

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ЗАПОРІЗЬКА ПОЛІТЕХНІКА»**

О.В. Немикіна

**ПОНОВЛЮВАЛЬНІ ТА
АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА
ЕНЕРГІЇ**

для студентів спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Навчальний посібник

Запоріжжя • НУ «Запорізька політехніка» • 2020

УДК: 620.9(075.8)
Н 50

*Рекомендовано до друку вченою радою
Запорізького національного технічного університету
(протокол № 2/20 від 28.09.2020)*

Рецензенти:

П. Д. Андрієнко – докт. техн. наук, проф. (Національний університет «Запорізька політехніка»);

В. Г. Сиченко – докт. техн. наук, проф (Дніпропетровський національний університет залізничного транспорту імені академіка В. Лазаряна);

Л. І. Мазуренко – докт. техн. наук, проф. (Інститут електродинаміки НАН України).

Н50 **Немикіна О.В.**

Поновлювальні та альтернативні джерела енергії. Для студентів спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка: навч. посібник / О.В. Немикіна – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 188 с.

ISBN 978-617-529-289-1

Викладено матеріали щодо основних понять і теоретичних засад функціонування джерел поновлювальної енергетики з використанням енергії сонця, вітру, біомаси, енергії надр та інших. Значна увага приділена реалізації електричної частини найбільш розповсюджених вітроелектричних та сонячних установок. Наведено методики та приклади розрахунків найбільш важливих параметрів для сонячних та вітрових електричних установок. Висвітлені загальні тенденції розвитку сучасних поновлюваних джерел електроенергії.

Для студентів, які навчаються за напрямом підготовки 14 Електрична інженерія, спеціальністю 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка.

УДК 621.316.925(075.8)

ISBN 978-617-529-289-1

© Національний університет
«Запорізька політехніка», 2020
© Немикіна О.В., 2020

ЗМІСТ

Вступ	5
Умовні скорочення	8
1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ	9
1.1. Загальні питання та визначення електроенергії	9
1.2. Розрахунок і побудова графіків навантаження	14
1.3. Традиційні типи електростанцій.....	20
1.4. Альтернативна енергетика	28
2. СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА	35
2.1. Основи сонячної енергетики.....	35
2.2. Сонячна теплоенергетика	40
2.3. Сонячна фотоенергетика. Фотоелемент. Фотомодуль.....	48
2.4. Типи сонячних електростанцій.....	55
2.5. Побудова сонячної електростанції.....	61
2.6. Методика вибору електрообладнання автономної сонячної електростанції	66
2.7. Сонячні теплоелектростанції.....	82
3. ВІТРОВА ЕНЕРГЕТИКА	88
3.1. Основи вітрової енергетики	88
3.2. Побудова вітроелектричних установок з горизонтальною віссю обертання	98
3.3. Вітроелектричні установки з аеродинамічною мультиплікацією.....	105
4. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ДЛЯ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ	108
4.1. Генератори вітроелектричних установок	108
4.2. Накопичувачі електричної енергії.....	113
4.3. Напівпровідникові перетворювачі для поновлюваних джерел енергії.....	123
5. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА	134
5.1. Методи використання геотермальної енергії.....	134
5.2. Теплові насоси.....	137
6. ВИРОБНИЦТВО БІОПАЛИВА	151
6.1. Основні технології виробництва біопалива.....	151
Висновки	166
Література	168

Додаток А Характерні графіки активних і реактивних навантажень підприємств різних галузей промисловості.....	171
Додаток Б Графік навантаження, сонячна інсоляція, параметри сонячних модулів для розрахунку сонячної електростанції.....	174
Додаток В Технічні характеристики вітроелектричних установок...	177
Додаток Г Електрообладнання для сонячних та вітрових електростанцій.....	180
Додаток Д Технічні характеристики теплових насосів.....	186

ВСТУП

Постійне зростання всесвітнього споживання електроенергії потребує зростання первинних джерел енергії. Основними джерелами первинної енергії на наступному етапі розвитку науково-технічного прогресу є природні копалини: вугілля, нафта, газ. Їх доля в загальному споживанні для різних країн становить 75-85 %. Остаточна частина покривається енергією виробленою атомними та іншими видами електростанцій.

Не всі країни мають однакові ресурси природних джерел енергії, ступінь розвитку науково-технічного прогресу і потенціалу виробничих потужностей. Використання природних джерел енергії нафти, вугілля, газу призводить до їх зменшення і відповідно викликає зростання цін, що пов'язано зі збільшенням труднощів при їх видобуванні. Збільшення споживання призводить до зростання екологічного навантаження на довкілля внаслідок викидів вуглецю при роботі теплоелектростанцій та інших електричних станцій, які використовують традиційні джерела енергії.

Особливо гостро проблема нестачі традиційних природних ресурсів стоїть і в Україні, яка поглиблюється і суттєвою відсталою енерговитратною технологією виробництва. Витрати електроенергії на одиницю продукції в Україні в три-п'ять разів більше, ніж у розвинутих країнах Європи, США та Японії.

Зважаючи на сказане, світове науково-технічне товариство веде постійний пошук шляхів ефективного використання поновлювальної енергії, в тому числі енергії вітру, сонця, біомаси та інших.

Напрямок використання такої енергії отримав загальноприйнятий термін - поновлювальна та альтернативна енергетика. Головна перевага поновлювальної та альтернативної енергетики - невичерпність та відносна екологічна чистота.

Використання енергії вітру та сонця для своїх потреб людство почало використовувати давно (вітряні і водні млини). Для генерації електроенергії практичні роботи почались на початку 19 століття, але широке впровадження технології використання енергії вітру і енергії сонця почалось у 90-х роках 19 століття. Суттєвим поштовхом цього стало виробництво сучасної елементної бази силової мікроелектроніки

Використання енергії вітру та сонця для потреб енергетики має ряд недоліків:

- обмеження одиничної потужності вітроустановок, що потребує значних земельних ділянок для нарощування потужності генерації;
- значне коливання потоку енергії, яке залежить від об'єктивних природних даних цих явищ;
- для постійної генерації електроенергії потрібні накопичувачі електроенергії.

В цілому практична реалізація використання альтернативної енергії має високу собівартість, тому використання альтернативної енергетики повинно мати достатньо обґрунтований техніко-економічний аналіз.

Незважаючи на постійне покращення елементарної бази елементів електрообладнання, зменшення їх собівартості собівартість альтернативної електроенергії значно перевищує собівартість електроенергії виробленої на традиційних електростанціях (теплових та гідроелектростанціях). Для заохочення впровадження поновлювальної енергії уряди держав установлюють так звані «зелені» тарифи, який значно в 1,5- 3 рази вище за діючий тариф.

