РОЗДІЛ 1. ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ПІДСИСТЕМИ БАЗОВИХ СТАНЦІЙ В ТЕЛЕКОМУНІКАЦІЙНИХ

СИСТЕМАХ 4,5G

Одним із пріоритетних завдань для операторів стільникового зв'язку є підвищення енергоефективності підсистеми базових станцій. Хоча енергоспоживання окремої базової станції невелика і складає в середньому 3-7 кВт, витрати на енергопостачання складають 50-60% від усіх операційних витрат, пов'язаних з експлуатацією станції. Підсистема базових станцій налічує тисячі базових станцій, тому зниження енерговитрат відкриває значні можливості для зниження собівартості зв'язку.

В даний час, рівень фактичного проникнення стільникового зв'язку, серед дорослого населення України близький до 100%, тобто етап екстенсивного розвитку (тобто розвитку за рахунок швидкого зростання абонентської бази) завершено. Подальший розвиток ринку стільникового зв'язку відбувається за рахунок розширення пакету послуг (в першу чергу, за рахунок послуг передачі даних) і зниження їх вартості. В окремий напрямок виділяється забезпечення стільникового зв'язку на територіях з малою щільністю населення, уздовж автотрас і залізниць.

В таких умовах важливим завданням стає зниження операційних витрат на експлуатацію мережі, в яких найбільш значна частина припадає на електропостачання (40-50% від загальних витрат на експлуатацію системи базових станцій [12]). Для базових станцій, розміщених у важкодоступних і віддалених місцях, частка цих витрат ще вище, тому що потрібно або будувати протяжні лінії електропередач, або використовувати автономні джерела енергії (зазвичай дизельні генератори).

У даній роботі проводиться огляд різних підходів до підвищення енергоефективності підсистеми базових станцій. У першій частині описується загальна структура витрат і специфіка роботи базових станцій, в другій - наведені різні способи зниження енергоспоживання.

1.1 Структура витрат в підсистемі стільникового зв'язку.

Витрати, пов'язані з експлуатацією базових станцій,

діляться на 3 групи:

витрати на експлуатацію обладнання БС, витрати на експлуатацію антенно-щоглових споруд, витрати на експлуатацію ліній зв'язку. У кожній з груп можна виділити витрати на проведення регламентних і аварійних робіт і витрати на витратні матеріали і постачання енергією.

Регламентні роботи як правило проводяться з частотою 1-2 рази на рік. Вони включають в себе огляд і оцінку стану різних елементів системи, планові заміни зношуються елементів (наприклад, фільтрів кліматичної системи і акумуляторних батарей). Регламентні роботи на вишках базових станцій вимагають дозволу на роботи верхолазів.

Аварійно-ремонтні роботи проводяться в міру необхідності. Як правило на терміни виконання таких робіт накладаються досить жорсткі обмеження (кілька годин), що потребують підтримуваті готовність аварійних бригад цілодобово. Сучасні засоби автоматизації дозволяють дистанційно проводити моніторинг роботи базових станцій і діагностику їх обладнання, що значно полегшує роботу обслуговуючого персоналу.

Типова структура операційних витрат на експлуатацію однієї базової станції (без урахування обслуговування ліній зв'язку та антенно-щоглових споруд) приведена в Таблиці 1. Більше половини витрат припадає на енергопостачання, приблизно третина енергії витрачається допоміжними системами (охолодження і живлення).

Таблиця 1: Операційні витрати на обслуговування базової станції

(a). Енергоспоживання обладнання типової базової станції [13, стр148],

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| (a) Структура операційних затрат на експлуатацію базової станції | | |
| **Тип затрат** | **затрати,**  **євро/рік** | **частка, %** |
| Програмне забезпечення | 626 | 18 |
| кондиціонери | 192 | 6 |
| система живлення | 385 | 11 |
| електроживлення | 1944 | 56 |
| інші затрати | 315 | 10 |
| (b) Структура енергоспоживання базової станції | | |
| **Обладнання** | | **частка, %** |
| прийомопередавачі і цифрове обладнання | | 62 |
| система охолодження | | 25 |
| система живлення | | 11 |
| інше | | 2 |

При розміщенні базових станцій в містах або поблизу населених пунктів проблем з організацією енергопостачання зазвичай не виникає, тому що існує можливість підключення до місцевої електричної мережі. У разі, якщо підключення до електричної мережі з якої-небудь причини неможливо або занадто витратно (наприклад, потрібно побудувати протяжну лінію електропередач), використовуються автономні джерела живлення. Зазвичай таким джерелом є дизель-генераторна установка (ДГУ). У цьому випадку обсяг і частота регламентних робіт значно зростають: потрібен постійний підвіз палива та перевірка стану генератора.На сумарне енергоспоживання базової станції впливає безліч факторів. В [13] наведені результати дослідження енергоспоживання 95 базових станцій в Італії. Середньорічна енергоспоживання однієї станції склало 35300 кВт, що відповідає середній потужності приблизно в 4 кВт. При цьому середнє енергоспоживання базових станцій стандарту UMTS (приблизно 3 кВт) трохи нижче, ніж для стандарту GSM (4.5 кВт), що обумовлено різною вихідною потужністю передавачів.

Енергоспоживання конкретної базової станції сильно залежить від складу устаткування. Грубо, базову станцію можна представити таким чином: в приміщенні (контейнері) на стійках розташовується основне обладнання станції (радіомодулі, цифрові модулі і т.п.), його нормальна робота забезпечується допоміжним обладнанням: системою живлення (що включає також блок безперебійного живлення з акумуляторами) і система клімат-контролю. Залежно від числа радіомодулів максимальне енергоспоживання базової станції стандарту GSM складає від 2-3 кВт (1 радімодуль) до 5-6 кВт (6 радіомодулів)[13, рис. 4]. Має місце так званий "каскадний ефект" енергозбереження: наприклад, при скороченні енергоспоживання основного обладнання зменшується тепловиділення, що викликає зменшення енерговитрат на охолодження, в результаті знижуються вимоги до системи живлення і ємності акумуляторів. Тобто зниження енергоспоживання основного обладнання на 1 Вт веде до зниження споживання на рівні всієї системи на більш значну величину.

Енергоспоживання базової станції залежить також від ряду зовнішніх чинників. Коливання температури зовнішнього повітря призводять до зміни навантаження на систему охолодження. Амплітуда коливань енергоспоживання при цьому відповідає потужності кондиціонера, що входить в систему охолодження (від 0.8 до 2 кВт). Пік енергоспоживання припадає на сонячні літні дні. Система енергопостачання повинна забезпечувати необхідний запас потужності для проходження цього піку. Енергоспоживання слабо залежить від способу розміщення станції (контейнер, приміщення) [13]. У разі сучасних станцій, обладнаних системами енергозбереження,

споживана потужність залежить також від числа активних абонентів, детально питання розглянуто в[14].

1.2. Сучасні тенденції підвищення енергоефективності підсистеми базових станцій в телекомункаційних системах 4,5G.

Виділяються два основних, хоча і тісно пов'язаних між собою,

напрямки: зниження енергоспоживання базової станції і використання альтернативних джерел електроенергії. У міру зниження енергоспоживання базової станції, застосування альтернативних джерел енергії стає все більш виправданим, проте в цілому ніша їх застосування залишається сильно обмежена.

**Зниження енергоспоживання базової станції**

Виділяється кілька шляхів зниження енергоспоживання [13,14].

**Оновлення застарілого обладнання.** Електронне обладнання постійно вдосконалюється, сучасні базові станції мають менше енергоспоживання за рахунок кращої оптимізації роботи передавачів, вдосконалення цифрових модулів і т.п. При цьому вдосконалення відбувається як на рівні елементарної бази (наприклад, використання спеціально розроблених підсилювачів з меншими втратами енергії, перехід до цифрової обробки сигналів і т.п.), так і за рахунок вдосконалення алгоритмів роботи обладнання (вдосконалення схем придушення перешкод, розподілу доступних частот і т.п.)[14]. Наприклад, в стандартах четвертого покоління передбачена можливість варіювати ширину використовуваного спектра під конкретний рівень навантаження і шуму. Удосконалюється і допоміжне обладнання. Так, наприклад, ККД сучасних блоків живлення доходить до 95% в порівнянні з 80% для старіших модифікацій, інтерес представляє використання енергозберігаючих ламп для позначення вишок базових станцій.

**Системи динамічного енергозбереження (Dynamic Energy Saving, Power Saving Mode).** Ця технологія дозволяє відключати або переводити в режим енергозбереження невикористовувані модулі базових станцій. Система динамічного енергозбереження може працювати на різних рівнях: відключення радіоблоків або окремих модулів БС, відключення частот, окремих послуг [13]. Системи стільникового зв'язку проектуються виходячи з максимальної щільності абонентів, на основі якої визначається необхідна ємність базових станцій (число радіоблоків). Тому, якщо в залежності від часу доби число активних абонентів зазнає сильних змін, ємність базових станцій протягом деяких періодів часу не використовується повністю. Системи динамічного енергозбереження дозволяють відключати невикористовувані радіоблок, що знижує добове енергоспоживання на 10-15% в залежності від умов роботи станції [13]. Найбільший ефект такі системи енергозбереження дають вночі, в той час як вдень постійна активність абонентів не дозволяє активувати відповідні функції.

У разі територій з малою щільністю абонентів системи динамічного енергозбереження не дають істотного ефекту, тому що через необхідність збереження покриття передавачі не можуть бути відключені.

Виробники базових станцій як правило пропонують опції динамічного енергозбереження як якийсь додатковий функціонал, що активується за допомогою програмного забезпечення.

Подальший розвиток підходу динамічного енергозбереження - відключення частини базових станцій (при наявності надлишкового покриття) [15]. В цьому випадку система енергозбереження працює вже на рівні ділянки мережі стільникового зв'язку. Застосування даного підходу можливо тільки на територіях з надмірною покриттям, тому що інакше частина місцевості випаде із зони покриття мережі. Як правило така надмірність виникає природним чином, коли ємність мережі в місцях скупчення абонентів нарощується за рахунок розміщення додаткових базових станцій.

Надмірність можна запланувати спочатку, проектуючи гетерогенну мережу (мережу, що складається з сотень різного радіусу, наприклад, що утворюють дворівневе покриття: з макростільниками і з мікростільників). Мікростільники потенційно мають менше енергоспоживання, тому що загасання радіосигналу для них істотно вище. Однак оцінки [16] показують, що такий підхід не дає істотних переваг. Другий шлях до створення штучної надмірності полягає у використанні ретрансляторів [15]. Він буде розглянутий докладніше нижче.

**Виносні радіоблоки і розподілені антенні системи**. Споживання базової станції можна знизити за рахунок використання виносних радіоблоків і розподілених антенних систем (Distributed Antenna Systems, DAS) [13]. Виносний радіоблок встановлюються на вишці безпосередньо поруч з антенами, інше обладнання розміщується біля основи вишки. При такій компоновці значно зменшується довжина ліній радіопередач (фідерів), що знижує їх вартість і зменшує втрати при передачі радіосигналу до антени. Оскільки радіоблок винесений за межі контейнера базової станції, знижується навантаження на систему охолодження. Більшість виробників базових станцій в даний час пропонують рішення на основі внесених модулів.

У разі використання розподіленої антеною системи замість традиційних секторальних антен використовуються виносні вузли DAS, що розташовуються так, щоб забезпечити потрібне покриття. Розподілена антенна система може будуватися на основі фідерів і пасивних роздільників сигналу або на основі активних повторювачів сигналу (репітерів). Такі системи часто застосовуються для забезпечення зв'язку в метрополітені, у великих торгових центрах. Подальший розвиток цієї системи полягає в заміні вузлів DAS виносними радіоблок з антеною. У цьому випадку ми маємо справу вже з розподіленою базовою станцією.

В результаті застосування цього підходу зменшується відстань до абонента, що дозволяє знизити вихідну потужність передавача. При цьому виникає значний каскадний ефект: зниження вихідної потужності передавача на 1 Вт може дати до 28 Вт сумарної економії енергії [17]. У разі розподіленої системи за рахунок ресурсів однієї базової станції можна покрити більшу територію. Однак реальні значення економії оцінити важко.

Подальше ідеологічне розвиток цього підходу пов'язано з використанням ретрансляторів (relay). Ретранслятор приймає радіосигнал, підсилює його і перевипромінює знову. При використанні традиційних ретрансляторів (репітерів) сигнал перевипромнюється на тій же частоті, що несе, що призводить до небезпеки самозбудження і сильно ускладнює процедуру установки. Існують модифікації ретрансляторів, де ця проблема вирішується вибором інших частотних або тимчасових каналів в рамках діапазону GSM [12], однак в цьому випадку відбувається додатковий відбір ємності радіоканалу GSM, і ускладнюється пристрій ретранслятора (для розкодування і обробки отриманих сигналів). В[18] пропонується концепція ретрансляторів з перенесенням ємності. Зв'язок між ретранслятором і базовою станцією здійснюється по радіорелейної лінії на частоті поза діапазону частот GSM, при цьому знімається проблема самозбудження при збереженні простоти пристрою ретранслятора (немає необхідності декодувати сигнал).

Розглянемо структуру мережі з перенесенням ємності докладніше [18]. Цифровий блок базової станції дозволяє підключити декілька приймачів для обслуговування різних частот і секторів зв'язку. Таке рішення дозволяє варіювати ємність базової станції. При розгортанні мережі на основі ретрансляторів з перенесенням ємності на вишці базової станції розміщуються тільки два приймачі (мінімально необхідне число для покриття всіх напрямків), замість інших приймачів через радіорелейний лінію підключаються ретранслятори, розміщені на інших вежах і щоглах. В результаті ретранслятори отримують повну функциональність базової станції, але при цьому не потребують для свого розташування повної інфраструктури базовоїстанції.

Ретранслятор істотно простіший, ніж обладнання базової станції, він може встановлюватися на вишці, не вимагає ліній оптоволоконного зв'язку, володіє зниженим енергоспоживанням. Ретранслятори мережі з перенесенням ємності не здійснюють обробку сигналів стільникового зв'язку, тому можуть застосовуватися не тільки для розгортання мереж стандарту GSM. Мережа з ретрансляцією може гнучко підлаштовуватися до особливостей території. Існує можливість широко варіювати число ретрансляторів на вишках, в залежності від щільності абонентів (при цьому число ретрансляторів, підключених до однієї базової станції, все ж залишається обмеженим можливістю цифрового блоку). Для забезпечення максимальної площі покриття добре підходить стандартне стільникове розміщення: навколо базової станції розміщуються шість вишок з ретрансляторами. Для забезпечення зв'язку вздовж лінійних об'єктів (автодороги, залізниці) вишки слід розміщувати послідовно.

Даний підхід дає істотні переваги на територіях з малою щільністю абонентів (всі обладнання концентрується в основному на опорних базових станціях, ефективно використовується їх ємність і т.д.)

У роботах [15, 12,], ретранслятори розглядається як засіб створення надлишкового покриття, що дозволяє ефективно застосувати технологію динамічного відключення базових станцій. Для з'єднання ретрансляторів з опорної базовою станцією пропонується використовувати або дротяні лінії зв'язку, або частина каналів діапазону GSM. Основна ідея полягає в тому, що в разі малої навантаження частина базових станцій відключається, а зв'язок на їх території забезпечується за рахунок ретрансляторів і ємності станцій, які залишилися. У разі високого навантаження ті ж ретранслятори використовуються для перерозподілу її між базовими станціями. Додатковий ефект дає скорочення відстані між антеною та абонентом. Математичне моделювання (на досить спрощеної моделі) показує можливість суттєвого (близько 40%) зниження енергоспоживання в подібній системі [12] в моменти низького завантаженості мережі (наприклад, вночі). Докладніший аналіз проведено в [19]. На даний момент описані технології використання ретрансляторів відносяться до перспективних і очікують впровадження та випробування на реальних об'єктах.

1.3 Удосконалення допоміжних систем.

Допоміжне обладнання базової станції включає систему охолодження і систему живлення. Типова система охолодження базової станції побудована на основі кондиціонера - зазвичай побутової спліт системи. Найбільш чутливим до температури обладнанням, розміщеним всередині контейнера, є акумулятори джерела безперебійного живлення. Вони являють собою герметичні свинцеві батареї, термін служби і ємність яких сильно залежать від температури. Тому від системи охолодження потрібна підтримка температури порядку + 18-23 ° C. У той же час інше обладнання базової станції може працювати в більш широкому діапазоні температур. Шляхів зниження енергоспоживання кілька. Можна підвищити максимально допустиму температуру всередині контейнера (на шкоду терміну служби батарей). Згідно зі звітом компанії Vodafone Portugal за 2008 році таке рішення дозволяє заощадити приблизно 2750 кВт год на рік на кожній базовій станції (тобто приблизно 7-8% від загального енергоспоживання).

Ще одне поширене рішення полягає у використанні природного охолодження [20]. Цей підхід особливо ефективний у разі "досить холодного" клімату, коли більшу частину року температура повітря зовні контейнера нижче, ніж максимально допустима температура всередині контейнера. Енергоспоживання такої системи при температурі зовнішнього повітря 5 ° C приблизно в 6 разів нижче, ніж типовий спліт-системи еквівалентної холодопроизводительности. Зазвичай встановлюють комплексну систему, що складається з вентилятора охолодження зовнішнім повітрям і спліт-системи, причому кондиціонер включається тільки, якщо природного охолодження виявляється недостатньо. Так на БС оператора стільникового зв'язку "Енисейтелеком" напрацювання кондиціонера в складі подібної системи склала 2.6% від загального часу роботи за 2 роки. Наприклад, такий комплексною системою є FlexiBox компанії Dantherm.

Подальшим розвитком подібних систем охолодження є використання індивідуальної системи охолодження для акумуляторних батарей [20]. Така система вимагає інтеграції з системою охолодження контейнера, але вимоги на діапазон температур в контейнері БС знижуються без шкоди до терміну служби і ємності акумулятора. В [20] на графіку енергоспоживання видно, як при зростанні температури поза контейнером, енергоспоживання системи з природним охолодженням виростає стрибком, коли температура поза контейнером перевищує 18 ° C, з рівня близько 200 Вт до 800-900 Вт (за рахунок включення кондиціонера), в той час як енергоспоживання системи з індивідуальним охолодженням акумуляторної батареї починає зростання тільки в районі 28 ° C.

Зазначені методи не дозволяють істотно знизити енергоспоживання при високих температурах повітря, тому що в цих випадках для підтримки потрібної температури неминуче потрібно включення кондиціонера. Радикальним рішення є перехід від акумуляторних батарей до паливних елементів. Паливний елемент являє собою пристрій, безпосередньо перетворюють хімічну енергію в електричну. В сучасних паливних елементах в якості реагентів зазвичай використовується водень і атмосферний кисень. Для забезпечення безперебійної роботи БС потужністю 2 кВт протягом доби буде потрібно 7 стандартних 40 л балонів водню [21]. При цьому в порівнянні з втратою ємності акумуляторів витоку водню зневажливо малі, дозаправка необхідна тільки після тривалої роботи без зовнішнього джерела енергії. Паливні елементи стійко працюють в діапазоні температур від -30 до 60 ° C, що дозволяє повністю виключити активне охолодження. Певні складнощі може викликати постачання такої системи воднем. Для продовження терміну служби паливних елементів потрібно чистий водень, доступний в основному, тільки в великих обласних центрах. Позитивний досвід застосування паливних елементів на об'єктах зв'язку є у США та Нігерії, тестували подібні системи і російські оператори.

1.4 Використання альтернативних джерел енергії.

Альтернативне джерело енергії – спосіб, пристрій або споруда, що

дозволяє отримувати електричну енергію (або інший необхідний вид енергії) з енергії поновлюваних або практично невичерпних природних ресурсів і явищ і замінює собою традиційні джерело енергії. Відповідно , альтернативна енергетика включає різні групи технологій: сонячна енергетика ( сонячні колектори, фотоелектричні елементи), вітроенергетика, нетрадиційна гідроенергетика (мікро ГЕС, приливні ГЕС і т.д.), біопаливо, геотермальна енергетика. В останнє десятиліття альтернативній енергетиці приділяється багато уваги, багато країн мають проекти розвитку альтернативної енергетики. При цьому собівартість одержуваної енергії, найчастіше не дозволяє прямо конкурувати з традиційною енергетикою. (Причини: мала просторова щільність енергії, непостійний в часі вихід енергії, географічні прив'язки).

Ситуація змінюється при необхідності організувати електропостачання віддалених малопотужних споживачів. При цьому для підключення таких споживачів до мережі потрібно будувати довгі низьковольтні лінії електропередач, що збільшує втрати при передачі енергії і призводить до додаткових витрат. Так, наприклад, в США багато фермерських   господарства не підключені до загальних енергетичних мереж з цієї причини. "Критична" довжина низьковольтної ЛЕП дорівнює приблизно 10км.Застосування альтернативних джерел енергії в системі енергопостачання базової станції має певну специфіку. По-перше, потужність яка видаватиметься, повинна знаходиться в діапазоні 2-5 кВт в залежності від складу обладнання станції. По-друге, система енергопостачання повинна бути здатна тривалий час працювати без участі людини і вимагати мінімального обслуговування, і, нарешті, місце розташування станції не може прив'язуватися до положення джерела енергії. Ці вимоги залишають тільки три групи технологій альтернативної енергетики: фотоелектричні елементи (сонячні батареї), вітрогенератори і мікроГЕС (обмежене застосування)

**МікроГЕС.** Зазвичай Мікрогідроелектростанція (мікроГЕС) називають гідроелектростанції потужністю, яка не перевищує 100 кВт. Основна проблема використання мікроГЕС полягає в необхідності локалізації споживача поблизу річок, що обмежує можливість застосування такої технології. З іншого боку, ГЕС є надійним джерелом енергії, яке не має денних і сезонних коливань потужності, здатним повністю задовольнити потребу базової станції в енергії з мінімальними витратами.

**Вітрові енергетичні установки.** На відміну від мікроГЕС вітрогенератори (вітроелектричні установки, ВЕУ) випускаються серійно (переважно зарубіжними виробниками). Основна складність використання вітрогенераторів полягає в мінливості виданої ними потужності. Більше того, вітрогенератори можуть працювати тільки, якщо сила вітру знаходиться в певному діапазоні. Мінливість компенсується за рахунок використання акумуляторної батареї або іншого (додаткового) джерела енергії. Слід зазначити, що акумуляторна батарея повинна задовольняти підвищеним вимогам до числа циклів перезарядки. При цьому навіть, якщо вітрогенератор має достатній запас потужності, все одно зазвичай потрібна установка додаткового джерела енергії (зазвичай дизель-генераторної установки, ДГУ). Зазначені фактори викликають складності при проектуванні енергоустановки, тому що оптимальні значення встановленої потужності, ємність акумуляторів, потужність і запас палива ДГУ залежать від кліматичних факторів, аналіз яких вимагає додаткових зусиль. Окремою інженерної завданням є також установка окремих щогл для вітрогенераторів.

**Фотоелектричні елементи.** Як і у випадку з вітрогенераторами, ефективність використання сонячних панелей сильно залежить від погодних умов. У хмарні дні потік сонячного випромінювання зменшується багаторазово (щільність потоку енергії сонячного випромінювання біля входу в атмосферу 1360 Вт / м², проте у поверхні Землі в хмарні дні вона падає до 100 Вт / м² і нижче). Тому потужність, яка виробляється, схильна до добових і сезонних коливань. У високих широтах сезонні коливання збільшуються, що ще більше ускладнює застосування фотоелектричних елементів. Остання проблема частково вирішується за рахунок встановлення обладнання для стеження за сонцем, але це ускладнює конструкцію системи. Проблеми викликані коливаннями видаваної потужності вирішуються тим же способом, що і в разі використання вітрогенератора. Слід зазначити, що пік потужності сонячних панелей збігається з піком споживання енергії системою охолодження БС. Існує багато різних типів сонячних панелей: багатошарові і одношарові на основі арсеніду галію, на основі монокісталлічного і полікристалічного кремнію, тонкоплівкові СФЕТ (наведені в порядку убування ККД і вартості). Термін служби сонячних панелей обмежений часом деградації фотоелементів (близько 20-30 років). З особливостей використання сонячних панелей слід зазначити також необхідність виділення значних площ для їх розміщення. Так, в [13] проводилися експерименти з використанням сонячних панелей для енергопостачання БС: установка з кремнієвими панелями площею 20 м² дозволила отримати тільки 2640 кВтг на рік, тобто приблизно 7% від необхідного обсягу енергії. Для автономної системм із вітрогенератором і сонячними панелями площа складає 50-60 м². В [22] проведенно аналіз, який дає схожі площі сонячних панелей, для збільшення ККД пропонується використовувати концентратори і пристрої трекінгу сонця.

