

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»  
Електроенергетики  
(інститут)  
Електротехнічний  
(факультет)  
Кафедра Електроенергетики  
(повна назва)

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
**кваліфікаційної роботи ступеню** магістра  
(бакалавра, магістра)

**студента** Чичило Богдана Сергійовича  
(ПІБ)

**академічної групи** 141м-19-3  
(шифр)

**спеціальності** 141. Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(код і назва спеціальності)

**спеціалізації** \_\_\_\_\_

**за освітньо-професійною програмою** Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

\_\_\_\_\_  
(офіційна назва)

**на тему** «Обґрунтування гібридної системи електропостачання приватного будинку»  
(назва за наказом ректора)

| Керівники              | Прізвище, ініціали | Оцінка за шкалою |               | Підпис |
|------------------------|--------------------|------------------|---------------|--------|
|                        |                    | Рейтинговою      | інституційною |        |
| Кваліфікаційної роботи | Рухлова Н.Ю.       |                  |               |        |
| Розділів:              |                    |                  |               |        |
| Технологічний          | Рухлова Н.Ю.       |                  |               |        |
| Спеціальний            | Рухлова Н.Ю.       |                  |               |        |
| Економічний            | Тимошенко Л.В.     |                  |               |        |

|           |               |  |  |  |
|-----------|---------------|--|--|--|
| Рецензент | Марченко О.Л. |  |  |  |
|-----------|---------------|--|--|--|

|               |                  |  |  |  |
|---------------|------------------|--|--|--|
| Нормконтролер | Олішевський Г.С. |  |  |  |
|---------------|------------------|--|--|--|

Дніпро 2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

Завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_

2020 року

## **ЗАВДАННЯ**

**на кваліфікаційну роботу**

**ступеню** магістра

(бакалавра, магістра)

**студенту** Чичило Б.С. **академічної групи** 141м-19-3

(прізвище, ініціали)

(шифр)

**спеціальності** 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

**спеціалізації** \_\_\_\_\_

**за освітньо-професійною програмою** Електроенергетика, електротехніка та

електромеханіка

(офіційна назва)

**на тему** «Обґрунтування гібридної системи електропостачання приватного будинку»

затверджену наказом ректору НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

| <b>Частини</b>              | <b>Зміст</b>   | <b>Термін виконання</b>       |
|-----------------------------|--|-------------------------------|
| <b>Вступ</b>                | Аналіз сучасних енергетичних проблем, пропозиція вирішення               | З 01.09.2020<br>По 05.09.2020 |
| <b>Технологічна частина</b> | Пошук, порівняння та вибір, існуючих енергосистем.                       | З 06.09.2020<br>По 01.10.2020 |
| <b>Спеціальна частина</b>   | Розрахунок параметрів гібридної установки будинку.                       | З 02.10.2020<br>По 01.11.2020 |
| <b>Економічна частина</b>   | Прорахунок економічних показників, знаходження оптимальних витрат.       | З 02.11.2020<br>По 01.12.2020 |
| <b>Висновки</b>             | Приведення отриманих результатів, Доведення доцільності енергоустановки. | З 02.12.2020<br>По 05.12.2020 |

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Рухлова Н.Ю.

(прізвище, ініціали)

**Дата видачі**

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Чичило Б.С.

(прізвище, ініціали)

Дніпро 2020 р.

## Реферат

Пояснювальна записка: 121 с., 15 рис., 17 табл., 5 дод., 23 джерела.

Об'єктом дослідження є гібридна система приватного будинку на основі альтернативної енергетики. На меті роботи є обґрунтування доцільності використання гібридної системи, в даній роботі, а саме вітряно-сонячного комплексу, з можливістю, при необхідності мати живлення з електричної мережі міста. До складу даного комплексу входять, крім вітрогенератора (ВГ) і фотоелектричних модулів (ФМ), перетворювач постійного струму в змінний (інвертор) (220В, 50Гц), контролери, автоматика і акумуляторні батареї (АБ).

Тобто головною метою, є обґрунтування цієї системи для власного користування, насамперед економія коштів, максимально можлива енергонезалежність, та можливість не тільки повернути вкладенні кошти, а й заробити в найближчому майбутньому на продажі надлишкової електроенергії державі. Також не можна забувати про екологічну сторону видобутку даного типу енергії, забруднення мінімальні в порівнянні з рештою видів добутку електроенергії. Не варто забувати, що ринок альтернативної енергетики розвивається і маємо конкуренцію світових брендів, внаслідок чого, ціни обґрунтовані на обладнання, на користь споживача

Приватний будинок, який є складовою даної роботи, знаходиться в місті Гуляйполе, Запорізької області, по вулиці Набережна, будинок 55 – адреса проживання автора дипломного проекту. Будинок підключений до загальної енергомережі. Якщо енергії, що виробляється сонячними батареї (СБ), буде недостатньо, енергія буде споживатися від вітро-енергетичної установки (ВЕУ). А коли вироблення буде більше споживання, електроенергія передається на забезпечення опалення приміщень будинку в опалювальний період, а на продаж по зеленому тарифі в неопалювальний період.

Навіть з урахуванням всіх непередбачених ситуацій, для СБ – днів без сонця, для ВЕУ – днів без вітру, після прорахунку даної роботи, можна запевнити в доцільності встановлення гібридної установки. Тому що, АБ завжди будуть готові віддати накопичену електроенергію для користування будинку.

На випадок надзвичайної ситуація, і вичерпання всіх запасів електроенергії - енергосистема міста, надасть електроенергію до приватного будинку.

Після прорахування економічної частини, можна запевнити в цілковитому успіху даної енергоустановки, так як, термін окупності складає всього лише 9,13 років, що є допустимим терміном окупності для власника приватного будинку.

## Зміст

|   |            |
|---|------------|
| <b>Реферат .....</b>  | <b>1</b>   |
| <b>Вступ .....</b>  | <b>4</b>   |
| <b>1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....</b>  | <b>6</b>   |
| 1.1 Огляд існуючих вітроенергетичних установок.....                                   | 6          |
| 1.2 Основні поняття сонячної енергетики .....   | 15         |
| 1.3 Гібридні системи електропостачання .....  | 23         |
| <b>2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА .....</b>   | <b>27</b>  |
| 2.1 Характеристики житлового будинку та вибір конфігурацій<br>електропостачання ..... | 27         |
| 2.2 Розрахунок фотоелектричної системи .....  | 33         |
| 2.3 Визначення необхідної кількості сонячних батарей .....                            | 37         |
| 2.4 Монтаж і установка сонячних батарей .....   | 40         |
| 2.5 Встановлення і прорахунок гібридної системи .....                                 | 41         |
| 2.6 Розрахунок інвертора.....   | 83         |
| 2.7 Вибір апаратури .....   | 88         |
| <b>3 Економічна частина кваліфікаційної роботи.....</b>                               | <b>95</b>  |
| <br>  |            |
| <b>Висновки .....</b>   | <b>112</b> |
| <b>Список використаної літератури.....</b>  | <b>113</b> |
| <b>Креслення .....</b>  | <b>116</b> |
| <b>Додатки.....</b>   | <b>121</b> |

## ВСТУП

Розвиток суспільства з давніх часів дуже тісно пов'язаний з енергетикою. Насправді, історія розвитку суспільства – це і є історія енергетики. Причому першими джерелами для перетворювальної діяльності людини були відновлювальні джерела енергії (ВДЕ) – м'язова сила тварин, вітри, течії рік, припливи. Пізніше в хід пішли органічні паливні копалини, ще пізніше – ядерне паливо. Помітно зростаючі потреби в енергії, так чи інакше задовольнялися за рахунок покращення технології переробки палива, притягнення нових ресурсів, вдосконалення споживання.

Зараз рівень економічного розвитку країни, досконалість технологій, що застосовуються, продуктивність праці в різноманітних галузях господарства суттєво визначається кількістю енергії, яка виробляється і споживається, особливо електроенергії.

Останні роки першочергове значення набувають саме негативні процеси, пов'язані з електроенергетикою.

По-перше, з'явилась стійка тенденція до зростання вартості електроенергії. При існуючих електроенергетичних системах та технологіях використання електроенергії споживачем і при методах її споживання, що склалися, більшість промислово розвинених країн вже підійшло до лінії, де далі з подальшим зростанням виробництва електроенергії видатки починають перевищувати прибутки.

По-друге, нинішній монополізм енергокомпаній не стимулює їх до боротьби з аварійними ситуаціями, що виникають. Через тяжкий фінансовий стан електроенергетичної галузі, витрати на проведення капітальних ремонтів, оновлення обладнання та реконструкцій

електромереж протягом останніх 10 років зменшились, унаслідок чого технічний стан мереж з кожним роком погіршується.

По-третє, велика частина тиску на навколишнє середовище, що припадає на енергопостачання, тепер починає порушувати природні процеси і набуває реальної загрози.

Тому саме в даний час життя знову змушує нас повернутись обличчям до джерел відновлювальної енергії, природа яких визначається процесами на сонці й в глибинах Землі, гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця. Навіть активні прибічники пріоритетного розвитку ядерної енергетики в своїх прогнозах на кінець ХХІ століття відводять відновлюваній енергії не менше 19 % від загального споживання.

Україна щорічно споживає 210 млн тон умовного палива енергетичних ресурсів і відноситься до енергодефіцитних країн, бо покриває свої потреби в енергоспоживанні приблизно на 53% та імпортує 75% необхідного обсягу природного газу і 85% сирової нафти і нафтопродуктів. Та географічне положення України забезпечує її значними потенціалами ВДЕ. Саме на їх основі можна було б будувати автономні системи електропостачання для окремих споживачів.

*Метою* даного проекту є обґрунтувати розробку системи автономного електропостачання для приватного будинку на основі альтернативних джерел енергії.

Розробка та впровадження таких систем на сьогодні є одним з найбільш перспективних напрямків енергозбереження. Це і викладене вище й обумовлює актуальність теми дипломного проекту.

## 1 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Огляд існуючих вітроенергетичних установок. Переваги та недоліки вітроенергетики

У даний час вітроенергетика є цілком сформованим напрямком енергетики. Вітроенергетичні установки (ВЕУ) потужністю від кількох кіловат до мегават виробляють в Європі, США та інших частинах світу. Велика частина цих установок використовується для виробництва електроенергії – як у єдиній енергосистемі, так і в автономних режимах.

Сучасні ВЕУ – це комплекс взаємопов'язаного обладнання та споруд, які перетворюють енергію вітру в механічну енергію обертання вітротурбіни, а потім в електричну енергію.

Основними класифікаційними ознаками ВЕУ є:

- співвідношення потужності ВЕУ та потужності енергосистеми;
- тип застосовуваної вітротурбіни;
- тип застосовуваної електромашини.

Проаналізуємо особливості ВЕУ кожного класу і на основі цього визначимо існуючі переваги та недоліки вітроенергетики як джерела для автономного електропостачання сільського будинку.

#### **Класифікація за співвідношенням потужності ВЕУ і потужності енергосистеми**

Розрізняють три класи ВЕУ в залежності від їх відносної потужності в повній потужності енергосистеми [1].

**Клас А.** Потужність вітрогенератора в системі електропостачання є визначальною, тобто  $P \geq 5P_G$  (тут і далі  $P$  – потужність ВЕУ,  $P_G$  – потужність інших генераторів системи). В основному до цього класу відносяться окремо розташовані установки. Вони або взагалі не мають



інших генераторів, або мають, наприклад, додаткову ВЕУ меншого розміру.

**Клас В.** Потужність ВЕУ одного порядку з іншими генераторами системи ( $P = P_G$ ). Така ситуація характерна для невеликих систем електропостачання у віддалених районах. Частіше за все паралельним генератором (генераторами) виступають електроагрегати з двигунами внутрішнього згоряння.

**Клас С.** ВЕУ підключена до енергосистеми значно потужнішої, ніж вона сама ( $5P \leq P_G$ ). Це найбільш поширений випадок при роботі ВЕУ будь-якої потужності в районах, де є комунальні та інші енергосистеми

або єдині енергосистеми. При цьому енергія ВЕУ використовується безпосередньо, а її надлишки подаються до енергосистеми. Вироблена ВЕУ електроенергія може бути легко перетворена у будь-який інший вид енергії і застосовуватися у всіх процесах.

### **Класифікація за типом застосовуваної вітротурбіни**

За типом застосовуваної вітротурбіни розрізняють горизонтально-осьові і вертикально-осьові ВЕУ.

**Горизонтально-осьові ВЕУ.** Основною обертовою силою в цих агрегатах є піднімальна сила. Щодо вітру вітроколесо в робочому положенні може розташовуватися перед опорною вежею чи за нею. При передньому розташуванні вітроколесо повинно мати аеродинамічний стабілізатор чи який-небудь інший пристрій, що утримує його в робочому положенні. Напрямок вітру може змінюватися досить швидко і вітроколесо має чітко відслідковувати ці зміни. Тому у ВЕУ потужністю більше, ніж 50 кВт, для цієї мети використовуються електричні серводвигуни.

У вітроелектрогенераторах зазвичай використовуються дво- і трилопатеві вітроколеса, останні відрізняються дуже плавним ходом.

Електрогенератор і редуктор, що з'єднують його з вітроколесом, розташовані зазвичай на опорній вежі в поворотній голівці. Багатолопатеві колеса, які розвивають при слабкому вітрі значний крутний момент, використовуються при перекачуванні води й для інших цілей, що не вимагають високої частоти обертання вітрового колеса.

**Вертикально-осьові ВЕУ.** Такі ВЕУ внаслідок своєї геометрії при будь-якому напрямку вітру знаходяться в робочому положенні. Крім того, така схема дозволяє за рахунок тільки подовження вала установити редуктор з генератором унизу вежі.

Принципові недоліки таких установок: набагато більша схильність до руйнувань через автоколивальні процеси, що часто в них виникають, пульсація крутного моменту, яка призводить до небажаних пульсацій вихідних параметрів генератора. Через це більшість вітроелектрогенераторів виконана за горизонтально-осьовою схемою, хоча обидва типи ВЕУ мають приблизно однаковий ККД. Однак дослідження різних типів вертикально-осьових ВЕУ продовжуються.

### **Класифікація за типом застосовуваної електромашини**

Для всякого промислового генератора, що може використовуватися в вітрових енергоустановках, принцип дії базується на ефекті Фарадея.

Суть останнього в тому, що магнітне поле, перетинаючи з деякою швидкістю провідник, породжує в ньому електричний струм. Двома основними елементами генератора є статор і ротор. Обмотка одного з них (звичайно статора) виконує роль того провідника, в якому наводиться електричний струм, а другий (ротор) складається з постійних магнітів або обмотки для створення магнітного поля. Таким чином, поле, створене ротором, породжує в обмотці статора змінний струм частотою  $f_l$ , що дорівнює частоті обертання валу генератора  $f_p$ .

Генератор такого типу називають **синхронним генератором змінного струму**, частота якого жорстко пов'язана з частотою обертання ротора. Схема з синхронним генератором є найбільш простою для ВЕУ.

Вона дозволяє використовувати вітроустановку паралельно з енергосистемою. Оскільки звичайно потужність енергосистеми набагато більша за потужність ВЕУ, електрична машина буде знаходитися в синхронізмі у широкому діапазоні змін потужності, що розвивається електродвигуном. Недолік застосування синхронної машини паралельно з енергосистемою полягає в тому, що за деяких вітрових умов вона може переходити на роботу в режим двигуна і споживати енергію з системи, а при різких поривах вітру з'являється велика вірогідність випадіння її з синхронізму. Подальша синхронізація машини і підключення її до енергосистеми є складним процесом.

В якості генератора ВЕУ може бути також використана **асинхронна машина**, якщо вона приводиться в обертання з частотою, більшою за синхронну частоту. При цьому в систему подається електроенергія з частотою, рівною частоті мережі. Однак використання в ВЕУ асинхронної машини має три основних недоліки:

- 1) при одному й тому ж вітровому режимі вона виробляє менше енергії, ніж синхронна машина;
- 2) вона працює з меншим коефіцієнтом потужності;
- 3) вона більш дорога в порівнянні з синхронною машиною.

Слід відмітити, що останній недолік може бути компенсований зниженням витрат на механізми системи регулювання, оскільки в випадку використання синхронної машини можливе менш точне підтримання частоти обертання вітроколеса.

Досить поширеним типом електрогенераторів є **генератор змінного струму з короткозамкненим ротором**. Він отримав свою назву через конструктивні особливості ротора, обмотка якого складається з короткозамкнених витків. Струм у витках наводиться електромагнітним полем струму статорної обмотки. За допомогою різниці фаз відбувається перетворення механічної енергії ротора у електричну енергію (напругу) статора.

Для створення в момент запуску генератора початкового магнітного поля в роторі використовують два методи, які широко описані в спеціальній літературі:

- 1) магнітне поле створюють стороннім джерелом струму;
- 2) генератор самозбуджують шляхом замикання статорної обмотки на землю через конденсатор.

В останньому випадку для керування генератором може бути використаний додатковий синхронний генератор, ввімкнений за схемою синхронного автотрансформатора. Таке підключення особливо зручне в невеликих автономних енергоустановках, в яких додатковий генератор може бути підключений за несприятливих погодних умов (відсутності вітру) до допоміжного джерела енергії.

Ще однією з можливих схем генерування є схема з використанням *колекторного генератора змінного струму*. Перевага цієї схеми полягає в тому, що частота напруги на виході колекторного генератора змінного струму дорівнює частоті збудження і не залежить від частоти обертання ротора. У цьому відношенні колекторна машина змінного струму подібна до машини постійного струму. Вартості їх також близькі. Такий генератор може бути спроектований і працювати з набагато більшим коефіцієнтом потужності, ніж асинхронний генератор.

*Генератори постійного струму* за принципом дії є синхронною машиною, яка має комутуючий пристрій у вигляді кільця з прорізами, названого колектором. Така форма колектора гарантує спрямованість вихідного струму в одному напрямку. При цьому струм, хоч і є односпрямованим, не обов'язково постійний. Гарантовано постійний струм можна отримати із змінного за допомогою напівпровідникових випрямлячів. У свою чергу і змінний струм із заданими параметрами (напругою та частотою) може бути отриманий від джерела постійного струму за допомогою спеціальних перетворювачів – інверторів.

Узагальнюючи викладене вище, а також дані, наведені в спеціальній літературі [1-6], можемо виділити такі переваги й недоліки вітрової енергії:

***Переваги:***

- екологічна чистота. Виробництво енергії за допомогою ВЕУ не супроводжується викидами в атмосферу вуглекислого газу чи будь-яких інших газів;
- ергономічність. ВЕУ займають мало місця і легко вписуються у будь-який ландшафт, а також добре поєднуються з іншими видами господарського застосування територій;
- вітрова енергія є відновлювальною, тобто невичерпною;
- вітрова енергія є найкращим рішенням для важкодоступних територій;
- просте обслуговування, швидка установка, низькі витрати на технічне обслуговування і експлуатацію.

***Недоліки:***

- нестабільність. Нестабільність полягає в негарантованому отриманні необхідної кількості електроенергії. На деяких ділянках суші сили вітру може виявитися недостатньо для вироблення необхідної кількості електроенергії;
- відносно невисокий вихід електроенергії. Вітрові генератори значно поступаються у виробленні електроенергії дизельним генераторам, що призводить до необхідності встановлення відразу декількох турбін. Крім того, вітрові турбіни неефективні при пікових навантаженнях;
- висока вартість;
- шумове забруднення. Шум від ВЕУ може спричиняти дискомфорт у тварин, а також людей, які проживають поблизу;
- достатньо великі площі, що займають ВЕУ;
- значний вплив на радіо- та відеосигнали, що передаються.

## Визначення основних параметрів вітроенергетики

Питома потужність вітрового потоку  $N_{num}(V_i)$ , що проходить через 1 м<sup>2</sup> поперечного перерізу, визначається за формулою [4]:

$$N_{num}(V_i) = 0,5\rho V^3, \quad (1.1)$$

де  $\rho$  – задана питома густина повітря при нормальних умовах ( $\rho = 1,226$  кг/м<sup>3</sup>),  $V$  – швидкість вітру, м/с.

Таким чином, потужність вітру пропорційна його швидкості в третьому ступені і для оцінки цієї потужності достатньо мати інформацію про швидкість вітру.

В Україні є метеорологічні служби, що займаються реєстрацією швидкості вітру, отже є достатньо достовірні статистичні дані про його швидкості. Однак, при цьому слід пам'ятати, що на метеостанціях швидкість вітру вимірюється на висоті 10 м над поверхнею Землі в даній місцевості. Тому якщо вітроколесо знаходиться на іншій висоті, то швидкість вітру слід перерахувати за наступною емпіричною формулою [4]:

$$V_h = 0,1Vhb, \quad (1.2)$$

де  $V_h$  – швидкість вітру на висоті  $h$ , м/с,  $V$  – швидкість вітру за даними метеостанції, м/с,  $h$  – висота вісі вітроколеса, м,  $b$  – емпіричний коефіцієнт. Для відкритої місцевості  $b = 0,16$  [4].

При проектуванні БЕУ і визначенні глибини акумулювання енергії важливо також враховувати такий параметр, як тривалість штилю ( $V \leq 1$  м/с).

## **Огляд існуючих фотоелектричних систем. Переваги та недоліки**

Геліоенергетика в Україні в минулому розвивалася в рамках Єдиної програми розвитку енергетики СРСР. Нині тільки в Києві близько десяти науково-дослідних і навчальних інститутів розробляють різні аспекти використання сонячної енергії. Це, насамперед, ДНДІСТ та Київ ЗНДІЕП, ДНДІ НEE, НТУУ “КПІ” та КІБІ, інститути Академії наук – технічної теплофізики, проблем матеріалознавства та ін.

Аналіз вітчизняного досвіду експлуатації енергетичних об’єктів, що використовують ВДЕ, з урахуванням світового досвіду у цій галузі, свідчить, що для нинішніх умов України пріоритет у використанні енергії сонячного випромінювання надається таким напрямкам:

- безпосереднє її перетворення в електричну енергію постійного струму;
- безпосереднє її перетворення в низькопотенційну теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації.

Оскільки другий напрямок не підходить для використання в системі автономного електропостачання, розглянемо лише шляхи безпосереднього перетворення сонячної енергії в електричну.

Основна доля електрики виробляється на земній кулі за допомогою електромагнітних генераторів, що приводяться в дію тепловими машинами того чи іншого виду. Сонячні ж системи до складу яких входять теплові машини звичайно малоефективні. Виняток складають системи з використанням концентраторів, але такі системи поки що не є перспективними в Україні.

Спочатку розглянемо найпоширеніші системи, які припускали б більш просту економічну реалізацію і могли б застосовуватися для потреб автономних споживачів.

**Термоіонний генератор.** В основу роботи такого генератора покладений ефект, винайдений Т.А. Едісоном. При нагріванні одного з

електродів (катода) до досить високої температури значна частина його електронів набуває енергії, при якій вони можуть залишати його поверхню. Якщо поблизу знаходиться інший електрод (анод), то електрони можна спрямувати до нього і там збирати. За останніми даними, максимальний практичний ККД термоіонних генераторів складає 29 %.

**Термоелектричний генератор.** Якщо електричне коло скласти з різних провідників і один із спайів підтримувати при більш високій температурі, ніж інший, то в колі протікає електричний струм. При розімкнутому колі на його кінцях виникає різниця потенціалів, величина якої пропорційна різниці температур. При різниці температур 500 °С вихідна напруга на кожній парі елементів не більше 1,2 В. Максимально можливий ККД становить 31 %. Роботу реальних термоелектричних генераторів супроводжують погано досліджені незворотні явища.

**Фотоемісійний генератор.** У результаті взаємодії світла з електронами металевого катоду частина електронів набуває енергії достатньої, щоб залишити його межі. Фотони світла потрапляють на катод, проходячи крізь дріт'яну сітку, що виконує функцію анода. Щоб попередити вплив просторового заряду, електроди в генераторі розташовуються дуже близько один від одного. Теоретично можливий ККД, передбачений ще А. Ейнштейном та Г.Р. Герцом, становить близько 30%, а реальний ККД – не більше 0,2 %.

**Фотоелектричний генератор.** Принцип дії напівпровідникового фотоелектричного генератора полягає в тому, що при поглинанні фотонів сонячної радіації електрони набувають додаткової енергії і переміщуються в зону провідності. Енергія кожного електрона збільшується на величину, яка відповідає ширині забороненої зони. Звичайно електрон залишається в цьому стані протягом досить короткого часу. Потім він рекомбінується з іоном, а енергія, що при цьому звільняється, йде на підсилення коливань решітки або ж



перевипромінюється. У фотоелектричному генераторі збуджені світлом електрони проходять крізь напівпровідниковий матеріал і встигають віддати надлишок енергії корисному навантаженню, перш ніж витратять його на інші взаємодії. Теоретично можливий ККД фотоелектричних пристроїв складає близько 65%, однак в реальних умовах він є значно нижчим, але з удосконаленням технології постійно наближається до максимально можливого. З усього викладеного вище можна зробити висновок, що виробництво електроенергії за допомогою фотоелектричних перетворювачів (сонячних елементів) з технічної та екологічної точки зору є найбільш привабливим і саме їх було б доцільно використовувати у системах енергопостачання автономних споживачів. Основною перешкодою на шляху розвитку фотоенергетики може бути висока вартість встановленої потужності і, відповідно, генерованої електроенергії.