Ці співвідношення цін в кожній країні залежить від наявності природних ресурсів. У світовій практиці сформувалась в основному два напрямки найбільш поширеного використання альтернативної енергетики:

- комунальне та фермерське господарство з використанням електроенергії потужністю від 0.1 до 100 кВт;
- промислове використання шляхом побудови потужних енергопарків більше 1 МВт. Одиночні потужні вітроенергетичні установки встановлюють у важкодоступних районах, куди затратно вести повітряну лінію.

Кожний з цих напрямків має свої особливості використанні технічних рішень. У зв'язку з широким використанням альтернативної енергетики створені спеціальні підприємства, розроблена нормативна база, що дозволяє уніфікувати рішення при використанні елементарної бази електрогенераторів, перетворювачів та іншого електрообладнання для електростанцій. Враховуючи значне коливання енергії вітру та сонячного випромінювання триває пошук найбільш раціонального використання встановлених потужностей. Ця проблема вирішується в smart енергосистемах (розумних енергосистемах), що

дозволяє об'єднати переваги традиційної генерації для підвищення надійності електропостачання і підвищити використання встановлених потужностей поновлювальних джерел електроенергії.

При виборі типу альтернативних джерел енергії необхідно враховувати коливання цін на природні джерела енергії, які засновуються на довгострокових прогнозах розвитку ринку традиційних енергоносіїв.

Оскільки ціноутворення на традиційні енергоносії має суттєве ринковий характер і на нього впливає кон'юнктурний і політичний підхід окремих виробників електроенергії та країн, а також стан світової економіки, що відповідно впливає на темпи росту виробництва альтернативної енергетики.

Події 2020 року у зв'язку з перевиробництвом нафти і газу в умовах пандемії Covid-19 суттєво вплинули на погляди розвитку нетрадиційної енергетики. В Україні в додаток до мирових тенденцій виявились недоліки у законодавчому плані які викликають явний дисбаланс виробничих потужностей альтернативної та традиційної енергії, що привело до зростання тарифів на електроенергію.

Виходячи з сказаного розвиток нетрадиційної енергетики повинен бути збалансованим з наявністю маневрових потужностей традиційних та акумулюючих джерел енергії.

УМОВНІ СКОРОЧЕННЯ

- АКБ** - акумуляторна батарея.
АСЕ – автономна сонячна електростанція.
ВАХ – вольтамперна характеристика.
ВЕУ – вітроелектрична установка.
ВЕУАМ - ВЕУ з аеродинамічною мультиплікацією.
ВЕС – вітроелектрична станція.
ВК- вітроколесо.
ГВП – гаряче водопостачання.
ГЕС – гідроелектростанція.
ДЕ – джерело електроживлення.
ДНТ – джерело низькопотенційної теплоти .
ККД – коефіцієнт корисної дії.
КЕС– конденсаційна електростанція.
ОЕС – об'єднана енергетична система.
ПДЕ– поновлювальні джерела енергії.
ПК – паровий котел.
ППН – перетворювач постійної напруги.
ПС – підстанція.
ПТН – парокомпресорний тепловий насос.
СЕС – сонячна електростанція.
СК - сонячний колектор.
СТЕС - сонячна теплоелектростанція.
ТЕС – тепла електростанція.
ТЕЦ – теплоелектроцентрально.
ТН – тепловий насос.
ФЕ – фотоелемент.

1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ГЕНЕРАЦІЇ ТА СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

1.1. Загальні питання та визначення [1, 2].

Широке практичне використання електроенергії в порівнянні з іншими видами енергії пояснюється відносною легкістю її отримання та можливістю передачі на великі відстані.

Електрична енергія — вид енергії, що існує у вигляді потенціальної енергії електричного й магнітного полів та енергії електричного струму.

Завдяки зручній технології виробництва, розподілу й споживання, електрична енергія займає чільне місце серед інших видів енергії, що споживає людство.

Електростанція - сукупність установок, обладнання, що використовуються безпосередньо для виробництва електричної енергії, а також необхідні для цього споруди та будівлі, розташовані на певній території.

Особливістю роботи електричних станцій в мережі є те, що загальна кількість електричної енергії, яка виробляється в будь-який момент часу, повинна повністю відповідати споживаній енергії.

Основна частина електричних станцій працює паралельно в об'єднаній енергетичній системі, яка охоплює загальне електричне навантаження системи. Є електростанції місцевого значення, призначені для обслуговування району та не підключені до загальної енергетичної системи.

Енергетична система – це сукупність електростанцій, електричних мереж, споживачів електроенергії й тепла, зв'язаних спільністю режимів виробництва, розподілу й споживання електричної енергії й тепла.

Об'єднана енергетична система України (ОЕС України) являє собою сукупність атомних, теплових, гідроелектростанцій, а також електростанцій з поновлювальних джерел енергії (вітряні, сонячні та інші), магістральні електричні мережі Укренерго та розподільчі електромережі (обленерго), які об'єднані спільним режимом виробництва, передачі та розподілу електричної та теплової енергії.

До складу ОЕС входять 8 регіональних електроенергетичних систем: Дніпровська, Донбаська, Західна, Кримська, Південна, Південно-Західна, Північна і Центральна.

Режим роботи ОЕС визначається виходячи з балансу виробництва та споживання потужності, ремонтів електромереж та генеруючого обладнання, а також можливості ліквідації аварійних ситуацій у разі відключення генеруючого обладнання на електростанціях та магістральних ліній електропередачі. Баланс між виробництвом та споживанням електроенергії для збереження стабільності частоти та напруги забезпечується завдяки процесу диспетчеризації. Головним диспетчером (оператором ОЕС України) є Національна енергетична компанія (НЕК) «Укренерго». Для запобігання порушенням режиму роботи ОЕС України або її окремих частин внаслідок певних факторів оператор вживає необхідні заходи для обмеження споживання електричної енергії, а також застосовує спеціальні графіки і протиаварійні системи зниження електроспоживання.

Рівняння балансу за активною та реактивною потужністю:

$$\begin{aligned}\sum P_{\Gamma} &= \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P; \\ \sum Q_{\Gamma} &= \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q,\end{aligned}\tag{1.1}$$

де $\sum P_{\Gamma}$ – активна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій без врахування потужності, яка витрачається на власні потреби електричних станцій;

$\sum P_{\Pi}$ – сумарна споживана активна потужність, яка складається з потужності навантажень $\sum P_{\text{H}}$ і втрат потужності $\sum \Delta P$;

$\sum Q_{\Gamma}$ – реактивна потужність, яка виробляється генераторами електростанцій без врахування потужності, яка витрачається на власні потреби електричних станцій, а також реактивна потужність додаткових джерел реактивної потужності;

$\sum Q_{\Pi}$ – сумарна споживана реактивна потужність, яка складається з потужності навантаження $\sum Q_{\text{H}}$ та втрат потужності $\sum \Delta Q$.

