

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
(повне найменування вищого навчального закладу)

Навчально-науковий інститут інформаційних технологій і механотроніки
(повне найменування інституту, назва факультету (відділення))

Кафедра автоматики, електроніки та телекомунікацій
(повна назва кафедри (предметної, циклової комісії))

Пояснювальна записка

до кваліфікаційної роботи

магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

на тему: **Дослідження вітрового потенціалу та проектування вітрогенератора для Полтавського регіону**

Виконав: студент 6 курсу, групи 601-МЕ
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та робототехніки»
(шифр і назва напрямку підготовки, спеціальності)

Вертій Д.В.

(прізвище та ініціали)

Керівник Кислиця С.Г.

(прізвище та ініціали)

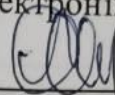
Рецензент Єрмілова Н. В.

(прізвище та ініціали)

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
 Інститут Навчально-науковий інститут інформаційних технологій та
 робототехніки
 Кафедра Автоматики, електроніки та телекомунікацій
 Рівень вищої освіти Магістр
 Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри автоматки,
 електроніки та телекомунікацій



О.В. Шефер

“ 18 ” 09 2025 р.

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Вертію Дмитру Владиславовичу

1. Тема проекту (роботи) **«Дослідження вітрового потенціалу та проектування вітрогенератора для Полтавського регіону»**

керівник проекту (роботи) Кислиця Світлана Григорівна, к.т.н., доцент
 затверджена наказом вищого навчального закладу від “ 03 ” 09 2025 року
 № 1025-ф.а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 22.12.2025 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) Дані для розрахунку вітряного колеса.
 Номінальна напруга 380/220В, частота 50 Гц. Спроекувати вітрогенератор для
 Полтавського регіону.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які
 потрібно розробити) Аналітичний огляд. Проектні дослідження. Розрахункова
 частина. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових плакатів):

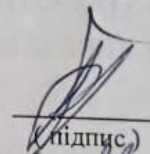
- 1) Ескіз геометричних параметрів профілю лопаті типу “Есперо”;
- 2) Ескіз статорного паза синхронного генератора;
- 3) Схема обмотки статора;
- 4) Схема обмотки на одне чергування;
- 5) Ескіз магнітної системи генератора;
- 6) Додатковий ескіз магнітної системи генератора;
- 7) Робоча діаграма магніта;
- 8) Схема синхронного генератора.

6. Дата видачі завдання 15.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

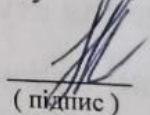
№	Назва етапів магістерської роботи	Термін та обсяг виконання етапів роботи			Примітки (плакати)
		Термін	Категорія	Обсяг	
1	Аналіз сучасних вітроенергетичних установок, переваги та недоліки. Постановка завдань на магістерську роботу	07.10.25		15%	
2	Визначення параметрів, що характеризують роботу вітроустановки.	21.10.25	I	25%	
3	Проектні дослідження.	04.11.25		40%	
4	Вибір обладнання для простованої вітряної установки.	11.11.25		50 %	Пл. 1.2
5	Розрахунок вітрового колеса.	18.11.25	II	60%	Пл. 3.4
6	Розрахунки вітрогенератора	25.11.25		70%	Пл. 5
		09.12.25		90%	Пл. 6
7	Висновки по роботі. Оформлення кваліфікаційної роботи магістра	22.12.25	III	100%	Пл. 7.8

Магістрант



(підпис)
Вертій Д.В.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)
Кислиця С.Г.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Вертій Д. В. Дослідження вітрового потенціалу та проектування вітрогенератора для Полтавського регіону.

Робота містить 88 сторінок, де розглядається тема проектування вітрогенератора. Вона включає 21 ілюстрації, що візуалізують ключові точки теми, а також 12 таблиць, які демонструють деталізовану інформацію. Для створення цієї роботи було використано 8 надійних джерел.

Ключові слова, що описують суть теми цієї роботи: вітрогенератор, вітрова установка, вітрова турбіна.

Предметом дослідження кваліфікаційної роботи є дослідження вітрового потенціалу та проектування вітрогенератора для Полтавського регіону. Цей генератор призначений для забезпечення альтернативної енергії, з метою задоволення потреб підприємства.

Спроектований вітрогенератор дозволить забезпечити підприємство енергією, альтернативною традиційним джерелам. Це може бути корисним у випадках, коли традиційні джерела не доступні або їх використання не є економічно виправданим.

Робота має практичну цінність, оскільки її результати можуть бути використані в реальних умовах. Після більш детальної доробки, ці результати можуть бути розглянуті для використання на практиці.

ABSTRACT

Vertiy D. V. Research of wind potential and design of a wind generator for the Poltava region.

The work contains 88 pages, which consider the topic of wind generator design. It includes 21 illustrations that visualize key points of the topic, as well as 12 tables that demonstrate detailed information. 8 reliable sources were used to create this work.

Keywords that describe the essence of the topic of this work: wind generator, wind installation, wind turbine.

The subject of the research of the qualification work is the research of wind potential and design of a wind generator for the Poltava region. This generator is designed to provide alternative energy to meet the needs of the enterprise.

The designed wind generator will allow the enterprise to provide energy alternative to traditional sources. This can be useful in cases where traditional sources are not available or their use is not economically justified.

The work has practical value, since its results can be used in real conditions. After more detailed elaboration, these results can be considered for practical use.

ЗМІСТ

ВСТУП

1. АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД

- 1.1 Застосування і загальна інформація вітрогенераторів
- 1.2 Вітрогенератори з горизонтальними обертовими валами
- 1.3 Однолопатеві вітрові генератори
- 1.4 Дволопатеві вітрові генератори
- 1.5 Трилопатеві вітрові генератори
- 1.6 Багато лопатеві вітрові генератори
- 1.7 Вітрогенератори з вертикальними обертовими валами

2. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

- 2.1 Розрахунок вітрового колеса та генератора
- 2.2 Визначення основних розмірів для розрунків обмотки та магнітопроводу статора
- 2.3 Мінімальна ширина зубця та крок обмотки статора
- 2.4 Параметри схеми заміщення обмотки
- 2.5 Розраховуємо характеристики ротора
- 2.6 Розрахунок провідностей розсіювання індуктора
- 2.7 Розрахунок магнітного ланцюга та побудова робочої діаграми магнітів
- 2.8 Визначення маси активних матеріалів, втрат та ККД генератора

3. ПРОЕКТНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

- 3.1 Оцінка вітрогенеретичного потенціалу
- 3.2 Область застосування та параметри вітрової установки
- 3.3 Оцінка вітроенергетичного потенціалу
- 3.4 Розрахунок та вибір електричних кабелів та проводів
- 3.5 Розрахунок та вибір трансформатору
- 3.6 Вибір лічильника
- 3.7 Вибір обладнання для проєктованої вітряної установ

ВИСНОВКИ

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

ДОДАТКИ

ВСТУП

Сьогоднішня екологічна та енергетична криза змушує нас шукати принципово нові підходи до виробництва електроенергії або вдосконалювати те, що вже маємо. Освоєння доступних, екологічних та відновлюваних джерел енергії стало не просто бажаним, а життєво необхідним завданням для всього людства. За останні двадцять-тридцять років вітрова енергетика перетворилася на головний тренд серед альтернативних джерел. Вітроелектростанції працюють на відновлюваних ресурсах, не забруднюють повітря вуглекислим газом і не завдають шкоди навколишньому середовищу.

Якщо раніше говорили переважно про великі промислові вітропарки, то зараз дедалі популярнішими стають невеликі вітрові установки для приватного використання. Такі турбіни здатні забезпечити електрикою окремі будинки чи господарства, підтримуючи ідею децентралізованого енергопостачання. Цікаво, що різні типи генераторів чудово доповнюють один одного — коли одні не працюють через відсутність вітру, інші можуть бути активними, створюючи стабільне енергозабезпечення. Саме тому приватні вітрові установки набувають такого значення для звичайних людей.

Актуальність теми. Наші енергосистеми та електромережі здебільшого застаріли й працюють із низькою ефективністю. Теплові електростанції фізично зношені до критичного стану — їм потрібна або глибока модернізація, або повна заміна. Українська енергосистема особливо страждає від браку маневрових потужностей, що призводить до марнування наявних ресурсів і величезних втрат енергії. У найближчі роки нам доведеться масово переходити на альтернативні та відновлювані джерела, бо запаси нафти, газу та вугілля невідворотно скорочуються.

Вітрова енергія вже зараз показує вражаючі результати в багатьох країнах світу, успішно конкуруючи з традиційними станціями. Особливу увагу привертають середні та великі вітропарки, інтегровані в національні

електромережі. При цьому ринок малих вітрових установок стрімко зростає завдяки попиту від домогосподарств, фермерів та невеликих підприємств.

Вітроенергетика сьогодні визнана одним із найперспективніших напрямків розвитку енергетики. Енергія вітру може значною мірою покрити зростаючі потреби в електриці, спричинені збільшенням населення планети та підвищенням рівня життя. Проте головний виклик залишається — це непередбачуваність вітру. Його швидкість і сила постійно змінюються: є сезонні коливання, довгострокові цикли, та навіть протягом однієї доби вітер може різко посилюватися або зовсім стихати за лічені хвилини.

Енергоефективність та економічна вигода вітрових електростанцій можуть суттєво допомогти у вирішенні проблеми енергозбереження, яка стає дедалі гострішою. Постійний розвиток промисловості, поява нових технологій, зростання міст — все це вимагає все більше і більше електроенергії. Це, у свою чергу, підвищує вартість виробництва товарів та послуг. Компанії, організації та навіть приватні споживачі змушені шукати способи зменшити енергоспоживання та підвищити ефективність використання наявних ресурсів. Вітрові установки дають можливість генерувати власну електроенергію, знижуючи залежність від централізованих мереж і скорочуючи витрати на оплату електрики.

Крім того, розвиток вітроенергетики створює нові робочі місця, стимулює технологічні інновації та сприяє енергетичній незалежності країн. Інвестиції у вітрову енергію окупаються протягом кількох років, а термін служби сучасних вітрових турбін сягає 20-25 років. Це робить їх не лише екологічним, але й економічно вигідним рішенням для майбутнього.

Мета і завдання дослідження. Головна мета цієї кваліфікаційної роботи - дослідити вітрові ресурси Полтавського регіону та підібрати оптимальні технічні параметри вітрогенератора, який зможе стати надійним альтернативним джерелом електропостачання.

Об'єкт дослідження — система альтернативного електропостачання на базі вітрової енергії для Полтавського регіону, яка може використовуватися як для приватних господарств, так і для невеликих підприємств або соціальних об'єктів.

Предмет дослідження - вітровий енергетичний потенціал Полтавської області та процес проєктування вітрової турбіни з урахуванням специфічних кліматичних, географічних та технічних умов регіону.

Практичне значення. Результати цієї роботи мають конкретну практичну цінність. По-перше, вони дадуть змогу оцінити реальний вітровий потенціал Полтавщини та визначити доцільність використання вітроенергетики в регіоні. По-друге, розроблений проєкт вітрогенератора можна буде використати як основу для реального впровадження — встановлення установки в приватних господарствах, фермах або комунальних об'єктах. Це допоможе знизити залежність від централізованого електропостачання, зменшити витрати на електроенергію та сприятиме розвитку "зеленої" енергетики в регіоні. Крім того, отримані дані можуть стати корисними для подальших досліджень та розробок у сфері відновлюваної енергетики в Центральній Україні.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД

1.1 Застосування і загальна інформація вітрогенераторів

Загальна інформація

Вітрогенератор, або вітрова турбіна, — це інженерна споруда, що перетворює енергію вітру на корисну енергію, здебільшого електричну, яку можна подавати в мережу або використовувати локально для живлення будинків і підприємств; у сучасній вітроенергетиці застосовують два основні типи турбін рисунок 1.1

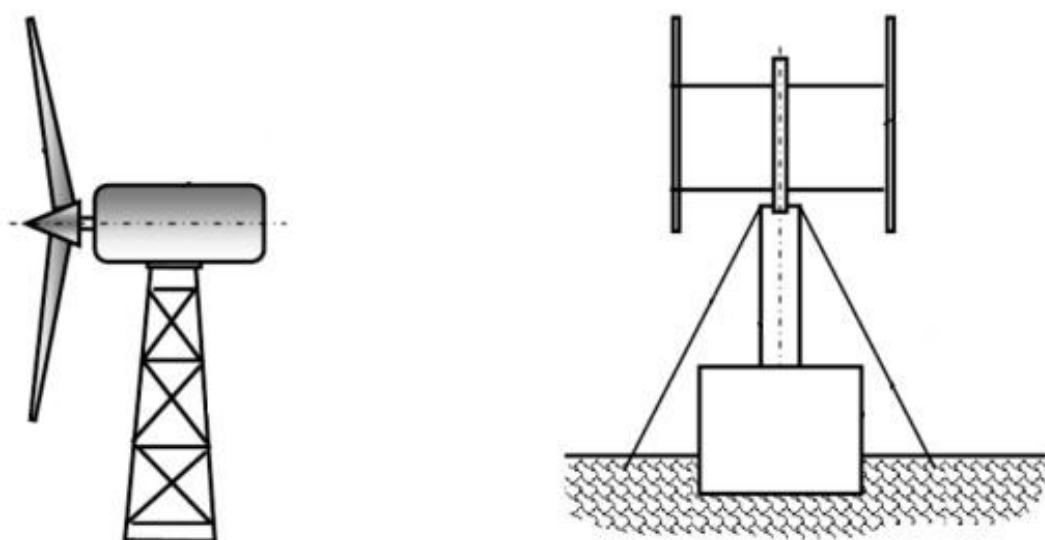


Рисунок 1.1 – Вітрова установка з горизонтальною віссю обертання (а)

і з вертикальною віссю (б)

За розташуванням осі обертання: з горизонтальною віссю (HAWT), що є найпоширенішими завдяки високій ефективності та усталеним технологіям, і з вертикальною віссю (VAWT), які краще працюють за мінливої рози вітрів і простіші конструктивно, але зазвичай поступаються за ККД. Принцип дії такий: вітер обтікає лопаті, створюючи підйомну силу та крутний момент, які обертають ротор; обертання передається на низькошвидкісний вал, далі через редуктор підвищується частота обертання до оптимальної для генератора, після

чого генератор перетворює механічну енергію на електричну завдяки взаємодії магнітного поля та провідників; у частини сучасних установок редуктор замінюють на безредукторні багатополюсні генератори прямого приводу, що зменшує втрати й потребу в обслуговуванні. Роботу турбіни забезпечують ключові підсистеми: система орієнтації на вітер (yaw) повертає гондолу в напрямку потоку, пітч-система змінює кут атаки лопатей для регулювання потужності та захисту за штормових швидкостей, гальмівні механізми відповідають за аварійну та сервісну зупинку, силова електроніка узгоджує параметри генерації з мережею, а системи моніторингу (SCADA, датчики вібрацій, температур і навантажень) стежать за станом обладнання. Електроенергія від генератора проходить через перетворювачі, трансформується до потрібної напруги і подається в мережу, причому керування залежить від швидкості вітру: старт із мінімальної швидкості (cut-in), далі підтримання номінальної потужності за допомогою пітч-керування і, за перевищення граничної швидкості (cut-out), зупинка для безпеки. Серед практичних зауваг варто відзначити, що для великих HAWT оптимальною стала трилопатева схема як компроміс між ефективністю, вартістю та вібраціями; регулярне обслуговування редуктора (якщо є), підшипників, гальм і пітч-механізмів продовжує ресурс і зменшує простой; також критичними є системи блискавкозахисту, правильне проєктування фундаменту й щогли та надійні алгоритми аварійного зупину. Переваги вітроенергетики включають безпаливну генерацію, низькі викиди та масштабованість від приватних установок до великих ВЕС, тоді як обмеження пов'язані з мінливістю вітрових ресурсів, коливанням потужності та вимогами до розміщення і впливу на ландшафт.

Ротор вітрової турбіни перетворює енергію повітряного потоку на механічну і через низькошвидкісний вал передає її на редуктор, який підвищує частоту обертання до значень, придатних для ефективної роботи генератора з високошвидкісним валом; далі вироблена електроенергія спрямовується у силову частину для узгодження з мережею чи локальним навантаженням. За роботу всієї системи відповідає контролер: він отримує сигнали від анемометра

про швидкість вітру та від флюгера про його напрям, автоматично запускає турбіну, регулює режими і за потреби виконує гальмування.

Усі основні агрегати розміщені в гондолі — верхньому несучому модулі, що містить валові лінії, редуктор, генератор, контролер і гальмівні механізми; гондола встановлена на щоглі — порожнистій металевій або бетонній конструкції, яка забезпечує потрібну висоту для кращого вітрового ресурсу та сприймає навантаження від вітру й вібрацій. Гальмівні системи відіграють критичну роль у безпеці: вони запобігають руйнуванню установки під час штормових поривів або аварійних станів і забезпечують контрольовану зупинку ротора. Лопаті — робочі елементи аеродинаміки — сприймають енергію вітру, створюють крутний момент і приводять у рух ротор, а отже, запускають увесь ланцюг перетворення енергії

Попри зовнішню подібність, горизонтально-осьові (HAWT) і вертикально-осьові (VAWT) турбіни істотно відрізняються: HAWT зазвичай мають вищий ККД, більшу одиничну потужність і відпрацьовані системи керування пітчем і орієнтацією, натомість потребують точного наведення за вітром і ретельного обслуговування редуктора; VAWT простіші конструктивно, краще працюють за турбулентних і змінних напрямків вітру та можуть мати менші вимоги до орієнтації, але часто поступаються за ефективністю, мають інші профілі навантажень і межі робочих швидкостей. Тому під час вибору типу і конфігурації доцільно проводити детальний техніко-економічний аналіз з урахуванням потужності, ККД, надійності, діапазону робочих швидкостей, умов обслуговування, вимог до безпеки і якості електроенергії, аби забезпечити стабільну, ефективну та безпечну роботу установки протягом усього життєвого циклу.

1.2 Вітрогенератори з горизонтальними обертовими валами

На перший погляд може здатися, що горизонтально-осьові та вертикально-осьові вітрогенератори подібні між собою, адже обидва перетворюють енергію

вітру на корисну електроенергію. Проте це враження оманливе. Між цими двома класами існують суттєві конструктивні й експлуатаційні відмінності, які впливають на ефективність, надійність, вартість обслуговування та придатність до конкретних умов застосування. До того ж сам сегмент вертикально-осьових машин включає різні архітектури, тож їх характеристики можуть істотно різнитися навіть усередині одного типу.

На сучасному етапі розвитку відновлюваної енергетики найпоширенішими стали вітрові турбіни з горизонтальною віссю обертання. У таких установках вісь ротора паралельна земній поверхні, а лопаті працюють назустріч вітру. Цю архітектуру часто називають “вітровою турбіною” у вузькому сенсі, оскільки вона побудована навколо аеродинамічних профілів крилового типу, оптимізованих під підйомну силу. Завдяки відносно високому коефіцієнту корисної дії та відпрацьованим технологіям керування саме HAWT стали базою для більшості промислових вітроелектростанцій.

Важливою особливістю горизонтальних турбін є здатність автоматично орієнтуватися на вітер. Передня частина установки з гондолою повертається так, щоб лопаті зустрічали потік під оптимальним кутом. Додатково використовується пітч-керування — зміна кута атаки лопатей, що дає змогу ефективніше працювати як за слабкого вітру, так і утримувати номінальну потужність у штормових умовах, зберігаючи безпеку. Сукупність цих рішень забезпечує стабільнішу генерацію та кращу погоджуваність із вимогами електромережі.

Ще одна перевага HAWT — гнучкість у виборі кількості лопатей. Існують однолопатеві, дволопатеві, трилопатеві й багатолопатеві варіанти. У промислових масштабах стандартом стала трилопатева схема як компроміс між аеродинамічною ефективністю, механічною рівномірністю навантажень, рівнем шуму та економікою виробництва. Завдяки оптимізації профілів і полегшенню конструкцій горизонтальні машини зазвичай мають меншу масу й габарити порівняно з вертикальними установками тієї ж корисної потужності.

Разом із тим, орієнтація на вітер і пітч-керування потребують додаткових підсистем — приводи повороту гондоли, складні вузли зміни кута лопатей, датчики, контролери. Це ускладнює конструкцію, підвищує вимоги до обслуговування і частково зменшує загальну доступність установки в віддалених чи важкодоступних регіонах. Саме цю особливість часто називають ключовим недоліком горизонтально-осьових турбін: щоб досягти високої ефективності, вони вимагають більшої інженерної складності.

Вертикально-осьові турбіни, своєю чергою, краще переносять турбулентні потоки та зміну напрямку вітру, адже їх робота менш залежить від точного наведення. Проте вони зазвичай поступаються НAWT за піковою ефективністю, мають інші профілі аеродинамічних втрат і специфіку навантажень на вал та опори. Усередині цього класу існують різні конструкції, тож технічні показники можуть відрізнятися ще відчутніше, ніж у горизонтальних аналогів.

