швидкістю потоку:

$$\text{TSR} = \text{швидкість кінчика лопаті} / \text{швидкість потоку.}$$

Для розрахунків було прийнято коефіцієнт швидкості наконечника 4. Це оптимальне значення для турбін з горизонтальною віссю при максимальній потужності.

2.4.2. Коефіцієнт ефективності

Коефіцієнт використання енергії потоку [C_p] вказує на відсоток енергії, що відбирається турбіною від потоку по відношенню до теоретичного максимуму.

Для розрахунків передбачався коефіцієнт використання енергії потоку 0,3. Це означає, що пристрій відбере лише 30 % загальної доступної енергії. Хороша турбіна дала б коефіцієнт використання енергії потоку 0,4 або навіть краще, але та, яку ми будемо використовувати, ні. Ми насправді змушені використовувати ротор, який не має ідеальної форми.

2.4.3 Потужність

Потужність, яку може отримати одна турбіна всередині каналу, визначається таким виразом:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho S U^3, \quad (2.3)$$

де C_p - коефіцієнт використання енергії потоку;

ρ - густина води;

S - площа ротора;

U - швидкість потоку.

2.4.4 Діаметр ротора

Діаметр ротора вибирався відповідно до швидкості потоку в каналі та для належної роботи турбіни з двигуном постійного струму. Вирішальним фактором є те, щоб ротор досяг пускового моменту двигуна постійного струму, інакше генерування не буде. Після досягнення пускового моменту важливо, щоб генератор ефективно навантажував ротор, в іншому випадку генератор буде збільшувати швидкість і генерація не буде задовільною. Це два ключові фактори для належної роботи ротора та генератора.

Відповідно до цього було розглянуто широкий діапазон діаметрів ротора, щоб відповідали різним вимогам за швидкістю та крутним моментом. Діаметр ротора буде визначати швидкість обертання і крутний момент на валу ротора, тому ці параметри були розраховані за нижче наведеною методикою.:

Швидкість обертання ротора отримують із швидкості кінця лопаті, яка визначається швидкістю потоку та відношенням швидкості наконечника, а також діаметром ротора, як показано нижче для діаметра ротора 12 см:

$$v_{rotor} = \frac{\lambda}{U} = \frac{4}{0,5} = 2 \text{ м / с}; \quad (2.4)$$

де λ - співвідношення окружної швидкості кінця лопаті,
 U - швидкість потоку.

$$\omega_{rotor} = \frac{v_{rotor}}{R_{rotor}} = \frac{2}{0,06} = 33,3 \text{ rad / с} = 318,3 \text{ об / хв}. \quad (2.5)$$

де R_{rotor} - радіус ротора.

Крутний момент на валу ротора визначають за виразом:

$$P = T \cdot \omega_{rotor}, \quad (2.6)$$

де T – крутний момент

Тоді потужність однієї турбіни з 12-сантиметровим ротором відповідно до (2.3) буде рівною:

$$P = \frac{1}{2} 0,3 \cdot 998,2 \cdot 12 / 200^2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^3 = 0,21 \text{ Вт}. \quad (2.7)$$

Отже, крутний момент на валу ротора буде:

$$T = P / \omega_{rotor} = \frac{0,21}{33,3} = 6,35 \text{ мН} \cdot \text{м}. \quad (2.8)$$

Відповідно до цього процесу для різних розглянутих діаметрів ротора були отримані різні значення частоти обертання ротора, потужності та крутного моменту на валу ротора, як показано в таблиці 2.1:

Таблиця 2.1 - Значення частоти обертання ротора, потужності та крутного моменту на валу ротора для розглянутих діаметрів турбін

Діаметр ротора, см	Частота обертання ротора, об/хв	Потужність ротора, Вт	Крутний момент, мН·м	Крутний момент, г·см
13	293,82	0,25	8,07	82,39
16	238,73	0,38	15,05	153,60
19	201,04	0,53	25,21	257,21
22	173,62	0,71	39,13	399,29
25	152,79	0,92	57,42	585,93

2.4.5 Генератор

Вибрана модель двигуна постійного струму серії 918D, який працюватиме у режимі генератора. Він містить триполюсний двигун з гільзовими редуктора передач показані на рис. 2.3 та 2.4:

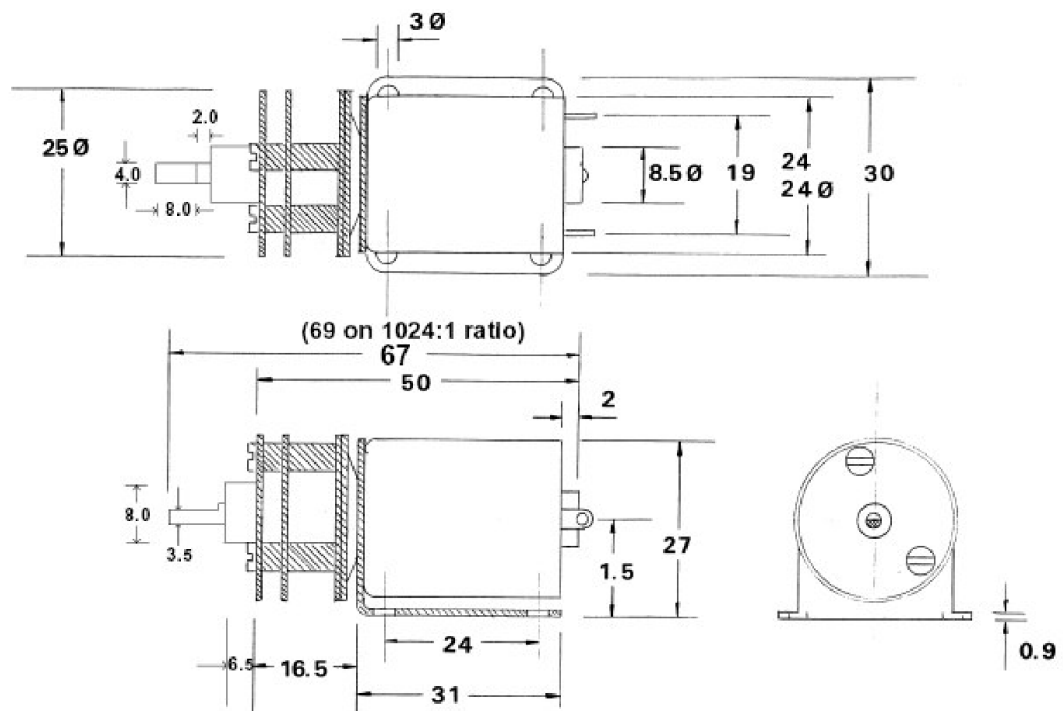


Рисунок 2.3 - Розміри двигуна та редуктора, мм

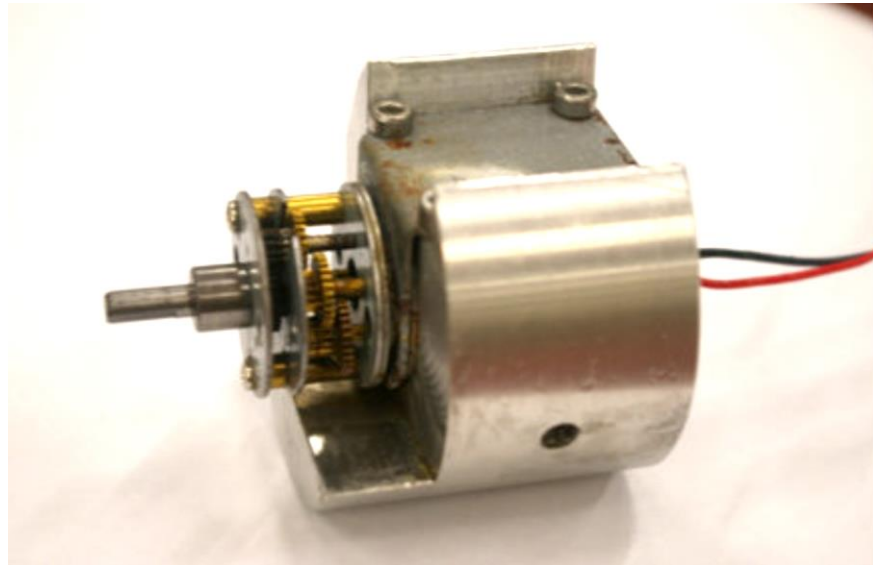


Рисунок 2.4 – Фото двигуна та редуктора у зібраному вигляді

Як зазначалось раніше, двигун буде працювати як генератор. Основним параметром, який слід враховувати, є пусковий момент, який буде мати пристрій при роботі в якості генератора; це буде ключовим значенням для вибору діаметра ротора. Після досягнення пускового моменту досягається швидкість обертання в інтервалі від 150 до 300 об/хв. Відповідно до цього для редуктора було обрано коефіцієнт прискорення 30: 1, тому генератор буде працювати зі швидкістю від 4500 до 9000 об/хв на холостому холі. Ця швидкість визначила б напругу, генеровану генератором.

2.4.6. Вибір ротора

Оскільки у нас не було можливості виготовити маломасштабний ротор відповідно до розмірів та форм, що застосовуються в реальних морських турбінах, через брак часу і особливо через відсутність належних засобів для такого складного завдання, було вирішено використовувати аеромодельний гвинт, показаний на рис. 2.5:



Рисунок 2.5 - Аеромодельний гвинт

Аеромодельний гвинт доведеться використовувати в зворотному напрямку, щоб кривизна лопатей діяла проти потоку - якраз навпаки, коли він працює як гвинт. Це призведе до падіння ефективності ротора, оскільки передня кромка тепер буде працювати в якості задньої. Однак це був найближчий варіант до справжнього ротора. Відсутність ефективності не повинна бути проблемою, оскільки ми не шукаємо найбільш ефективний пристрій. Оскільки всі пристрої, що входять до масиву, будуть виготовлені однаково, то ефекти масиву повинні бути проаналізовані коректно. А це нас цікавить якнайбільше.

Для того, щоб вибрати правильний ротор, всередині штучного каналу випробовували різні діаметри. Першим діаметром, який насправді зміг задовольнити пусковий момент і обертатися з прийнятною швидкістю у розімкнутому контурі, був діаметр 22 см. Однак, для того, щоб отримати щоб забезпечити більший крутний момент на валу ротора був обраний діаметр 25 см.

2.5 Електрична схема

Відповідно до поставлених завдань потрібно виміряти електричні характеристики турбін, а саме вихідну потужність. Як раніше зазначалось, на турбіни всередині масиву впливають інші турбіни та елементи рельєфу, що їх оточують. Падіння швидкості потоку, зумовлене турбінами вище за течією, може вплинути на виробництво енергії турбінами, розташованих нижче за течією.

До вихідних клем ротора підключено вимірювальні прилади та навантажувальний реостат (рис. 2.6). Реостат потрібен для того, щоб турбіни випробовувати під різними електричними навантаженнями. Завдяки цьому можна вибрати різні значення опору, щоб змінити крутний момент, який повинен бути в турбін.

Для того, щоб зробити більш практичну схему системи, потенціометри помістили в пластикову дошку разом із шістьма роз'ємами, де проводились деякі електричні вимірювання.

На додаток до цього, щоб полегшити електричні вимірювання, між набором потенціометрів та виходом від двигунів був підключений клемний блок. Принципова схема та весь блок електричної системи показані на рис. 2.6.

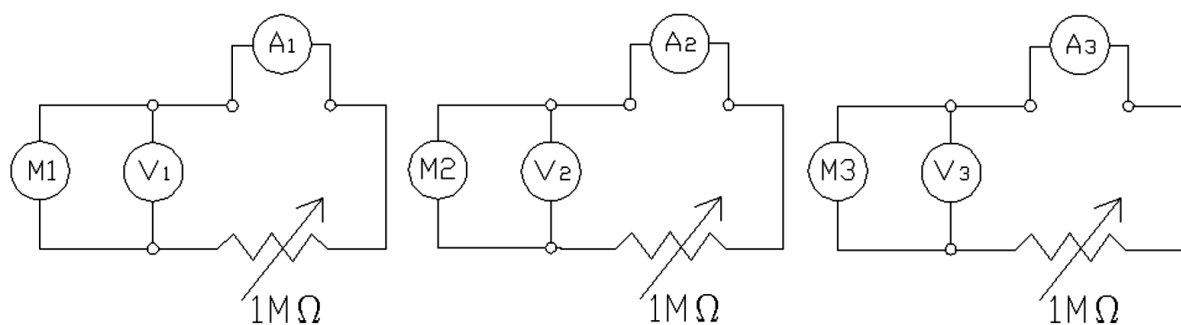


Рисунок 2.6 – Підключення вимірювальних приладів до трьох електрогенераторів

2.6 Зовнішній вигляд моделі турбіни

Після вибору двигуна та ротора їх з'єднано валом діаметром 8 мм. Двигун і коробка передач розміщено у пластиковому циліндрі. Оскільки вся система розроблена для роботи в підводних умовах, отвори для шахти та проводів від генератора були загерметизовані силіконовим герметиком.