## 1.2 Основні поняття сонячної енергетики

Повна середня потужність сонячного випромінювання на Землю становить  $1,2 \cdot 10^{17}$  Вт, тобто на одну людину припадає близько 30 МВт [4]. Потужність сонячного випромінювання залежить від широти місцевості, пори року і доби. Крім того, потужність сонячного випромінювання практично досягає поверхні Землі (тобто за виключенням втрат у атмосфері), залежить також і від стану атмосфери (наявності хмар, туману, пилу тощо). Так як стан атмосфери залежить від багатьох випадкових чинників, то добові і річні графіки надходження сонячної енергії мають складний характер.

Сумарна сонячна радіація  $E_{\Sigma}$  включає в себе випромінювання, що падає на горизонтальну земну поверхню, двох видів: пряме і дифузне [7]:

$$E_{\Sigma} = E_p + E_{np} \sin \alpha , \quad (1.3)$$

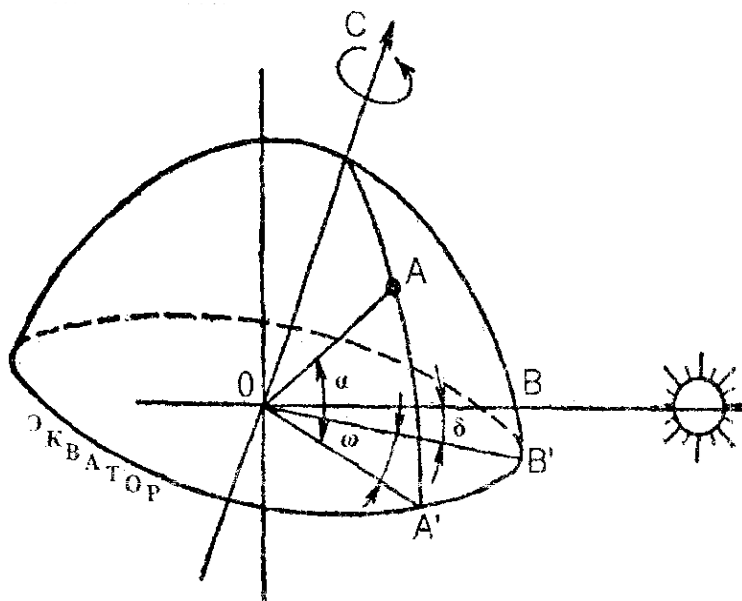
де  $E_{np}$  – пряме сонячне випромінювання (являє собою потік випромінювання, що надходить від сонячного диска і вимірюється в площині, перпендикулярній сонячним променям),  $E_p$  – дифузне випромінювання (надходить на Землю від іншої частини небесної півсфери, розсіюючись при проходженні через атмосферу),  $\alpha$  – висота Сонця – кут у вертикальній площині (кут підйому над горизонтом). Знати висоту сонця дуже важливо. При великій висоті Сонця збільшується число світлових годин, під час яких можна акумулювати сонячну енергію. Кількість сонячної радіації в різних місцевостях України сильно залежить від їх географічних характеристик, клімату (і навіть мікроклімату) і важко прогнозованих факторів. Важливою характеристикою радіаційного режиму є також тривалість сонячного сяяння. У залежності від сезонних особливостей добового ходу хмарності в тому чи іншому районі регіону періоди з безперервною тривалістю сонячного сяйва можуть відноситися до різних частин дня. Остання обставина має важливе значення для оцінки надходження сонячної радіації до прийомних поверхонь, оскільки найбільша інтенсивність її спостерігається в обідню пору. Тому важливо, щоб саме на цей час припадала максимальна повторюваність сонячного сяйва. Найважливішу роль в ефективній роботі геліоустановки грає так само оптимальна орієнтація приймача сонячної енергії, яка визначається трьома основними кутами – широтою місця розташування приймача  $\varphi$ , годинниковим кутом  $\omega$ , схиленням Сонця  $\delta$  (рис. 1.1).

**Широта** – це кут між лінією, що з'єднує точку  $A$  з центром Землі  $O$ , і її проекцією на площину екватора.

**Годинниковий кут** – це кут, виміряний в екваторіальній площині між проекцією лінії  $OA$  і проекцією лінії, що з'єднує центри Землі і Сонця. Кут  $\omega$  дорівнює нулю в сонячний полудень, 1 год відповідає  $15^\circ$ .

**Схилення сонця** – це кут між лінією, що з'єднує центри Землі і Сонця, і її проекцією на площину екватора. Схилення сонця протягом року безперервно змінюється: від  $-23^\circ 27'$  в день зимового сонцестояння

22 грудня до  $+23^{\circ}27'$  в день літнього сонцестояння 22 червня і дорівнює нулю в дні весняного і осіннього рівнодення (21 березня і 23 вересня).



**Рис. 1.1. - Схема уявного руху сонця по небу**

Згідно рис. 1.1, найбільша щільність потужності космічного сонячного випромінювання буде при збігу нормалі до майданчика і напрямку на Сонце. Так як положення Сонця відносно Землі безперервно змінюється протягом року і доби, то для отримання максимально можливої щільності потужності сонячного випромінювання кути повинні змінюватися відповідним чином, тобто необхідно безперервне стеження за Сонцем.

### **Типи сонячних батарей**

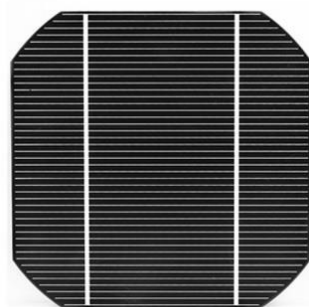
Сонячна батарея (СБ) – це кілька об'єднаних фотоелектричних перетворювачів (фотоелементів) – напівпровідникових пристроїв, які прямо перетворюють сонячну енергію в постійний електричний струм. На відміну від сонячних колекторів, які виробляють нагрівання матеріалу-теплоносія, СБ безпосередньо виробляє електрику. Однак для виробництва електрики з сонячної енергії використовуються і сонячні

колектори: зібрану теплову енергію можна використовувати і для вироблення електрики.

СБ поділяються в основному в залежності від технології виготовлення та матеріалу, з якого їх виробляють. Відповідно до цього критерію, виділяють кремнієві і плівкові СБ. Кремнієві в свою чергу поділяються на полікристалічні, монокристалічні і аморфні. Розглянемо детальніше особливості СБ кожного типу.

### **Монокристалічні сонячні батареї**

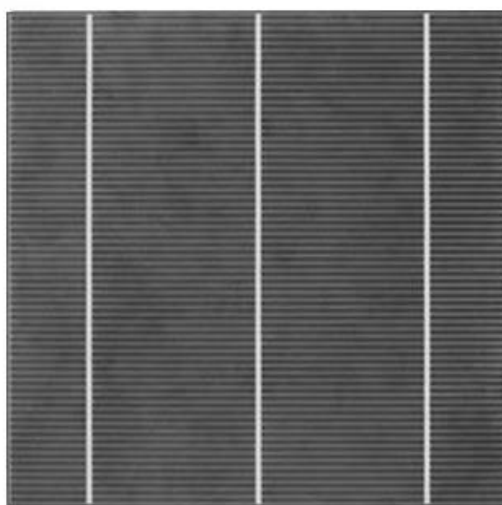
Монокристалічні кремнієві батареї являють собою силіконові комірки, об'єднані між собою. Для їх виготовлення використовують максимально чистий кремній, отриманий за методом Чохральського. Після затвердіння готовий монокристал розрізають на тонкі пластини завтовшки 250-300 мкм, які пронизують сіткою з металевих електродів. Технологія, що використовується, є порівняно дорогою, тому і вартість монокристалічних батарей є вищою, ніж полікристалічних або аморфних. Часто перевагу даному виду СБ віддають за високий показник ККД (близько 17-22%). Зовнішній вигляд монокристалічної СБ наведено на рис. 1.2.



**Рис. 1.2. - Зовнішній вигляд монокристалічної СБ**  
**Полікристалічні сонячні батареї**

Для отримання полікристалів кремнієвий розплав піддається повільному охолодженню. Така технологія вимагає менших енергозатрат, отже, і собівартість кремнію, отриманого за її допомогою, менше. Єдиний мінус: полікристалічні сонячні батареї мають більш низький ККД (12-18%), ніж монокристалічні. Причина полягає в тому, що всередині полікристала утворюються області з зернистими кордонами, які і призводять до зменшення ефективності елементів.

Зовнішній вигляд полікристалічної СБ наведено на рис. 1.3.



**Рис. 1.3.- Зовнішній вигляд полікристалічної СБ**

У таблиці 1.1 наведені основні відмінності між моно- та полікристалічними СБ.

**Таблиця 1.1 .- Відмінність СБ**

| Показник                 | Монокристалічні СБ   | Полікристалічні СБ   |
|--------------------------|--|--|
| Кристалічна структура    | Зерна кристала паралельні<br>Кристали орієнтовані в одну сторону | Зерна кристала не паралельні. Кристали орієнтовані в різні сторони |
| Температура виготовлення | 1400 °C  | 800-1000 °C  |

Продовження таблиці 1.1

| Показник         | Монокристалічні СБ | Полікристалічні СБ            |
|------------------|--------------------|-------------------------------|
| Колір            | Чорний             | Темно-синій                   |
| Стабільність     | Висока             | Висока, але менше ніж у моно- |
| Ціна             | Висока             | Висока, але менше ніж у моно- |
| Термін окупності | 2 роки             | 2-3 роки                      |

### Сонячні батареї із аморфного кремнію

Якщо проводити поділ залежно від матеріалу, що використовується, то аморфні батареї відносяться до кремнієвих, а якщо в залежності від технології виробництва – до плівкових. У разі виготовлення аморфних панелей, використовується не кристалічний кремній, а сілан або кремній водень, який тонким шаром наноситься на матеріал підкладки. ККД таких батарей становить всього 5-6%, у них дуже низький показник ефективності, але, незважаючи на ці недоліки, вони мають і ряд переваг:

- показник оптичного поглинання в 20 разів вище, ніж у полі- та монокристалів;
- товщина елементів менше 1 мкм;
- у порівнянні з полі- та монокристалами мають більш високу продуктивність при похмурій погоді;
- підвищена гнучкість.

Крім описаних вище видів кремнієвих сонячних батарей, існують і їх гібриди. Так для більшої стабільності елементів використовують двофазний матеріал, що представляє собою аморфний кремній з включеннями нано- або мікрочасточок кристалів. За властивостями отриманий матеріал схожий з полікристалічним кремнієм.

## Тонкоплівкові сонячні батареї

Розробка плівкових батарей була обумовлена:

- потребами в зниженні вартості сонячних батарей;
- необхідністю поліпшення продуктивності і технічних характеристик.

***СБ на основі CdTe.*** Дослідження телуриду кадмію, як світлопоглинаючого матеріалу для сонячних батарей почалися ще в 70-х роках минулого століття. У той час його розглядали як один з оптимальних варіантів для використання в космосі, сьогодні ж батареї на основі CdTe є одними з найперспективніших в земній сонячній енергетиці. Оскільки кадмій є кумулятивною отрутою, то дискусії виникають лише з одного питання: токсичний він чи ні? Але дослідження показують, що рівень кадмію, що вивільняється в атмосферу, мізерно малий, і побоюватися його шкоди не варто. Значення ККД становить близько 11%. Цифра невелика, але вартість вата потужності таких батарей на 20-30% менше, ніж у кремнієвих.

***СБ на основі селеніду міді-індія.*** Як зрозуміло з назви, в якості напівпровідників використовуються мідь, індій і селен, іноді деякі елементи індія заміщають галієм. Така практика пояснюється тим, що більша частина індія, що виробляється на сьогодні, необхідна для виробництва плоских моніторів. Саме тому з метою економії індій заміщають галієм, який володіє схожими властивостями. Плівкові сонячні батареї на основі селеніду міді-індія мають ККД на рівні 15-20%. Слід мати на увазі, що без використання галію ефективність сонячних батарей зростає приблизно на 14%.

***СБ на основі полімерів.*** Розробка даного виду батарей почалася порівняно недавно. Як світлопоглинаючі матеріали використовуються органічні напівпровідники, такі як полифенилен, вуглецеві фулерени, фталоціанін міді та інші. Товщина плівок становить 100 нм. Полімерні

сонячні батареї мають на сьогоднішній день ККД всього 5-6%. Але їх головними перевагами вважаються:

- низька вартість виробництва;
- легкість і доступність;
- відсутність шкідливого впливу на навколишнє середовище.

Застосовуються полімерні батареї в областях, де найбільше значення має еластичність і механічна екологічність утилізації.

Таблиця 1.2 - Узагальнені дані про ККД різних типів СБ

| Тип СБ                        | Показник ККД |
|-------------------------------|--------------|
| Монокристалічні               | 17-22%       |
| Полікристалічні               | 12-18%       |
| Аморфні                       | 5-6%         |
| На основі телуриду кадмію     | 10-12%       |
| На основі селеніду міді-індія | 15-20%       |
| На основі полімерів           | 5-6%         |

Зазначимо, що за даними Європейської асоціації ЕРІА в 2010 році виробництво сонячних батарей за типом застосовуваного в них кремнію розподілилося наступним чином:

- полікристалічні – 52,9%;
- монокристалічні – 33,2%;
- аморфні та ін. – 13,9%.

Тобто полікристалічні сонячні батареї за обсягом виробництва займають лідируючі позиції в світі.

### **Переваги та недоліки сонячного випромінювання як джерела енергії**

Узагальнюючи викладене вище, а також дані, наведені в спеціальній літературі [1, 2, 4, 5, 7-10], можемо виділити такі переваги й недоліки сонячного випромінювання як джерела енергії:



***Переваги:***

- доступне на всій земній кулі;
- безкоштовна енергія;
- користування з цього джерела енергії не має негативного впливу на клімат Землі;
- енергетичні запаси сонця невичерпні;
- користування ними не впливає на енергетичний баланс Землі.

***Недоліки:***

- цей вид енергії може використовуватися циклічно і лише у сонячні дні;
- необхідність накопичення енергії (наприклад, електричні акумулятори, накопичувачі тепла);
- випадкова інтенсивність освітлення та інтенсивність випромінювання;
- кількість енергії, що отримується протягом дня, є різною (від 0 до близько  $5 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$ );
- енергія розсіяна рівномірно на великих площах (потужні установки потребують лінз або дзеркал);
- значна вартість геліоустановок.

### **1.3 Гібридні системи електропостачання**

Із проведеного аналізу можемо зробити висновок про те, що і ВЕУ, і СУ мають як ряд переваг, так і ряд недоліків, які в багатьох випадках не дозволяють забезпечити автономне електропостачання споживача за допомогою якогось одного виду енергії: чи то енергії сонця, чи то енергії вітру. Тому знаходять поширення гібридні системи електропостачання, які складаються з кількох альтернативних джерел енергії, поєднуючи в собі їх позитивні якості і частково послаблюючи негативні. Натепер відомі багато типів гібридних енергосистем, але найбільшого поширення

набули вітродизельні, вітросонячні, а також гібридні системи на основі вітроустановок і мікро ГЕС. Розглянемо їх детальніше.

***Вітродизельні системи.*** Вітродизельна система складається з ВЕУ й дизель-електричної системи (ДЕС) з оптимально підібраними потужностями. Звичайно, дизель-генератор використовується разом з ВЕУ у випадку, коли метою використання останньої є економія дизельного палива, вартість якого з урахуванням витрат на доставку може бути дуже високою. Співвідношення потужності компонентів системи залежить від схеми генерування навантаження й ресурсів вітру. Режим одночасної паралельної роботи ВЕУ й ДЕС оцінюється як недостатньо ефективний спосіб використання ВЕУ, оскільки частка вітроагрегата в системі за потужністю не повинна перевищувати 15-20% від потужності дизель-генератора. Такі режими можна використовувати для економії палива в гібридних установках великої потужності.

Використання режиму роздільної роботи ВЕУ й ДЕС дає змогу підняти частку вітроустановки до 50-60% і більше. Однак, у цьому випадку неминуче ускладнення системи за рахунок необхідності введення системи керування, інверторного устаткування та акумуляторних батарей (АБ), які акумулюють енергію, що виробляється вітроагрегатом при робочих швидкостях вітру для живлення навантаження в безвітряну погоду або при невеликих швидкостях вітру.

Щоразу, коли це можливо, енергія генерується за рахунок ВЕУ, а АБ беззупинно підзаряджаються. У періоди вітрового затишку, коли заряд АБ падає нижче певного рівня, для забезпечення споживачів енергією автоматично (або вручну) запускається дизель-генератор. Такий режим значно знижує кількість запусків дизель-генератора й, отже, веде до скорочення витрат на обслуговування й паливо. Зазвичай, ці гібридні системи призначені для надійного електропостачання автономних споживачів з одночасною економією рідкого палива. Використання сучасної вітро-дизельної системи, при належній увазі до проведення

поточного обслуговування, може бути економічно ефективним при наявності достатніх вітрових ресурсів у місцевості, де встановлений вітроагрегат.

Однак, застосування ДЕС з урахуванням екологічних факторів є небажаним.

**Вітросонячні системи.** Електрична енергія може бути отримана за рахунок перетворення сонячного випромінювання СБ. Незважаючи на досить високу нині вартість СБ, їхнє використання разом з ВЕУ в деяких випадках може бути ефективним. Оскільки взимку існує великий потенціал вітру, а влітку в ясні дні максимальний ефект можна одержати, використовуючи СБ, то поєднання цих ресурсів є вигідним для споживача.

**Використання ВЕУ разом з мікроГЕС.** ВЕУ можуть використовуватися в комбінації з мікроГЕС, що мають резервуар для води. У таких системах при наявності вітру вітроагрегат живить навантаження, а надлишки енергії використовуються для закачування води з нижнього б'єфа на верхній. У періоди вітрового затишку енергія виробляється мікроГЕС. Подібні схеми особливо ефективні при малих ресурсах гідроенергії.

**Установки, під'єднані до електромереж.** ВЕУ, під'єднані до енергомереж, передбачають зв'язок з будь-якою енергетичною мережею, що поставляє вітроустановці активну й реактивну потужність для забезпечення запуску, роботи й контролю вітроагрегата. Це означає, що електроенергія, вироблена ВЕУ, надходить безпосередньо в мережу. ВЕУ починають виробляти енергію при певній швидкості вітру – звичайно близько 4 м/с для більшості сучасних установок. Пусковий струм береться з мережі й використовується для синхронізації генератора ВЕУ. Це означає, що якщо мережа відключена, то вітроагрегат не може виробляти енергію.

Фірми або приватні особи встановлюють одну або декілька великих ВЕУ й, з'єднуючи їх з електромережею, продають електроенергію енергетичним компаніям, одержуючи при цьому непоганий прибуток. У випадках, коли енергія витрачається безпосередньо на потреби виробництва й при цьому енергії, що виробляється ВЕУ, не вистачає, є можливість одержувати її з мережі. Якщо ж ВЕУ повністю забезпечує виробництво необхідною електроенергією при наявності надлишку, то надлишок енергії надходить в мережу.

Якщо потрібно під'єднати вітроагрегат до централізованої енергетичної мережі, необхідно з'ясувати, чи досить у мережі потужності для прийому енергії від ВЕУ. Залежно від потужності енергомережі вибирають потужність ВЕУ. Звичайно максимальна потужність ВЕУ не повинна перевищувати 20% потужності енергосистеми. Це необхідно для підтримки стабільності роботи системи й параметрів частоти й напруги в мережі енергопостачання. Вартість приєднання до енергетичної мережі залежить від її місця розташування й потужності. Очевидно, що вартість під'єднання буде вищою у випадку, якщо потужності мережі недостатньо, тому що потрібно буде збільшити потужність енергомережі, що може виявитися технічно нездійсненним. У цьому випадку в під'єднанні ВЕУ до мережі буде відмовлено.

Нами були розглянуті особливості енергосистем на основі ВДЕ. Було встановлено, що кожна з таких систем має як і свої переваги, так і свої недоліки, і може бути використана для електропостачання автономного споживача як самостійно, так і в комбінації з іншими джерелами енергії. Остаточний вибір конфігурації системи електропостачання автономного споживача й подальше її проектування і розрахунок можна зробити лише виходячи з даних щодо споживаної потужності, а також з урахуванням вітрового й сонячного потенціалу конкретної місцевості (у нашому випадку – Гуляйпільського району

Запорізької області). Дане завдання вирішується у наступних розділах дипломної роботи.

## **2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА**

### **Характеристика житлового будинку**

Енергія, яка споживається житловим будинком, витрачається на опалення, освітлення і приведення в дію різних електроприймачів. Для опалення традиційно використовується викопне тверде або газоподібне паливо, рідше – рідке паливо. Застосування для цих цілей електроенергії скоріше є анахронізмом, ніж перспективним напрямком. Якщо не розглядати опалення, то решта приймачів є електричними і потребують електроенергії. У зв'язку з цим для проектування системи автономного електропостачання необхідно мати інформацію щодо графіків електроспоживання і зміни споживаної потужності.

Об'єктом проектування є житловий будинок в м. Гуляйполе, Запорізької області, по вулиці Набережна 55.



Рис.1.3.1- знімок з космосу приватного будинку  
Координати будинку(47°39'37" пн. ш. 36°16'54" сх. д.)

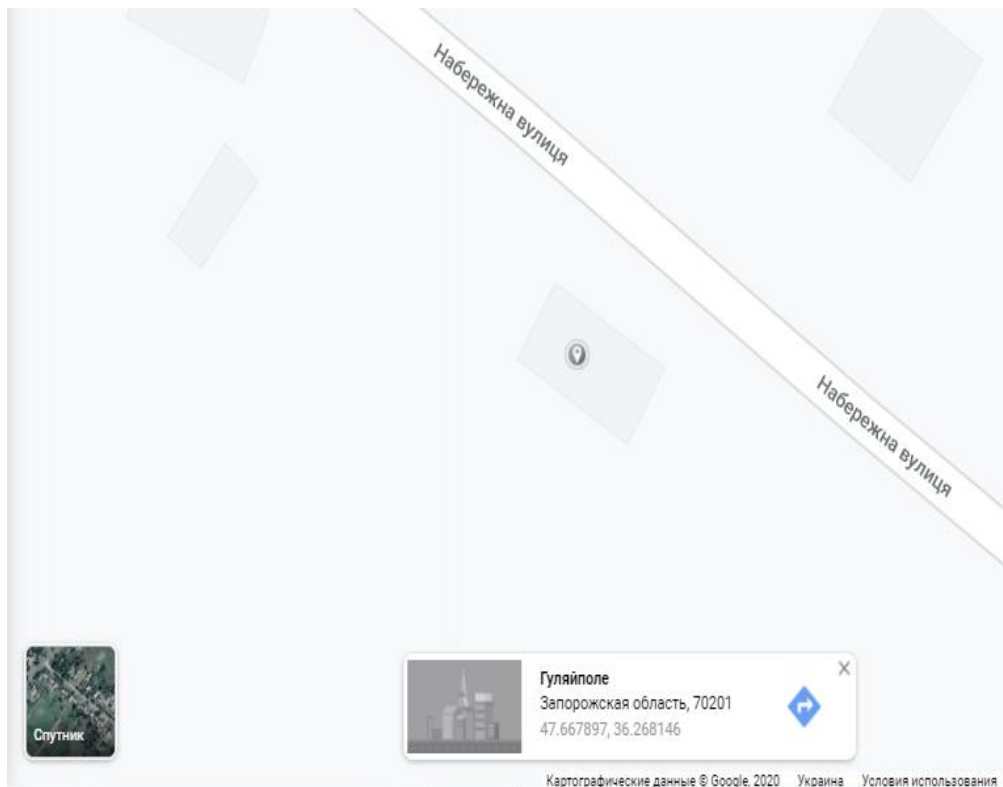


Рис 1.3.2-Вид з Google Maps.2019у. приватного будинку  
Координати будинку(47°39'37" пн. ш. 36°16'54" сх. д.)

Визначаємо сумарну потужність освітлювальних установок з лампами типу *Bulb 9W 5500K E27 (LMS-7-9)*:

$$P_{1ууc} = N_1 \cdot P_{1л}, \quad (2.5)$$

де  $N_1$  – кількість ламп даного типу, шт,  $P_{1л}$  – потужність однієї лампи даного типу, Вт.

У результаті розрахунку було визначено, що потрібна кількість ламп складає  $N_1 = 37 шт.$

Тоді підставивши чисельні дані, одержимо

$$P_{1уcт} = 37 \cdot 9 = 333 Вт.$$

Визначаємо потужність освітлювальних установок з лампами типу *Bulb 6W 5500K E27 (LMS-8-6)*:

$$P_{2уст} = N_2 \cdot P_{2л}, \quad (2.6)$$

де  $N_2$  – кількість ламп даного типу, шт,  $P_{2л}$  – потужність однієї лампи даного типу, Вт.

У результаті розрахунку було визначено, що потрібна кількість ламп складає  $N_l = 2$  шт.