**Спільне використання вітроустановок і фотоелектричних елементів.** У такій системі обладнання компенсація коливань потужності робиться загальною, а самі коливання згладжуються. Оптимальне співвідношення встановлених потужностей вітрогенератора і сонячних панелей залежить від кліматичних умов. З метою подолати зазначені недоліки вітрогенераторів і сонячних панелей виробники систем автономного енергопостачання пропонують уніфіковані модульні системи, що включають вітрогенератори, фотоелектричні елементи, дизельний генератор, акумуляторні батареї і систему управління, розподіляє навантаження оптимальним чином і надає можливість дистанційного керування і моніторингу. Варіюючи склад модулів такої системи і їх потужність можна домогтися оптимальних параметрів для конкретних умов. Уніфікація здешевлює систему і спрощує її установку. Прикладом подібної системи є RenE компанії Delta, Renewable Energy BTS Power System компанії Emerson, рішення компанії NAPS.

Особливістю зазначених технологій альтернативної енергетики є істотні капітальні витрати, проте це компенсується меншими операційними витратами. Тому аналіз реальної собівартості енергії, одержуваної за допомогою альтернативних джерел, і оцінка економії дається їх впровадженням в систему енергопостачання базових станцій ускладнюються. Для цілей оцінки ефективності рішень на основі альтернативних джерел енергії розроблені спеціальні моделі і програмне забезпечення, наприклад, HOMER [23]. Використання таких моделей дозволяє оцінити собівартість енергії, одержуваної за допомогою гібридної системи, і її залежність від кліматичних умов, складу гібридної системи, цін на енергоносії, що дозволяє вибрати оптимальне рішення для конкретного випадку. Однак наявність подібних засобів не виключає ризики, пов'язані з неправильною оцінкою параметрів системи, не знімає необхідність проведення аналізу кліматичних факторів і створення служб з обслуговування відповідних установок.Проблемам використання альтернативних джерел енергії для постачання об'єктів мереж стільникового зв'язку, приділяється досить багато уваги. Зокрема, GSM Association в 2008 р запустила програму "Green Power for Mobile". Основною метою програми є пошук оптимального рішення для енергопостачання базових станцій, які не підключені до електричної мережі. Основна увага приділяється країнам, що розвиваються, де найчастіше місцеві енергетичні мережі виявляються ненадійними, а джерела альтернативної енергії досить доступні (країни Африки, Індія і т.п.). GSM Association регулярно публікує звіти і рекомендації по використанню альтернативних джерел енергії в різних країнах, що розвиваються.

Наприклад, з метою збереження працездатності системи зв'язку у разі надзвичайних ситуацій, японська компанія "DoCoMo" використовує для електропостачання базових станцій різні поновлювані джерела енергії. Схожі технології впроваджуються індійськими телекомунікаційними компаніями. Проблема полягає в нерозвиненості місцевої електричної мережі, через що багато базові станції довгий час (а іноді і постійно) змушені працювати на дизельному паливі. В результаті щорічно витрачається понад 2 млрд. тонн дизельного палива.

Подібні проекти існують і на території СНД, такі як "МТС-Україна" запустила проект, згідно з яким частина базових станцій буде частково переведена на живлення від вітрогенераторів. Передбачається використовувати турбіни Exel-R компанії "Bergey WindPower" встановленою потужністю 7,5 кВт.

РОЗДІЛ 2.СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В

ТЕЛЕКОМУНІКАЦІЙНИХ СИСТЕМАХ 4, 5G

* 1. Розвиток та особливості функціонування споживачаелектроенергії в телекомунікаційних системах 4, 5G.

В енергетиці поступово здійснюється перехід від ієрархічного централізованого керування процесами енергопостачання та енерговикористання до клієнтоорієнтованого підходу, який дає змогу більш тісно й ефективно взаємодіяти з кінцевим споживачем та орієнтуватися в першу чергу на його потреби.

Вибір способу зміни навантаження споживачів залежить як від зовнішніх факторів, так і від можливостей навантаження самого споживача. Варто відзначити, що остаточне рішення про технологію та допустимі межі зміни режимів роботи власного навантаження і доцільність такої зміни повинен приймати сам споживач, оскільки основним завданням енергетики є забезпечення необхідних потреб споживачів без створення будь-якого дискомфорту для нього. Важливим моментом оптимізації енергетичних процесів у сучасних системах енергопостачання із розосередженою генерацією та активним споживачем є розробка нормативно-методичного та алгоритмічного забезпечення для: ефективної сумісної роботи генераторів електричної енергії (як централізованої генерації, так і джерел РГ та НВДЕ) та споживача, який має власні генеруючі потужності та інші системи, що дають змогу споживачу реалізовувати свій потенціал; взаємодії споживачів між собою; взаємодії АС та СЕП.

На сьогоднішній день існує ціла низка стандартів Smart Grid для засобів релейного захисту, контролю та моніторингу магістральних та розподільних мереж. Серед них особлива увага приділяється стандартам, пов’язаним із приєднанням на паралельну роботу відновлюваних джерел розподіленого генерування з існуючими електроенергетичними системами. Ці стандарти є технологічно нейтральними та універсальними для всіх типів ВДЕ до 10 МВА та регулюють технічні вимоги до електроенергетичних систем з НВДЕ. Стандарти включають у себе загальні вимоги до НВДЕ у нормальних та аварійних режимах, вимоги до показників якості напруги, відокремленої та паралельної роботи з енергосистемою, вимоги до підключення та синхронізації генераторів ВДЕ, а також специфікації та вимоги до проектування, виробництва, монтажу, введення в експлуатацію та періодичних випробувань.

Активним споживачем є учасник споживчого (роздрібного, локального) ринку енергії, який має можливість, виходячи зі своїх потреб та спроможності: 1) оптимізувати графік завантаження своїх власних потужностей як з метою мінімізації власних витрат на енергію, так і з метою отримання доходу від продажу переуступленої енергії та потужності на ринок чи безпосередньо іншим споживачам; 2) надавати різного роду додаткові послуги системному оператору чи іншим споживачам; 3) продавати вироблену власними генеруючими установками або накопичену власними акумуляторами енергію в систему енергопостачання, або безпосередньо іншим споживачам, які цього потребують; 4) надавати відповідні додаткові послуги споживачам чи системі енергопостачання, якщо існує така можливість. Орієнтація на потреби споживачів (клієнтоорієнтований підхід) та їхні можливості (додаткових послуг та генерації електроенергії) потребує створення певних стимулів та використання різного роду сучасних мультиагентних (багатоагентних) систем керування, адаптованих до реалій електроенергетики України.

Активний споживач електричної енергії крім описаного вище також має можливість:

– самостійно вибирати режим власного електроспоживання відповідно до необхідності виконання своїх виробничих планів з випуску продукції або забезпечення енергією власного домогосподарства на відповідному рівні;

– оптимізувати свої витрати на купівлю електроенергії з зовнішніх ринків;

– визначати ступінь своєї участі в наданні додаткових послуг системному оператору чи іншим споживачам;

– самостійно визначати яку кількість власної електроенергії кому продавати, кому переуступати власну невикористану потужність;

– вибирати умови завантаження та режими роботи власного обладнання для формування заявки на участь у купівлі / продажу електроенергії на оптовому і роздрібному чи локальному ринках електроенергії;

– самостійно визначати, кому та які додаткові послуги надавати.

Такі права споживачів та орієнтація на їхні потреби (клієнтоорієнтований підхід) і можливості (в плані створення додаткових послуг і генерації енергії) потребує використання різного роду мультиагентних (багатоагентних) систем керування, агенти (учасники) в яких є активними.

Повною мірою реалізувати потенціал активного споживача можна тільки поєднуючи функції обліку, контролю, керування навантаженням з акумулюванням енергії в місцях споживання та інтеграції джерел розосередженої генерації малої потужності в мережі споживачів.

Активність споживачів можна забезпечити кількома технологіями (рис. 2.1.), найбільш розповсюдженими серед яких є інтелектуальні прилади обліку енергії та СК попитом на основі таких приладів. Також можливим є використання джерел розосередженої генерації, системи акумулювання енергії, комбінацій перерахованого вище обладнання та відповідних систем керування активними споживачами різних рівнів. Крім того, деякі з перерахованих технологій досить ефективно можна використовувати і в перехідному періоді від традиційної до інтелектуальної енергетичної системи.



комбіновані варіанти

системи керування навантаженням

власні накопичувачі електроенергії

власні джерела розосередженої генерації

АКТИВНИЙ СПОЖИВАЧ

Рис.2.1. Можливості активногоспоживача

Навантаження будь-яких електроенергетичних систем складаються з сукупності навантажень окремих споживачів з індивідуальними для них графіками споживання (як протягом доби, тижня, так і відповідно до сезону), в результаті чого спостерігається нерівномірність навантаження. З врахуванням такого різноманіття та кількості споживачів, їхніх особливостей та характеристик актуальними є питання формування певних груп споживачів електроенергії з метою оцінки доцільності та потенціалу їхньої активної поведінки в кожній із цих груп і розробки відповідних методик для оцінювання рівня активної поведінки та рекомендацій щодо реалізації цього потенціалу. Приклад такої класифікації наведений на рис. 2.2.

Крім цього, споживачів електроенергії варто також розділити ще і за такими характеристиками:

1) мають потенціал активної поведінки та відповідне бажання його реалізувати;

2) мають потенціал активної поведінки, але не мають бажання його реалізовувати;

3) не мають потенціалу активної поведінки, але мають відповідне бажання до такої поведінки;

4) не мають ні потенціалу, ні бажання до активної поведінки.

Такий поділ у подальшому дасть змогу розробити більш точні рекомендації відповідним групам споживачів щодо вибору можливих стратегій поведінки, сформувати системи керування, провести налагодження взаємодії між такими елементами та сформувати закони керування.

З метою отримання максимального ефекту від інтеграції нових елементів у систему енергопостачання, необхідним єзабезпечення здійснення ефективного відбору потужності навантаженнями споживачів від генераторів та накопичувачів, а також за допомогою нового інтегрованого обладнання – здійснення оптимізації та регулювання режимів роботи як СЕП[12], так і режимів роботи споживачів з метою здійснення ефективного регулювання та отримання взаємної вигоди.

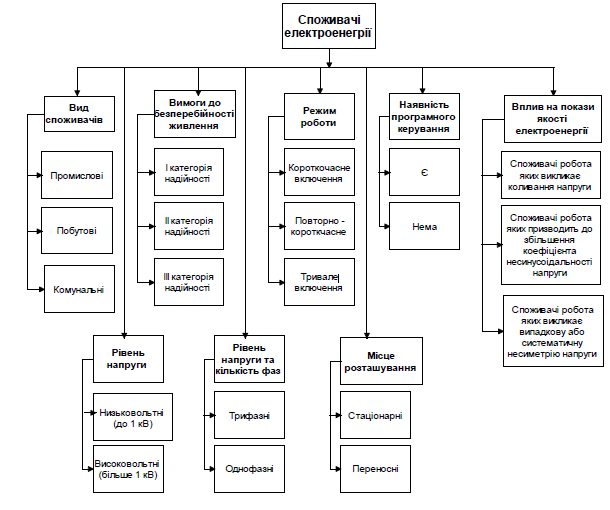


Рис 2.2 Класифікація споживачів електричної енергії

Формування відповідних законів регулювання локальної системи енергопостачання можливе за умови вибору та реалізації ряду критеріїв, зокрема критеріїв оптимального відбору потужності від генераторів та критеріїв оптимального споживання електроенергії кінцевими споживачами. Це вимагає певної систематизації вже існуючих критеріїв.

Відповідно до вибраної множини критеріїв процес оптимізації може проводитися за такими напрямками:

- оптимізація електромагнітних чи енергетичних процесів у перетинах чи вузлах виділених систем;

- оптимізація параметрів елементів системи;

- оптимізація структури системи;

- оптимізація режиму роботи системи;

- оптимізація режиму роботи окремих елементів та ін.

Вибір оптимального рішення, що відповідає представленим критеріям, є складним завданням, а його вирішення вимагає застосування цілого ряду спеціальних методик до початку проектування систем.

Для забезпечення ефективного та якісного впровадження нового генеруючого та іншого обладнання активного споживача в систему енергопостачання (компенсаторів реактивної потужності, накопичувачів електроенергії і т.д.), а також мінімізації витрат часу і витрат на проектні та пусконалагоджувальні роботи необхідно здійснювати комплекс робіт з системного аналізу на передпроектному етапі та в ході виконання робіт з проектування і виготовлення та монтажу устаткування:

– аналіз елементів об’єкта, самого об'єкта, його режимів роботи та взаємодії з існуючим обладнанням (підстанції, мережевого району, розподільних мереж підприємства, міжсистемних зв'язків, технологічного обладнання та інших навантажень);

– дослідження статичної та динамічної стійкості енергосистем при інтеграції нового обладнання чи при підключенні нових споживачів;

– вибір параметрів спрацювання і пристроїв релейного захисту та протиаварійної автоматики;

– визначення існуючих проблемних місць і вироблення рекомендацій щодо вдосконалення структури і режимів роботи мережі;

– вибір пристроїв компенсації реактивної потужності та місць їхнього встановлення з метою оптимізації режимів роботи об'єкта;

– аналіз існуючих і потенційних точок підключення та визначення перспективних місць приєднання джерел РГ та іншого обладнання;

– аналіз взаємодії джерел РГ з об’єктами системи енергопостачання в рамках об’єкта, що досліджується, та власним навантаженням;

– розробку стратегії управління обладнанням і аналіз досягнення поставлених завдань з оптимізації режимів роботи й впливу на об'єкт у цілому;

– економічне порівняння розглянутих варіантів роботи обладнання.

Активна поведінка споживачів електроенергії змінює їхню роль та функції, які вони можуть виконувати в системі енергопостачання, що проявляється у вигляді таких можливостей: 1) керування власним попитом; 2) оптимізація власного графіка споживання; 3) використання власної генерації; 4) надання додаткових системних послуг; 5) інші можливості.

Системна інтеграція активного споживача як в систему енергопостачання, так і на ринок електроенергії потребує розгляду ряду питань щодо забезпечення процесу переходу від «пасивних» до «активних» споживачів електроенергії[13].

Для розробки механізмів реалізації та стимулювання «активної» поведінки споживача спочатку необхідно розробити відповідну класифікацію споживачів з точки зору потенціалу активної участі, а також відповідні методики для оцінки такого потенціалу і вибору необхідного обладнання для його реалізації. Аналіз впливу обладнання АС наведено в додатку А.

Традиційно в електроенергетиці виділяються якісні та кількісні класифікаційні ознаки, які можна застосовувати і до активного споживача. Крім того, на даному етапі додатково «активного споживача» можна класифікувати таким чином:

1) *за встановленим обладнанням:* споживачі з генеруючим обладнанням; споживачі з накопичувачами енергії; споживачі з системами керування навантаженням; комбіноване використання кількох варіантів («prosumer»);

2) *за впливом на систему енергопостачання:* споживачі, які використовують власне обладнання тільки для власних потреб; споживачі, які мають можливість передавати надлишки енергії до мережі чи інших споживачів; споживачі, які використовують обладнання лише для коригування .

З метою попереднього визначення механізму впливу на графік споживання для окремої категорії споживачів потрібно провести оцінку можливості такої зміни на основі аналізу графіка електричних навантажень.

Для аналізу графіка електричних навантажень пропонується застосовувати традиційні оціночні коефіцієнти з точки зору їх фізичного значення та критерію рівномірності.

«Активного споживача» можна також класифікувати ще за рядом ознак, які наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1. Класифікація «Активних споживачів»

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  з/п | Класифікаційна  ознака | | Характеристика | |
| 1 | Вид споживача | | За видом споживачів поділяють так: населення, промислові підприємства, транспорт та суб’єкт господарювання, які в свою чергу поділяються на  більш вузькі та точніші класифікації | |
| 2 | Вид технологічного процесу | | Основні види технологічного процесу:   * процес однаковий для кожного циклу, але за рахунок зміни часу початку циклу є можливість перенесення частини навантаження з часів максимального навантаження системи на менш завантаженіділянки; * процес постійний та неможливий для перенесення, але продукція відрізняється за електроємністю, а сам процес регулюється заінтенсивністю; * процес допускає перерви чизупинки; * існує можливість розділення процесу та складуванняпродукції; * процес вільний від обмежень на зниження навантаження | |
| 3 | Потенціал зниження  навантаження | | Цей показник розбивається на відсоткові значення, що характеризують можливе зниження навантаження | |
| 4 | Швидкість реакції на зміну навантаження | | Показник характеризує як швидко споживач може змінити власне споживання відповідно до вимог мережі, починаючи від миттєвої зміни поступово  наближаючись до 24 год. | |
| 5 | Максимально можлива тривалість  зменшення навантаження | | Характеризує стійкість та гнучкість технологічного процесу, тобто залежно від можливості зниження навантаження без нанесення збитків споживачута  без створення певних незручностей. Варіантами є інтервали від кількох хвилин до кількох годин | |
| 6 | Тривалість раптових відключень | | Показник тривалості раптових відключень ілюструє час, на який було раптово припинено технологічний процес чи його частину. Варіанти вибору - 1 с, 1 хв,  10 хв, 30 хв та більше ніж 30 хввідповідно | |
| 7 | Наявність обладнання з малою потужністю та короткочасним | | Показник відображає кількість обладнання, яке потенційно може живитись від акумуляторних батарей чи власних РГ малої потужності | |
| 8 | | Частка обладнання І, ІІ, ІІІ категорій надійності | | Цей показник розраховується як відношення потужності обладнання певної категорії дозагальної потужності обладнання, встановленого на підприємстві |
| 9 | | Коефіцієнт залучення РГ | | Розраховується як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок РГ, до всієї спожитої енергії |
| 10 | | Коефіцієнт залучення НВДЕ | | Розраховується аналогічно коефіцієнту залучення РГ як відношення обсягів спожитої енергії, що вироблена за рахунок НВДЕ, до всієїспожитої  енергії |
| 11 | | Потенціал НВДЕ для місцевості | | Визначається від доступних ресурсів у даній місцевості. За даним показником можна визначити, яке обладнання та якої потужності можна встановити  в безпосередній близькості для даного споживача |
| 12 | | Баланс потреб підприємства та систем енергопостачання | | Показує у скільки разів вироблена (або спожита) енергія за розглянутий період менша від тієї кількості електроенергії, яку було вироблено (спожито) за той же час, якбинавантаження  установки було максимальним |
| 13 | | Можливість  генерації в мережу | | Можливість існує або даний споживач не має такої  можливості чи мережа потребує модернізації |
| 14 | | Обсяги генерації та графік видачі електроенергії в мережу та інші характеристики графіка споживання | | При оцінці графіка електричного навантаження та оціночних коефіцієнтів потрібно розрахувати середнє значення навантаження,середньоквадратичне навантаження, дисперсію графіка, коефіцієнти максимуму навантаження, заповнення графіка та інші характеристики. Аналітичним шляхом робиться висновок про можливість зміни графіка споживання шляхом впровадження організаційних заходівчи  встановлення обладнання АС. |

Варто зазначити, що не останню роль відіграють економічні фактори, які впливають на поведінку АС, особливо в перехідний період від традиційної до інтелектуальної енергетики. Серед таких факторів варто виділити: 1) ціну на споживану з мережі електроенергію; 2) вартість виробленої електроенергії власними генераторами; 3) вартість підключення власної генерації до мережі; 4) вартісна оцінка вигідності можливих режимів роботи та взаємодії; 5) економічна доцільність перенесення живлення власного обладнання в часі; 6) вартість додаткових послуг, які може надавати/отримувати активний споживач, тощо.

2.2. Моделі активного споживача

Однією з причин зміни показників якості електроенергії в системі енергопостачання, а саме коливання напруги та частоти, є постійні процеси включення та виключення установок споживачів. Принциповим аспектом роботи локальної енергосистеми, а також автономної електроенергетичної системи є випадковий характер зміни потреби в електроенергії, яка значною мірою залежить від типу та характеристик обладнання споживача.

Переважну більшість всього обладнання споживачів електроенергії можна охарактеризувати як таке, що не потребує миттєвого включення (старту), окрім деяких окремих випадків (деяких технологій, режимів роботи чи особливостей роботи певних механізмів) [14]. Для цього обладнання стає можливим здійснення затримки пуску (подання напруги на обладнання) з метою попереднього опрацювання заявки споживача на включення обладнання та в разі необхідності здійснення відповідних комутацій обладнання у системі чи створення керуючих впливів на зміну режиму роботи генеруючого обладнання.

Таке зміщення в часі моменту включення навантаження стає можливим при наявності відповідних систем керування:

- для пасивних та кваліфікованих споживачів – СКН;

- для відповідальних (солідарних) споживачів – СК об’єднаннями споживачів;

- для активних споживачів – системи керування обладнанням АС (СК «АС») різних рівнів та об’єднаннями таких споживачів.

Розглянемо можливі варіанти взаємодії активного споживача та мережі електропостачання (рис. 2.3).



Система електропостачання

Інший активний споживач (АС 2)

Активний споживач (АС 1)

Рис. 2.3. Взаємодія між елементами системи

Активний споживач може отримувати енергію кількома шляхами:

– ззовні: від системи енергопостачання або від іншого АС;

– від власних джерел РГ та НВДЕ або накопичувачів енергії.

Взаємодія між цими елементами має будуватися на основі взаємовигідних режимів роботи для кожного із елементів, що взаємодіють (загальної оптимізаційної задачі для системи чи підсистеми, що розглядається). Контроль та регулювання режимів роботи обладнання активного споживача мають здійснюватися відповідною СК [інформаційною системою керування «Активний споживач» (ІСК АС)], а взаємодія АС із іншими елементами системи (рис. 3.3) – інформаційною системою вищого рівня.

Зв'язок АС із іншими учасниками ринку можна відобразити у вигляді (рис 1.4.):

- прямого впливу (біла стрілка);

- зворотного впливу (пунктирна лінія);

- інформаційних та керуючих сигналів (чорна стрілка);

- фінансових потоків.



Рис. 2.4. Зв'язок між елементами системи та СК «АС»

Розглянемо загальний випадок активного споживача, коли у нього є все наявне обладнання, яке забезпечує активну поведінку, а саме система керування навантаженням (СКН), акумуляторні батареї (АБ) та джерела розосередженої генерації (РГ) [15]. Зв’язки між обладнанням такого АС та його системою керування (СК «АС») можна представити у вигляді схеми, показаної на рис. 2.5, а його зв'язок із системою енергопостачання та іншим активним споживачем – у вигляді схеми що зображена на рис. 2.6.

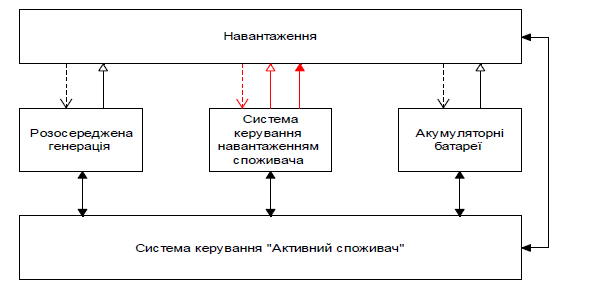


Рис. 2.5. Зв'язок між основним обладнанням активного споживача та системою керування Активний споживач

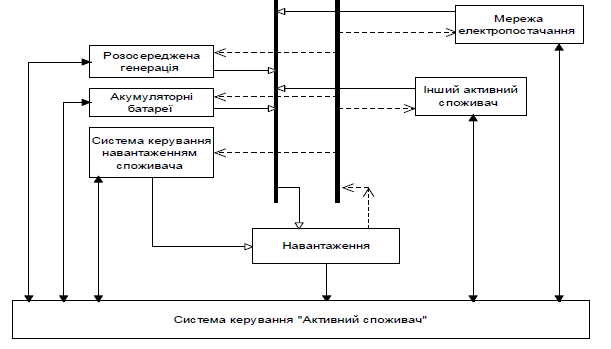


Рис. 2.6. Зв'язок між обладнанням АС та іншими елементами енергосистеми

Потоки енергії в такій системі у разі споживання енергії споживачем ззовні можна відобразити у такому вигляді, представленому на рис. 1.7.