Циліндр, що містить ротор та електромеханічні пристрої, розмістили на 20-сантиметровий вежі, виготовленій з алюмінію, і закріпили на основі 10 см². Зовнішній вигляд моделі показано на рис. 2.7:

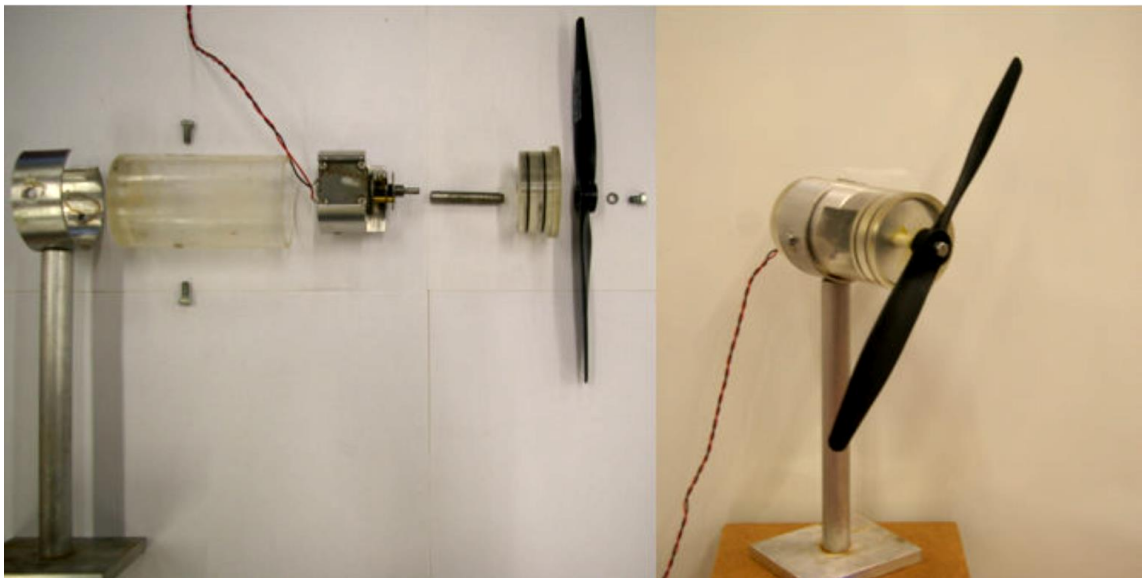


Рисунок 2.7 - Модель морської потокової турбіни

2.7 Вимірювання швидкостей обертання

Моделі випробовувались на ділянці річки із рівномірною течією. Швидкість обертання кожної моделі вимірювали для того, щоб перевірити припущення, зроблене щодо відношення швидкості обертання ротора. Значення, отримані для моделі А, наведені у табл. 2.2

Таблиця 2.2 - Експериментально виміряні швидкості для моделі А

Модель А	Значення
Виміряна швидкість потоку	0,39 м/с
Виміряна швидкість обертання	104 об/хв

Відповідно до цих значень:

$$v_{rotor} = \omega_{rotor} \cdot R_{rotor} = 10,9 \text{ рад/с} \cdot 0,125 \text{ м} = 1,36 \text{ м/с} \quad (2.9)$$

де $\omega_{rotor} = 104 \text{ об/хв} = 10,9 \text{ рад/с}$.

Відповідно до реального значення співвідношення окружної швидкості кінця лопаті та виміряних швидкостей отримуємо дійсні значення, наведені у табл. 2.3:

Таблиця 2.3 – Реальні характеристики турбіни Отримані результати для реального відношення швидкості наконечника

Діаметр ротора, см	Частота обертання ротора, об/хв	Потужність ротора, Вт	Крутний момент, мН·м	Крутний момент, г·см
13	200,53	0,12	5,61	57,28
16	162,93	0,18	10,47	106,80
19	137,21	0,25	17,53	178,84
22	118,50	0,34	27,21	277,63
25	104,28	0,44	39,93	407,40

Як видно, теоретична швидкість (104,28 об/хв) і експериментальна (104 об/хв) збігаються для 25-сантиметрового ротора. Швидкості, виміряні для двох інших моделей, В і С, наведені в таблиці 2.4:

Таблиця 2.4 - Експериментально виміряні швидкості для моделі В і С

	Модель В	Модель С
Виміряна швидкість потоку	0,39 м /с	0,39 м /с
Виміряна швидкість обертання	103 об /хв	100 об /хв

Невеликі відмінності щодо вимірної швидкості обертання між трьома моделями зумовлені невеликими відмінностями у виробничому процесу, особливо відсутністю суміщення між валом двигуна та отвором, через яке він з'єднаний з ротором. Однак вони настільки малі, що можна припустити, що три моделі майже однакові з точки зору швидкості обертання.

2.8 Напруга в холостого ходу

Номинальну напругу, яку генерувала кожна модель під час роботи у розімкнутому контурі, вимірювали за однакових умов швидкості потоку. Значення, отримані від кожної моделі, наведені в таблиці 2.5:

Таблиця 2.5 - Значення напруги холостого для моделей А, В і С

	Напруга, В
Модель А	0,95
Модель В	0,9
Модель С	0,85

Знову ж таки, невеликі відмінності між значеннями зумовлені дещо різними швидкостями обертання, виміряними раніше.

2.9 Напруга і струм в колі з навантаженням

Напруга та сила струму в замкнутому контурі вимірювались при максимальній швидкості потоку 0,47 м/с, що характерно для більшості припливів. Усі наступні дослідження масиву з навантаженими турбінами будуть працювати з такою швидкістю потоку.

Найбільший струм, який генерували моделі, становив 120 мА при напрузі 0,8 В, даючи потужність 96 мВт. Припускаючи, що значення коефіцієнта використання енергії потоку $C_p = 0,3$, то доступна енергія потоку для діаметра ротора 25 см становить 0,67 Вт, тому ефективність всієї електромеханічної системи буде:

$$\eta = 0,096 / 0,67 \cdot 100 \% = 14,4 \%$$

2.4 Висновки до розділу

1. Розкрито значення таких процесів у припливних морських турбінах, що розташовані у одному масиві як ефект блокування та ефект збудження.
2. Вибрано вид генератора із редуктором та форму лопатей для моделі припливної морської турбіни.
3. Запропоновано конструкцію фізичної моделі припливної морської турбіни.
4. Описано електричні схеми для вимірювання електричних характеристик моделі припливної морської турбіни.

3 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Характеристика блокування

Блокування, яке кожна модель буде створювати за собою, буде одним із ключових факторів при аналізі продуктивності всього масиву. Оскільки між досліджуваними трьома моделями є деякі невеликі відмінності, то вони окремо тестувались в однакових умовах.

Структура масиву турбін, яка вивчається в цій роботі, передбачає, що кожна з моделей у масиві виконує однакову роль з точки зору генерування енергії та ефектів блокування. Як зазначено у попередньому розділі, є певні відмінності в кількості генерованої енергії через невеликі відмінності в процесі виробництва, тому можуть бути деякі відмінності при роботі їх в масиві.

Три моделі випробовувались окремо у потоці води. Отримані окремі характеристики будуть визначальними при аналізі ефективності всього масиву на випадок, якщо між трьома блокуваннями будуть виявлені певні відмінності, оскільки ці відмінності доведеться враховувати, щоб отримати точний аналіз ефекту блокування в масиві .

3.2 Використані засоби вимірювання швидкості потоку

Модель турбіни.

Кожна з моделей була розміщена посередині штучного каналу, спорудженого на річці і закріплена на відстані 10 м від входу води у канал.

Штучний канал.

Штучний канал глибиною в 40 см заповнювався річковою водою. Швидкість потоку виставлена засувками на рівні 0,4 м/с.

Вимірювач швидкості.

У цій роботі використано вимірювач швидкості Nortek Vectrino версії 1.26 (рис.3.1). Цей вимірювач швидкості вимірює швидкість води за допомогою

ефекту Доплера, передаючи короткий імпульс звуку, а потім прослуховуючи його відлуння, щоб отримати зміну частоти цього відлуння. Звук відбивається не від самої води, а від зважених частинок води, яка циркулює вздовж каналу.



Рисунок 3.1 - Вимірювач швидкості Nortek Vectrino версії 1.26

Технічні дані:

Акустична частота: 10 МГц.

Роздільна здатність: 0,45 дБ.

Динамічний діапазон: 60 дБ.

Діапазон: $\pm 0,1$ м/с.

Точність: $\pm 0,5\%$ від виміряного значення ± 1 мм/с.

Частота дискретизації: 50 Гц.

Вимірювач швидкості розміщували в різних точках на одній площі перерізу через кожні 25 см, тобто на кожному діаметрі ротора, до відстані 2,75 м (11 діаметрів ротора) нижче за турбіною. Для того, щоб вимірювач швидкості підтримував стійкість у вертикальному положенні в кожній точці, щоб уникнути індукованого рухом шуму, пристрій закріпили на опорі над каналом за допомогою двох затискачів. Опора забезпечена двома колесами, встановленими в смуги, щоб її можна було плавно переміщати вздовж каналу,

що дозволяє легко розміщувати вимірювач швидкості на кожному різному діаметрі ротора, як тільки його положення буде зафіксовано для кожної різної точки вимірювання.

3.3 Особливості проведення вимірювань

Проведено ряд вимірювань швидкості потоку нижче за течією моделі для того, щоб охарактеризувати збурення, що створюється турбіною.

Як раніше зазначалося, зменшення швидкості потоку, спричинене турбіною, яка відбирає енергію з потоку, повинен призводити до нижчих швидкостей потоку, ніж швидкість потоку перед турбіною. Вимірювали три різні вектори швидкості потоку: x , y та z , причому головним вектором був " y ", тобто швидкість y напрямку потоку. Для цього вимірювач швидкості розміщений усередині каналу, основна складова швидкості потоку - " y " - від'ємна у всіх значеннях, прийнятих під час вимірювання, однак, знаком знехтували при розробці графіків та формулюванні висновків, щоб полегшити аналіз.

Вимірювальні точки.

Швидкість потоку вимірювали в 11 різних точках площі перерізу на кожному діаметрі ротора. 9 точок були розташовані в зоні розгортки турбіни, вимірюючи швидкість в центрі хвилі (точка 0), в середині лопатки (точки 1R, 1L, 1U і 1D) і на кінчику лопатки (точки 2R, 2L, 2U та 2D), як показано на рис. 3.2.

Ще 2 точки були розташовані з боків зони розгортки на відстані 1 діаметра ротора від центру маточини (точки 1RDR і 1RDL). Весь розподіл точок відбору проб показано на рис. 3.3.

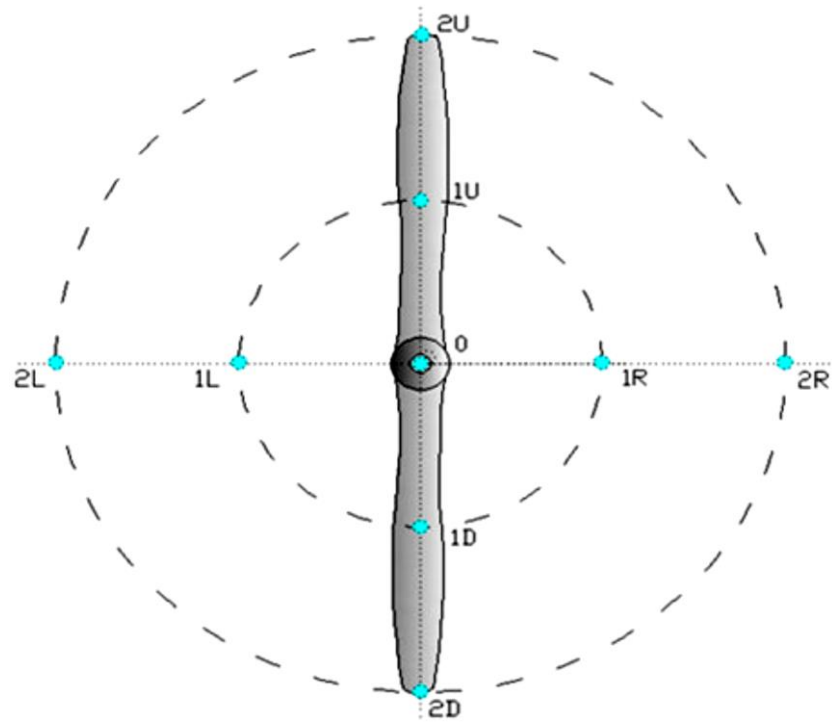


Рисунок 3.2 - Вибіркові точки в зоні розгортки при кожному діаметрі ротора

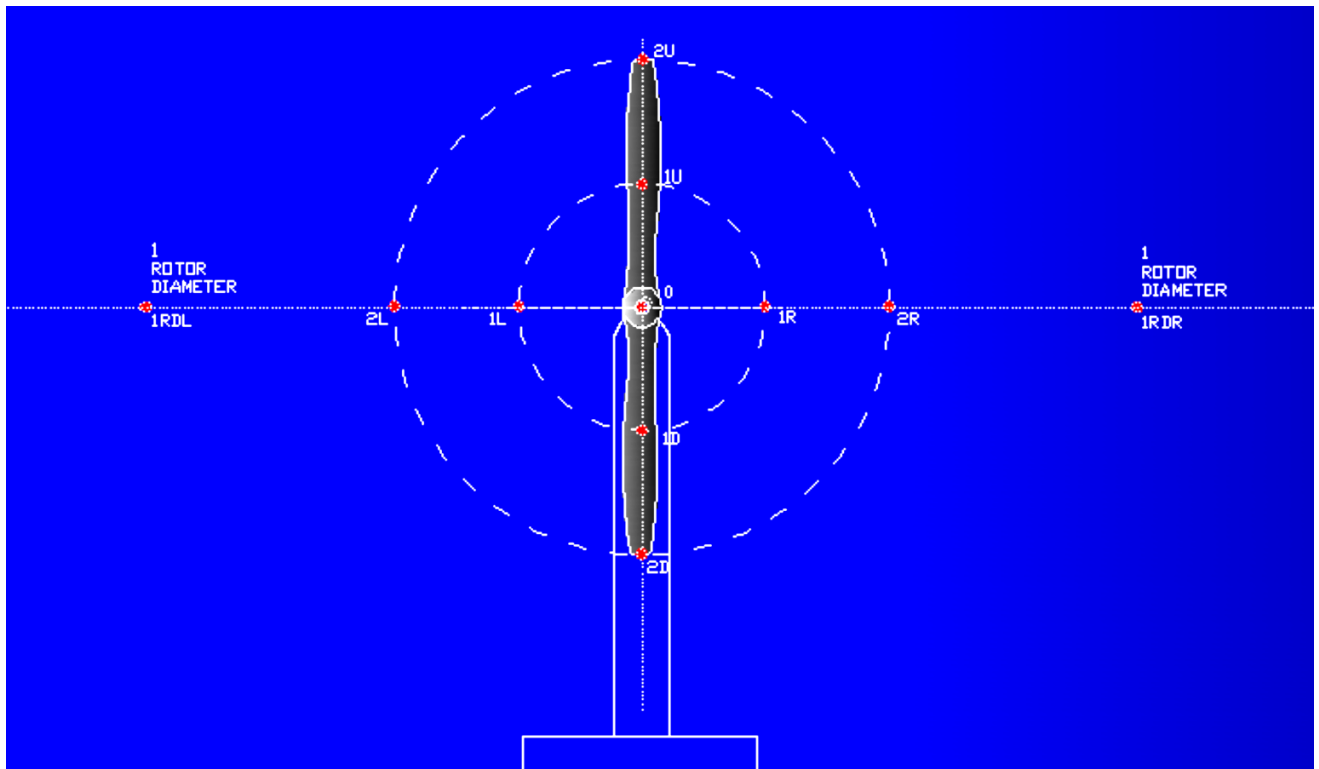


Рисунок 3.3 - Точки вибірки в площі поперечного перерізу каналу на кожному діаметрі ротора

3.4 Результати вимірювань швидкості потоку одинарно стоячої турбіни

Точка 0

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в точці 0 показаний на рис. 3.4.