Баланс потужності забезпечується автоматичним регулюванням режиму системи, і будь-яке порушення його може привести до важких системних аварій.

Для складання балансу потужності використовуються графіки електричних навантажень, що відображають зміну споживаної потужності протягом розглянутого періоду часу. Графіки навантаження можуть відображати режим електроспоживання окремих підприємств, районів і т. п. Графіки електричного навантаження розглядаються як для активної, так і для реактивної потужності. Залежно від тривалості розглянутого періоду розрізняють: добові (рис. 1.1), тижневі, і річні графіки навантажень.

Добові графіки електричного навантаження змінюються залежно від часу року, дня тижня та характеризуються звичайним мінімальним навантаженням в нічний період і максимальною навантаженням в години пік (пікова частина графіки). Наряду з с добовими графіками велике значення мають річні графіки електричного навантаження, які будуються за даними добових графіків.

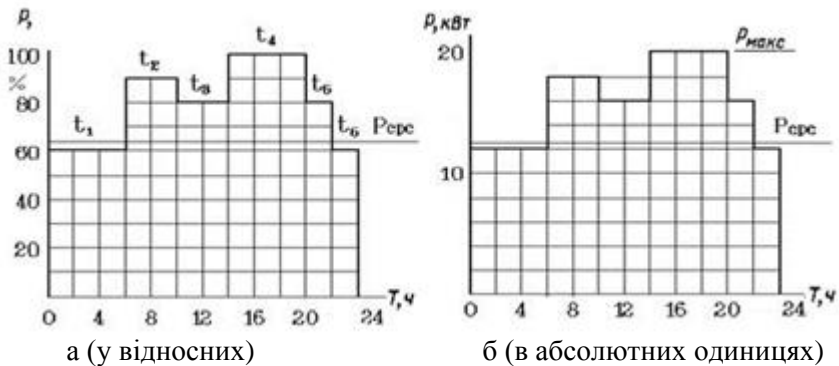


Рисунок. 1.1. - Добовий (а, б) графік активних навантажень

Графіки електричних навантажень використовуються при плануванні електричних навантажень електростанцій, розподілі навантажень між окремими електростанціями та агрегатами, в розрахунках за вибором робочого обладнання й т.п.

При роботі з повним навантаженням устаткування електростанції генерує номінальну або максимально довготривалу потужність, яка є основною паспортною характеристикою агрегату. Однією з основних характеристик електростанцій є її встановлена потужність, яка

визначається як сума номінальних потужностей всіх електрогенераторів з урахуванням резерву.

В залежності від тривалості роботи електричних станцій протягом року, що характеризується числом годин використання установленної потужності, електростанції прийнято класифікувати на: основні або базові ($T_{уст} > 6000$ ч/год); напівпікові ($T_{уст} = 2000 - 5000$ ч/год); пікові ($T_{уст} < 2000$ ч/год), рис. 1.2. Базовими називають електростанції, що несуть максимально можливе постійне навантаження протягом більшої частини року. В якості базових використовують атомні електростанції, високоекономічні конденсаційні та теплоелектроцентралі.

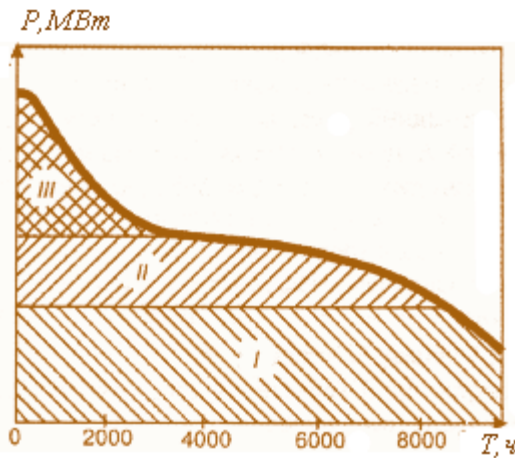


Рисунок. 1.2 - Річний графік навантаження енергетичної системи і заповнення його електростанціями: I - базове навантаження; II - напівпікове; III - пікове навантаження

Для напівпікових і пікових станцій визначальними є висока маневреність. В якості напівпікових станцій використовується теплові електростанції із застосуванням спеціальних паротурбінних блоків, які працюють зі знизеними початковими параметрами пари. Пікове навантаження покривають гідроелектростанції, що володіють високою маневреністю і мобільністю, тобто швидким пуском і зупиненням.

Баланс електроенергії системи складається:

- для перевірки можливості вироблення необхідної кількості електроенергії протягом року різними типами електростанцій;
- для визначення потреби електроенергетичної системи в енергоресурсах (паливо різних видів).

При існуючому рівні науково-технічного прогресу енергоспоживання не може бути покрито лише за рахунок використання

органічних палив (вугілля, нафта, газ), гідроенергії і атомної енергії, тобто за рахунок використання традиційних джерел енергії. За результатами численних досліджень органічне паливо до 2030 р. може задовольнити запити світової енергетики тільки частково. Інша частина енергопотреби може бути задоволена за рахунок інших джерел енергії - поновлювальних джерел енергії .

Традиційні джерела енергії - це природні запаси речовин і матеріалів, які можуть бути використані людиною для виробництва енергії. Прикладом можуть служити ядерне паливо, вугілля, нафта, газ. Енергія традиційних джерел на відміну від поновлюваних знаходиться в природі у зв'язаному стані і вивільняється в результаті цілеспрямованих дій людини.

Поновлювані джерела енергії - це джерела на основі постійно існуючих або періодично виникаючих в навколишньому середовищі потоків енергії.

Відповідно до резолюції № 33/148 Генеральної Асамблеї ООН (1978 р.) до нетрадиційних та поновлюваних джерел енергії відносяться: сонячна, вітрова, геотермальна, енергія припливів і відливів Світового океану, енергія біомаси і гідроенергія водних потоків на суші (гідроелектростанції потужністю менше 1 МВт: міні ГЕС, мікро ГЕС) та низькопотенційна теплова енергія.

Саме через екологічний збиток, пов'язаний із затопленням великих територій, зміною мікроклімату, порушенням біологічної рівноваги велику гідроенергетику не відносять до поновлювальної енергетики.

Залежно від джерела енергії розрізняють:

- теплові електростанції (ТЕС),
- гідроелектростанції (ГЕС);
- атомні електростанції (АЕС);
- інші електростанції, які використовують вітрову, сонячну, геотермальну та інші види енергій.

Запитання

1. Дайте визначення електрична енергія, електростанція, енергетична система, електрична система.

2. Які бувають графіки навантаження, для чого вони використовуються?

3. Які станції відносяться до базових, напівпікових?