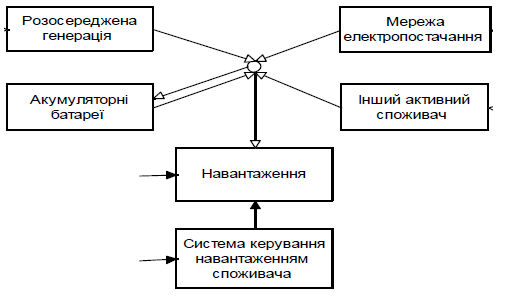


Рис. 2.7. Потоки енергії в разі споживання енергії споживачем ззовні (чорна стрілка – інформаційні сигнали та керуючі впливи, біла стрілка – напрями потоку енергії)

Основне обладнання, використання якого створює умови до перетворення звичайного споживача на активного розділимо на такі групи: 1) джерела РГ; 2) СКН споживача; 3) акумуляторні батареї; 4) поєднання кількох одиниць перерахованого вище обладнання.

Використання джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи системи електропостачання із активними споживачами для самих активних споживачів ця задача є першочерговою. Інший варіант можливий, якщо генератор призначений для регулювання або збереження балансу, тоді важливішим буде дотримання режиму.

Що стосується використання акумуляторних батарей, то основним їхнім завданням у складі АС є мінімізація витрат шляхом накопичення електроенергії від власних джерел розосередженої генерації або від мережі електропостачання на час, коли вона є дешевшою, та її використання, коли ціна на електроенергію зростає. Перемикання навантаження на живлення від АБ в години, коли ціна на електроенергію висока, крім економії для споживача сприяє ще і зменшенню загального навантаження мережі в пікові та напівпікові години, що в свою чергу позитивно впливає на роботу СЕП.

Також можливим є комбінування кількох типів обладнання активного споживача, що сприяє отриманню більшого ефекту від їхнього використання.

Окремим питанням є взаємозв’язок різного роду активних споживачів між собою. Основними вигодами, які можна отримати від такого зв’язку, є: 1) часткове розвантаження мереж; 2) підвищення якості та надійності енергопостачання споживачів; 3) оптимізація режимів роботи системи енергопостачання; 4) продовження терміну експлуатації мереж та обладнання; 5) зменшення перетоків електроенергії в мережі; 6) інші вигоди.

Комбінуючи основне обладнання активного споживача, можна виділити такі типи активних споживачів: 1) тільки з використанням джерел розосередженої генерації (РГ); 2) тільки з використанням систем керування навантаженням (СКН); 3) тільки з використанням акумуляторних батарей (АБ); 4) із спільним використанням РГ та СКН; 5) із спільним використанням РГ та АБ; 6) із спільним використанням СКН та АБ; 7) із спільним використанням РГ, АБ та СКН. Можливості використання таких комбінацій обладнання детальніше проаналізовано в додатку Б.

Зв'язок між основним обладнанням активного споживача, системою енергопостачання та іншими активними споживачами показано на рис. 2.8



Рис. 2.8. Модель взаємодії обладнання активного споживача між собою та основними елементами системи енергопостачання.

На рисунку позначено: 1 – навантаження (Н); 2 – джерела РГ; 3 – акумуляторна батарея (АБ); 4 – система керування навантаженням (СКН); 5 – система керування «Активний споживач»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший активний споживач (АС 2); *Pv {x}→{y}* – прямий зв’язок; *Bv* – зворотний сигнал; *Is {x}→{y}* – інформаційний зв’язок; *Ks{x}→{y}* – керуючі сигнали.

2.3 . Режими роботи активного споживача

Для підвищення ефективності експлуатації електромереж існують методи та засоби формування умов оптимальності їх режимів в умовах постійного зростання навантаження споживачів та збільшення частки децентралізованого генерування за рахунок джерел розосередженої генерації та обладнання активних споживачів. Для забезпечення рентабельності функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлюваних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж, якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими.

Як вже зазначалося, використання джерел РГ та СКН під час їхньої експлуатації передбачає отримання максимального прибутку, що проявляється через реалізацію (продаж) виробленої або зекономленої електроенергії. Тому при коригуванні режимів роботи ЛСЕ із АС ця задача є першочерговою. Однак в окремих випадках першочерговим може бути надання АС додаткових послуг для СЕП, тобто використання потенціалу АС для регулювання режимів роботи мережі, для зменшення перетоків електроенергії, для вирівнювання графіка споживання та надання інших системних послуг, що передбачає отримання певної вигоди як для енергетичної компанії, так і для самого споживача.

Якщо детальніше розглядати взаємодію АС та мережі енергопостачання рис. 2.3, то можливі наступні варіанти поведінки цих елементів (табл.2.2).

Таблиця 2.2. Можливі режими роботи елементів, що взаємодіють

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Умовне позначення | Генератори мережі | Навантаження  мережі | Активнийспоживач |
| Г1 | Н1 | Н2 |
| Можливі режими  роботи | 1)генерація (Г)   1. споживання(С) 2. відключення(В) | споживання(С)  відключення(В) | 1)генерація (Г)   1. споживання(С) 2. відключення(В) |

Проведемо перебір можливих варіантів взаємодії представлених в

табл. 2.2 елементів та розглянемо їх більш детально.

Таблиця 2.3. Можливі варіанти взаємодії мережі та активного споживача

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № з/п | Г1 | Н1 | АС | Баланс потужностей | Опис взаємодії |
| 1 | Г | С | Г | РГ1Г+РН1С+РАСГ=0 | 2 генератори-1навантаження |
| 2 | Г | С | С | РГ1Г+РН1С+РАСС=0 | 1генератор-2навантаження |
| 3 | Г | С | В\* | 1. РГ1Г+РН1С=0; 2. В\* | 1генератор-1навантаження;  В\* - автономний режим роботи АС |
| 4 | Г | В | Г | 1)РГ1Г>0;  2)РАСГ>0 | 1. Режимакумулювання; 2. Зміна роботигенераторів |
| 5 | Г | В | С | РГ1Г+РАСС=0 | 1генератор-1навантаження |
| 6 | Г | В | В\* | РГ1Г>0 | В\* - автономний режим  роботи АС |
| 7 | С | С | Г | РАСГ+РГ1С+РН1С=0 | 1генератор-2навантаження |
| 8 | С | С | С | РГ1С+РН1С+РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 9 | С | С | В\* | РГ1С+РН1С ≠0 | Режим неможливий, крім В\* |
| 10 | С | В | Г | РАСГ+РГ1С=0 | 1генератор-1навантаження |
| 11 | С | В | С | РГ1С+ РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 12 | С | В | В\* | РГ1С ≠0 | Режим неможливий, крім В\* |
| 13 | В | С | Г | РН1С+РАСГ=0 | 1генератор-1навантаження |
| 14 | В | С | С | РН1С+РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 15 | В | С | В\* | РН1С ≠0 | Режим неможливий, крім В\* |
| 16 | В | В | Г | РАСГ>0 | Акумулювання |
| 17 | В | В | С | РАСС≠0 | Дефіцит енергії |
| 18 | В | В | В\* | - | - |

Тут В\* - автономний режим роботи АС.

Провівши аналіз отриманих варіантів взаємодії, розділимо всі можливі варіанти на наступні групи та опишемо їх (табл. 2.4): 1) нормальні режими взаємодії; 2) режими надлишкової генерації; 3) неможливі режими.

Таблиця 2.4. Групи режимів взаємодії активного споживача та мережі

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №режиму  взаємодії | Г1 | Н1 | АС | Баланс потужностей | Примітка |
| Група 1: нормальні режими | | | | | |
| 1 | Г | С | Г | РГ1Г+РН1С+РАСГ=0 | 2Г-1Н |
| 2 | Г | С | С | РГ1Г+РН1С+РАСС=0 | 1Г-2Н |
| 3 | Г | С | В\* | 1. РГ1Г+РН1С=0; 2. В\* | 1Г-1Н; В\* - автономний  режим роботи АС |
| 5 | Г | В | С | РГ1Г+РАСС=0 | 1Г-1Н |
| 7 | С | С | Г | РАСГ + РГ1С +РН1С=0 | 1Г-2Н |
| 10 | С | В | Г | РАСГ+РГ1С=0 | 1Г-1Н |
| 13 | В | С | Г | РН1С+РАСГ=0 | 1Г-1Н |
| Група 2: режими надлишкової генерації | | | | | |
| 4 | Г | В | Г | 1)РГ1Г>0;  2)РАСГ>0 | 1. Стабілізаціянапруги 2. Режимакумулювання |
| 6 | Г | В | В\* | 1) РГ1Г>0;  2) В\* | 1. Стабілізаціянапруги 2. В\*- автономнийрежим роботиАС. |
| 16 | В | В | Г | РАСГ>0 | Акумулювання |
| Група 3: неможливі режими | | | | | |
| 8 | С | С | С | РГ1С+РН1С+РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 9 | С | С | В\* | РГ1С+РН1С ≠0 | Режим неможливий, крім В\* |
| 11 | С | В | С | РГ1С+ РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 12 | С | В | В\* | РГ1С ≠0 | Режим неможливий, крім В\* |
| 14 | В | С | С | РН1С+РАСС≠0 | Режим не можливий |
| 15 | В | С | В\* | РН1С ≠0 | Режим не можливий, крім В\* |
| 17 | В | В | С | РАСС≠0 | Режим неможливий |
| 18 | В | В | В\* | - | Режим неможливий, крім В\* |

Якщо розглядати режими роботи «активного споживача» відносно мережі енергопостачання, то їх всього три: 1) генерація; 2) споживання; 3) відключення від мережі, тобто автономний режим роботи. Режим взаємодії АС із мережею залежить від стану власного обладнання (додаток Б). Розглянемо АС як такого, що складається із власних генеруючих джерел, накопичувачів енергії та власне навантаження споживача. Оскільки система керування навантаженням безпосередньо не взаємодіє із мережею, а тільки з навантаженням, то в даному випадку її не розглядаємо. Що стосується накопичувачів енергії, то залежно від того чи він накопичує, чи віддає енергію його відповідно можна відносити як до навантаження споживача, так і до генератора.

Таблиця 2.5. Режими роботи обладнання активного споживача

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Режим АС відносно мережі | № режиму АС | Режими  обладнання АС | | Баланс потужностей АС | Примітка |
| ГАС | НАС |
| Г  генерація | І | Г | В | РАСГ=Р(ГАСГ) | Ргенерації>0;  Рспоживання =0 |
| ІІ | Г | С | РАСГ=Р(ГАСГ)-Р(НАСС) | Рген.>Рспож.>0 |
| С  споживання | ІІІ | Г | С | РАСС= Р(ГАСГ)- Р(НАСС) | Рспож.>Рген.>0 |
| ІV | В | С | РАСС=Р(НАСС) | Рген.=0; Рспож.>0 |
| V | С | С | РАСС=Р(ГАСС)+Р(НАСС) | Рспож.=Р(ГАСС)+Р(НАСС)>0 |
| В\* Відключення від мережі | I | Г | В | РАСГ=Р(ГАСГ) | Потрібне акумулювання Ргенерації>0;  Рспоживання =0; |
| II | Г | С | РАСГ=Р(ГАСГ)-Р(НАСС) | Потрібне акумулювання  Рген.>Рспож.>0 |
| III | Г | С | РАСС= Р(ГАСГ)- Р(НАСС) | Рспож.>Рген.>0 |
| VI | Г | С | Р(ГАСГ)= Р(НАСС) | Рген.= Рспож. |

З табл. 2.5 видно, що існує всього шість можливих режимів роботи генеруючого та споживаючого обладнання активного споживача як в автономному режимі, так і при взаємод ії із мережею. Детальніший аналіз взаємодії та розрахунок режимів роботи представлено в додатку В.

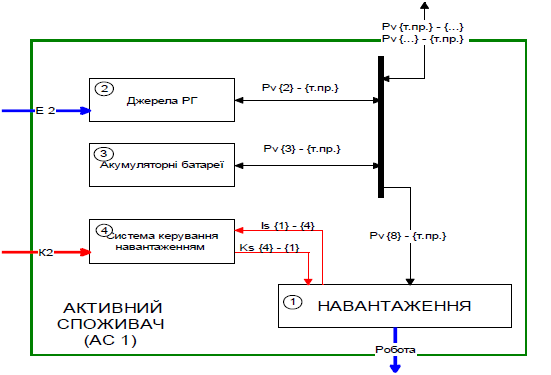


Рис. 2.9. Взаємодія обладнання АС між собою

На рис. 2.9 для загального випадку показано варіант взаємодії обладнання активного споживача, який володіє власними джерелами розосередженої генерації, накопичувачами енергії, системою керування навантаженням і власне самим навантаженням. Для більш ефективної роботи власного обладнання активного споживача, а також для більш вигідної взаємодії самого активного споживача із системою енергопостачання та іншими як активними, так і звичайними споживачами енергії, а також з метою зменшення навантажень на інформаційні канали зв’язку доцільно розглядати можливість створення відповідної системи керування обладнанням активного споживача.

На рис. 2.10 зображено приклад такої системи керування із відповідними зв’язками між обладнанням, потоками енергії, потоками інформації та керуючих впливів.

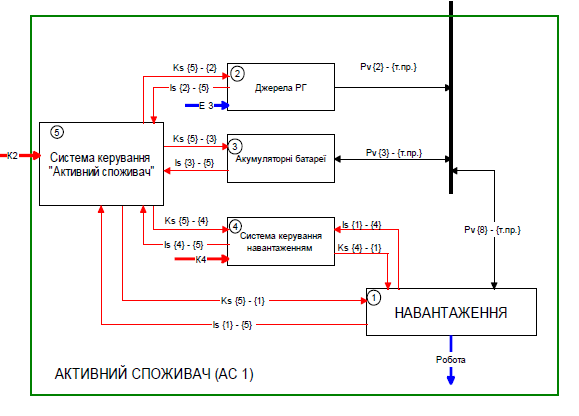


Рис. 2.10. Взаємодія обладнання активного споживача та

інтелектуальної системи керування «Активний споживач»

На рисунках 1.10 та використано наступні позначення: 1 – навантаження (Н); 2 – джерела РГ; 3 – акумуляторна батарея (АБ); 4 – система керування навантаженням (СКН); 5 – система керування «Активний споживач»; 6 – системний оператор; 7 – мережа енергопостачання; 8 – інший активний споживач (АС 2); 9 – система керування «Об’єднання споживачів (вищого рівня)»; *Pv* – прямий зв’язок; *Is* – інформаційний зв’язок; *Ks*– керуючі сигнали. Проведений аналіз можливих режимів роботи активного споживача дасть змогу розробити оптимізаційну модель роботи активного споживача, а в подальшому розробити алгоритми роботи системи керування активним споживачем.

2.4. Оптимізація режимів роботи активного споживача.

Для забезпечення ефективності та рентабельності функціонування обладнання активного споживача, зокрема джерел розосередженої генерації та систем керування навантаженням, особливо актуальними є питання організації планування і оперативного («інтелектуального») керування режимами їхньої роботи. Внаслідок нестабільного виробітку електроенергії джерелами розосередженої генерації, через стохастичний характер більшості типів відновлюваних джерел енергії, можливості коригування режимів роботи електромереж, якими відбувається транспортування електроенергії від активного споживача або до нього, є дещо обмеженими.

Однією з проблем побудови інтелектуальних розподільних мереж є і проблема оптимальної роботи на основі нових алгоритмів функціонування та керування інтелектуальною мережею, нового обладнання та програмно-апаратного забезпечення, яке виконуватиме таке керування. Визначення параметрів режиму та параметрів основного обладнання дасть змогу провести аналіз основних оцінюваних величин на основі критеріїв оптимальності, а порівняння цих величин дозволить вибрати найбільш оптимальний режим роботи розподільної мережі та обладнання споживачів із найбільшою вигодою для кожного з учасників[17]. Залежно від рівня енергопостачальної системи куди інтегрований активний споживач, можуть відрізнятися його можливості та вигоди, які можуть отримувати всі учасники взаємодії.

У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі РГ та НВДЕ, коли вони працюють паралельно із мережею, постає питання узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення. Це стає обов’язковим, коли встановлена потужність НВДЕ в електромережі складає суттєву частку від сумарного навантаження (від 20%). У цьому випадку її доцільно розглядати як ЛЕС

Інтеграція джерел розосередженої генерації та формування інтелектуальних розподільних електричних мереж, керування яких здійснюється за новими ефективними алгоритмами, які враховують появу нових елементів, дасть змогу: 1) підключати додаткових споживачів без збільшення пропускної спроможності силових трансформаторів головних знижувальних підстанцій (ГЗП) і ліній (зараз із цим мають проблеми великі міста); 2) включити споживачів до активної участі в роботі системи електропостачання; 3) збільшувати виробничі потужності споживачів без збільшення споживання із зовнішньої живлячої мережі; 4) покращити техніко-економічну ефективність систем електропостачання як самих споживачів, так і мережевих компаній; 5) підвищити стійкість та надійність систем електропостачання споживачів при зниженні напруги в мережі; 6) створити можливість споживачам продавати надлишкову електроенергію та надавати додаткові послуги для мережі електропостачання, наслідком чого буде отримання додаткового прибутку.

В табл. 2.7 наведено вигоди, які отримує активний споживач та вигоди, в яких зацікавлений і активний споживач, і системний оператор залежно від рівня, на якому інтегруються джерела РГ та НВДЕ, або інше обладнання активного споживача.

Зв'язок та взаємодія між активними споживачами можуть відбуватися кількома способами: 1) через систему керування «Активний споживач вищого рівня» (на рис. 2.12 взаємодія між АС1 та АС2); 2) безпосередньо.

Можливими є такі варіанти: 1) прямий енергетичний зв'язок та пряма взаємодія на рівні власних систем керування активним споживачем; 2) прямий енергетичний зв'язок та взаємодія на інформаційному рівня через систему керування вищого рівня; 3) прямий інформаційний зв'язок та взаємодія через мережу енергопостачання; 4) зв'язок активних споживачів через систему керування вищого рівня та взаємодія через мережу енергопостачання.

Таблиця 2.7. Аналіз переваг що отримує споживач та системний оператор

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Рівень | Власник установок | |
| Споживач | Оператор розподільних мереж |
| Обладнання/  пристрій | Питаннями що можуть вирішуватися, є: 1)підвищеннянадійності електропостачанняокремого обладнання; 2) підвищення якості електроенергії для окремого обладнання; 3) зменшення витрат на енергію. Зацікавлений тільки споживач | Системний оператор у встановленні свого обладнання на такому рівні не зацікавлений |
| Споживач/  технологія | Питаннями що можуть вирішуватися на цьому рівні, є: 1) підвищення надійності електропостачання окремого споживача (кількох споживачів); 2) підвищення якості електроенергії для окремих споживачів; 3) зменшення витрат на електроенергію; 4) уникнення перевищення ліміту миттєвої споживаної потужності та обсягу споживання; 5) інші вигоди.Другорядними питаннями є надання додаткових послуг системному оператору | Основними питаннями є: 1) регулювання режимів роботи; 2) надання додаткових послуг з регулювання режимів роботи. Другорядними в цьому випадку будуть отримання прибутку.  Така форма власності дасть змогу системному оператору отримувати вигоди не тільки за рахунок регулювання режимів, але й отримувати додатковий прибуток за рахунок генерації електроенергії |
| Місто/пром.  вузол | Першочерговим є отримання максимального прибутку та створення вигод для споживачів. Оптимізація режимних параметрів та надання додаткових послуг системному оператору – на другому місці. Може бути навпаки, якщо системним оператором забезпечується відповідна компенсація | Пріоритетним є регулювання параметрів режиму та надання додаткових послуг, другорядним є отримання прибутку |
| Регіон | Окремий споживач у цьому не зацікавлений | Крім використання для потреб свого регіону, обладнання може використовуватися і для регулювання режимів в ОЕС України |

Для ефективної взаємодії елементів системи енергопостачання потрібно здійснювати узгодження алгоритмів функціонування як обладнання споживачів, так і джерел РГ та АС між собою. Узгодження взаємодії між АС має ґрунтуватися на виборі взаємовигідних режимів роботи, тобто на вирішенні власної частинної оптимізаційної задачі, яка обов’язково має бути складовою загальної оптимізаційної задачі системи. Умовою є максимально ефективне використання виробленої активними споживачами енергії та послуг, які вони надають, і оптимальне завантаження мережі енергопостачання. Вибір режимів роботи активних споживачів та їхнього обладнання повинен задовольняти умову рівноваги Неша або знаходитися в межах оптимальності за Паретто.

З метою отримання найбільшої вигоди для всіх учасників системи енергопостачання із джерелами РГ та АС потрібно враховувати інтереси кожного з учасників такої системи та здійснювати балансування цих інтересів на найбільш вигідному для всіх рівні.

Залежно від вимог споживача до встановленого обладнання, а також можливостей цього обладнання (табл. 2.8. – 2.10) формується головна оптимізаційна задача для АС, що розглядається, яка в подальшому повинна вирішуватися і узгоджуватися з іншими учасниками, а на основі прийнятого рішення про взаємодію, кожною системою керування активного споживача повинні формуватися відповідні керуючі впливи до власного обладнання з метою забезпечення вибраного режиму взаємодії. Також варто відзначити, що формування окремих складових оптимізаційної задачі можливе не для всіх активних споживачів, а значення сформованих складових та відповідні критерії їхньої важливості в загальній оптимізаційній задачі можуть регулюватися зовнішнім регулятором та відповідними нормативними документами. З метою оптимізації таких режимів була створена модель активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання.

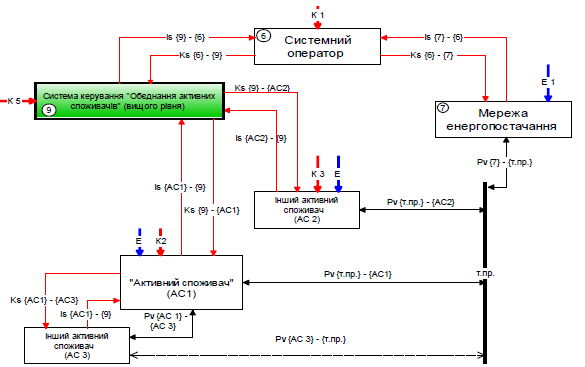


Рис 2.12. Взаємодія активних споживачів між собою та системою керування «Об’єднання активних споживачів» і системним оператором

Залежно від особливостей та можливостей того чи іншого споживача а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача для кожного споживача.

Для кожного окремого споживача кількість критеріїв та ступінь важливості окремих складових загальної оптимізаційної задачі можуть відрізнятися залежно від індивідуальних умов. Тому вибір цих складових, а також критерій важливості кожної із складових варто проводити експертним методом для кожного споживача окремо.

Опишемо кожен із типів активних споживачів залежно від основних можливостей встановленого обладнання, а також складових загальної оптимізаційної задачі, на які має вплив встановлене обладнання.

Вплив на режим споживання електроенергії споживачами може мати різні наслідки для різних категорій споживачів. Ці наслідки можуть бути як позитивними, так і негативними. Основною умовою такого впливу є те, щоб споживач не зазнавав економічних збитків (промислові споживачі, юридичні особи) та дискомфорту (населення) від такого впливу.

Активність споживачів у керуванні власним електроспоживанням може бути реалізована таким шляхом:

– зміни форми графіка електроспоживання шляхом зміни режимів роботи технологічного обладнання;

– використання власних джерел та/або накопичувачів енергії;

– комбінації кількох можливих варіантів.