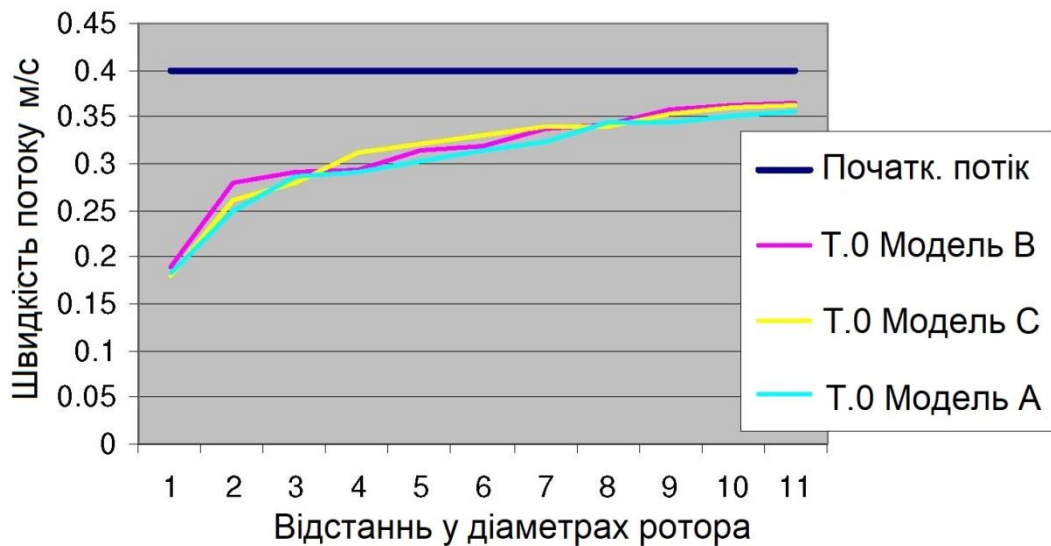


Рисунок 3.4 - Графік відновлення швидкості в точці 0

Як видно на графіку, три моделі демонструють чіткий процес відновлення. Швидкість потоку була зменшена до приблизно 45 % від потоку при діаметрі 1 ротора, а потім вона стабільно відновлювалася, поки не досягла стійкого стану приблизно 90 % швидкості потоку при приблизно 11 діаметрах ротора від пристрою.

Слід зазначити, що швидкість швидше відновлювалася під час першого та другого діаметрів ротора.

Цей графік показує, що три моделі працюють дуже схоже з точки зору впливу на потік. Отже, з цього моменту характеристика блокування буде визначатися лише для моделі А. Дві інші моделі повинні чинити точно такий вплив на потік як і модель А.

Точки 1R і 1L

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в цих точках показаний на рис. 3.5.

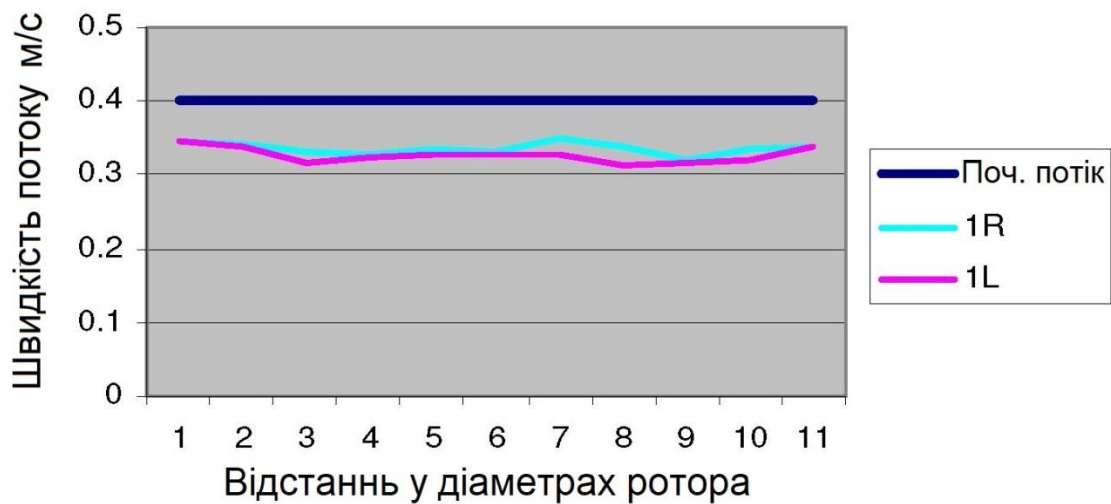


Рисунок 3.5 - Графік відновлення швидкості в точках 1R та 1L

Як і слід було очікувати, точки, розташовані в симетричних положеннях в зоні розгортки ротора, мають майже однакові профілі відновлення. Однак у цих точках не тільки не спостерігається значного відновлення, але і швидкість потоку, здається, зменшується протягом перших діаметрів ротора. Загальну швидкість в обох місцях можна вважати стабільною і вона становить близько 0,34 м/с (85 % від швидкості потоку) на всій відстані. Причиною відсутності відновлення може бути вплив стін, які, мабуть, змушують хвилю залишатися на всій виміряній відстані.

Точки 2R і 2L

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в цих точках показаний на рис. 3.6.

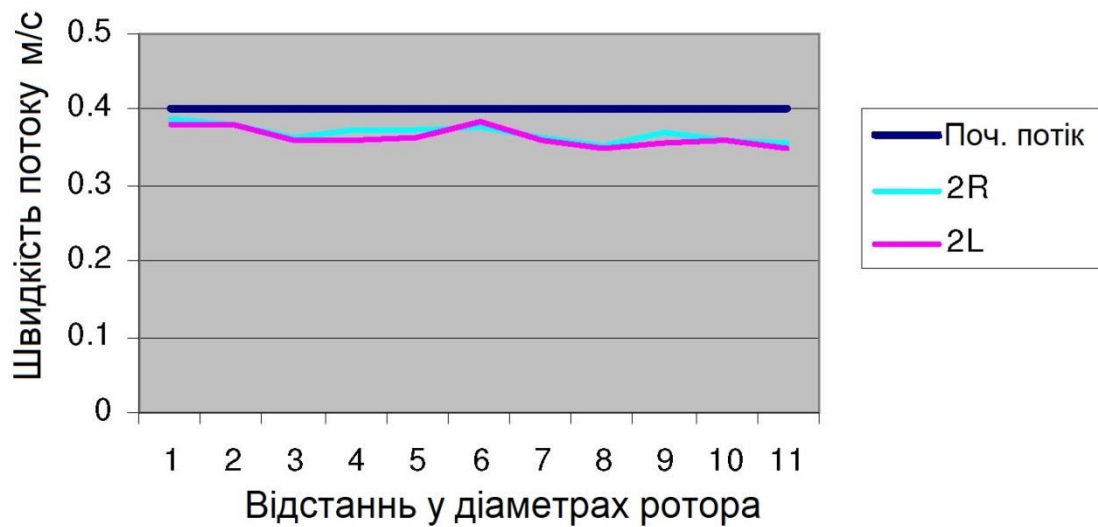


Рисунок 3.6 - Графік відновлення швидкості в точках 2R і 2L

Знову не було зафіксовано жодного процесу відновлення, проте деякі цікаві моменти можна отримати з графіку.

Швидкість потоку залишається незмінною на рівні 0,38 м/с (95 % від швидкості потоку) майже до другого діаметра ротора, а потім він починає падати, це може бути пов'язано з розширенням блокування. Окрім цього, чітко видно, що в обидних точках має місце середня швидкість близько 0,36 м/с (90 % від швидкості потоку), що вище у порівнянні з швидкістю у точках в середині лопаті (точки 1R до 1L). Це можна пояснити близькістю точок 2R і 2L до вільного потоку, що посилює перемішування рідини, збільшуючи швидкість потоку.

Точки 1U і 2U

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в цих точках показаний на рис. 3.7.

У верхній частині процесу відновлення також не виявлено. В обидвох точках спостерігається середня швидкість потоку, подібну до швидкості потоку, що вимірювалася раніше, приблизно 0,35 м/с (87 % швидкості потоку). Видно, як в точці, розташованій ближче до поверхні води, середня швидкість потоку вища.

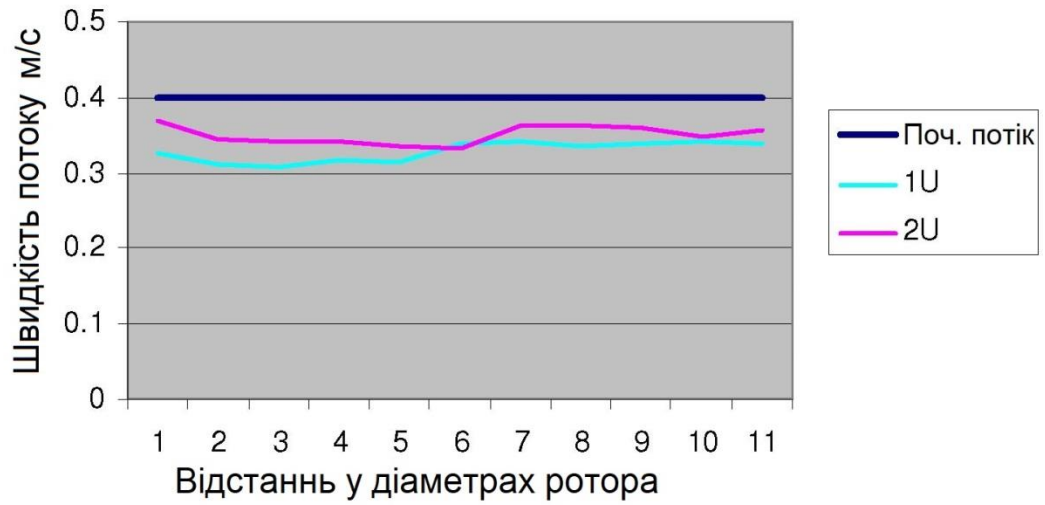


Рисунок 3.7 - Графік відновлення швидкості в точках 1U та 2U

Точки 1D та 2D

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в цих точках показаний на рис. 3.8.

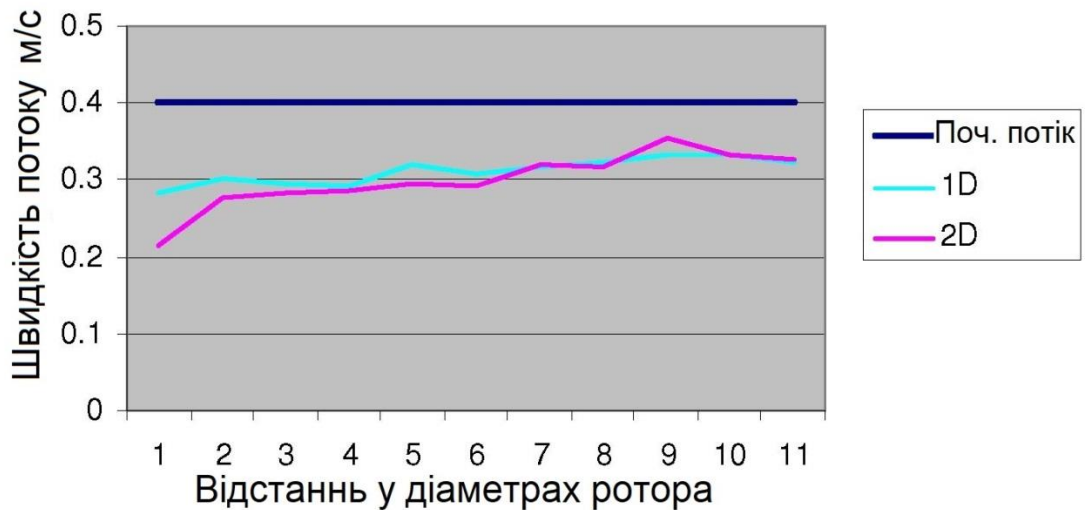


Рисунок 3.8 - Графік відновлення швидкості в точках 1D та 2D

Як видно на графіку, у нижній точці 2D процес відновлення протікає більш інтенсивно змінюючись від 0,22 м/с (55 % швидкості потоку) до 0,33 м/с (83 %), де обидва графіки 1D і 2D досягають стаціонарного стану.

Точки 1RDR і 1RDL

Графік відновлення швидкості для моделей А, В і С в цих точках показаний на рис. 3.9.

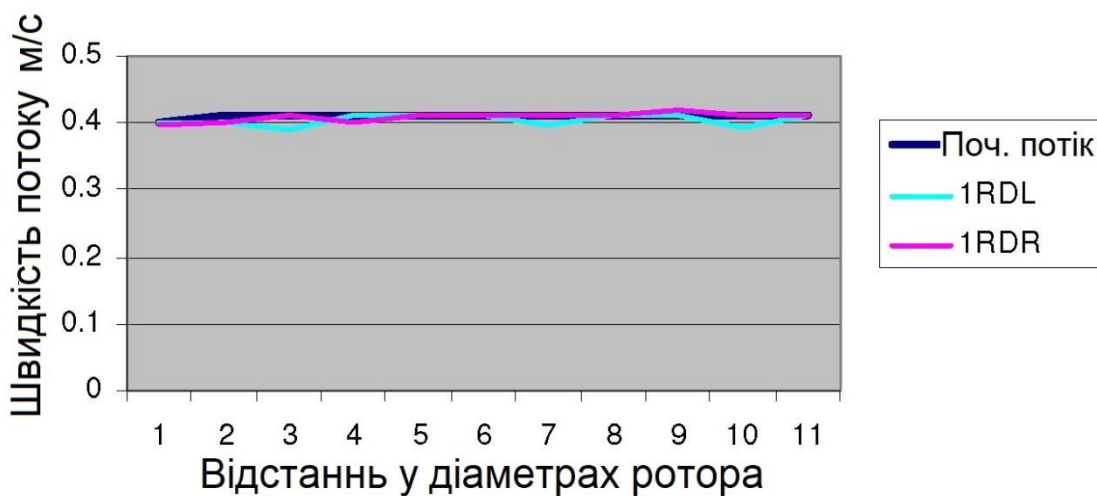


Рисунок 3.9 - Графік відновлення швидкості в точках 1RDR і 1RDL

Графік швидкості потоку як в точці 1RDR, так і в 1RDL показує, що зміни потоку не відбуваються оскільки значення 0,4 м/с підтримувалось протягом усієї вимірюваної відстані без змін, тільки спостерігалася турбулентність води.

3.5 Дослідження спільної роботи турбін у масиві

3.5.1 Варіанти взаємного розташування турбін у масиві

Проведено аналіз роботи турбін у різних варіантах розташування, щоб з'ясувати, як ефекти масиву впливали на енергетичний вихід турбін.