4. Назвіть тип електростанцій, який є основою маневрових потужностей енергетичної системи.
5. Які джерела енергії відносяться до поновлювальних, і які до традиційних?

1.2. Розрахунок і побудова графіків навантаження [1, 2, 6].

Електричне навантаження промислових підприємств залежить від виду виробництва, режиму робочого дня і кількості змін. Наочне уявлення про характер зміни електричних навантажень в часі (зміна, доба, місяць, рік) дають графіки навантажень.

Графіком навантаження називається крива, що показує зміну навантажень за певний проміжок часу. За родом навантаження розрізняють графіки активного і реактивного навантаження, за тривалістю - добові і річні графіки навантажень. Кожна галузь промисловості має свій характерний графік навантажень, який визначається технологічним процесом виробництва (додаток А.) При відкладанні по осі абсцис (час, доба, місяць), а по осі ординат споживану в кожен момент часу потужність у відсотках від максимальної потужності, отримаємо типовий добовий графік навантаження. Найбільше можливе за добу навантаження приймається за 100%. При відомому розрахунковому максимумі навантаження P_{\max} можна перевести типовий графік (P , %) у графік навантаження даного промислового підприємства (P , кВт).

$$P_i = \frac{n\% \cdot P_{\max}}{100\%}, \quad (1.2)$$

де P_i – потужність навантаження в певний час доби, кВт; n – ордината відповідної ступені типового графіка, %, P_{\max} – максимальне навантаження, кВт;

По добовому графіку навантаження визначають:

– добову витрату електроенергії $W_d = \sum_{i=1}^{24} P_i \cdot t_i, \quad (1.3)$

де t – тривалість i -ої ступені добового графіка, година;

$$- \text{середньодобове навантаження } P_{\text{ср д}} = \frac{W_{\text{д}}}{24}, \quad (1.4)$$

– коефіцієнт заповнення графіка навантажень

$$K_{\text{з гр}} = \frac{P_{\text{ср д}}}{P_{\text{max}}} = \frac{W_{\text{д}}}{24 \cdot P_{\text{max}}}. \quad (1.5)$$

$K_{\text{з гр}}$ характеризує ступінь нерівномірності режиму роботи.

Для планування річного споживання і вироблення електроенергії складають річні графіки навантаження за тривалістю і річні графіки зміни добових максимумів навантажень.

Річний графік навантаження за тривалістю являє собою спадну криву зміни навантаження протягом року. Його будують за характерними добовими графіками двох найбільш завантажених діб у році - зимової та літньої, а при найбільш точній побудові ще й весняно-осінній графік навантаження.

Для більшої частини України можна умовно прийняти тривалість зимового періоду – 213 днів (жовтень-березень), літнього – 152 дні (квітень-вересень). На осі (у) річного графіка за тривалістю у відповідному масштабі відкладають навантаження від P_{max} до P_{min} , а по осі (х) в масштабі-години року від 0 до 8760 ч. (365 днів на рік по 24 години на добу: $24 \times 365 = 8760$ год). Зазвичай для кожного споживача в довідковій літературі наводиться кілька добових графіків, що характеризують роботу підприємства в різний час року і в різні дні тижня. Найчастіше використовуються графіки зимових і літніх діб. Максимальне навантаження зимового добового графіка P_{max} приймається за 100%. Ординати всіх інших ступенів графіка задаються у відсотках щодо цього значення.

За річним графіком навантаження можна визначити деякі коефіцієнти, що характеризують режим роботи підприємства.

Річна витрата активної електроенергії W (кВт·год) для підприємства дорівнює площі річного графіка навантаження:

$$W = \sum P_i \cdot t_i, \quad (1.6)$$

де P_i , t_i – потужність (кВт), тривалість часу (год) i -тої ступені графіка.

Число годин використання максимуму активної потужності:

$$T_M = \frac{W}{P_{max}} \text{ (год.)} \quad (1.7)$$

T_M – показує, скільки годин на рік установка повинна була б працювати з незмінним максимальним навантаженням, щоб спожити за рік кількість електроенергії (W):

$$T_M = K_{з\text{ гр}} \cdot 8760 \quad (1.8)$$

Середнє навантаження за рік:

$$P_{cp} = K_{з\text{ гр}} \cdot P_{max} \quad (1.9)$$

Приклад. Для заводу паперової промисловості розрахункове максимальне навантаження складає $P_{max} = 8$ МВт. Добовий графік навантаження зимової доби заводу паперової промисловості наведено на рис.1.3. Побудувати річний графік навантажень, за умови, що навантаження літньої доби на 20% менше навантаження зимової доби. За річним графіком визначити річну електроенергію W споживану підприємством, число годин використання максимуму активної потужності T_M , коефіцієнт заповнення графіка навантажень $K_{з.гр.}$, та середнє навантаження за рік.

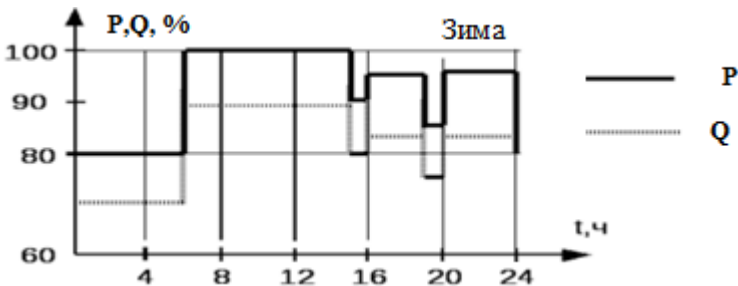


Рисунок. 1.3. - Добовий графік активного та реактивного навантажень

За графіком (рис. 1.3) заповнюється табл. 1.1. В табл. 1.1 за виразом (1.2) проводиться перерахунок активної потужності заводу , заданої у відсотках (за графіком) в іменовані одиниці (МВт).

Таблиця 1.1.
Перерахунок типового графіка навантажень у графік навантаження заводу для зимового та літнього періодів

ГОДИНИ	0-6	6-15	15-16	16-19	19-20	20-24
За добовим зимовим графіком						
$P, \%$	80	100	90	95	85	95
$P_{зим}, \text{МВт}$	6,4	8	7,2	7,6	6,8	7,6
За добовим літнім графіком						
$P, \%$	60	80	70	75	65	75
$P_{лет}, \text{МВт}$	4,8	6,4	5,6	6	5,2	6

За даними табл. 1.1 будемо добові графіки активного навантаження для зими та літа (рис.1.4).