Тоді підставивши чисельні дані, одержимо

$$P_{2уст} = 2 \cdot 6 = 12 \text{ Вт}.$$

Крім освітлення у будинку споживається потужність також і побутовими приладами. Перелік даних приладів із зазначенням потужності наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1-Перелік електроприладів, що є в будинку

| №  | Найменування приладу     | Потужність, Вт |
|----|--------------------------|----------------|
| 1  | Кондиціонер              | 800            |
| 2  | Кавоварка                | 1500           |
| 3  | Праска                   | 1100           |
| 4  | Електрична кухонна плита | 1000           |
| 5  | Пилосос                  | 650            |
| 6  | Пральна машина           | 425            |
| 7  | Телевізор                | 339            |
| 8  | Холодильник              | 188            |
| 9  | Кабельна коробка         | 20             |
| 10 | Фен                      | 1538           |
| 11 | Обігрівач                | 1500           |
|    | <b>Разом:</b>            | <b>9060</b>    |

Повна потужність, споживана освітленням і побутовими приладами визначається за формулою:

$$P_P = P_{уст} K_{ПТ.уст} + P_{поб} K_{ПТ.поб}, \quad (2.6)$$

де  $P_{уст}$  – потужність освітлювальних установок, Вт,  $K_{ПТ.уст}$  – коефіцієнт попиту (приймаємо  $K_{ПТ.уст} = 0,5$ ),  $P_{поб}$  – потужність побутових приладів, Вт,  $K_{ПТ.поб}$  – коефіцієнт попиту (згідно ДБН В.2.5-23-2003 4, приймаємо  $K_{ПТ.поб} = 0,75$ ).

Тоді одержимо:

$$P_p = 345 \cdot 0,5 + 9060 \cdot 0,75 = 6968,5 \text{ Вт}.$$

За рівнем інтенсивності сонячного випромінювання (радіації) на території України виділяють чотири зони. Гуляйполе відноситься до четвертої зони, яка найменш придатна для використання сонячної енергії. Величина надходження сонячного проміння в цій зоні – 1000 кВт·год/км<sup>2</sup>.

Якщо врахувати те, що вітер з робочими для ВЕУ швидкостями дме не постійно, а переважно в похмурі дні, коли енергія, яка виробляється СБ є незначною, то в даній дипломній роботі вирішено використовувати гібридну (вітросонячну) систему автономного електропостачання, що зображена на рисунку 2.1. Такі системи рекомендовані для використання у Запорізькій області.

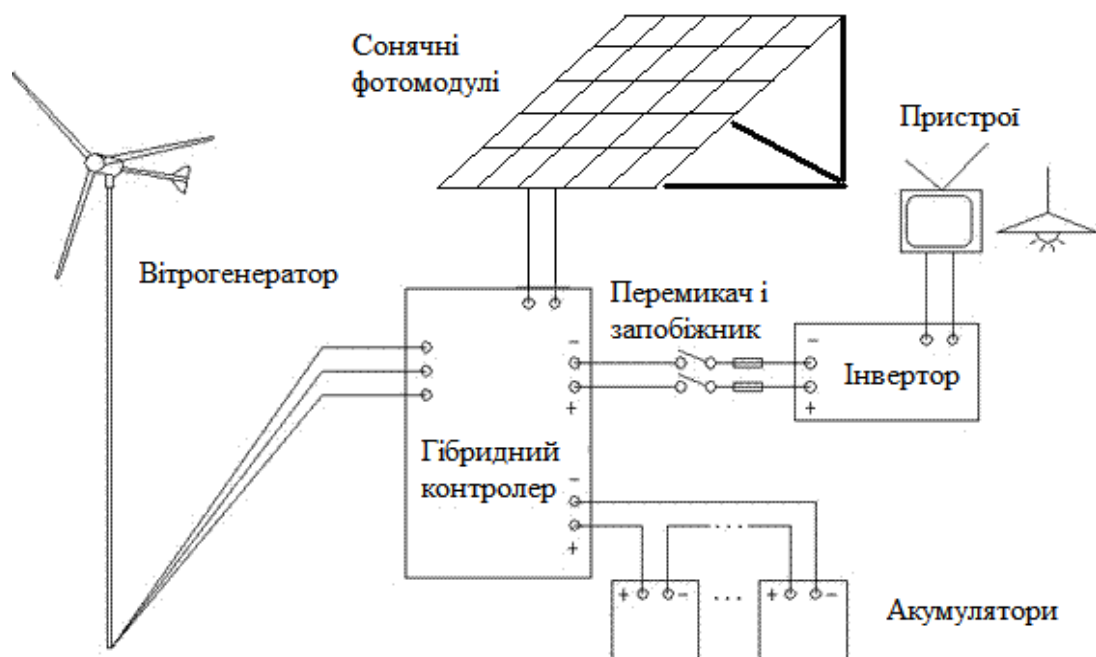


Рис. 2.1. -Гібридна автономна система – сонце-вітер



**Характеристика роботи вітросонячного комплексу.** До складу вітросонячного комплексу входять, крім вітрогенератора (ВГ) і фотоелектричних модулів (ФМ), перетворювач постійного струму в змінний (інвертор) (220В, 50Гц), контролери, автоматика і акумуляторні батареї (АБ).

***Основні величини, що визначають роботу всього комплексу:***

1. *Вихідна потужність (кВт)* – визначається тільки потужністю перетворювача (інвертора) і не залежить від швидкості вітру, ємності акумуляторів. Ще її називають “піковим навантаженням”. Цей параметр визначає максимальну кількість електроприладів, які можуть бути одночасно підключені до системи. Ми не зможемо одночасно споживати більше електроенергії, ніж дозволяє потужність інвертора. Для збільшення вихідної потужності можливе одночасне підключення декількох інверторів.

2. *Час безперервної роботи (t, година)* – при відсутності вітру/сонця визначається лише розміром АБ (А·год) і залежить від величини і характеру навантаження та режимів роботи. Для прикладу, в 4-х повністю заряджених АБ ємністю 200А·год запасється 7-8 кВт·год електроенергії, що при постійному навантаженні 1 кВт забезпечує безперервну роботу протягом 7-8 годин.

3. *Вироблення електроенергії (W, кВт·год)* визначається реальним вітропотенціалом, висотою щогли, рельєфом місцевості, сонячної освітленістю і розташуванням ФМ і, звичайно, вказується за усереднений проміжок часу, наприклад, місяць, тому що денний або, тим більше, годинний виробіток носитиме випадковий характер. У разі використання комплексних вітросонячних систем передбачається більш плавне середньорічне покриття навантажень, тому що вітер домінує в осінньо-зимовий період, а сонце – у весняно-літній, а також збільшення середньодобового (середньомісячного) вироблення енергії за рахунок збільшення ймовірності одночасної роботи двох незалежних джерел

енергії. Таким чином, при роботі двох джерел з одним блоком управління і перетворення відносна вартість системи в цілому знижується і, як наслідок, зменшується питома собівартість вироблення однієї кіловат-години електроенергії.

## 2.2 Розрахунок фотоелектричної системи

### Попереднє визначення енергоспоживання і потужності інвертора

Споживання енергії на тиждень складає  $W_{зм} = 90,015 \text{ кВт}\cdot\text{год}$  (табл.2.2). Будинок підключений до загальної енергомережі.

Таблиця 2.2- Навантаження змінного струму

| №              | Навантаження змінного струму | Потужність, Вт | Час роботи, годин/тиждень | Споживана електроенергія, кВт·год/тиждень |
|----------------|------------------------------|----------------|---------------------------|---|
| 1              | Освітлення                   | 345            | 60                        | 20,7                                      |
| 2              | Кондиціонер                  | 800            | 2                         | 1,6                                       |
| 3              | Кавоварка                    | 1500           | 1                         | 1,5                                       |
| 4              | Праска                       | 1100           | 0,5                       | 0,55                                      |
| 5              | Електрична кухонна плита     | 1000           | 18                        | 18  |
| 6              | Пилосос                      | 650            | 1                         | 0,65                                      |
| 7              | Пральна машина               | 425            | 1                         | 0,425                                     |
| 8              | Телевізор                    | 339            | 28                        | 9,492                                     |
| 9              | Холодильник                  | 188            | 168                       | 31,584                                    |
| 10             | Кабельна коробка             | 20             | 168                       | 3,36                                      |
| 11             | Фен                          | 1538           | 0,1                       | 0,154                                     |
| 12             | Обігрівач                    | 1500           | 2                         | 3   |
| <b>Всього:</b> |                              |                |                           | <b>90,015</b>                             |

Якщо енергії, що виробляється СБ, буде недостатньо, енергія буде споживатися від ВЕУ. А коли вироблення буде більше споживання, електроенергія передається на забезпечення опалення приміщень будинку.

Потрібна енергія постійного струму з урахуванням втрат у інверторі визначається за формулою:

$$W_{номр} = W_{зм} k , \quad (2.7)$$

де  $W_{зм}$  – сумарна споживана енергія змінного струму за тиждень, кВт·год,  $k$  – коефіцієнт, що враховує втрати в інверторі (приймаємо  $k = 1,2$ ).

Тоді

$$W_{номр} = 90,015 \cdot 1,2 = 108,02 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для того щоб вибрати інвертор, розділимо значення  $W_{номр}$  на число годин за тиждень, тобто на  $7 \cdot 24 = 168$  год:

$$P_{інв} = \frac{W_{номр}}{168} = \frac{108,02 \cdot 10^3}{168} = 0,643 \text{ кВт} . \quad (2.8)$$

Вибираємо інвертор (чиста синусоїда) *WESWEN NC-800-S*. Номінальна напруга інвертора  $U_{інв} = 30 \text{ В}$ , номінальна потужність:  $P_{ном} = 0,8 \text{ кВт}$ .

Визначимо число ампер-годин на тиждень, необхідне для покриття навантаження змінного струму за формулою:

$$q_m^{зм} = \frac{W_{номр}}{U_{інв}} . \quad (2.9)$$

де  $U_{інв}$  – вхідна напруга інвертора, В.

$$q_m^{3M} = \frac{108,02 \cdot 10^3}{30} = 3600 \text{ A} \cdot \text{год}.$$

Приймаємо, що у корпусі немає навантаження постійного струму.

Добове значення споживаних ампер-годин:

$$q_{доб} = \frac{q_m^{3M}}{7}, \quad (2.10)$$

де  $q_m^{3M}$  – число ампер-годин на тиждень, потрібне для покриття навантаження змінного струму.

$$q_{доб} = \frac{3600}{7} = 514,29 \text{ A} \cdot \text{год}.$$

### **Визначення значення необхідної ємності акумуляторної батареї та їх кількості**

Визначимо максимальне число послідовних “днів без сонця”  $N_{бс}$  (тобто коли сонячної енергії недостатньо для заряду АБ і відповідно для роботи навантаження через негоду або хмарності), користуючись таблицею 2.3 і орієнтуючись на режим експлуатації.

Таблиця 2.3- Кількість днів без сонця, обумовлена погодними умовами

| Широта<br>місцевості | Період       |                             |               |
|----------------------|--------------|-----------------------------|---------------|
|                      | Літні місяці | Осінні та<br>весняні місяці | Зимові місяці |
| 30                   | 2-4          | 3-4                         | 4-6           |
| 40                   | 2-4          | 4-6                         | 6-10          |
| 50 (Гл-поле)         | 2-4          | 6-8                         | 10-15         |
| 60                   | 3-5          | 8-12                        | 15-25         |
| 70                   | 3-5          | 12-14                       | 20-35         |

При цілорічній експлуатації фотоелектричної системи з дублером, у тому числі при роботі із загальною енергомережею, для зменшення витрат можна вибрати мінімально можливу кількість днів без сонця на тиждень – 1. Це обумовлюється підзарядкою від резервного джерела в будь-який час. Також можливо прийняти за цей параметр вибрану кількість днів, протягом яких АБ буде жити навантаження самостійно без підзарядки.

Сумарна ємність акумуляторів, що враховує кількість днів без сонця

$$q_N = q_{доб} \cdot N_{бс} . \quad (2.11)$$

Підставивши чисельні дані, одержимо:

$$q_N = 514,29 \cdot 1 = 514,29 \text{ А} \cdot \text{год} .$$

Задаємося величиною глибини допустимого розряду акумуляторної батареї 50%. Відповідно коефіцієнт використання  $\gamma = 0,5$ .

Заряд акумуляторної батареї з урахуванням глибини розряду

$$q_\gamma = \frac{q_N}{\gamma} . \quad (2.12)$$

Тоді

$$q_\gamma = \frac{514,29}{0,5} = 1028,58 \text{ А} \cdot \text{год} .$$

Загальна необхідна ємність акумуляторних батарей

$$q_{заг} = q_\gamma \alpha , \quad (2.13)$$

де  $\alpha$  – температурний коефіцієнт для акумуляторної батареї.

Вибираємо коефіцієнт  $\alpha$  з таблиці 2.4. Даний коефіцієнт враховує зменшення ємності при зниженні температури. Зазвичай це середня температура. Для кліматичних умов м. Гуляйполе прийmemo  $\alpha = 1,19$ , при середній температурі  $10^{\circ}\text{C}$ .

Таблиця 2- Температурний коефіцієнт для акумуляторної батареї

| Температура в<br>градусах |            | Коефіцієнт |
|---------------------------|------------|------------|
| Цельсія                   | Фаренгейта |            |
| 26,7C                     | 80F        | 1,00       |
| 21,2C                     | 70F        | 1,04       |
| 15,6C                     | 60F        | 1,11       |
| 10,0C                     | 50F        | 1,19       |
| 4,4C                      | 40F        | 1,30       |
| -1,1C                     | 30F        | 1,40       |
| -6,7C                     | 20F        | 1,59       |

Тоді

$$q_{заг} = 1028,58 \cdot 1,19 = 1224 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

Вибираємо АБ *DJM 12200*, з номінальною напругою  $U_{ном}=12 \text{ В}$  та номінальною ємністю  $q_{ном}=200 \text{ А} \cdot \text{год}$ .

Кількість батарей, з'єднаних паралельно визначається за формулою:

$$N_{пар}^{АБ} = \frac{q_{заг}}{q_{ном}}. \quad (2.14)$$

Тоді

$$N_{пар}^{AB} = \frac{1224}{200} \approx 6.$$

Кількість батарей, з'єднаних послідовно

$$N_{посл}^{AB} = \frac{U_{інв}}{U_{ном}}. \quad (2.15)$$

Тоді

$$N_{посл}^{AB} = \frac{30}{12} \approx 3.$$

Загальна необхідна кількість АБ:

$$N^{AB} = N_{пар}^{AB} N_{посл}^{AB}. \quad (2.16)$$

Тоді

$$N^{AB} = 6 \cdot 3 = 18.$$

### 2.3 Визначення необхідної кількості сонячних батарей

Для того, щоб визначити число пікових сонце-годин, необхідно знати значення середньомісячного надходження сонячного випромінювання в місті Гуляйполе. Якщо сонячні батареї встановлюються під кутом  $\beta = 45^0$  до горизонту, то проводиться перерахунок сонячного випромінювання з горизонтальної поверхні на похилу. Значення широти місцевості ( $\varphi$ ), кута нахилу сонячних батарей ( $\beta$ ), часового кута заходу Сонця для горизонтальної поверхні ( $w_3$ ), часового кута заходу

Сонця для похилій поверхні з південною орієнтацією ( $w_{zn}$ ), коефіцієнта перерахунку з горизонтальної площини на похилу з південною орієнтацією ( $R$ ), значення сонячної енергії, що надходить на горизонтальну поверхню ( $E$ ), альbedo земної поверхні ( $\rho$ ) – коефіцієнт відбиття поверхні Землі і оточуючих тіл, зазвичай приймається рівним 0,7 для зими і 0,2 для літа, середньомісячний коефіцієнт перерахунку прямого сонячного випромінювання з горизонтальної на похилу поверхню ( $R_n$ ) і число годин сонячного сяйва наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5- Розрахунок числа пікових сонце-годин для кута нахилу  $\beta=45^0$

| Місяць | $\Phi$ | $B$ | $\omega_z$ | $\omega_{zn}$ | $R_n$ | Пряме<br>випр-ння $E_s$ ,<br>кВт·год/м <sup>2</sup> | Розсіяне<br>випр-ння $E_D$ ,<br>кВт·год/м <sup>2</sup> | Сумарне<br>випр-ння $E$ ,<br>кВт·год/м <sup>2</sup> | $\rho$ | $R$  | $i$  |
|--------|--------|-----|------------|---------------|-------|---|--|---|--------|------|------|
| 1      | 45     | 45  | 67,55      | 90            | 2,98  | 15,13   | 24,44  | 39,57   | 0,7    | 1,78 | 2,37 |
| 2      | 45     | 45  | 76,65      | 90            | 2,13  | 20,95   | 31,43  | 52,38   | 0,7    | 1,48 | 2,58 |
| 3      | 45     | 45  | 87,60      | 90            | 1,51  | 47,72   | 51,22  | 98,94   | 0,7    | 1,29 | 4,26 |
| 4      | 45     | 45  | 99,53      | 90            | 1,11  | 77,99   | 59,36  | 137,35  | 0,2    | 1,01 | 4,61 |
| 5      | 45     | 45  | 109,9      | 90            | 0,89  | 96,61   | 73,33  | 169,94  | 0,2    | 0,88 | 4,99 |
| 6      | 45     | 45  | 115,2      | 90            | 0,80  | 123,38  | 69,84  | 193,22  | 0,2    | 0,84 | 5,38 |
| 7      | 45     | 45  | 112,8      | 90            | 0,84  | 145,5   | 66,35  | 211,85  | 0,2    | 0,86 | 6,09 |
| 8      | 45     | 45  | 103,9      | 90            | 1,01  | 123,3   | 57,04  | 180,42  | 0,2    | 0,98 | 5,87 |
| 9      | 45     | 45  | 92,20      | 90            | 1,33  | 87,3  | 48,89  | 136,19  | 0,2    | 1,18 | 5,34 |
| 10     | 45     | 45  | 80,26      | 90            | 1,89  | 59,3  | 38,41  | 97,77   | 0,7    | 1,61 | 5,26 |
| 11     | 45     | 45  | 69,98      | 90            | 2,71  | 22,12   | 27,94  | 50,06   | 0,7    | 1,79 | 2,99 |
| 12     | 45     | 45  | 64,88      | 90            | 3,33  | 11,64   | 20,95  | 32,59   | 0,7    | 1,85 | 2,00 |
|        |        |     |            |               |       |   |  |   |        | Сеп. | 4,31 |

Розрахунок в даному випадку буде проводитися по середньорічній кількості пікових сонце-годин, щоб зменшити витрати на фотоелектричну систему.

Це можливо за рахунок використання загальної енергосистеми в якості дублера. У теплу пору року вироблювана енергія може передаватися в загальну мережу, а в холодну, відповідно, забиратися.



Вибираємо тип СБ  $ES(M) 240$ , яку плануємо використовувати. Номінальна потужність  $P_{\text{нн}}^{\text{нА}} = 240 \text{ Вт}$  і напруга  $U_{\text{нн}}^{\text{нА}} = 46,85 \text{ В}$ , а також струм в точці максимальної потужності  $I_{\text{мрр}} = 5,48 \text{ А}$ . Площа сонячної батареї  $1,7 \text{ м}^2$ .

Для живлення інвертора встановлюємо понижуючий стабілізатор напруги і приймаємо мінімальну напругу на виході сонячної батареї  $U_{\text{нн}}^{\text{нА}} = 24 \text{ В}$ . Це забезпечить стабільність роботи енергосистеми при низьких інтенсивностях сонячної радіації.

Втрати на заряд-розряд АБ визначаємо за формулою:

$$q_{\text{з-р}} = q_{\text{доо}} \zeta, \quad (2.17)$$

де  $\zeta = 1,2$  – коефіцієнт для обліку втрат на заряд-розряд АБ.

Тоді маємо

$$q_{\text{з-р}} = 514,29 \cdot 1,2 = 617,15 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

Значення струму, який повинні генерувати СБ

$$I^{\text{СБ}} = \frac{q_{\text{з-р}}}{i}, \quad (2.18)$$

де  $i$  – середнє число пікових сонце-годин.

Підставивши чисельні дані, одержимо

$$I^{\text{СБ}} = \frac{617,15}{4,31} = 143,19 \text{ А}.$$

Загальна необхідна кількість СБ визначається за формулою:

$$N^{\text{СБ}} = \frac{I^{\text{СБ}} U_{\text{нв}}}{P_{\text{ном}}^{\text{СБ}}}, \quad (2.19)$$

де  $I^{\text{СБ}}$  – струм, який повинні генерувати СБ, А,  $U_{\text{нв}}$  – вхідна напруга інвертора, В,  $P_{\text{нн}}^{\text{нА}}$  – номінальна потужність СБ, Вт.

$$N^{CB} = \frac{143,19 \cdot 30}{240} \approx 18.$$

Число модулів, з'єднаних послідовно, визначається за формулою:

$$N_{посл}^{CB} = \frac{U_{інв}}{U_{мін}^{CB}}, \quad (2.20)$$

Тоді

$$N_{посл}^{CB} = \frac{30}{24} \approx 2.$$

Визначаємо число модулів, з'єднаних паралельно:

$$N_{пар}^{CB} = \frac{N^{CB}}{N_{посл}^{CB}}, \quad (2.21)$$

Підставимо чисельні дані:

$$N_{пар}^{CB} = \frac{18}{2} = 9.$$

Обчислюємо площу СБ:

$$S^{CB} = N^{CB} S_1^{CB}, \quad (2.22)$$

де  $S_1^{CB}$  – площа однієї СБ, м<sup>2</sup>.

$$S^{CB} = 18 \cdot 1,7 = 30,6 \text{ м}^2.$$

## 2.4 Монтаж і установка сонячних батарей

СБ можна встановлювати в довільній конфігурації: на даху, на балконі, на рамах, розміщених на поверхні землі. При монтажі на плоских поверхнях батареї повинні бути розміщені на рівній і

непросідаючій поверхні. Перекошування або часта зміна положення може призвести до виникнення небажаних напружень та виходу з ладу сонячних батарей. Перевага надається способу монтажу, коли рама жорстко пригвинчується до масивних бетонних плит за допомогою гумових підкладок. Різні фірми пропонують власні перевірені та надійні конструкційні рішення монтажу сонячних батарей.

Для отримання максимального ефекту необхідно дотримуватись таких вимог:

- фотомодуль має бути повернений світлосприймаючою стороною на південь;
- нахил батарей має бути  $45^{\circ}$  до горизонтальної поверхні, це оптимальне значення при їх використанні з лютого до листопада;
- у літні місяці оптимальний кут нахилу становить  $30^{\circ}$ ;
- на батареї не повинна падати тінь від дерев, будівель, кущів тощо.

На похилих дахах фотомодулі монтуються на консолях, на відстані близько 15 см від поверхні даху. На плоских дахах монтаж виконується на спеціальних стелажах, що мають відповідний кут нахилу та направлення. Враховуючи особливості конструкції нашого будинку, пропонується виконувати встановлення СБ на його даху. Необхідність фіксованого чи змінного положення СБ аналізується у наступному підрозділі.

## **2.5 Встановлення і прорахунок гібридної системи**

### **Розроблення електропривода механізму повороту сонячних батарей**

Кількість енергії, що виробляється сонячною установкою, можливо збільшити, якщо до складу вітросонячного комплексу ввести спеціальну систему з електроприводом для повороту СБ. Вище відзначалося, що

нахил СБ до горизонтальної поверхні має складати  $45^0$ . Але даний кут є оптимальним з точки зору усереднених показників і не є строго оптимальним для конкретного часу доби, години, місяця чи пори року. Наведення СБ на сонце дозволяє підвищити їх енергетичну ефективність не менше, ніж на 30% [12].

### **Обґрунтування застосування електропривода в сонячних установках**

У даний час у країнах, які активно використовують ВДЕ, у тому числі сонячні установки, застосовуються системи слідкування за сонцем. У США і ЄС кожна друга сонячна установка має слідкуючі приводи.

Існують основні типи слідкуючих електроприводів (ЕП):

- кроковий ЕП в режимі програмного керування від обчислювальної машини;
- слідкуючий кроковий ЕП в режимі автосупроводження з керуванням від датчика розузгодження;
- кроковий ЕП в режимі годинникового заведення з керуванням від задаючого генератора імпульсів (тільки для однокоординатних (екваторіальних) систем);
- ЕП постійного струму в режимі неперервного слідкування за Сонцем;
- слідкуючий релейний ЕП постійного струму в режимі крокового автосупроводження.

У даний час можна припустити, що комп'ютерне керування буде витіснятися, звільняючи місце керуванню від датчиків розузгодження для всіх типів енергетичних геліоустановок, які забезпечують високу точність, широкий кут захоплення і високу надійність.

Кроковий ЕП уявляється необґрунтовано складним, дорогим і енергетично неефективним. Крім того, сонячні фотоелектричні станції

виробляють постійний струм, який потім може бути за необхідністю перетворений у змінний. На основі цього можна зробити висновок, що для здійснення слідування за Сонцем найбільш доцільним є застосування ЕП постійного струму з керуванням від системи наведення з фотодавачем. Перевага зазвичай віддається більш простим приводам постійного струму з наступних причин:

- при допустимій похибці  $\delta_n = \pm 10^\circ$  немає сенсу в неперервному автосупроводженні – досить вісім разів повернути за світловий день фотопанель на  $20^\circ$ , у цьому випадку допустима помилка не перевищить  $\delta_{max} = 10^\circ$ ;
- електричні втрати в кроковому режимі набагато нижчі, ніж в режимі неперервного супроводження;
- режим стеження і перекидання здійснюються одним двигуном з номінальною частотою обертання, що спрощує кінематичний ланцюг і електромеханічну частину привода.