У цій роботі було проаналізовано два основні варіанти, і оскільки було виготовлено лише три моделі. Обидва варіанти склалися лише з двох рядів

пристроїв. Однак цієї щільності масиву насправді було достатньо для аналізу впливу на турбіни інших сусідніх турбін.

Варіант 1 складалася з однієї турбіни в першому ряді масиву (турбіна А) і двох турбін у другому ряді масиву (турбіни В і С), а Варіант 2 складалася з двох турбін у першому ряді (турбіни А і В) і одна одинарна турбіна у другому ряду (турбіна С). Компонування цих двох варіантів показано на рис. 3.10:

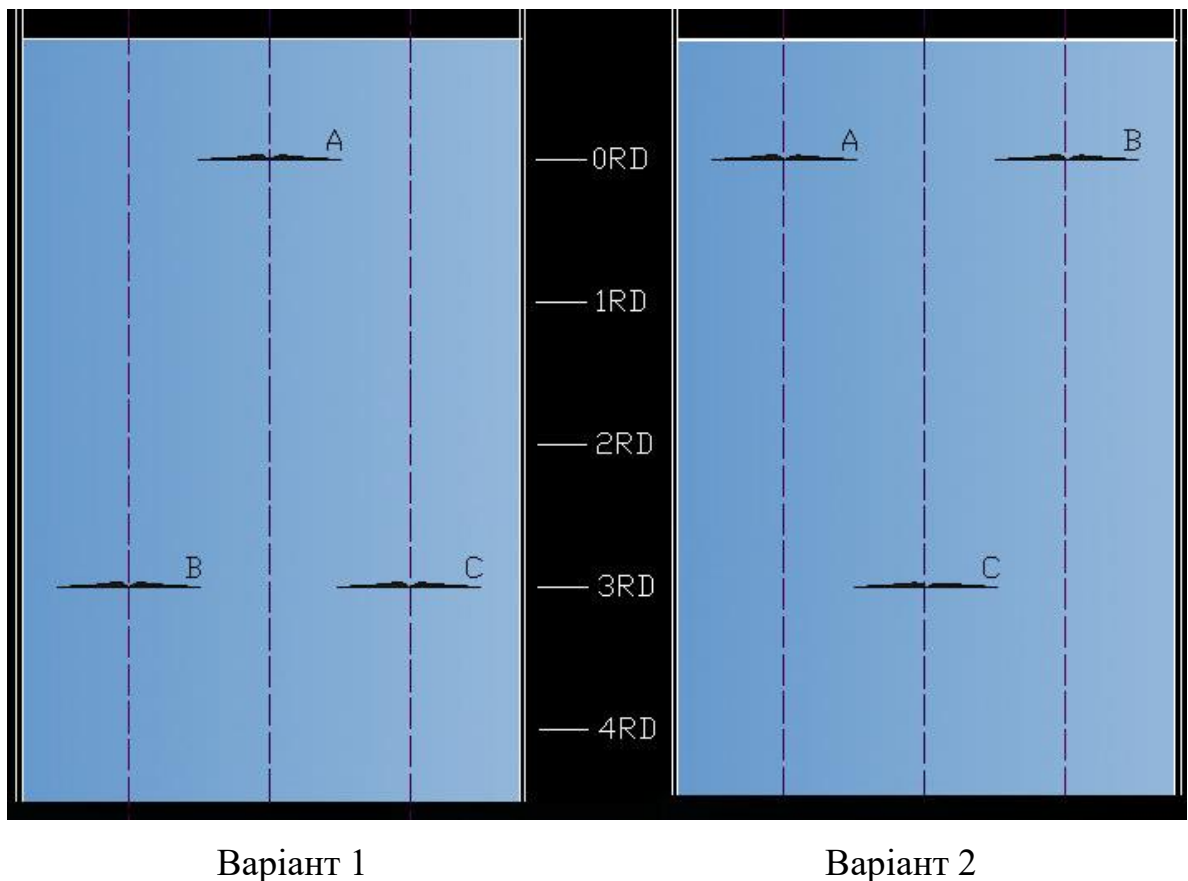


Рисунок 3.10 - Варіанти розташування турбін у масиві

На додаток до цього були проаналізовані різні варіації кожного варіанту. Враховано два ключові фактори при зміні компоунання варіантів. Перший – це зміна поперечного розташування турбін. Другий - це зміна розташування турбін у ряді. Змінюючи ці фактори, було враховано 6 різних комбінацій кожного варіанту.

У варіанті 1 було досліджено три різних положення турбіни в першому ряді. Кожне з цих трьох положень досліджувалося для трьох різних поздовжніх відстаней до другого ряду турбін.

У варіанті 2 було випробувано три різних поперечних відстані між турбінами в першому ряді. Кожне з цих трьох положень досліджувалося для трьох різних поздовжніх відстаней до турбіни у другому ряді.

Різні комбінації розташування умовно позначені з використанням числових символів. Вони складаються з чисел, розділених дефісами. Перше число вказує на конфігурацію (1 або 2), друге число вказує на зміну цієї конфігурації щодо поперечного інтервалу турбін, а третє число вказує на кількість діаметрів ротора, що розділяють два ряди масиву (3, 6 або 9).

Різні поперечні інтервали, позначені другим номером позначення, описані нижче та проілюстровані на рисунку 3.11 та 3.12:

Варіант 1:

Друге число = 1, турбіна А знаходиться в центральній лінії другого ряду турбін.

Друге число = 2, турбіна А знаходиться в лінії кінчика лопаті турбіни В.

Друге число = 3, турбіна А знаходиться в тому ж рядку, що і турбіна В.

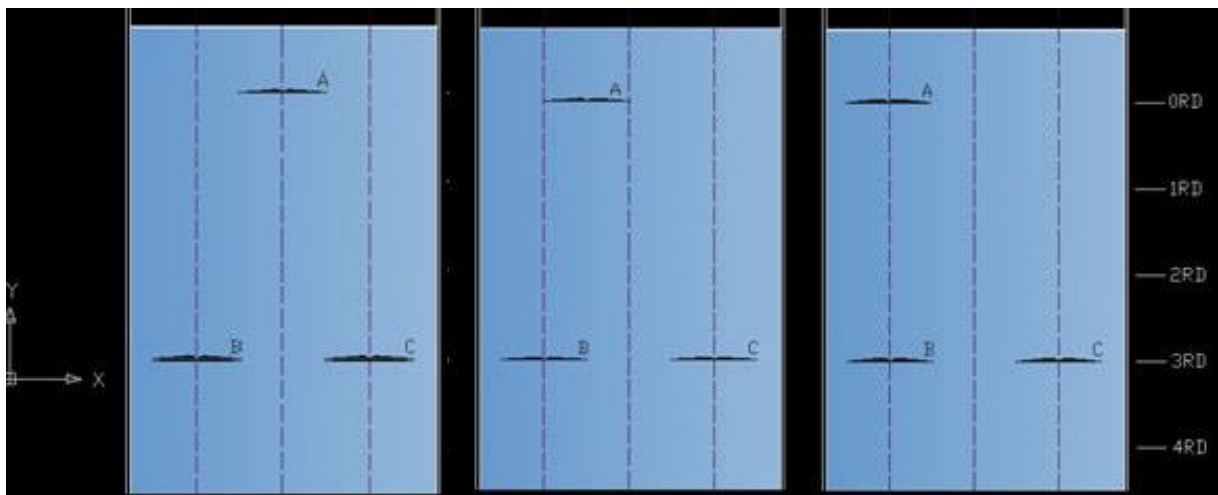


Рисунок 3.11 - Різні місця розташування турбіни А у варіанті 1

Варіант 2:

Друге число = 1, турбіни В і С розділені на 2 діаметри ротора.

Друге число = 2, турбіни В і С розділені на 1,5 діаметра ротора.

Друге число = 3, турбіни В і С розділені 1 діаметром ротора

Отже, комбінація 2-2-3 - це дві турбіни в першому ряду, рознесені на 1,5 діаметра ротора, і одна турбіна у другому ряду, який знаходиться на відстані 3-х діаметрів ротора від першого ряду.

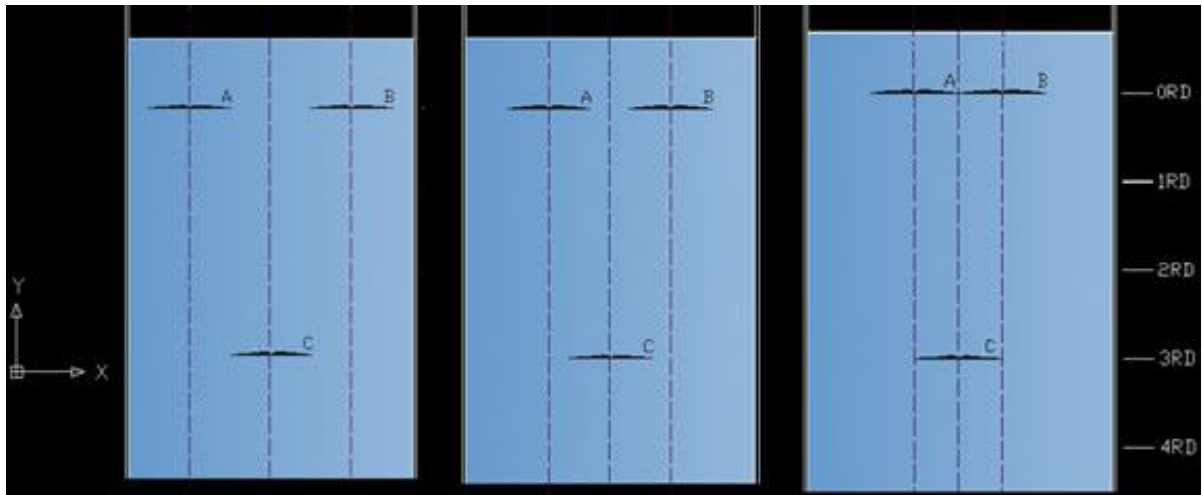


Рисунок 3.11 - Три різних поперечних відстані між турбінами другого ряду у варіанті 2

Через вузькість штучного каналу фактично було неможливо оцінити більш реалістичні значення поперечної відстані (близько 3 діаметрів ротора) між турбінами в одному ряду.

3.5.2 Електричне навантаження турбін

Для того, щоб оцінити, як наявність електричного навантаження впливає на продуктивність турбін, досліджено роботу масиву турбін в різних умовах навантаження.

Холостий хід

У цій ситуації аналізувались різні варіанти розташування турбін, що працюють у розімкнутому навантаженні, тобто виробництво енергії не

проводилось, тому вихідна напруга турбіни була величиною, яка використовувалася для оцінки впливу розташування. У цих експериментах продуктивність кожної турбіни оцінювалося за вихідною напругою (напругою холостого ходу) V_n , що виникає на затискачах турбін.

Як зазначалося раніше для експериментів з однією турбіною задавалася швидкість потоку 0,4 м/с. У цих експериментах швидкість потоку збільшена до 0,47 м/с, щоб отримати більший результат та зменшити похибки вимірювань. Тому отримані номінальні значення, очевидно, були вищими, ніж ті, що записані в попередньому експерименті.

Номінальні значення для кожного варіанту наведені в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 - Номінальні значення напруги для кожної конфігурації

	Номінальні значення напруги, В	
	Варіант 1	Варіант 2
Модель А	0,85	1,2
Модель В	1,2	0,85
Модель С	1,2	1,3

Навантажені турбіни масиву

У цьому експерименті турбіни навантажувалися реостатами тобто виробляли електричну енергію. Потім продуктивність турбін аналізувалася, беручи до уваги їх вихідну потужність та обчислювалася ефективність їх роботи в масиві.

Хоча максимальна потужність, що подається однією турбіною, становила 96 мВт, як показано в попередньому розділі, не всі турбіни змогли досягти цієї потужності. Значення, зафіксовані перед вимірюванням кожного варіанту, наведені в таблиці 3.2:

Таблиця 3.2 - Номінальна вихідна потужність для кожного варіанту

	Номінальні значення [мВт]	
	Варіант 1	Варіант 2
Модель А	76 чи 47	85
Модель В	85	85
Модель С	85	81

Кожен з двох варіантів масивів був проаналізований по-різному, коли турбіни завантажувались. Варіант № 1 був проаналізований з деякими варіаціями, які полягали у зміні навантаження турбіни А (тієї, яка розташована в першому ряді). Були випробувані два різні навантаження, 2Ω і 12Ω , з турбіною А, що давала 76 і 47 мВт відповідно. Це було зроблено щоб довести, що більший відбір енергії з потоку призведе до збільшення дефіциту швидкості за турбіною, що вплине на продуктивність турбін у другому ряді. Потім було проаналізовано варіант 2, зберігаючи три турбіни А, В і С при однаковому навантаженні, і, отже, виробляючи подібну кількість енергії..

3.5.3 Результати експериментів

Холостий хід

Комбінація розташування 1-1-3 (рис. 3.12-3.13)

У цій конфігурації турбіна А не впливала на продуктивність турбін В і С, які продовжували виробляти номінальну вихідну напругу. У комбінації розташування 1-1-6 та 1-1-9 ситуація була однаковою.