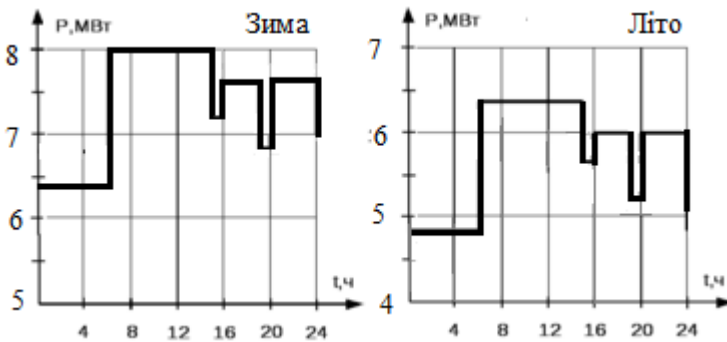


Рисунок. 1.4. - Добові графіки активного навантаження

Визначаємо середньодобове навантаження для добового зимового графіка $P_{ср.з}$ та для добового літнього графіка $P_{ср.л}$:

$$P_{\text{ср.з}} = \frac{6,4 \cdot (6-0) + 8 \cdot (15-6) + 7,2 \cdot (16-15) + 7,6 \cdot ((19-16) + (24-20)) + 6,8 \cdot (20-19)}{24} = 7,4 \text{ МВт.}$$

$$P_{\text{ср.л}} = \frac{4,8 \cdot (6-0) + 6,4 \cdot (15-6) + 5,6 \cdot (16-15) + 6 \cdot ((19-16) + (24-20)) + 5,2 \cdot (20-19)}{24} = 5,8 \text{ МВт.}$$

Так як річний графік має ступінчасту форму, то навантаження необхідно розташувати в спадному порядку, починаючи з найбільшої ($P_{\text{max}} = 8 \text{ МВт}$). Приймаємо тривалість: $t_{\text{зін}} = 213 \text{ днів}$; $t_{\text{літн}} = 152 \text{ дні}$.

Дані для побудови річного графіка зводимо в табл. 1.2.

Таблиця 1.2.

Дані для побудови річного графіка активного навантаження

№ ступеня графіка	P, %	P _t , МВт	t _i , год	W, МВт·год
1	100	8	213·9 = 1917	8·1917 = 15336
2	95	7,6	213·7 = 1491	7,6·1491 = 11332
3	90	7,2	213·1 = 213	7,2·213 = 1534
4	85	6,8	213·1 = 213	6,8·213 = 1448
5	80	6,4	213·6 + 152·9 = 2646	6,4·2646 = 16934
6	75	6	152·7 = 1064	6·1064 = 6384
7	70	5,6	152·1 = 152	5,6·152 = 851
8	65	5,2	152·1 = 152	5,2·152 = 790
9	60	4,8	152·6 = 912	4,8·912 = 4378
разом			8760 год	58987 МВт·год

Річний графік активного навантаження заводу має вигляд рис. 1.5.

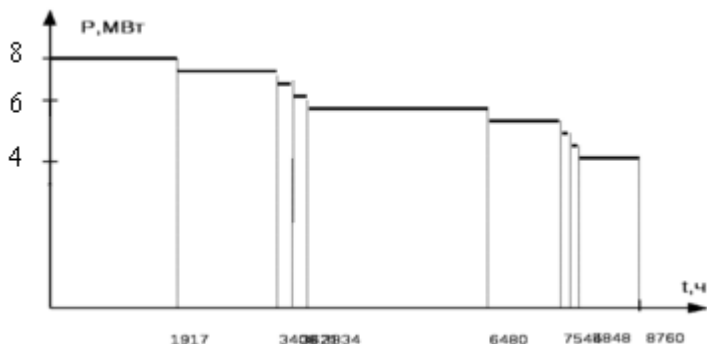


Рисунок 1.5. - Річний графік активного навантаження заводу

За річним графіком визначаємо:

- число годин використання максимуму активної потужності

$$T_M = \frac{W}{P_{max}} = \frac{58987}{8} = 7373 \text{ год ;}$$

- коефіцієнт заповнення графіка навантажень

$$K_{з гр} = \frac{T_M}{8760} = \frac{7373}{8760} = 0,84;$$

- середнє навантаження за рік

$$P_{cp} = K_{з гр} \cdot P_{max} = 8 \cdot 0,84 = 5,65 \text{ МВт.}$$

Запитання

1. Дайте визначення «графік навантаження».
2. Як розраховується добова витрата електроенергії?
3. Як розраховується середньодобове навантаження?
4. Як розраховується коефіцієнт заповнення графіка навантажень?
5. Як розраховується число годин використання максимуму активної

потужності?

1.3.Традиційні типи електростанцій [3, 4].

Сучасна енергетика в основному базується на традиційних джерелах енергії, які, маючи обмежені запаси, є вичерпаними і не можуть гарантувати стійкий розвиток світової енергетики на тривалу перспективу, а їх використання - один з головних чинників, що призводить до погіршення стану навколишнього середовища.

До традиційних типів електростанцій належать:

- теплові електростанції (ТЕС), які використовують природне паливо (36,51% - доля генерації електроенергії в ОЕС України серпень 2020 р., рис. 1.6);

- гідроелектростанції (ГЕС) встановленою потужністю більше 10 МВт, що використовують енергію падаючої води річок – 18,19%;

- атомні електростанції (АЕС), які використовують ядерну енергію – 42,96%;

Електростанції, які використовують поновлювальні джерела енергії (вітрову, сонячну, геотермальну та інші види енергій) складають тільки 2-3%.



Рисунок 1.6. - Структура генерації ОЕС України серпень 2020

Теплові електростанції (ТЕС) виробляють електроенергію в результаті перетворення теплової енергії, яка виділяється при спалюванні органічного палива (тверде - кам'яне вугілля, буре вугілля, торф, сланці; рідке - мазут і газоподібне - природний, коксовий, доменний і т.п. газ.).

Типи теплових електростанцій.

По виду енергії, що генерується на ТЕС, їх поділяють на два основних типи: конденсаційні (КЕС), призначені тільки для виробництва електроенергії, і теплофікаційні, або теплоелектроцентралі (ТЕЦ), які виробляють як електричну, так і теплову енергію. Теплова енергія ТЕЦ - це гаряча вода і пар для виробничих і теплофікаційних цілей. КЕС, що працюють на органічному паливі, будують поблизу місць його видобутку, а ТЕЦ розміщують поблизу споживачів тепла - промислових підприємств і житлових масивів. Технологічна схема ТЕС наведена на рис. 1.7.