Підсумовуючи, вибір між горизонтально- та вертикально-осьовими вітрогенераторами має спиратися на всебічний техніко-економічний аналіз. Потрібно оцінити діапазон швидкостей вітру на майданчику, очікувану потужність і річну генерацію, коефіцієнт корисної дії, надійність і ресурс вузлів, вимоги до обслуговування, особливості інтеграції в мережу та обмеження щодо майданчика. Саме такий підхід дозволяє обрати конфігурацію, що забезпечить найкращий баланс ефективності, довговічності та вартості енергії у конкретних умовах.

Вітрогенератор, або вітрова турбіна, — це інженерна споруда, що перетворює енергію вітру на корисну енергію, здебільшого електричну, яку можна подавати в мережу або використовувати локально для живлення будинків і підприємств. У сучасній вітроенергетиці застосовують два основні типи турбін за розташуванням осі обертання: з горизонтальною віссю (НAWT), що є найпоширенішими завдяки високій ефективності та усталеним технологіям, і з вертикальною віссю (VAWT), які краще працюють за мінливої рози вітрів і простіші конструктивно, але зазвичай поступаються за ККД.

Принцип дії такий: вітер обтікає лопаті, створюючи підйомну силу та крутний момент, які обертають ротор. Обертання передається на низькошвидкісний вал, далі через редуктор підвищується частота обертання до оптимальної для генератора, після чого генератор перетворює механічну енергію на електричну завдяки взаємодії магнітного поля та провідників. У частини сучасних установок редуктор замінюють на безредукторні багатополюсні генератори прямого приводу, що зменшує втрати й потребу в обслуговуванні.

Роботу турбіни забезпечують ключові підсистеми: система орієнтації на вітер (yaw) повертає гондолу в напрямку потоку, пітч-система змінює кут атаки лопатей для регулювання потужності та захисту за штормових швидкостей, гальмівні механізми відповідають за аварійну та сервісну зупинку, силова електроніка узгоджує параметри генерації з мережею, а системи моніторингу (SCADA, датчики вібрацій, температур і навантажень) стежать за станом обладнання.

Електроенергія від генератора проходить через перетворювачі, трансформується до потрібної напруги і подається в мережу. Керування залежить від швидкості вітру: старт із мінімальної швидкості (cut in), далі підтримання номінальної потужності за допомогою пітч-керування і, за перевищення граничної швидкості (cut out), зупинка для безпеки.

Серед практичних зауваг варто відзначити, що для великих HAWT оптимальною стала трилопатева схема як компроміс між ефективністю, вартістю та вібраціями. Регулярне обслуговування редуктора (якщо є), підшипників, гальм і пітч-механізмів продовжує ресурс і зменшує простой. Також критичними є системи блискавкозахисту, правильне проектування фундаменту й щогли та надійні алгоритми аварійного зупину.

Переваги вітроенергетики включають безпаливну генерацію, низькі викиди та масштабованість від приватних установок до великих ВЕС. Обмеження пов'язані з мінливістю вітрових ресурсів, коливанням потужності та вимогами до розміщення і впливу на ландшафт.

На рисунку 1.2 показана базова схема вітрової установки, що наочно демонструє структуру електроустановки та взаємодію її ключових вузлів.

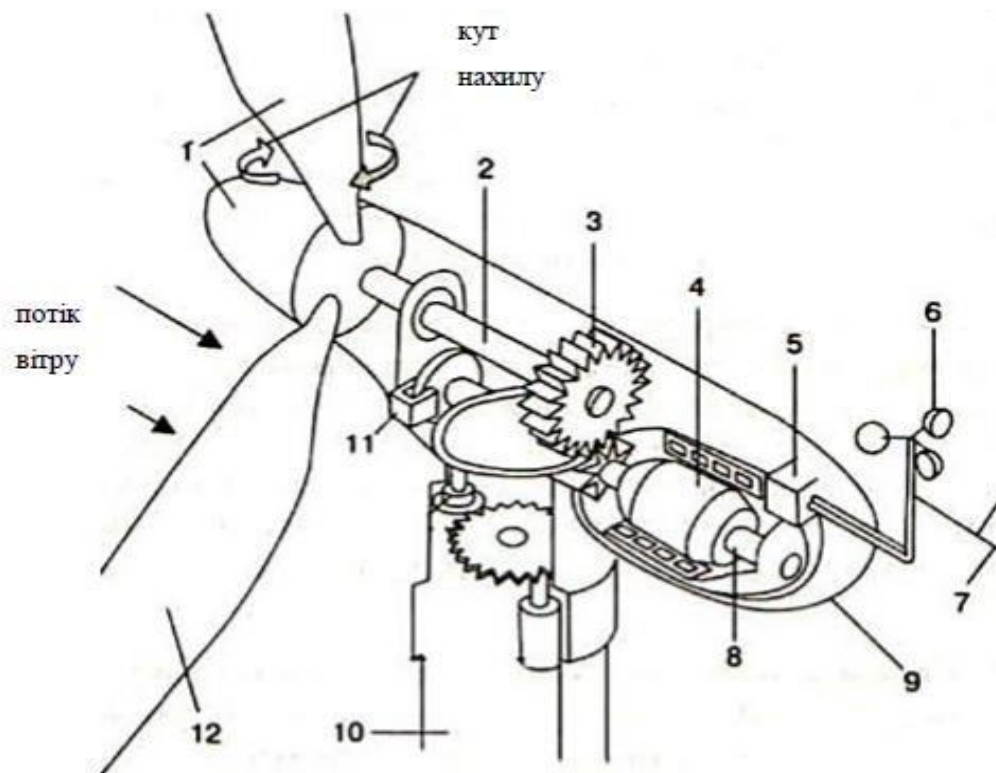


Рисунок 1.2 - Вітроустановка з горизонтальною віссю обертання (а) і з вертикальною віссю (б)

Ротор вітрової турбіни перетворює енергію повітряного потоку на механічну і через низькошвидкісний вал передає її на редуктор, який підвищує частоту обертання до значень, придатних для ефективної роботи генератора з високошвидкісним валом. Далі вироблена електроенергія спрямовується у силову частину для узгодження з мережею чи локальним навантаженням.

За роботу всієї системи відповідає контролер: він отримує сигнали від анемометра про швидкість вітру та від флюгера про його напрям, автоматично запускає турбіну, регулює режими і за потреби виконує гальмування. Усі основні агрегати розміщені в гондолі — верхньому несучому модулі, що містить валові лінії, редуктор, генератор, контролер і гальмівні механізми. Гондола встановлена на щоглі — порожнистій металевій або бетонній конструкції, яка забезпечує потрібну висоту для кращого вітрового ресурсу та сприймає навантаження від вітру й вібрацій.

Гальмівні системи відіграють критичну роль у безпеці: вони запобігають руйнуванню установки під час штормових поривів або аварійних станів і забезпечують контрольовану зупинку ротора. Лопаті — робочі елементи аеродинаміки — сприймають енергію вітру, створюють крутний момент і приводять у рух ротор, а отже, запускають увесь ланцюг перетворення енергії.

Попри зовнішню подібність, горизонтально-осьові (HAWT) і вертикально-осьові (VAWT) турбіни істотно відрізняються. HAWT зазвичай мають вищий ККД, більшу одиничну потужність і відпрацьовані системи керування пітчем і орієнтацією, натомість потребують точного наведення за вітром і ретельного обслуговування редуктора. VAWT простіші конструктивно, краще працюють за турбулентних і змінних напрямків вітру та можуть мати менші вимоги до орієнтації, але часто поступаються за ефективністю, мають інші профілі навантажень і межі робочих швидкостей.

Тому під час вибору типу і конфігурації доцільно проводити детальний техніко-економічний аналіз з урахуванням потужності, ККД, надійності, діапазону робочих швидкостей, умов обслуговування, вимог до безпеки і якості електроенергії. Це дає змогу забезпечити стабільну, ефективну та безпечну роботу установки протягом усього життєвого циклу.

1.3 Однолопатеві вітрові генератори

Однолопатеві вітрогенератори вирізняються серед інших насамперед високою швидкістю обертання. Їхня конструкція передбачає одну робочу лопать і противагу замість другої лопаті. Така противага має мінімальний аеродинамічний опір, тому втрати на обтіканні менші, а кутові швидкості можуть бути вищими. Завдяки цьому однолопатеві машини добре поєднуються з високошвидкісними генераторами, зокрема асинхронними, і здатні ефективно працювати в широкому діапазоні режимів.

Ще одна відчутна перевага — здатність запускатися та підтримувати генерацію за дуже низьких швидкостей вітру. Висока кутова швидкість разом із

правильно підібраним профілем лопаті дозволяє «знімати» енергію навіть зі слабого потоку. Це робить такі установки привабливими для місцевостей із помірним або нестабільним вітровим ресурсом, де класичні багатолопатеві рішення можуть стартувати пізніше або працювати менш стабільно.

Водночас конструкція з однією лопаттю має низку технічних викликів. Високі оберти підсилюють гіроскопічний ефект: під час зміни напрямку чи поривів вітру ротор чинить опір переорієнтації, що збільшує навантаження на вузли повороту і підшипникові опори. Це потребує міцнішої механіки й ретельної перевірки втомної міцності компонентів, особливо в місцях концентрації напружень.

Критичною є ідеальна балансування ротора. Асиметрична маса (лопоть плюс противага) створює змінні динамічні навантаження. Будь-яке навіть незначне порушення балансу призводить до вищих вібрацій, підвищеного зносу підшипників, зростання шуму й потенційних резонансних режимів. Через це вимоги до якості виготовлення, контролю геометрії та періодичного сервісного балансування тут суворіші, ніж у багатолопатевих аналогів.

Безпека також виходить на перший план. Через великі периферійні швидкості кінчиків лопаті кінетична енергія значна, тож у разі відмови вузла наслідки можуть бути серйознішими, ніж у повільніших систем. Необхідні надійні гальмівні системи, ефективні алгоритми аварійного зупину, якісні датчики вібрацій і температур, а також система моніторингу стану для раннього виявлення відхилень у роботі.

З точки зору застосувань, однолопатеві турбіни можуть бути цікавими для проєктів, де важлива низька маса ротора, простіший транспорт і монтаж, а також здатність працювати за слабких вітрів. Вони можуть мати сенс у дослідницьких або нішових рішеннях, де пріоритет — високі оберти й компактність силової частини. Проте для великих промислових ВЕС частіше обирають трилопатеві НАWT як більш збалансовані за ефективністю, вібраціями, шумом і експлуатаційною надійністю.

Підсумовуючи, однолопатеві вітрогенератори — це цікава інженерна концепція з реальними перевагами у швидкохідності та роботі за низьких швидкостей вітру. Але їх використання вимагає підвищеної уваги до балансування, міцності вузлів повороту та систем безпеки. За правильного проектування, налаштування й обслуговування вони можуть забезпечити ефективну генерацію в специфічних умовах.

На рисунку 1.3 наведено типовий приклад такої турбіни, що ілюструє схему з однією лопаттю та противагою і компактною високошвидкісною силовою частиною.



Рисунок 1.3 – Однолопатева вітрова турбіна

1.4 Дволопатеві вітрові генератори

Дволопатеві вітрові генератори — це окремий різновид горизонтально-осьових турбін, який займає проміжну позицію між однолопатевидами та трилопатевидами конструкціями. За принципом роботи вони близькі до

однолопатевого швидкохідних схем, однак парна кількість лопатей надає важливу конструктивну перевагу — ротор залишається збалансованим у будь-якому кутовому положенні без потреби у великій протизвазі.

Завдяки цьому дволопатевої турбіни зазвичай простіші за масо-габаритами та логістикою. Менша матеріаломісткість ротора може знижувати вартість виробництва порівняно з однолопатевоими рішеннями, а підвищені робочі оберти полегшують узгодження з генераторами, що краще працюють на високій швидкості, або дозволяють ефективніше застосовувати редукторні схеми. У підсумку виходить доволі легка і технологічно гнучка конструкція.

Водночас дволопатевої машини мають і характерні обмеження. Дві лопаті створюють помітніші пульсації крутного моменту, ніж трилопатева схема, що проявляється підвищеними вібраціями та шумом, особливо за поривчастого вітру. Під час швидкого повороту гондоли виникають значні гіроскопічні навантаження, які збільшують вимоги до вузлів орієнтації (yaw), підшипників і кріплень. Щоб згладити динамічні удари, інколи застосовують шарнірні маточини типу teetering hub або еластичні елементи кріплення лопатей, однак це додає вимог до точності виготовлення та сервісу.

Аеродинамічно дволопатевої турбіни краще розкривають потенціал на середніх і високих швидкостях вітру, але можуть бути чутливішими до турбулентності та зміни кута атаки. Тому для стабільної роботи потрібні точне підтримання, надійна система датчиків (швидкість, вібрації, положення лопатей) і добре налаштовані алгоритми керування. За дотримання цих умов дволопатевої установки демонструють конкурентні показники у своїх цільових нішах.

З точки зору застосувань такі турбіни доречні там, де важать невелика маса ротора, простота транспортування та монтажу, а також потреба у вищих обертах силової частини. Це можуть бути спеціалізовані або дослідницькі проекти, локації з обмеженнями на довжину лопатей, чи майданчики, де критична швидкість обертання для вибраного типу генератора. Для великих

вітропарків, що прагнуть мінімізувати вартість кіловат-години і вимагатимуть кращої віброакустики, частіше обирають трилопатеві НАWT.

Підсумовуючи, дволопатеві вітрові генератори поєднують конструктивну простоту та швидкохідність із притаманними викликами — підвищеним шумом, вібраціями і динамічними навантаженнями. За грамотного проєктування, точного балансування і якісного керування вони можуть бути ефективним вибором у нішах, де потрібні легкий ротор, спрощена логістика та висока швидкість обертання. На (рисунку 1.4) наведено типовий приклад такої дволопатевої установки.



Рисунок 1.4 – Дволопатева вітрова турбіна

1.5 Трилопатеві вітрові генератори

Трилопатеві вітрогенератори стали найпоширенішим різновидом горизонтально-осьових турбін не випадково. Багаторічні експериментальні та теоретичні дослідження показали, що конфігурація з трьома лопатями

забезпечує оптимальний баланс між аеродинамічною ефективністю, рівномірністю навантажень і стабільністю роботи. Саме тому провідні виробники галузі прийняли цю схему як стандарт, і сьогодні вона домінує в промислових вітропарках по всьому світу.

Ключ до популярності трилопатевої турбіни — у поєднанні ефективності та керованості. Три лопаті формують плавний крутний момент з меншими пульсаціями, ніж у дволопатевої систем, що знижує вібрації, механічні втрати й акустичний шум. Це, у свою чергу, покращує комфорт для навколишніх територій і подовжує ресурс вузлів — підшипників, редукторів, кріплень. Плавніша динаміка також полегшує роботу систем керування, зокрема підч-механізмів і приводів орієнтації на вітер.

З технологічного боку трилопатевої турбіни добре сумісні як із редукторними, так і з безредукторними (direct-drive) генераторами. У першому випадку редуктор узгоджує низьку швидкість ротора з оптимальними обертами генератора, у другому — багатополосний генератор бере обертання безпосередньо з ротора. Обидва підходи мають зрілу інженерну базу, а вибір залежить від умов майданчика, сервісної стратегії та цільової вартості електроенергії.

Ще одна суттєва перевага — масштабованість. Трилопатевої установки випускають у дуже широкому діапазоні потужностей: від малих станцій для автономних систем і мікрогрід-рішень до мульти-мегаватних машин для великих вітропарків. Така гнучкість дозволяє адаптувати діаметр ротора, довжину лопатей, висоту щогли й електротехнічну частину під конкретний вітровий ресурс, обмеження майданчика та вимоги електромережі.

З погляду експлуатації трилопатевої турбіни добре зарекомендували себе стабільністю та прогнозованістю. Рівномірні навантаження на вал і гондолу зменшують ризик втомних пошкоджень, а відпрацьовані алгоритми керування — від cut-in до cut-out — забезпечують безпечну роботу в широкому діапазоні швидкостей вітру. Крім того, доступність запасних частин, сервісних процедур і

навчання персоналу спрощують обслуговування протягом усього життєвого циклу.

Водночас, як і будь-яка технологія, трилопатеві системи мають компроміси. Вони потребують точного підч-керування, регулярного моніторингу стану лопатей та підшипників, а також суворого дотримання процедур балансування. Проте зрілість технології і масштаб виробництва роблять ці вимоги цілком керованими та економічно виправданими.

Підсумовуючи, трилопатеві вітрогенератори стали «золотою серединою» між ефективністю, надійністю, рівнем шуму та вартістю енергії. Саме ця збалансованість пояснює їхню домінуючу присутність на ринку і високий попит у найрізноманітніших проєктах — від одиничних установок до великих вітроелектростанцій. (На рисунку 1.5) наведено приклад такої турбіни з характерною трилопатковою схемою та стандартною гондолою на високій щоглі.



Рисунок 1.5 – Трилопатева вітрова турбіна

1.6 Багато лопатеві вітрові генератори

Багатолопатеві вітрогенератори — це різновид горизонтально-осьових турбін, у яких кількість лопатей може коливатися від чотирьох до кількох десятків. Така архітектура формує великий робочий диск і збільшує площу взаємодії з потоком повітря, що відразу позначається на характері обертання ротора та його енергетичних показниках.

Ключова перевага багатолопатевих машин — високий крутний момент на валу навіть за невеликих швидкостей вітру. Завдяки великій кількості лопатей ротор легко «знімає» енергію зі слабого потоку, тож такі установки швидко стартують і здатні стабільно приводити в дію високонавантажені механізми чи електрогенератори, які потребують значного пускового моменту. Саме тому історично багатолопатеві вітряки широко застосовували для водопідіймальних насосів, млинів і автономних господарських установок.

Водночас велика кількість лопатей має й оборотний бік. Зростає сумарний аеродинамічний опір і момент інерції ротора, через що така турбіна є «тихохідною»: вона працює на нижчих кутових швидкостях і повільніше реагує на швидкі зміни вітрової обстановки. Це зменшує коефіцієнт корисної дії на високих швидкостях вітру і може обмежувати ефективність у турбулентних або мінливих умовах, де потрібна оперативна адаптація кута атаки та обертів.

З інженерної точки зору це означає специфічні вимоги до підбору генератора й силової частини. Часто доцільні рішення з більш «моментними» генераторами або редукторними схемами, узгодженими з низькою швидкістю обертання, а також простіші системи керування, орієнтовані на надійність і ресурс, а не на пікову ефективність. Обслуговування зазвичай зосереджується на контролі стану лопатей, вузлів кріплення та підшипників, які сприймають значні крутні та вітрові навантаження.

Сфера застосування багатолопатевих вітрогенераторів — переважно нішеві або автономні проекти, де важливі ранній пуск, високий крутний момент і проста, витривала механіка. Для великих промислових вітропарків, що

працюють на максимальну енергоефективність і мінімальну вартість кіловат-години, зазвичай обирають трилопатеві високошвидкісні турбіни. На рисунку 1.6 зазвичай наводять приклад такої багатолопатевої установки, що добре ілюструє її характерний «щільний» ротор і конструктивну орієнтацію на момент, а не на швидкість.



Рисунок 1.6 – Багатолопатева вітрова турбіна

1.7 Вітрогенератори з вертикальними обертовими валами

Вертикально-осьові вітряні турбіни загалом поступаються горизонтальним за енергоефективністю. За результатами низки досліджень їхній коефіцієнт корисної дії може бути у кілька разів нижчим, інколи орієнтовно втричі. Головна причина — у кінематиці: лопаті VAWT обертаються перпендикулярно до землі, незалежно від напрямку вітру, тож

частина лопатей завжди рухається «проти» потоку. У підсумку значна частка енергії витрачається на подолання опору, а не на корисну роботу.

До характерних недоліків вертикальних турбін також належать неможливість незалежного керування кожною лопаттю, підвищені навантаження на опорні вузли і вал, жорсткі вимоги до однаковості профілю лопатей по всій довжині, а також помітний рівень шуму на робочих обертах. Сукупно це ускладнює забезпечення стабільної, маловібраційної роботи та обмежує пік енергоефективності.

Водночас у VAWT є низка практичних переваг. Часто редуктор і генератор розміщують на рівні землі, що спрощує монтаж, сервіс і ремонт, а також знижує вимоги до підйомної техніки й підвищує безпеку обслуговування. Такі установки не потребують системи орієнтації за вітром і можуть працювати незалежно від напрямку потоку, що зручно в умовах міської забудови та турбулентних «вітрових коридорів».

Конструктивні рішення у вертикальних турбінах суттєво відрізняються, тож і їхні характеристики помітно варіюються. Нижче наведено найпоширеніші типи та їхні особливості.