Комбінація розташування 1-2 (рис. 3.14-3.15)

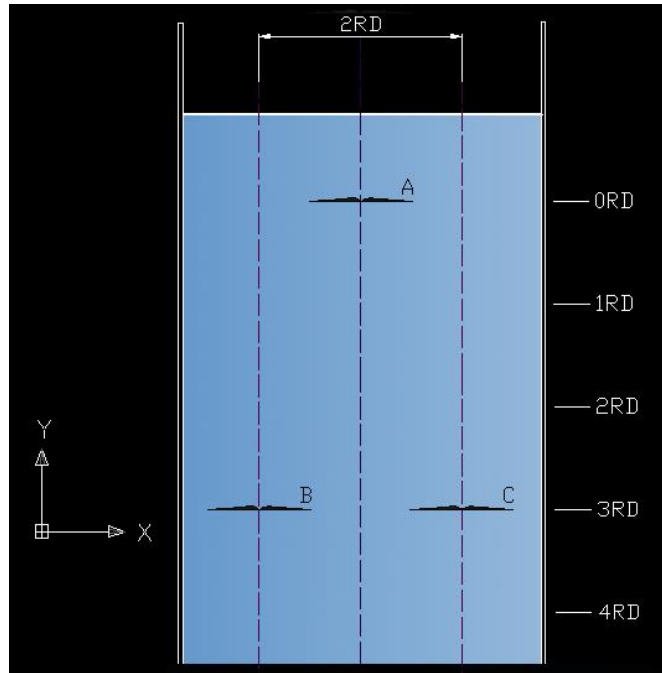


Рисунок 3.12 - Комбінація розташування 1-1

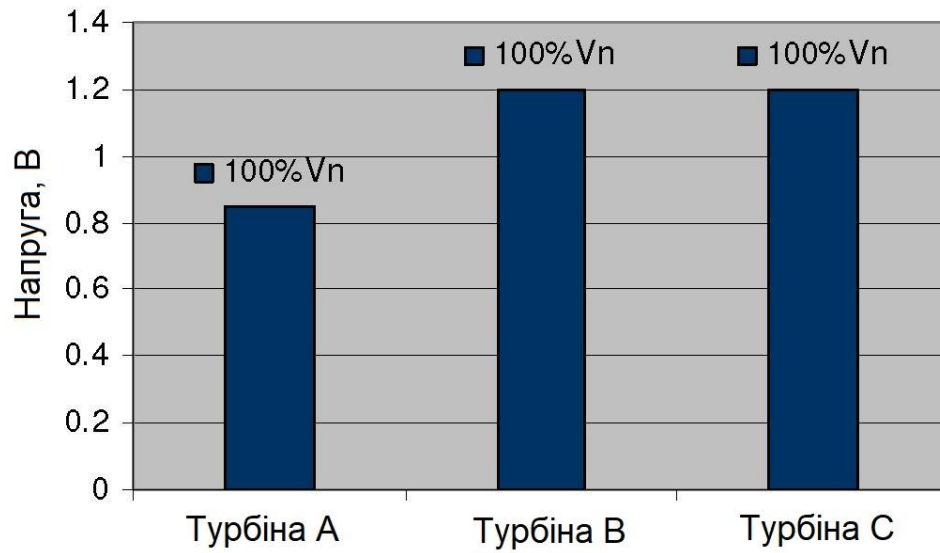


Рисунок 3.13 – Напруга холостого ходу турбіни

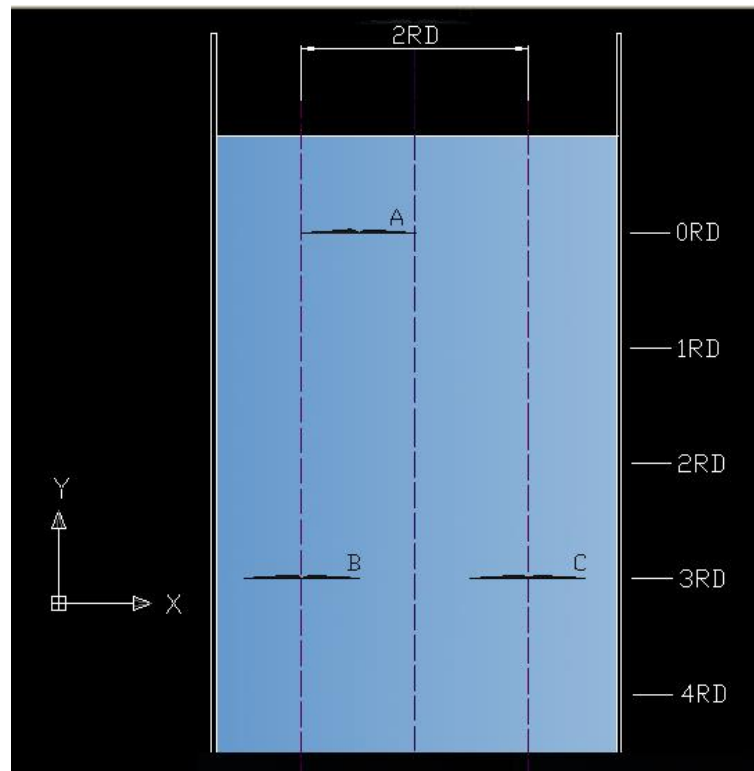


Рисунок 3.14 - Комбінація розташування 1-2

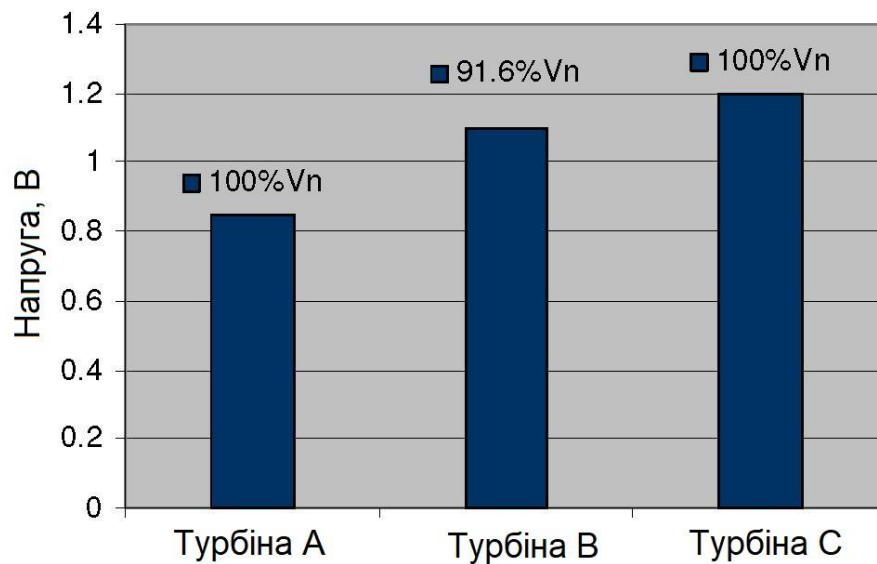


Рисунок 3.15 - Напруга холостого ходу турбіни

У цій конфігурації ми можемо побачити перший ефект масиву, який вплинув на турбіну В, зменшивши її вихідну напругу на 8,4% через затухання

потіку, що створюється турбіною А. У комбінації розташування 1-2-6 вихідна напруга турбіни В знову дорівнює номінальній, що означає, що потік відновився на цій відстані.

Комбінація розташування 1-3 (рис. 3.16-3.17)

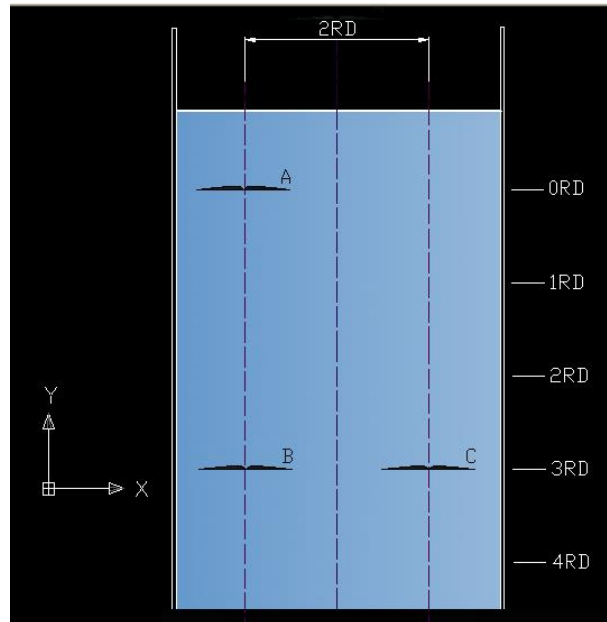


Рисунок 3.16 - Комбінація розташування 1-3-3

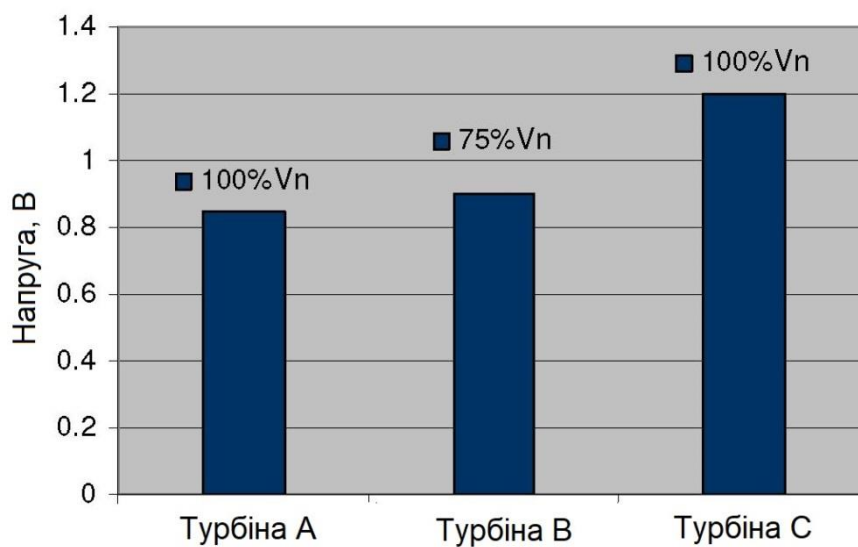


Рисунок 3.17 - Напруга холостого ходу турбіни

У цій конфігурації вплив спричинений турбіною А на турбіні В, очевидно сильніший. Її вихідна напруга зменшилась до 75 % від номінального значення. Це значення є досить високим, враховуючи що швидкість потоку у точці 0 на відстані 3-х діаметрів ротора була зменшено до 72,5 % від її номінального значення. Тобто турбіна має ефект блокування на значно більшій площі.

Комбінація розташування 1-3-6 (рис. 3.18-3.19)

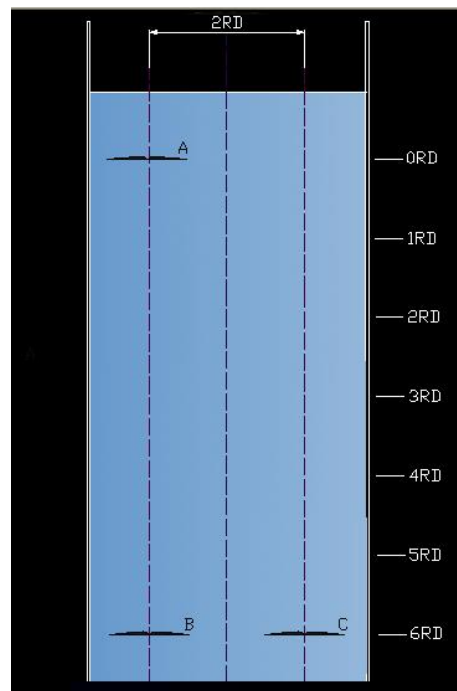


Рисунок 3.18 - Комбінація розташування 1-3-6

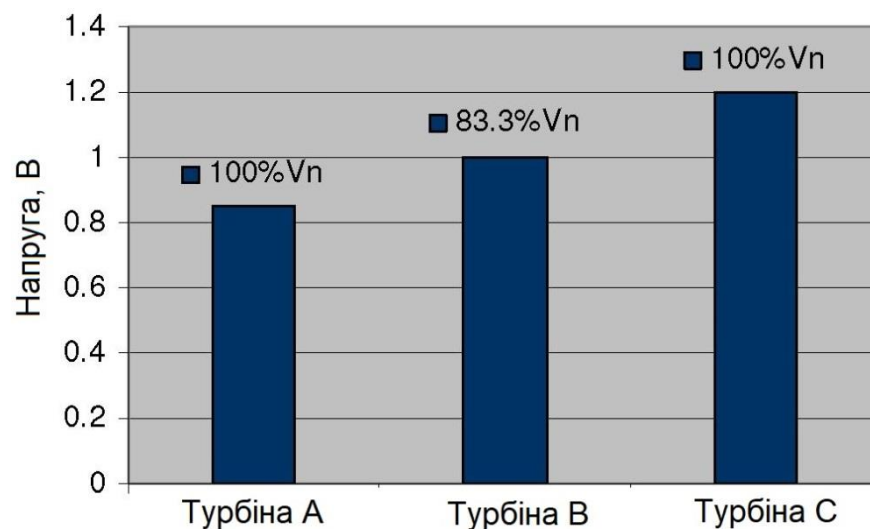


Рисунок 3.19 - Напруга холостого ходу турбіни

На наступних рис. 3.18 і 3.19 для комбінації розташування 1-3-6 видно, як швидкість відновлюється із збільшенням відстані за течією, при цьому вихідна напруга турбіни В збільшилась до 83,3 % від номінальної напруги при 6 діаметрах ротора.

Зауважимо, що ця тенденція відновлення швидкості потоку не тривала, і вихід турбіни все ще становить 1 В у комбінації розташування 1-3-9, тому потік не відновлюється далі на цій відстані.

Комбінація розташування 2-1 (рис. 3.20-3.21)

Результати для варіанту 2 показані лише для турбіни С (рис. 3.20), оскільки турбіни А і В, очевидно, продовжують виробляти номінальну вихідну напругу для всіх комбінацій цієї конфігурації.

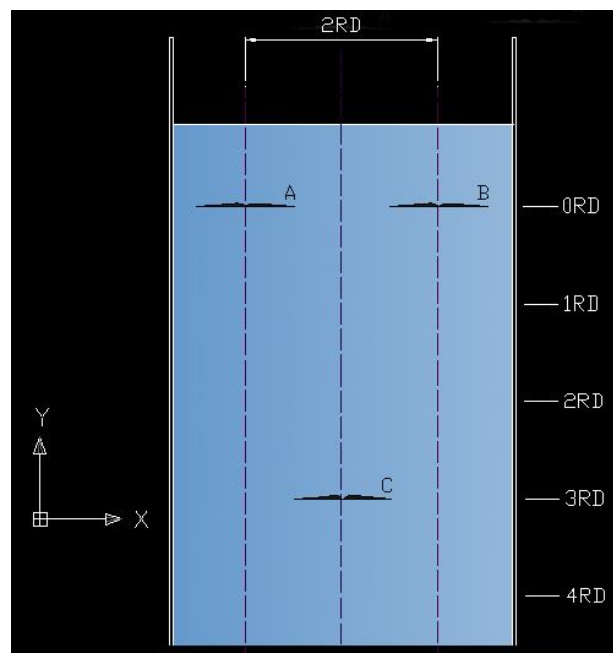


Рисунок 3.20 - Комбінація розташування 2-1

Як і в варіанті 1, в турбіні С не виявлено жодного ефекту масиву, що вказує на обмежений вплив, що створюється турбінами А і В. Таку ж ситуацію ми бачили в попередньому експерименті, де блокування ніколи не досягало зони охоплення турбіни С. Така ж ситуація була у комбінаціях розташування 2-1-6 та 2-1-9.