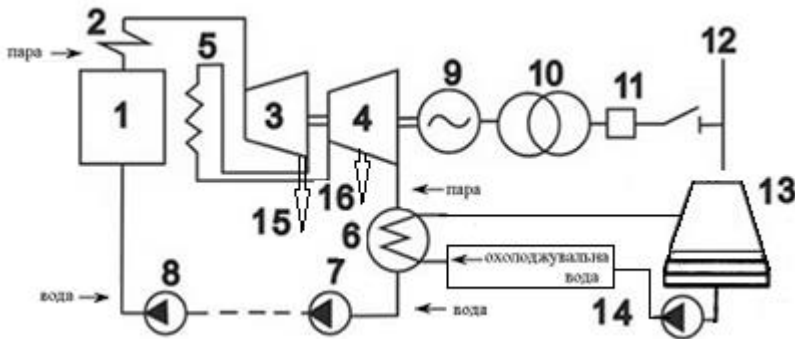


Рисунок 1.7. - Технологічна схема ТЕС:

- 1 – парогенератор; 2 – пароперегрівач; 3 – ступінь високого тиску турбіни; 4 – ступінь низького тиску турбіни; 5 – проміжний пароперегрівач; 6 – конденсатор; 7 – конденсаторний насос; 8 – живильний насос (живлення парогенератора); 9 – генератор; 10 – підвищувальний трансформатор; 11 – вимикач блоку; 12 – збірні шини; 13- градирня; 14- циркуляційний насос; 15, 16 – відбір пари на споживання, на опалення.**

Конденсаційна електростанція - теплова електростанція, що виробляє тільки електричну енергію, своєю назвою цей тип

електростанцій зобов'язаний особливостям принципу роботи. КЕС будують по можливості ближче до місць видобутку палива, і в місцях зручних для водопостачання. Їх виконують із ряду блокових агрегатів (котел – турбогенератор – підвищувальний трансформатор).

Основні процеси теплового циклу відбуваються в наступних елементах: парогенераторах – підведення тепла, перетворення води в пару; турбінах – адіабатне розширення пари шляхом перетворення потенційної енергії пари в кінетичну енергію потоку пари (швидкість потоку — надзвукова), де вона перетворюється на лопатках турбіни в кінетичну енергію обертання колеса турбіни та у роботу, що витрачається на вироблення електричної енергії; конденсаторах – охолодження пари. За допомогою насосів високого тиску виконується стискання і нагнітання конденсату в парогенератор. Такий цикл, називається циклом Ренкіна.

Пару для турбіни одержують у парогенераторі. Сучасний парогенератор є складною технічною спорудою висотою приблизно з п'ятиповерховий будинок. У топці спалюється нафта, газ або подрібнене у пил вугілля. Сюди ж подається підігріте повітря. Вода, що подається в парогенератор, проходить спеціальну підготовку: очищення, пом'якшення. Отримана у парогенераторах пара перегрівається й подається по паропроводах у турбіни. Для найбільш економічної роботи турбіни необхідна частота обертання ротора 2000 – 3000 об./хв. Пара, яка виходить з турбіни направляється для охолодження й конденсації в конденсатори 6, які становлять собою циліндричний корпус, усередині якого є велика кількість латунних трубок. По трубках протікає охолоджувальна вода, звичайно при $t = 10 - 15\text{ }^{\circ}\text{C}$, а вихідна вода має $t = 20 - 25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Пара обтікає трубки зверху вниз, конденсується й знизу видаляється. Конденсат, отриманий у конденсаторах, конденсаторними насосами 7 перекачується в підігрівники низького тиску (ПНТ) і далі в деаератор (очищення від присутніх у воді небажаних газових домішок). Вода після деаератора подається в підігрівач високого тиску (ПВТ), що знаходиться перед парогенератором і живильними насосами 8. Підігрів води в ПНТ, ПВТ дозволяє підвищити ККД циклу електростанції.

В конденсаторі 6 витрата охолодної води становить приблизно 50 – 100 кг на 1 кг пари. Якщо вода для охолодження пари забирається з ріки й скидається знову в ріку, то таку систему називають прямоочною. Якщо води в річці не вистачає, споруджують ставок. У

замкнених циклах водопостачання для охолодження води споруджують градірні. У них вода витікає струмками з отворів лотків, розприскується й, стікаючи вниз, охолоджується.

ККД КЕС становить 30–40 % (втрати в конденсаторі в два рази більше ніж в ТЕЦ, з охолоджуючою водою видаляється близько 55–60 % тепла).

Особливістю роботи КЕС є те, що вони розраховані на базисний режим роботи з обмеженими можливостями регулювання, мають недостатні можливості маневру: підготовка до пуску, розворот, синхронізація вимагають 3 – 6 годин.

Найбільшими ТЕС в Україні є:

Запорізька – 3 600 МВт ($3 \times 800 + 4 \times 300$);

Вуглегірська – 3 600 МВт ($3 \times 800 + 4 \times 100$);

Криворізька – 2 820 МВт (10×282);

Бурштинська – 2 300 МВт ($8 \times 195 + 4 \times 185$);

Зміївська – 2 150 МВт ($4 \times 275 + 6 \times 175$).

Теплоелектроцентралі. Виробництво електричної енергії на КЕС пов'язане з великими втратами тепла. Водночас багатьом галузям промисловості необхідне тепло для технологічних цілей. Тепло також необхідно для опалення будинків. У цих умовах доцільно використати ТЕЦ, які будують поблизу від споживачів тепла, паливо при цьому використовується привізне. На ТЕЦ використовуються спеціальні турбіни із проміжним відбором пари.

Питома витрата палива на ТЕЦ залежить від режиму її роботи. Найбільш економічно ТЕЦ працюють при навантаженні, що відповідає тепловому споживанню й мінімальному пропуску пари на ступені низького тиску турбіни й у конденсатор. При роботі ТЕЦ за електричним графіком економічність знижується.

Внаслідок одночасного вироблення електроенергії та тепла ТЕЦ найбільш ефективні і економічні при тривалій експлуатації. ККД ТЕЦ дорівнює 60–70 % за рахунок комбінованого виробництва електричної (17,7%) і теплової енергії (48,5%).

Відео: *Как работает ТЭЦ? технология производства энергии*
<https://www.youtube.com/watch?v=3lpwxVTkPQo>

Найбільшими ТЕЦ в Україні є:

Київська ТЕЦ – 5–700 МВт ($2 \times 250 + 2 \times 100$);

Київська ТЕЦ – 6–500 МВт (2×250);

Харківська ТЕЦ – 5 470 МВт (1×250+2×110).

Переваги ТЕС:

- відносно вільне територіальне розміщення, пов'язане з широким розповсюдженням паливних ресурсів;
- здатність (на відміну від ГЕС) виробляти енергію без сезонних коливань потужності;
- ТЕС споруджуються набагато швидше, ніж ГЕС, а їх питома вартість на одиницю встановленої потужності значно нижче.