Ротор Савоніуса — найпростіша реалізація з напівциліндричними або S-подібними лопатями. Йому властиві елементарна конструкція з невеликої кількості деталей, нечутливість до напрямку вітру, ранній старт за малих швидкостей і можливість встановлення в обмежених просторах. Водночас ККД порівняно низький, а за сильних поривів зростають вібрації та шум. Такі машини зазвичай «тихохідні» і краще підходять для невеликих навантажень. На (рисунку 1.7) наведений приклад такої установки.



Рисунок 1.7 – Ротор Савоніуса

Ротор Дар'є складається з двох або трьох вигнутих у дузу лопатей, що формують еліптичний контур. Він не потребує наведення на вітер, має просту кінематику та зручний доступ до приводного вала, розташованого близько до землі. Однак часто потребує допоміжного запуску, зазнає високих динамічних навантажень на опорні вузли, критично чутливий до точності профілю лопатей уздовж довжини і може створювати підвищений шум у роботі. На рисунку 1.7 наведений приклад такої установки.

Гелікоїдний (скручений) ротор — модифікація Дар'є з гвинтовою геометрією лопатей. Така форма згладжує обертання, зменшує пікові навантаження на опори, підвищує швидкохідність і краще переносить турбулентність. За поведінкою ці машини частково наближаються до горизонтальних турбін. Недолік — складніша та дорожча у виробництві

аеродинамічна форма, а також відчутний акустичний слід на робочих режимах. На (рисунок 1.7) наведений приклад такої установки.



Рисунок 1.9 – Гелікоїдний ротор

Багатолопатеві вертикальні ротори зі «статорним» кільцем нерухомих напрямних лопатей по периметру спрямовують, стискають і прискорюють потік до ротора. Це збільшує ефективну площу захоплення вітру й може покращувати енергоефективність у діапазоні помірних швидкостей. Водночас такі системи чутливі до штилів, дорожчі у виготовленні та монтажі і зазвичай підвищують звуковий фон під час роботи.

Узагальнюючи огляд промислових рішень, можна зробити кілька висновків. По-перше, вертикальні турбіни часто стартують і працюють за нижчих швидкостей вітру, що робить їх доречними для міських і дахових інсталяцій, де важливі простота доступу та безпечність сервісу. По-друге, розміщення силових агрегатів на землі справді спрощує техобслуговування і

зменшує простої. По-третє, за відповідного дотримання акустичних норм VAWT можуть працювати поблизу житлової забудови, що підвищує їхню привабливість для урбанізованих територій.

Водночас горизонтально-осьові турбіни забезпечують істотно вищу одиничну потужність і кращий ККД, тож залишаються основою промислової генерації там, де критичні низька собівартість кВт·год і висока надійність. Так, потреба у системі орієнтації справді ускладнює конструкцію і підвищує вартість, але зрілість технології HAWT, широка сервісна інфраструктура та відпрацьовані алгоритми керування зазвичай переважають ці недоліки.

Підсумовуючи, вибір між VAWT і HAWT слід робити за результатами вітрових вимірювань майданчика з урахуванням цільової потужності, акустичних обмежень, сервісної стратегії, бюджету та вимог електромережі. Вертикальні рішення логічні для нішевих, міських і сервісно-орієнтованих проєктів, тоді як горизонтальні — оптимальні для промислових установок і аграрних споживачів з великими навантаженнями, зокрема фермерських господарств, де така архітектура підтверджує доцільність як технічно, так і економічно.

2 РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

2.1 Розрахунок вітрового колеса та генератора

Умови МСА:

- Температура повітря $t=15^{\circ}\text{C}$.
- Щільність повітря $\rho=1,226 \text{ кг/м}^3$.
- Атмосферний тиск $1013,1 \text{ гПа}$.

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для розрахунку

Найменування	Позначення	Величина
Швидкість вітру, м/с	V	10
Потужність, що розвивається вітроколесом, Вт	P	7000
Кількість лопатей	Z	3
Радіус неробочої частини ротора	R _n	0.2*R
Діаметр маточини лопаті, м	d	0.67

Додаткові дані

Відповідно до досвіду проектування вітроенергетичних установок цього типу, діапазон значень відносної швидкості зазвичай становить 6–8. Коефіцієнт використання енергії вітру, також відомий як коефіцієнт потужності (C_p), для наявних моделей вітрогенераторів коливається в межах 0,43–0,47. Максимальна швидкість кінця лопаті обмежується значеннями 80–100 м/с. Такі обмеження зумовлені фактором аеродинамічного шуму та ерозійного впливу, що призводить до передчасного зношування лопатей. У конструкції лопатей застосовується аеродинамічний профіль типу "Есперо" із відотною товщиною

15%. Застосування ламінарних аеродинамічних профілів дозволяє досягнути підвищених характеристик, однак реалізація їхнього потенціалу залежить від забезпечення високої точності виробництва, чистоти поверхні лопатей, виключення конструктивних вібрацій та мінімізації турбулентності у повітряному потоці. Порушення цих умов може призвести до зниження ефективності вітрогенераторів із такими профілями на 25–30. Розподіл відносної товщини профілів вздовж лопаті обумовлений не лише аеродинамічними вимогами, але й потребами у забезпеченні необхідної міцності та жорсткості конструкції. Зазвичай цей розподіл уточнюють під час проєктних розрахунків міцності та жорсткості лопатей. Для виконання аеродинамічних розрахунків використовується статистичний розподіл товщин профілів уздовж довжини лопаті. Рекомендована кількість розрахункових перетинів уздовж радіуса лопаті становить від 10 до 20.

Геометричні параметри профілю лопаті типу “Есперо” представлені на (Рис.2.1).

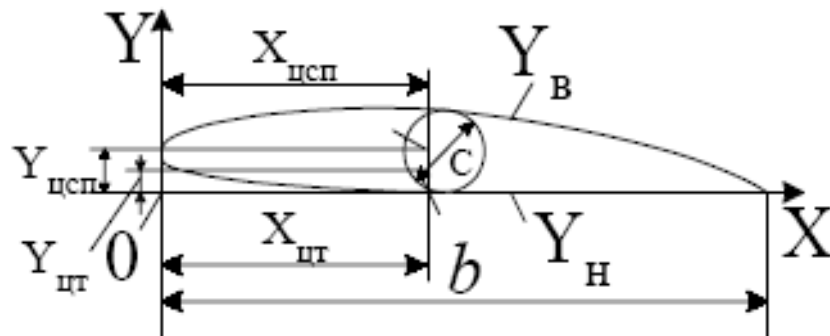


Рисунок 2.1 - Ескіз геометричних параметрів профілю лопаті типу “Есперо”

Таблиця 2.2 - Аеродинамічні характеристики профілю типу “Есперо”
п'ятнадцяти відсоткової товщини

Найменування параметрів		Кут атаки	Коефіцієнт підйомної сили	Коефіцієнт зворотної аеродинамічної якості
Позначення		α	C_{ya}	μ_a
Одиниці виміру		град.	о.е.	о.е.
Номери точок характеристик	1	-6°	0.10	0.1250
	2	-4°	0.30	0.0417
	3	-2°	0.50	0.0250
	4	0°	0.65	0.0192
	5	1°	0.76	0.0197
	6	2°	0.85	0.0182
	7	4°	1.03	0.0194
	8	6°	1.12	0.0268
	9	8°	1.16	0.0410
	10	10°	1.18	0.0593
	11	12°	1.16	0.0862
	12	14°	1.13	0.1217
	13	16°	1.10	0.1568
	14	18°	1.05	0.2071
	15	20°	0.99	0.2626

Тоді приймаємо:

- Відносна швидкість $\lambda=7$.
- Для проектувального розрахунку $C_p=0,44$.
- Аеродинамічний профіль лопаті типу “Есперо”
- Кількість розрахункових перерізів – 15.

Розрахунок потужності енергії вітру:

$$P = 0.6 * S * V^3 \quad (2.1)$$

Де P – потужність Вт.

S – площа кидання кв.м.,

V^3 - швидкість вітру в куб м/с

Додатково формула розрахунку площі кола

$$S = \pi * r^2 \quad (2.2)$$

Де π – 3.14

r – радіус кола в квадраті

Приймемо діаметр вітроколеса рівним 6,5м. Тоді Потужність енергії вітру

$$P = 0.6 * \pi * r^2 * V^3 = 0.6 * 3.14 * 3.25^2 * 10^3 = 19890 \text{ Вт} \quad (3.3)$$

Для забезпечення надійної та ефективної роботи генератора, призначеного для живлення стандартної електромережі, визначено ключові параметри, що гарантують його функціональність у заданих умовах.

Номінальна потужність генератора становить 7000 Вт. Це значення позначає максимальну активну потужність, яку пристрій може стабільно видавати протягом тривалого часу, не перевантажуючи систему та підтримуючи безперебійну роботу підключеного обладнання. Номінальна напруга генератора встановлена на рівні 220 В. Вона відповідає стандартним показникам змінного струму для низьковольтних мереж, що забезпечує сумісність із більшістю побутових і промислових споживачів електроенергії.

Номінальна частота обертання ротора генератора складає 250 обертів за хвилину. Такий показник оптимально узгоджується з технічними стандартами, що дозволяє забезпечити ефективну роботу генератора при заданому рівні механічного навантаження. Частота змінного струму, яку має генерувати пристрій, становить 50 Гц. Це відповідає стандартам електромереж України та більшості європейських країн, що гарантує сумісність з електроприладами, підключеними до вихідної мережі.

Базова конструкція генератора є однофазною з однією фазою ($m = 1$). Однак передбачено можливість модернізації до трифазного формату із трьома фазами ($m = 3$). Це значно підвищує універсальність пристрою, роблячи його придатним як для побутового використання, так і для промислових задач.

Розрахунки виконуються з орієнтацією на трифазне підключення, оскільки така конфігурація забезпечує більш ефективну передачу електроенергії, високу стабільність роботи системи та оптимізацію потужності. Разом із тим однофазні генератори мають конструктивні та енергетичні відмінності від трифазних варіантів, а їх вибір залежить від специфіки завдань і потреб кінцевого споживача.

Цей підхід в проєктуванні дозволяє досягти високої гнучкості та адаптованості генератора до розв'язання різноманітних задач, забезпечуючи оптимальні експлуатаційні показники у різних умовах.

$$P_{1\phi} = 0.7 * P_{3\phi} \quad (2.4)$$

Хоча основні принципи розрахунку ключових параметрів для трифазних та однофазних генераторів схожі, є важливі відмінності, які необхідно враховувати.

Наприклад, коли ми переводимо трифазний генератор у режим роботи з однією фазою, часто використовується дробове значення для показника кількості пазів на полюс і фазу. При цьому важливо пам'ятати, що загальний магнітний потік, необхідний для всіх розрахунків, залишається однаковим, незалежно від того, скільки фаз використовується.

Технічно перехід на однофазний режим відбувається через послідовне з'єднання двох фазних обмоток. Такий маневр призводить до зміни (перерозподілу) електричних струмів у всій системі обмоток, що, відповідно, впливає на загальний режим роботи генератора.

2.2 Визначення основних розмірів

Основними габаритними параметрами будь-якої синхронної машини є внутрішній діаметр статора (D) та її розрахункова довжина (l_{δ}). Ці два розміри визначаються за допомогою основного рівняння, яке використовується для розрахунку електричних машин постійного струму

$$C_a = \frac{D^2 * n * l_{\delta}}{P_p} = \frac{6.1}{a_{\delta} * k_{\phi} * A * B_{\delta} * k_0} \quad (2.5)$$

Ключовим аспектом у визначенні основних розмірів електричної машини, таких як її діаметр і довжина, є залежність цих параметрів від проектної потужності $P_{розр}$. Визначення геометричних характеристик машини базується на застосуванні ряду технічних коефіцієнтів та електромагнітних навантажень, які відіграють критичну роль у проектуванні.

Формула, що використовується для розрахунку основних розмірів, враховує такі важливі характеристики:

- $P_{розр}$ – розрахункова (проектна) потужність машини;
- $a\delta$ – коефіцієнт перекриття полюсів;
- k_f – коефіцієнт форми магнітного поля;
- k_{W1} – коефіцієнт намотування обмотки статора;
- A – лінійне електричне навантаження статора;
- $B\delta$ – середня магнітна індукція у повітряному зазорі.

Таким чином, для коректного проектування геометричних характеристик машини недостатньо лише знання її розрахункової потужності $P_{розр}$. Потрібно також враховувати низку технічних параметрів, які залежать від величин електричного навантаження A та магнітного поля $B\delta$. Розрахунок потужності машини $P_{розр}$, у свою чергу, виконується за допомогою спеціальної формули, що є ключовим елементом завершення проектного процесу.

$$P^* = P_H * \frac{k_e}{\cos\phi} \quad (2.6)$$

де P_H – номінальна активна потужність генератора, МВт;

$\cos\phi_H$ – номінальний коефіцієнт потужності;

На основі практичного досвіду розрахунків синхронних генераторів з постійними магнітами коефіцієнт k_e зазвичай обирають у межах 1,2–1,4 [3]. Це дозволяє забезпечити прийнятний компроміс між габаритами машини, її

ефективністю та надійністю роботи. Для генератора, який розраховується в цьому проекті, приймаємо значення $k_e = 1,2$, оскільки воно є більш консервативним і дає можливість уникнути надмірного насичення магнітної системи.

Під час проектування також задаються значенням коефіцієнта потужності. Для більшості генераторів подібного типу доцільно приймати $\cos \varphi \approx 0,8$. Таке значення відповідає типовим умовам експлуатації, коли навантаження має переважно індуктивний характер. У розрахунках це дає змогу реалістично оцінити струми в обмотках та втрати потужності.

Основні габаритні розміри машини визначають, виходячи з того, що генератор працює у трифазній системі живлення. Це важливо, оскільки потужність трифазної установки відрізняється від потужності однофазного джерела. Тому при розрахунку користуються співвідношенням між потужностями однофазного та трифазного джерел живлення, яке задається відповідною формулою. Це співвідношення дає змогу правильно перейти від загальної необхідної потужності установки до параметрів окремих фаз, а отже, коректно підібрати струми, напруги та перерізи провідників у обмотках генератора.

Якщо треба, можна допомогти й з формулою для співвідношення потужностей та вписати її в текст так, щоб виглядало готово до вставки в пояснювальну записку.

$$P_{1\phi} = 0.7 * P_{3\phi} \quad (2.7)$$

$$P_{3\phi} = \frac{P_{1\phi}}{0.7} = \frac{7000}{0.7} = 10 \text{ кВт} \quad (2.8)$$

$$P_W = P^* = 10000 * \frac{1.2}{0.8} = 15 \text{ кВт} \quad (2.9)$$

Розрахункове значення коефіцієнта перекриття полюсів безпосередньо пов'язане з кількістю пар полюсів машини. Спочатку визначають необхідну кількість полярних пар за відповідним співвідношенням

$$p = \frac{60f}{n} = \frac{60 \cdot 50}{250} = 12 \quad (2.10)$$

Приймається коефіцієнт полюсного перекриття $\alpha_\delta = 0,8$, а коефіцієнт форми поля $k_f = 1,11$.

Коефіцієнт намотування в разі використання двошарової обмотки, що має відносний крок укорочення $y = 0.8 \dots 0.87$, прийmemo $k_0 = 0.92$.

Величина лінійного навантаження, заснована на тривалому режимі роботи під час продувки, вибираємо $A = 22000$ А/м.

Величина магнітної індукції в порожнечі в основному обмежена насиченістю магнітного ланцюга. Приймаємо $B_\delta = 0.8$ Тл.

Існує певне співвідношення між основними розмірами синхронного генератора

$$\lambda = \frac{l_\delta}{\tau} \quad (2.11)$$

Де τ – полюсний поділ $\tau = \frac{\pi \cdot D}{2 \cdot \delta}$ відповідно після підстановки отримуємо:

$$\lambda = \frac{2 \cdot l_\delta \cdot p}{\pi \cdot D} \quad (2.12)$$

Даний параметр залежить від кількості пар полюсів і для синхронних машин, що випускаються в даний час, зазвичай знаходиться в межах $\lambda = 1.2 \dots 2.3$. Приймемо попереднє значення $\lambda = 1.5$, тоді розрахункова довжина визначатиметься залежністю” [4].

$$l_\delta = \frac{\lambda \cdot \pi \cdot D}{2 \cdot p} \quad (2.13)$$

Підставляючи отриманий вираз у машинну формулу постійної, отримаємо формулу для визначення діаметра розточування статора

$$D = \sqrt[3]{\frac{6.1 \cdot 2 \cdot p \cdot P}{\lambda \cdot \pi \cdot k_{\phi} \cdot a_{\delta} \cdot k_0 \cdot A \cdot B_{\delta} \cdot n}} = \sqrt[3]{\frac{6.1 \cdot 2 \cdot 15000}{1.5 \cdot 3.14 \cdot 1.11 \cdot 0.8 \cdot 0.92 \cdot 220 \cdot 10^2 \cdot 0.8 \cdot 250}} = 0.506 \text{ м} \quad (2.14)$$

Приймаємо $D = 0,5$ м і визначаємо величину полюсного поділу:

$$\tau = \frac{\pi \cdot D}{2 \cdot p} = \frac{3.14 \cdot 0.5}{2 \cdot 12} = 0.0654 \text{ м} \quad (2.15)$$

Тоді розрахункова довжина статора:

$$l_{\delta} = \lambda \cdot \tau = 1.5 \cdot 0.0654 = 0.098 \text{ м} \quad (2.16)$$

Приймаємо $l_{\delta} = 0,1$ м

Для перевірки правильності вибраних основних розмірів використаємо метод універсальної машинної сталої. Він дає змогу порівняти розраховані габарити з типовими значеннями для подібних машин і оцінити, чи коректно обрані діаметр, довжина осердя та інші основні параметри.

$$Cs = \frac{1}{\sqrt[4]{K_w \cdot K_{\phi} \cdot \gamma \cdot B_z}} \quad (2.17)$$

Де Cs - універсальна машинна постійна для статора, K_{ϕ} - повний коефіцієнт заповнення, K_w - обмотувальний коефіцієнт, γ - щільність струму в обмотці статора, B_z - середня магнітна індукція в зубцях статора. За приймаємо величини коефіцієнтів $K_w = 0.92$, $K_{\phi} = 0.1$. Для малих синхронних генераторів густина струму $\gamma = 6 \cdot 10^2 \text{ А/м}^2$. З досвіду проектування малошумного синхронного

двигуна $Bz = 1,4\text{Тл}$. Тоді величина універсальної машинної постійної становитиме:

$$C_s = \frac{1}{\sqrt[4]{0.92 * 0.1 * 600000 * 1.4}} = 0.0337 \quad (2.18)$$

Тоді величину полюсного поділу визначаємо як:

$$\tau = C_s * \sqrt[4]{\frac{\beta * P_p}{2 * p * f * \sqrt{2} * \lambda_1}} = 0.0337 * \sqrt[4]{\frac{0.66 * 15000}{2 * 12 * 50 * \sqrt{2} * 0.4}} = 0.0659 \text{ м} \quad (2.19)$$

D_1 - Розрахункова потужність, $\beta = \tau / l_1 = 1 / 1,5 = 0,66$, $f = 50$ Гц, універсальна машинна постійна для статора, $\lambda_1 = (h * n) / \tau = 0.4$ - відносна глибина паза. Таким чином, діаметр розточування статора:

$$D_i = \frac{2 * p * \tau}{\pi} = \frac{24 * 0.0659}{3.14} = 0.503 \text{ м} \quad (2.20)$$

Цілком відповідає значенню, отриманому на основі методу машинної постійної.

2.3 Розрахунок обмотки та магнітопроводу статора

Для обмотки статора найкраще використовувати двошаровий петлевий тип. Це технічне рішення дає кілька важливих переваг: воно зменшує витрати міді та ізоляційних матеріалів, а також покращує форму кривої ЕРС роблячи вихідну напругу чистішою та стабільнішою. Після вибору обмотки наступний крок — розрахунок. Розрахункове значення магнітного потоку полюсів, який виникає, коли генератор працює без навантаження (холостого ходу), визначається за такою формулою:

$$\Phi_{\delta 0} = B_{\delta 0} * l * \tau * a_i = 1.07 * 0.1 * 0.0659 * 0.716 = 0.00504 \text{ Вб} \quad (3.21)$$

ЕРС холостого ходу, що обчислюється при природній стабілізації напруги та підмагнічування спинки якоря:

$$E_0 = k_e * U_\phi = 1.2 * 127 = 152 \text{ В} \quad (2.22)$$

$$\text{де } U_\phi = \frac{U}{\sqrt{3}} = \frac{220}{\sqrt{3}} = 127 \text{ В} \quad (2.23)$$

Число витків у фазі обмотки якоря (попередньо)

$$w_\phi = \frac{E_0}{4 * k_b * k_\phi * f * \Phi_{\delta 0}} = \frac{152}{4 * 1.11 * 0.906 * 50 * 0.00504} = 149.68 \quad (2.24)$$

Приймаємо $w_\phi = 150$

Розраховуємо номінальний струм фази

$$I_{н\phi} = \frac{P_n}{m * U_\phi * \cos\varphi} = \frac{10000}{3 * 127 * 0.8} = 32.81 \text{ А} \quad (2.25)$$

Число пазів статора $Z = 2p * m * q$, де

q – число пазів на полюс та фазу.