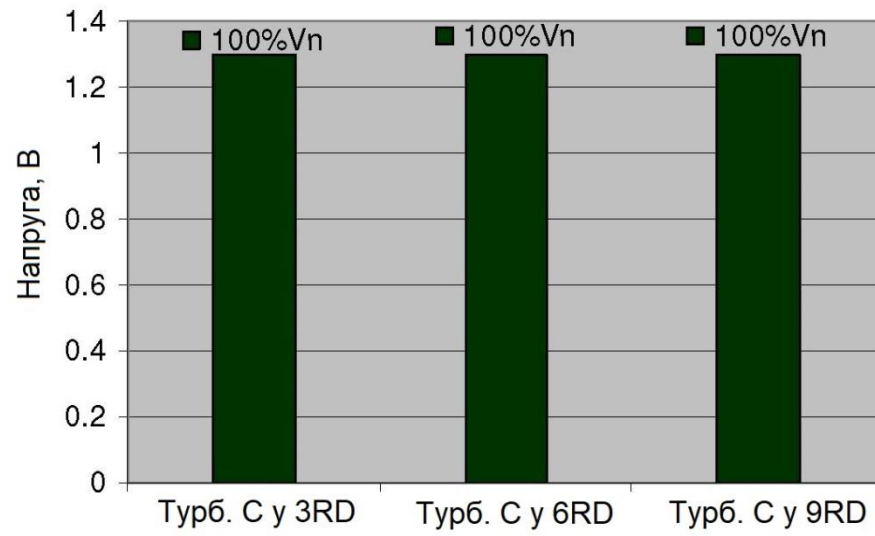


Рисунок 3.21 - Напруга холостого ходу турбіни

Комбінація розташування 2-2 (рис. 3.22-3.23)

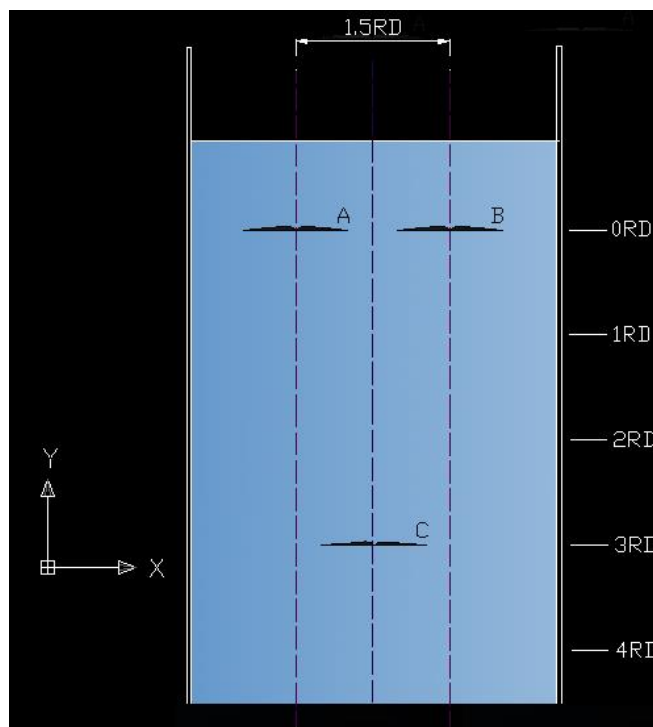


Рисунок 3.22 - Комбінація розташування 2-2

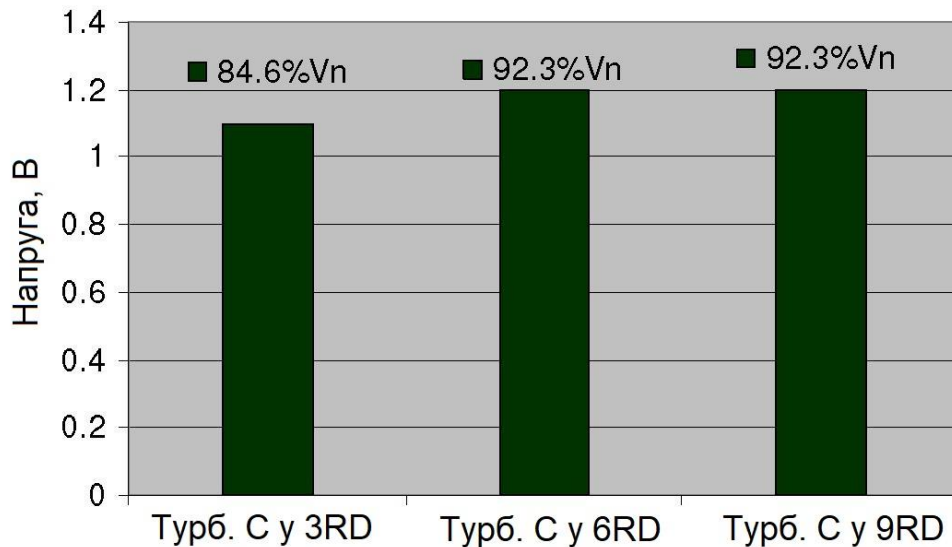


Рисунок 3.23 - Напруга холостого ходу турбіни

Коли поперечний інтервал між турбінами А і В зменшується, ефекти масиву починають проявлятися і блокування досягає турбіни С. При цьому зменшується її вихідну напругу до 84,6 % від номінального значення на відстані 3 діаметрів ротора нижче за течією.

При 6 діаметрах ротора нижче за течією потік відновився, і вихідна напруга збільшується до 92,3 % від номінального значення. Однак відновлення потоку далі у комбінації розташування 2-2-9 не продовжилося, оскільки вихідна напруга все ще була 1,2 В.

Комбінація розташування 2-3 (рис. 3.24-3.25)

Найбільше падіння потужності у конфігурації 2 було виявлено для цієї комбінації, причому турбіна С давала 77 % від її номінального значення. Положення турбін у першому ряді змушує обидва блокування досягати зони охопленої турбіною С. Крім того, між турбінами не допускається проходження вільного потоку, що суттєво впливає на роботу турбіни у другому ряді.

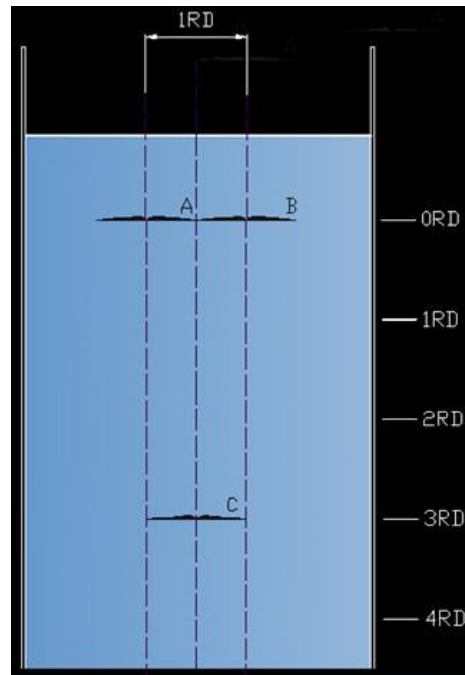


Рисунок 3.24 - Комбінація розташування 2-3

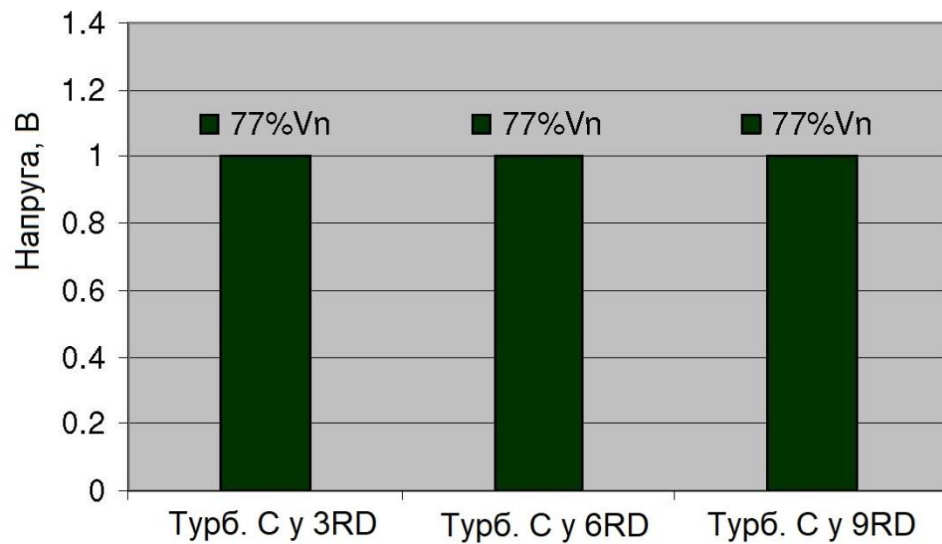


Рисунок 3.25 - Напруга холостого ходу турбіни

У наступних комбінаціях розташування 2-3-6 і 2-3-9 турбіна С продовжувала видавати лише 1 В. Це означає, що комбінований сигнал від А і В зберігався протягом вимірюваної відстані, не показуючи відновлення потоку.

Навантажені турбіни масиву

Для варіанту 1 показані тільки результати для турбін В і С, оскільки турбіна А, яка розташована в першому ряді, давала номінальне значення потужності протягом усіх вимірювань.

Комбінація розташування 1-1 (рис. 3.26)

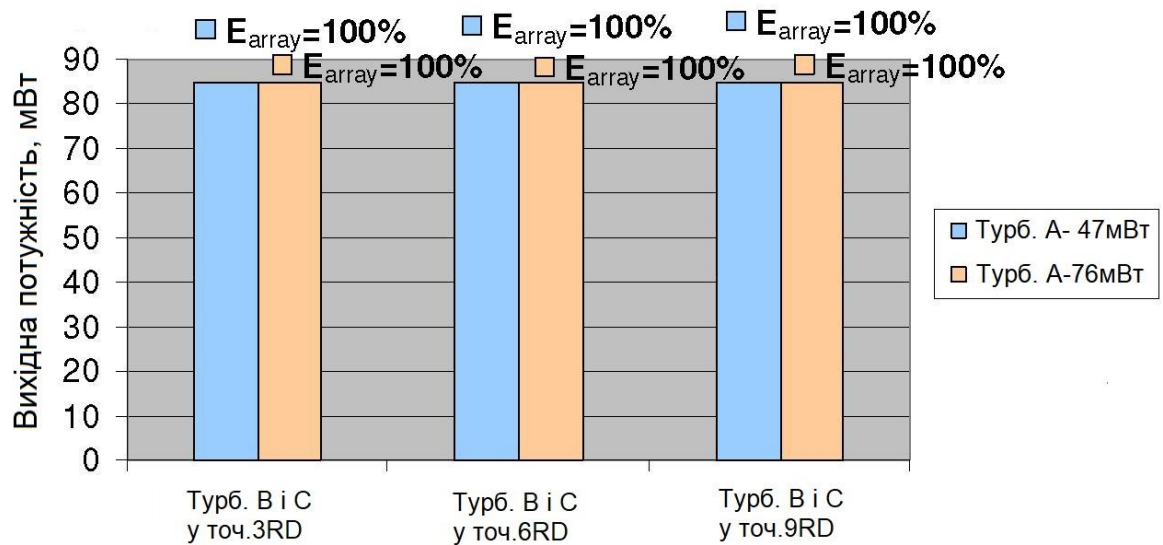


Рисунок 3.26 - Потужність турбіни для комбінації розташування 1-1

У цій конфігурації не виявлено ефекту масиву. Обидві турбіни В і С виробляли номінальну вихідну потужність 85 мВт на всіх відстанях, виміряних нижче за течією. Отож знову ж таки блокування створюване турбіною А, не досягало зони охоплення турбін за течією жодного з коефіцієнтів навантаження.

У наступних двох комбінаціях результати представлені лише для турбіни В, оскільки турбіна С не зазнала жодних змін у своїй потужності і генерувала номінальне значення.

Комбінація розташування 1-2: (рис. 3.27)

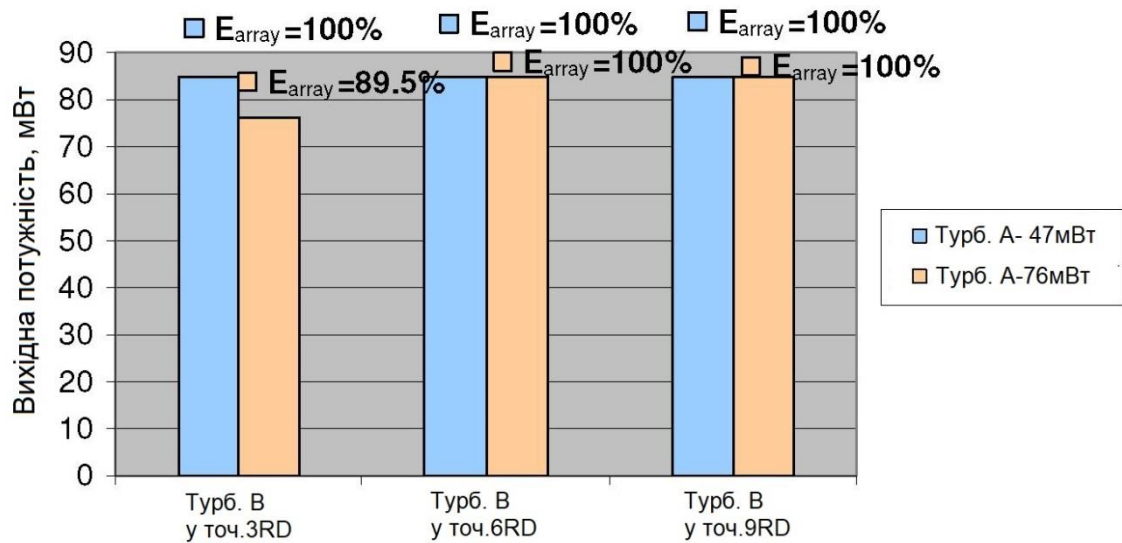


Рисунок 3.27 - Потужність турбіни для комбінації розташування 1-2

Тепер ми можемо побачити, як турбіна В починає впливати на генерацію турбіни А, яка тепер знаходиться в лінії кінчика лопатки турбіни В. Турбіна В виробляє тут струм 80 мА при напрузі 0,95 В, щоб отримати потужність 76 мВт і ефективність масиву 89,5 %. Проте, це спостерігалось лише тоді, коли турбіна А знаходилася при найвищому навантаженні, відбираючи 76 мВт з потоку. Так само, як це сталося в попередньому експерименті - коли турбіни всередині каналу не були завантажені - потік відновився при 6 діаметрах ротора, причому турбіна В повернулася до свого номінального вихідного значення.