Загальна задача лінійного програмування формулюється наступним чином: знайти рішення *{Х 1, Х 2, .... Х n},*, що дає змогу максимізувати або мінімізувати цільову функцію:

*F = C 1 X 1 + C 2 X 2 + ... + C n X n.*

У подальшому для розв’язання оптимізаційних задач будемо користуватися саме цим методом.

2.5. Оцінка ефектиіності роботи споживачів електроенергії в телекомунікаційних системах 4, 5G.

Реалізація стратегії активного споживача передбачає узгодження режимів роботи обладнання споживача та мережі і взаємодію активних споживачів між собою. З метою оптимізації таких режимів була створена модель активного споживача, в якій виділено кілька складових основного оптимізаційного завдання, про які згадувалося раніше: 1) мінімізація витрат на електроенергію; 2) максимізація прибутку від продажу електроенергії; 3) оптимізація споживання електроенергії; 4) оптимізація структури мережі; 5) оптимізація параметрів системи електропостачання; 6) оптимізація режимів роботи активного споживача; 7) оптимізація режимів роботи системи енергопостачання; 8) оптимальне виробництво електроенергії від власних джерел РГ; 9) зменшення негативного впливу на екологію тощо.

Залежно від особливостей та можливостей того чи іншого споживача, а також потреб системи електропостачання формується окрема оптимізаційна задача, яка складається із описаних вище складових. Кожна із цих складових представляється відповідною моделлю:

1. *Мінімізація витрат.* Основною цільовою функцією цієї складової є мінімізація витрат на електроенергію:

*F1(Ẋ) → min.*

Яка є сумою прибутку від споживання (різниці вигоди від споживання і вартості відібраної з мережі електроенергії) і прибутку від власної генерації (різниці доходу від продажу електроенергії в мережу і собівартості генерації) і має такий вигляд:

𝑓(𝑡, 𝑃𝑛спож(∙), 𝑐𝐸(∙), ) *→ min,*

де 𝑔𝑡𝐼 /𝑔𝑡𝐸 – обсяг генерації, що спрямовується на внутрішнє/зовнішнє споживання; 𝑔𝑡 – загальний обсяг виробництва енергії РГ; 𝑃𝑛 спож(∙)–споживана потужність; 𝑐І(∙)/𝑐𝐸 (∙) – ціна на електроенергію, споживану з мережі, що віддається в мережу.

2. *Максимізація прибутку.* Основною цільовою функцією цієї моделі є максимізація прибутку від проданої електроенергії:

*F2(t, a(t),g(t), ge(t),θ,Pg,η) → max*.

З метою отримання максимального прибутку зацікавленість споживача до переходу в клас «активних споживачів» може бути представлена у вигляді мінімізації функції затрат на виділеному проміжку часу, де від’ємне значення функції означатиме прибуток, який отримує споживач від власних дій. Мінімізацію функції затрат на виділеному проміжку часу можна записати як максимізацію функції отриманого прибутку для активних споживачів (із різною часткою генерації) і для генеруючих компаній чи ВрЕС.

Модель максимізації прибутку активного споживача підходить для опису його поведінки при розробці як механізмів мотивації споживача до участі в регулюванні, так і механізмів керування попитом.

Спосіб взаємодії споживача [звичайного чи активного (різного роду та ступеня)] з мережею в першу чергу є результатом економічного розрахунку. Такий розрахунок повинен враховувати самостійність поведінки споживача, тобто спроможність коригувати свою поведінку відповідно до зміни зовнішніх умов (керуючих впливів), що в свою чергу передбачає вирішення другорядних складових загального оптимізаційного завдання.

1. *Оптимізація споживання електроенергії.* Оптимізаційна задача цієї моделі полягає: 1) у виборі оптимального графіка споживання; 2) у встановленні оптимальних та граничних меж споживання та дотримання графіка споживання в цих межах.

У загальному випадку цільову функцію оптимізації графіка споживання електроенергії із мережі можна записати у такому вигляді:

*F(Ẋ) → opt;*

*F(Ẋ) = (F1(Ẋ); F2(Ẋ); …; Fk(Ẋ));*

*Ẋ*ε*Ω; Ẋ =(X1; X2; …; Xn);*

*Ω ={ Ẋ: ai'≤ Xi'≤ bi', i' = 1…n }.*

де *Ẋ* – вектор оптимізованих параметрів; *F(Ẋ)* – цільова функція; *ai', bi'*– межі зміни оптимізованих параметрів.

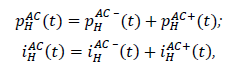
Для окремого випадку цільову функцію оптимізації графіка споживання електроенергії з мережі можна записати у вигляді

*Ẋ*є*Ω;*



де 𝑡– час; 𝑢(𝑡)– миттєве значення напруги; 𝑝𝐻𝐴𝐶 –(𝑡)– миттєве значення споживаної з мережі потужності; *Р* – миттєве значення споживаної потужності від інших джерел (в тому числі від власних джерел активного споживача); знаки «–» та «+» – відповідно позначають спожиту з мережі та спожиту із власних джерел РГ енергію; 𝑖𝐻М−(𝑡)– струм, що споживається із мережі; 𝑖𝐻𝐴𝐶−(𝑡)– струм, що споживається із власних джерел РГ; B𝑀−– витрати на споживану із мережі електроенергію; *η –* коефіцієнт корисної дії.

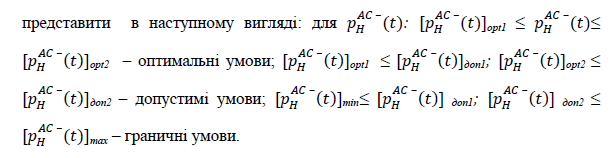
З метою вибору найбільш оптимального графіка споживання, на кожен із параметрів оптимізаційної задачі повинні накладатися обмеження у вигляді умов, які є бажаними для споживача та мережі (оптимальні умови), умов, які за певних упущень є прийнятними для обох сторін (допустимі умови), та умов, недотримання яких є неприпустимим для однієї або двох сторін (граничні). Такі обмеження представимо у вигляді функцій: оптимальні –*G(Ẋ) = (g1(Ẋ); g2(Ẋ);…; gm(Ẋ));* допустимі –*K(Ẋ) = (k1(Ẋ); g2(Ẋ);…; kl(Ẋ));* граничні – *Н(Ẋ) =(h1(Ẋ); h2(Ẋ);…; hp(Ẋ)).* При розв’язанні конкретної оптимізаційної задачі, формується перелік описаних вище умов для кожного із оптимізованихпоказників. Для прикладу, завдання оптимізації графіка споживання електроенергії можна представити у вигляді



де 𝑝𝐻𝐴𝐶(𝑡) – миттєве значення споживаної потужності навантаженням активного споживача; 𝑖𝐻𝐴𝐶(𝑡)– миттєве значення струму, що споживається навантаженням активного споживача



Що стосується обмежень для кожного із параметрів цієї оптимізаційної задачі, то оптимальні, допустимі та граничні умови для напруги *u(t)* визначаються державним стандартом. Для миттєвих значень споживаної потужності 𝑝𝐻𝐴𝐶 –(𝑡) та струму 𝑖𝐻𝐴𝐶 –(𝑡)встановлюються обмеження, які можна



2. *Оптимізація структури, конфігурації мережі та параметрів системи електропостачання.* Дана модель повинна передбачати: 1) живлення від джерел РГ за умови забезпечення ефективної роботи обладнання протягом мінімально встановленого періоду часу; 2) мінімальну відстань від генератора до споживача; 3) мінімальну кількість комутацій; 4) мінімальну кількість трансформацій; 5) мінімально допустимий час роботи від одного генератора; 6) тип та довжину ліній електропостачання; 7) характеристики навантаження; 8) електромагнітну сумісність; 9) перетоки енергії; 10) баланс енергії в контрольному перетині. У загальному випадку цільову функцію цієї моделі можна записати як

*F4(Ẋ) → opt*.

*3. Оптимізація режимів роботи обладнання активного споживача.* Залежно від зовнішніх умов та від вибраного режиму роботи обладнання активного споживача повинна виконуватися умова

*F5(Ẋ) → opt*;

*F5(ηi; tб.р.; Δ ; tmin ; Ci ;tвідн) → opt.*

Така модель повинна враховувати:1)коефіцієнт корисної дії *ηi*; 2) тривалість безперервної роботи *tб.р.*; 3) рівень втрат *Δ* електроенергії; 4) мінімально доцільний час роботи обладнання для отримання корисного ефекту *tmin*; 5) економічні показники роботи *Ci*; 6) час на відновлення *tвідн.* тощо.

*6. Оптимізація режимів роботи системи електропостачання.* Ця задача актуальна для випадку, коли власником генеруючого та /або регулюючого обладнання активного споживача є системний оператор або ж у споживача є можливість надавати системному оператору додаткові послуги для регулювання режимів роботи системи електропостачання. Основною метою є дотримання заданих режимів роботи: *F6(Ẋ) → opt.* Дана модель повинна передбачати такі складові: 1) рівень втрат електроенергії*;* 2) параметри якості електроенергії; 3) параметри надійності системи енергопостачання; 4) забезпечення пропускної спроможності; 5) забезпечення швидкості відновлення напруги; 6) максимум видачі потужності; 7) максимум прибутку; 8) оптимальне керування пристроями; 9) керування потужністю; 10) керування компенсаторами.

*7. Оптимальне виробництво електроенергії від власних джерел розосередженої генерації.* Забезпечення максимального виробництва електроенергії та відбору виробленої енергії від власних джерел РГ: *F7(Ẋ) → opt.* Дана модель має враховувати; 1) час роботи обладнання *ti*; 2) коефіцієнт корисної дії *ηi*; 3) співпадіння графіків генерації та потреби в електроенергії; 4) частоту відключення генераторів; 5) тривалість відключення генератора; 6) середній ресурс генератора; 7) час на запуск генеруючої установки.

*8.Зменшення негативного впливу на екологію.* Беручи до уваги та реалізовуючи потенціал джерел РГ та НВДЕ, можна оптимізаційне завдання вирішувати з точки зору мінімізації впливу на екологію: *F8(Ẋ) → opt*:

1) мінімізація викидів шкідливих речовин;

2) мінімізація теплових викидів;

3) мінімізція механічного впливу на навколишнє середовище тощо.

Кожен із параметрів загального оптимізаційного завдання має різний ступінь важливості залежно від випадку, що розглядається. Тому для формування найбільш точного розв’язання оптимізаційної задачі пропонуємо використовувати узагальнений критерій, який визначається методом скаляризації:

𝐹(𝑋)= 𝛼1𝐹1(𝑋)+ 𝛼2𝐹2(𝑋)+…+𝛼𝑛𝐹𝑛(𝑋)*,*

де *Fi(X)*– вектор оптимізованих параметрів системи; 𝛼і – коефіцієнти скаляризації (критерії важливості), які визначаються експертним шляхом. Розмірність векторів *F1(X),…,F8(X)* може бути різною. Векторні коефіцієнти дають змогу на базі векторів *F1(X),…,F8(X)* побудувати узагальнений критерій, який може бути як скалярний так і векторний. Якщо ж *F1(X),…,F8(X)* є скалярними критеріями, то 𝛼і є ваговими коефіцієнтами і сумарний вектор є скалярним.

Для кожного окремого випадку кількість критеріїв (з цього переліку або ж з доповненням нових) та ступінь важливості окремих складових загальної оптимізаційної задачі можуть відрізнятися залежно від індивідуальних умов. Тому вибір цих критеріїв, а також ступінь важливості кожної із складових на початковому етапі доцільно проводити експертним методом. Це створює також можливості для додаткового регулювання на ринку енергії шляхом коригування чи фіксування коефіцієнтів важливості для складових оптимізаційної задачі.

Алгоритм вибору оптимальних режимів роботи активного споживача ґрунтується на розв’язанні описаної вище загальної оптимізаційної задачі та вигляд, показаний на рис. 2.14.

Розв’язком загальної оптимізаційної задачі за запропонованим алгоритмом будуть параметри оптимального режиму роботи для АС. Ця модель дає змогу визначити пріоритетні напрямки роботи для кожного АС, збалансувати вигоди та врахувати можливі вимоги й обмеження, які встановлюються оператором системи енергопостачання з метою отримання найбільш корисного ефекту для всіх сторін. Реалізація такої моделі та алгоритму її використання здійснюється при розробці програмних засобів для оптимізації режимів роботи системи енергопостачання із РГ та АС, а також при узгодженні режимів роботи обладнання АС, розрахунку режимів роботи, розробці ряду методик для проектування систем енергопостачання із РГ та АС, методик для оцінки впливу АС на систему енергопостачання

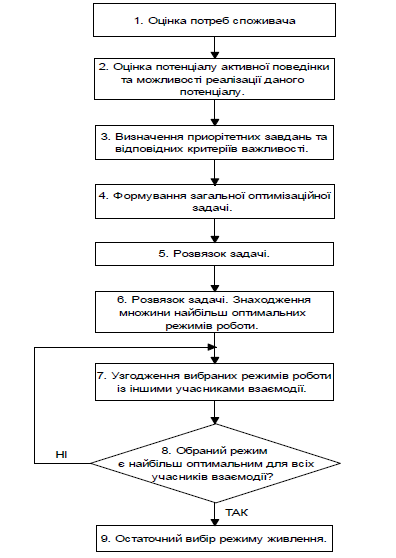


Рис. 2.14. Алгоритм визначення оптимального режиму роботи АС

Розділ 3.СУЧАСНИЙ СТАН СОНЯЧНИХ БАТЕРЕЙ

3.1. Основні технічні параметри сонячних перетворювачів

Сонячна енергетика – один із перспективних напрямів використання енергії відновлюваних джерел, що швидко розвивається. З усіх відновлюваних джерел сонячна енергія є найбільш доступним природним енергоресурсом; щодо її використання накопичено багатовіковий історичний досвід. Можливості використання сонячної енергії людству відомі ще до нашої ери, але істотного розвитку цей напрямок зазнав на початку XIX ст. Було змонтовано багато експериментальних установок та проведено їх дослідження [34]. У сучасному світі сонячна енергія широко використовується для тепло- та електропостачання, включаючи гаряче водопостачання і опалення, а також для кондиціювання повітря, висушування та в інших технологічних процесах.

Розробки і промислова продукція в цій області на сьогодні дуже активно розвиваються в таких країнах як Німеччина, США, Великобританія, Японія, Корея та Китай і становлять вагомий відсоток енергетичного виробітку в світі.

За даними досліджень Міжнародного Енергетичного Агенства (ІЕА) на сьогодні 83% всього ринку сонячної теплоенергетики за встановленою потужністю припадає на СК та СЕ змонтовані у Китаї (309,5 ГВт) та Європі (49,2 ГВт). Решта встановленої потужності розподілилася між Сполученими Штатами та Канадою (18,4 ГВт), Азією без Китаю (11,6 ГВт), Латинською Америкою (11,0 ГВт), країнами МЕНА - Ізраїлем, Йорданією, Ліваном, Марокко, Палестинськими територіями та Тунісом (6,7 ГВт), Австралією та Новою Зеландією (6,4 ГВт), а також країнами Африки на південь від Сахари(1,4 ГВт). Обсяг ринку всіх інших країн оцінюється в 5% від загальної кількості установок (21,8 ГВт) в тому числі Україна.

На рисунку 3.1 представлено як співвідноситься Україна в загальному рангу сонячної інсоляції серед європейських країн. З побаченого можна зробити висновок, що сонячна інсоляція на території України в порівнянні з європейськими країнами, що мають високий рівень використання сонячних колекторів, є більш ніждостатньою для використання різного роду установок для нагріву води, підтримки опалення та забезпечення підігріву басейну.

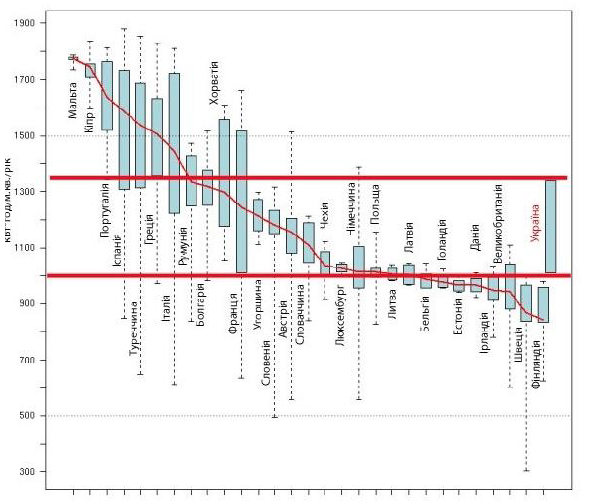


Рисунок 3.1 – Річна кількість сонячної інсоляції для різних держав

Статистичні дані в Україні підтверджують перспективність розвитку сонячної енергетики. Станом на 1 березня 2016 р. встановлена потужність об‘єктів «зеленої енергетики» складає 1492 МВт, з них 56 % – це об‘єкти сонячної енергетики. У 2016 р. кількість встановлених домогосподарствами сонячних панелей зросла у 11 разів порівняно з 2015 роком. Цьому сприяв прийнятий «зелений» тариф у розмірі 20,03 евроцента за кВт·год.

Дослідженню питання використання й перетворення сонячної енергії присвячені праці багатьох вчених, зокрема: О.Т. Возняка, М.Є. Янова, Г.Г. Гелетухи, Т.А. Залізної [7, 38], С.О. Кудрі, Б.Г. Тучинський [8], С. П. Шаповала [19], Л.А. Назаренка [40]. Всі однозначно стверджують, що застосування в Україні альтернативних джерел енергії, передовсім, сонячної енергетики, без сумніву дасть користь. Українські вчені та проектувальники також розглядають використання сонячної енергетики як один з варіантів підвищення енергоефективності країни і зменшення енергетичної залежності України від імпорту енергоресурсів.

В Україні найбільш перспективними є такі напрями використання сонячної енергії:

1) безпосереднє її перетворення в електричну енергію постійного струму шляхом використання внутрішнього фотоефекту в напівпровідникових фотоелектричних перетворювачах та їх конструкцій – сонячних батарей та модулів з великою активною площею в середньому з ККД 10-15%, хоча існують перспективні розробки з ККД близьким до 30%. Як напівпровідниковий матеріал фотоперетворювачів здебільшого використовується кремній Si, зважаючи на його широку поширеність в природі та найбільш придатні техніко-економічні показники для процесу фотоелектричного перетворення. Одержання електричної енергії в сонячних елементах базується на фотовольтаїчному ефекті в неоднорідних напівпровідникових структурах за умов падіння на них сонячного випромінювання.

2) безпосереднє її перетворення в теплову енергію без попередньої концентрації потоку сонячної радіації для нагрівання теплоносія та подальшої подачі на об’єкти обігріву (пристрої, які використовуються при цьому називають сонячними тепловими колекторами, а як носій у них використовується здебільшого вода) з коефіцієнтом корисної дії (ККД) 45-60%, а в разі застосування концентраторів - 80-85%.

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання практично в усіх областях. Термін ефективної експлуатації сонячних водонагрівачів у південних областях України становить 7 місяців (з квітня по жовтень), у північних областях – 5 місяців (з травня по вересень). У кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування як плоских сонячних колекторів, так, у подальшому, і концентруючих, які використовують пряму і розсіяну сонячну радіацію. Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року.

3.2. Характеристики сонячних батарей

В основі роботи фотоелектричних перетворювачів лежить добре відоме явище фотоефекту – принцип вибивання електронів з металів (із напівпровідникових матеріалів) квантами сонячного світла, - відкритому ще в позаминулому столітті Г. Герцем та дослідженому О. Г. Столетовим.

Слід зазначити, що науковою базою для створення перших сонячних батарей стала розробка теорії й технології напівпровідникових матеріалів і структур з рn-переходом. Для просторового розведення зарядів, а значить і виникнення електричного струму, необхідна наявність внутрішнього електричного поля у напівпровіднику. Таке поле існує в електронно-дірковому pn-переході, в контакті метал-напівпровідник, в контакті двох різних напівпровідників (гетеропереході).

Найпростіша конструкція сонячного елементу (СЕ) – приладу для перетворення світлового випромінювання у видимому та ближньому інфрачервоному спектральному діапазоні у електричний струм за допомогою явища внутрішнього фотоефекту показана на рисунку 3.2 .

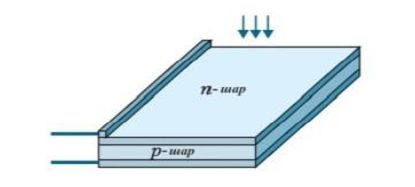


Рисунок 3.2 – Конструкція сонячного елемента

На малій глибині від поверхні кремнієвої пластини р-типу сформований р-n перехід з тонким металевим контактом. На тильну сторону пластини нанесено суцільний металевий контакт. Коли СЕ освітлюється, поглинені фотони генерують нерівноважні електрон-діркові пари. Електрони, що генеруються в р-шарі поблизу рn-переходу, підходять до рn-переходу і існуючим в ньому електричним полем виносяться в n-область. Аналогічно і надлишкові дірки, створені в n-шарі, частково переносяться в р-шар. У результаті n-шар набуває додаткового негативного заряду, а р-шар - позитивний. Знижується первісна контактна різниця потенціалів між р і n-шарами напівпровідника, і в зовнішньому ланцюзі з'являється напруга Негативному полюсу джерела струму відповідає n-шар, а р-шару – позитивному.

Значення становленої фото–ЕРСпри освітленні переходу випромінюванням постійної інтенсивності описується рівнянням вольт-амперної характеристики (ВАХ)

 (3.1)

де I - струм, що протікає через p-n перехід; *Is*- струм насичення

p-n переходу; I*ph* – фотострум; k - стала Больцмана;

T - абсолютна температура; q - заряд електрона.

Для аналізу і оцінки якості фотоелемента корисна така характеристика, як спектральна залежність струму короткого замикання елемента, розрахована на один квант поглинаючого світла. Ця величина називається ефективним квантовим виходом фотоелемента *Qеф* :

 (3.2)

де Ік.з – струм короткого замикання; N0 – кількість квантів, що падають на одиницю поверхні напівпровідника.

Вимірювання струму короткого замикання фотоелемента одночасно з дослідженням спектрального складу і щільності падаючого оптичного випромінювання дозволяє отримати уявлення про ефективність кожної стадії процесу перетворення випромінювання в електричну енергію, який відбувається всередині елемента.

Для ефективної роботи СЕ необхідне дотримання ряду умов:

* + - * оптичний коефіцієнт поглинання активного шару напівпровідника повинен бути достатньо великим, щоб забезпечити поглинання значної частини енергії сонячного світла в межах товщинишару;
      * електрони і дірки, що генеруються при освітленні мають ефективно збиратися на контактних електродах з обох сторін активногошару;
      * сонячний елемент повинен мати значну висоту бар'єру в напівпровідниковому переході;

повний опір, включений послідовно з сонячним елементом (виключаючиопірнавантаження)повинен бути малим для того, щоб зменшити втрати потужності (за рахунок перетворення в тепло Джоуля) в процесі роботи;

* + - * структура тонкої плівки повинна бути однорідною по всій активній області сонячного елемента, щоб виключити закорочування і вплив шунтувальних опорів на характеристики елементу.

Основними характеристиками сонячних елементів є:

1. інтегральна чутливість *S*– значення фотоструму короткого замкнення *Iк.з*., котрий виникає при падінні на напівпровідниковий фотоелемент одиниці потоку променевої енергії *Ф*, що складається з хвиль різної довжин та такого, що відповідає за своїм спектральним складом випромінюванню вольфрамової лампи, нитка якої розжарена до температури 2840° К :

 (3.3 )

1. спектральна чутливість *Sλ*характеризує значення фотоструму, що виникає під дією одиниці променевого потоку певної довжини хвилі та визначається як співвідношення фотоструму короткого замкнення *Iк.з*до падаючого на ФЕ потоку монохроматичного випромінювання *Фλ*:

 (3.4)

3) вольт-амперна характеристика – залежність значення фотоструму від напруги на фотоелементах при постійному значенні світлового потоку; дозволяє визначити оптимальний робочий режим фотоелемента;

4) ККД або коефіцієнт перетворення сонячного випромінювання – відношення електричної потужності фотоелемента до падаючої світлової потужності при номінальному навантаженні.