При числі полюсів $2p > 8$ і малому полюсному розподілі вибирають q дробовим. Для дробів негативний вплив гармонік на ЕРС зменшується. Тому приймаємо $q = 1\frac{1}{4}$, тоді

$$Z = 2 * 12 * 3 * 0.25 = 90 \quad (2.26)$$

Кількість ефективних провідників у пазі

$$N_n = \frac{w_z * a}{q * p} \quad (2.27)$$

Де a - число паралельних гілок обмотки фази.

При виборі числа паралельних гілок необхідно, щоб струм у паралельній гілці знаходився в межах 50 ... 150 А. У нашому випадку $a = 1$ тоді

$$Nn = \frac{150 \cdot 1}{0.25 \cdot 12} = 10 \quad (2.28)$$

Приймаємо $Nn = 10$, уточнюємо число витків у фазі

$$w_z = \frac{Nn \cdot q \cdot p}{a} = \frac{10 \cdot 0.25 \cdot 12}{1} = 150 \quad (2.29)$$

Перевіряємо умови симетрії двошарової якірної обмотки. Для виконання цієї вимоги повинні дотримуватися таких умов:

$$\frac{z}{m \cdot t} = \frac{90}{3 \cdot 3} = 10 - \text{ціле число} \quad (2.30)$$

$$\frac{2 \cdot p}{d} = \frac{24}{4} = 6 - \text{ціле число} \quad (2.31)$$

Де t – найбільший спільний дільник z та p , d – знаменник простого дробу числа q . Умови симетрії двошарової якірної обмотки дотримуються.

Зубцевий поділ

$$t = \frac{\pi \cdot D}{z} = \frac{3.14 \cdot 0.5}{90} = 0.0174 \quad (2.32)$$

Уточнене значення лінійного навантаження:

$$A = \frac{z \cdot Nn \cdot I_{\text{нф}}}{\pi \cdot D \cdot a} = \frac{90 \cdot 10 \cdot 32.81}{3.14 \cdot 0.5 \cdot 1} = 18808.3 \text{ А/м} \quad (2.33)$$

Розмір магнітного потоку в режимі холостого ходу:

$$\Phi_{\delta 0} = \frac{E_0}{4k_b * k_0 * f * w_{\phi}} = \frac{152}{4 * 1.11 * 0.906 * 50 * 150} = 0.00504 \text{ Вб} \quad (2.34)$$

2.4 Мінімальна ширина зубця та крок обмотки статора

Для того, щоб зменшити опір у повітряному проміжку (місце між ротором і статором) і мінімізувати небажані пульсації зубців, конструкцію паза статора обирають напіввідкритою. Крім того, коли для виготовлення обмоток якоря використовуються провідники прямокутного перерізу, пази, в які вони вкладаються, також мають бути прямокутної форми. Як наслідок, зубці, що розташовані між цими прямокутними пазами, набувають характерної трапецієподібної геометрії. [6].

$$b_{zmin} = \frac{\Phi_{\delta 0} * t * Z}{b_{zmax} * k_c}, \text{де} \quad (2.35)$$

$$B_{\delta 0} = \frac{\Phi_{\delta 0}}{l * \tau * a_i} = \frac{0.00504}{0.1 * 0.0659 * 0.716} = 1.068 \text{ Тл} \quad (2.36)$$

$B_{zmax} = 1.6 \dots 1.9 \text{Тл}$ (для сталі 1411) - допустиме значення індукції в зубців, при товщині листа $\Delta l = 3.5 * 10^{-4} \text{ м}$ - коефіцієнт заповнення сталлю магнітопроводу.

Тоді ми отримуємо:

$$b_{zmin} = \frac{1.068 * 0.0174}{1.9 * 0.95} = 0.0103 \text{ м} \quad (2.37)$$

Попереднє значення ширини паза

$$b_{\Pi} = \frac{\pi \cdot (D + 2 \cdot h_k)}{z} - b_{zmin} \quad (2.38)$$

Де $h_k = (1,3 \dots 1,5) \cdot 10^{-3}$ м – висота коронки зубця.

З урахуванням цих параметрів отримуємо

$$b_{\Pi} = \frac{3.14 \cdot (0.5 + 2 \cdot 0.0015)}{90} - 0.0103 = 0.00704 \text{ м} \quad (2.39)$$

Перетин ефективного провідника статора обмотки де $j_1 = (5 \dots 12) \cdot 10^6$ А/м² – допустима густина струму. Приймаємо $j_1 = 5 \cdot 10^6$ А/м², тоді

$$q_{\text{еф}} = \frac{I_{\text{н}}}{a \cdot j_1} \quad (2.40)$$

Розрахункова ширина ізолюваного провідника

$$q_{\text{еф}} = \frac{32.81}{1 \cdot 5} = 6.562 \text{ мм}^2 \quad (2.41)$$

Де $n_{\text{ш}}$ - Число ефективних провідників по ширині паза, $\Delta_{\text{п}}$ - товщина пазової ізоляції. Як пазова ізоляція використовуємо склослюдинити та поліамідну плівку. У цьому випадку товщина ізоляції $\Delta_{\text{п}} = 0,00018 \dots 0,00022$ м.

Розрахункова ширина неізолюваного дроту:

$$a_{\text{низ}} = a_{\text{из}} - \Delta_{\text{из}} = 0.0022 - 0.0004 = 0.0018 \text{ м} \quad (2.42)$$

Де $\Delta_{\text{из}}$ – товщина ізоляції дроту на обидві сторони.

Для обмотки статора застосовують дроти ПНСДК та ПНСДКТ з двосторонньою товщиною ізоляції $\Delta_{\text{из}} = 0,0002 \dots 0,0003$ м.

Підбираємо провідник стандартного перерізу:

$$a = 1,8 \text{ мм}, b = 4,0 \text{ мм}, q = 6,84 \text{ мм}^2$$

тоді уточнена ширина паза

$$b_n = n_{\text{ш}} * (a + \Delta_{\text{из}}) + 2 * \Delta n = 3 * (1,8 + 0,3) + 2 * 0,2 = 6,7 \text{ мм} \quad (2.43)$$

Висота паза:

$$h_n = n_{\text{ш}} * (b + \Delta_{\text{из}}) + 3 * \Delta n + hk + \Delta_{\text{из}} = 4 * (4 + 0,3) + 3 * 0,2 + 1,5 + 0,6 = 19,9 \text{ мм} \quad (2.44)$$

Де n_b -Число провідників по висоті паза, $h = (0,5 \dots 0,8)$ мм - Висота клина. Ширина щілини напіввідкритого паза

$$b_{\text{щ}} = a + \Delta_{\text{из}} + \Delta_{\text{щ}} = 1,8 + 0,3 + 0,8 = 2,9 \text{ мм} \quad (2.45)$$

$\Delta_{\text{щ}} = (0,7 \dots 0,8)$ мм - припуск по ширині щілини.

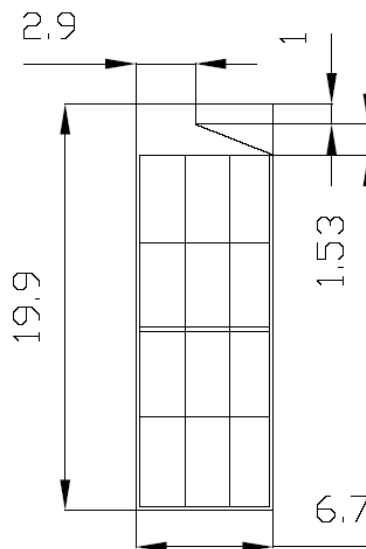


Рисунок 2.2 - Ескіз статорного паза синхронного генератора

Уточнена щільність струму

$$j_a = \frac{I_{нф}}{q_a} = \frac{32.81}{6.84} = 4.8 \frac{A}{\text{мм}^2} \quad (2.46)$$

Уточнюємо мінімальну ширину зубця

$$b_{zmin} = \frac{\pi \cdot (D + 2 \cdot hk)}{Z} = \frac{3.14 \cdot (0.5 + 2 \cdot 0.0015)}{90} = 0.0109 \text{ Тл} \quad (2.47)$$

Уточнена індукція у вузькому перерізі зубця

$$B_{z1max} = \frac{B_{\delta 0} \cdot t_z}{b_{zmin} \cdot k_c} = \frac{1.068 \cdot 0.0174}{0.0109 \cdot 0.95} = 1.795 \text{ Тл} \quad (2.48)$$

Розраховуємо висоту статорної спинки

$$h_a = \frac{\Phi_{\delta 0}}{2 \cdot l \cdot k_c \cdot B_{\delta 0}} = \frac{0.00504}{2 \cdot 0.1 \cdot 0.95 \cdot 1.5} = 0.0177 \text{ м} \quad (2.49)$$

$B_d \leq 1.5$ Тл - допустима індукція у спинці статора для сталі 1411.

Зовнішній діаметр статора

$$D_d = D + 2 \cdot h_n + 2 \cdot h_a = 0.5 + 2 \cdot 0.0199 + 2 \cdot 0.0177 = 0.5752 \text{ м} \quad (2.50)$$

Округляємо отримані дані до нормального числа

$$D_{acc} = 0.59 \text{ м}$$

$$h_a = \frac{(D_d - D)}{2} - h_d = \frac{0.59 - 0.5}{2} - 0.0199 = 0.0251 \text{ м} \quad (2.51)$$

Уточнена індукція у спинці статора

$$B_d = \frac{\Phi_{\delta 0}}{2 * l * k_c * h_a} = \frac{0.00504}{2 * 0.1 * 0.95 * 0.0251} = 1.057 \text{ Тл} \quad (2.52)$$

Двошарові обмотки статора, як правило, виконують із укороченим кроком

$$y_1 = (0.8 - 0.86) * \tau_{\pi} \text{ де } \tau_{\pi} = 3q_1 = 3,75, \text{ тоді} \quad (2.53)$$

$$y_1 = (0.8 - 0.86) * 3.75 = 3 \dots 3.225 \quad (2.54)$$

Приймаємо $y_1 = 3$ тоді

$$\beta = \frac{y_1}{\tau_{\pi}} = \frac{3}{3.75} = 0.8 \quad (2.55)$$

Коефіцієнт укорочення

$$k_y = \sin \frac{\pi * \beta}{2} = \sin \frac{3.14 * 0.8}{2} = 0.951 \quad (2.56)$$

Коефіцієнт розподілу

$$k_p = \frac{0.5}{(b * d + c) * \sin(\frac{30}{b * d + c})} \quad (2.57)$$

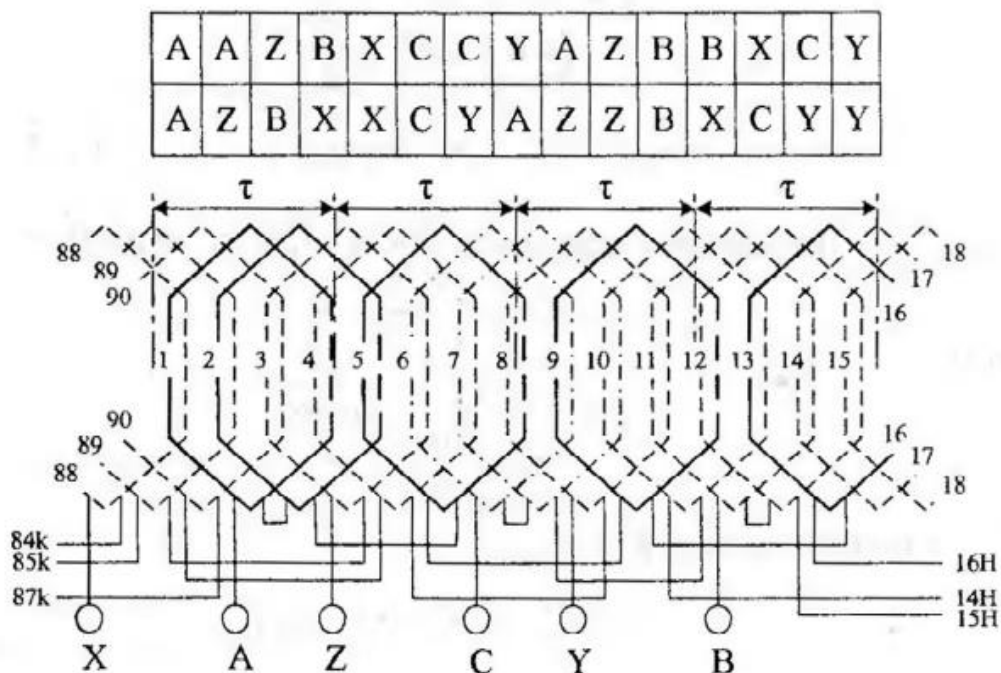


Рисунок 2.3 - Схема обмотки статора

Відомо, що для обмотки з дробовим q $q_1 = b + \frac{c}{d}$ де b ціле число, c/d - правильна нескоротна дріб. Звідси $(b \cdot d + c) = 5$, тоді

$$k_p = \frac{0.5}{5 \cdot \sin(\frac{30}{5})} = 0.958 \quad (2.58)$$

Коефіцієнт обмотки

$$k_a = k_y * k_p = 0.951 * 0.958 = 0.91 \quad (2.59)$$

Коефіцієнт повітряного зазору при $\delta = 0,6$ мм

$$k_\delta = \frac{t_z + \frac{5 \cdot t_z \cdot \delta}{b_{\text{ш}}}}{t_z - b_{\text{ш}} + \frac{5 \cdot t_z \cdot \delta}{b_{\text{ш}}}} = \frac{17.4 + \frac{5 \cdot 17.4 \cdot 0.6}{2.9}}{17.4 - 2.9 + \frac{5 \cdot 17.4 \cdot 0.6}{2.9}} = 1.089 \quad (2.60)$$

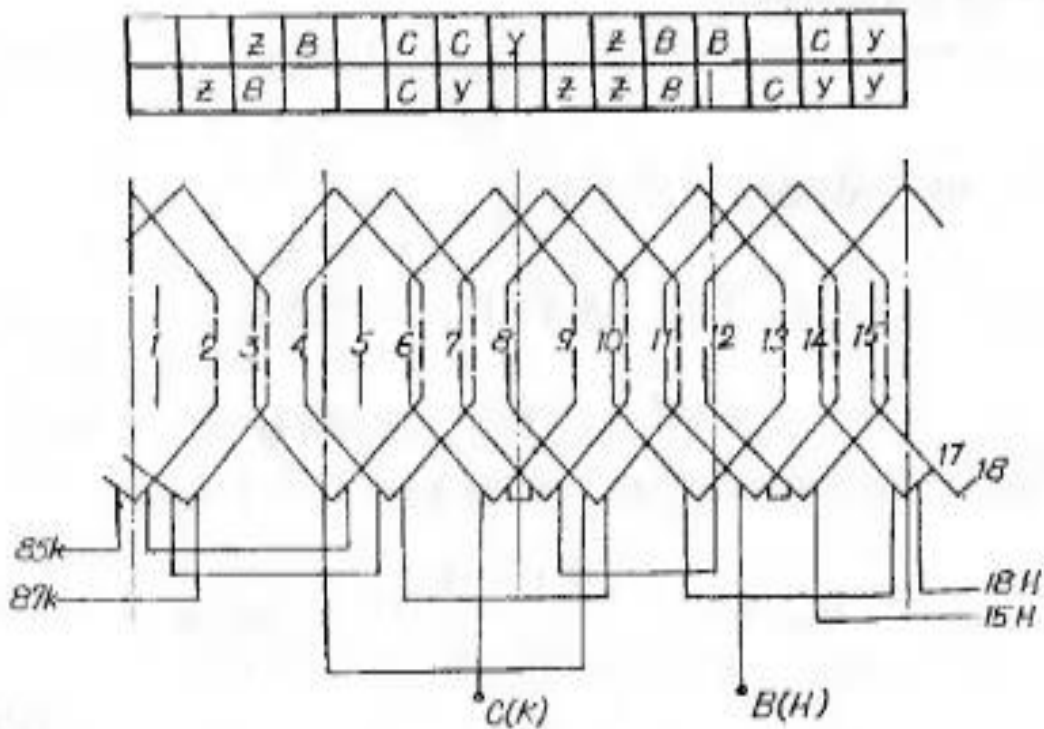


Рисунок 2.4 - Схема обмотки на одне чергування

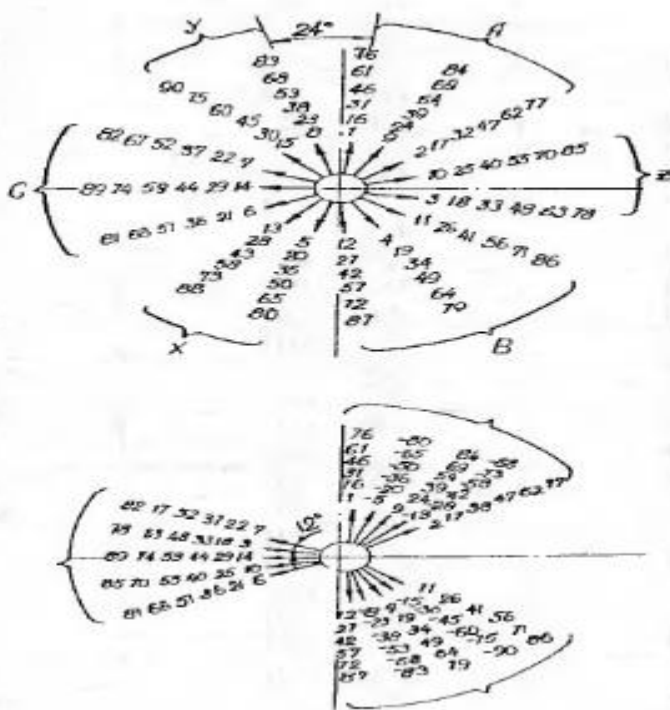


Рисунок 2.5 Зірки пазових ЕРС

Таблиця 2.3 - Порядок з'єднання котушок фаз обмотки

А — 1Н	В — 11Н	С — 6Н
1К — 2Н	11К — 12Н	6К — 7Н
2К — 5Н	12К — 15Н	7К — 10Н
5К — 2Н	15К — 19Н	10К — 14Н
9К — 13Н	19К — 23Н	14К — 18Н
13К — 16Н	23К — 26Н	18К — 21Н
16К — 17Н	26К — 27Н	21К — 22Н
17К — 20Н	27К — 30Н	22К — 25Н
20К — 24Н	30К — 34Н	25К — 29Н
24К — 28Н	34К — 38Н	29К — 33Н
28К — 31Н	38К — 41Н	33К — 36Н
31К — 32Н	41К — 42Н	36К — 37Н
32К — 35Н	42К — 45Н	37К — 40Н
35К — 39Н	45К — 49Н	40К — 44Н
39К — 43Н	49К — 53Н	44К — 48Н
43К — 46Н	53К — 56Н	48К — 51Н
46К — 47Н	56К — 57Н	51К — 52Н
47К — 50Н	57К — 60Н	52К — 55Н
50К — 54Н	60К — 64Н	55К — 59Н
54К — 58Н	64К — 68Н	59К — 63Н
58К — 61Н	68К — 71Н	63К — 66Н
61К — 62Н	71К — 72Н	66К — 67Н
62К — 65Н	72К — 75Н	67К — 70Н
65К — 69Н	75К — 79Н	70К — 74Н
69К — 73Н	79К — 83Н	74К — 78Н
73К — 76Н	83К — 86Н	78К — 81Н
76К — 77Н	86К — 87Н	81К — 82Н
77К — 80Н	87К — 90Н	82К — 85Н
80К — 84Н	90К — 4Н	85К — 89Н
84К — 88Н	4К — 8Н	89К — 3Н
88К — X	8К — Y	3К — Z

2.5 Параметри схеми заміщення обмотки

Активний опір фази обмотки якоря

$$R_d = \rho_0 \frac{w_\phi * l_{\text{сер}}}{q_d * a} * k_t \quad (2.61)$$

Де $\rho_0 = 1.75 * 10^{-8}$ Ом·м – питомий опір при $t = 20$ °C, l_s – середня довжина витка, $k_t = 1.22$ – температурний коефіцієнт опору.