У якості силового перетворювача напруги для живлення двигуна постійного струму в режимі неперервного стеження за Сонцем може бути використаний тиристорний перетворювач, перетворювач на транзисторах, який працює в підсилювальному режимі і широтно-імпульсний перетворювач на транзисторах.

Найбільш неефективним з точки зору економії електроенергії є перетворювач на транзисторах, який працює в підсилювальному режимі. При коефіцієнті запасу по швидкості, який дорівнює 10, ККД в режимі стеження не буде перевищувати 10%, що дуже неекономно. Однак, такий спосіб керування напругою в ЕП геліоустановок на практиці є досить поширеним, що пояснюється простотою реалізації і надійністю.

Для застосування тиристорного перетворювача має бути можливість подачі змінного струму на вхід перетворювача. У випадку, якщо геліоустановка працює як автономне джерело живлення, яке виробляє постійний струм з наступним його перетворенням у змінний,

необхідно враховувати не тільки ККД тиристорного перетворювача, а й ККД інвертора. Крім того, в геліоустановках потужність встановлених двигунів рідко перевищує 1 кВт, а часто буває навіть менше 100 Вт. Необхідність застосування згладжуючого реактора на виході тиристорного перетворювача вимагає зворотного зв'язку по струму і швидкості з метою покращення динаміки системи. Таким чином, не можна обмежитися одноконтурною системою автоматичного керування (САК). Найбільший інтерес представляє широтно-імпульсний перетворювач. Сучасні напівпровідникові прилади здатні забезпечити частоту комутації до 20 кГц і вище. Цього достатньо, щоб при встановленому згладжуючому реакторі електромеханічна постійна часу була більшою в чотири рази. Однак, із зростанням частоти комутації втрати в транзисторних ключах і магнітопроводі двигуна також зростають. Основним недоліком широтно-імпульсного перетворювача є складність.

Використання одноконтурної структури САК достатньо для більшості типів геліоустановок. Для досягнення більш точних показників пропонується використовувати від'ємний зворотний зв'язок за швидкістю.

### **Вибір двигуна слідкуючого ЕП механізму повороту сонячних батарей**

Вибір електродвигуна для механізму повороту СБ здійснюється на основі їх масо-габаритних показників.

Визначаємо момент інерції панелі СБ:

$$J_n = \frac{ml^2}{12}, \quad (2.23)$$

де  $m$  – маса панелі, кг,  $l$  – довжина панелі, м.

Обраний тип СБ  $ES(M) 240$  має наступні масо-габаритні характеристики:

– маса – 22 кг;

– розміри – 1580x1080x45 мм.

Тоді маса панелі дорівнює

$$m = N^{CB} m^{CB}, \quad (2.24)$$

де  $m^{NA}$  – маса однієї сонячної батареї.

Тоді

$$m = 18 \cdot 22 = 396 \text{ кг}.$$

Момент інерції панелі:

$$J_n = \frac{396 \cdot 1,58^2}{12} = 82,38 \text{ кг} \cdot \text{м}^2.$$

Визначимо необхідний момент для подолання сил інерції при умові, що механізм повороту вмикається 20 разів (кожні  $18^\circ$ ):

$$M_{\text{необ}} = \frac{J_n \omega_{\text{вих}}}{t_n}, \quad (2.25)$$

де  $\omega_{\text{вих}}$  – максимальна необхідна швидкість виконавчого валу, рад/с,  $t_n$  – необхідна тривалість “переходу”, с.

Підставивши чисельні дані, одержимо:

$$M_{\text{необ}} = \frac{82,38 \cdot 0,105}{4} = 2,16 \text{ Нм}.$$

Обираємо двигун постійного струму, який виготовляється фірмою *Махон*, типу *RE8* з наступними параметрами:

- номінальна потужність  $P_{\partial} = 50 \text{ Вт}$ ;
- номінальна швидкість обертання  $n_{\partial} = 5410 \text{ об/хв}$ ;
- номінальна напруга  $U_{\text{я.ном}} = 12 \text{ В}$ ;
- номінальний струм  $I_{\text{я.ном}} = 0,0865 \text{ А}$ ;
- момент інерції  $J_{\partial} = 3,55 \cdot 10^{-9} \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ ;
- індуктивність обмотки якоря двигун  $L_{\text{я}} = 0,606 \cdot 10^{-3} \text{ Гн}$ ;
- номінальний момент двигуна  $M_{\text{н}} = 0,589 \cdot 10^{-3} \text{ Нм}$ ;
- пусковий момент  $M_{\text{п}} = 0,925 \cdot 10^{-3} \text{ Нм}$ .

Перевіримо достатність пускових характеристик двигуна (при номінальному і пусковому режимах роботи) для подолання моменту інерції панелі СБ.

Передавальне число редуктора дорівнює:

$$K_p = \frac{\omega_{\partial}}{\omega_{\text{вих}}} . \quad (2.26)$$

Тоді

$$K_p = \frac{566,24}{0,105} \approx 5392 .$$

Тоді момент, який передається за допомогою редуктора, дорівнює

$$M_{\text{ном}}^{\partial\text{в}} = K_p M_{\text{н}} . \quad (2.27)$$

Тоді одержимо

$$M_{\text{ном}}^{\partial\text{в}} = 5392 \cdot 0,589 \cdot 10^{-3} = 3,18 \text{ Нм}.$$



Для пускового режиму:

$$M_n^{\partial\epsilon} = K_p M_n. \quad (2.28)$$

Тоді

$$M_n^{\partial\epsilon} = 5392 \cdot 0,925 \cdot 10^{-3} = 4,99 \text{ Нм}.$$

Коефіцієнт запасу по моменту дорівнює:

$$\frac{M_{ном}^{\partial\epsilon}}{M_{необ}} = \frac{3,18}{2,16} = 1,47. \quad (2.29)$$

### Математична модель слідкуючого електропривода повороту сонячних батарей

#### Математична модель привідного двигуна

Для досягнення більш високих показників якості перехідних процесів пропонується ввести зворотній зв'язок за швидкістю. Оперуючи коефіцієнтом зворотного зв'язку за швидкістю, коефіцієнтом передачі регулятора швидкості, постійними часу регулятора швидкості можна збільшити жорсткість механічної характеристики привода, зменшити сумарну електромеханічну постійну часу системи та скомпенсувати інерційність керованого перетворювача напруги.

Функціональна схема ЕП механізму повороту СБ наведена на рис. 2.1.

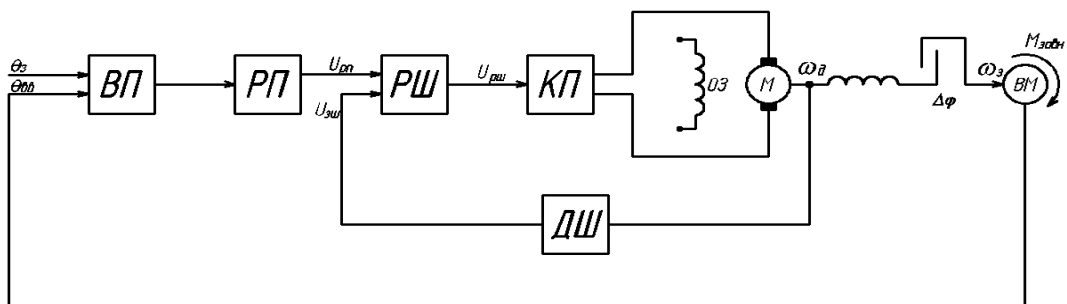


Рис. 2.1. -Функціональна схема ЕП механізму повороту СБ

Надалі запис диференціальних рівнянь двигуна постійного струму з незалежним збудженням проводиться, виходячи з загальновідомих припущень [13].

Швидкість обертання вала двигуна постійного струму дорівнює

$$\omega_{\delta} = \frac{d\varphi_{\delta}}{dt} , \quad (2.30)$$

де  $\varphi_{\delta}$  – кут повороту вала двигуна

Рівняння руху електропривода запишемо як

$$J_{\delta} \frac{d\omega_{\delta}}{dt} = M_{\delta} - M_C , \quad (2.31)$$

де  $M_{\delta}$  – електромагнітний момент двигуна,  $M_C$  – момент навантаження.

Електромагнітний момент двигуна можна визначити із співвідношення:

$$M_{\delta} = C_M i_1 , \quad (2.32)$$

де  $C_M$  – коефіцієнт двигуна,  $i_1$  – струм в ланцюзі якоря двигуна.

Рівняння для струму в ланцюзі якоря двигуна запишемо як

$$L_1 \frac{di_1}{dt} = u - \omega_{\delta} C_e - r_1 i_1 , \quad (2.33)$$

де  $L_1$  – індуктивність обмотки якоря двигуна,  $u$  – напруга живлення двигуна,  $r_1$  – активний електричний опір обмотки якоря двигуна,  $C_e$  – стала двигуна.

## **Визначення передавальної функції тиристорного перетворювача**

Тиристорний перетворювач призначений для живлення якірного ланцюга двигуна постійного струму і має забезпечувати регулювання живлячої напруги від 0 до номінальної випрямленої напруги холостого ходу.

До складу тиристорного перетворювача входять: керований випрямляч, система імпульсно-фазового керування, зрівнюючий і згладжуючий реактори. Тиристорний перетворювач підключають до понижаючого силового трансформатора.

Як елемент САК він може бути представлений інерційною ланкою першого порядку, у якої вхідним сигналом є напруга керування  $U_K$ , а вихідним – ЕРС перетворювача. Вибір тиристорного перетворювача проводиться з наступних міркувань:

- номінальна потужність перетворювача має бути більшою за номінальну потужність двигуна;
- номінальна напруга перетворювача має бути більшою за номінальну напругу двигуна;
- номінальний струм тиристорного перетворювача має бути більшим за номінальний струм двигуна;
- максимальний струм тиристорного перетворювача має бути більшим за максимальний струм двигуна.

Тоді, відповідно до даних вимог, для нашого двигуна підходить тиристорний перетворювач серії 12010/130 з наступними параметрами:

- номінальний струм якоря – 12 А;
- максимальний струм якоря – 60 А;
- напруга силового живлення – 120 В;
- частота напруги живлення 45-65 Гц;
- максимальна напруга якоря – 130 В.

Передавальна функція тиристорного перетворювача має вигляд:

$$W_{ТП}(p) = \frac{K_{ТП}}{T_{ТП}p + 1}, \quad (2.34)$$

де  $K_{ТП}$  – коефіцієнт передачі тиристорного перетворювача,  $T_{ТП}$  – постійна часу тиристорного перетворювача.

Коефіцієнт передачі тиристорного перетворювача визначаємо за формулою:

$$K_{ТП} = \frac{U_{ТП}}{U_K}. \quad (2.35)$$

Приймаємо  $U_K = 10 \text{ В}$ . Тоді

$$K_{ТП} = \frac{120}{10} = 12.$$

Стала часу тиристорного перетворювача залежить від наявності індуктивних елементів (реакторів, обмотки трансформатора), а також від індуктивних властивостей силових вентилів. Приймається рівною  $T_{ТП} = 0,01 \text{ с}$ .

### **Визначення передавальної функції редуктора**

Будемо вважати, що інерційність редуктора враховується в рівняннях двигуна. Тоді його можна представити без інерційною ланкою з передавальною функцією виду

$$W_P(p) = \frac{1}{K_P} . \quad (2.36)$$

### Передавальні функції регуляторів положення і швидкості

Як було зазначено вище, в САК електроприводом повороту сонячних батарей з метою підвищення якісних характеристик пропонується використовувати два регулятори – положення і швидкості.

У якості регулятора положення виступає П-регулятор з передавальною функцією виду

$$W_{PP}(p) = K_{ПП} . \quad (2.37)$$

Передавальна функція ПІ-регулятора швидкості запишеться як сума П і І-складової. Але при моделюванні САК потрібно використовувати передавальну функцію не ідеальної, а реальної інтегруючої ланки. Ідеальна інтегруюча ланка може приводити до нескінченного накопичення вхідного сигналу регулятора, що на практиці є неможливим. Тоді передавальна функція ПІ-регулятора швидкості запишеться у вигляді

$$W_{PII}(p) = K_{PII} + \frac{K_{PII}}{p(T_{PII}p + 1)} . \quad (2.38)$$

Задача синтезу САК зводиться до знаходження коефіцієнтів регулятора положення і регулятора швидкості  $K_{ПП}$ ,  $K_{PII}$ ,  $K_{IPI}$ . Чим меншою є стала інтегрування  $T_{PII}$ , тим ближчою по своїй дії є реальна інтегруюча ланка до ідеальної. На основі рівнянь (2.30-2.38) складемо структурну схему САК (рис. 2.2).

Розрахуємо допоки невідомі параметри структурної схеми. Електричну постійну двигуна постійного струму розрахуємо за формулою:

$$C_e = \frac{U_{я.ном}}{\omega_{\delta}} \quad (2.39)$$

Підставивши чисельні дані, одержимо

$$C_e = \frac{12}{566,24} = 0,021 \frac{В \cdot с}{рад}.$$

Механічну постійну двигуна постійного струму розрахуємо за формулою:

$$C_M = \frac{M_H}{I_{я.ном}} \quad (2.40)$$

Підставивши чисельні дані, одержимо

$$C_M = \frac{0,589 \cdot 10^{-3}}{0,0865} = 0,0068 \frac{Н \cdot м}{А}.$$

Коефіцієнт зворотного зв'язку за швидкістю визначаємо за формулою:

$$K_{зш} = \frac{U_{я.ном}}{\omega_{\delta}} \quad (2.41)$$

Тоді

$$K_{ззш} = \frac{12}{566,24} = 0,021 \frac{B \cdot c}{рад}.$$

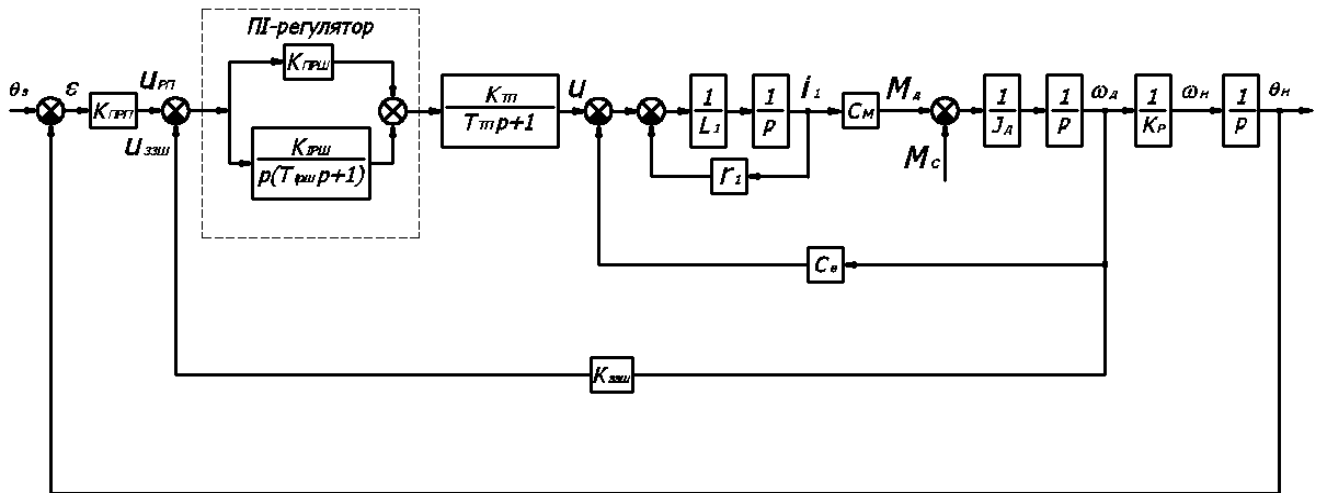


Рис. 2.2. Структурна схема САК механізмом повороту геліоустановки

### Дослідження динамічного режиму роботи САК

На основі даної структурної схеми в середовищі *Simulink MATLAB* була зібрана моделююча схема, яка наведена на рис. 2.3.

Для автоматичного підбору коефіцієнтів регуляторів скористаємося спеціальними можливостями, які надає блок *Check Step Response Characteristics* бібліотеки *Simulink*. Даний блок підключається до того виходу системи, перехідний процес якого має задовольняти певним встановленим показникам. У нашому випадку це перехідний процес кута повороту вала навантаження.

Даний блок дозволяє задати такі бажані параметри перехідного процесу:

- step time – час подачі сигналу;
- initial value – початковий рівень сигналу;

- rise time – час наростання;
- setting time – час перехідного процесу;
- % overshoot – перерегулювання у відсотках;
- final value – кінцеве значення сигналу;
- % rise – величина наростання у відсотках;
- % settings – величина коридору після закінчення часу перехідного процесу у відсотках (характеризує, по суті, допустиму статичну помилку системи);
- % undershoot – недорегулювання у відсотках.

Далі буде приведено модель САК, з механізмом повороту і реагування на подразник штучного походження в середовищі

### *Simulink MATLAB*

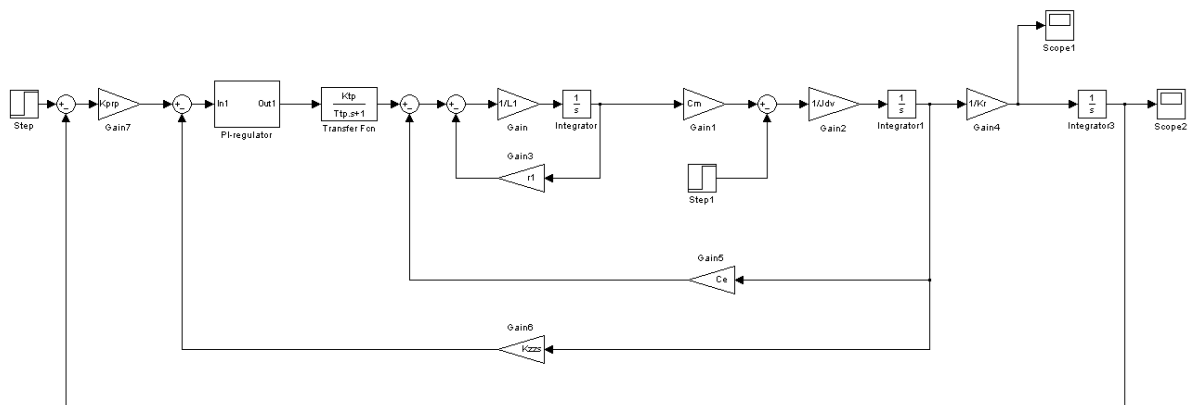


Рис. 2.3.- Модель САК механізмом повороту геліоустановки в середовищі

### *Simulink MATLAB*



Моделювання проводилося при подачі на вхід ступінчатого впливу  $\theta_3(t) = 1$ . До перехідного процесу САК пред'являлися вимоги по відсутності перерегулювання і статичної помилки та час перехідного процесу не більше 2 с. У результаті при значенні сталої інтегрування  $T_{ІРШ} = 0,05$  с були одержані наступні оптимальні значення коефіцієнтів регулятора положення і регулятора швидкості:  $K_{ПРП} = 263,7$ ,  $K_{ІРШ} = 1,06$ ,  $K_{ПРШ} = 74,9$ .

Перехідний процес по положенню САК механізмом повороту геліоустановки наведено на рис. 2.4.

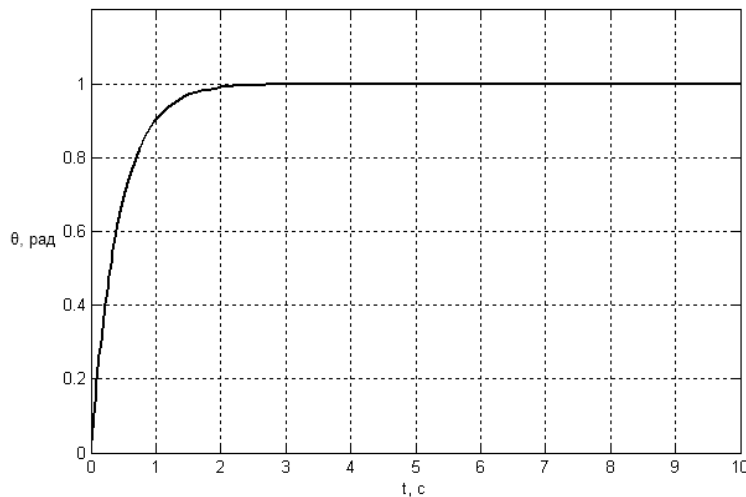


Рис. 2.4.- Перехідний процес по положенню САК механізмом повороту геліоустановки

Як видно з графіка, перерегулювання відсутнє, а час регулювання складає 2 с, що задовольняє вимогам.

### Опис електричної принципової схеми САК

У системі використано імпульсне керування для покрокового режиму, яке дозволяє орієнтувати сонячні батареї по найкращій освітленості. Електрична принципова схема системи наведення

представлена у графічній частині роботи (АЕП 501.002.000 Е3). Розглянемо детальніше принцип її роботи.

Пристрій орієнтації складається із тактового генератора (DD1.1, DD1.2), основних інтегруючих ланцюгів, які складаються з фотодіодів (VD2R4C3 і VD3R5C4), формувачів (DD1.3, DD1.4), цифрового компаратора (DD2), інверторів (DD1.5, DD1.6) і транзисторного комутатора (VT1-VT6) напрямку обертання електропривода, який керує поворотом платформи, на якій встановлені сонячні батареї.

При подачі живлення (від сонячної батареї або акумулятора) генератор виробляє тактові імпульси з частотою 300 Гц. При роботі пристрою тактові імпульси формуються інверторами DD1.3 і DD1.4, а також інтегруючими ланцюгами VD2R4C3 і VD3R5C4. Їх крутизна змінюється в залежності від постійної часу інтегрування, яка в свою чергу залежить від освітленості фотодіодів VD2 і VD3 (струм заряду конденсаторів C3 і C4 пропорційний освітленості).

Сигнали з виходу інтегруючих ланок надходять на формувачі рівня DD1.3 і DD1.4 і далі на цифровий компаратор, який виконаний на елементах мікросхеми DD2. У залежності від співвідношення тривалості імпульсів, які надходять на входи компаратора, сигнал низького рівня з'являється на виході елемента DD2.3 (вихід 11) або DD2.4 (вихід 4). При однаковій освітленості світлодіодів на обох виходах компаратора присутні сигнали високого рівня.

Інвертори DD1.5 і DD1.6 необхідні для керування транзисторами VT1 і VT2. Високий рівень сигналу на виході першого інвертора відкриває транзистор VT1, а на виході другого – VT2.

При роботі порівнюються тривалості імпульсів, сформованих інверторами DD1.3 і DD1.4 й інтегруючими ланцюгами VD2R4C3 і VD3R5C4. Їх крутизна змінюється в залежності від постійної часу інтегрування, яка, в свою чергу, залежить від освітленості фотодіодів VD2 і VD3 (струм заряду конденсаторів C3 і C4 пропорційний їх

освітленості). Сигнали з виходів інтегруючих ланцюгів надходять на формувачі рівня DD1.3 і DD1.4, а далі – на цифровий компаратор DD2. У залежності від співвідношення тривалості імпульсів, які надходять на входи компаратора, присутні сигнали високого рівня.

Навантаженнями транзисторів VT1 і VT2 є ключі на потужних транзисторах VT3, VT6, VT4 і VT5, які комутують напругу живлення електродвигуна. Ланцюги VD8R7C10 і VD9R8C11 згладжують пульсації на базах керуючих транзисторів VT1 і VT2. Напрямок обертання двигуна змінюється в залежності від полярності підключення до джерела живлення. Цифровий компаратор не дозволяє одночасно відкритися всім силовим транзисторам і таким чином забезпечує високу надійність системи. Із появою Сонця освітленість фотодіодів VD1 і VD4 виявляється різною і електродвигун починає повертати геліоустановку з заходу на схід. По мірі зменшення різниці в тривалості імпульсів, які виробляються формувачами, буде зменшуватися тривалість результуючого імпульсу і швидкість повороту сонячної батареї плавно зменшується, що забезпечує її точне позиціонування. Таким чином, при імпульсному керуванні обертання вала електродвигуна передається платформі з сонячними батареями безпосередньо через редуктор. У випадку, коли Сонце зайде за горизонт, тривалості імпульсів на вході цифрового компаратора виявляться однаковими і система перейде в режим чергування. У такому стані споживаний пристроєм струм не перевищує 1,2 мА. Оскільки електродвигун включається лише для повороту батареї, тобто на нетривалий проміжок часу, то вимикач живлення не використовується.

Інтегруючі ланцюги VD1R2C2 і VD4R6C5 є допоміжними. Їх основна задача – це поворот геліоустановки із заходу на схід при сході Сонця.

## Аналіз стійкості САК

Щоб провести аналіз стійкості даної системи автоматичного керування необхідно скористатися двома критеріями визначення стійкості:

- 1) критерій Гурвіца;
- 2) критерій Найквіста.