Енергетичні характеристики сонячних фотоперетворювачів у першу чергу визначаються властивостями напівпровідникових матеріалів та конструктивними особливостями фотоелементів (сонячних елементів).

На основні фотоелектричні параметри сонячних елементів, такі як вольт- амперна характеристика (ВАХ) і спектральна чутливість, впливають і оптичні, і електрофізичні властивості напівпровідника. Тільки детальний аналіз дозволяє визначити, чим викликана недостатньо висока ефективність даного фотоелемента.Для цього насамперед необхідно виміряти основні його характеристики, що дає можливість зрозуміти причини виникнення, природу і більшість видів втрат.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) сонячного елементу визначається як відношення максимальної вихідної потужності до потужності падаючого сонячного світла. Чим більше фотонів сонячного світла поглинається сонячним елементом, тим більшим буде у нього струм. Це може бути досягнено за рахунок використання напівпровідників з меншою шириною забороненої зони (тоді підвищується доля фотонів в сонячному випромінюванні, які мають енергію вищу ширини забороненої зони напівпровідника). З іншого боку, напруга холостого ходу визначається висотою потенціального бар‘єру в p-n переході і буде тим більша, чим більша ширина забороненої зони напівпровідника. Враховуючи розподіл енергії в спектрі сонячного випромінювання, можна підібрати найкращий напівпровідниковий матеріал для створення ефективних сонячних елементів. Такий матеріал повинен мати ширину забороненої зони 1,3–1,5 еВ. Це, насамперед, арсенід галію, теоретична межа максимального коефіцієнту корисної дії сонячних елементів на ньому більша від 31 %.

Проте найширшого застосування набули сонячні елементи на основі дешевшого, ніж арсенід галію кремнію, хоча в нього ширина забороненої зони менша від оптимальної (1,1 еВ) і, тому, теоретична межа його максимального коефіцієнту корисної дії менша (до 29 %). На рисунку 1.3 подано фотографію типового промислового сонячного елементу на монокристалічному кремнію розміром 100×100 мм та товщиною 280 мкм.



Рисунок 3.3 Фотографія приймальної поверхні кремнієвого сонячного елементу

Для практичного використання напівпровідникової сонячної енергетики дляживлення навіть малогабаритної радіоапаратури одного сонячного елемента замало – у нього недостатня напруга та загальна вихідна потужність. Тому із окремих сонячних елементів збирають сонячні батареї (фотомодулі). Типова батарея номінальною потужністю 50 Вт складається із 36 послідовно з‘єднаних сонячних елементів 100×100 мм. Така батарея в робочій точці розвиває 17 В при струмі 3 А при освітленні 100 мВт/см2 (рисунок 3.4). З‘єднуючи такі фотомодулі, можна створювати електричні станції різної потужності, від декількох кіловатт до декількох мегаватт. Вихідна потужність сонячного елементу може бути підвищена також за рахунок збільшення площі сонячного елементу, однак кремнієві елементи з більшою площею (150×150 чи 200×200 мм) ще не так поширені.

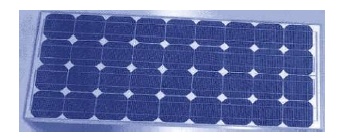


Рисунок 3.4 – Фотографія приймальної поверхні сонячної батареї на номінальну потужність 50 Вт (вага 9 кг, розміри: 1060×485×60 мм)

Сонячні елементи можна класифікувати по інтенсивності збирання світлапо хімічному складу, товщині й кристалічній структурі шарів, кількості сполучених на одній підкладці елементів і т.д

За інтенсивністю збирання світла сонячні елементи розділяються на одиничні й концентраційні. Одиничні СЕ не мають спеціального обладнання для збирання світла й поглинають тільки ту кількість світлового потоку, яка падає на займану ними площу поверхні. Концентраційні сонячні елементи мають спеціальне світлове обладнання, що концентрує (лінзи або дзеркала), які дозволяють збільшувати щільність світлового потоку на поверхні елементів у кілька раз. Як правило, концентраційні елементи виготовляються з дорогих світло поглинаючих матеріалів з найкращими показниками фотовольтаїчного перетворення світла. У позначенні таких сонячних елементів обов'язково вказується коефіцієнт збирання світла,вимірюваний у сонцях (suns). Коефіцієнт збирання показує, у скільки раз збільшиться щільність потоку падаючого на СЕ випромінювання після його оптичного збирання системами, що концентрують.

За кристалічним складом поглинаючого матеріалу СЕ підрозділяються на монокристалічні, мультикристалічні, полікристалічні, мікрокристалічні, нанокристалічні. Монокристалічні сонячні елементи являють собою сонячні елементи з поглиначем у вигляді цільного кристала напівпровідникової речовини. Мульти-, полі-, мікро- і нанокристалічні СЕ мають у якості поглинаючої речовини суміш напівпровідникових кристалітів з різною орієнтацією, структурою й формою, розмір яких і визначає тип сонячного елемента при розмірах кристалітів від 1 до 100 мм речовину називають мультикристалічною, від 1 до 1000 мкм – полікристалічною, менш 1 мкм – мікрокристалічною, менш 1 нм – нанокристалічною.

Відповідно кожний з трьох видів напівпровідникових матеріалів для сонячних батарей має свої переваги і недоліки . Узагальнено їх можна звести їх до таблиці 3.1. Залежно від товщини світлопоглинаючого матеріалу сонячні елементи підрозділяються на тонкоплівкові й товстоплівкові. Тонкоплівкові сонячні елементи мають товщину в декілька мкм, товстоплівкові – у десятки або сотні мкм.

Отже, з вище розглянутого можна виділити такі переваги сонячних фотоенергетичних систем:

- доступність і невичерпність сонячного випромінювання в якості джерела енергії;

- теоретично повна екологічна безпека для навколишнього середовища (існує мала імовірність нагрівання атмосфери над фотоелектростанцією);

- економічність процесу використання ФЕП; - мінімальний рівень планового технічного обслуговування та висока надійність (близько 25-50 років для якісних фотоелементів, із втратою по потужності до 80% від початкової).

Таблиця 3.1 Переваги і недоліки різних типів фотоелектричних перетворювачів

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип ФЕП | Переваги | Недоліки | Область використання |
| ФЕП на основі монокриста- лічного кремнію Si | * високий ККД(17- 19%); * високанадійність (25-50 р.роботи); * стабільність пара- метрів протягом тривалого часу(па- діння потужності до 80% від макси- муму за 25років   експл.). | - вища вартість (2,5-3,3 $/Вт);   * меншатехноло- гічність; * вищачутливість до рівня та кута джереласвітла; * висока собівар- тість таенергоза- тратність   виготовлення | 1. професійнісонячні енергосистеми; 2. сонячніелектростанції; 3)системи живлення космічнихапаратів;   4) високоякісні приватні сонячні системи . |
| ФЕП на основі полікристалі чного кремнію | - нижча вартість (2,1-2,8 $/Вт);   * високатехнологіч- ність; * стабільність пара- метрів (падіння по- тужності до 80% від максимуму за25 р.експл.). | - дещо нижчий ККД (15-17%);  -менша стабільність параметрів. | 1. якіснісонячні енергосистеми; 2. маліелектростанції; 3. покриття дахів будинків; 4. фотоелетричні побутові пристрої (зарядніпристрої   моб. тел., ноутбуків, вимірювальна техніка). |
| Тонкоплівко- ві ФЕП наос- нові аморф- ногокремнію | - висока технологіч- ність;  - низька вартість (1.5-2.4 $/Вт). | - низький ККД (7- 11%);  - нестабільність параметрів;  - низька надійність (строк служби 5-8років). | 1. більш дешевіприватні сонячніенергосистеми; 2. системисвітлодіодного побутовогоосвітлення; 3. побутові пристрої(каль- кулятори,аудіоплеєри,   ліхтарики з сонячними ба- тареями, зарядні пристрої). |

Не зважаючи на переваги сонячних фотоелектричних систем, їм притаманна й низка недоліків:

* + - залежність від погоди, часу доби та пори року, і як наслідок необхідність акумуляціїенергії;
    - порівняно висока вартість конструкції на сьогоднішній день (до 3-5 $/1Вт потужності всієї системи), але цей показник постійно знижується, враховуючи широке впровадженні ФЕП у сучасномусвіті;
    - необхідність періодичного очищення поверхні від пилу та атмосферних опадів;

Хоча існує деякий ряд недоліків, переваги від процесу отримання сонячної електроенергії значно більше і вони мають більш якісний і кількісний характер, що було оцінено світовими виробниками сучасних технологій та оптоелектроніки. Зараз у світі існує близько 700 компаній виробників сонячних панелей для промислового і побутового секторів. Підводячи підсумки, можна сказати, що оптимальним з точки зору отримання максимального вироблення електроенергії за допомогою сонячних батарей є комбіноване використання поєднаних ФЕП на базі слідкувальних (трекерних) систем із додатковими встановленими дзеркалами, що збільшують оптичний потік на активну поверхню. Це дозволить отримати максимальне використання енергетичного ресурсу сонячних панелей і як наслідок з економічної точки зору – зменшити строк їх окупності .

РОЗДІЛ 4. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЕФЕКТИВНОЇ РОБОТИ СОНЯЧНОЇ ФОТОЕЛЕКТРИЧНОЇ СТАНЦІЇ

4.1 Трекінг Сонця

Кількість виробленої електроенергії фотоелектричною станцією (ФЕС) значно залежить від кількості поглинутої сонячної радіації фотоелектричними модулями (ФЕМ). Найбільша інтенсивність поглинання сонячного випромінювання спостерігається при падінні сонячних променів перпендикулярно поверхні ФЕМ. Для зменшення кута між сонячними променями та нормаллю до поглинаючої поверхні ФЕМ використовують системи трекінгу Сонця (СТС), що дозволяє збільшити виробіток електроенергії, отриманої з фіксованої кількості генеруючих потужностей. Таким чином проблема розробки СТС, які можуть відслідковувати траєкторію Сонця на небосхилі упродовж дня на круглорічній основі, отримала значного охоплення в літературі.

Трекінг Сонця може бути впроваджений, використовуючи одноосьову та, для більшої точності, двохосьову СТС. Існує два типи двохосьових СТС, відомі як: полярний (екваторіальний) трекінг та трекінг азимуту та висоти.

Сонячний трекер - це пристрій, який тримає ФЕМ або сонячний тепловий колектор в оптимальному положенні, перпендикулярно сонячним променям, на протязі дня для підвищення поглинання сонячної енергії. Перший трекер був представлений Фінстером у 1962 році та був повністю механічним. Наступного року Сааведра представив механізм з автоматичним електронним контролем, який призначався для орієнтації піранометра[24]. Немає необхідності позиціонувати трекер прямо на Сонце для того, щоб він був ефективним. Якщо він націлений на 10% вбік від Сонця, його ефективність складає 98,5% у порівнянні з точним наведенням на Сонце. В захмареній та туманній місцевості підвищення річної потужності може бути в діапазоні не вище 20%. В сприятливих умовах підвищення річного виробітку електроенергії зазвичай сягає 30% та 40%. Підвищення в якийсь окремий день може різнитись в межах від майже 0% до близько 100%.

Наявність сонячного трекера не є неодмінною частиною для роботи СЕС, але без нього продуктивність станції знижується. Хоча СТС можуть підвищити виробіток електроенергії ФЕС, при їх впровадженні мають бути розглянуті питання, що стосуються вартості, надійності, споживання енергії, обслуговування та продуктивності системи.

СТС мають всі або деякі з наступних ознак:

* опора з однієї колони чи консолі;
* один чи два двигуни;
* світлочутливий пристрій;
* автономне або додаткове джерело живлення;
* слідкування за календарем;
* безперервне або крокове переміщення;
* трекінг протягом року або протягом року крім зими;
* налаштування орієнтації з або без налаштування кута нахилу.

Системи трекінгу Сонця, в залежності від принципу взаємодії з сигналами, можна розділити на два типи: із замкненим та з розімкненим циклом керування.

* + 1. Системи трекінгу із замкненим циклом керування

В основі методів із замкненим циклом лежать принципи керування із зворотнім зв’язком. В таких системах вхідні параметри системи передаються на вхід контролера з сенсорів, які визначають величину параметра, на який впливає сонячне випромінювання. Сигнали обробляються в контролері та передаються до об’єкту керування на виконання. Методи із замкненим циклом дозволяють відслідковувати зміну параметрів та корегувати дії виконавчого механізму у режимі реального часу.

В 1986 році вперше було підвищено потужність сонячної фотоелектричної станції в Казахстані з 357 Вт до 500 Вт (28%) завдяки оснащенню станції системою автоматичного трекінгу Сонця[25].

Інша СТС для сонячної установки піковою потужністю 1 кВт була сконструйована на базі найдешевших конструкційних матеріалів, таких як вигнуті перфоровані канали з оцинкованої сталі. Механізм трекінгу був повністю автоматично керованим з використанням аналогового сонячного сенсору. СТС складалась з двох основних рухомих частин: основи, яка поверталась навколо вертикальної вісі, та підвісної платформи з ФЕМ, яка поверталась навколо горизонтальної вісі. Основа була оснащена трьома колесами, одне з яких було зв’язано з двигуном, який відповідає за встановлення за азимутом. Основа приводилась в рух колесом з великим радіусом. Якщо двигуни увімкнути в режимі постійного обертання, то швидкість обертання платформ приблизно один оберт за годину. Такий режим використовується, щоб повернути трекери з позиції «захід Сонця» на позицію «схід Сонця» та для швидкого трекінгу Сонця, після хмарного періоду. В нормальному стані, двигуни вмикаються періодично кожні 8-10 секунд.

В 1992 році була продемонстрована двохосьова система трекінгу, яка складалась з приводу з черв’ячною передачею та підтримуючої конструкції концентратора для фокусування променів від відбивальної поверхні [4].

В тому ж році для реалізації силового перетворювача напруги фотоелектричного модуля у напругу, яка необхідна для заряду акумулятора, були застосовані принципи трекінгу точки максимальної потужності.

4.1.2 Системи трекінгу з розімкненим циклом керування

В статичному методі контролер оброблює вхідні величини використовуючи тільки поточний стан системи та алгоритм без зворотного зв’язку. Завдяки відсутності сенсорів та спрощення схеми керування застосування даного методу значно здешевлює систему на його базі.

Отже, така система не може скорегувати можливі помилки у процесі трекінгу і, відповідно, не зможе компенсувати будь-які збурення в системі. В алгоритмі з розімкненим циклом системи трекінгу Сонця застосовують деякі види моделей геометрії сонячного випромінювання.

Була спроектована та сконструйована СТС з максимальною похибкою встановлення 2 градуси для вимірювання сумарною та прямої сонячної радіації в діапазоні хвиль 330-1100 нм [26]. Система приводилась в рух кроковим двигуном та редуктором для налаштування кроку. Система мала два ступені свободи: обертання

в азимутальній площині навколо зафіксованої основи та обертання в головній сонячній площині. Керування двигуном здійснювалось з панелі керування для даного двигуна через інтерфейс на ПК. Спеціальні опорні точки використовувались для ідентифікації географічної півночі та нульового підйому Сонця.

Спроектовані та змодельовані крокові СТС, а саме: одноосьовий ТС з кутом нахилу площини еквівалентним широті місцевості, екваторіальний двохосьовий ТС та ТС за азимутом і висотою. Порівняльний аналіз між даними трекерами був зроблений на основі нечіткого методу прийняття рішень. Обчислення, що описують рух Сонця на небосхилі, для кожного типу СТС були записані у вигляді нечітких правил «якщо - то» і представляли собою заміну математичних виразів для визначення широти, азимуту та нахилу. Вхідними величинами були порядковий номер дня в році та час доби у годинах. Результати моделювання були продемонстровані у вигляді трьохвимірних моделях в режимі віртуальної реальності.

У 1983 була розроблена двохвісна система трекінгу Сонця з використанням мікропроцесора. В даній системі трекінг здійснювався на базі астрономічних координат Сонця.

Експериментальні дані продемонстрували, що дана система має більшу продуктивність, ніж звичайна система з сенсорним контролем.

В [10] автори розробили алгоритм для прогнозування вектора Сонця, який базується на знанні часу (дата та всесвітній час) та розташування (широта та довгота). Продуктивність запропонованого методу була перевірена оцінкою напрямку вектору Сонця для більш ніж 447 тисяч значень дійсних горизонтальних координат Сонця для періоду від 1999 до 2015 року. Похибка даного методу склала 0,5 хвилин.

4.1.3 Трекінг точки максимальної потужності

Трекінг точки максимальної потужності (MaximumPowerPointTracking - MPPT) фотоелектричного модуля зазвичай є невід’ємною частиною фотоелектричної станції. Системи ТТМП повинні автоматично знаходити значення напруги та струму, на яких фотоелектричний модуль працюватиме для отримання максимальної вихідної потужності при заданих температурі та освітленості. На даний момент існує багато методів ТТМП, які відрізняються між собою складністю, кількістю сенсорів, швидкістю збіжності, діапазоном ефективності, апаратною реалізацією, вартістю, популярністю, тощо. До того як безпосередньо перейти до розгляду існуючих методів ТТМП слід розглянути принципи роботи фотоелектричного модуля, з яких складається фотоелектрична станція.

У напівпровідниковому сонячному елементі (СЕ) електрорушійна сила виникає за рахунок взаємодії електричного поля р-п переходу з вільними носіями заряду (електронами та «дірками»), які виникають внаслідок внутрішнього фотоефекту під дією сонячного випромінювання. Зразок напівпровідникового матеріалу з р-п переходом та опорами контактів до р- та п-зон представляю собою напівпровідниковий діод.

Вираз для знаходження струмущо протікає через діод, має вигляд:

(1.1)

де І0 - струм насичення, характерний для даного діоду;

q – коефіцієнт;

- напруга діоду;

А - коефіцієнт ідеальності діоду;

- температурний коефіцієнт;

Т - температура діоду.

Зворотній струм насичення діоду:

(1.2)

Для побудови вольт-амперної характеристики СЕ використовується його модель (рис 4.1). До діоду*D* підключено джерело струму («+» до р-зони

та «—» до п- зони).

Фотострум джерела струму:

(1.3)

Рекомбінація носіїв заряду в р-n переходу описуєтьсязначенням шунтуючого опору Rр, втрати на провідниках та контактах – Rs. При використанні СЕ, як джерела електроенергії до його виводів має бути підключенно опір навантження Rн, (Рисунок 4.1). На клемах СЕ встановлена напруга U.

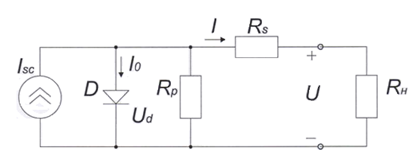


Рисунок 4.1. Схема заміщення сонячного елементу

Для даної схеми можна застосувати перший та другий закони Кірхгофа для знаходження вихідного струму І та напруги II.

За першим законом Кірхгофа:

(1.4)

За другим законом Кірхгофа:

(1.5)

Вольт-амперна характеристика та характеристика потужності СЕ продемонстровані на рисунку 4.2, а та б. ВАХ можна побудувати при використанні навантаження із опором, що можна змінювати. На перетині кривої з віссю ОУ знаходиться точка струму короткого замикання , в якій напруга дорівнює нулю, а на перетині кривої з віссю ОХ знаходиться точка напруги ХОЛОСТОГО ходу , де струм дорівнює нулю.

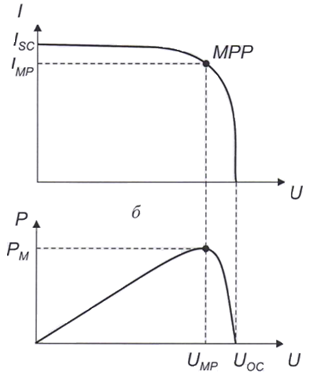


Рисунок 4.2. Вихідні характеристики сонячного елементу а) ВАХ б) характеристика потужності.

Отже, на вольт-амперній характеристиці існує точка, в якій значення вихідної потужності сонячного елементу досягає максимуму. Ця точка називається точкою максимальної потужності (ТМП). Для цієї точки характерні значення напруги та струму , за яких досягається максимальна потужність :

(1.6)

Оскільки в більшості фотоелектричних модулів сонячні елементи з’єднані послідовно, невідповідності при їх послідовному з’єднанні є найбільш поширеним з існуючих невідповідностей. З двох найпростіших видів невідповідності (невідповідність струму КЗ та напруги XX) найчастіше виникає невідповідність струму КЗ, оскільки вона може виникнути при затіненні частини модуля. Цей вид невідповідності є і найбільш суттєвим.

Оскільки струм, що протікає через два послідовно з’єднаних елемента має бути однаковим. Сумарний струм не може перевищувати струм елемента з меншим струмом КЗ. Отже, При низькій напрузі надлишковий струм елемента розсіюватиметься не в кожному елементі (як це зазвичай відбувається при короткому замиканні), а тільки в елементі, що генерує менший струм. З цього випливає те, що невідповідність струму при послідовному з’єднані може викликати значні втрати виробленої потужності, якщо один з елементів генерує струм менший, ніж струм ТМП елементу, що генерує більший струм. Також, якщо модуль працює на низьких напругах або в режимі КЗ, значне розсіювання енергії в одному елементі може викликати незворотні руйнування в модулі. Данні ствердження справджуються і для масштабу станції при послідовному з’єднанні модулів.

Отже, для захисту модулів від руйнації при послідовному з’єднанні при невідповідності струму застосовуються обхідні діоди (bypassdiode). Обхідні діоди вмикаються паралельно до виводів модуля у зворотному до діоду р-nпереходу сонячного елементу напрямку. Таким чином, при невідповідності струму у послідовному з’єднанні надлишковий струм, що має протікати через модуль, який генерує менший струм, протікає через обхідний діод. Також, не знижується вихідна потужність, оскільки струм не розсіюється в модулі з меншим струмом, принаймні в режимі КЗ та в області низьких напруг.

Також слід зазначити, що в умовах часткового затінення, в деяких випадках можливе існування декількох локальних максимумів, але, все одно, буде існувати тільки один дійсний глобальний екстремум.

Більшість методів реагують на зміну як освітленості, так і температури, але деякі методи більш ефективні, якщо температура практично постійна.

Також більшість методів, в яких застосовується керування за замкненим циклом, будуть автоматично реагувати на зміни в масиві фотоелектричних модулів у зв’язку із їх старінням, на відміну від методів без зворотного зв’язку, які потребують періодичної настройки.

4.1.4 Методи трекінгу точки максимальної потужності традиційної логіки

Метод сходження на пагорб (hillclimbing) [27] та метод збурювання і спостереження (perturbandobserve) [28] працюють за одним фундаментальним алгоритмом. Так, прирощення (зменшення) напруги підвищує (знижує) потужність, коли робоча точка знаходиться лівіше ТМП, та знижує (підвищує) потужність, коли робоча точка знаходиться правіше ТМП. Отже, якщо спостерігається підвищення потужності, то наступне збурення має бути таким самим як і минуле, щоб досягти ТМП, але, якщо потужність знизилась, то збурення має змінити напрямок на протилежний. Процес повторюється періодично доки робоча точка не досягне ТМП. Зазвичай необхідні два сенсори для вимірювання напруги та струму ФЕМ, за даними яких розраховується значення потужності.

Метод прирощеної провідності (incrementalconductance) [29] використовує той факт, що кут нахилу дотичної до кривої характеристики потужності в точці максимальної потужності дорівнює нулю, додатній ліворуч ТМП та від’ємний праворуч. ТМП може бути знайдена порівнюючи діюче значення провідності із прирощеною провідністю.

Метод дробової напруги холостого ходу (fractionalopen-circuitvoltage) виник на базі ствердження, що при змінних рівнях освітленості та температури залежність між напругою ТМП та напругою XX ФЕМ існує майже лінійна залежність [24]. Коефіцієнт пропорційності напруги залежить від характеристик ФЕМ і зазвичай розраховується заздалегідь емпірично встановлюючи напруги ТМП та XX для конкретного ФЕМ при різних рівнях освітленості та температури. Значення коефіцієнту пропорційності напруги лежить в межах від 0,71 до 0,78.