Середня довжина витка

$$l_{\text{сер}} = 2 * (l + l_\lambda) \quad (2.62)$$

$$l_\lambda = 1.4 * \tau = 1.4 * 0.0654 = 0.09156 \text{ м} \quad (2.63)$$

$$l_{\text{сер}} = 2 * (0.1 + 0.09156) = 0.383 \text{ м} \quad (2.64)$$

$$R_d = 1.75 * 10^{-8} * \frac{150 * 0.383}{6.84 * 10^{-6} * 1} * 1.22 = 0.179 \text{ Ом} \quad (2.65)$$

Індуктивний опір розсіювання фази обмотки якоря

$$x_q = 4\pi * f * \mu_0 \frac{w_\phi^2}{p * q} * ((\lambda_\pi + \lambda_\lambda) * 1 + \lambda_\lambda * l_\lambda) \quad (2.66)$$

$\lambda_\lambda, \lambda_\lambda, \lambda_\pi$ - питомі провідності пазового, диференціального та лобового розсіювання відповідно

$$\lambda_\pi = \frac{(h_n - h_k) k_{y1}}{3b_n} + \frac{h_k k_{y2}}{b_\pi}, \text{де} \quad (2.67)$$

k_{y1}, k_{y2} - коефіцієнти, що враховують скорочення обмотки:

$$k_{y1} = \frac{1+3\beta}{4} = \frac{1+3*0.8}{4} = 0.85 \quad (2.68)$$

$$k_{y2} = \frac{1+3k_{y1}}{4} = \frac{1+3*0.85}{4} = 0.8875 \quad (2.69)$$

$$\lambda_{\Pi} = \frac{(19.9-1.5)*0.85}{3*6.7} + \frac{1.5*0.8875}{2.9} = 1.237 \quad (2.70)$$

$$\lambda_{Д} = \frac{\delta_p a_i}{b_{ш} + 0.8\delta_p} (0.25 + 0.75\beta) \quad (2.71)$$

Де a_i - розрахунковий коефіцієнт полюсного перекриття

$$a_i = a_p + \frac{4}{\frac{\tau}{\delta_p} + \frac{6}{1-a_p}} \quad (2.72)$$

А δ_p коефіцієнт розраховується за формулою

$$\delta_d = k_{\delta} * \delta = 1.089 * 0.6 = 0.6534 \quad (2.73)$$

$$a_i = 0.68 + \frac{4}{\frac{0.0654}{0.654*10^{-3}} + \frac{6}{1-0.68}} = 0.7137 \quad (2.74)$$

$$\lambda_{Д} = \frac{0.6534*0.7137}{2.9+0.8*0.6534} (0.25 + 0.75 * 0.8) = 0.116 \quad (2.75)$$

Питома провідність лобового розсіювання

$$\lambda_{л} = \frac{0.34q1(l_{л}-0.64\beta\tau)}{l} = \frac{0.34*1.25*(0.09156-0.64*0.8*0.0654)}{0.1} = 0.247 \quad (2.76)$$

Таким чином

$$x_q = 4 * 3.14 * 50 * 3.14 * 10^{-7} * \frac{150^2}{12*1.25} * ((1.237 + 0.116) * 1 + 0.247 * 0.09156) = 0.1296 \text{ Ом} \quad (2.77)$$

Індуктивний опір якоря по поздовжній $x_{\sigma d}$ та поперечній $x_{\sigma q}$ осях відповідно

$$x_{ad} = \frac{4\mu_0}{\pi d} * m * f * (w_\phi k_0) * \Delta_{ad} \quad (2.78)$$

$$x_{aq} = \frac{4\mu_0}{\pi d} * m * f * (w_\phi k_0) * \Delta_{aq} \quad (2.79)$$

Де Δ_{ad} , Δ_{aq} - коефіцієнти провідності машини по поздовжній і поперечній осях відповідно.

$$\Delta_{ad} = k_b * k_{ad} \frac{\Delta_{\delta q} * \Delta_{nd}}{\Delta_{\delta d} + \Delta_{nd}} \quad (2.80)$$

$$\Delta_{aq} = k_b * k_{aq} \frac{\Delta_{\delta q} * \Delta_{nq}}{\Delta_{\delta d} + \Delta_{nq}} \quad (2.81)$$

“ $\Delta_{b\delta}$ -коефіцієнт магнітної провідності повітряного зазору по поздовжній осі,

Λ_{nd} -коефіцієнт магнітної провідності полюса в поздовжньому напрямку,

$\Delta_{\delta d}$ -коефіцієнт магнітної провідності повітряного зазору по поперечній осі,

Δ_{nq} -коефіцієнт магнітної провідності полюса в поперечному напрямку,

k_{ad} - коефіцієнт реакції якоря по поздовжній осі,

$k_b = 1,05 \dots 1,1$ - коефіцієнт форми поля збудження (при типовому співвідношенні розмірів індуктора та рівномірному повітряному зазорі)” [6].

Коефіцієнт реакції якоря по поздовжній осі визначаємо за формулою:

$$k_{ad} = \frac{a_p * \pi + \sin(a_p * \pi)}{4 * \sin(a_p * \frac{\pi}{2})} = \frac{0.68 * \pi + \sin(0.68 * \pi)}{4 * \sin(0.68 * \frac{\pi}{2})} = 0.85 \quad (2.82)$$

Коефіцієнт реакції якоря по поперечній осі

$$k_{aq} = \frac{a_p * \pi + \sin(a_p * \pi) + \frac{2}{3} \cos(a_p * \pi)}{4 * \sin(a_p * \frac{\pi}{2})} = \frac{0.68 * \pi + \sin(0.68 * \pi) + \frac{2}{3} \cos(0.68 * \pi)}{4 * \sin(0.68 * \frac{\pi}{2})} = 0.46$$

(3.83)

Коефіцієнт магнітної провідності повітряного зазору по поздовжній осі

$$\Delta_{b\delta} = \frac{\tau * l}{k_{uq} * \delta_p} = \frac{0.0654 * 0.1}{1.2 * 0.06534 * 10^{-3}} = 8.341$$

(2.84)

$k_{\mu d} = 1,1 \dots 1,3$ – коефіцієнт, що враховує насичення провідності повітряного зазору поздовжньої осі.

Коефіцієнт магнітної провідності повітряного зазору по поперечній осі

$$\Delta_{\delta b} = \frac{\tau * l}{k_{uq} * \delta_p} = \frac{0.0654 * 0.1}{1.3 * 0.06534 * 10^{-3}} = 7.70$$

(2.85)

$k_{\mu d} = 1,2 \dots 1,4$ – коефіцієнт, що враховує насичення провідності повітряного зазору поперечної осі.

Коефіцієнт магнітної провідності полюса у поздовжньому напрямку

$$\Delta_{nd} = \frac{\mu_{bnM} * b_m * l_m}{h_m}$$

(2.86)

μ_{bnM} - магнітна проникність повернення матеріалу постійного магніту, для магніту з матеріалу $Nd_2Fe_{14}B_2 = 1,23$ $b_m = 45$ мм $l_m = 100$ мм $h_m = 24$ мм - ширина, довжина і висота магніту відповідно.

$$\Delta_{nd} = \frac{1.23 * 0.045 * 0.1}{0.024} = 0.231$$

(2.87)

Коефіцієнт магнітної провідності полюса у поперечному напрямку

$$\Delta_{nq} = \frac{2 * \mu_0 * h_m * l_m}{b_m} = \frac{2 * 1.23 * 0.024 * 0.1}{0.045} = 0.131 \quad (2.88)$$

Коефіцієнт провідності машини по поздовжній осі

$$\Delta_{ad} = 1.11 * 0.85 \frac{8,341 * 0.231}{8,341 + 0.231} = 0.212 \quad (2.89)$$

Аналогічно розрахуємо провідності поперечної осі

$$\Delta_{aq} = 1.11 * 0.46 \frac{7.7 * 0.131}{7.7 + 0.131} = 0.0658 \quad (2.90)$$

Індуктивні опори обмотки якоря по поздовжній та поперечній осях складуть:

$$x_{ad} = \frac{4 * 4 * 3.14 * 10^{-7}}{3,14 * 12} * 3 * 50 * (150 * 0.91)^2 * 0.212 = 0.079 \quad (2.91)$$

$$x_{aq} = \frac{4 * 4 * 3.14 * 10^{-7}}{3,14 * 12} * 3 * 50 * (150 * 0.91)^2 * 0.0658 = 0.0245 \quad (2.92)$$

Повні індуктивні опори обмотки якоря вздовж поздовжньої та поперечної осей відповідно дорівнюють

$$x_d = x_\sigma + x_{ad} = 0.02196 + 0.079 = 0.268 \quad (2.93)$$

$$x_q = x_\sigma + x_{aq} = 0.02196 + 0.0245 = 0.02441 \quad (2.94)$$

2.6 Розраховуємо характеристики ротора

Сучасна промисловість випускає високоефективні постійні призматичні магніти на основі рідкоземельних матеріалів, які ідеально підходять для створення потужного магнітного поля без струму збудження. Завдяки цій ефективності, у проектуванні генераторів набула широкого поширення конструкція збірного ротора з порушенням від постійного магніту, що підвищує надійність машини. Для нашого генератора ми обрали ротор типу «Зірочка»,

відомий своєю здатністю ефективно використовувати магнітний потік. У роторі «Зірочка» застосовуються магніти з радіальною намагніченістю. Конструктивно цей ротор складається з радіально намагніченого постійного магніту, внутрішній кінець якого прилягає до магніто-м'якої втулки. Ця втулка, у свою чергу, надійно прикріплена до валу генератора, забезпечуючи механічну міцність та ефективний шлях для замикання магнітного потоку.

Допускається наявність повітряного зазору між статором і ротором $\delta = 0,6$ мм.

Визначаємося із зовнішнім діаметром ротора :

$$D_p = D = 2\delta = 0.5 - 2 * 0.0006 = 0.4994 \text{ м} \quad (2.95)$$

Прийmemo конструктивний коефіцієнт полюсного перекриття $a_p = 0,68$

Тоді розрахунковий коефіцієнт полюсного перекриття

$$a_i = a_p + \frac{4}{\frac{\tau}{\delta p} + \frac{6}{1 - a_p}} = 0.68 + \frac{4}{\frac{0.0654}{0.6534} + \frac{6}{1 - 0.68}} = 0.892 \quad (2.96)$$

Розраховуємо ширину полюса:

$$b_m = a_p * \tau = 0.68 * 0.0654 = 0.045 \text{ м} \quad (2.97)$$

Приймаємо висоту полюса $h_m = 0,034$ м.

Довжину полюса приймаємо рівною довжині статора $l_M = l = 0,1$ м

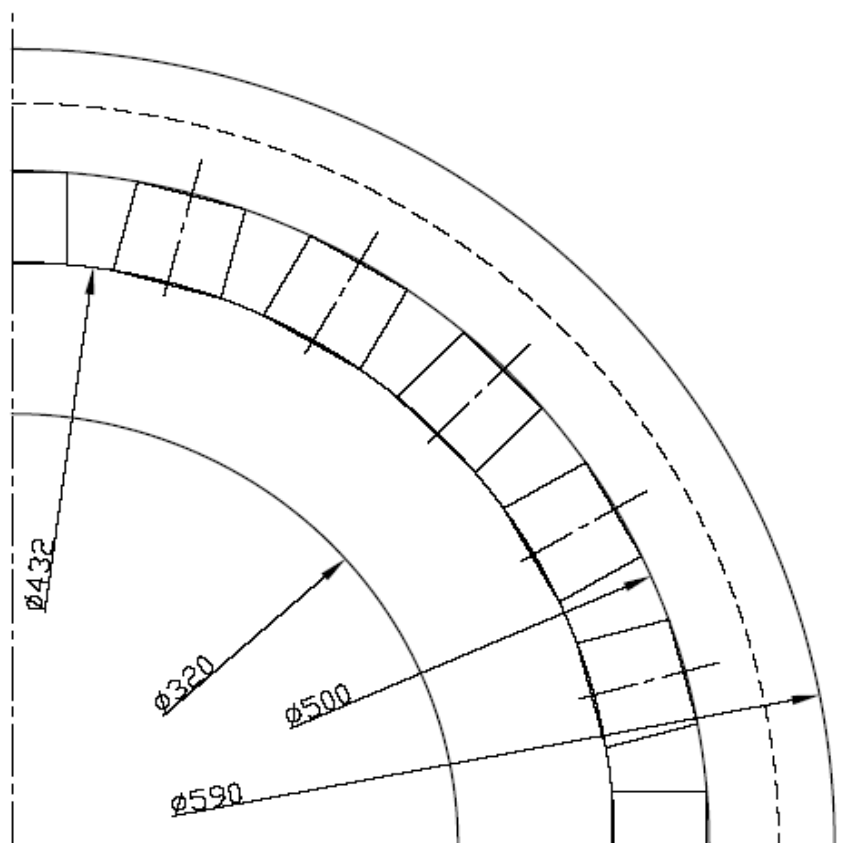


Рисунок 2.6 - Ескіз магнітної системи генератора

2.7 Розрахунок провідностей розсіювання індуктора

Додаткові геометричні розміри, що використовуються в розрахунках, показані на малюнку.

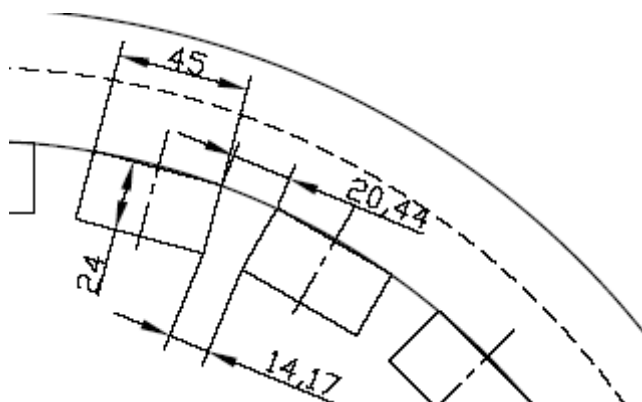


Рисунок 3.7 - Додатковий ескіз магнітної системи генератора

Провідність розсіювання магніту визначаємо за формулою

$$A_{SM} = K_{\lambda} * \Delta_{em} \quad (2.98)$$

$K_{\lambda} = 0.15$ - коефіцієнт ослаблення потоку розсіювання, який залежить від конфігурації міжполюсного простору, коефіцієнта проникності магніту і визначається за графіками, наведеними в, залежно від відношення та величини $\Delta_{min} / \Delta_{max}$ і величини ε . Для нашого випадку $\Delta_{min} / \Delta_{max} = 14/20 = 0,76$.

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{h_m * \Delta_{FI}}{p_b * l_m * b_m}} \quad (2.99)$$

$$\Delta_{em} = \left(5l_i \frac{h_m \varphi_a}{\Delta_{max}} + 1.6h_v * \varphi_b \right) * 10^{-6}, \text{де} \quad (2.100)$$

$$\varphi_a = \frac{\Delta_{max}}{\Delta_{max} - \Delta_{min}} \left[1 - \frac{\Delta_{min}}{\Delta_{max} - \Delta_{min}} \ln\left(\frac{\Delta_{max}}{\Delta_{min}}\right) \right] \quad (2.101)$$

$$\varphi_a = \frac{0.02}{0.02 - 0.014} \left[1 - \frac{0.014}{0.02 - 0.014} \ln\left(\frac{0.02}{0.014}\right) \right] = 0.56 \quad (2.102)$$

$$\varphi_b = \frac{\pi * b_m}{2 * \Delta_{max}} + \ln\left(1 + \frac{\pi * b_m}{2 * \Delta_{max}}\right) - \left(\frac{\pi * b_m}{2 * \Delta_{max}}\right)^2 \ln\left(\frac{2 * \Delta_{max}}{\pi * b_m}\right) \quad (2.103)$$

$$\varphi_b = \frac{\pi * 0.045}{2 * 0.02} + \ln\left(1 + \frac{\pi * 0.045}{2 * 0.02}\right) - \left(\frac{\pi * 0.045}{2 * 0.02}\right)^2 \ln\left(\frac{2 * 0.02}{\pi * 0.045}\right) = 1.93 \quad (2.104)$$

$$\Delta_{em} = \left(5 * 0.1 \frac{0.024 * 0.56}{0.02} + 1.6 * 0.024 * 1.91 \right) * 10^{-6} = 0.41 * 10^{-6}$$

$$(3.105)$$

$$\varepsilon = \sqrt{\frac{0.024 * 0.41 * 10^{-6}}{1.586 * 10^{-6} * 0.1 * 0.045}} = 6.01 \quad (2.106)$$

$$S_b = \frac{B_r}{H_c} = \frac{1.23}{880 * 10^3} = 1.4 * 10^{-3} \quad (2.107)$$

$$A_{SM} = 0.15 * 0.41 * 10^{-6} \quad (2.108)$$

2.8 Розрахунок магнітного ланцюга та побудова робочої діаграми магнітів

МДС повітряного зазору, А,

$$F_{\delta a} = 0.8B_{\delta 0}\delta_p * 10^6 = 0.8 * 1.068 * 0.6534 * 10^3 = 558.3 \text{ А} \quad (2.109)$$

$$B_{\delta 0} = \frac{\Phi}{l * \tau * a_i} = \frac{0.00504}{0.1 * 0.0659 * 0.716} = 1.068 \text{ Тл} \quad (2.110)$$

$$\Phi_{\delta 0} = \frac{E_0}{4k_b * k_0 * f * w_{\phi}} = \frac{152}{4 * 1.11 * 0.906 * 50 * 50} = 0.00504 \text{ Вб} \quad (2.111)$$

Розрахункова індукція у зубцях

$$B_{z0} = \frac{B_{\delta 0} * t_z}{b_z * k_{3c}} \quad (2.112)$$

b_z - розрахункова ширина зубця

$$b_z = \frac{\frac{\pi(D+2hn)}{z} - b + 2b_{zmin}}{3} \quad (2.108)$$

b_{zmin} - мінімальна ширина зубів

$$b_{zmin} = \frac{\pi(D+2hn)}{z} - b = \frac{\pi(0.5+2*0.0015)}{90} - 0.0067 = 0.0108 \text{ м} \quad (2.113)$$

Таким чином

$$b_z = \frac{\frac{\pi(0.5+2*0.0015)}{90} - 0.0067 + 2*0.0108}{3} = 0.0112 \text{ м} \quad (2.114)$$

$$B_{z0} = \frac{1.068 * 0.0174}{0.0112 * 0.95} = 1.747 \text{ Тл} \quad (2.115)$$

Напруженість поля в зубці визначаємо по кривій намагнічування сталі 1411 $H_z = 17100 \text{ А/м}$.

МРС, необхідна для проведення потоку через зубцеву зону:

$$H_{z0} = h_n H_z = 0.0199 * 1710 = 340.3 \text{ А} \quad (2.116)$$

Розрахункова індукція у спинці якоря

$$B_{d0} = \frac{\Phi_{\delta 0}}{2l \cdot h_d \cdot k_0} = \frac{0.00504}{2 \cdot 0.1 \cdot 0.0174 \cdot 0.95} = 1.524 \text{ Тл} \quad (2.117)$$

Напруженість поля в спині якоря визначаємо по кривій намагнічування сталі 1411 $H_d = 4420 \text{ А/м}$.

МРС на проведення потоку через стінку якоря:

$$F_{da} = L_a H_d \quad (2.118)$$

L_a - середня довжина силової лінії у спинці якоря:

$$L_a = \frac{\pi(D + 2h_n + 2h_a)}{2p} = \frac{\pi(0.5 + 2 \cdot 0.0199 + 2 \cdot 0.0174)}{24} = 0.0752 \quad (2.119)$$

Таким чином

$$F_{da} = 0.0752 \cdot 4420 = 332.2 \text{ А} \quad (2.120)$$

Сумарна МРС на пару полюсів, необхідна для проведення магнітного потоку

$$F_{ha} = 2F_{\delta a} + 2F_{za} + F_{da} = 2 \cdot 558.3 + 2 \cdot 340.3 + 323.3 = 2120.5 \text{ А} \quad (2.121)$$

Індукція в тілі ротора

$$B_{dp} = \frac{\Phi_{\sigma 0} \cdot \sigma}{2 \cdot S_{ap}} \quad (2.122)$$

де S_{ap} – перетин спинки ротора

$$S_{ap} = h_{ap} \cdot l_{ap} \quad (2.123)$$

σ - коефіцієнт розсіювання магніту, $l_{ap} = l = 0,1\text{ м}$, $d_b = 0,32\text{ м}$ - внутрішній діаметр розточування спинки ротора, h_{ap} - висота спинки ротора

$$h_{ap} = \frac{D_a - 2h_m - d_b}{2} = \frac{0.4988 - 2 \cdot 0.024 - 0.32}{2} = 0.0654 \text{ м} \quad (2.124)$$

$$S_{ap} = 0.0654 \cdot 0.1 = 0.00654 \quad (2.125)$$

Коефіцієнт розсіювання магніту

$$\sigma = 1 + \frac{\Phi_{sm}}{\Phi_{\delta 0}}, \text{де} \quad (2.126)$$

Φ_{sm} - потік розсіювання магніту

$$\Phi_{sm} = 0.5F_{10} \cdot \Delta_{sm} = 0.5 \cdot 2120.5 \cdot 0.6765 \cdot 10^{-7} \text{ Вб} \quad (2.127)$$

$$\sigma = 1 + \frac{0.0000717}{0.00504} = 1.014 \quad (2.128)$$

$$B_{dp} = \frac{0.00504 \cdot 1.014}{2 \cdot 0.00654} = 0.391 \text{ Тл} \quad (2.129)$$

Напруженість магнітного поля в спинці ротора визначаємо по кривій намагнічування сталі 1411 $H_{ap} = 137 \text{ А/м}$.