Разом з тим ТЕС мають великі недоліки:

- для експлуатації ТЕС зазвичай потрібно набагато більше персоналу, ніж для ГЕС, що пов'язано з обслуговуванням масштабного за обсягом паливного циклу;
- робота ТЕС залежить від постачання паливних ресурсів (вугілля, мазут, газ, торф, горючі сланці);
- змінність режимів роботи ТЕС знижують ефективність, підвищують витрати палива і призводять до підвищеного зносу устаткування. Кількість пусків окремих блоків на ТЕС за рік досягає 300;
- існуючі ТЕС характеризуються відносно низьким ККД ;
- ТЕС здійснюють прямий і несприятливий вплив на навколишнє середовище і не є екологічно «чистими» джерелами електроенергії.

Гідроелектростанції. В основі роботи ГЕС лежить перетворення кінетичної енергії води в електричну (рис. 1.8).

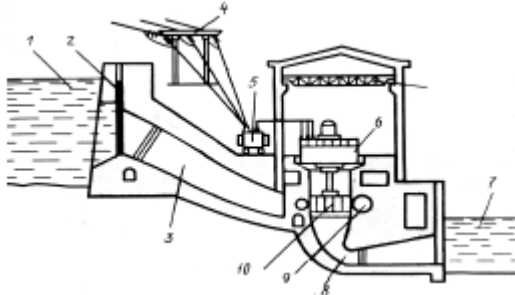


Рисунок. 1.8. – Будова ГЕС :

- 1 – водойма; 2 – жалюзі греблі; 3 – напірний трубопровід; 4 – лінія електропередачі; 5 – підвищувальний трансформатор; 6 – генератор; 7 – нижня водойма; 8 – нижній трубопровід; 9 – спіральна камера; 10 – турбіна.**

Проблему покриття «піків» вирішують гідроакумулявальні електростанції (ГАЕС) з оборотними гідроагрегатами (що працюють як генератори струму або водяні помпи) в години малого споживання електроенергії перекачують воду з водосховища у верхній басейн, а в години пікових навантажень виробляють енергію як звичайні ГЕС.

Потужність ГЕС залежить від величини напору й витрати води. Напір може створюватися за допомогою греблі (на рівнинних місцевостях) і за допомогою дериваційних (обвідних) каналів. Робота ГЕС характеризується частими пусками й зупинками агрегатів. Гідротурбіни та гідрогенератори також можуть працювати в цьому режимі. Процес пуску гідравлічної турбіни і набору потужності повністю автоматизований і триває до декількох хвилин. ККД ГЕС сягає 80 %. *Відео: Принцип роботи гідроагрегата на прикладі Бурейської ГЭС.*

<https://www.youtube.com/watch?v=UUKVA-YDSA>

В Україні працюють такі ГЕС:

Київська – 361,2 МВт ($16 \times 18,5 + 4 \times 16,3$);

Канівська – 444 МВт ($24 \times 18,5$);

Кременчуцька – 625 МВт (12×52).

ДніпроГЕС-2, запущений в 1975 році, має потужність 828 МВт.

ГЕС в порівнянні з ТЕС мають наступні переваги:

- відсутністю викидів шкідливих речовин в атмосферу при функціонуванні ГЕС;
- відносно низькою собівартістю електроенергії, тому що до складу експлуатаційних витрат не входить вартість викопного органічного та ядерного палива;
- високою маневреністю ГЕС в процесі забезпечення споживачів електроенергією, що дозволяє виробляти дорожчу пікову електроенергію, тарифи на яку в кілька разів перевищують тарифи на базову електроенергію.

У той же час ГЕС мають недоліки:

- необхідність в затопленні земель для створення дамб;
- неможливість регулювати кількість води в дамбі (навесні - паводки, влітку – посуха).

Атомні електричні станції. На АЕС енергія, одержується в результаті поділу ядер урану і перетворюється в теплову енергію пари, а потім в електричну. АЕС відрізняється від звичайних ТЕС тільки

видом палива (замість спалювання органічного палива використовується тепло розпаду ядер).

Основний елемент атомної станції – ядерний реактор – складається з активної зони, відбивача, системи охолодження, системи керування, регулювання й контролю, корпусу й біологічного захисту. У робочі канали активної зони поміщується ядерне паливо у вигляді уранових або плутонієвих стрижнів, покритих герметичною металевою оболонкою. У цих стрижнях і відбувається ядерна реакція. Стрижні з ядерним паливом називаються тепловиділяючими елементами (твелами). Кількість твелів досягає декількох тисяч.

В активну зону поміщають також сповільнювач нейтронів, через неї проходить теплоносії, що служить для відводу тепла. Як теплоносії використовується звичайна або важка вода, водяна пара, рідкі метали, інертні гази (вуглекислий, гелій). Теплоносії омиває в робочих каналах поверхні твелів і переносить тепло. Активна зона оточена відбивачем, що повертає в неї нейтрони, які вилітають. Керування реактором виконується за допомогою спеціальних стрижнів, що поглинають нейтрони. Стрижні змінюють потік нейтронів й інтенсивність реакції. Тепло, що виділяється в реакторі, може передаватися робочому тілу теплового двигуна за одно-, дво- і триконтурною схемами (рис. 1.9).

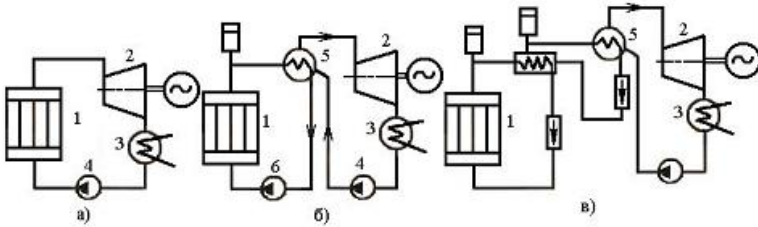


Рисунок 1.9. – Технологічні схеми АЕС:

- а) – одноконтурна; б) – двоконтурна; в) – триконтурна;**
1– реактор; 2 – турбогенератор; 3 – конденсатор; 4 – живильний насос; 5 – парогенератор; 6 – циркуляційний насос.

Кожен контур являє собою замкнуту систему. Багатоконтурна схема забезпечує радіаційний захист і створює зручності для обслуговування устаткування. Вибір числа контурів визначається типом реактора й властивостями теплоносія. Перший контур АЕС

радіоактивний і повністю перебуває в біологічному захисті. У другому контурі робоче тіло – вода й пара – не стикається з радіоактивним носієм першого контуру.

ККД сучасних АЕС, як правило, не перевищує 32–35%. *Відео: Як працює АЕС*. <https://www.youtube.com/watch?v=2gBMMjOZ7fA>

В Україні діючими АЕС є:

Запорізька – 6 000 МВт (6×1 000);

Південноукраїнська – 3 000 МВт (3×1000);

Рівненська – 1 818 МВт (1×1 000 + 1×416 + 1×402);

Хмельницька – 2 000 МВт (2×1 000).