Комбінація розташування 1-3 (рис. 3.28)

Тепер турбіна А розташована безпосередньо перед турбіною В, і ефекти блокування можна чітко спостерігати в результатах, показаних на рис.3.26. Слід звернути увагу на те, що відбирання турбіною А різної кількості енергії з потоку спричиняє різні затухання потоку і різні характеристики турбіни яка знаходиться нижче за течією.

У попередньому експерименті, коли турбіни не були навантажені потік добре відновився вже після 6 діаметрів ротора.

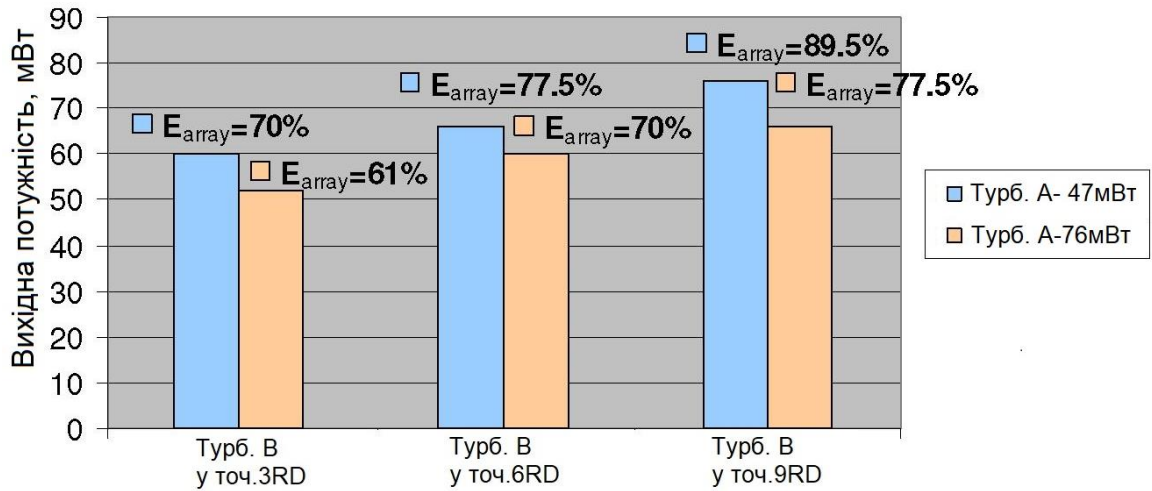


Рисунок 3.28 - Потужність турбіни для комбінації розташування 1-3

Різні навантаження турбіни А спричиняють різницю в ефективності турбіни В на 13 % при 3-х діаметрах ротора нижче за течією. Однак вражає те, як потік майже ідентично відновлюється після обох відборів енергії - в основному збільшуючи вихідну потужність між 6 і 10 мА кожні 3 діаметри ротора.

Комбінація розташування 2-1 (рис. 3.29)

Результати для варіанту 2 показані лише для турбіни С, оскільки турбіни А і В продовжують виробляти свою номінальну вихідну потужність для всіх комбінацій цього варіанту.

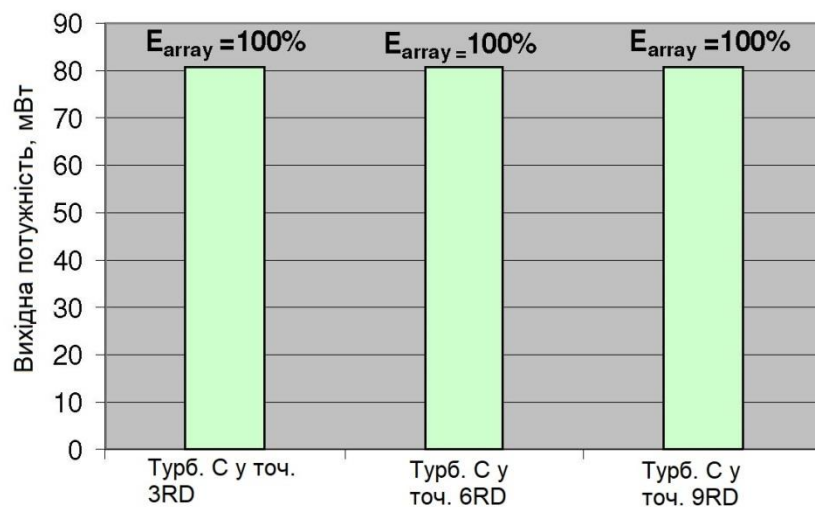


Рисунок 3.29 - Потужність турбіни для комбінації розташування 2-1

У цій конфігурації не виявлено ефекту масиву. Турбіна С виробляла напругу 0,9 В і струм 90 мА, забезпечуючи вихідну потужність 81 мВт, таку ж, як її номінальне значення, тому ефективність турбіни С залишалася на рівні 100 % для трьох різних відстаней за течією.

Комбінація розташування 2-2 (рис. 3.30)

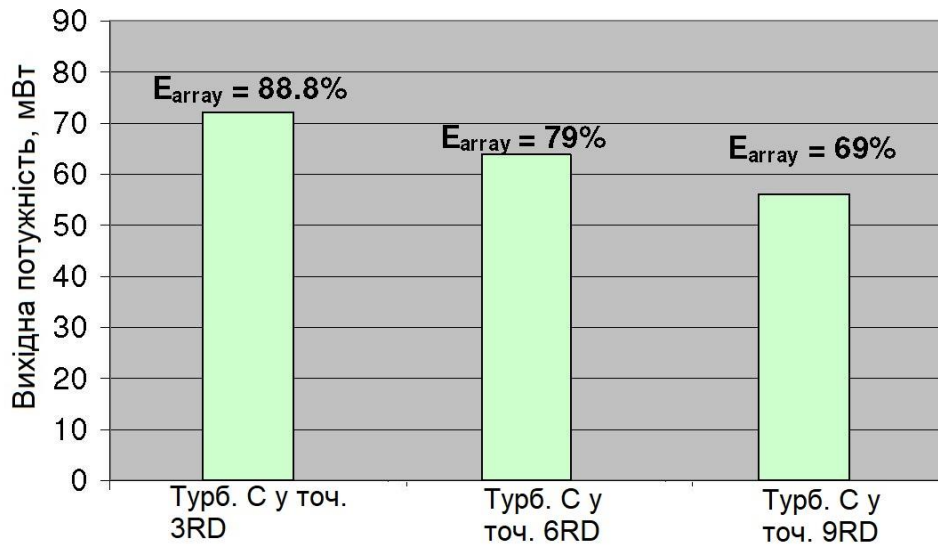


Рисунок 3.30 - Потужність турбіни для комбінації розташування 2-2

У конфігурації 2-2 з двома турбінами в першому ряду, розділеними інтервалом у 1,5 діаметри ротора, було отримано кілька цікавих результатів. Турбіна С виробляла напругу 0,85 В і струм 85 мА при 3-х діаметрах ротора, даючи вихідну потужність 72 мВт і ефективність масиву 88,8 %. Як не дивно, але вихідна потужність не зростала при збільшенні відстані за потоком, про свідчить той факт, що турбіна С видавала потужність 64 мВт при 6 діаметрах ротора. Ця закономірність залишалася і на 9 діаметрах ротора, при цьому турбіна С видавала уже 56 мВт. Поясненням цього явища може бути розширення блокування, що створюється турбінами А і В, завдяки чому турбіна С перебуває всередині комбінованого блокування на відстанях у 6 та 9 діаметрів ротора.

Щоб знайти пояснення цим результатам були проведені вимірювання швидкості потоку з цією комбінацією розташування турбін. Швидкість потоку в точці 0 зони знаходження ротора для різних відстаней, наведені на рисунку 3.31

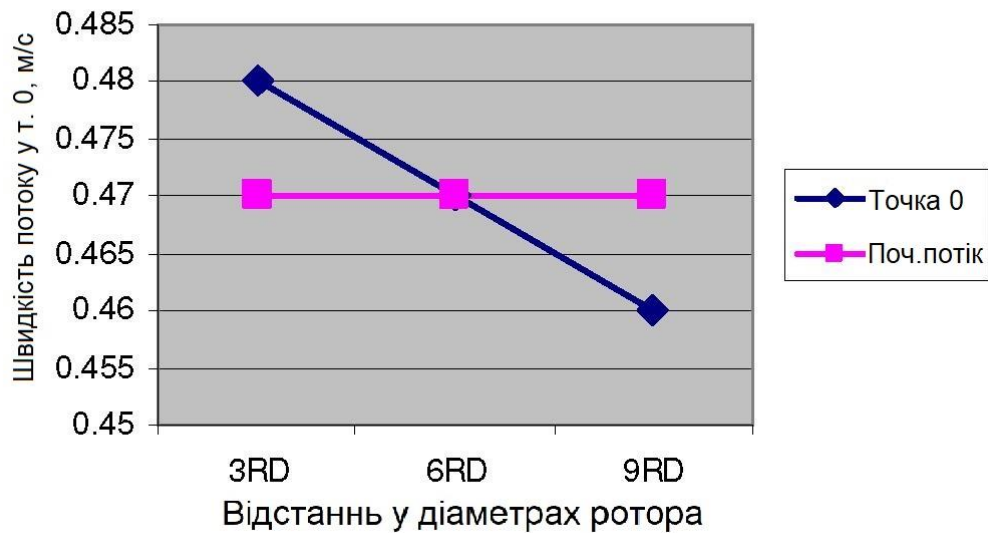


Рисунок 3.31 - Швидкість потоку в точці 0 для комбінація розташування 2-2

Як ми бачимо, отримані швидкості потоку пояснюють спад вихідної потужності. Швидкість потоку падає на 2,1 % кожні 3 діаметри ротора, тому, беручи до уваги, що потужність пропорційна швидкості в кубі, вихідна потужність повинна падати приблизно на 9,3 % на кожні 3 діаметри ротора. Така ж тенденція спостерігається і у результатах представлених на рисунку 3.28. Також зауважимо, що швидкість потоку, отримана при 3 діаметрах ротора з першого ряду турбін, насправді була вищою, ніж швидкість потоку. Це може бути пов'язано з прискоренням потоку між двома турбінами першого ряду, як наслідок блокування, яке вони створювали проти потоку.

Комбінація розташування 2-3 (рис. 3.32)

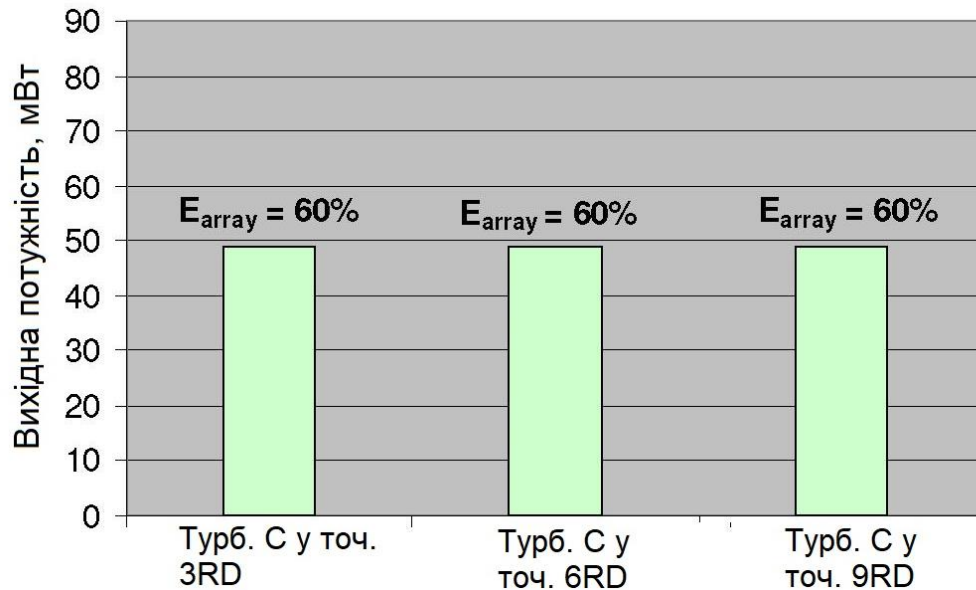


Рисунок 3.32 - Ефективність турбіни для комбінації розташування 2-3.

Як видно на графіку, дві турбіни в першому ряді дають дуже значний спад потоку за течією, коли їх розділяє лише 1 діаметр ротора, в результаті чого турбіна С дає найнижчу потужність з усіх комбінацій: 49 мВт при 70 мА і 0,7 В, з ефективністю масиву лише 60 %.

Ця вихідна потужність зберігалася, коли турбіна розташовувалася на діаметрах 6 та 9 ротора вниз за течією, ймовірно, через стійкість комбінованого блокування та відсутністю вільного потоку, не даючи потоку відновитись від вилучення енергії, проведеного в першому ряду.

Комбінація розташування 2-3 додаткова.

У цьому випадку було досліджено додаткове позиціонування турбіни С, щоб проаналізувати можливість перенаправлення потоку через закупорку турбін А і В, як показано на рисунку 3.33

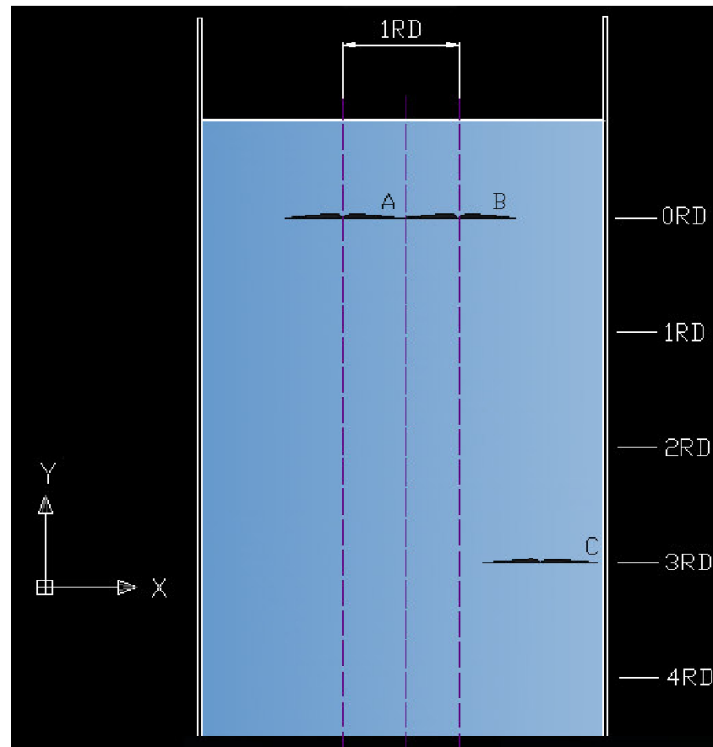


Рисунок 3.33 - Додаткове позиціонування турбіни С у комбінації розташування 2-3

У цьому положенні турбіна С видавала напругу 0,75 В і струм 75 мА, тобто потужність у 56 мВт, яка на 14,3 % вища, ніж коли турбіну розміщували в центральній лінії на тій самій відстані. Тоді це явище могло бути пов'язано з тим, що потік розподіляється турбінами і зконцентровується між масивом і стінкою каналу, прискорюючи його.