МДС, що витрачається на проведення потоку через спинку ротора:

$$F_{ap} = L_{ap} \cdot H_{ad} \quad (2.130)$$

L_{ad} - середня довжина силової лінії у спинці ротора

$$L_{ad} = \frac{\pi(D - 2h_n + h_{ap})}{2p} = \frac{\pi(0.4988 - 2 \cdot 0.024 - 0.0334)}{24} = 0.0546 \text{ м} \quad (2.131)$$

Таким чином

$$F_{ap} = 0.0546 \cdot 137 = 7.481 \text{ А} \quad (2.132)$$

Індукція у стику магніту

$$B_{СТ.М} = \frac{\Phi_{\delta 0} * \sigma}{b_M * l_M} = \frac{0.00504 * 1.014}{0.045 * 0.1} = 1.136 \text{ Тл} \quad (2.133)$$

Падіння МДС у стиках магніту на один полюс

$$F_{СТ.М} = 1.6 B_{СТ.М} \delta_{СТ.М} * 10^6 = 1.6 * 1.136 * 5 * 10^{-5} * 10^{-6} = 90.9 \text{ А} \quad (2.134)$$

$\delta_{СТ.М} = 5 * 10^{-5}$ м - розрахунковий розмір стиків магнітів з магнітопровідною втулкою.

МРС магніту на пару полюсів

$$F_{МА} = F_{10} + 2F_{СТ.М} + F_{ар} = 2120.5 + 2 * 90.9 + 7.481 = 2309.8 \text{ А} \quad (2.135)$$

Після того як ми розрахували весь магнітний ланцюг нашої машини, ми можемо створити схему, яка точно відображає, як саме працюватиме постійний магніт. Розрахунки значно спрощуються, коли ми маємо справу з магнітами, виготовленими на основі рідкоземельних матеріалів (особливо тих, що містять кобальт), оскільки їхня крива розмагнічування практично збігається з кривою прямого повернення, тобто їхня робоча характеристика є майже ідеально прямою лінією.

Завдяки цій лінійній поведінці ми можемо точно змоделювати роботу магніту, побудувавши його характеристику лише за двома ключовими точками, які визначають його магнітні властивості: залишковий потік (максимальна магнітна індукція, що залишається після видалення поля) та коерцитивна сила – МРС (значення магніторушійної сили, необхідне для повного розмагнічування матеріалу). Іншими словами, завдяки стабільним і лінійним властивостям цих матеріалів, ми використовуємо лише два відомих показники (початковий потік і

силу, необхідну для його знищення), щоб визначити, як магніт поводитиметься в робочих умовах.

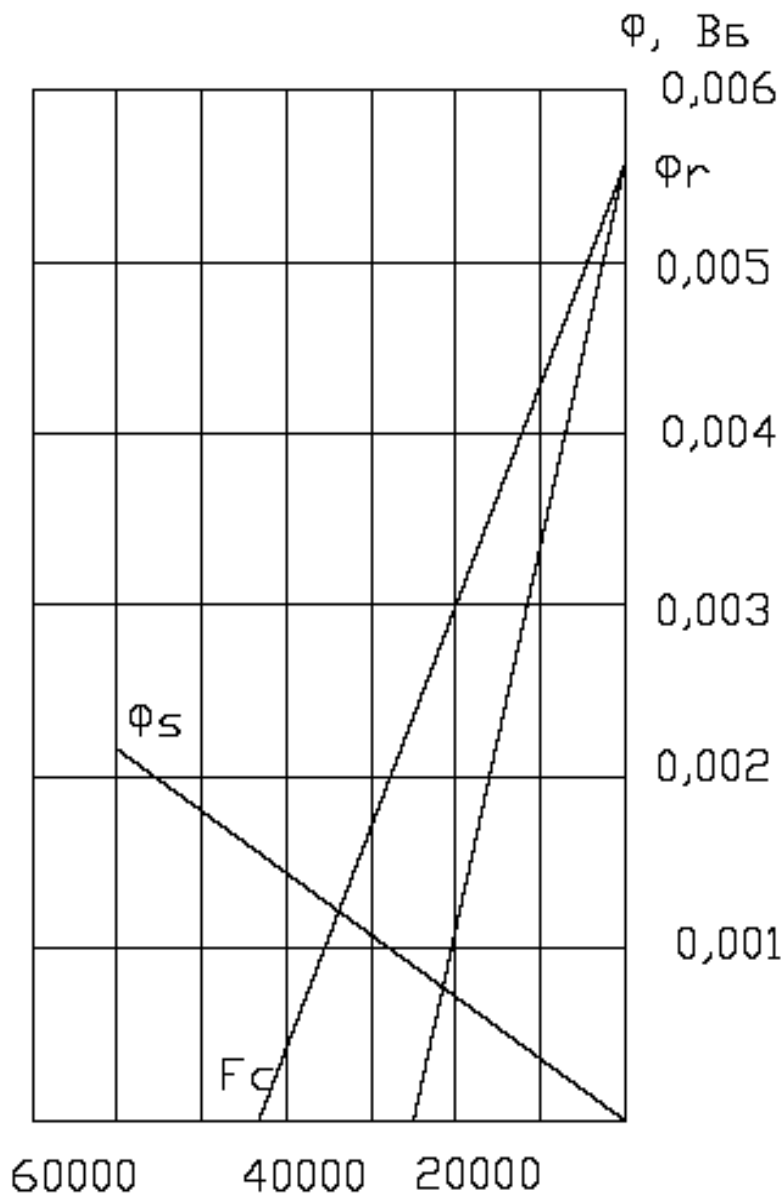


Рисунок 2.8 – Робоча діаграма магніта

Для нашої конструкції індуктора типу “збірна зірка”

$$F_c = 2 * h_M * H_c = 2 * 0.024 * 880 * 10^3 = 42240 \text{ A} \quad (2.136)$$

$$\Phi_r = B_r * S_M = B_r * b_M * l_M = 1.23 * 0.045 * 0.1 = 0.005535 \text{ Вб} \quad (2.137)$$

$B_r = 1,23$ Тл нашого матеріалу – залишкова індукція у матеріалі магніту.

Будуємо пряму сумарного розсіювання Φ_r ; віднімаючи графічно цю характеристику з прямого розмагнічування, отримуємо лінію поздовжнього потоку Φ_d ; магнітні властивості на холостому ходу визначаються характеристиками зовнішнього магнітного ланцюга, і якщо в сталевій частині магнітного ланцюга немає насичення, то вона має форму прямої лінії [9].

Потік магніту визначається за формулою

$$\Phi_{ma} = \Phi_{\delta a} + \Phi_{SM} = 0.00504 + 0.00000717 = 0.0051117 \text{ Вб} \quad (2.138)$$

2.9 Визначення маси активних матеріалів, втрат та ККД генератора

Маса мідної обмотки якоря

$$M_{od} = m * w_{\phi} * l_{cp} * q_a * \gamma_M = 3 * 150 * 0.383 * 6.84 * 8.9 * 10^3 * 10^{-6} = 10.49 \text{ кг} \quad (2.139)$$

Маса зубців якоря

$$M_Z = \left[\left(\frac{\pi}{4} (D + 2 * h_n)^2 - D^2 \right) - z * b_n * h_n \right] * l k_0 \quad (2.140)$$

$$M_Z = \left[\left(\frac{\pi}{4} (0.5 + 2 * 0.0199)^2 - 0.5^2 \right) - 90 * 6.7 * 19.9 * 10^{-6} \right] * 0.1 * 0.95 * 8 * 10^3 = 15.57 \text{ кг} \quad (2.141)$$

Маса спинки якоря

$$M_{a1} = \pi (D + 2 * h_n + h_a) * h_a * l * k_s \gamma_{cs} = \pi (0.5 + 2 * 0.0199 + 0.0179) * 0.0179 * 0.1 * 0.95 * 8 * 10^3 = 23.82 \text{ кг} \quad (2.142)$$

Маса активних матеріалів статора

$$M_1 = M_{od} + M_Z + M_{a1} = 10.49 + 15.57 + 24.82 = 49.88 \text{ кг} \quad (2.143)$$

Маса постійних магнітів

$$M_{nm} = 2p * b_M * l_{сер} * h_M * \gamma_M = 24 * 0.045 * 0.1 * 0.024 * 8.4 * 10^3 = 21.77 \text{ кг} \quad (2.144)$$

Маса ярма індуктора

$$M_{a2} = \frac{\pi}{4} [(D_{a2} + 2 * h_{ap})^2 - D_{a2}^2] * l * k_{am} * k_c = \frac{\pi}{4} [(0.33 + 2 * 0.33)^2 - 0.33^2] * 0.1 * 1.2 * 8 * 10^3 = 34.21 \text{ кг} \quad (2.145)$$

Маса активних матеріалів ротора

$$M_2 = M_{nm} + M_{a2} = 21.77 + 34.21 = 55.98 \text{ кг} \quad (2.146)$$

Маса активних матеріалів генератора

$$M_{mg} = M_m + M_{pm} = 49.88 + 21.77 = 71.65 \text{ кг} \quad (2.147)$$

Повна маса генератора

$$M_{\Gamma} = M_{КОП} * M_{am} = 1.7 * 71.65 = 122 \text{ кг} \quad (2.148)$$

Втрати в міді якоря

$$P_M = m * I_{нф}^2 * K_a = 3 * 32.81^2 * 0.28 = 904 \text{ Вт} \quad (2.149)$$

Втрати в сталі зубців якоря

$$P_Z = k_{Tz} p_0 B_Z^2 \left(\frac{f}{50}\right)^{1.5} M_Z = 2.1 * 2 * 1.747^2 * \left(\frac{50}{50}\right)^{1.5} * 15.57 = 199.6 \text{ Вт} \quad (3.150)$$

Втрати в сталі ярма якоря

$$P_Z = k_{TZ} p_0 B_Z^2 \left(\frac{f}{50}\right)^{1.5} M_Z = 1.5 * 2 * 1.524 * \left(\frac{50}{50}\right)^{1.5} * 23.81 = 108.6 \quad (2.151)$$

Механічні втрати

$$P_{MEH} = 0.02 S_n * \cos\varphi * P_n = 0.02 * 7000 * 0.8 = 112 \text{ Вт} \quad (2.152)$$

Додаткові втрати

$$P_{\text{дод}} = 0.01 S_n * \cos\varphi * P_n = 0.01 * 7000 * 0.8 = 56 \text{ Вт} \quad (2.153)$$

Сумарні втрати

$$\Sigma P = P_M + P_Z + P_d + P_{mex} + P_{\text{дод}} = 904 + 199.6 + 108.6 + 112 + 56 = 1380.2 \text{ Вт} \quad (2.154)$$

ККД генератора

$$\eta = \frac{S_N * \cos\varphi}{S_N * \cos\varphi + \Sigma P} = \frac{7000 * 0.8}{7000 * 0.8 + 1380.2} = 0.81 \quad (2.155)$$

3 ПРОЕКТНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

3.1 Обладнання для вітрової установки

З огляду на те, що вітровий ресурс і профіль споживання помітно відрізняються від об'єкта до об'єкта, універсальний «базовий» комплект додаткового обладнання для вітрових установок не визначають. Навіть для однієї й тієї самої типової ВЕУ можуть знадобитися інвертори різної потужності та різні конфігурації акумуляторних батарей. Тому комплектацію підбирають індивідуально, враховуючи режим вітру, добовий і сезонний графік навантаження, вимоги до якості електроенергії та рівень надійності.

Ключовим елементом системи є акумуляторна батарея. Вона накопичує надлишок енергії у періоди сильного вітру та віддає його в безвітряні проміжки, згладжуючи коливання генерації. Тип АКБ обирають з огляду на потрібну глибину розряду, ресурс і робочі температури. Сучасні літій-залізо-фосфатні батареї вирізняються високою циклічністю та стабільністю, проте мають вищу початкову вартість. Свинцево-кислотні рішення дешевші, але гірше переносять глибокі розряди. У будь-якому випадку доцільна наявність системи керування батареєю (BMS) для контролю напруг, струмів і температур.

Для захисту споживачів від коливань напруги застосовують стабілізатор. Він утримує напругу в заданих межах, зменшуючи ризик відмови чутливого обладнання та подовжуючи його ресурс. Стабілізація може бути потрібна як у колі постійного струму перед інвертором чи контролером, так і в колі змінного струму на виході до навантажень.

Управління всією системою здійснює контролер або програмований логічний пристрій. Він автоматизує пріоритезацію джерел, керує зарядом і розрядом акумуляторів, реалізує захисти та алгоритми гальмування, а також веде журнали подій і телеметрію. Для зручності обслуговування бажано мати інтерфейси дистанційного моніторингу і налаштування, наприклад Modbus чи Ethernet.

Для забезпечення безперервності електропостачання важливо передбачити автоматичне введення резерву. У разі відмови основного джерела або просідання параметрів АВР швидко перемикає живлення на резервне джерело, наприклад електромережу чи дизель-генератор. Це особливо критично для відповідальних споживачів, які не допускають тривалих перерв у роботі.

Перетворення енергії між ланцюгами постійного та змінного струму забезпечують випрямляч і інвертор. Інвертор формує якісну змінну напругу для споживачів, а випрямляч узгоджує параметри генератора з постійно-струмовою шиною та акумуляторами, стабілізуючи процес заряджання. Бажано, щоб інвертор підтримував роботу в автономному або гібридному режимі, мав широкий вхідний діапазон, умів обмежувати експорт у мережу та взаємодіяти з системами гальмування чи скидання надлишкової потужності.

Доречно також передбачити додаткові елементи безпеки та надійності. До них належать гальмівні пристрої і «дамп-навантаження» для скидання зайвої енергії за сильного вітру, механічні чи електродинамічні гальма для аварійної зупинки, грозозахист і комутаційні апарати, правильне заземлення та зрівнювання потенціалів. Якісні кабелі належного перерізу з захистом від вологи та ультрафіолету забезпечують безпечну й довговічну роботу всієї системи.

3.2 Область застосування та параметри вітрової установки

Використання енергії вітру для генерації електроенергії має низку особливостей, головна з яких — мінливість і стохастичність вітрового потоку. Це прямо впливає на частоту та напругу, що без додаткових засобів стабілізації робить живлення нестабільним. Тому для невеликих і середніх за потужністю вітроустановок найраціональніше автономне або гібридне застосування з накопиченням енергії. Економічну доцільність підвищує орієнтація на споживачів, які не вимагають жорсткої стабільності параметрів живлення, а також використання інверторів і контролерів, здатних згладжувати коливання.

Найсприятливіші вітрові умови зазвичай спостерігаються у малонаселених місцевостях із відкритим рельєфом. Водночас сільські мережі зазвичай

малопотужні та низьковольтні (нижче 33 кВ), що за довгих ліній передачі посилює втрати та просідання напруги. З огляду на це слід або мінімізувати відстань між генерацією та споживачами, або підсилювати локальну інфраструктуру. Для безперебійного електропостачання в безвітряні періоди варто передбачити акумуляторні батареї належної ємності чи резервні джерела (наприклад, ДГУ) через АВР, а також алгоритми пріоритезації споживачів.

Для проєктованої ВЕУ потужністю 7 кВт доцільно обрати горизонтально-осьове вітроколесо з трьома лопатями типу «Есперо» з товщиною профілю близько 15%. Такий профіль забезпечує прийнятний компроміс між аеродинамічною якістю, жорсткістю та технологічністю виготовлення. Щоб узгодити швидкість обертання ротора й генератора, до складу приводу вводять підвищувальний редуктор, який забезпечує близько 250 об/хв на валу генератора за номінальних умов. Потрібно врахувати ККД редуктора та його вплив на енергобаланс, а також режими змачення й сервісні інтервали.

Орієнтацію гондоли на напрямок вітру виконує активна система керування — хвостове оперення або yaw-привід під контролем анемометра та флюгера. Це підвищує корисне завантаження ротора й зменшує паразитні навантаження. Для безпечної зупинки й роботи у штормових режимах застосовують комбіноване гальмування: механічне рішення з лебідкою, що виводить хвіст з-під вітру, доповнюють електричним гальмом та скиданням енергії на «дамп-навантаження». Така багаторівнева схема підвищує надійність і зменшує ризики перевантаження генератора та силових ланцюгів.

Опорна башта типу А має бути розрахована на локальні вітрові навантаження, урахувати вібрації, можливе обмерзання, вимоги до фундаменту й анкерування. Важливі також заземлення, грозозахист і правильне розміщення з огляду на «тінь» від перешкод: бажано витримувати відстані щонайменше 10–15 висот від найближчих значних об'єктів у підвітряному напрямку. Правильна висота башти критично впливає на середню швидкість вітру в площині ротора і, відповідно, на річний виробіток.

3.1 - Таблиця параметрів проекрованої вітрової установки

Діаметр крильчатки, м	6.5
Кількість лопатей	3
Матеріал лопатей	Стіклопластик
Напрямок крутіння	По часовій стрілці
Номінальна швидкість вітру, м/с	10
Тип генератора	Трьохфазний синхронний генератор с постійними магнітами
Номінальна потужність, Вт	7000
Максимальна потужність, Вт	9500
Максимальний струм на виході генератора, А	58.6
Акумуляторна напруга, В	220
Початкова швидкість вітру, м/с	3
Робоча швидкість вітру, м/с	3-15
Максимальна швидкість вітру, м/с	30
Висота щогли, м	15
Повна маса, кг	220

Додатково варто визначити й зафіксувати ключові експлуатаційні параметри: швидкість запуску (cut-in), номінальну швидкість (rated) і швидкість відсічення (cut-out), максимально допустимі пориви та алгоритми поведінки у позаштатних режимах. Для електричної частини доцільно передбачити класи захисту обладнання, допустимі гармоніки, акустичні обмеження на межі ділянки, вимоги до перерізів кабелів і втрат у лініях, а також планові інтервали технічного обслуговування. Такий комплексний підхід забезпечить стабільну роботу системи в широкому діапазоні вітрових умов і дозволить досягти оптимального

співвідношення між вартістю та надійністю протягом усього життєвого циклу установки.

3.3 Оцінка вітроенергетичного потенціалу

Швидкість вітру змінюється протягом доби, місяців і сезонів, тому для коректного вибору майданчика, аеродинамічних розрахунків ВЕУ, а також проектування механізмів керування й орієнтації аналізують добові, місячні та сезонні розподіли швидкостей. Середньорічна швидкість є базовим індикатором інтенсивності вітру і на першому етапі дозволяє оцінити перспективність застосування вітроустановок у конкретному регіоні. Водночас важливо пам'ятати, що ротор завжди використовує лише частину енергії вітрового потоку через неминучі аеродинамічні втрати.

Середню швидкість за обраний інтервал визначають як суму миттєвих вимірів, поділену на їх кількість. Спираючись на дані «Метеопост» для центральної України (Полтавська область) і усереднюючи місячні значення за 2025 рік, одержуємо річну середню швидкість поблизу поверхні: $\bar{v} \approx 3,9$ м/с. Це так званий «приземний» показник, який не відображає умов роботи більшості ВЕУ, адже енергію зазвичай знімають на висотах у десятки метрів.

Зі зростанням висоти швидкість вітру, як правило, збільшується. Відтак висота опорної башти безпосередньо впливає на річний виробіток: що вище ротор, то вища середня швидкість і потенційна генерація. Оскільки типові вежі для малих і середніх ВЕУ мають 24–30 м, необхідно перераховувати «приземні» швидкості на ці висоти. Для цього використовують профілі вітру — логарифмічні або степеневі. Степенева апроксимація має вигляд $v(h) = v_0 \cdot (h/h_0)^\alpha$. Вона зручна, але спрощує реальну картину, оскільки не враховує вплив шорсткості підстильної поверхні та локальної турбулентності.

Параметр шорсткості часто подають як «висоту нульової швидкості»: для снігового покриву це орієнтовно 0,5 см, для низької трави — близько 3,2 см, для вищої рослинності — 5–7 см, у крайніх випадках — до 20 см. Степенева показник α не є сталим і залежить від місцевості. У літературі зустрічаються

значення 0,143; для США — приблизно $0,23 \pm 0,03$ (іноді до 0,34); для України в окремих роботах — близько 0,167. У цій роботі приймаємо нормативно рекомендоване $\alpha = 0,20$.

За вказаних допущень, перерахунок на робочі висоти дає середні швидкості близько 7,31–7,64 м/с на рівнях 24–30 м над землею. Саме ці оцінки доцільно використовувати для подальшого добору моделі ВЕУ, визначення її номіналу та оцінки річного виробітку за кривою потужності виробника.

Крім модулів швидкості, важливий і напрямок вітру. Хоча в багатьох застосуваннях він має другорядне значення, у реальних ландшафтах вітри різних румбів можуть відрізнятися поривчастістю й середньою швидкістю. Повторюваність напрямків зручно аналізувати за «розою вітрів» — графіком частотності румбів за рік. Для Сумської області така діаграма допоможе обрати оптимальне розміщення й орієнтацію ВЕУ, мінімізувати затінення потоку будівлями, насадженнями та рельєфом і визначити санітарні відстані з урахуванням шуму.