### Критерій Гурвіца

Передавальна функція замкненої системи має вигляд:

$$W_3(s) = \frac{1,14s^2 + 22,81s + 1612}{8,82 \cdot 10^{-7} s^5 + 4,9 \cdot 10^{-4} s^4 + 0,53s^3 + 11,7s^2 + 714,9s + 1612} \cdot \quad (2.42)$$

Згідно з [14] система стійка, якщо діагональний визначник Гурвіца та його мінори більші 0. Визначник Гурвіца складають із коефіцієнтів характеристичного рівняння замкненої системи.

$$\begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix} > 0. \quad (2.43)$$

Поліном знаменника має вигляд:

$$8,82 \cdot 10^{-7} s^5 + 4,9 \cdot 10^{-4} s^4 + 0,53s^3 + 11,7s^2 + 714,9s + 1612. \quad (2.44)$$

Тут  $a_0 = 8,82 \cdot 10^{-7}$ ,  $a_1 = 4,9 \cdot 10^{-4}$ ,  $a_2 = 0,53$ ,  $a_3 = 11,17$ ,  $a_4 = 714,19$ ,  $a_5 = 1612$ .

Відповідні мінори і визначник Гурвіца дорівнюють:

$$|a_1| = 4,9 \cdot 10^{-4} > 0; \quad (2.45)$$

$$\begin{vmatrix} a_1 & a_3 \\ a_0 & a_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 \\ 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 \end{vmatrix} = 2,49 \cdot 10^{-4} > 0; \quad (2.46)$$

$$\begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 \\ a_0 & a_2 & a_4 \\ 0 & a_1 & a_3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 \\ 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 & 714,19 \\ 0 & 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 \end{vmatrix} = 2,74 \cdot 10^{-3} > 0; \quad (2.47)$$

$$\begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 & 0 \\ 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 & 714,19 & 0 \\ 0 & 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 \\ 0 & 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 & 714,19 \end{vmatrix} = 1,75 > 0; \quad (2.48)$$

$$\begin{vmatrix} a_1 & a_3 & a_5 & 0 & 0 \\ a_0 & a_2 & a_4 & 0 & 0 \\ 0 & a_1 & a_3 & a_5 & 0 \\ 0 & a_0 & a_2 & a_4 & 0 \\ 0 & 0 & a_1 & a_3 & a_5 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 & 0 & 0 \\ 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 & 714,19 & 0 & 0 \\ 0 & 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 & 0 \\ 0 & 8,82 \cdot 10^{-7} & 0,53 & 714,19 & 0 \\ 0 & 0 & 4,9 \cdot 10^{-4} & 11,17 & 1612 \end{vmatrix} = \quad (2.49)$$

$$= 2820 > 0.$$

Оскільки всі мінори і визначник Гурвіца є більшими від нуля, то САК є стійкою.

### Критерій Найквіста

Для дослідження САК за критерієм Найквіста по передавальній функції замкненої системи будується спеціальний годограф. Задавши передавальну функцію замкненої САК у робочому вікні *MATLAB* і скориставшись функцією *nyquist(W<sub>з</sub>)*, одержимо годограф (рис. 2.5).

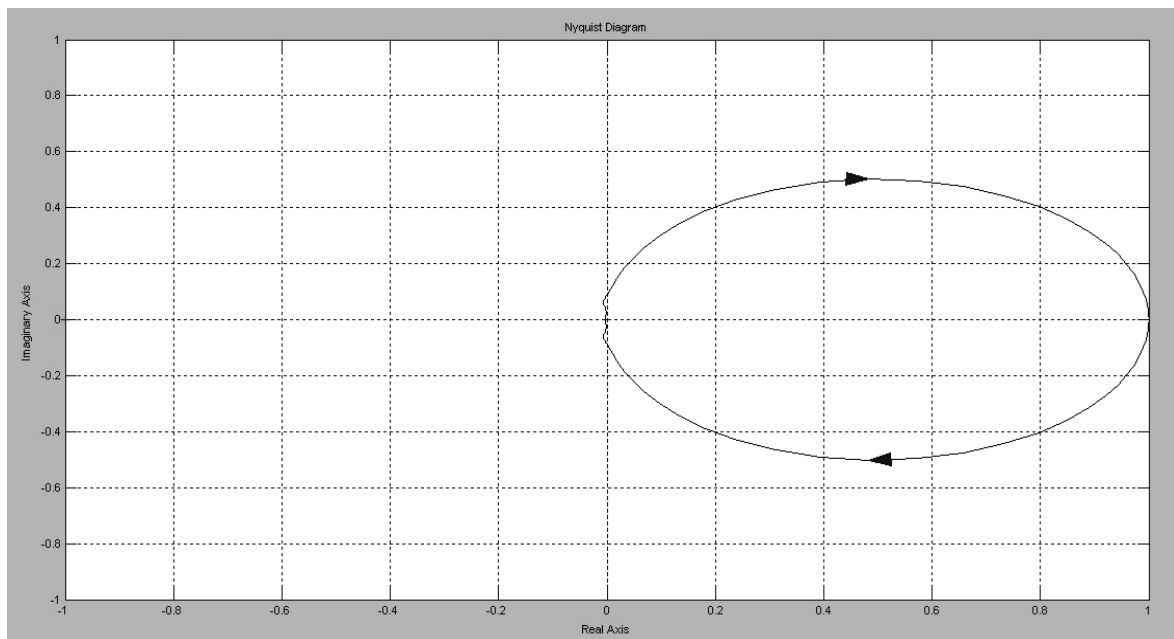


Рис. 2.5.- Годограф Найквіста

Оскільки побудований годограф не охоплює точку  $(-1 ; j0)$ , то САК стійка за критерієм Найквіста.

Побудуємо ЛАЧХ та ЛФЧХ і графічно визначимо запас стійкості за фазою  $\Delta\varphi$  та по амплітуді  $\Delta L$ .

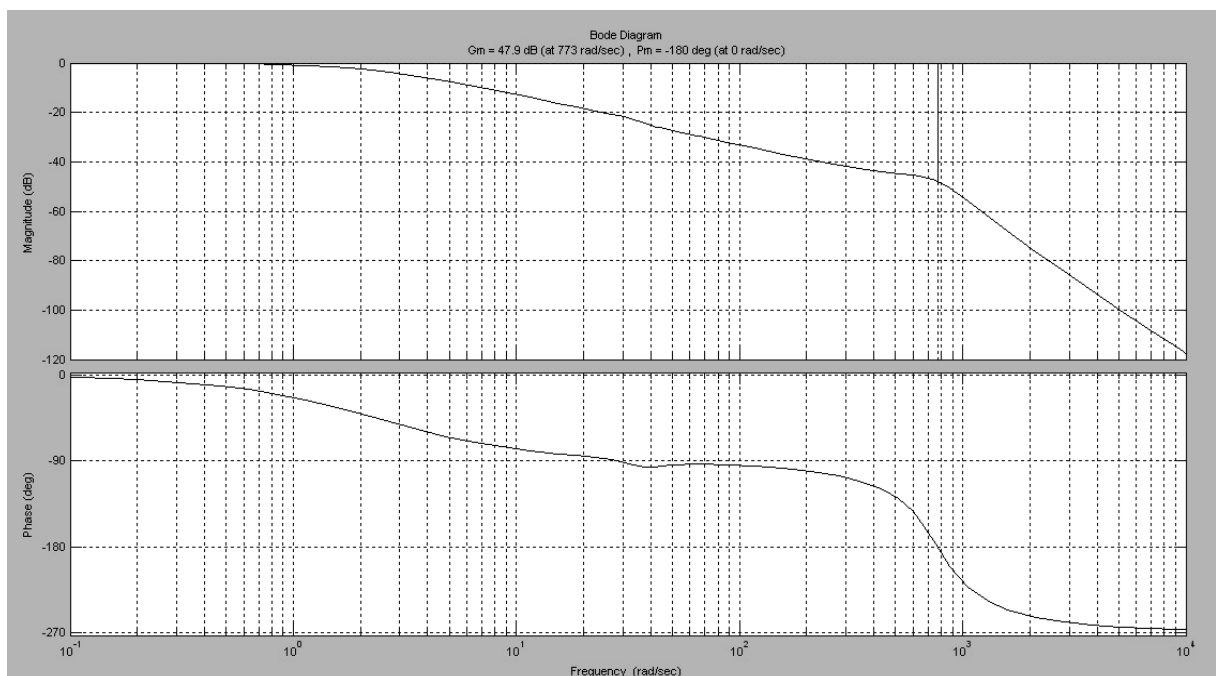


Рис. 2.6. - ЛАЧХ і ЛФЧХ САК

Як бачимо з графіків, які зображені на рис. 2.6, запас за амплітудою складає  $\Delta L = 47,9$  Дб, а за фазою  $\Delta \varphi = 180^\circ$ .

### **Розрахунок параметрів вітроустановки**

Оскільки основним джерелом для автономного електропостачання сільського будинку в даній дипломній роботі є фотоелектрична система, то ми обираємо вітроустановку невеликої потужності, яка буде забезпечувати отримання необхідної кількості електроенергії у випадку її нестачі у похмурі дні. Даним вимогам відповідає *вітрогенератор горизонтальної серії E1,5*.

Він є надійною системою, що зарекомендувала себе в умовах українського клімату. Простота і надійність конструкції досягається за рахунок використання високоякісних матеріалів та першокласного складання. Ефективний малошумний генератор прямого приводу на постійних магнітах з використанням кращих струмозйомних технологій забезпечує стабільне альтернативне енергозабезпечення навіть за низьких швидкостях вітру. У вітрогенератора застосовано аеромеханічну систему стабілізації частоти обертання вітротурбіни, що дозволяє експлуатувати її в широкому діапазоні швидкостей вітру.

#### *Характеристики:*

Номінальна потужність: 1500 Вт;

Максимальна потужність: 1800 Вт;

Номінальна напруга: 24 В;

Діаметр вітроколеса: 3,2 м;

Стартова швидкість вітру: 2,5 м/с;

Початкова робоча швидкість вітру: 3 м/с;

Номінальна швидкість вітру: 11 м/с;

Максимальна робоча швидкість вітру: 25 м/с;

Ураганна розрахункова швидкість вітру: 45 м/с;

Метод захисту від ураганного вітру: автоматичне згорання вітроколеса;

Номінальна швидкість обертання ротора: 380 об/хв.;

Ступень захисту оболонки: IP54;

Клас нагрівостійкості ізоляції: F;

Матеріал гондоли: корозієстійкий алюмінієвий сплав;

Матеріал лопатей: вуглецеве волокно і скловолокно;

Тип генератора: трьохфазний, на постійних магнітах (PMG);

Тип вихідного сигналу напруги: чиста синусоїда;

Вага вітрогенератора: 56 кг.

*Основні параметри ВЕУ :*

- 1) номінальна потужність  $P_{ном}$  [Вт, кВт] – потужність, що розвивається вітроустановкою при розрахунковій швидкості вітру;
- 2) розрахункова швидкість вітру  $V_p$  [м/с];
- 3) діаметр вітротурбіни  $D$  [м] ;
- 4) вироблення енергії за місяць  $W_m$  [кВт·год] – величина, залежна від середньої швидкості вітру;
- 5) середня потужність  $P_{cp}$  [кВт] – це основний параметр вітроустановки, який має бути узгоджений з відомою або проектною енергією, споживаною навантаженнями за той же проміжок часу. Він залежить від середньої швидкості вітру в місці роботи вітроустановки, розміру ВЕУ (обтікаючої площі, діаметру вітротурбіни) і конструктивної досконалості ВЕУ.

Якщо вважати що ВЕУ виконана грамотно і на сучасному рівні, то розрахувати очікуване вироблення енергії можна на спеціальному вітрокалькуляторі.

Потужність вітроустановки рівна:

$$P_{BEU} = \eta P_m, \quad (2.50)$$



де  $\eta$  – коефіцієнт корисної дії генератора і трансмісії (зазвичай рівний 0,8 – 0,9);  $P_m$  – потужність вітротурбіни, Вт.

Потужність турбіни складає:

$$P_m = \xi P_{\Pi}, \quad (2.51)$$

де  $\xi$  – коефіцієнт вітровикористання. Принципово відрізняється від ККД тим, що “недоотримана” потужність, в основному, не є втратами, а залишається в потоці. По різних теоріях максимальне значення коефіцієнта вітровикористання ідеального пристрою складає 0,59 – 0,68. Реальний коефіцієнт вітровикористання добре спроектованої турбіни складає 0,4-0,55;  $P_{\Pi}$  – потужність вітрового потоку, що проходить через обтікаючу вітротурбіною площу, Вт.

Потужність потоку обчислюється за формулою:

$$P_{\Pi} = \frac{\rho V^3}{2} S, \quad (2.52)$$

де  $\rho$  – густина повітря (стандартне значення  $1,225 \text{ кг/м}^3$ ),  $V$  – швидкість необуреного вітрового потоку, приймаємо  $V = 9 \text{ м/с}$ ,  $S$  – обтікаюча площа,  $\text{м}^2$ .

Обтікаючу площу розраховуємо за формулою:

$$S = \frac{\pi D^2}{4}. \quad (2.53)$$

Підставивши чисельні дані, одержимо

$$S = \frac{3,14 \cdot 3,2^2}{4} = 8,04 \text{ м}^2. \quad (2.54)$$

Визначимо потужність потоку:

$$P_{\Pi} = \frac{1,225 \cdot 9^3}{2} \cdot 8,04 = 3590 \text{ Вт} . \quad (2.55)$$

Обчислюємо потужність турбіни:

$$P_m = 0,45 \cdot 3590 = 1615,5 \text{ Вт} . \quad (2.56)$$

Отже, потужність ВЕУ рівна:

$$P_{BEU} = 0,85 \cdot 1615,5 = 1373,2 \text{ Вт} . \quad (2.57)$$

Цих залежностей вистачає для узгодження таких параметрів ВЕУ, як номінальна потужність, діаметр і розрахункова швидкість вітру. Але не менш важливими є очікуване вироблення енергії і середня потужність вітроустановки. Досить точно ці величини можна обчислити, знаючи діаграму розподілу швидкостей вітру за період, що цікавить. Для умов місто Гуляйполе дана діаграма наведена на рис. 2.7.

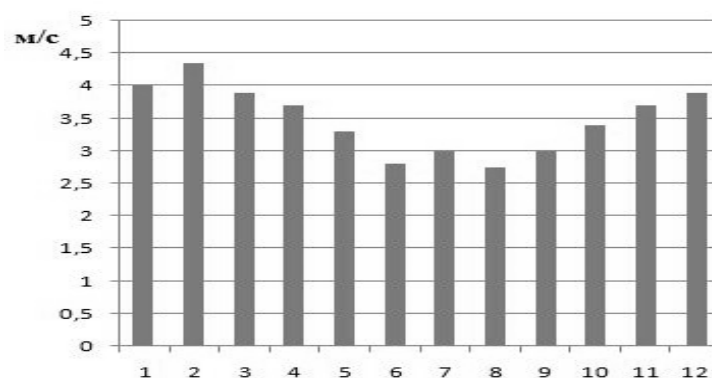


Рис. 2.7.- Середні швидкості вітру по місяцях (м.Гуляйполе)

При розрахунку місячного вироблення енергії приймаються наступні припущення:

- потужність ВЕУ при швидкості вітру нижче розрахункової пропорційна кубу швидкості вітру:  $P=P_{ном} \cdot (V/V_p)^3$ ;
- потужність вітроустановки при швидкості вітру вище розрахункової дорівнює номінальній (обмежується системою управління або потужністю генератора);
- розподіл швидкостей вітру за часом підпорядковується закону Гауса:

$$p = Ae^{-\pi A^2 (V-V_0)^2}, \quad (2.58)$$

де  $V_0$  – середня швидкість вітру м/с,  $A$  – параметр, що залежить від  $V_0$ .

У таблиці приведені деякі значення параметру  $A$ , одержані М.М. Поморцевим на базі статистичних даних.

Деякі значення коефіцієнта  $A$  при різних значеннях швидкості вітру

Таблиця 2.6 Деякі значення коефіцієнта  $A$  при різних значеннях швидкості вітру

| $V_0$ , м/с | 3     | 4     | 5     | 6    |
|-------------|-------|-------|-------|------|
| $A$         | 0,228 | 0,185 | 0,165 | 0,15 |

Таким чином, середня потужність вітроустановки залежно від її розрахункової швидкості і середньої швидкості вітру складе:

$$P_{cp} = \int_0^{\infty} P_{ном} \left( \frac{V}{V_p} \right)^3 Ae^{-\pi A^2 (V-V_0)^2} dV. \quad (2.59)$$

Маючи дані:  $P_{ном} = 1500 \text{ Вт}$ ,  $V = 9 \text{ м/с}$ ,  $V_p = 9,268 \text{ м/с}$ ,  $A = 0,228$ ,  $V_0 = 3 \text{ м/с}$  і використовуючи програму *Mathcad*, отримаємо  $P_{cp} = 103,3 \text{ Вт}$ .

Визначаємо кількість виробленої енергії за місяць:

$$W_M = P_{cp} N n, \quad (2.60)$$

де  $N$  – кількість днів у місяці,  $n$  – кількість годин у добі.

Тоді

$$W_M = 103,3 \cdot 30 \cdot 24 = 74,38 \text{ кВт} \cdot \text{год}. \quad (2.61)$$

Величина виробленої енергії невелика, але оскільки вітроустановка в системі використовується лише як додаткове джерело енергії у випадку нестачі її від роботи фотоелектричної системи, то її достатньо.

### **Розрахунок імпульсного стабілізатора напруги**

Однією з найрозповсюдженіших причин, що призводить до відмови або виводу з ладу електрообладнання, є нестабільність напруги мережі. Це трапляється, наприклад, через аварії на підстанціях та лініях електропередач, застаріле високовольтне обладнання тощо. У промислових мережах змінного струму часто виникають недопустимі відхилення напруги, імпульсні перешкоди амплітудою в одиниці кВ. Надійним захистом від неякісного електроживлення зазвичай є стабілізатори напруги – апарати для її автоматичного підтримання. Стабілізатор автоматично підтримує рівень напруги 220 В при відхиленнях від норми величини вхідної напруги мережі живлення.

*Ферорезонансні стабілізатори* характеризуються надійністю, здатністю одночасно стабілізувати лінійну і фазну напруги. Цей тип стабілізаторів функціонує у діапазоні температур від  $-40$  до  $+40$  °С, тому може встановлюватись у неопалюваних приміщеннях.

*Переваги:*

- висока швидкодія;
- регулювання напруги без розриву фази;
- відносна простота схеми і, відповідно, висока її надійність;
- висока точність стабілізації напруги (3%).

*Ступеневі стабілізатори* є найбільш розповсюдженим типом стабілізаторів. Вторинна обмотка їх трансформатора має виводи з різними коефіцієнтами трансформації, які перемикаються автоматично при зміні напруги мережі. Схема базується на комутації виводів автотрансформатора за допомогою силових ключів. За типом силових ключів ці стабілізатори поділяються на дві групи: з напівпровідниковими і релейними ключами. Перевагами першої є безшумність роботи, можливість створення швидкодіючих схем регулювання напруги. До переваг релейних ключів належить висока стійкість до імпульсних перенапруг. Виробники сучасних реле гарантують у середньому до 6 млн. перемикань при номінальному струмі, це забезпечує безаварійну роботу стабілізатора протягом тривалого часу.

*Переваги:*

- малі габарити;
- відносно низька вартість;
- незначні перешкоди та спотворення синусоїдності напруги;
- широкий діапазон вхідної напруги.

*Недоліки:*

- переривання напруги у процесі регулювання (обмеження застосування для високоіндуктивних та високоємнісних навантажень);
- дискретність регулювання (напруга на виході змінюється “ступенево” у межах заданого діапазону).

Потужність таких стабілізаторів від 100 ВА до 100 кВА.

*Електромеханічні стабілізатори.* Основу схеми цих пристроїв складає регульований автотрансформатор, який вмикається у первинну обмотку вольт додавального трансформатора. Вторинна обмотка вмикається у розрив фази мережі. Контроль вхідної напруги відбувається постійно, при відхиленні її від номінального значення змінюється характеристика автотрансформатора. Така схема дозволяє плавно регулювати напругу без переривафазння фази і без спотворення синусоїди. Цей стабілізатор напруги достатньо компактний і придатний для будь-якого навантаження. Застосовується у силових мережах житлових будівель, банків, промислових об'єктів, медичних закладів.

*Перевагами є:*

- найвищий коефіцієнт віддачі (98-99%);
- великий робочий ресурс;
- висока точність утримання вихідної напруги  $220 \pm 1\%$ ;
- відсутність перешкод та спотворень синусоїди;
- велика навантажувальна здатність;
- широкий діапазон корекції напруги 140-260 В;
- відсутність електронних блоків, можливість організації систем з широким діапазоном потужностей від 0.3 кВА до 2 МВА.

*Недоліками є:*

- висока вартість;
- великі масо-габаритні показники порівняно із ступеневими коректорами напруги;
- обмежена швидкість регулювання.

Спочатку потрібно визначити потужність стабілізатора напруги. Для цього достатньо знати лише струм спрацювання автоматичного вимикача на вводі в будівлю (номінал автомату). У нашому випадку струм спрацювання автоматичного вимикача становить 63 А. Отже, мінімальна потужність, яка нам дозволена технічними умовами

підключення до загальної електромережі становить 13860 ВА (200 А·220В).

Враховуючи все вище зазначене, обираємо трьохфазний стабілізатор напруги «Елім Україна» СНАЗШ-15 кВА.

Потужність: 15 кВА;

Вхідна напруга: 300-430 В;

Вихідна напруга:  $380 \pm 3\%$ ;

ККД: 98% при напрузі в мережі 380 В;

Швидкість спрацьовування: не менше 0,5 с;

Робоча температура:  $-5 \dots +40^{\circ}\text{C}$ ;

Вихідний сигнал – чиста синусоїда;

Підключення – гвинтові клеми;

Принцип роботи: електромеханічні автотрансформатори на кожній фазі, керовані прецизійною мікропроцесорною електронікою;

Габарити: 355 x 360 x 870 мм;

Вага: 61 кг.

*Вихідні дані, необхідні для розрахунку:*

–  $P_n = 15000 \text{ Вт}$  – потужність навантаження;

–  $U_{\text{вх.ном}} = 380 \text{ В}$  – номінальна вхідна напруга;

–  $k_{\text{вх.1}} = 0,8$  – коефіцієнт для розрахунку мінімальної вхідної напруги;

–  $k_{\text{вх.2}} = 1,2$  – коефіцієнт для розрахунку максимальної вхідної напруги;

–  $U_n = 380 \text{ В}$  – вихідна стабілізована постійна напруга блоку;

–  $I_n = 40 \text{ А}$  – номінальний струм навантаження;

–  $U_n \sim 1,1 \text{ В}$  – змінна складова вихідної постійної напруга ІСН (пульсація), розмах;

–  $f = 10 \text{ кГц}$  – частота роботи силових транзисторів ІСН;

- матеріал осердя М6000НМ1 (марка ферита осердя силового трансформатора вибирається з ряду: М2000 НМ1–А(Б); М2000 НМ1-17; М3000 НМ-А; М6000 НМ-1).

### **Визначення вихідних даних для розрахунку трансформатора**

Головна вимога до імпульсного трансформатора – це передача короткочасних імпульсів без спотворення форми (з найменшим спотворенням), що залежить від властивостей осердя, конструктивного виконання трансформатора та параметрів приладів, з якими працює трансформатор.

Передача імпульсів з великою частотою обмежується втратами на вихрові струми. Тому осердя малопотужних імпульсних трансформаторів, що призначені для роботи на високих частотах, виконують з феритів.

Потужність навантаження дорівнює:

$$P_n = U_n I_n , \quad (2.62)$$

де  $U_n$  – напруга навантаження, В,  $I_n$  – струм в навантаженні, А.

Підставивши чисельні дані, одержимо:

$$P_n = 380 \cdot 40 \approx 15000 \text{ Вт} . \quad (2.63)$$

Мінімальне амплітудне значення напруги на первинній обмотці трансформатора визначається за формулою:

$$U_{1m.\min} = U_{ex.\min} - U_{к.е.н} , \quad (2.64)$$

де  $U_{ex.\min}$  – мінімальна вхідна напруга, В,  $U_{к.е.н}$  – напруга колектор-емітер силового транзистора в режимі насичення, становить 0,7 В.



Мінімальну вхідну напругу розраховуємо за формулою:

$$U_{ex.min} = k_{ex.1} U_{ex.ном} . \quad (2.65)$$

$$U_{ex.min} = 0,8 \cdot 380 = 304 \text{ В} . \quad (2.66)$$

Тоді мінімальне амплітудне значення напруги на первинній обмотці трансформатора складе

$$U_{1m.min} = 304 - 0,7 = 303,3 \text{ В} . \quad (2.67)$$

Мінімальне амплітудне значення напруги на вторинній обмотці трансформатора:

$$U_{2m.min} = \frac{U_n + \Delta U_{dp} + \Delta U_{\partial}}{\gamma_{max}} , \quad (2.68)$$

де  $\Delta U_{dp}$  – падіння напруги на дроселі  $L_{\phi}$  (приймається  $\Delta U_{dp} \approx 0,6 \text{ В}$  при  $U_n > 5 \text{ В}$ ),  $R_{dp}$  – опір обмотки дроселя, Ом,  $\gamma_{max}$  – граничний коефіцієнт заповнення імпульсів керування, приймаємо  $\gamma_{max} = 0,45$ . Теоретично граничний коефіцієнт заповнення повинен бути  $< 0,5$ .

$$U_{2m.min} = \frac{380 + 0,6 + 0,7}{0,45} = 847,34 \text{ В} . \quad (2.69)$$

Визначаємо коефіцієнт трансформації:

$$K_{mp} = \frac{U_{2m.min}}{U_{1m.min}} . \quad (2.70)$$

Тоді

$$K_{mp} = \frac{847,34}{303,3} = 2,79. \quad (2.71)$$

Максимальна амплітудна напруга на вторинній обмотці трансформатора обчислюється за формулою:

$$U_{2m.\max} = K_{mp} U_{1m.\max}, \quad (2.72)$$

де  $U_{1m.\max} = k_{вх.2} \cdot U_{вх.ном} - U_{к.е.н.}$  – максимальна амплітудна напруга на первинній обмотці трансформатора.