Виміряна швидкість потоку в цій точці становила 0,476 м/с, що дещо вище, ніж перед потоком.

3.6 Висновки до розділу

1. Описано засоби вимірювань, які використовувалися для вимірювання швидкості потоку у експериментах. Описано методику вимірювань.

2. Розроблено, виготовлено, випробувано три дуже малих моделі морських турбін, щоб дослідити якомога глибше принцип роботи цієї технології генерування електроенергії.
3. На основі виготовлених моделей сконструйовано невелику електрогенеруючу установку, яку випробувано в штучному каналі із швидкістю потоку, наближену до швидкості припливів та відпливів.
4. Експерименти проведені для різних варіантів та конфігурацій взаємного розташування турбін та величини електричного навантаження.
5. Під час випробувань проведено вимірювання швидкості потоку, напруги, струму та вихідної потужності. Результати вимірювань проаналізовані та оформлені у вигляді діаграм.
6. Отримати точні дані завдяки дуже малому масштабу використовуваних моделей було досить складним завданням у цій роботі. Невелика величина вимірюваної напруги та потужності в діапазоні 0,8 - 1,4 В та 40 - 90 мВт ускладнила отримання обґрунтованих висновків. Не зважаючи на це ефекти блокування та збудження у масиві турбін були оцінені зроблені ґрунтовні висновки.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

4.1 Основні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації технологічного обладнання

Загальні вимоги безпеки до конструкції виробничого обладнання встановлені ДНАОП.

Безпека виробничого обладнання забезпечується [11]:

- при проектуванні - дотриманням принципів технологічності і ергономічності конструкції, застосуванням раціональних кінематичних схем, принципу безперервності процесу, дистанційного або автоматичного управління, забезпеченням запобіжними та захисними системами;
- при виготовленні - застосуванням сучасних технологій машинобудування, дотриманням передбачених допусків та посадок;
- при збірці та монтажі - точним дотриманням технології;
- при експлуатації - своєчасним обслуговуванням та профілактичними оглядами, дотриманням експлуатації, тощо.

Виробниче обладнання має бути пожежо- і вибухобезпечним. Воно не повинно створювати небезпеки в результаті дії вологості, сонячної радіації, механічних коливань, високих і низьких тисків і температур, агресивних речовин і мікроорганізмів.

Важливою умовою безпечної експлуатації обладнання є дотримання вимог санітарних норм і правил, галузевих стандартів і правил техніки безпеки щодо розмірів виробничих приміщень, галерей і тунелів, мінімальної висоти до низу виступаючих будівельних конструкцій, ширини проходів.

Рухомі частини обладнання, що є джерелом небезпеки, повинні бути огорожені, за виключенням частин, огороження яких не допускається за їх функціональним призначенням. У цих випадках передбачається сигналізація, що попереджує про пуск машин в роботу, засоби зупинки і відключення джерел

енергії. При наявності машин значної довжини (наприклад, транспортерів) засоби зупинки повинні розміщуватись не рідше як через кожні 10 м їх довжини.

Елементи конструкцій виробничого обладнання не повинні мати гострих кутів, кромок і поверхонь з нерівностями, що становлять собою джерело небезпеки, якщо їх наявність не визначається функціональним призначенням обладнання.

Конструкція обладнання повинна виключати можливість випадкового дотику працюючих до гарячих і переохолоджених частин. Виділення і поглинання обладнанням тепла, а також виділення їм вологи у виробничих приміщеннях не повинно перевищувати гранично допустимі! рівні (концентрації) в межах робочої зони.

4.2 Причини електротравм, напруга кроку

Як і при інших видах травм, при електротравмах виділяють технічні, організаційно-технічні, організаційні і організаційно-соціальні їх причини [11].

До технічних причин належать: недосконалість конструкції електроустановки і засобів захисту, допущені недоліки при виготовленні, монтажі і ремонті електроустановки.

До основних організаційних причин електротравм належать:

- відсутність (непризначення наказом) на підприємстві особи, відповідальної за електрогосподарство або невідповідність кваліфікації цієї особи чинним вимогам;
- недостатня укомплектованість електротехнічної служби працівниками відповідної кваліфікації;
- відсутність на підприємстві посадових інструкцій для електротехнічного персоналу та інструкцій із безпечного обслуговування та експлуатації електроустановок;
- недостатня підготовленість персоналу з питань електробезпеки,

несвоєчасна перевірка знань, невідповідність групи з електробезпеки персоналу характеру робіт, що виконуються;

- недотримання вимог щодо безпечного виконання робіт в електроустановках за нарядами-допусками, розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації;

- неефективний нагляд, відомчий і громадський контроль за дотриманням вимог безпеки при виконанні робіт в електроустановках та їх експлуатації.

До основних організаційно-соціальних причин електротравм належать: змушене виконання не за спеціальністю електробезпечних робіт; негативне ставлення до виконуваної роботи, обумовлене соціальними чинниками; залучення працівників до понадурочних робіт; порушення виробничої дисципліни; залучення до роботи осіб віком до 18 років.

При переміщенні людини в зоні розтікання струму в землі її ноги будуть торкатися ділянок землі з різними потенціалами, а на людину буде діяти напруга, яка визначається різницею цих потенціалів і відома під назвою *напруга кроку* - різниця потенціалів між двома точками на поверхні землі в зоні розтікання струму, які знаходяться на відстані кроку (0,8 м) одна від одної. З наближенням до місця замикання на землю величина напруги кроку буде зростати, і вона може досягти небезпечних для людини значень вже при напрузі електроустановок 0.4 кВ, а в сиру погоду та за зволоженого ґрунту і при меншій напрузі. Тому Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів при наявності замикання на землю забороняють наближатися до місця замикання ближче 8 м поза приміщенням і 4 м в приміщенні без застосування засобів захисту - діелектричні боти, галоші, суха дошка, сухе гумове взуття тощо.

У цілому, заходи захисту людини від дії напруги кроку зводяться до розірвання мережі струму через людину по петлі "нога-нога", або різкого збільшення опору в цій петлі за рахунок використання різних підручних засобів. За необхідності невідкладного входу в зону небезпечних напруг кроку

для надання допомоги потерпілим і т.ін. і відсутності під рукою засобів захисту, доцільно переміщуватися в цій зоні обережно, пересуваючи ступні по землі так, щоб вони постійно торкались одна другої.

4.3 Запобігання виникненню та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій техногенного і природного походження на об'єктах електроенергетики

Запобігання виникненню надзвичайних ситуацій — це підготовка та реалізація комплексу правових, соціально-економічних, політичних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та інших заходів, спрямованих на регулювання безпеки, проведення оцінки рівнів ризику, завчасне реагування на загрозу виникнення надзвичайної ситуації на основі даних моніторингу (спостережень), експертизи, досліджень та прогнозів щодо можливого перебігу подій з метою недопущення їх переростання у надзвичайну ситуацію або пом'якшення її можливих наслідків [12].

Зазначені функції запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного характеру в нашій країні виконує Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 3 серпня 1998 р. № 1198.

Єдина державна система запобігання і реагування на надзвичайні ситуації техногенного і природного характеру (ЄДСЗР) включає в себе центральні та місцеві органи виконавчої влади, виконавчі органи рад, державні підприємства, установи та організації з відповідними силами і засобами, які здійснюють нагляд за забезпеченням техногенної та природної безпеки, організують проведення роботи із запобігання надзвичайним ситуаціям техногенного та природного походження і реагування у разі їх виникнення з метою захисту населення і довкілля, зменшення матеріальних втрат.

Основною метою створення ЄДСЗР є забезпечення реалізації державної політики у сфері запобігання і реагування на надзвичайні ситуації, забезпечення цивільного захисту населення.

Завданнями ЄДСЗР є:

- розроблення нормативно-правових актів, а також норм, правил та стандартів з питань запобігання надзвичайним ситуаціям та забезпечення захисту населення і територій від їх наслідків;
- забезпечення готовності центральних та місцевих органів виконавчої влади, виконавчих органів рад, підпорядкованих їм сил і засобів до дій, спрямованих на запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- забезпечення реалізації заходів щодо запобігання виникненню надзвичайних ситуацій;
- навчання населення щодо поведінки та дій у разі виникнення надзвичайної ситуації;
- виконання цільових і науково-технічних програм, спрямованих на запобігання надзвичайним ситуаціям, забезпечення сталого функціонування підприємств, установ та організацій, зменшення можливих матеріальних втрат;
- збирання та аналітичне опрацювання інформації про надзвичайні ситуації, видання інформаційних матеріалів з питань захисту населення і територій від наслідків надзвичайних ситуацій;
- прогнозування і оцінка соціально-економічних наслідків надзвичайних ситуацій, визначення на основі прогнозу потреби в силах, засобах, матеріальних та фінансових ресурсах;
- створення, раціональне збереження і використання резерву матеріальних та фінансових ресурсів, необхідних для запобігання і реагування на надзвичайні ситуації;
- проведення державної експертизи, забезпечення нагляду за дотриманням вимог щодо захисту населення і територій від

- надзвичайних ситуацій (у межах повноважень центральних та місцевих органів виконавчої влади);
- оповіщення населення про загрозу та виникнення надзвичайних ситуацій, своєчасне та достовірне його інформування про фактичну обстановку і вжиті заходи;
 - захист населення у разі виникнення надзвичайних ситуацій;
 - проведення рятувальних та інших невідкладних робіт щодо ліквідації надзвичайних ситуацій, організація життєзабезпечення постраждалого населення;
 - пом'якшення можливих наслідків надзвичайних ситуацій у разі їх виникнення;
 - здійснення заходів щодо соціального захисту постраждалого населення, проведення гуманітарних акцій;
 - реалізація визначених законодавством прав у сфері захисту населення від наслідків надзвичайних ситуацій, в тому числі осіб (чи їх сімей), що брали безпосередню участь у ліквідації цих ситуацій;
 - участь у міжнародному співробітництві у сфері цивільного захисту населення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Проаналізувавши результати досліджень роботи декількох турбін у масиві, можна стверджувати, що конфігурації 1-1 та 2-1 були б найбільш ефективними для досягнення мети мінімізації впливу ефектів масиву та підвищення виробництва електроенергії.
2. З точки зору кращого відновлення швидкості потоку слід по можливості як найдалі розташовувати турбіни у ряді. Таким чином, вільний потік із більшою швидкістю пройде перший ряд турбін без змін, відновлюючи швидкість потоку після нього.
3. Щодо ефектів блокування.
 - Результати, отримані в додатковій конфігурації 2-3, із коефіцієнтом блокування 12 %, демонструють чіткий ефект блокування, який виробляють турбіни в першому ряді масиву. Ці результати збігаються з результатами, отриманими в [8] , де досліджувалися процеси відведення та прискорення потоку між масивом та стінками, що його обмежують.
 - Більша вихідна потужність турбіни С, отримана в додатковій конфігурації 2-3, підтверджує можливість, розглянуту в [13], максимально використати збільшення швидкості потоку, коли потік обмежений між масивом і рельфом у реальних умовах роботи.
4. Щодо ефектів збудження.
 - Згідно з отриманими результатами, як і очікувалося, збудження, які створюють морські потокові турбіни, є ключовим фактором при аналізі взаємодії між ними.
 - Отримані характеристики відновлення швидкості вздовж осі в точці 0 та його асимптотичний характер, який більше ніколи не досягає швидкості припливу, відповідає результатам, отриманих у теоретичних роботах інших дослідників.

- Спостерігається стійкість течії в інших точках вимірювання швидкості в зоні розгортання ротора, де майже не відновлюється швидкість на всій відстані за течією, може бути віднесена до ефекту огороження через вузькість штучного каналу.
5. У подальших дослідженнях у даному напрямку слід зосередити увагу не тільки на ефекти масиву, що впливають на енергетичні показники та експлуатацію морських турбін, але й на потенційний вплив цих ефектів на навколишнє середовище.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Актуальні задачі сучасних технологій : зб. тез доповідей міжнар. наук.-техн. конф. Молодих учених та студентів, (Тернопіль, 25–26 листоп. 2020.) / М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім. І. Пулюя [та ін]. – Тернопіль : ТНТУ, 2020. – С. 115.
2. Tidal and Current Energy resources in Ireland, Sustainable Energy Ireland, 2006.
3. Evaluation of Blue Energy Canada Hydro Turbine, H.N. Halvorson Consultants Ltd. Victoria, British Columbia, 1994.
4. Development, installation and testing of a large-scale tidal current turbine, IT Power, October 2005.
5. A.S. Bahaj, L.E. Myers, M.D. Thomson & N. Jorge. Characterizing the wake of horizontal axis marine current turbines. Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, Portugal, 2007.
6. L. Myers, A.S. Bahaj. Simulated electrical power potential harnessed by marine current turbine arrays at the Alderney Race. Sustainable Energy Research Group, University of Southampton, UK, 2004.
7. K. Agbeko, S. Love, S. Fitzpatrick. Tidal Stream Power. Energy Systems Research Unit, University of Strathclyde, Glasgow, UK, 2005.
8. L. Myers, A.S. Bahaj. Wake studies of a 1/30th scale horizontal axis marine current turbine. Sustainable Energy Research Group, University of Southampton, UK, 2006.
9. J. Whelan, M. Thomson, J.M.R. Graham, J. Peiro. Modelling of free surface proximity and wave induced velocities around a horizontal axis tidal stream turbine. Imperial College, London.
10. J. F. Manwell, J.G. McGowan, A. L. Rogers. Wind Energy Explained, Wiley, 2002.
11. Жидецький В.Ц. Основи охорони праці. Підручник/ В.Ц.Жидецький, В.С Джигирей, О.В.Мельников. – Вид. 5-те, доповнене. – Львів: Афіша, 2000. – 350 с.

12. Стеблюк М.І. Цивільна оборона та цивільний захист: Підручник. – 2-ге вид., перероб. Затверджено МОН / М.І. Стеблюк.– К., 2010. – 487 с.
13. L.S. Blunden and A.S Bahaj. Effects of tidal energy extraction at Portland Bill, southern UK predicted from a numerical model. Proceedings of the 7th European Wave and Tidal Energy Conference, Porto, Portugal, 2007.