Для точнішої енергетичної оцінки варто:

- використовувати річний розподіл швидкостей (наприклад, параметризацію Вейбулла) разом із кривою потужності конкретної турбіни, адже потужність у вітрі масштабується приблизно як v^3 ;
- урахувати сезонність і добову змінність, щоб правильно підібрати ємність акумуляторів і стратегії резервування;
- провести вітрові вимірювання на місці (метеомачта) або застосувати довгострокові ряди зі станцій поблизу з корекцією на висоту та шорсткість;
- перевірити граничні режими: швидкість запуску (cut-in), номінальну (rated) і відсічення (cut-out), а також алгоритми поведінки за штормів, обмерзання та грозової активності.

Такий підхід забезпечить обґрунтований вибір висоти башти, моделі ВЕУ та електротехнічної частини, дасть реалістичний прогноз виробітку і допоможе

спроєктувати надійну систему із прийнятними витратами протягом усього життєвого циклу.

3.4 Розрахунок та вибір електричних кабелів та проводів

У цій бакалаврській роботі добір електричних кабелів і їхніх перерізів здійснюватиметься за критерієм економічної щільності струму. На першому етапі розрахуємо навантажувальні струми ліній за формулою (3.1) з урахуванням режимів роботи споживачів та коефіцієнтів попиту й одночасності. Далі, виходячи з обраної економічної щільності струму для відповідних умов прокладання та матеріалу жил, визначимо попередній переріз кабелю. За необхідності застосуємо коригувальні коефіцієнти на температуру довкілля, спосіб укладання, кількість паралельних кабелів і тривалість навантаження.

Результати проміжних і підсумкових обчислень буде зведено до таблиці 2.2, де для кожної лінії наведемо розрахунковий струм, прийняту економічну щільність, обраний переріз та примітки щодо застосованих поправок. Після первинного добору перевіримо відповідність вибраних перерізів за допустимим нагріванням, падінням напруги та термічною стійкістю при КЗ, уточнивши вибір у разі невідповідності вимогам.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n} * A,$$

(3.1)

Відповідно до методу економічної густини струму, економічний переріз визначаємо за таким співвідношенням:

$$F = \frac{I_m}{j_e} \quad (3.2)$$

де: I_m — струм у лінії за умови максимальних навантажень, що відповідає нормальному режиму роботи мережі, А.

j_e — нормативне значення економічної густини струму, визначене за таблицею; у розрахунках приймаємо $j_e = 1,4$ А/мм².

Отриманий таким чином переріз округлюємо до нормального числа, після чого за ним підбираємо марки кабелів і отримані дані записуємо в таблицю.

Перевіряємо вибрані раніше провідники за формулою (3.3), а підсумки розрахунків подаємо в таблиці 3.2

$$\Delta U = \frac{k * P * L}{C * S} \quad (3.3)$$

де, ΔU – втрати напруги в провіднику, %;

C – коефіцієнт, для алюмінієвих провідників трифазної мережі, $C=46$; S – переріз провідника, мм²

P – підключена потужність, кВт

k – коефіцієнт, що враховує ступінь розподілу навантаження на провіднику, для КЛ: $k = 1$, для ПЛ: $k = 0,5$.

L – довжина провідника, м.

Таблиця 3.2 – Економічна щільність струму

Провідники	Економічна щільність струму, А/мм ² , при кількості годин використання максимуму навантаження в рік		
	більше 1000 до 3000	більше 3000 до 5000	більше 5000
Неізольовані проводи та шини:			
▪ мідні	2,5	2,1	1,8
▪ алюмінієві	1,3	1,1	1,0
Кабелі з паперовою та проводи з резиною і полівінілохлоридною ізоляцією з жилами:			
▪ мідними	3,0	2,5	2,0
▪ алюмінієвими	1,6	1,4	1,2
Кабелі з резиною і пластмасовою ізоляцією з жилами:			
▪ мідними	3,5	3,1	2,7
▪ алюмінієвими	1,9	1,7	1,6

Таблиця 3.3 – Вибір кабелів мережі

№	L, м	U, кВ	P, кВт	I, А	F _e , мм ²	Марка	S, мм ²	I _{доп} , А
Л1	80	0,38	15	22,8	16,3	АВВГ 4x25	25	94
Л2	75	0,38	25	38,0	27,1	АВВГ 4x35	35	114
Л3	65	0,38	35	53,2	38,0	АВВГ 4x50	50	132
Л4	50	0,38	15	22,8	16,3	АВВГ 4x25	25	94
Л5	30	0,38	130	197,5	141,1	АВВГ 4x150	150	254
Л6	35	0,38	150	227,9	162,8	АВВГ 4x185	185	290
Л7	45	0,38	20	30,4	21,7	АВВГ 4x25	25	94
Л8	340	0,38	100	151,9	108,5	АВВГ 4x120	120	226
Л9	340	0,38	100	151,9	108,5	АВВГ 4x120	120	226
Л10	340	0,38	100	151,9	108,5	АВВГ 4x120	120	226

Таблиця 3.4 – Втрати напруги

№	Марка	Довжина L, км	Підключене навантаження P, кВт	Переріз провідника S, мм ²	Втрати напруги ΔU , %
Л1	АВВГ 4х25	80	15	25	1,04
Л2	АВВГ 4х35	75	25	35	1,16
Л3	АВВГ 4х50	65	35	50	0,99
Л4	АВВГ 4х25	50	15	25	0,65
Л5	АВВГ 4х150	30	130	150	0,57
Л6	АВВГ 4х185	35	150	185	0,62
Л7	АВВГ 4х25	45	20	25	0,78
Л8	АВВГ 4х120	340	100	120	7,25
Л9	АВВГ 4х120	340	100	120	7,25
Л10	АВВГ 4х120	340	100	120	7,25

З огляду на те, що допустимі втрати напруги не мають перевищувати 5%, значення для ліній L8, L9 та L10 слід зменшити шляхом збільшення перерізу провідників. Приймаємо наступний стандартний номінал — 150 мм², виконуємо перерахунок за формулою та вносимо оновлені результати до таблиці. Одержані втрати напруги становлять менше 5%, отже вибрані перерізи відповідають вимогам.

Для визначення поперечного перерізу ПЛ на ділянці L11 застосовуємо ту саму послідовність, що й під час добору кабелів. За методом економічної густини струму при $j_e = 1,1$ А/мм² отримуємо економічний переріз $Fe \approx 16$ мм². Водночас мінімально допустимий переріз за умовами механічної міцності приймаємо згідно з ПУЕ [11, ст. 404]. Оскільки Полтавський район належить до 3 району за ожеледдю, мінімальний переріз для проводів типу АС становить 50 мм². Таким чином, остаточно приймаємо АС-50.

Таблиця 3.5 – Перераховані втрати напруги

№	Марка	Довжина L, км	Підключене навантаження P, кВт	Переріз провідника S, мм ²	Втрати напруги ΔU , %
Л1	АВВГ 4x25	80	15	25	1,04
Л2	АВВГ 4x35	75	25	35	1,16
Л3	АВВГ 4x50	65	35	50	0,99
Л4	АВВГ 4x25	50	15	25	0,65
Л5	АВВГ 4x150	30	130	150	0,57
Л6	АВВГ 4x185	35	150	185	0,62
Л7	АВВГ 4x25	45	20	25	0,78
Л8	АВВГ 4x150	340	100	150	4,93
Л9	АВВГ 4x150	340	100	150	4,93
Л10	АВВГ 4x150	340	100	150	4,93

3.5 Розрахунок та вибір трансформатору

Необхідну потужність трансформатора визначаємо з урахуванням того, що для однострансформаторної підстанції його номінал не може бути меншим за максимальну потужність навантаження споживачів. Відповідно, співвідношення формулюється так: номінальна потужність трансформатора має бути не менша за розраховану максимальну потужність споживачів у годину максимуму:

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{розр}} = P_{\text{max}}$$

де $P_{\text{ном}}$ – номінальна потужність обраного трансформатора, кВт;

$P_{\text{розр}}$ – розрахункова потужність однострансформаторної підстанції, кВт;

P_{max} – максимальна потужність споживача. кВт.

Таблиця 3.6 – Параметри обраного трансформатора

Тип	$S_{НОМ}$, кВт	Каталожні данні					
		$U_{НОМ}$ обмоток, кВ		ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
		ВН	НН				
ТСМА – 320/10	320	10	0,4	1,6	4,85	4,5	5,5

3.6. Вибір лічильника

Для обліку електроенергії за «зеленим» тарифом слід обирати двонаправлений електронний лічильник активної енергії, який фіксує як відпуск у мережу, так і споживання з мережі, а також може визначати їх сальдо; альтернативно допускається використання двох однонаправлених приладів зі стопорами зворотного ходу для роздільного місячного обліку відданої та отриманої енергії.

Індукційні (дискові) лічильники для такого застосування не підходять, натомість сучасні електронні забезпечують компактність, вищий клас точності, багатотарифність, довготривале збереження профілів навантажень і дистанційне зчитування даних через різні інтерфейси, хоча вони більш чутливі до якості електроенергії та зазвичай неремонтопридатні.

За кількістю фаз розрізняють однофазні прилади для мереж 220 В і трифазні для 380 В, причому трифазні, як правило, підтримують і однофазний облік, що зручно для гібридних систем; у будь-якому разі лічильник має здійснювати облік «в обидві боки», мати інтерфейси віддаленого зчитування для підключення до АСКОЕ та передавання інформації про обсяги і напрямки перетоків, а також відповідати вимогам оператора системи розподілу і бути внесеним до Державного реєстру засобів вимірювальної техніки України.

Визначаючись з моделлю, доцільно враховувати робочий температурний діапазон (для зовнішнього або неопалюваного монтажу бажано від -40 до $+60$ °C), клас точності (для великих установок від 10 МВА — не гірше 1.0, для типових приватних — достатньо 2.0), підтримку дво- чи тритарифного обліку, сумісність з АСКОЕ, наявність або можливість підключення GSM-модуля для передачі даних через інтернет, а також тривалість міжповірочного інтервалу, що впливає на експлуатаційні витрати.



Рисунок 3.1 – Електролічильник GAMA 300

Серед поширених рішень можна відзначити GAMA 100 (однофазний багатотарифний для активної енергії), GAMA 300 (трифазний електронний), ACE 6000 Actaris (багатофункціональний програмований) та Fronius Smart Meter (двонаправлений), проте в цій роботі обрано GAMA 300 як трифазний двонаправлений електролічильник для вимірювання активної та реактивної енергії, сумісний з АСКОЕ, АСТОЕ та ЛОСОД, з функціями реєстрації профілів навантажень, договірних лімітів і максимумів потужності, у робочому діапазоні температур від -25 до $+55$ °C, виробництва «ЕЛГАМА Електроніка» (Литва);

перед впровадженням слід підтвердити його відповідність вимогам місцевого ОСР, перевірити наявність у держреєстрі, забезпечити коректне опломбування, захист від перенапруг і стабільне живлення комунікаційних модулів, а також налаштувати періодичне дистанційне зчитування й зберігання даних.

3.7 Вибір обладнання для проєктованої вітряної установки

Для акумулювання надлишкової електроенергії, що генерується вітроенергетичною установкою під час періодів низького споживання, передбачено використання свинцево-кислотного AGM-акумулятора номінальною напругою 12 В і ємністю 17 А·год (див. рис. 3.2).



Рисунок 3.2 - акумулятор 5-7 кВт, 12V 17A AGM

Такий тип акумулятора вирізняється низьким саморозрядом, герметичністю, стійкістю до глибоких циклів та безпечністю в експлуатації, що робить його придатним для автономних і гібридних систем зберігання енергії.

Таблиця 3.7 – характеристики акумулятор 5-7 кВт, 12V 17A AGM

Розміри, мм	181x77x167
Дата виготовлення, год	2019
Тип	AGM
Номинальна напруга, В	12
Ємність акумулятора, А	17

У складі системи акумулятор виконуватиме функцію буфера між джерелом генерації та навантаженням: у моменти профіциту виробітку енергії (пориви вітру, нічне споживання) відбуватиметься заряд, а під час пікових навантажень або зниження швидкості вітру — розряд із підтриманням стабільності живлення. Для коректної інтеграції АКБ у DC-шину застосовуватиметься контролер заряд/розряд з алгоритмом багатоетапного заряджання AGM, а також передбачатиметься система захисту від перевантаження, перенапруги та глибокого розряду.

З урахуванням параметрів 12 В, 17 А·год орієнтовний запас корисної енергії однієї батареї становить близько 200 Вт·год...250 Вт·год за умови допустимої глибини розряду для AGM 50–70%. За потреби більшої автономності можливе масштабування шляхом паралельного та/або послідовного з'єднання модулів, з формуванням батарейних блоків потрібної напруги та ємності з урахуванням сумісності з інвертором і вимог до струмів заряджання.

Для забезпечення надійної та безперебійної роботи споживачів у складі системи передбачено зберігання надлишкової електроенергії, що генерується вітроенергоустановкою під час періодів низького навантаження, у свинцево-кислотному AGM-акумуляторі з номінальною напругою 12 В і ємністю 17 А·год (див. рис. 3.1).



Рисунок 3.3 - стабілізатор напруги Gemix GDX-500

Таблиця 3.8 - характеристики стабілізатор напруги Gemix GDX-500

Вихідна потужність, кВт	500
Похибка стабілізації, %	6
Діапазон стабілізації, В	140 - 260
Діапазон робочих температур, °С	0 - 40
Номинальна напруга, В	220
Крок ступені, В	12
Кількість ступенів	9
Частота, Гц	50
Номинальна вихідна потужність, кВт	0.35
Розміри, мм	160x115x235

Такий акумулятор має низький саморозряд, герметичну конструкцію та стійкість до циклування, завдяки чому виконує роль енергетичного буфера: накопичує профіцит виробітку та віддає енергію при просіданні генерації чи у пікові моменти споживання.

Для коректної інтеграції використовується контролер заряджання з багатоступеневим алгоритмом для AGM, а також реалізовані захисти від перенапруги, перевантаження та глибокого розряду. З урахуванням параметрів 12 В і 17 А·год корисний запас енергії однієї батареї орієнтовно становить 200–250 Вт·год за прийнятної глибини розряду 50–70%.

З метою автоматизації керування виробництвом і розподілом електроенергії в системі передбачено встановлення автомата введення резерву EnerSol EATS-7500S (див. рис. 3.4).



Рисунок 3.4 - Стабілізатор напруги Елекс Гібрид 7 кВА
симисторно-релейний (Гібрид У 9-1/32 v2.0)

Він забезпечує автоматичне перемикання між основним і резервним джерелами живлення у разі відхилень або зникнення напруги на основній лінії, мінімізуючи перерви в електропостачанні та забезпечуючи безпечне відновлення живлення чутливих споживачів.

Таблиця 3.9 – характеристики Стабілізатор напруги Елекс Гібрид 7
кВА симисторно-релейний (Гібрид У 9-1/32 v2.0)

Робочий струм, А	32
Номінальна потужність, кВт	7
Кількість ступенів стабілізації	9
Споживана активна потужність на холостому ході, Вт	35
Номінальна вхідна напруга, В	220
Діапазон стабілізації, В	135 - 315
Діапазон роботи, В	110 - 325
Частота мережі, Гц	45 - 65
Діапазон роботи в режимі байпас, В	120 - 265
Точність підтримки вихідної напруги в діапазоні стабілізації, %	7.5
Час реакції на зміну вхідної напруги, мс	100
Розміри, мм	460x275x178

Пристрій контролює параметри вхідних ліній із налаштовуваними порогами та затримками вмикання і повернення, має блокування взаємного ввімкнення джерел, індикацію станів, ручний режим і можливість дистанційної сигналізації, а також відповідну комутаційну здатність з урахуванням пускових струмів.

ВИСНОВКИ

У цій кваліфікаційній роботі представлені результати теоретичних досліджень, які об'єднуються з вирішенням конкретної науково-технічної задачі. Головною метою стала розробка вітрогенератора, який був спеціально призначений для використання як автономна вітроенергетична установка. Під час проведення дослідження, були визначені ключові розміри, розміри пазово-зубцевої зони, а також було проведено детальний розрахунок обмотки статора. В результаті, була створена схеми вітрогенератора.

У процесі розрахунку магнітної ланцюга, була визначена магнітна реакція її окремих ділянок і сумарна магнітна реакція на полюс. В роботі також були розраховані можливі втрати та коефіцієнт корисної дії. В результаті, коефіцієнт корисної дії склав 81%, що в повній мірі задовольняє технічне завдання.

Всі основні завдання, що були поставлені перед проектом, були вирішені. На думку автора, проект був виконано в повній мірі та відповідно до всіх вимог технічного завдання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вітроенергетика та енергетична стратегія / О. Ф. Оніпко, Б. П. Коробко, В. М. Мханюк. – К. : УАН, Фенікс, 2008.
2. Віроенергетика // Державне агентство з енергоефективності та енергозбереження в Україні [Електронний ресурс].
3. Шефер, В.В. Електричні машини: навчальний посібник / В.В. Онушко, О.В. Шефер. – Полтава, ПолтНТУ, 2015.
4. Кудря С.А., Пермінов Ю.М., Буденний І.В. Особливості проектування вітрогенераторів. Відновлювальна енергетика. - Київ, 2014. № 3.
5. Боровик Ю. Т. ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ АЛЬТЕРНАТИВНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ В УКРАЇНІ / Ю. Т. Боровик, Ю. В. Єлагін. 23. // Вісник економіки транспорту і промисловості № 65. – 2019.
6. Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Спеціальні електричні машини» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : М. Л. Глебова, О.Б. Єгоров, Я. Б. Форкун; Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 28 с.
7. Шефер О.В. Методичні вказівки до курсового проектування з дисципліни „Електричні машини” для студентів усіх форм навчання спеціальності 141 – “Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка”. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2020.
8. Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Спеціальні електричні машини» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : М. Л. Глебова, О.Б. Єгоров, Я. Б. Форкун; Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 37 с.
9. Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Спеціальні електричні машини» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : М. Л. Глебова, О.Б. Єгоров, Я. Б. Форкун; Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022.

10. Камінський Ю. Вітрогенератори для дому: види, приблизні ціни, виготовлення своїми руками [Електронний ресурс] / Ю. Камінський // isu.org.ua. – Режим доступу до ресурсу: <https://cutt.ly/4e7twAi>.
11. Куц Т. Горизонтальний або вертикальний вітрогенератор? За і проти [Електронний ресурс] / Т. Куц // Компанія "Концепція Енергозбереження". – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <https://cutt.ly/Ge7tnGf>.
12. Вітроенергетика України [Електронний ресурс] – режим доступу до даних: http://www.uwea.com.ua/ukraine_wind.php
13. Перспективи світової вітроенергетики. Доповідь GWEC, Greenpeace International, DLR та Ecofys Cpnsultancy / [під ред. Crispin Aubrey, Angelika Pullen, v Arthouros Zervos, Sven Teske], Berlin. 2007.
14. Методичні рекомендації до виконання розрахунково-графічної роботи з навчальної дисципліни «Спеціальні електричні машини» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти всіх форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка, освітня програма «Нетрадиційні та відновлювальні джерела енергії») / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. : М. Л. Глебова, О.Б. Єгоров, Я. Б. Форкун; Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2022. – 37 с.
15. Гармаш, Є. В. "Розрахунок вітрогенератора в сільській місцевості". Thesis, Київський національний університет технологій та дизайну, 2017. <https://er.knutd.edu.ua/handle/123456789/8607>.