Тоді

$$U_{1m.\max} = 1,2 \cdot 380 - 0,7 = 455,3 \text{ В}. \quad (2.73)$$

$$U_{2m.\max} = 2,79 \cdot 455,3 = 1270,29 \text{ В}. \quad (2.74)$$

Визначимо мінімальне значення коефіцієнта заповнення імпульсів напруги на трансформаторі:

$$\gamma_{\min} = \frac{U_n + \Delta U_{op} + \Delta U_o}{U_{2m.\max}}. \quad (2.75)$$

$$\gamma_{\min} = \frac{380 + 0,6 + 0,7}{1270,29} = 0,3. \quad (2.76)$$

Обчислюємо ефективні значення напруг на первинній та вторинній обмотках трансформатора:

$$U_{1.eф} = U_{1m.\min} \sqrt{\gamma_{\max}}, \quad (2.77)$$

$$U_{2.эф} = U_{2m.min} \sqrt{\gamma_{max}} .$$

Тоді

$$\begin{aligned} U_{1.эф} &= 303,3 \cdot \sqrt{0,45} = 203,46 \text{ В} , \\ U_{2.эф} &= 847,34 \sqrt{0,45} = 568,41 \text{ В} . \end{aligned} \quad (2.78)$$

Визначаємо ефективні значення струмів у вторинній та первинній обмотках трансформатора:

$$\begin{aligned} I_{1.эф} &= I_2 \sqrt{\gamma_{max}} , \\ I_{2.эф} &= I_n \sqrt{\gamma_{max}} . \end{aligned} \quad (2.79)$$

де  $I_2$  – амплітудне значення струму вторинної обмотки трансформатора, А. У нашому випадку  $I_2 = 14,34 \text{ А}$  при незначній пульсації струму через дросель фільтра.

Тоді

$$\begin{aligned} I_{1.эф} &= 14,34 \cdot \sqrt{0,45} = 9,62 \text{ А} , \\ I_{2.эф} &= 40 \cdot \sqrt{0,45} = 26,83 \text{ А} . \end{aligned} \quad (2.80)$$

Тепер ми можемо знайти габаритну потужність трансформатора:

$$P_{габ} = \frac{U_{1.эф} I_{1.эф} + U_{2.эф} I_{2.эф}}{2} + P_{втр} , \quad (2.81)$$

де  $P_{втр.} = P_n \cdot k_y$ , Вт,  $k_y$  – коефіцієнт втрат на живлення схеми (УУ) з урахуванням її споживання  $P_{втр.}$

Прийmemo  $k_y = 0,02$ , тоді можна визначити додаткову потужність у трансформаторі:

$$P_{втр} = 15000 \cdot 0,02 = 300 \text{ Вт} ,$$

$$P_{заб} = \frac{203,46 \cdot 9,62 + 568,41 \cdot 26,83}{2} + 300 = 8904 \text{ Вт} .$$
(2.82)

Розрахуємо параметр, що характеризує електромагнітну потужність трансформатора –  $S_{cm} \times S_{\epsilon}$  (в  $\text{см}^4$ ). Це похідна площі активного поперечного перерізу магнітопроводу трансформатора  $S_{cm}$  (в  $\text{см}^2$ ) на площу «вікна» осердя  $S_{\epsilon}$  (в  $\text{см}^2$ ), яке заповнене обмотками трансформатора:

$$S_{cm} \cdot S_{\epsilon} \geq \frac{P_{заб}}{10 \Delta B j \eta_{mp} k_c k_M f} ,$$
(2.83)

де  $\Delta B$  – діапазон зміни магнітної індукції в осерді трансформатора за час робочого імпульсу  $t_i$  (Тл). Прийmemo  $\Delta B = 0,4 \text{ Тл}$  згідно таблиці 2.7,  $f$  – частота роботи, кГц,  $j$  – щільність струму в обмотках трансформатора, вибирається в залежності від вихідної потужності (табл. 2.8), приймаємо  $j = 4 \text{ А/мм}^2$ ,  $\eta_{mp}$  – коефіцієнт корисної дії трансформатора на цьому етапі, приймаємо  $\eta_{mp} = 0,97$  – для  $P_n > 50 \text{ Вт}$ ,  $k_c$  – коефіцієнт, що враховує ефективне заповнення площі поперечного перерізу осердя магнітопроводу феромагнетиком; для фериту  $k_c = 1$ ,  $k_M$  – коефіцієнт, що враховує ступінь заповнення “вікна” осердя міддю обмоток, приймаємо  $k_M = 0,15$  – при  $P_n > 50 \text{ Вт}$ :

Таблиця 2.7 Діапазон зміни магнітної індукції в осерді трансформатора для  
ДВОХТАКТНОГО СИЛОВОГО ВУЗЛА

| Марка фериту                            | Діапазон $\Delta B$ , Тл |
|---|--------------------------|
|   | $P_n \geq 11 \text{ Вт}$ |
| M2000HM1-A<br>M2000HM1-Б<br>M2000HM1-17 | 0,2                      |
| M300HM1-A                               | 0,28                     |
| M6000HM1                                | 0,4                      |

Тоді

$$S_{cm} \cdot S_{\sigma} \geq \frac{8904}{10 \cdot 0,4 \cdot 4 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 0,25 \cdot 10} = 229,48 \text{ см}^4. \quad (2.84)$$

Таблиця 2.8.- Щільність струму в обмотках трансформатора

| $P_n$ , Вт              | <10 | 10...20 | 21...50 | 51...100 | 101...200 | >200  |
|-------------------------|-----|---------|---------|----------|-----------|-------|
| $J$ , А/мм <sup>2</sup> | 10  | 8...6   | 6...5   | 5...4,5  | 4,5...4   | 4...3 |

За цим параметром обираємо за довідниковими даними найближче осердя із ряду магнітопроводів [15] – ПЛ 20×40×100:  $S_{ст} \times S_B = 227,2 \text{ см}^4$ .

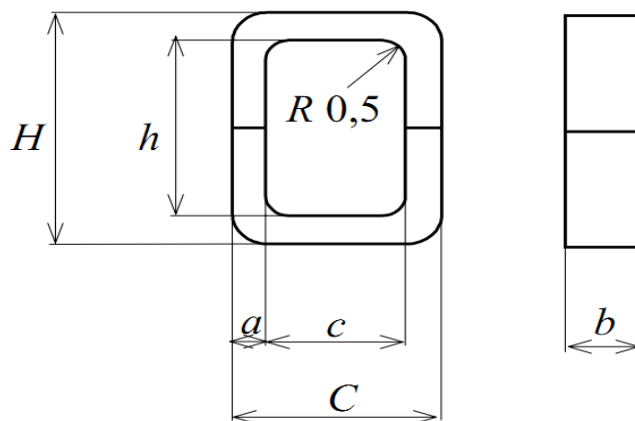


Рис. 2.8. Стрічковий магнітопровід:  $a = 20 \text{ мм}$ ;  $h = 40 \text{ мм}$ ;  $c = 32 \text{ мм}$ ;  $C = 72 \text{ мм}$ ;  $H = 140 \text{ мм}$ ;  $b = 100 \text{ мм}$ ;  $S_{cm} = 7,1 \text{ см}^2$ ;  $l_{cp} = 32,7 \text{ см}$ ;  $G_{cm} = 1,77 \text{ кг}$

Максимальна тривалість імпульсу напруги (в мкс) на обмотках трансформатора визначається за формулою:

$$t_{i.\max} = T\gamma_{\max} . \quad (2.85)$$

де  $T$  – період імпульсів, с.

Тоді

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{10 \cdot 10^3} = 0,1 \text{ мс} . \quad (2.86)$$

Максимальна тривалість імпульсу напруги дорівнює

$$t_{i.\max} = 0,1 \cdot 0,45 = 45 \text{ мкс} . \quad (2.87)$$

Визначаємо число витків первинної  $W_1$  та вторинної  $W_2$  обмоток силового трансформатора:

$$W_1 = \frac{t_{i.\max} U_{1m.\min}}{\Delta B S_{cm}} , \quad (2.88)$$

$$W_2 = K_{mp} W_1 .$$

Підставивши чисельні дані й округливши результат до цілого числа, одержимо:

$$W_1 = \frac{0,45 \cdot 303,3 \cdot 10^{-4}}{0,4 \cdot 7,1 \cdot 10^{-4}} = 48 \text{ витків} , \quad (2.89)$$

$$W_2 = 2,79 \cdot 48 = 134 \text{ витки}.$$

Діаметри міді проводів (в мм) для первинної та вторинної обмоток обчислюємо таким чином:

$$D_{1M} = D_{2M} = 1,13 \sqrt{\frac{I_{1.ef}}{jNN_1}}, \quad (2.90)$$

де  $I_{1.ef}$  – ефективний струм, А,  $j$  – щільність струму в обмотках трансформатора,  $j = 4 \left[ \frac{A}{\text{мм}^2} \right]$ ,  $NN_1$  – число паралельних проводів в первинній та вторинній обмотках трансформатора, для двотактного:  $NN_1 = 3$ .

Тоді одержимо

$$D_{1M} = D_{2M} = 1,13 \sqrt{\frac{9,62}{4 \cdot 3}} = 1,01 \text{ мм}. \quad (2.91)$$

Із довідкових даних для обмотувальних проводів вибираємо провід, найближчий за значенням діаметра. Там же знаходимо площі поперечного перерізу обраних проводів (в мм<sup>2</sup>) з урахуванням ізоляції  $S_{1iz}$  і  $S_{2iz}$  відповідно для первинної та вторинної обмоток. Обираємо провід ПЕВ-2 з  $D_{1.ef} = D_{1.ef} = 1,08 \text{ мм}$ .

Площа проводу з ізоляцією:  $S_{1iz} = 1,11 \text{ мм}^2$ . Опір постійному струму  $\rho_1 = 0,0191 \text{ Ом/м}$ .

Сумарна площа поперечного перерізу (в см<sup>2</sup>), яка займає вікно осердя первинною і вторинною обмотками:

$$S_{\Sigma} = (S_{1\Sigma} + S_{2\Sigma}) / 100, \quad (2.92)$$

де  $S_{1\Sigma} = S_{1\text{з}} W_1 N N_1$  – площа поперечного перерізу, що зайнята первинною обмоткою,  $\text{мм}^2$ ,  $S_{2\Sigma} = S_{2\text{з}} W_2 N N_2$  – площа поперечного перерізу, що зайнята вторинною обмоткою,  $\text{мм}^2$ .

$$S_{1\Sigma} = 1,11 \cdot 48 \cdot 3 = 159,84 \text{ мм}^2, \quad (2.93)$$

$$S_{2\Sigma} = 1,11 \cdot 134 \cdot 3 = 442,2 \text{ мм}^2$$

Тоді

$$S_{\Sigma} = (159,84 + 442,2) / 100 = 6,02 \text{ см}^2. \quad (2.94)$$

На основі попередніх даних визначимо коефіцієнт заповнення вікна осердя обмотками:

$$k_{\text{с}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{с}}}, \quad (2.95)$$

де  $S_{\text{с}}$  – площа перерізу вікна вибраного нами осердя трансформатора.

Тоді

$$k_{\text{с}} = \frac{6,02}{32} = 0,19. \quad (2.96)$$

Визначаємо довжину проводу, необхідного для намотування первинної і вторинної обмоток:

$$\begin{aligned} l_{1\text{н}} &= l_{\text{ср.с1}} \cdot W_1 / 100, \\ l_{2\text{н}} &= l_{\text{ср.с2}} \cdot W_2 / 100. \end{aligned} \quad (2.97)$$



де  $l_{cp.в}$  – середня довжина витка при намотуванні, яка визначається за виразом:

$$l_{cp.в1} = 2(a + b + D_{1.эф}), \quad (2.98)$$

де  $a, b$  – розміри магнітопровода, мм,  $D_{1.эф}$  – діаметр міді проводів, мм.

Тоді

$$l_{cp.в1} = 2 \cdot (20 + 40 + 1,08) = 122,16 \text{ мм}. \quad (2.99)$$

$$l_{1н} = \frac{122,16 \cdot 48}{100} = 58,6 \text{ см},$$

$$l_{2н} = \frac{122,16 \cdot 134}{100} = 163,7 \text{ см}. \quad (2.100)$$

Обчислюємо активний опір постійному струму (Ом) первинної та вторинної обмоток:

$$R_1 = \frac{\rho_1 l_{1н}}{NN_1},$$

$$R_2 = \frac{\rho_2 l_{2н}}{NN_2}, \quad (2.101)$$

де  $\rho_1, \rho_2$  – опір одного метра намотувального проводу даного перерізу,  $\rho_1 = \rho_2 = 0,0191 \text{ Ом/м}$ .

Підставивши чисельні дані, одержимо:

$$R_1 = \frac{0,0191 \cdot 0,586}{3} = 0,0037 \text{ Ом},$$

$$R_2 = \frac{0,0191 \cdot 1,637}{3} = 0,01 \text{ Ом}. \quad (2.102)$$

Розрахуємо повний опір обмоток з урахуванням ефекту витіснення струму на високій частоті (поверхневого ефекту). Як відомо, із зростанням частоти перетворення збільшується опір мідного провідника.

Формула розрахунку опору мідного провідника круглого перетину на високій частоті має вигляд:

$$R_n = k_f \cdot r_o, \quad (2.103)$$

де  $R_n$  – повний опір провідника з урахуванням поверхневого ефекту, Ом,  $r_o$  – опір провідника постійного струму, Ом,  $k_f$  – коефіцієнт поправки на вплив високої частоти.

Таким чином, повертаючись до вираження повного опору на високій частоті в позначеннях розглянутої методики розрахунку трансформатора, будемо мати:

$$\begin{aligned} R_{1n} &= k_f R_1, \\ R_{2n} &= k_f R_2. \end{aligned} \quad (2.104)$$

де  $R_{1n}$  і  $R_{2n}$  – повні опору первинної та вторинної обмоток трансформатора на високій частоті, Ом,  $k_f$  – значення коефіцієнта, взяте з таблиці 2.9,  $R_1$  і  $R_2$  – опори обмоток постійному струму.

Таблиця 2.9 - Коефіцієнт поправки  $k_f$  для синусоїдального струму високої частоти

| Частота $f$ ,<br>кГц        | 20    | 50    | 75   | 100 | 150  | 200 | 250  | 300 | 400  | 500  |
|-----------------------------|-------|-------|------|-----|------|-----|------|-----|------|------|
| $k_f$ при<br>$D_M > 0,8$ мм | 1,014 | 1,065 | 1,24 | 1,3 | 1,41 | 1,6 | 1,76 | 1,9 | 2,16 | 2,37 |

У нашому випадку при діаметрі дроту  $1,08 \text{ мм}$  і частоті  $20 \text{ кГц}$   $k_f = 1,014$ .

Знайдені значення опорів обмоток трансформатора будуть використані нижче, для визначення втрат потужності в трансформаторі.

$$\begin{aligned} R_{1n} &= 1,014 \cdot 0,0037 = 0,00375 \text{ Ом}, \\ R_{2n} &= 1,014 \cdot 0,01 = 0,0101 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (2.105)$$

### **Розрахунок втрат у високочастотному трансформаторі та його ККД**

Визначаємо втрати потужності (у ватах) в міді первинної і вторинної обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} P_{1M} &= I_{1.ef}^2 R_{1n}, \\ P_{2M} &= I_{2.ef}^2 R_{2n}. \end{aligned} \quad (2.106)$$

Підставивши чисельні дані, одержимо:

$$\begin{aligned} P_{1M} &= 9,62^2 \cdot 0,00375 = 0,347 \text{ Вт}, \\ P_{2M} &= 26,83^2 \cdot 0,0101 = 7,27 \text{ Вт}. \end{aligned} \quad (2.107)$$

Обчислюємо сумарні втрати в міді в обох обмотках трансформатора з урахуванням зміни опору при збільшенні температури за формулою:

$$P_M = (P_{1M} + P_{2M}) \cdot (1 + 0,004 \cdot (T_{дон} - T_0)), \quad (2.108)$$

де  $T_{дон}$  – максимальна допустима температура матеріалу осердя ( $T_{дон} = 100 \div 1200 \text{ } ^\circ\text{C}$ ),  $T_0 = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$ .

Тоді

$$P_M = (0,347 + 7,27) \cdot (1 + 0,004 \cdot (100 - 15)) = 10,2 \text{ Вт} \quad (2.109)$$

Розраховуємо за виразом, приведеним нижче, питомі втрати в магнітопроводі в залежності від частоти і індукції:

$$P_{num} = P_1 f^\alpha \Delta B^\beta (1 + kT) \quad (2.110)$$

де  $P_1$ ,  $k$  – коефіцієнти, значення яких наведені в таблиці 2.10,  $T$  – температура осердя трансформатора, на цьому етапі приймемо  $T = 100$  °C, із таблиці 2.10. знаходимо  $P_1 = 11$  Вт/кг,  $\alpha = 1,35$ ,  $\beta = 2,69$ ,  $k = 0,008$  (°C)<sup>-1</sup>.

Підставивши ці чисельні дані, одержимо наступне значення питомих втрат у магнітопроводі:

$$P_{num} = 11 \cdot 10^{1,35} \cdot 0,4^{2,69} \cdot (1 + 0,008 \cdot 100) = 37,7 \text{ Вт / кг} \quad (2.111)$$

Знайдемо втрати в осерді трансформатора на його перемагнічування, нехтуючи втратами на вихрові струми:

$$P_{cm} = \frac{P_{num} m_{mp.o}}{1000} \quad (2.112)$$

де  $m_{mp.o}$  – маса осердя трансформатора в грамах.

Таблиця 2.10 - Коефіцієнти для розрахунку питомої потужності

| Коефіцієнт             | Значення коефіцієнта при частоті, кГц |          |             |          |           |          |           |          |
|------------------------|---------------------------------------|----------|-------------|----------|-----------|----------|-----------|----------|
|                        | 0,4÷100                               | 100÷1000 | 0,4÷100     | 100÷1000 | 0,4÷100   | 100÷1000 | 0,4÷100   | 100÷1000 |
|                        | Марки феритів                         |          |             |          |           |          |           |          |
|                        | M2000HM-1A<br>M2000HM-1Б              |          | M2000HM1-17 |          | M3000HH-A |          | M6000HM-1 |          |
| $P_1$<br>Вт/кг         | 32±7                                  | 13±3     | 63±10       | 25±4     | 48±8      |          | 11±2      | 38±0,8   |
| $\alpha$               | 1,2                                   | 1,4      | 1,2         | 1,4      | 1,2       |          | 1,35      | 1,6      |
| $\beta$                | 2,4                                   |          | 2,85        |          | 2,76      |          | 2,69      | 2,6      |
| $k$ (°C) <sup>-1</sup> | 0,004                                 |          | 0,004       |          | 0,008     |          | 0,008     |          |

Тоді

$$P_{ct} = \frac{37,7 \cdot 1770}{1000} = 66,73 \text{ Вт} . \quad (2.113)$$

Тепер можемо визначити сумарні втрати потужності в трансформаторі:

$$P_{\Sigma} = P_M + P_{ct} . \quad (2.114)$$

$$P_{\Sigma} = 10,2 + 66,73 = 76,93 \text{ Вт} . \quad (2.115)$$

Відповідно до знайдених сумарних втрат, ККД трансформатора одержимо з виразу:

$$\eta_{tr} = \frac{U_{2.эф} I_{2.эф} 100}{U_{2.эф} I_{2.эф} + P_{\Sigma}} , \quad (2.116)$$

$$\eta_{tr} = \frac{568,41 \cdot 26,83}{568,41 \cdot 26,83 + 76,93} \cdot 100 = 99,5 \% . \quad (2.117)$$

## 2.6 Розрахунок інвертора

Знаючи деякі параметри інвертора, а саме: вхідну напругу  $U_{вх} = 30$  В, ККД  $\eta_{inv} = 0,7$ , а також розрахункову споживану потужність,  $P_{inv} = 0,643$  кВт, а отже сумарну енергію, споживану будівлею за тиждень  $W_{тижд} = 90,015$  кВт·год/тиждень, ми можемо визначити необхідну кількість постійного струму для живлення інвертора, що надалі нам дозволить визначити необхідні параметри для вибору якості і кількості фотоелектричних модулів сонячних батарей, акумуляторних батарей та

імпульсного

стабілізатора

напруги.

Визначимо необхідне навантаження постійного струму на тиждень для живлення інвертора:

$$W_{p.m} = \frac{W_{тижд}}{\eta_{инв}}, \quad (2.118)$$

де  $W_{\delta}$  – сумарна енергія, споживана будівлею на тиждень, кВт·год. Вона дорівнює сумі енергії, споживаної електроприладами і освітленням,  $\eta_{инв}$  – ККД інвертора, приймаємо  $\eta_{инв} = 0,8$ .

$$W_{p.m} = \frac{90,015}{0,8} = 112,51 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{тиждень}. \quad (2.119)$$

Визначимо кількість постійного струму на тиждень, для живлення інвертора:

$$I_m = \frac{W_{p.m}}{U_{вх}}, \quad (2.120)$$

де  $U_{вх}$  – вхідна напруга інвертора, В.

$$I_m = \frac{112,51}{30} = 3,75 \text{ кА} \cdot \text{год} / \text{тиждень}. \quad (2.121)$$

Визначимо необхідну кількість постійного струму в день (за добу), для живлення інвертора:

$$I_{\text{дн}} = \frac{I_m}{n}, \quad (2.122)$$

де  $n$  – кількість робочих днів, в які відбувається найбільше споживання, приймаємо 5 днів.

$$I_{\text{дн}} = \frac{3750}{5} = 750 \text{ А} \cdot \text{год} / \text{тиждень}. \quad (2.123)$$

При виборі інвертора для нашої системи слід керуватися такими принципами: простота і надійність конструкції, простота в експлуатації, невисока вартість поряд з такими характеристиками, як висока точність підтримки частоти і значення вихідної напруги, висока перевантажувальна здатність, синусоїдальна форма вихідної напруги. При всьому цьому потрібна однофазна вихідна напруга і необхідна потужність інвертора, для забезпечення загального навантаження на інвертор в 0,643 кВт. Оскільки ми розробляємо автономну гібридну (вітросонячну) систему електропостачання інвертор потрібно взяти із запасом потужності, враховуючи розрахунок вітроустановки. Тому перевагу надаємо інвертору *Santec NC-1200-S* типу OFF–GRID (для використання з акумуляторними батареями без підключення до мережі).

Номінальна напруга інвертора: 30 В;

Номінальна потужність: 1,2 кВт;

Пікова потужність: 2,4 кВт;

ККД при номінальному навантаженні: 87%;

Розміри: 310×150×70 мм.

Вихідні характеристики:

- вихідна напруга інвертора: 220В ± 15%;
- тип хвилі: чиста синусоїда, відхилення;
- частота: 50Гц ± 2%.

Інверторний силовий блок перетворює постійний струм в однофазний змінний синусоїдальний струм з постійною амплітудою і стабільною частотою. Вихідна напруга не залежить від спотворень або перебоїв в мережі.

До складу інвертора входить байпас (функція, що дозволяє виконати комутацію вхідного сигналу безпосередньо на вихід, минаючи всі функціональні блоки). У разі перебоїв або зникнення мережі сонячна або акумуляторна батарея, підключена до входу постійного струму, підключається миттєво, без перерви в живленні споживача. Якщо досягається рівень низького розряду батарей, інвертор автоматично вимикається, своєчасно видаючи попередження про відключення. Автоматичне перемикавання навантаження на байпас або будь-який інший доступний ввід відбувається в разі виходу інвертора за рамки встановленого діапазону.

Статичний байпас складається з напівпровідникового ключа в ланцюзі байпаса. У разі допустимого відхилення вихідної напруги від встановленого значення він автоматично і безперебійно перемикає навантаження на мережу. Модуль статичного байпаса задіє безперебійний статичний ключ для перемикавання мережі в заданому діапазоні. Ключ може бути приведений в дію як вручну, так і автоматично – контролером. Мікропроцесорний моніторинг автономний, і запобігає збоєм в роботі модуля і будь-яким нелогічним перемиканням статичного байпаса.

Статичний байпас має перевантажувальну здатність 150% на 10 хв., і 1000% на 100 мс. Якщо відбулося перевантаження або коротке замикання, байпас автоматично переводить навантаження на інвертор, в разі якщо він працює в нормальному режимі. Статичний байпас складається з антипаралельного тиристорного блоку з мікропроцесорним керуванням. Перемикавання з інвертора на мережу і назад здійснюється в синхронізованому режимі без розриву ланцюга.