Метод дробового струму короткого замикання (fractionalshort-circuitcurrent) випливає із ствердження, що під впливом змінних атмосферних умов струм ТМП має лінійну залежність від струму КЗ . Як і в методі дробової напруги XX, коефіцієнт пропорційності струму жорстко пов’язаний із характеристиками конкретного ФЕМ, для якого застосовується даний метод. Значення цього коефіцієнту знаходиться в діапазоні від 0,78 до 0,92.

Існує метод контролю, запропонований Крштіцем [26], який базується на алгоритмі пошуку екстремуму (extremum-seeking). Даний метод не залежить від вибору моделі і дозволяє успішно вирішувати проблеми керування, пов’язані із не лінійністю характеристики об’єкта керування та можливими локальними максимумами чи мінімумами. Отже, цей метод може бути застосований для пошуку максимуму потужності на ватт-амперній характеристиці ФЕМ. Застосування методу вимагає використання мікроконтролера, який може швидко виконувати розрахунок відношення приросту потужності до приросту напруги (струму) та знайти, де це відношення буде дорівнювати нулю при заданих умовах.

4.1.5 Методи трекінгу точки максимальної потужності нечіткої логіки

Керування на основі нечіткої логіки (fuzzylogiccontrol) [31] із розвитком мікроконтролерів за останнє десятиріччя стає все більш загальнопоширеним. Як було зазначено в [32], контролери нечіткої логіки мають переваги при роботі з неточними вхідними параметрами та нелінійністю, не потребують точної математичної моделі. Керування на основі нечіткої логіки в цілому складається з трьох етапів: фазіфікація, пошук в таблиці бази правил та дефазіфікація.

На етапі фазіфікації вхідні числові змінні перетворюються у лінгвістичні змінні відповідно до функції приналежності. На вхід контролера зазвичай подається сигнал похибки та зміни похибки. На основі таблиці бази правил знаходиться значення лінгвістичної змінної «зміна такту робочого циклу», яка на етапі дефазіфікації перетворюється у числову змінну на основі функції приналежності. Таким чином аналоговий вихідний сигнал з контролера керує вихід робочої точки перетворювача на ТМП.

Використання контролерів ТТМП на основі нечіткої логіки продемонстрували стабільність методу при змінних атмосферних умовах, хоча ефективність їх використання напряму залежить від знань оператора системи чи інженера з автоматизації, які обирають правильний метод розрахунку похибки та складають таблицю бази правил.

Разом із нечіткою логікою активного розвитку за останнє десятиріччя отримало і вчення про нейронні мережі (neuralnetworks), яким також знаходять широкого застосування у мікроконтролерах для цілей ТТМП . Нейронні мережі зазвичай складаються з трьох шарів нейронів: вхідний, прихований та вихідний. Кількість вузлів в кожному шарі змінна та залежить від вибору розробника. Вхідними параметрами можуть бути, наприклад, напруга XX та струм КЗ, дані навколишнього середовища як освітленість та температура, або комбінація цих параметрів, тощо. Вихідним параметром зазвичай буває один або декілька опорних сигналів, такі як такт робочого циклу для керованого впливу на перетворювач для встановлення робочої точки біля чи у місці ТМП. Як близько робоча точка наближається до істинної ТМП залежить від алгоритмів, що застосовуються у прихованому шарі, і від того, наскільки успішно нейронна мережа пройшла етап тренування.

Для точного знаходження ТМП зв’язки між вузлами мають бути чітко визначені на етапі тренування, який для ФЕМ може зайняти від одного місяця до декількох років.

Нейронна мережа, також, має бути тренованою тільки для того масиву ФЕМ, для якого вона буде застосовуватись. Оскільки характеристики ФЕМ змінюються з часом (старіння, перегрів), нейронна мережа має періодично проходити етап тренування, щоб гарантувати точний ТТМП.

4.1.6 Вибір методу трекінгу точки максимальної потужності

Легкість та вартість застосування - це найважливіший критерій при виборі методу ТТМП, який, насамперед, залежить від знань кінцевого користувача. Тим, хто добре знайомий із аналоговими схемами, більш підійдуть методи дробової напруги XX чи струму КЗ. Інші, напевно, оберуть методи із застосування цифрових схем керування, навіть якщо ті додатково вимагають застосування програмного забезпечення та програмування. Тоді їх вибір має включати методи сходження на пагорб, прирощеної провідності, пошуку екстремуму або ж керування на основі нечіткої логіки чи нейронні мережі. Більш того, деякі методи ТТМП можуть застосовуватись тільки для конкретної топології схеми.

Кількість необхідних для ТТМП сенсорів також впливає на процес прийняття рішення. В більшості випадків простіше та надійніше вимірювати напругу ніж струм. Крім того, сенсори струму зазвичай дорожче. З цього випливає недоцільність їх використання в системах, які складаються з декількох масивів ФЕМ з окремими трекерами ТМП. В таких випадках більш доцільно використовувати методи ТТМП з одним сенсором. Також, в методах чіткої логіки важко знайти застосування сенсорів рівня освітленості, але їх широко використовують в методах нечіткої логіки з неявними вхідними параметрами.

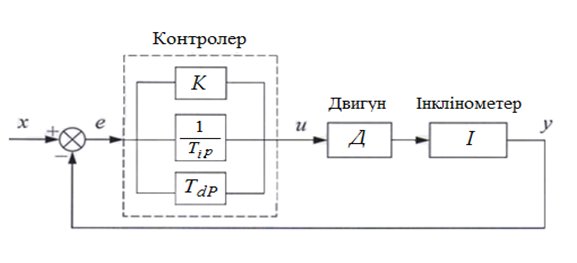
Однак перешкодою для правильного функціонування системи ТТМП може стати наявність декількох локальних максимумів потужності при частковому затіненні поверхні масиву ФЕМ. Виникнення локальних максимумів можливо, також, при розкиді параметрів модулів. Отже, можуть виникнути значні втрати потужності, якщо трекінг буде виконаний на локальний максимум замість реальної точки максимальної потужності.

4.2. Дослідження можливості застосування системи трекінгу сонця в Україні

4.2.1 Моделювання автоматичної системи трекінгу Сонця

Застосування трекінгу сонячного випромінювання дозволяє підвищити виробіток електроенергії фотоелектростанції, встановленої на широті України, приблизно на 30% у порівнянні зі статично встановленими фотомодулями [30]. Дана глава присвячена моделюванню системи трекінгу, яка базується на недорогому вітчизняному обладнанні.

У системі трекінгу планується використовувати базу астрономічних даних, з якої визначаються оптимальні значення кута нахилу в панелей фотомодулей відносно горизонту для кожної години дня кожного місяця протягом року [34]. Задане значення кута нахилу у вигляді сигналу *х* подається в суматор (рисунок 4.2.1), де порівнюється з сигналом у. Останній формується інклінометром (вимірювачем кута над горизонтом) і відповідає поточному значенню кута нахилу панелей. Різниця е=х-у (сигнал похибки) подається на контролер, який перетворює його у сигнал і, призначений для управління поворотом серводвигуна і, відповідно, панелей.

Рисунок 4.2.1 Модель автоматичної системи керування двигуном.

Передаточна функція даної системи із зворотним зв’язком записується через передаточні функції контролера С(р) та об’єкта керування О(р) у вигляді:

Об’єкт керування представляє собою серводвигун постійного струму, підключений до контролера (рисунок 4.2.2). На двигун з послідовною обмоткою збудження індуктивністю L та опором R подається напруга и(t), в результаті на роторі виникає обертовий момент М. Визначимо як Мн - момент механічного навантаження зі сторони актуатору, і як - ЕРС самоіндукції [35].

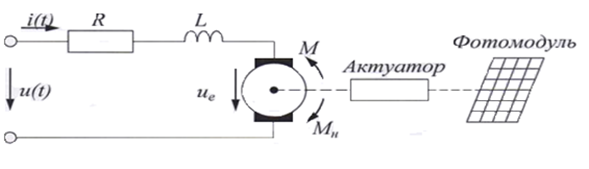


Рисунок 4.2.2 Електромеханічна схема системи трекінгу Сонця.

Модель двигуна подається наступною диференційною системою рівнянь:

де і(t) - електричний струм,

J-механічний момент інерції ротора,

Км і Ки - постійні обертового моменту та ЕРС самоіндукціїдвигуна,

- частота обертання ротора

Отже, передаточна функція двигуна виглядає наступним чином:

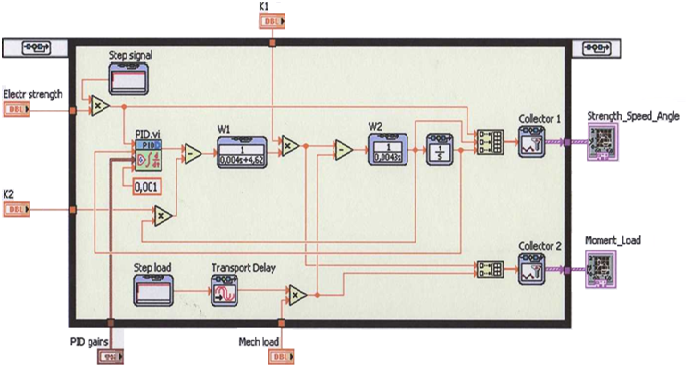
В моделі використовуємо наступні параметрі серводвигуна: J = 4,310-4

Нмс2/рад, К1 = 0,48 Нм/А, К2 = 0,48 Вс/рад, R= 4,62 Ом, L = 4 мГн.

Контролер вибираємо виходячи з того, що сигнал на зміну кута нахилу подається 1 раз на годину, тому для здійснення повороту час регулювання задаємо як 1/10 години - 360 с. Для такої інерційної системи використовуємо пропорційно - інтегруючий (ПІ) контролер (диференційна ланка *Tdp* відсутня) з передаточною функцією:

Де Кр - коефіцієнт підсилення, - часова постійна інтегрування. Наведемо параметри ПІ контролера після його модельного налаштування: Кр = 2, = 0,05 с.

Обчислення моделі керування в даній роботі реалізовано в програмному середовищі LabView[34].

Рисунок 4.2.3 Блок-діаграма моделі в LabView

Блок-діаграма моделі побудована в оболонці Control&SimulationLoop інструментарію ControlDesign&Simulation (рисунок 4.2.3).На лицьову панель віртуального прибору (рисунок 4.2.4) виведено органи налаштування (Electrstrength, Kl, К2, PID gains) та керування (Mechload) процесом. Результати процесу відображені на лицьовій панелі у вигляді двох графіків: (1) ступінчатий сигнал вхідної напруги (Strength) та криві зміни швидкості (Speed) та кута (Angle) ротора, (2) криві механічного навантаження (Load) та обертового моменту ротора (Moment).

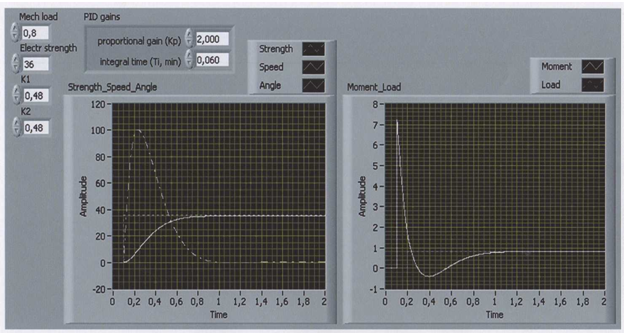


Рисунок 4.2.4 (1) ступінчатий сигнал вхідної напруги (Strength) та криві зміни швидкості (Speed) та кута (Angle) ротора, (2) криві механічного навантаження (Load) та обертового моменту ротора (Moment).

Таким чином, система трекіигу Сонця складається з бази астрономічних даних оптимальних кутів для даної місцевості, серводвигуна постійного струму та ПІ контролера, а також інклінометра та персонального комп’ютера. В механічну частину системи входять кронштейн панелей і актуатор. Дана система з невеликою кількістю елементів дозволяє з мінімальними капітальними витратами підвищити ефективну потужність фотоелектричної станції.

4.3 Дослідження проблеми часткового затікання фотоелектричної станції

4.3.1 Опис конфігурації фотоелектричної станції

Фотоелектрична система - мережа генераторів електричної енергії, найменші з яких окремі сонячні елементи. Продуктивність системи оптимізується забезпеченням електричної відповідності генераторів, наприклад те, що всі вони генерують однакові струми та напруги, в залежності від того, підключені вони послідовно чи паралельно. Електричні невідповідності, які виникають внаслідок затінення або пошкодження елементу, знижують ефективність фотоелектричної системи та спричиняють виникнення ефекту «гарячої плями» [36] - несправний режим роботи, який може пошкодити оболонку елементу, знизити вихідну потужність модуля та навіть вивести фотомодуль з ладу.

Дія ефектів електричної невідповідності та виведених з ладу компонентів на продуктивність фотоелектричної системи обмежена схемою кола із застосуванням резервних елементів системи. Фотоелектрична система розділена на паралельні гілки кола, які складаються або з одного послідовного ряду, або з декількох паралельних рядів.

Для зменшення впливу ефекту «гарячої плями» застосовують обхідні діоди. Обхідний діод підключаються паралельно виводам фотомодуля у напрямку, зворотному до напрямку діоду р-п переходу сонячного елементу. Обхідні діоди, також, обмежують зворотній зсув елементів з невідповідністю за струмом.

Блокувальні діоди запобігають прямому зміщенню гілок кола з невідповідністю за напругою. Багаторазові з’єднання між окремими елементами та застосування обхідних діодів дозволяють послідовним рядам функціонувати з наявністю розімкнення кола.

Для досягнення необхідного рівня напруги системи модулі підключають послідовно, а для досягнення рівня виробітку за струмом ряди послідовно з’єднаних модулів підключають паралельно. Однак такий простий метод конфігурації кола не дає можливості з’ясувати (1) вплив варіації продуктивності кожного окремого модуля на продуктивність системи та (2) поведінку системи під дією неоднорідних умов. Різниця в параметрах окремих ФЕМ пов’язана з розбігом у параметрах фотоелементів, з яких зібраний ФЕМ, їх старінням або пошкодженням. Неоднорідні умови роботи виникають при частковому затіненні поверхні фотоелектричної системи, яке може бути викликано хмарами, об’єктами неподалік або самими ФЕМ, які затіняють сусідні ряди модулів при низькому підйомі Сонця над горизонтом.

Якщо розбіг параметрів ФЕМ сягає одиниць відсотків, то часткове затінення системи може значно знизити вихідну потужність фотоелектричної станції. При застосування модулів без обхідних діодів загальний струм гілки з послідовно з’єднаними фотомодулями буде дорівнювати струму затіненого модуля.

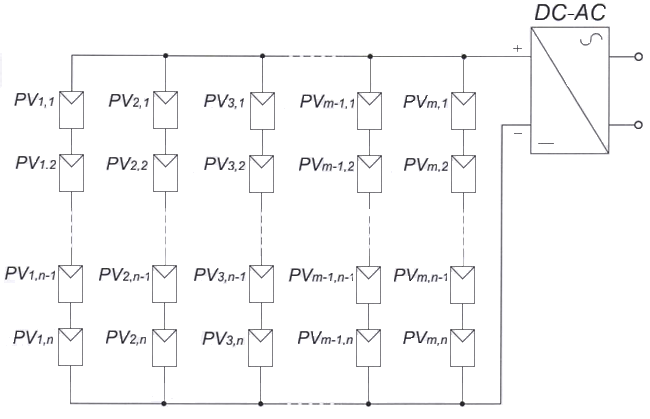


Рисунок 4.3.1 Конфігурація кола типової фотоелектричної станції

Типова ФЕС (рисунок 4.3.1) складається з масиву фотоелектричних модулів (РV1,1 ... РVm,n), з’єднаних між собою певним чином, та інвертору (DС-АС). Фотомодулі з’єднуються за правилами, зазначеними вище.

4.3.2. Експериментальне дослідження

Для дослідження впливу різних комбінацій часткового затінення поверхні фотомодулів з обхідними діодами на вихідну вольт-амперну характеристику фотоелектричної станції було вирішено провести експериментальні вимірювання. Для дослідження була обрана частина типової схеми фотоелектричної станції (рисунок 4.3.2).

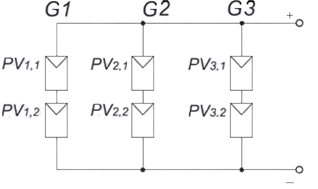


Рисунок 4.3.2. Частина типової схеми фотоелектричної станції

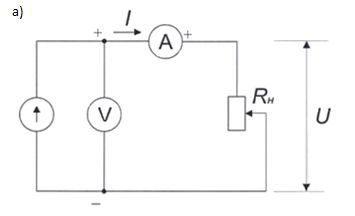
Ціль експерименту - отримати вольт-амперну характеристику та характеристику потужності фотоелектричної системи з різною конфігурацією підключення фотоелектричних модулів та з різними випадками затінення.

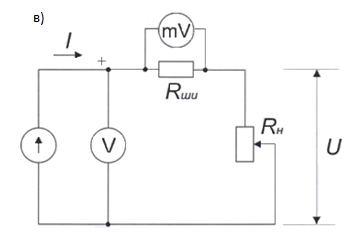
Експериментальна установка складалась з джерела живлення, амперметру або мілівольтметру з шунтуючим опором, вольтметру, набору реостатів із змінним опором та з’єднувальних проводів. Джерело живлення складалось з набору фотоелектричних модулів одного виробника (S.E. Project, Italy), модель - SEM 70, з номінальними параметрами: потужність Р - 70 Вт, струм КЗ Isc - 4,7 А, напруга XX - 20,9 В, температурний коефіцієнт - 77 мВ/С. Кожний фотоелектричний модуль оснащений двома послідовно з’єднаними обхідними діодами.

Загальна електрична схема вимірювання вихідних параметрів фотоелектричної системи - напруги та струму - складалась з амперметру, що послідовно з’єднаний з набором реостатів, та вольтметру, що включений паралельно до джерела живлення. При великих струмах, в деяких випадках, застосовувалась схема з вимірювальним шунтом. В якості навантаження був використаний набір реостатів із опором, що можна змінювати вручну. Максимальний сумарний опір, що можна було встановити набором реостатів - 105 Ом. Змінюючи опір реостату можна відтворити ситуацію КЗ, коли опір реостатів мінімальний, та отримати значення струму близького до значення струму КЗ.

З поступовим підвищенням опору реостатів збільшується навантаження і система поступово наближується до режиму «холостого ходу». Знімаючи значення струму та напруги в проміжних точках між КЗ та XX можна отримати вольт-амперну характеристику вибраного фрагменту фотоелектричної станції. Схема електричного кола експериментальної установки наведена на

рисунку 4.3.3 (а - схема з амперметром, б - схема з вимірювальним шунтом).





Рисунку 4.3.3 (а - схема з амперметром, б - схема з вимірювальним шунтом).

В кожному експерименті імітуються умови часткового затінення фотоелектричної системи. Різні комбінації затінення поверхні фотоелектричних модулів в системі відображають випадки часткового затінення.

Конфігурація фотоелектричної системи складається з трьох паралельних гілок з двома послідовно з’єднаними ФЕМ в кожній (рисунок 4.3.4).

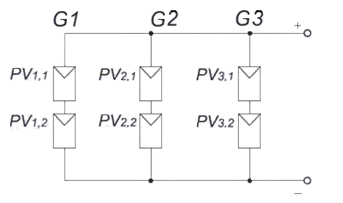
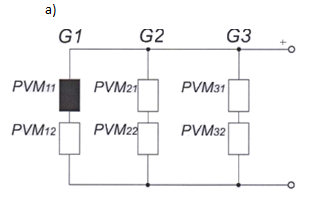


Рисунок 4.3.4. Конфігурація фотоелектричної системи в групі експериментів.

Випадки затінення:

1. Всі модулі незатінені.
2. Затінення 1-го модуля (рисунок 3.5, а).
3. Затінення 2-х модулів в одній гілці (рисунок 3.5, б).
4. Затінення 2-х модулів в 2-х гілках (рисунок 3.5, в).



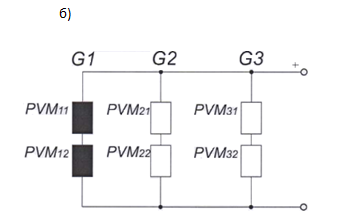




Рисунок 4.3.5. Випадки затікання.

Експериментальні дані та результати обробки даних приведені у додатку В . Отримані графіки вольт-амперних характеристик при різних випадках затінення за даними експериментів приведені на рисунку 4.3.6.

Значення потужності, яку генерує ФЕС на навантаження, розраховується за формулою:

(3.1)

Характеристики потужності ФЕС при різних випадках затінення наведені на рисунок 4.3.7.

Отже, характеристики потужності ФЕС при затіненні одного фотомодуля в послідовному з’єднанні, спостерігається виникнення локальних максимумів.

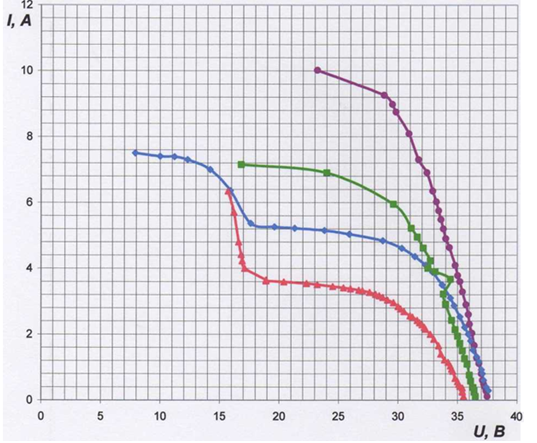


Рисунок 4.3.6. Графіки ВАХ при різних випадках затінення



Рисунок 4.3.7. Характеристики потужності ФЕС при різних затіненнях

4.3.3 Моделювання ефекту часткового затінення

Для моделювання ефекту часткового затінення необхідно задати конфігурацію фотоелектричної системи станції або її фрагменту. Також необхідно задати модель фотоелектричних модулів, з яких складається фотоелектрична система.

Використовуючи вирази (1.2) - (1.5) для опису моделі фотоелементу складається система математичних рівнянь:

(4.3)

Розв’язуючи систему рівнянь числовим методом Ньютона-Рафсона, розраховуються значення параметрів струму та напруги фотомодуля.

Оскільки на ФЕС зазвичай використовуються фотомодулі з обхідними діодами, моделювання проводимо саме такого модуля. Обхідний діод вмикається у зворотному напрямку до діоду фотоелементу (рисунок 4.3.8).

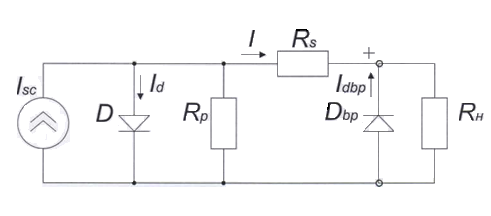


Рисунок 4.3.8 Схема заміщення фотоелектричного модуля із оюхідним діодом

Для моделювання вихідних характеристик фрагменту фотоелектричної станції застосовується конфігурація кола, яка складається з паралельних гілок фотомодулів. Кожна паралельна гілка складається з послідовно з’єднаних фотомодулів. Гілка складається з двох послідовно з’єднаних гілок: одна з них - складається з набору затінених модулі, інша - з набору незатінених. Сумарна кількість фотомодулів у послідовному з’єднанні п має бути однаковою для всіх гілок для правильної комутації кола, оскільки для генерації електроенергії фотоелектричною станцією необхідним є узгодження кола за напругою. Кожна група паралельних гілок С складається з к гілок однакової комбінації затінених і незатінених фотомодулів. Модель конфігурації генеруючої частини фотоелектричної станції зображена рисунку 4.3.9

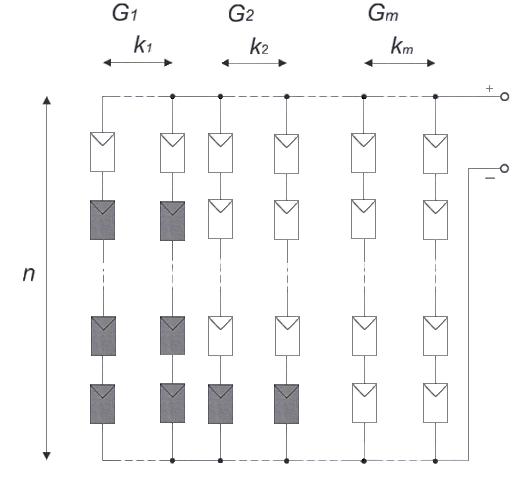


Рисунок 4.3.9 Модель конфігурації мережі фотоелектричних модулів

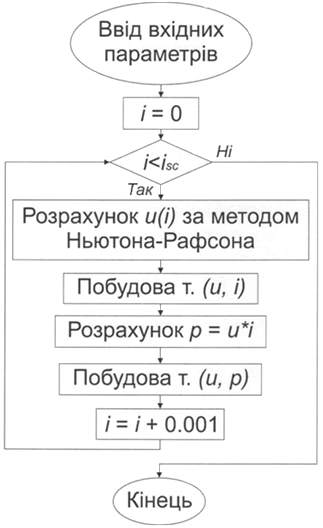


Рисунок 3.10 Алгоритм програми для побудови вольт-амперної характеристики на мові програмування С++

Для реалізації запропонованого алгоритму обрано програмне середовище C++ Builder, оскільки в ньому можна швидко, знаючи основи програмування на мові C++, написати код програми та створити зручний інтерфейс для користувача. На відміну від математичного пакету програм Matlab, дозволяє створити повноцінний, незалежний від середовища програмування продукт, який можна з легкістю передавати між ПК та запускати на виконання на будь-якому ПК в системному середовищі Windows.