Додатки А

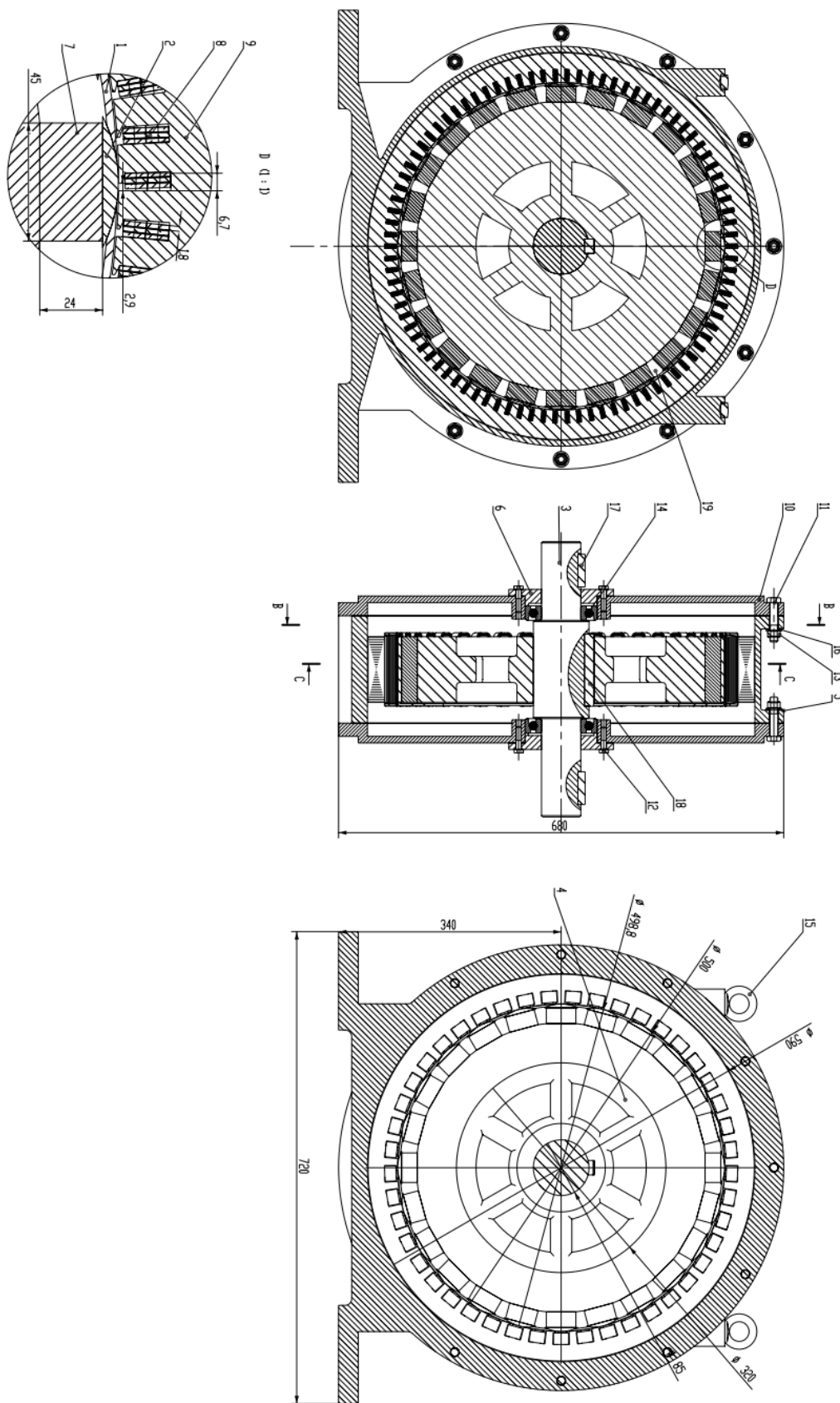


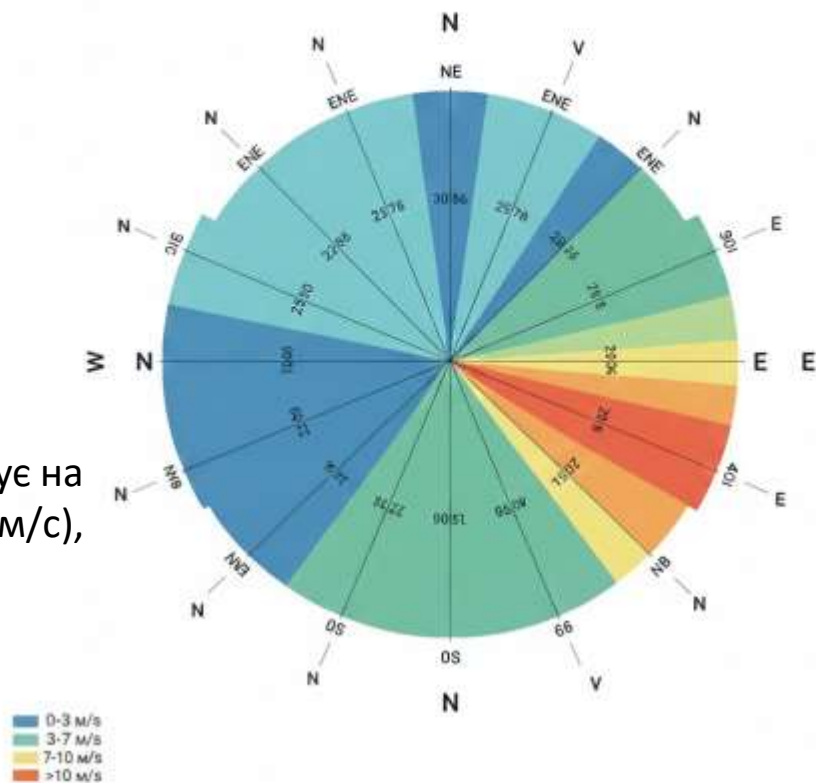
Схема генератора

Актуальність теми полягає в перспективному секторі виробництва енергії. Використання вітру може компенсувати зростаюче споживання електроенергії. Головні обмеження - нестабільність швидкості вітру. Вітрові електростанції можуть допомогти в енергозбереженні. Це важливо, адже промисловий розвиток призводить до збільшення споживання електроенергії і витрат на виробництво.

Метою роботи дослідити вітрові ресурси Полтавського регіону та підібрати оптимальні технічні параметри вітрогенератора, який зможе стати надійним альтернативним джерелом електропостачання.

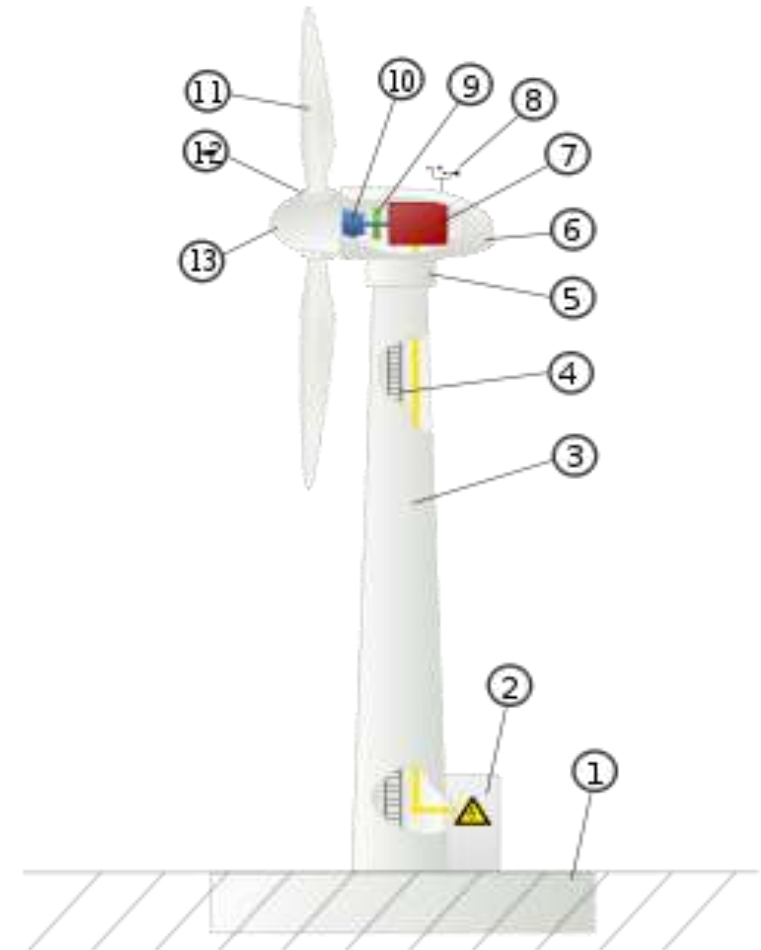
Аналіз вітрокліматичних умов

- **Висотний профіль:** Дослідження на рівні **160 м** показали стабільність ламінарних потоків (низька турбулентність).
- **Роза вітрів:** Переважання північно-західних та південно-західних напрямків. Середньорічна швидкість — **7.4 м/с**.
- **Параметри Вейбулла:** Розподіл швидкостей вказує на високу повторюваність робочих вітрів (від 5 до 15 м/с), що мінімізує простої.
- **Аеродинамічна шорсткість:** Степовий ландшафт Полтавщини має низький показник, що зменшує втрати енергії вітру біля поверхні.



Влаштування вітрогенератора та його вихідні дані

1. Фундамент
2. Силова шафа
3. Щогла
4. Сходи
5. Поворотний механізм
6. Гондола
7. Синхронний генератор
8. Анемометр
9. Гальмівна система
10. Трансмісія
11. Лопаті
12. Система зміни кута атаки лопаті
13. Ковпак ротора



Вихідні дані:

Номінальна потужність – 7000 Вт

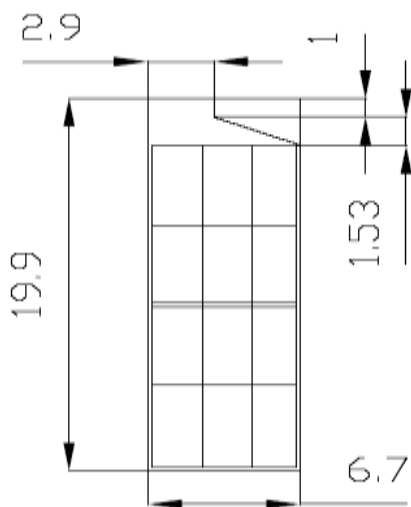
Номінальна напруга – 220 В

Номінальна частота обертання – 250 об/хв.

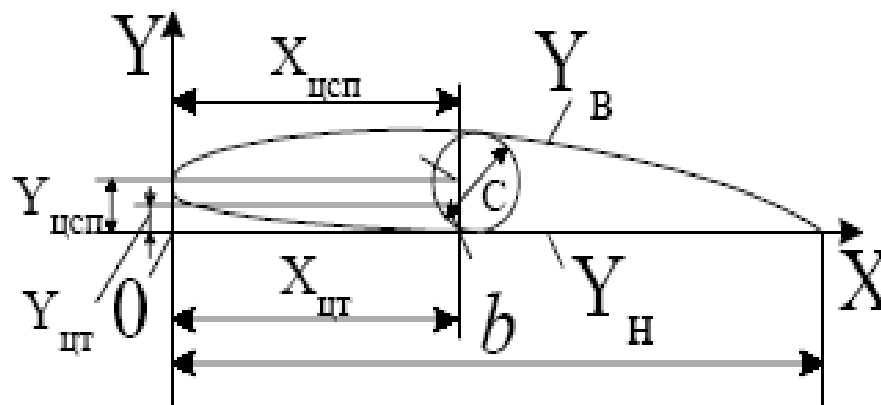
Номінальна частота струму – 50 Гц

Число фаз – 1 (з можливістю переходу на 3 фази)

Спроекований статор та ескіз паза статора (а) та ескіз геометричних параметрів профілю лопаті типу “Есперо” (б)

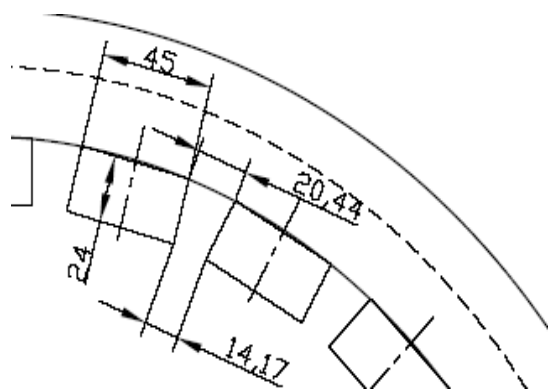
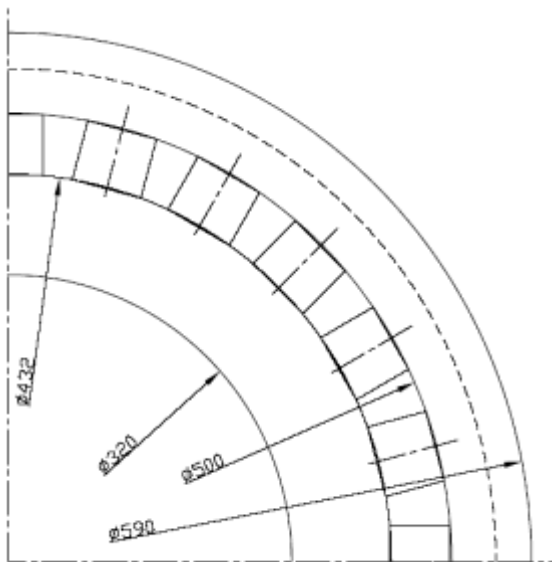


(a)

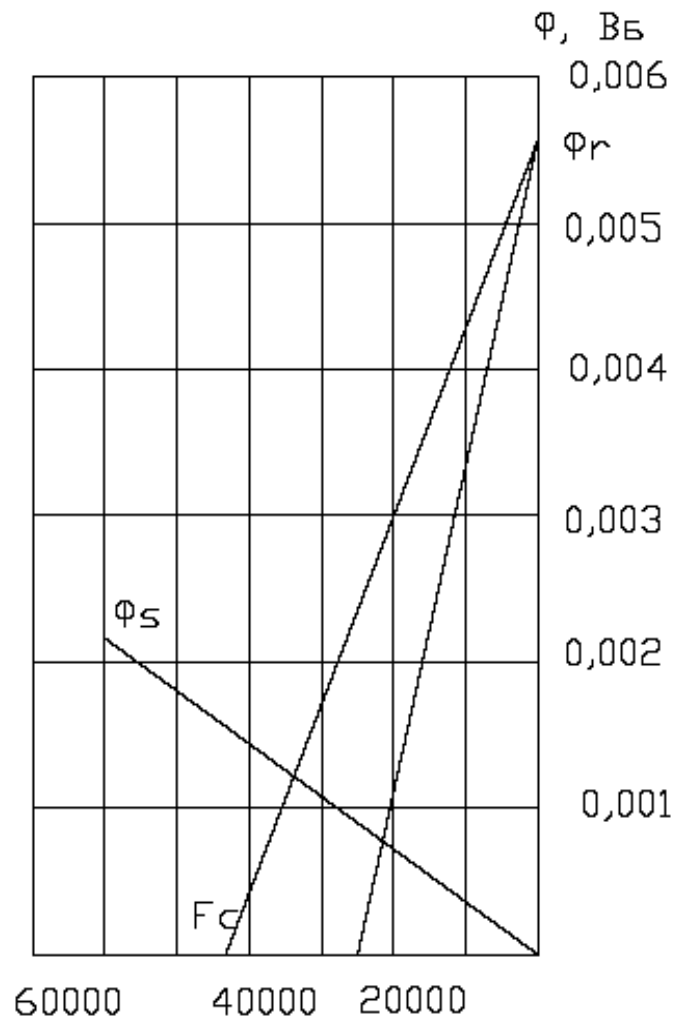


(б)

Ескіз магнітної схеми генератора додаткові геометричні розміри (а) та робоча діаграма магніта (б)



(a)



(б)

Генератор у зборі

- 1 – Бандаж
- 2 – Башмак
- 7 – Магніт
- 8 – Обмотка статора
- 9 – Статор

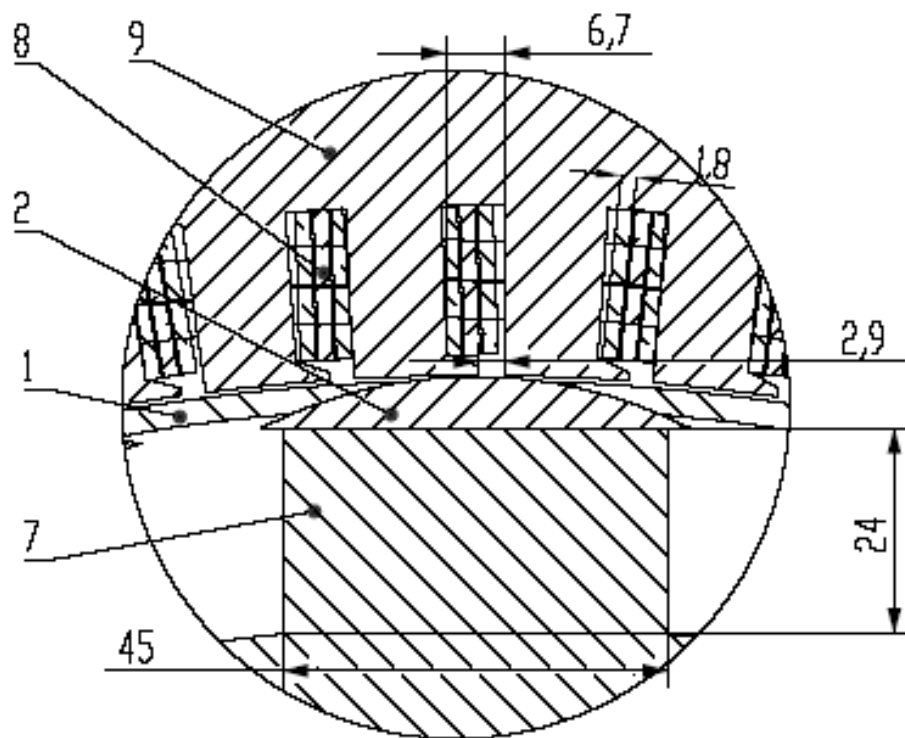
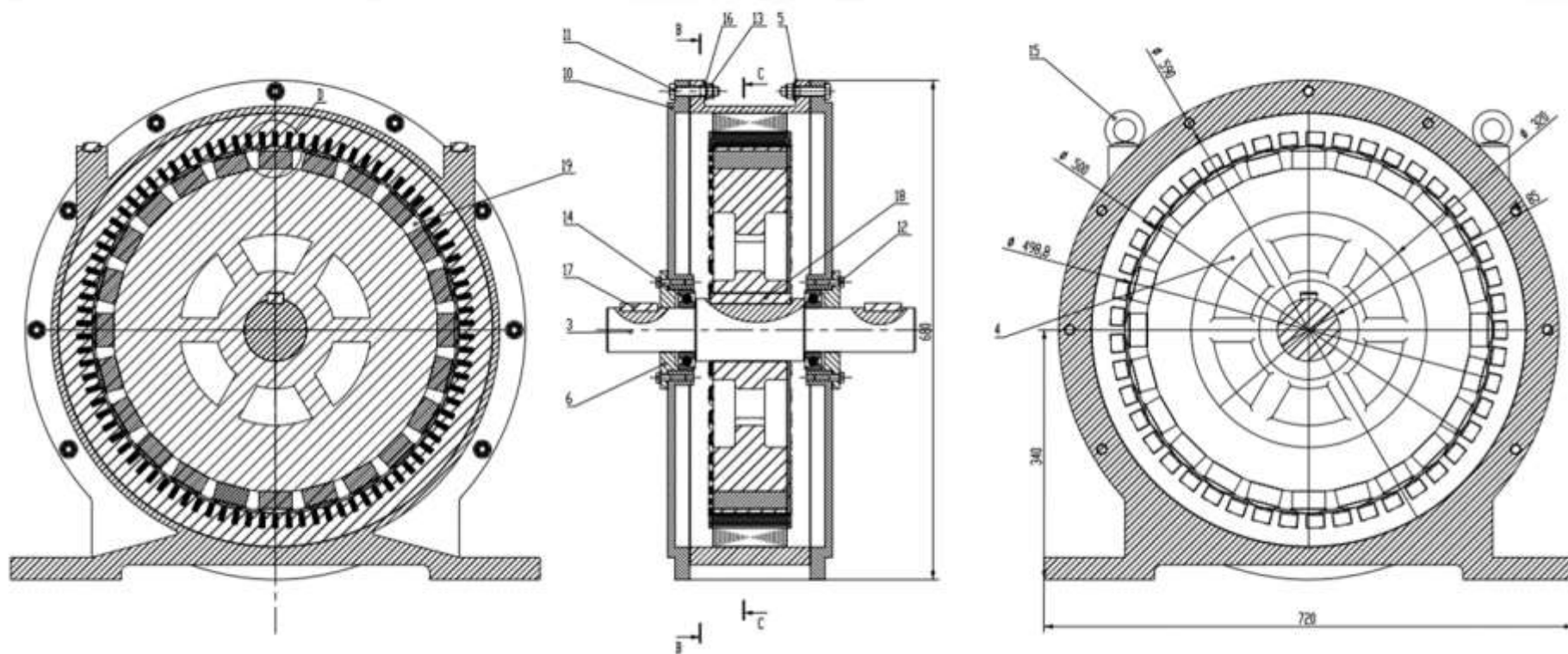


Схема генератора



Висновки: Під час проведення дослідження, були розглянуті основні типи вітрових установок, проведено аналіз вітрокліматичних умов, визначені ключові розміри, розміри пазово-зубцевої зони, а також було проведено детальний розрахунок обмотки статора. В результаті, була створена схема вітрогенератора.

У процесі розрахунку магнітної ланцюга, була визначена магнітна реакція її окремих ділянок і сумарна магнітна реакція на полюс. В роботі також були розраховані можливі втрати та коефіцієнт корисної дії. В результаті, коефіцієнт корисної дії склав 81%, що в повній мірі задовольняє технічне завдання.

Всі основні завдання, що були поставлені перед проектом, були вирішені.