## Опис електричної принципової схеми інвертора

Функціональна й електрична принципова схема інвертора наведені в графічній частині роботи (АЕП 501.002.002 Е2). Розглянемо спочатку функціональну схему, а потім перейдемо до принципової.

Задаючий генератор ЗГ виробляє прямокутні імпульси тривалістю 10 мс. Із виходів ЗГ імпульси надходять на лінію затримки ЛЗ і одновібратор ОВ. ЛЗ необхідна для того, щоб рівень логічної одиниці прийшов на схему співпадіння на 1 мкс пізніше, ніж імпульс з одновібратора. Тривалість імпульса одновібратора віднімається від тривалості імпульса ЗГ і має бути більшою від тривалості запирання тиристорів. Вихідний формувач імпульсів ВФ видає керуючі імпульси на керуючі електроди тиристорів силової частини СЧ.

Напруга живлення на мікросхему D5 надходить через резистор R22 і згладжується конденсатором C13. Напруга на виході VCC мікросхеми D5 не може бути вищою 15,6 В, так як всередині мікросхеми між виходами 1 і 4 встановлений стабілітрон. Ланцюг R23, C14 задає частоту роботи задаючого генератора рівною 40 кГц. Верхній ключ відкривається з виходу НО, нижній – з виходу LO. Між включеннями одного й іншого ключа витримується пауза 1,2 мкс, завдяки чому унеможлиблюється протікання наскрізних струмів через транзистори. Бутстрепова ємність C15 заряджається через діод VD7 при включенні нижнього ключа VT6. Первинна обмотка трансформатора T1 підключена до дільника напруги, утвореного конденсаторами C16, C17 і силовими ключами VT5, VT6. Конденсатори C18, C19 підключені паралельно до випрямних діодів VD8, VD9, значно знижують амплітуду викидів у моменти перемикання діодів.

## 2.7 ВИБІР АПАРАТУРИ

### Вибір давача швидкості вітру

Давач швидкості вітру необхідний для передачі сигналу про поточне значення цього параметра до регулятора збудження. Регулятор аналізує цей і інші сигнали та видає сигнал на блок керування збудженням для підтримки струму збудження, а отже – і моменту навантаження на такому рівні, за якого встановлюється оптимальна швидкість обертання вітроколеса, що приводить до максимального відбору потужності [16].

При виборі давача швидкості вітру враховують діапазон вимірюваних швидкостей, ціну й масо-габаритні показники. Проаналізувавши доступні на сьогодні на ринку давачі, віддамо перевагу давачу марки ДВ-160. Крім швидкості він вимірює також і напрямок вітру.

Аналіз даних з давача відбувається по інтерфейсу RS485. Вбудований мікропроцесор проводить обробку даних і накопичує їх у пам'яті. По інтерфейсу можна зробити запит як на поточні параметри вітрового потоку, так і на накопичені в пам'яті осереднені дані.

ДВ-160 має наступні параметри:

- діапазон швидкостей – 0,2... 60 м/с;
- дискретність вимірювання швидкості – 0,1 м/с;
- габаритні розміри (без кабеля) – 330x195x130 мм;
- маса – 0,3 кг;
- діаметр турбінки – 130 мм;
- крок турбінки – 160 мм;
- напруга живлення – 5-18 В;
- споживаний струм у режимі очікування – 1,2 мА;
- споживаний струм у режимі вимірювання – 12 А;
- час вимірювання – 0,1-1 с;

- крок вимірювання (налаштовується) – 2-120 с;
- тип інтерфейса – RS485, 9600 біт/с.

### **Вибір щитка освітлення і проводів**

Щитки будинків призначені для розподілу й обліку електричної енергії, а також для захисту ліній, що відходять, при перевантаженнях і коротких замиканнях. Вони експлуатуються при температурі навколишнього повітря від +1 до +40°C, відносній вологості повітря до 80% при температурі 25°C і при більш низьких температурах без конденсації вологи в навколишньому середовищі, яке не містить газів, рідин і пилу в концентраціях, які можуть викликати порушення роботи щитків. Робоче положення щитка – вертикальне, з допустимим відхиленням не більше 1°.

Щитки освітлення повинні розташовуватися: по можливості ближче до центру електричних освітлювальних навантажень, у місцях безпечних і зручних для управління і обслуговування (біля входів, виходів, у проходах) таким чином, щоб були відсутні або мали місце мінімальні зворотні потоки електроенергії в електричній мережі від джерела живлення до світильника (це забезпечує мінімальні втрати напруги в освітлювальній мережі).

Виходячи з умов зручності експлуатації і безпеки обираємо щиток типу ЩИМ УР і встановлюємо його біля входу в будинок.

### **Вибір апаратів захисту**

Апарати захисту (автоматичні вимикачі і запобіжники) мають [18]:

- відповідати максимальному значенню струму короткого замикання (і забезпечувати надійне відключення одно- і багатофазних мереж);

- бути обраними по розрахунковому струму мережі (номінальному струму з урахуванням пускового струму електроприймача і напруги мережі);
- відповідати вимогам селективності.

Вимога щодо найменшого часу відключення забезпечується правильним вибором апаратів захисту, їх конструкцією і захисною характеристикою.

Апарати захисту, послідовно ввімкнені в мережу, мають відключати ділянки мережі селективно (вибірково). При великих значеннях струмів короткого замикання можливі неселективні спрацювання захисту.

Для вибору ввідного автомата на весь будинок розрахуємо максимальний струм навантаження:

$$I_M = \frac{P_M}{U_n}, \quad (3.7)$$

Під максимальною потужністю маємо,

$$P_M = P_{en} K_{ПТ.en} + P_{осн} K_{ПТ.осн}$$

у цьому випадку враховується коефіцієнт попиту згідно (згідно ДБН В.2.5-23-2003 4, приймаємо  $K_{ПТ.en}=0,5$ ,  $K_{ПТ.осн} = 0,75$  ). Отже,

$$P_M = 345 \cdot 0,5 + 9060 \cdot 0,75 = 6968,5 \text{ Вт}$$

Тоді

$$I_M = \frac{6968}{220} = 31,67 \text{ А}. \quad (3.7)$$

Обираємо по опису з каталогу [23] Диференціальний автоматичний вимикач з вбудованим захистом від надструмів KZS-2М В40/0,03 10kА, з  $I_{ном.ав} = 40 \text{ А}$ , номінальним диференційним струмом  $I_{\Delta n} = 30 \text{ мА}$ .

Для визначення захисту від перевантаження, потрібно виконати наступну умову:

$$I_{cn} \geq 1,25 * I_M. \quad (3.8)$$

Тоді маємо:

$$I_{cn} = 1,13 \cdot 40 \geq 39,58 A,$$

$$I_{cn} = 45,2 A.$$

Параметри захисту від струмів к.з. (струмова відсічка):

$$I_{cv} \geq 1,25 * I_{nik};$$

$$I_{nik} = K_n * I_{ном.нб} + (I_M - K_n * I_{ном.нб}).$$

$K_n$  -кратність пускового струму двигуна найпотужнішого в групі електроприймачів,  $I_{ном.нб}$  - найпотужніший в групі електроприймач.

$$\text{Тоді, } I_{nik} = 2,3 * 6,99 + (31,67 - 0,75 * 6,99) = 42,6 A;$$

$$I_{ном.нб} = \frac{1538}{220} = 6,99 A.$$

$$\text{Отже: } I_{cv} = 3 \cdot 40 = 120 A \geq 1,25 \cdot 42,6 = 53,25 A.$$

Тобто  $I_{cv} = 120 A$ , це повністю задовольняє вимогу захисту електроприймачів від струму КЗ.

Для визначення захисту від перевантаження, потрібно виконати наступну умову:

$$I_{cn} \geq 1,25 * I_M. \quad (3.8)$$

Тоді маємо:

$$I_{cn} = 1,13 \cdot 16 \geq A,$$

$$I_{cn} = 45,2 A.$$

Також підберемо автоматичний вимикач для кожної зони(кімнати) будинку. Для початку визначимо параметри по підбору авто вимикача . Головним параметром є  $I_M$  .

Так як, маємо 6 зон (4 кімнати+кухня+сан.вузол) розподілимо рівномірно навантаження по зонах будинку.  $P_{\text{сум.}} = 9060$  Вт - сумарна потужність електроприладів. Рівномірно навантаження на 6 зон вийде

$$P_H = \frac{P_{\text{сум.}}}{6} = \frac{9060}{6} = 1510 \text{ Вт} - \text{навантаження електроприладів на кожну}$$

зону будинку; Також визначимо  $P_M = P_H * K_{\Pi} = 1510 * 0,75 = 1132,5$  Вт ;

Тепер визначимо сумарну потужність освітлення, дані зі с.28 дипломної роботи:

$$P_{\text{сум.}} = 345 \text{ Вт} , \text{ рівномірно розподілене навантаження освітлення на 6}$$

зон:  $P_H = \frac{P_{\text{сум.ОСВ}}}{6} = 57,5$  Вт – навантаження освітлення на кожну зону будинку.

Також визначимо для освітлення  $P_M = P_{\text{сум.}} * K_{\Pi} = 345 * 0,5 = 172,5$  Вт.

Тепер визначимо головний параметр для кожної зони(кімнати), для електроприладів  $I_{M1} = \frac{P_M}{U_H} = 6,86$  А – для електроприладів;

Отже,  $I_{M2} = \frac{P_M}{U_H} = 1,56$  А – для освітлення.

Обираємо диференціальний автоматичний вимикач KZS-2M B10/0,03 10kA ,  $I_{\Delta n} = 30$  mA

Також, дізнаємось додаткові параметри для захисту для захисту силової електромережі:  $I_{\text{наб}}, I_{\text{сп}}, I_{\text{св}}$  ,

$$I_{\text{сп}} \geq 1,25 * I_M,$$

Отже  $I_{\text{сп}} \geq 8,56$  А ;  $10 \geq 8,56$  А - це повністю задовольняє вимогу захисту електроприймачів від перенавантаження .

$$I_{\text{наб}} \geq 1,25 * I_M , \text{ отже } I_{\text{наб}} \geq 8,56 \text{ А ; } 10 \text{ А} \geq 8,56 \text{ А}$$

$$I_{\text{св}} = 3 * I_{\text{наб}} = 10 \text{ А} \geq 6,86 \text{ А ;}$$

Тобто  $I_{\text{св}} = 10 \text{ А}$ , це повністю задовольняє вимогу захисту електроприймачів від струму КЗ.

Тепер обираємо автоматичний вимикач ЕТІМАТ Р10 1р В 2

Також, дізнаємось додаткові параметри для захисту освітлювального навантаження:

$$I_{\text{нав}}, I_{\text{сп}}, I_{\text{св}},$$

де  $I_{\text{сп}} \geq 1,25 * I_{\text{М}}$ , отже  $I_{\text{сп}} \geq 1,95 \text{ А}$ ;  $2 \text{ А} \geq 1,95 \text{ А}$  - це повністю задовольняє вимогу захисту освітлення від перенавантаження;

$$I_{\text{нав}} \geq 1,25 * I_{\text{М}}, \text{ отже } I_{\text{нав}} \geq 1,95 \text{ А}; 2 \text{ А} \geq 1,95 \text{ А};$$

$$I_{\text{св}} = 3 * I_{\text{нав}} = 3 * 2 = 6 \text{ А} \geq 1,56 \text{ А};$$

Тобто  $I_{\text{св}} = 6 \text{ А}$ , це повністю задовольняє вимогу захисту освітлювального навантаження від струму КЗ.

Табл.2.2.- таблиця параметрів для вибору автоматичних вимикачів для захисту силової електромережі.

| Частини будинку | $U_{\text{н}}$ | $U_{\text{н.авт}}$ | $P_{\text{ном}}$ | $I_{\text{М}}$ | $I_{\text{нав}}$ | $I_{\text{сп}}$ | $I_{\text{св}}$ | $K_{\text{н}}$ | Автоматичний вимикач   |
|-----------------|----------------|--------------------|------------------|----------------|------------------|-----------------|-----------------|----------------|------------------------|
| Кімната 1       | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |
| Кімната 2       | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |
| Кімната 3       | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |
| Кімната 4       | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |
| Кухня           | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |
| Сан.вузол       | 220В           | 230В               | 1510Вт           | 6,86А          | 10А              | 10А             | 30А             | 0,75           | <b>KZS-2М В10/0,03</b> |

Табл.2.3.- таблиця параметрів для вибору автоматичних вимикачів для захисту освітлювального навантаження

| Частини будинку | $U_n$ | $U_{н.авт}$ | $P_{Ном}$ | $I_M$  | $I_{нав}$ | $I_{сп}$ | $I_{св}$ | $K_n$ | Автоматичний вимикач |
|-----------------|-------|-------------|-----------|--------|-----------|----------|----------|-------|----------------------|
| Кімната 1       | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |
| Кімната 2       | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |
| Кімната 3       | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |
| Кімната 4       | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |
| Кухня           | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |
| Сан.вузол       | 220В  | 230В        | 172,5Вт   | 1,56 А | 2А        | 2А       | 6А       | 0,5   | ЕТІМАТ Р10 1р В 2    |

### Вибір АВР

Автоматичне введення резерву (АВР) призначене для забезпечення резервним живленням навантажень, підключених до системи електропостачання, що має не менше двох живлячих вводів. Головною його задачею є підвищення надійності системи електропостачання. Воно автоматично підключає до навантаження резервні джерела живлення. Вибір АВР здійснюється по струму навантаження, який у нашому випадку дорівнює 48,44 А. Тоді обираємо АВР 50А ЩАГУ 1/1-D50/1К.

Щит автоматики має наступні режими роботи: автоматичний, тестовий і вимкнений.

В автоматичному режимі забезпечується автоматичний пуск електрогенератора і перемикання живлення навантаження на електрогенератор при зникненні мережі або її відхилення від заданого діапазону напруги.



АВР контролює роботу електрогенератора з забезпеченням аварійного захисту з відключенням контактора генератора при несправності двигуна, бракові масла, нестабільній частоті обертання і т.д.

Крім того, АВР забезпечує автоматичне перемикання живлення навантаження на мережу при відновленні величини напруги мережі і зупинку електрогенератора, компенсацію саморозряду акумуляторної батареї від зарядного пристрою.

У тестовому режимі забезпечує запуск електрогенератора без підключення до навантаження для перевірки працездатності агрегату (при виборі режиму тестування і зникненні вхідної мережі відбудеться автоматичне підключення електрогенератора до навантаження).

У вимкненому режимі дозволяє моніторити напругу мережі, частоту мережі, заряд акумулятора.

### **3 Економічна частина кваліфікаційної роботи.**

#### **Вступ**

Обравши тему диплому: «Обґрунтування гібридної системи електропостачання приватного будинку», була впевненість в успішності проекту. Переконатися в цьому допоможуть дані про переваги гібридної системи. Тому починаючи економічну частину, вже можна запевнити, що вітро-сонячний комплекс принесе не просто гарний результат і економічний ефект власнику приватного будинку, для якого цю гібридну систему розраховуємо, а й привабливі цифри для інвесторів.

Так як, це по-перше, екологічно.

По-друге, ринок альтернативної енергетики розвивається і маємо конкуренцію світових брендів, внаслідок чого, ціни обґрунтовані на обладнання, на користь споживача.

По-третє, маємо приклади успішного запуску комплексів(сонячних,вітро-сонячних) які мають не просто швидкий

термін окупності, а й швидку зміну від окупності проекту, до заробітку коштів, за допомогою «зеленого тарифу» і продажі електроенергії нашій державі. Вигідні тарифи на продажу енергії.

Тому, розробка та впровадження таких систем на сьогодні є одним з найбільш перспективних напрямків не тільки енергозбереження, а й заробітку коштів.

### **Розрахунок капітальних витрат**

Капітальні інвестиції – це кошти, призначені для створення і придбання основних засобів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати:

- витрати на придбання обладнання, техніки, технології, технічних засобів контролю та обліку витрачання ресурсів, приладів діагностики стану обладнання тощо;
- витрати, пов'язані з виконанням будівельно-монтажних робіт;
- витрати, пов'язані з виконанням монтажних-налагоджувальних робіт;
- витрати фінансових коштів на проведення проектно-конструкторських робіт, підготовку персоналу та виконання інших робіт, необхідних для реалізації науково-технічного рішення.

При визначенні величини проектних капіталовкладень ( $K_{np}$ ) можна скористатися формулою:

$$K_{np} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^K C_i \right) + 3_{mzc} + 3_m + 3_n + 3_{np}, \quad (4.1)$$

де  $K_{об} (\sum_{i=1}^k C_i)$  – вартість придбання електрообладнання (засобів автоматизації, програмного забезпечення тощо) за проектом або сумарна вартість комплектуючих елементів  $i$  - го виду, необхідних для реалізації прийнятого науково-технічного рішення;

$k$  - кількість необхідних комплектуючих елементів;

$Z_{тзс}$  – транспортно-заготівельні і складські витрати;

$Z_m$  – витрати на монтажні роботи;

$Z_n$  - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$  – інші одноразові вкладення грошових коштів.

Якщо науково-технічним рішенням передбачається виготовлення необхідної апаратури, то розрахунок таких витрат можна робити або укрупненим, або детальним методом за спеціальними методиками. Вартість самостійно розробленого програмного забезпечення також розраховується за певною методикою.

Доцільно витрати на придбання технічних засобів або комплектуючих виробів представити у вигляді зведення капітальних витрат (табл. 4.1).

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ( $Z_{тзс}$ ) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;

- кількості, маси і габаритів устаткування;

- виду транспортних засобів;

- транспортних тарифів;

- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;

- витрат на складську обробку.

Витрати на монтажні ( $Z_m$ ) і на налагоджувальні роботи ( $Z_n$ ) можна визначити наступним чином:

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_\delta \times K_{cm} \times K_{np} \quad (4.2)$$

где  $C_i$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i$  – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

$t_i$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_\delta$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{cm}$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{np}$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

Інші одноразові вкладення грошових коштів ( $Z_{np}$ ) можуть включати витрати:

- на демонтаж застарілого обладнання;
- на проведення проектно-конструкторських робіт;
- на підготовку персоналу;
- на придбання готового програмного забезпечення.

Якщо обладнання, що демонтується, може бути повністю або частково реалізовано за договірною ціною або за ціною брухту, то проектні капітальні витрати зменшуються на цю величину.

Таблиця 4.1 Зведення капітальних витрат

| № з/п  | Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів) | Кількість | Ціна за одиницю, грн | Сума, грн. |
|--|--|-----------|----------------------|------------|
| 1  | Вітрогенератор Е1,5                                    | 1         | 22370                | 22370      |
| 2  | Сонячний модуль ES(M) 240                              | 18        | 6573                 | 118320     |
| 3  | Акумуляторна батарея DJM 12200                         | 18        | 7200                 | 129600     |
| 4  | Інвертор Santec NC-1200-S                              | 1         | 3700                 | 3700       |
| 5  | Двигун постійного струму RE8                           | 1         | 2000                 | 2000       |
| ВСЬОГО:  |  |           |                      | 275990     |
| <p>Обґрунтування:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) <a href="http://www.ecosvit.net/ua/vertikalni-vitrogeneratori-vitryaki-maloshumni">http://www.ecosvit.net/ua/vertikalni-vitrogeneratori-vitryaki-maloshumni</a></li> <li>2) <a href="https://www.atmosfera.ua/uk/sonyachni-elektrostantsii/">https://www.atmosfera.ua/uk/sonyachni-elektrostantsii/</a></li> <li>3) <a href="https://akum.in.ua/gruzovye-akkumulyatory/">https://akum.in.ua/gruzovye-akkumulyatory/</a></li> <li>4) <a href="https://preobrazovatel-12-220.com.ua/">https://preobrazovatel-12-220.com.ua/</a></li> <li>5) <a href="https://fairway.com.ua/ua/elektrodvigateli/">https://fairway.com.ua/ua/elektrodvigateli/</a></li> </ol> |  |           |                      |            |

$$K_{об} (\sum_{i=1}^K C_i) = 275990 \text{ грн.}$$

$Z_{мс}=2900$  грн (Тариф компанії перевізника на відстань від міста Запоріжжя до міста Гуляйпілья 90 км(32,2 грн/км-ціна вказана від компанії «Делівері» )

Для створення системи автономного електропостачання необхідно виконати роботи по її монтажу, наладці та пуску.

Дані роботи буде проводити один працівник КВПіА п'ятого розряду протягом чотирьох днів. Далі спеціаліст не буде працювати,на цьому об'єкті.

$$Z_{м} Z_{н} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_o \times K_{см} \times K_{нр} = (1 \times 56 \times 36) 1,15 \times 1,22 \times 1,4 = 3958 \text{ грн.}$$

де  $C_{i=1}$  – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чол.;

$a_i=56 \text{ грн}$  – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

(10000 грн середня місячна заробітня плата спеціаліста даної галузі,22 робочих дні по 8 годин,виходить 56 грн за годину)

$t_i=36$  – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

$K_o=1,15$  – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{см}=1,22$  – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{нр}=1,4$  – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$Z_{нр} = 380$  грн.(одноразові вкладення в допоміжне обладнання таке як:

автоматичні вимикачі і запобіжники)

Тому розрахуємо :

$$K_{np} = K_{об} \left( \sum_{i=1}^{\kappa} C_i \right) + Z_{мзс} + Z_m + Z_n + Z_{np} = 275990 + 2900 + 3959 + 380 \\ = 283\,229 \text{ грн.}$$

### **Розрахунок експлуатаційних витрат**

Експлуатаційні витрати - це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

До основних статей експлуатаційних витрат електротехнічного устаткування відносяться:

- амортизаційні відрахування ( $C_a$ );
- заробітна плата обслуговуючого персоналу ( $C_z$ );
- єдиний соціальний внесок ( $C_c$ );
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж ( $C_m$ );
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії ( $C_e$ );
- інші експлуатаційні витрати ( $C_{np}$ ).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_m + C_e + C_{np}, \text{ грн.} \quad (4.3)$$

$$C = 23508 + 0 + 0 + 262 + 0 + 380 = 24150 \text{ грн.}$$

### **Розрахунок амортизаційних відрахувань**

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних

економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання. Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається дипломником, не може бути менше мінімально допустимих термінів корисного використання (табл. 4.2).

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизації визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів. Вартістю основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_n - Л, \quad (4.4)$$

де  $\Phi_n$  – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$  – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю.

В нашій роботі ми беремо  $Л = 0$ .

Тоді  $\Phi_a = 283\,229$  грн.

Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$Н_a = \frac{\Phi_n - Л}{\Phi_n \cdot T_n} \cdot 100, \% , \quad (4.5)$$

де  $T_n$  – термін корисного використання (амортизаційний період).



$T_n$  приймаємо величину в 12 років для обладнання нетрадиційної енергетики. Тоді  $H_a = \frac{283\,229}{283\,229 \cdot 12} \cdot 100, \% = 8,3\%$

Тоді річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100} \quad \text{або} \quad AO = \frac{\Phi_n - \Phi_l}{T_n}, \quad (4.6)$$

Визначаємо за

$$AO = \frac{\Phi_n \cdot H_a}{100} = \frac{283\,229 \cdot 8,3}{100} = 23\,508 \text{ грн}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість змінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться в табл. 4.3.

Таблиця 4.3-Розрахунок амортизаційних відрахувань

| № з/п | Найменування      | Капітальні інвестиції, тис. грн. | Норма амортизації, % | Сума амортизації, тис. грн. |
|-------|-------------------|----------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| 1.    | Проектний варіант | 283229                           | 8,3                  | 23508                       |

## **Розрахунок річного фонду заробітної плати**

Так як, для мого дипломного проекту розраховується гібридна система, яка після монтажу і введення в експлуатацію зможе працювати і використовуватися без знаходження і постійного контролю окремого співробітника. Достатньо лише найняти одного працівника КВПіА п'ятого розряду протягом чотирьох днів, для монтажу, налагодження та пуску обладнання. Надалі, всі роботи, контроль, може проводити не кваліфікований спеціаліст яким є власник будинку, якому проектуємо цю установку.

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати складає:

$C_3 = 0$  грн – так як, працівник залучається тільки на період встановлення обладнання, працювати на постійній основі він не буде.

## **Єдиний соціальний внесок**

Єдиний соціальний внесок визначається на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати і буде складати 22%. В даному проекті, визначати цей показник немає необхідності, так як, проект розрахований на приватний будинок, в якому немає штатних, або найнятих робітників на весь період експлуатації установки.

## **Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт**

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні

частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися за фактичними даними підприємства або укрупнено у відсотках до капітальних витрат :

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і систем автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$З_{тр} = \sum_{i=1}^n \left( R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot n_i}{T_i} \cdot T_{\text{тм}} \right)$$

де  $n = 1$  – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

$R_i = 28$  грн. – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

$t_i = 1,2$  – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од. ∴

$m_i = 0,1$  – число ремонтів за рік

$R_{\Sigma} = 1,3$  – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання

$S_i = 270$  грн (запобіжники)- вартість однотипних замінних елементів, грн.;

$\Pi = 9$  – кількість однотипних замінних елементів;

$T = 9000$  год. – середній термін служби деталей даного типу, год.;

$T_{\phi} = 8760$  – число годин роботи апаратури на рік, год.