Код програми наведений в додатку Б.

Приклад результатів розрахунку ВАХ та характеристик потужності ФЕС в програмі наведений на рисунку 4.3.11.

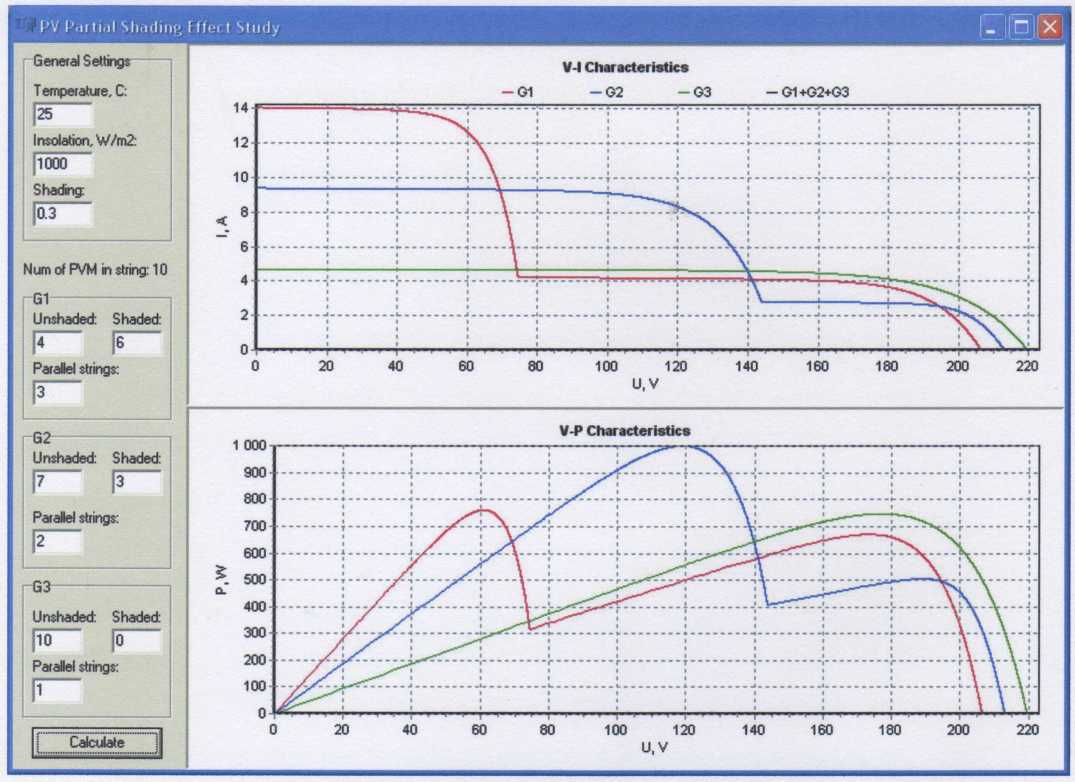


Рисунок 4.3.11 Приклад роботи програми

# 5. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

Враховуючи специфіку даної науково-дослідницької роботи, яка має суто теоретичний характер і виконана із застосуванням засобів обчислювальної техніки, для розробки методів реалізації енергозберігаючих рішень в телекомунікаційних системах 4, 5G, у такому програмному середовищі як LabView та VisualStudio. У даному розділі з урахуванням вимог ДСТУ ISO 9261-6-2004 «Державні санітарні правила і норми роботи з ВДТ ПЕОМ» та ДНАОП 0.00-1.31-99 визначені основні потенційно шкідливі і небезпечні виробничі фактори, що виникають при роботі з електронними та обчислювальними пристроями в науково-дослідній лабораторії радіотехнічного факультету НТУУ «КПІ».

В даному розділі запропоновані відповідні технічні рішення та організаційні заходи щодо створення комфортних та безпечних умов праці користувачів ВДТ ПЕОМ, а також розглянуті питання безпеки в надзвичайних ситуаціях.

## 5.1 Визначення основних потенційно шкідливих виробничих факторів при виконанні науково – дослідницької роботи.

При роботі на ПК людина піддається впливу іонізуючого, інфрачервоного й ультрафіолетового випромінювань екрана монітора, рівні яких повинні відповідати вимогам ДСанПіН 3.3.2.007-98 «Державні санітарні правила і норми роботи з ВДТ ПЕОМ» та ДНАОП 0.00-1.31-99.

При проведенні повного циклу робіт з проектування потенційно – небезпечними та шкідливими факторами можуть бути:

* наявність електромагнітного випромінювання;
* можливість ураження електричним струмом;
* невідповідність освітлення санітарним нормам;
* несприятливі мікрокліматичні умови;
* розумове навантаження
* можливість виникнення пожежі.

## 5.2 Технічні рішення та організаційні заходи щодо створення комфортних та безпечних умов праці користувачів ВДТ ПЕОМ.

ДСТУ ISO 9261-6-2004 «Державні санітарні норми і правила роботи з візуальними дисплейними терміналами (ВДТ) електронно-обчислювальних машин» встановлює норми щодо забезпечення охорони праці користувачів ПК. Дотримання вимог цих правил може значно знизити наслідки несприятливої дії на працівників шкідливих та небезпечних факторів, які супроводжують роботу з відео-дисплейними матеріалами, зокрема можливість зорових, нервово-емоційних переживань, серцево-судинних захворювань.

Для того щоб забезпечити точне та швидке зчитування інформації в зоні найкращого бачення, площина екрана монітора виставлена перпендикулярно нормальній лінії зору. При цьому передбачена можливість переміщення монітора навколо вертикальної осі в межах ±30° (справа наліво) та нахилу вперед до 85° і назад до 105° з фіксацією в цьому положенні. Клавіатура розміщена на поверхні столу на відстані 100 .300 мм від краю. Кут нахилу клавіатури до столу обрано в межах від 5 до 15° так, що зап'ястя на долонях рук розташовуються горизонтально до площини столу. Таке положення клавіатури зручне для праці обома руками.

Робочі місця з ПК розташовано відносно від стіни з вікнами на відстані не менше 1,5м, від інших стін — на відстані 1 м, відстань між собою - не менше ніж 1,5 м. Причому так, щоб природне світло падало збоку, переважно зліва. Для захисту від прямих сонячних променів, які створюють прямі та відбиті відблиски з поверхні екранів ПК передбачені сонцезахисні жалюзі.

Штучне освітлення робочого місця, обладнаного ПК, здійснюється системою загального рівномірного освітлення. Як джерело штучного освітлення мають застосовуватись люмінесцентні лампи ЛБ.

Вимоги до освітлення приміщень та робочих місць під час роботи з ПК:

* + освітленість на робочому місці повинна відповідати характеру зорової роботи, який визначається трьома параметрами: об'єктом розрізнення - найменшим розміром об'єкта, що розглядається на моніторі ПК; фоном, який характеризується коефіцієнтом відбиття; контрастом об'єкта і фону;
  + необхідно забезпечити достатньо рівномірне розподілення яскравості на робочій поверхні монітора, а також в межах навколишнього простору;
  + на робочій поверхні повинні бути відсутні різкі тіні;
  + в полі зору не повинно бути відблисків (підвищеної яскравості поверхонь, які світяться та викликають осліплення);
  + величина освітленості повинна бути постійною під час роботи;

Тривалість регламентованих перерв під час роботи з ЕОМ становить 10 хвилин через кожну годину роботи .

Для зниження нервово-емоційного напруження, втомленості зорового аналізатора, для поліпшення мозкового кровообігу і запобігання втомі доцільно деякі перерви використовувати для виконання комплексу вправ, які передбачені ДСанПіН 3.3.2.007-98.

### 5.3 Електробезпека

Згідно ОНТП24-86 та ПУЕ науково-дослідницька лабораторія відноситься до приміщень без підвищеного ризику. Електроустаткування належить до приладів до 1000 В. Устаткування, що використовується, відповідно до ГОСТ 12.2.007.0-75 належить до устаткування класів 0І, І таІІ за електрозахистом.

У процесі експлуатації електронно-обчислювального обладнання людина може доторкнутися до частин електроустаткування, які перебувають під напругою. Оцінка небезпеки дотику до струмоведучих частин відноситься до визначення сили струму, що протікає через тіло людини, і порівняння його із допустимим значенням відповідно до ГОСТ 12.1.038-88. У загальному випадку допустима величина струму, що протікає через тіло людини, залежить від схеми підключення електроустаткування до електромережі, роду й величини напруги живлення, схеми включення.

При виконанні розрахунків для дипломного проекту використовувався персональний комп'ютер - І (системний блок) і II (ВДТ ПЕОМ) клас за електрозахистом, що живиться напругою 220 В. Для правильного визначення необхідних засобів та заходів захисту від ураження електричним струмом необхідно знати допустимі значення напруг доторкання та струмів, що проходять через тіло людини.

Напруга доторкання *-* це напруга між двома точками електричного кола, до яких одночасно доторкається людина. Гранично допустимі значення напруги доторкання та сили струму для нормального (безаварійного) та аварійного режимів електроустановок при проходженні струму через тіло людини по шляху «рука – рука» чи «рука – ноги» регламентуються ГОСТ 12.1.038-88.

Таблиця 5.1. Гранично допустимі значення напруги доторкання та сили струму , що проходить через тіло людини при нормальному режимі електроустановки

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид струму | , В(не більше) | , мА (не більше) |
| Змінний, 50 Гц | 2 | 0,3 |
| Змінний, 400 Гц | 3 | 0,4 |
| Постійний | 8 | 1,0 |

Гранично допустимі значення сили струму (змінного та постійного), що проходить через тіло людини при тривалості дії більше ніж 1 с нижчі за порогів невідпускаючого струму, тому при таких значеннях людина, доторкнувшись до струмопровідних частин установки, здатна самостійно звільнитися від дії електричного струму.

Таблиця 5.2. Гранично допустимі значення напруги доторкання та , що проходить через тіло людини при аварійному режимі електроустановки

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вид струму | Нормоване значення | Тривалість дії струму *t*, с | | | | | |
| 0,1 | 0,2 | 0,5 | 0,7 | 1,0 | >1,0 |
| Змінний, 50 *Гц* | , В | 500 | 250 | 100 | 70 | 50 | 36 |
| , мА | 500 | 250 | 100 | 70 | 50 | 6 |
| Постійний | , В | 500 | 400 | 250 | 230 | 200 | 40 |
| , мА | 500 | 400 | 250 | 230 | 200 | 15 |

Основними технічними засобами, що забезпечують безпеку робіт (згідно ПУЕ-87, ГОСТ 12.1.009-76) є: надійна ізоляція, захисне заземлення, занулення, захисне відключення, засоби індивідуального захисту. У системі трифазних мереж із глухо заземленою нейтраллю, яка використовується у науково-дослідницькій лабораторії, найкращими засобами захисту є: надійна ізоляція струмоведучих частин електроустаткування відповідно до ГОСТ 12.1.009-76 і занулення відповідно до ПУЕ (з'єднання елементів, що перебувають під напругою, із глухо заземленою нейтраллю). Крім того, для заземлення переносних частин обладнання застосовують спеціальне з'єднання.

Розрахуємо ланцюг захисного відключення фазного проводу при аварійному режимі роботи електрообладнання . Струм КЗ можна обчислити за формулою:

де  *= 220 В* - напруга фазного проводу;

= 3 *Ом* - опір нульового проводу;

= 7 *Ом -* опір фазного проводу;

0,1 *Ом -* еквівалентний опір трансформатора.

Струм спрацьовування автоматів захисту з електромагнітним розпилювачем повинен бути в 1,4 рази менше струму короткого замикання (при A).

Таким чином, струм спрацьовування автомата повинен бути менше 15,6 А. Автомати максимально струмового захисту, встановлені у науково-дослідницбкій лабораторії задовольняють цим умовам, оскільки мають А. Розрахуємо напругу дотику до корпусів електрообладнання при короткому замиканні:

Відповідно до ГОСТ 12.1.038-88, щоб ця напруга була безпечна для людини, необхідно використовувати автомати максимально струмового захисту у яких час спрацьовування менше 0,8с (автомати встановлені в лабораторії мають с).

Із проведених розрахунків видно, що у науково-дослідницькій лабораторії основним захистом від поразки електричним струмом є занулення та застосування пристроїв максимального струмового захисту.

### 5.4 Освітлення робочих місць користувачів ВДТ ПЕОМ

Штучне освітлення, а саме відсутність у спектрі ламп денного світла й ламп накалювання біологічно активної ультрафіолетової складової при тривалому впливі може призвести до ультрафіолетової недостатності,

при якій знижуються бактерицидні властивості шкіри та імунітет.

Істотне значення для збереження тривалої працездатності, підвищення продуктивності праці має забезпечення норм освітленості на робочому місці. Величина освітленості регламентується нормами ДБН В.2.5-28-2006. Робоче приміщення належить до І групи – приміщення, у яких розрізнення об'єктів зорової роботи здійснюється при фіксованому напрямку лінії зору працюючих на робочу поверхню.

Нормування штучного освітлення також здійснюється згідно ДБН В.2.5-28-2006. Для загального освітлення використовують головним чином люмінесцентні лампи, що обумовлено їхніми перевагами. Для розрахунку штучного освітлення застосовують метод коефіцієнта використання потоку:

де – світловий потік; – нормована мінімальна освітленість; *К*– коефіцієнт запасу; *S*– освітлювана площа; *Z*– коефіцієнт нерівномірності освітлення; *С*– коефіцієнт використання випромінюваного світильниками світлового потоку на розрахунковій площі; *N*– число світильників.

Згідно ДБН В.2.5-28-2006 визначаємо норму освітленості:

.

Необхідна кількість люмінесцентних ламп визначається по формулі:

Найбільш прийнятними для приміщення є люмінесцентні лампи ЛД (денного світла) потужністю 40 Вт. Нормальний світловий потік лампи ЛД-40 дорівнює . Величиною *i*, індексом приміщення можна встановити залежність від площі приміщення й висоти підвісу:

де – довжина приміщення; – ширина приміщення; – висота підвісу;

,

де – висота приміщення; – висота робочої поверхні;

– висота від стелі до нижньої частини лампи;

;

Коефіцієнт використання світлового потоку на розрахунковій площі . У підсумку число світильників вийде рівним:

Для штучного освітлення в робочому приміщенні достатньо використати 2 люмінесцентні лампи денного світла ЛД – 40, зі світловим потоком кожна.

### 5.5 Мікроклімат робочої зони

Мікроклімат у виробничих умовах визначається наступними параметрами: температурою повітря, відносною вологістю повітря, швидкістю руху повітря й інтенсивністю теплового випромінювання на робочому місці, температурою поверхні.

Для забезпечення нормального мікроклімату в робочій зоні «Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» ДСН 3.3.6.042-99 встановлюють оптимальне й припустиме значення параметрів мікроклімату залежно від періоду року й категорії робіт. У таблиці наведені оптимальні й припустимі значення параметрів мікроклімату для категорій тяжкості робіт «Іа» ( роботи, виконувані сидячи й не потребуючі фізичної напруги при витраті енергії не більше 120 ккал/година).

Таблиця 5.3. Оптимальні й допустимі параметри (для постійного робочого місця) мікроклімату в приміщенні

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметри | Холодний період | | Теплий період | |
| оптимальні | допустимі | оптимальні | допустимі |
| Температура 0С | 22-24 | 21-25 | 23-25 | 22- 28 |
| Відносна вологість, % | 40-60 | 80 | 40-60 | 75 |
| Швидкість руху повітря, м/с | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1-0,2 |

У приміщенні використовується 6-ти секційна чавунна батарея центрального опалення для підтримки нормальної температури повітря в холодну пору року. Також є кондиціонер для підтримки постійної температури в приміщенні.

Для підтримки необхідних параметрів повітря в приміщенні використовується природна вентиляція. У приміщенні є вікно, яке можна відкривати, якщо буде потреба в теплий період і кватирка - відкривається в холодний період. Шкідливі речовини в приміщенні не зберігаються й не використовуються.

Фактичні параметри мікроклімату в робочій зоні відповідають приведеним вище нормам ДСН 3.3.6.042–99.

### 5.6 Заходи щодо поліпшення умов праці в науково-дослідній лабораторії

На підставі проведеного аналізу рівня електроживлення у виробничому приміщенні можна зробити висновок про доцільність застосування повторного заземлення нульового проводу електромережі, що дозволяє зменшити напругу дотику, як при нормальному так і при аварійному режимах роботи електрообладнання.

Правила улаштування електроустановок (ПУЕ) обмежують найбільші опори заземлення, : при сумарній потужності генераторів або трансформаторів в мережі живлення не більше 100кВт або 100 кВА – 10 Ом;

в інших випадках – 4 Ом;

При використанні штучного заземлення повинна виконуватись умова.

Нехай тип заземлення – вертикальний електрод – стержень довжиною 4 м і діаметром *d* = 0.01м*.* Питомий опір ґрунту *ρ -* 100 (для суглинку). З урахуванням кліматичного коефіцієнтаФ = 2, маємо:

Визначимо опір розтікання струму заземлювачів:

де ; ; ; .

Підставивши числові значення, маємо:

Таким чином, опір штучного заземлювача більше нормованого значення, тому необхідно паралельно з'єднати декілька однотипних заземлювачів:

,

де – коефіцієнт, що враховує взаємне екранування заземлювача; *п* = 20; (– відстань між заземлювачами), заземлювачі розташовані по контуру.

Довжина сполучної смуги:

Ширина смуги 0.02м*,* а відстань від смуги до поверхні землі 1м*.* Тоді опір розтікання струму сполучної смуги:

З урахуванням коефіцієнта використання смуг :

Еквівалентний опір заземлювача складається з паралельно включених і :

Отримане значення опору заземлювача менше гранично допустимого .

## 5.7 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Безпека в надзвичайних ситуаціях регламентується ПЛАС. Основними складовими ПЛАС є розробки технічних рішень та організаційних заходів щодо оповіщення, евакуації та дій персоналу у надзвичайних ситуаціях, а також визначення основних заходів з пожежної безпеки.

### 5.7.1 Вимоги щодо організацій ефективної роботи системи оповіщеннявиробничого персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

Для підвищення безпеки в надзвичайних ситуаціях (НС) пропонується встановлення системи оповіщення (СО) виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу у разі виникнення НС, наприклад при пожежі, здійснюється відповідно до вимог НАПБ А.01.003-2009.

Оповіщення про НС та управління евакуацією людей здійснюється одним з наступних способів або їх комбінацією:

* поданням звукових і (або) світлових сигналів в усі виробничі приміщення будівлі з постійним або тимчасовим перебуванням людей;
* трансляцією текстів про необхідність евакуації, шляхи евакуації, напрямок руху й інші дії, спрямовані на забезпечення безпеки людей;
* трансляцією спеціально розроблених текстів, спрямованих на запобігання паніці й іншим явищам, що ускладнюють евакуацію;
* ввімкненням евакуаційних знаків "Вихід";
* ввімкненням евакуаційного освітлення та світлових покажчиків напрямку евакуації;
* дистанційним відкриванням дверей евакуаційних виходів;

Як правило, СО вмикається автоматично від сигналу про пожежу, який формується системою пожежної сигналізації або системою пожежогасіння. Також з приміщення оперативного (чергового) персоналу СО (диспетчера пожежного поста) слід передбачати можливість запуску СО вручну, що забезпечує надійну роботу СО не тільки при пожежі, а і у разі виникнення будь-якої іншої НС.

Згідно з вимогами ДБН В.1.1-7-2002 необхідно забезпечити можливість прямої трансляції мовленнєвого оповіщення та керівних команд через мікрофон для оперативного реагування в разі зміни обставин або порушення нормальних умов евакуації виробничого персоналу.

Оповіщення виробничого персоналу про НС здійснюється за допомогою світлових та/або звукових оповіщувачів - обладнуються всі виробничі приміщення.

СО повинна розпочати трансляцію сигналу оповіщення про НС, не пізніше трьох секунд з моменту отримання сигналу про НС.

Пульти управління СО необхідно розміщувати у приміщенні пожежного поста, диспетчерської або іншого спеціального приміщення (в разі його наявності). Ці приміщення повинні відповідати вимогам пунктів 1.6.13, 1.6.14, 1.6.15 ДБН В.2.5-13 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд".

Кількість звукових та мовленнєвих оповіщувачів, їх розміщення та потужність повинні забезпечувати необхідний рівень звуку в усіх місцях постійного або тимчасового перебування виробничого персоналу.

Звукові оповіщувачі повинні комбінуватися зі світловими, які працюють у режимі спалахування, у таких випадках:

* у приміщеннях, де люди перебувають у шумозахисному спорядженні;
* у приміщеннях з рівнем шуму понад 95 дБ.

Допускається використовувати евакуаційні світлові покажчики, що автоматично вмикаються при отриманні СО командного імпульсу про початок оповіщення про НС /пожежу/ та (або) аварійному припиненні живлення робочого освітлення.

Вимоги до світлових покажчиків "Вихід" приймаються відповідно до ДБН В.2.5-28-2006 "Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення".

СО в режимі "Тривога" повинна функціонувати протягом часу, необхідного для евакуації людей з будинку, але не менше 15 хвилин.

Вихід з ладу одного з оповіщувачів не повинен призводити до виведення з ладу ланки оповіщувачів, до якої вони під’єднанні.

Електропостачання СО здійснюється за I категорією надійності згідно з ПУЕ від двох незалежних джерел енергії: основного - від мережі змінного струму, резервного - від акумуляторних батарей тощо.

Перехід з основного джерела електропостачання на резервний та у зворотному напрямку в разі відновлення централізованого електропостачання повинен бути автоматичним.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у черговому режимі має бути не менш 24 годин.

Тривалість роботи СО від резервного джерела енергії у режимі "Тривога" має бути не менше 15 хвилин.

Звукові оповіщувачі повинні відповідати вимогам ДСТУ EN 54-3:2003 "Системи пожежної сигналізації. Частина 3. Оповіщувачі пожежні звукові". Світлові оповіщувачі, які працюють у режимі спалахування, повинні бути червоного кольору, мати частоту мигтіння в межах від 0,5 Гц до 5 Гц та розташовуватись у межах прямої видимості з постійних робочих місць.

### 5.7.2 Обов’язки та дії персоналу у разі виникнення надзвичайної ситуації

У разі виявлення ознак НС працівник, який їх помітив повинен:

* негайно повідомити про це засобами зв’язку органиДержавної Служби з НС (ДСНС), вказати при цьому адресу, кількість поверхів, місце виникнення пожежі, наявність людей, а також своє прізвище;
* повідомити про НС керівника, адміністрацію, пожежну охорону підприємства;
* організувати оповіщення людей про НС;
* вжити заходів щодо евакуації людей та матеріальних цінностей;
* вжити заходів щодо ліквідацій наслідків НС з використанням наявних засобів.