Тоді,

$$З_{т.р.} = \sum_{i=1}^0 \left( 28,4 \cdot 1,2 \cdot 0,1 \cdot 1,3 + \frac{270 \cdot 1}{9000} \cdot 8760 \right) = 262 = 0,09\% \text{ до капітальних витрат}$$

## Розрахунок вартості спожитої електроенергії

Вартість електроенергії, споживаної об'єктом проектування протягом року, визначається виходячи з його встановленої потужності, річного фонду робочого часу об'єкта проектування та втрат електроенергії за формулою:

$$C_e = W_p \cdot C_e, \text{ грн.}, \quad (4.10)$$

Приватний будинок відноситься і розраховується Тарифами на електроенергію для населення.

$C_e = 0,90$  грн до 100кВт\*год в місяць /1,68 понад 100 кВт\*год електроенергії на місяць – тариф на електроенергію станом на 02.12.2020, грн. / кВт • год;

$k$  – коефіцієнт, що враховує втрати в інверторі, лініях електропередач при навантаженні (приймаємо  $k = 1,2$ ).

Тоді

$W_d = 12,85 \cdot k = 15,42$  кВт\*год - кількість спожитої електроенергії за день

де  $W_p = 5628,3$  - кількість спожитої електроенергії за рік, кВт • год;

Так як,  $15,42 \cdot 365$  днів = 5628,3 кВт • год .

$W_m = 5628,3 / 12 = 469$  - кВт • год - кількість спожитої електроенергії за місяць всього кВт\*год.

$W_{m>100} = 469 - 100 = 369$  кВт\*год – кількість спожитої електроенергії по вартості 1,68 грн/кВт\*год (без перших 100 кВт по 0,90грн/кВт\*год)

$W_{M<100} = 100$  кВт\*год – кількість спожитої електроенергії по вартості 0,90 грн/кВт перші 100 кВт\*год.

$C_{100m} = 100 * 0,90 = 90$  грн. – вартість спожитої електроенергії за місяць перших 100 кВт\*год

$C_{>100m} = 369 * 1,68 = 620$  грн - вартість спожитої електроенергії за місяць, по тарифу понад 100 кВт\*год.

$C_e = (C_{100m} + C_{>100m}) * 12 \text{ місяців} = (620) * 12 = 7440$  грн – вартість спожитої електроенергії за рік.

### Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

В даному проекті, визначати цей показник немає необхідності, так як ,проект розрахований на приватний будинок ,в якому немає штатних, або найнятих робітників.

## Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення ( $E_{k_p}$ ) може полягати в наступному:

- безпосередній економії ресурсів (електроенергії), зниженні собівартості і збільшенні прибутку від реалізації продукції (за інших рівних умов);

- економією платежів за спожиту електроенергію за рахунок: застосування диференційованих (багатозонних) тарифів на електроенергію та упорядкування графіка навантажень або підвищення класу точності приладів обліку;

- збільшенні випуску продукції за рахунок скорочення часу простоїв основного технологічного обладнання і поліпшення якості продукції. Це також призводить до збільшення прибутку підприємства в результаті збільшення обсягу реалізації і продажної ціни (за інших рівних умов);

- скорочення екологічних платежів, обумовленому зменшенням шкідливих викидів підприємства у навколишнє природне середовище.

Повна річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення визначається з урахуванням експлуатаційних витрат по даному об'єкту:

$$E_{k_n} = E_{k_p} - C, \text{ грн.} \quad (4.11)$$

В своєму проекті використовую вітросонячний комплекс(вітрогенератор+сонячні панелі). Кількість електроенергії за

рік, вироблена цим комплексом = 40672,56 кВт\*год. Кількість споживання електроенергії за рік складає всього лише 5628,3 кВт\*год. Тому

Тому  $E_{kp} = 7440$  грн. – вартість електроенергії за рік яку покриває

вітро-сонячний комплекс.+ Надлишок виробленої електроенергії дозволяє нам ,отоплювати будинок електронагрівальними приладами,на протязі пів року(опалювальний період),сума яку економимо не відраховуючи платежі за споживання газу і твердого палива = 47 708 грн.(дані з розрахунку витрат на опалення приватних будинків МЕУ №1356 від 2018р.)

$$\text{Тоді, } E_{kn} = 55148 - 24150 = 30998 \text{ грн.}$$

#### **Визначення та аналіз показників економічної ефективності**

Оцінка економічної ефективності розглянутих в дипломному проекті технічних і організаційних рішень здійснюється на основі визначення та аналізу наступних показників:

а) розрахункового коефіцієнта ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$ ;

б) терміну окупності капітальних витрат  $T_p$ .

Коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат  $E_p$  показує, скільки гривень додаткового прибутку (економії) приносить одна гривня капітальних витрат:

$$E_p = E_{kn} / K_{np}, \text{ долі од.}, \quad (4.13)$$

$$E_p = 30998 / 283\,229 = 0,109 \text{ долі од.}$$

де  $E_{\kappa_n}$  - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування (формули 4.11), тис. грн.;

$K_{\text{пр}}$  - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

Термін окупності капітальних витрат  $T_p$  показує, за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_p = K_{\text{пр}}/E_{\kappa_n}, \text{ років} \quad (4.14)$$

$$T_p = 283229 / 30998 = 9,13 \text{ років}$$

Для остаточної оцінки варіантів і вибору найбільш ефективного з них необхідно порівняти розрахункове значення  $E_p$  з нормативним значенням  $E_n$ .

Проект (варіант) капітальних вкладень визнається доцільним за умови

$$E_p > E_n . \quad (4.15)$$

При  $E_p < E_n$  варіант є збитковим і більш економічним визнається відмова від його реалізації.

Нормативне значення коефіцієнта ефективності визначається з таких міркувань.

Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна також виходячи з прийнятої для підприємства індивідуальної норми прибутковості:

$$E_n = 1/T_{\text{оч}} , \quad (4.18)$$



$$E_n = 1/12 = 0,08$$

де  $T_{oc} = 12$  років – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

При цьому варіант визнається економічно доцільним за умови:

$$E_p > 1/T_{oc} \quad (4.19)$$

$$0,109 > 0,08$$

а це значить ,що варіант економічно доцільний,допустимо окупний.

Для обраного варіанту визначається розрахунковий термін окупності капітальних витрат  $T_p$

Таблиця 4.5Порівняльна оцінка техніко-економічних показників

| з/п | Найменування показників                      | Одиниці виміру | Проектний варіант |
|-----|--|----------------|-------------------|
|     | 2  | 3              | 4                 |
|     | Капітальні витрати                           | грн.           | 283229            |
|     | Експлуатаційні витрати                       | грн.           | 24150             |
|     | Всього                                       |                |                   |
|     | у тому числі:                                |                |                   |
|     | * амортизаційні відрахування                 | грн.           | 23508             |
|     | * заробітна плата обслуговуючого персоналу   | грн.           | 3958              |
|     | * технічне обслуговування та поточний ремонт | грн.           | 262               |
|     | *вартість споживаної                         | грн.           |                   |

|  |   |                      |             |
|--|---|----------------------|-------------|
|  | електроенергії                                      | грн.                 | <b>7440</b> |
|  | * інші витрати                                      | т<br>ис.<br>г<br>рн. | 0           |
|  | Річна економія всього                               | грн.                 | 30998       |
|  | Розрахунковий коефіцієнт ефективності               | д<br>олі од.         | 0,109       |
|  | Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень | р<br>оків            | <b>9,13</b> |
|  | Економія електроенергії                             | к<br>Вт·год          | 35891       |

### Висновок:

Після закінчення підрахунку економічної частини диплому,отримали наступні результати:

-Термін окупності нашого проекту становить 9,13 років,що є відмінним результатом не тільки для власника приватного будинку,але й для інвесторів.

Проаналізувавши всі пункти економічної частини,доведена економічна доцільність впровадження гібридної системи електропостачання приватного будинку.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Нікульшин В.Р. Використання відновлювальних джерел енергії: навч. посіб. / В.Р. Нікульшин, В.В. Височин. – Одеса: Наука і техніка, 2006. – 244 с.
2. Величко С.А. Енергетика навколишнього середовища України (з електронними картами і графіками): навч.-метод. посібник для магістрантів / С.А. Величко. – Харків: ХНУ ім. В.Н. Каразіна, 2003. – 52 с.
3. Лакутин Б.В. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии / Б.В. Лакутин, В.Р. Киушкина. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.
4. Твайдейл Дж. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. / Дж. Твайдейл, А. Уэйр – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.
5. Титко Р. Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України) / Р. Титко, В. Калініченко. – Варшава – Краків – Полтава: OWG, 2010. – 533 с.
6. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки / В.П. Харитонов. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 280 с.
7. Сарнацкий Э.В. Использование солнечной энергии для теплоснабжения зданий / Э.В. Сарнацкий, Ю.А. Константиновский, А.И. Заваров. – К.: Будівельник, 1985. – 103 с.
8. Андерсон Б. Солнечная энергия (основы строительного проектирования) / Б. Андерсон. – М.: Стройиздат, 1982. – 375 с.
9. Кудря С.О. Основи конструювання енергоустановок з відновлювальними джерелами енергії / С.О. Кудря, В.М. Головка. – К.: НТУ “КПІ”, 2009. – 201 с.

10. Виссарионов В.И. Солнечная энергетика: учеб. пособие для вузов / В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова, Н.К. Малинин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 317 с.

11. Орлов Г.Г. Инженерные решения по охране труда в строительстве (Справочник строителя) / Г.Г. Орлов, В.И. Булыгин, Д.В. Виноградов. – М.: Стройиздат, 1985. – 278 с.

12. Шиняков Ю.А. Повышение энергетической эффективности автономных фотоэлектрических энергетических установок / Ю.А. Шиняков, Ю.А. Шурыгин, О.Е. Аркатова // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2010. – № 2 (22). – Ч. 2. – С. 102-107.

13. Андреев В.П. Основы электропривода / В.П. Андреев, Ю.А. Сабинин. – Л.: Госэнергоиздат, 1963. – 772 с.

14. Попович М.Г. Теорія автоматичного керування: Підручник. – 2-ге вид. / М.Г. Попович, О.В. Ковальчук. – К.: Либідь, 2007. – 656 с.

15. Мартынов А.А. Трансформатор для вторичных источников питания: учебное пособие / А.А. Мартынов. – СПб.: СПбГУАП, 2001. – 50 с.

16. Мокін Б.І. Математична модель пристрою керування електричною вітроенергетичною установкою з вертикальною віссю обертання / Б.І. Мокін, О.Б. Мокін, О.А. Жуков // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2010. – № 3. – С. 48-54.

17. Корякин-Черняк С.Л. Справочник домашнего электрика / С.Л. Корякин-Черняк. – СПб.: Наука и Техника, 2009. – 400 с.

18. Пастухова И.В. Выбор аппаратов защиты и сечений проводов (кабелей) электрических сетей / И.В. Пастухова, Л.Г. Насановский // Информационный весник. – 2006. – № 2 (13). – С. 1-5.

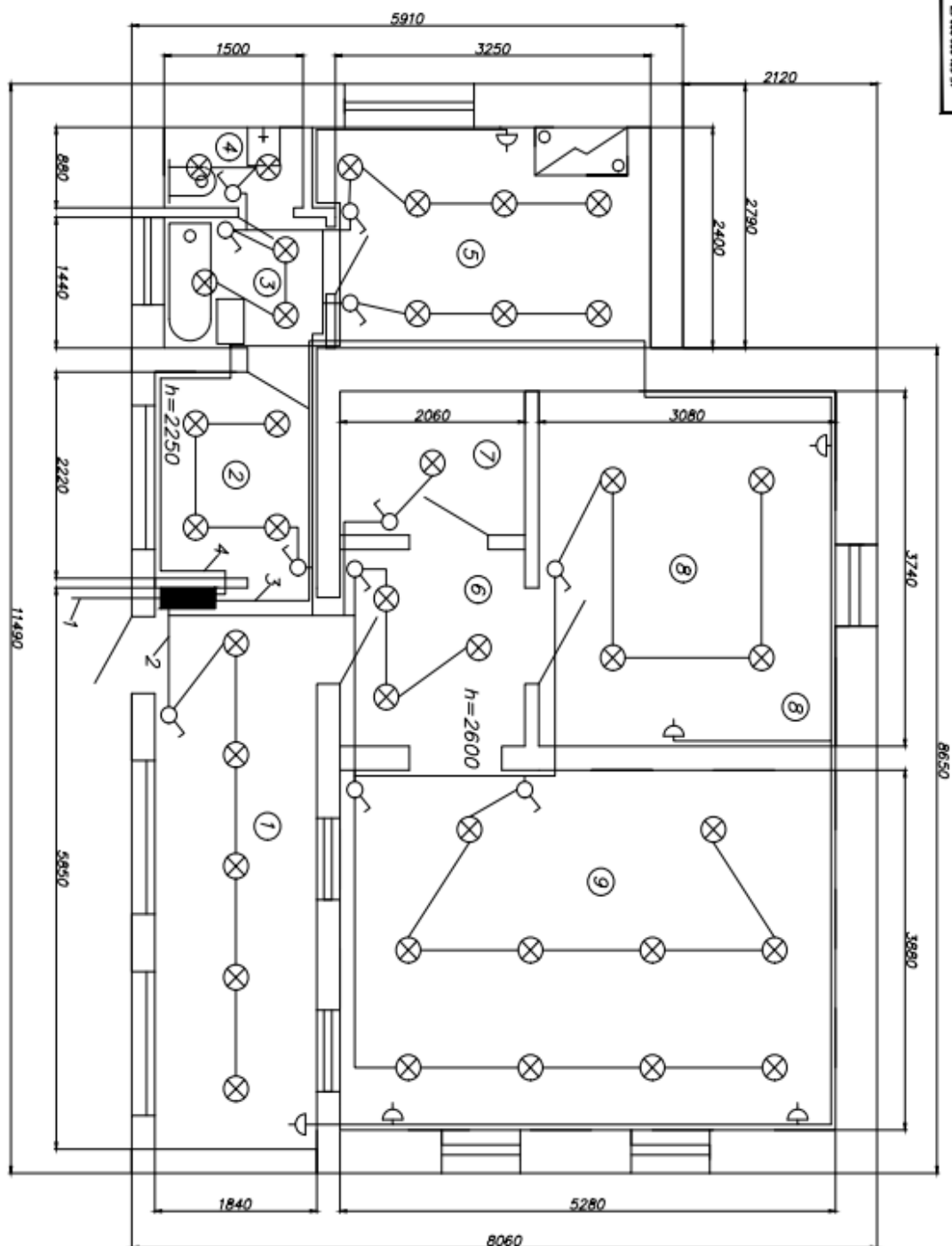
19. Сколько электричества можно получить с одной солнечной батареей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://solareview.blogspot.com/2011/03/blog-post\\_23.html](http://solareview.blogspot.com/2011/03/blog-post_23.html).

20. Сокольский А.К. Возобновляемые источники энергии для индивидуальных домов и небольших поселений / А.К. Сокольский // Энергетическая автономия. – 2006. – № 9 (57). – С. 107-125.

21. Бергельсон В.Н. Электробезопасность в строительстве / В.Н. Бергельсон, Л.И. Бржезицкий. – К.: Будівельник, 1987. – 208 с.

22. Дзюндзюк Б.В. Охорона праці. Збірник задач. Навчальний посібник / Б.В. Дзюндзюк, В.Г. Іванов. – Харків: ХНУРЕ, 2006. – 244 с.

23. Электронный ресурс (каталог) - <https://www.eti.ua/katalohy/obshhij-katalog/asti-avtomaticheskie-vykljuchateli-i-differencial-nye-rele>



**Legend**

| Room No. | Room Name | Area, m <sup>2</sup> | Volume, m <sup>3</sup> |
|----------|-----------|----------------------|------------------------|
| 1        | Entrance  | 11.76                |                        |
| 2        | Reception | 4.08                 |                        |
| 3        | Reception | 4.08                 |                        |
| 4        | Reception | 4.08                 |                        |
| 5        | Reception | 4.08                 |                        |
| 6        | Reception | 4.08                 |                        |
| 7        | Reception | 4.08                 |                        |
| 8        | Reception | 4.08                 |                        |
| 9        | Reception | 11.76                |                        |
|          | Total     | 86.50                |                        |

**Legend**

— window

— door

— staircase

— elevator

— room

— room

— room

1 - 1st floor

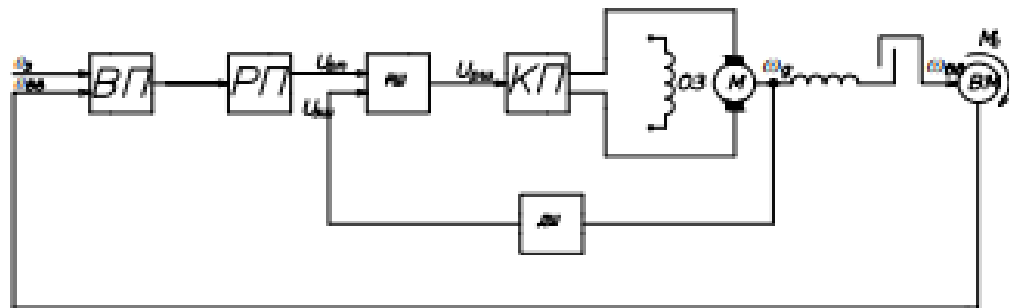
2 - 2nd floor (2nd floor)

3 - 3rd floor (3rd floor)

4 - 4th floor (4th floor)

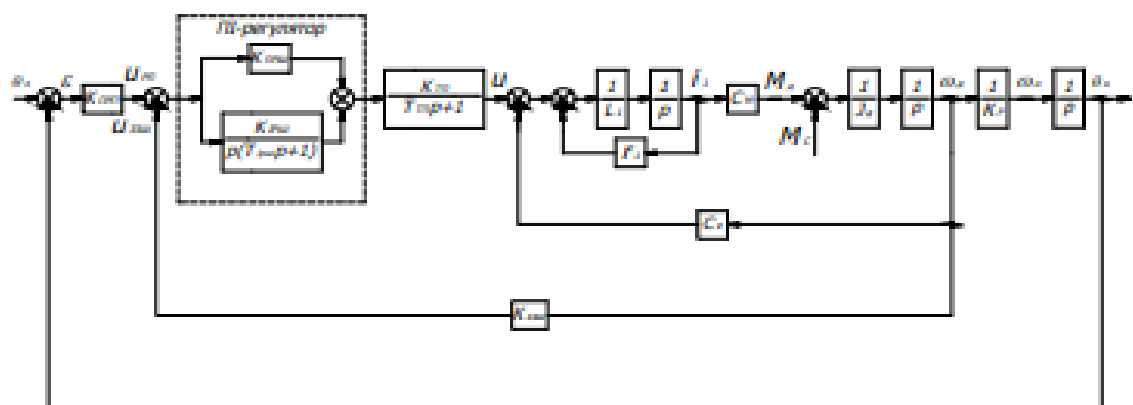
5 - 5th floor (5th floor)

|                   |                   |                   |                   |
|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 |
| AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 |
| AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 |
| AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 | AE 501.002.000.E7 |



- ВП – вимірювальний пристрій  
 РП – регулятор положення  
 КП – регулятор швидкості  
 ДШ – датчик швидкості  
 М – двигун постійного струму  
 ВМ – виконавчий механізм
- $U_0$  – заданий кут повороту сілдреси ВП мікростанції  
 $\theta_m$  – виміряний кут повороту  
 $U_{\text{сп}}$  – сигнал зворотного зв'язку за швидкістю  
 $U_{\text{п}}$  – напруга на виході регулятора положення  
 $U_{\text{ш}}$  – напруга на виході регулятора швидкості  
 $\omega_d$  – частота обертання двигуна  
 $M$  – момент навантаження  
 $\omega_{\text{вм}}$  – частота обертання виконавчого вала

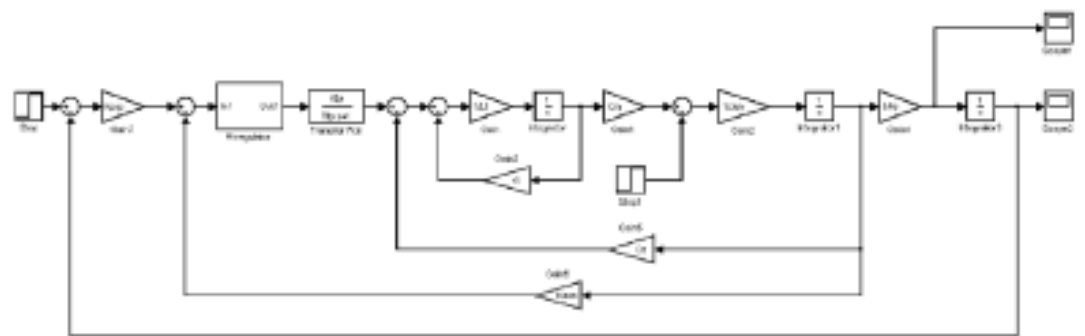
|                            |  |
|----------------------------|--|
| АБП 501.002.001 БП         |  |
| Відомості про розробку САК |  |
| Відомості про виконавця    |  |
| Відомості про замовника    |  |
| Число Б.С.                 |  |



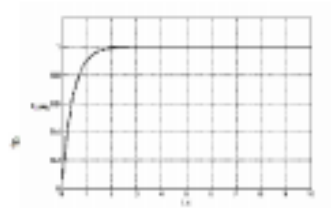
Передавальна функція замкненої САК

$$W_{\text{з}}(p) = \frac{11,4p + 22,81p + 1612}{8,82 \cdot 10^{-6} p^4 + 4,9 \cdot 10^{-6} p^3 + 0,53p^2 + 11,7p + 714,9p + 1612}$$

|                            |  |
|----------------------------|--|
| АБП 501.002.002 БП         |  |
| Відомості про розробку САК |  |
| Відомості про виконавця    |  |
| Відомості про замовника    |  |
| Число Б.С.                 |  |



Моделююча схема САК в середовищі Simulink MATLAB



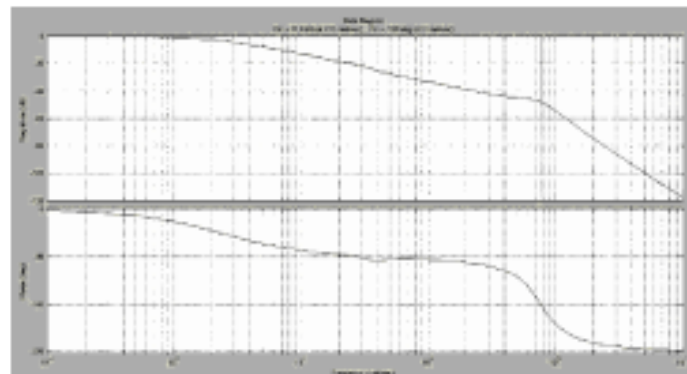
Якісні характеристики

Час регулювання  $T_r = 2$  с

Перерегулювання  $\delta = 0$

Перехідний процес по положенню

|                   |  |
|-------------------|--|
| КІ 501.002.002 ІЗ |  |
| Число Б.С.        |  |



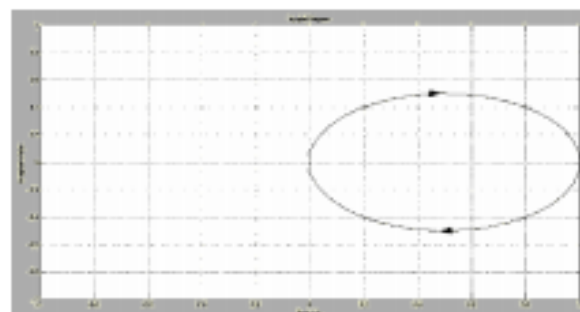
ЛАЧХ і ЛФЧХ САК

Запас за амплітудою

$$\Delta L = 47,9 \text{ дБ}$$

Запас по фазі

$$\Delta \varphi = 180^\circ$$



Годограф Найквіста

Оскільки годограф не охоплює точку  $(-1; j0)$ ,

то САК стійка за критерієм Михайлова

|                   |  |
|-------------------|--|
| КІ 501.002.002 ІЗ |  |
| Число Б.С.        |  |





Основні економічні показники автономної системи

електропостачання

| # | Найменування показника          | Одиниця виміру | Величина показника |
|---|---------------------------------|----------------|--------------------|
| 1 | Вартість основного обладнання   | грн            | 275990             |
| 2 | Вартість допоміжного обладнання | грн            | 262                |
| 3 | Заробітна плата з нарахуваннями | грн            | 3958               |
| 4 | Річні поточні витрати           | грн            | 24150              |
| 5 | Річна економія                  | грн            | 30998              |
| 6 | Економія електроенергії         | кВт*год        | 35891              |
| 7 | Термін окупності витрат         | років          | 9,13               |

|   |      |   |        |        |       |
|---|------|---|--------|--------|-------|
| АЕП 501.002.005 ГЧ  |      |   |        |        |       |
| №   | Дат. | З | докум. | Числ.  | Лист. |
| Відомості   |      |   |        |        |       |
| Держав.   |      |   |        |        |       |
| Г. м.р.   |      |   |        |        |       |
| Класиф.   |      |   |        |        |       |
| Н. код.   |      |   |        |        |       |
| Затв.   |      |   |        |        |       |
| Автономна система електропостачання. Економічні показники |      |   |        | Літ.   | Маса  |
|   |      |   |        | Масшт. |       |
|   |      |   |        | Архив  | Архив |
| Чичило Б. С.  |      |   |        |        |       |

В.

[illegible]