Керівник та пожежна охорона установки, яким повідомлено про виникнення пожежі, повинні:

* перевірити, чи викликані підрозділи ДСНС;
* вимкнути у разі необхідності струмоприймачі та вентиляцію;
* у разі загрози життю людей негайно організувати їх евакуацію, та їх рятування, вивести за межі небезпечної зони всіх працівників, які не беруть участь у ліквідації НС;
* перевірити здійснення оповіщення людей про НС;
* забезпечити дотримання техніки безпеки працівниками, які беруть участь у ліквідації НС ;
* організувати зустріч підрозділів Державної пожежної охорони, надати їм допомогу у локалізації і ліквідації НС.

Після прибуття на НС підрозділів ДСНС повинен бути забезпечений безперешкодний доступ їх до місця, де виникла НС.

### 5.7.3 Пожежна безпека

Відповідно до НАПБ Б.03.002-2007 та ОНТП24-86 робоче приміщення лабораторії відноситься до категорії В по вибухопожежній і пожежній небезпеці. Відповідно до ПУЕ-87 та ДНАОП 0.00-1.32-01 клас робочих зон приміщення лабораторії по пожежонебезпеці - П-IIа. Можливими причинами пожежі в приміщенні є несправність електроустаткування, коротке замикання проводки, і порушення протипожежного режиму (використання побутових нагрівальних приладів, паління).

У зв’язку з цим, відповідно до вимог ПБЕ та ПУЕ, необхідно передбачити наступні заходи:

1. Ретельну ізоляцію всіх струмоведучих провідників до робочих місць, періодичний огляд та перевірку ізоляції.
2. Строгедотримання норм протипожежноїбезпеки на робочихмісцях.
3. Відповідніорганізаційні заходи (заборона паління, інструктаж).

Для гасінняпожежі в робочомуприміщенілабораторії (класпожежі «Е» - наявністьелектрообладнанняпіднапругою) використовуютьсявогнегасники ОП-1 –– «Момент» (2 шт.). Додатково в коридорірозташованівогнегасники ОХП-10. Також на сходовій клітці розташований пожежний кран. Така кількість первинних засобів пожежогасіння відповідає вимогам ДСТУ 3675-98 ISO3941-77, якими передбачене обов’язкова наявність двох вогнегасників до 100 м2 площі підлоги для приміщення типу конструкторське бюро.

Згідно вимог ДБН В.2.5-56-2014 робоче приміщення лабораторії необхідно оснастити системою автоматичної пожежної сигналізації.

У науково-дослідницькій лабораторії є план евакуації у випадку виникнення пожежі. Максимальна віддаленість робочих місць від евакуаційних виходів і ширина евакуаційних проходів відповідають вимогам ДБН В.1.1-7-2002.

Значення основних параметрів шляхів евакуації приведені в табл.5.4.

Табл.5.4. Характеристики і нормиеваковиходів

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметр | Фактичнезначення | Норма |
| Висотадвернихпрорізів | 2,0 м | Не менше 2 м |
| Ширина двернихпрорізів | 0,8 м | Не менше 0,8 м |
| Ширина проходу для евакуації | Більше 1,5 м | Не менше 1 м |
| Ширина коридору | 2 м | Не менше 2 м |
| Число виходів з коридору | 2 | Не менше 2 |
| Ширина сходового маршу | 1,2 м | Не менше 1 м |
| Висотапоруччясходів | 1 м | Не менше 0,9 м |

У приміщенні є план евакуації. Мінімальний час евакуації в разів виникнення пожежі, максимальне видалення робочих місць від евакуаційних виходів відповідає вимогам ДБН В.1.1-7-2002.

У робочому приміщенні виконуються всі вимоги НАПБ А.01.001-2004 «Правил пожежної безпекиУкраїни».

# РОЗДІЛ 6. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

Даний розділ має на меті проведення маркетингового аналізу стартап проекту задля визначення принципової можливості його ринкового впровадження та можливих напрямів реалізації цього впровадження.

## Опис ідеї проекту

В межах цього підрозділу аналізується зміст ідеї, можливі напрямки застосування, основі вигоди які може отримати користувач товару та відмінності від існуючих аналогів та замінників.

Таблиця 6.1 Опис ідеї стартап-проекту

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Зміст ідеї | Напрямки застосування | Вигоди для користувача |
| Розробка методів енергозбереження в телекомунікаційних системах 4, 5G | Виробництво | Спрощення та здешевлення процесу розвитку телекомунікаційних системах 4, 5G |
| Наука |

Проблемі використання альтернативних джерел енергії, для живлення

об'єктів мереж стільникового зв'язку, приділяється досить багато уваги. Зокрема, GSM Association в 2008 р запустила програму "Green Power for Mobile" [18]. Основною метою програми є пошук оптимального рішення для енергопостачання базових станцій не підключених до електричної мережі. Основна увага приділяється країнам, що розвиваються, де найчастіше місцеві енергетичні мережі виявляються ненадійними, а джерела альтернативної енергії досить доступні (країни Африки, Індія і т.п.) [17, 16]. GSM Association регулярно публікує звіти і рекомендації по використанню альтернативних

джерел енергії в різних країнах, що розвиваються.

Таблиця 6.2 Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідеї проекту

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Техніко-економічні характеристики ідеї | Товари конкурентів | | W (слабка сторона) | N (нейтральна сторона) | S (сильна сторона) |
| Мій проект | Конкурент |
| 1 | Простота |  |  |  |  | ✔ |
| 2 | Дешевизна |  |  |  |  | ✔ |
| 3 | Швидкодія |  |  |  |  | ✔ |

## Аналіз ринкових можливостей запуску стартап-проекту

В межах даного підрозділу проводиться визначення ринкових можливостей, які можна використати під час ринкового впровадження розроблених методів, та ринкових загроз, які можуть перешкодити їх реалізації. Визначення ринкових можливостей дозволяє спланувати напрями розвитку проекту із урахуванням стану ринкового середовища, потреб потенційних клієнтів та пропозицій проектів-конкурентів.

Таблиця 6.4 Попередня характеристика потенційного ринку стартап-проекту

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Показники стану ринку | Характеристика |
| 1 | Кількість головних гравців, од | 1 |
| 2 | Загальний обсяг продаж, ум. од. | Невідомий |
| 3 | Динаміка ринку | Зростає |
| 4 | Наявність обмежень для входу | Невідома |
| 5 | Специфічні вимоги до стандартизації та сертифікації | Існують |
| 6 | Середня норма рентабельності в галузі, % | Невідома |

За результатами аналізу важно зробити висновок щодо привабливості для входження за попереднім оцінюванням.

Визначимо потенційні групи клієнтів.

Таблиця 6.5 Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Потреба, що формує ринок | Цільова аудиторія | Відмінності у поведінці різних потенційних цільових груп клієнтів | Вимоги споживачів до товару |
| 1 | Розробка методів енергозбереження в телекомунікаційних системах 4, 5G | Науковці, розробники | Невідомі | Точність,  економічність,  дешевизна,  доступнісь. |

Проведемо аналіз ринкового середовища: складемо таблиці факторів, що сприяють ринковому впровадженню методів, та факторів, що йому перешкоджають.

Таблиця 6.6 Фактори загроз

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Фактор | Зміст загрози | Можлива реакція компанії |
| 1 | Покращенні методи енергозбереження в телекомунікаційних системах 4, 5G | Впровадження покращенних методів енергозбереження в телекомунікаційних системах 4, 5G | Вихід з ринку |

Проведемо аналіз пропозиції: визначимо загальні риси конкуренції на ринку.

Таблиця 6.7 Ступеневий аналіз конкуренції на ринку

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Особливості конкурентного середовища | В чому проявляється дана характеристика | Вплив на діяльність підприємства |
| Тип конкуренції – монополістична | Одне підприємство майже зайняло усю нішу | Значний |
| За рівнем конкурентної боротьби – національне | Дане підприємство відомо по усьому світу | Значний |
| За галузевою ознакою – внутрішньогалузева | Конкуренція виконується в рамках однієї галузі | Значний |
| Конкуренція за видами товарів – невідомо |  |  |
| За характером конкурентних переваг – цінова | Товар даного підприємства має дуже високу вартість | Значний |
| За інтенсивністю –невідомо |  |  |

За результатами аналізу можна зробити висновок, що працювати на даному ринку можна незважаючи на конкурентну ситуацію. Для поширення продукту він повинен володіти рядом факторів, які відрізняють його від існуючого конкурента.

Перелічимо фактори конкурентоспроможності

Таблиця 6.8 Обґрунтування факторів конкурентоспроможності

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| №  п/п | Фактор конкурентоспроможності | Обґрунтування |
| 1 | Простота | Дана розробка не вимагає від користувача особливих знань у галузі |
| 2 | Дешевизна | Поширюється безкоштовно і кожний має можливість користуватися нею |

Проведемо аналіз сильних та слабких сторін стартап-проекту.

Таблиця 6.9 Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін проекту

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Фактор  конкурентоспроможності | Бали  1-20 | Рейтинг товарів – конкурентів у порівнянні  з проектом, що розробляється | | | | | | |
| -3 | -2 | -1 | 0 | +1 | +2 | +3 |
| 1 | Простота |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 | Дешевизна |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3 | Швидкодія |  |  |  |  |  |  |  |  |

Проведемо SWOT-аналіз

Таблиця 5.12 SWOT-аналіз стартап-проекту

|  |  |
| --- | --- |
| Сильні сторони:  Простота  Дешевизна  Швидкодія | Слабкі сторони:  Невідома компанія  Відсутність стартового капіталу |
| Можливості:  Розширення функціоналу  Нові технології | Загрози:  Наукові розробки-замінники |

З огляду на SWOT-аналіз можна прийти до висновку що немає потреби розробляти альтернативи ринкового впровадження цього проекту.

## Розроблення ринкової стратегії проекту

Розроблення ринкової стратегії першим кроком передбачає визначення

стратегії охоплення ринку, а саме опис цільових груп потенційних споживачів.

Таблиця 6.10 Вибір цільових груп потенційних споживачів

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Опис профілю цільової групи потенційних клієнтів | Готовність споживачів сприйняти продукт | Орієнтовний попит в межах цільової групи | Інтенсивність конкуренції в сегменті | Простота входу у сегмент |
| 1 | Науковці | Готові | Високий | У сегменті значна конкуренція | Важко |
| 2 | Підприємці | Готові | Високий | У сегменті не значна конкуренція | Важко |

Для роботи в обраних сегментах ринку сформулюємо базову стратегію розвитку.

Таблиця 6.11 Визначення базової стратегії розвитку

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Стратегія охоплення ринку | Ключові конкурентоспроможні позиції | Базова стратегія ринку |
| 1 | Диференційований маркетинг | Простота, дешевизна, швидкодія | Стратегія спеціалізації |

Виберемо конкурентну поведінку

Таблиця 6.12 Визначення базової стратегії конкурентної поведінки

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Чи є проект «першопроходьцем» на ринку? | Чи буде компанія шукати нових споживачів, або забирати існуючих у конкурентів? | Чи буде компанія копіювати основні характеристики товару конкуренту? | Стратегія конкурентної поведінки |
| 1 | Так | Ні | Ні | Заняття конкурентної ніші |

## Розроблення маркетингової програми стартап-проекту

Сформуємо маркетингову концепцію товару, який отримає споживач.

Таблиця 6.13 Визначення ключових переваг концепції потенційного товару

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Потреба | Вигода, яку пропонують методи | Ключові переваги перед конкурентами |
| 1 | Розробка методів енергозбереження в телекомунікаційних системах 4, 5G | Економічність і простота втілення | Швидкодія, дешевизна, доступність. |

Товар не буде якимось чином захищатись від копіювання та буде поширюватись як є.

Визначимо системи збуту, якими необхідно керуватись при встановленні товару на ринку.

Визначимо оптимальну систему збуту

Таблиця 5.21 Формування системи збуту

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Специфіка закупівельної поведінки цільових клієнтів | Функції збуту, які має виконувати постачальник товару | Глибина каналу збуту | Оптимальна система збуту |
| 1 | Невідома | Вільний доступ до товару | Невідома | Вільний доступ до товару |

Розробимо концепцію маркетингових комунікацій

Таблиця 5.22 Концепція маркетингових комунікацій

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Специфіка поведінки цільових клієнтів | Канали комунікацій, якими користуються клієнти | Ключові позиції, обрані для позиціонування | Завдання рекламного повідомлення | Концепція рекламного звернення |
| 1 | Невідома | Інтернет, наукові публікації | Можливості проекту | Донести про можливості проекту | Донесення про можливості та сильні стороні проекту |

## Висновки до розділу

За результатами проведеного аналізу можна зробити висновок, що є можливість ринкової комерсалізації проекту оскільки на ринку є попит на таку продукцію. Але оскільки метою цього проекту не є матеріальне збагачення, продукт буде поширюватись вільно, безкоштовно та без обмежень, то комерсалізація проекту не має сенсу.

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі були досягнуті поставлені цілі та задачі дослідження. Підвищення ефективності роботи сонячної фотоелектричної станції для роботи телекомунікаційних систем, досягається шляхом застосуванням двох методів оптимізації її роботи. Перший метод - це застосування системи трекінгу Сонця. Трекінг Сонця виконується за однією віссю кожного дня протягом року. Запропонована система трекінгу складається з ПІ контролеру, астрономічної бази даних, сервоприводу постійного струму та інклінометру. Для побудови даної системи пропонується застосування обладнання вітчизняного виробництва - серводвигун постійного струму ПЯ-250Ф.

Також, для ефективної роботи системи трекінгу Сонця створена модель автоматичної системи керування. Керування виконується з використанням астрономічної бази даних положення Сонця на небосхилі для кожної години дня протягом року. Моделювання автоматичної системи трекінгу виконувалось в програмному середовищі LabView. В даному програмному середовищі створений віртуальний прилад, для якого складена блок-діаграма системи керування, яка складається з логічних блоків і зв’язків між ними. Додатково, створена лицьова панель віртульного приладу на якій знаходяться органи налаштування параметрів системи - параметри ПІ контролера, параметри приводу та механічне навантаження. Вхідні дані та результати керування відображаються на двох графіках. Графіки відображають перехідні процеси в системі при впливі збурюючих факторів.

Другий метод оптимізації режиму роботи фотоелектричної станції - це трекінг точки максимальної потужності на вольт-амперній характеристиці станції. Після проведення експериментального дослідження характеристик фрагменту фотоелектричної станції отримані експериментальні криві вольт-амперних характеристик та характеристик потужності фрагменту станції при впливі часткового затінення.

З’ясовано, що при частковому затінені в послідовному з’єднанні фотомодулів виникають невідповідності за струмом. При цьому використовувались фотомодулі з обхідними діодами, які застосовуються в реальних фотоелектричних станціях.

Після цього, проведене моделювання волт-амперних характеристик та характеристик потужності фотоелектричної станції. При цьому показано, що в умовах нерівномірного освітлення або розкиду параметрів окремих фотомодулів крива потужності фотоелектричної станції може мати декілька максимумів. Трекінг точки максимальної потужності в умовах існування декількох локальних максимумів існуючими методами зазнає деяких труднощів. Отже, ставиться запитання щодо вибору оптимального методу трекінгу в таких умовах. Для аналізу характеристик фотоелектричної станції створена програма на ПК, яка відтворює характеристики реальної фотоелектричної станції. Параметри станції і фотомодулів вводяться через графічний інтерфейс програми.

Також, створена програма в програмному середовищі C++ Builder для розрахунку вольт-амперної характеристики та характеристики потужності фотоелектричної станції при різних способах комутації фотомодулів. Параметри фотомодулів, конфігурація фотоелектричної системи за запропонованою моделлю та зовнішні параметри налаштовуються за допомогою створеного графічного інтерфейсу. Графіки характеристик станції виводяться у головному «вікні» програми.

ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

* 1. Малєєв В.О. Перспективи розвитку сонячної енергетики в україні / В.О. Малєєв, В.М. Безпальченко, Д.С. Макарчук // Актуальні проблеми сучасної енергетики: матеріали ІІ-ої Всеукраїнської науково-практичної інтернет-конференції студентів, аспірантів і молодих вчених. – Херсон : ХНТУ, 2017. –С.74–70.
  2. Дробишева В. П. Сучасний стан використання відновлювальних джерел енергії в Україні [Електронний ресурс] / В. П. Дробишева, К. П. Токар, Г. А. Федоренко // Науковий вісник будівництва. - 2014. - № 1. - С. 165-168. - Режим доступу:<http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvb_2014_1_44>.
  3. Будько В. І. Сучасні технологічні процеси, обладнання та устаткування фотоелектричного перетворення сонячної енергії / В. І. Будько – серія навчально- методичних матеріалів – Київ: ЮНІДО, 2015. – 49с.
  4. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії [Текст]: підручник / С. О. Кудря – Київ: Національний технічний університет України («КПІ»), 2012. – 495с.
  5. Стоян О.Ю. Державне регулювання розвитку сонячної енергетики в Україні: від теорії до практики / О.Ю. Стоян // Наукові праці [Чорноморського державного університету імені Петра Могили комплексу "Києво-Могилянська академія"]. Серія : Державне управління. - 2014. - Т. 239, Вип. 237. - С.124-130.
  6. До 2020 року в Україні 11% енергії вироблятиметься з відновлюванихджерел[Електронний ресурс]. EcoTown. Режим доступа:URL: [http://ecotown.com.ua/news/Do-2020-roku-v-Ukrayini-11-enerhiyi-vyroblyaty-metsya-z- vidnovlyuvanykh-dzherel/.](http://ecotown.com.ua/news/Do-2020-roku-v-Ukrayini-11-enerhiyi-vyroblyaty-metsya-z-vidnovlyuvanykh-dzherel/) – 09.10.2014р.
  7. Возняк О. Т. Енергетичний потенціал сонячної енергетики та перспективи його використання в Україні / О. Т. Возняк, М. Є. Янів // Вісн. Нац. ун- ту "Львів. політехніка". Теорія і практика буд-ва. - 2010. - N 664. - С.7-10.
  8. Кудря С.О. Атлас енергетичного потенціалу відновлюваних і нетрадиційних джерел енергії України / С.О. Кудря, Л.В. Яценко, Г.П. Душина, Л.Я. Шинкаренко та ін // – К., 2001. – 41c.
  9. Сонячна енергетика: теорія та практика: монографія [Текст]: / Й.С. Мисак, О.Т. Возняк, О.С. Дацько, С.П. Шаповал //. – Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2014. – 340с.
  10. Бабієв Г.М. Перспективи впровадження нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в Україні / Г.М. Бабієв, Д.В. Дероган, А.Р. Щокін // Електричний Журнал. – Запоріжжя: ВАТ "Гамма",1998. – №1. –С.63–64.
  11. Дероган Д.В. Перспективи використання енергії та палива в Україні з нетрадиційних та відновлюваних джерел / Д.В. Дероган, А.Р. Щокін //Бюл. "Новітні технології в сфері нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії". – К.: АТ "Укренергозбереження",1999. – №2. –С.30–38.
  12. Bosch A. F. DYNAMIC BASE STATION ENERGY SAVING WITH RELAYS : Research/Master Thesis / Anna Ferrer Bosch ; UPC - Tsinghua University. —2011.

URL:[http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/10991/1/PFC.pdf.](http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/10991/1/PFC.pdf)

* 1. Lubritto C. Telecommunication power system: energy saving, renewable sources and environmental monitoring // Trends in Telecommunications Technologies. — InTech, 2010. — P. 145–164.
  2. Lorincz J., Garma T., Petrovic G. Measurements and modelling of base station power consumption under real traffic loads // Sensors. — 2012. — no. 12. — P.4281–4310.
  3. Toward dynamic energy-efficient operation of cellular network infrastructure / Eunsung Oh, Bhaskar Krishnamachari, Xin Liu, Zhisheng Niu // IEEE Communications Magazine. — 2011. — Vol. 49, no. 6. — P.56–61.

16. Power consumption modeling of different base station types in heterogeneous cellular networks / Oliver Arnold, Fred Richter1, Gerhard Fettweis1, Oliver Blume // Future Network and MobileSummit 2010 Conference Proceedings. —2011.

17. Roy S. N. Energy logic: A road map to reducing energy consumption in telecommunications networks // Proceedings of INTELEC, San Diego (CA), September 2008, IEEE, San Diego. — 2008. — P. 90–98.

18. Громаков Ю. А., Шевцов В. А. Способ сотовой связи // Телекоммуникационные технологии. — 2007. — № 5. — С.20–25.

19. Lee D., Zhou S., Niu Z. Multi-hop relay network for base station energy saving and its performance evaluation // IEEE Globecom 2011. —2011.

20. Бураков Е., Вишневский Е. П. Поддержание микроклимата на базовых станциях сотовойсвязи.какаясистемаэффективнее?//ИКС.—2011.—№09.—С.70.

URL:[http://www.iksmedia.ru/search/3928655.html.](http://www.iksmedia.ru/search/3928655.html)

21. Вишневский Е. П., Салин М. Фрикулинг и топливные элементы для телекома // ИКС. — 2009. — № 5. — С. 77. — URL: [http://www.iksmedia.ru/issue/2009/5/2670200.html.](http://www.iksmedia.ru/issue/2009/5/2670200.html)

22. О комплектовании базовых станций сотовой связи системами автономного электрообеспечения : Отчет о НИР / ООО НПО “ПланЭКО” ; Executor: В. Н. Миханюк, Б. П. Коробко, И. Е. Марончук etal. : 2007.

23. Homer renewvable energy software, disribution power design support. — 2005. — URL:<http://homerenergy.com/software.html>(online; accessed:25.06.2013).

1. Roth P., Georgiev A., Boudinov H., Cheap two-axis sun following device. Energy Conversion and Management. 2005, 46, 1179-1192.
2. Akhmedyarov K.A., Bazarov B.A., Ishankuliev B., Karshenas K.E., Schaimerdangulyev G., Economic efficiency of the FV-500 solar photoelectric station with automatic tracking of the sun. Appl. Solar Energ. 1986, 22, 44-47.
3. Alata M., Al-Nimr M.A., Quarousch Y., Developing a multipurpose sun tracking system using fuzzy control. Energy Conversion and Management, 2005, 46, 1229- 1245.
4. Bucciarelli L. L., Grossman В. L., Lyon Е. F., and Rasmussen N. Е., “The energy balance associated with the use of a MPPT in a 100 kW peak power system” IEEE Photovoltaic Spec. Conf., 1980, pp. 523-527.
5. M. A. Slonim and L. M. Rahovich, “Maximum power point regulator for 4 kW solar cell array connected through invertor to the AC grid” Proc. 31 st Intersociety Energy Conver. Eng. Conf., 1996, pp. 1669-1672.
6. К. H. Hussein and I. Mota, “Maximum photovoltaic power tracking: An algorithm for rapidly changing atmospheric conditions,” IEE Proc. Generation Transmiss. Distrib., 1995, pp. 59-64.
7. K. Ariyur and M. Krstic, Real-Time Optimization by Extremum-Seeking Control, Wiley, 2003.
8. T. Senjyu and K. Uezato, “Maximum power point tracker using fuzzy control for photovoltaic arrays,” in Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol., 1994, pp. 143-147.
9. M. Veerachary, T. Senjyu, and K. Uezato, “Neural-network-based maximum-power- point tracking of coupled-inductor interleaved-boost-converter-supplied PV system using fuzzy controller,” IEEE Trans. Ind. Electron, vol. 50, no. 4, pp. 749-758, Aug. 2003.
10. McCluney R. Passive optical solar tracking system. Appl. Optics, 1983, 22, pp. 3433- 3439.
11. McCluney R. Passive optical solar tracking system. Appl. Optics, 1983, 22, pp. 3433- 3439.
12. Чиликин М.Г., Сандлер A.C. Общий курс электропривода: Учебник для вузов. - 6-е изд., доп. и перераб. - М.: Энергоиздат, 1981. - 576 с.
13. E. Molenbroek, D.W. Waddington, K.A. Emmery, “Hot spot susceptibility and testing of PV modules”, IEEE, 1991, pp. 547-552.