<https://www.youtube.com/watch?v=DcgvBWD2mPU>

Основними перевагами АЕС є:

- АЕС майже не залежать від місця розташування джерел сировини, внаслідок компактності ядерного палива і його легкого транспортування, але джерело водопостачання потрібне, як і для ТЕС;

- енергетичний еквівалент ядерного палива в мільйони разів більше ніж органічного палива;

- низька собівартість енергії;

- висока вихідна потужність реакторів, сприятливі перспективи має спорудження потужних енергетичних блоків;

- достатня екологічна чистота (викиди шкідливих речовин на АЕС повністю відсутні, вони не споживають кисню взагалі).

Головні недоліки АЕС:

- небезпека випромінювання. Важливою проблемою залишається заховання радіоактивних відходів - радіоактивних ізотопів із значним періодом напіврозпаду, які продовжуватимуть випромінювати ще тисячу років;

- тяжкі наслідки аварій, для виключення яких АЕС обладнуються складними системами безпеки з багаторазовими запасами і резервуванням, великою кількістю контрольного обладнання, що забезпечують виключення розплавлення активної зони реактору;

- теплове забруднення, викликане великими витратами технічної води для охолодження конденсаторів турбін, яке у АЕС дещо вище ніж у ТЕС (цей чинник важливий для водних екосистем).

Сучасні АЕС в основному мають власні штучно створені водосховища-охолоджувачі або охолоджуються градирнями. Також деякі АЕС відводять частину тепла на потреби опалення та гарячого

водопостачання міст (Запорізька АЕС для м. Енергодар), що знижує непродуктивні теплові втрати.

Запитання

1. Основа роботи ТЕС.
2. Види ТЕС.
3. Основа роботи ГЕС.
4. Основа роботи АЕС.
5. Переваги та недоліки ТЕС, ГЕС, АЕС.

1.4. Альтернативна енергетика [1, 3, 5].

Особливий інтерес викликає використання нетрадиційних (поновлювальних або альтернативних) джерел енергії, де викопні джерела енергії практично не використовуються. Використання поновлювальних або альтернативних джерел енергії не призводить до глобального погіршення стану навколишнього середовища. Нетрадиційні джерела енергії існують постійно або періодично у довкіллі і практично невичерпні в доступній для огляду перспективі.

Поновлювані джерела енергії (ПДЕ) використовують:

- енергію Сонця (сонячна енергетика),
- енергію вітру (вітроенергетика),
- енергію теплоти надр Землі (геотермальна енергетика),
- енергію біомаси (біоенергетика),
- енергію води (мала гідроенергетика).

Сонячна енергетика - це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні електромагнітного випромінювання Сонця для отримання електричної або теплової енергії, придатних для використання.

Сонячна енергія може бути використана за допомогою трьох основних технологій:

- сонячні колектори використовуються для перетворення сонячної енергії на теплову, для подальшого використання в системі опалення.
- фотоелектричні матеріали (фотомодулі) дозволяють перетворювати сонячне випромінювання в електроенергію.
- сонячні колектори-концентратори дозволяють концентрувати

сонячне світло за допомогою системи дзеркал для отримання пари, з якої турбіни виробляють електроенергію.

Одним із найбільш ефективних напрямів поновлюваної енергетики в світі та Україні - сонячна енергетика. Вона має колосальний енергетичний потенціал, який перевищує енергію всіх світових запасів нафти, газу, вугілля та інших енергетичних ресурсів. Усього за останні п'ятнадцять років частка сонячної електрики з використанням фотоелектричних технологій в світовій енергетиці перевищила позначку в 5%.

Загальний потенціал сонячного випромінювання для України еквівалентний $89,4 \cdot 10^9$ тонн умовного палива. Враховуючи на це в Україні існує тенденція до щорічного зростання потужностей сонячних електростанцій (СЕС) з використанням фотоелектричних технологій. В південній частині Одеської області поблизу м. Арциз збудована Дунайська СЕС загальною потужністю 43,14 МВт.

У Запорізькій області ввели в експлуатацію (2018) першу чергу СЕС "Токмак Solar Energy". Потужність першої черги складає 11 МВт, загальна потужність після завершення будівництва складе 50 МВт.

Щороку в Україні (2015-2020 роках) встановлена потужність сонячних електростанцій збільшується на 20-30%. Станом на 1-й квартал 2020 року встановлено СЕС загальною номінальною потужністю 4925 МВт. Працюють нові потужні СЕС: Нікопольська сонячна електростанція потужністю 246 МВт та Покровська сонячна електростанція (240 МВт) Збудована третя черга СЕС "ФОТОН ЕНЕРДЖИ", загальна потужність 15 МВт, на Дніпропетровщині. *Відео Зроблено в Україні. Унікальна для Європи сонячна електростанція.*

<https://www.youtube.com/watch?v=OPR12evy3dQ>

Стрімкий розвиток сонячної енергетики в Україні обумовлений відносною простотою реалізації проектів, істотним падінням цін на обладнання (вартість 1 кВт потужності становить близько 900-1000 \$) та короткими строками реалізації проекту (6 місяців разом з проектуванням).

Вітроенергетика – це галузь енергетики, що спеціалізується на перетворенні кінетичної енергії повітряних мас в атмосфері в електричну, механічну, теплову або іншу. Розвиток вітроенергетики в Україні зумовлений наявністю великого технічно доступного потенціалу енергії вітру на її території. Для розміщення вітроенергетичних установок (ВЕУ) можуть використовуватися площі, не

здіяні в господарстві, пасовища, мільководні акваторії водойм, лиманів, заток морів. Для спорудження вітрових електростанцій (ВЕС) може бути використана практично вся територія Азовського та Чорного морів, де загальний потенціал вітру перевищує нинішнє виробництво електроенергії в Україні.

Станом на березень 2019 року в Україні будується 8 потужних вітропарків, загальною потужністю майже 1 ГВт. Найбільш потужні з них: Приморська ВЕС (Запорізька область) – 200 МВт; ВЕС Сиваш (Херсонська область) – 250 МВт; Дніпро-Бузька ВЕС (Херсонська область) – 110 МВт. Майже третина введених в експлуатацію ВЕС припадає на Запорізьку область. Ботієвська ВЕС (200 МВт) — найбільша вітрова електростанція України, яка розташована поблизу села Приморський Посад Запорізької області. *Відео: Зроблено в Україні. Найпотужніша вітрова електростанція України.* https://www.youtube.com/watch?v=2kaAZT0_uZ8&t=32s

Вітрова енергія забезпечує 12% електроенергії в Європі (2018 р.). Загальна частка ВЕС в Україні становить близько 1% електроенергії. Слабке поширення ВЕС в Україні зумовлено рядом причин, які роблять їх більш дорогими, ніж традиційні джерела електроенергії.

Геотермальна енергетика - це галузь енергетики, заснована на виробництві теплової та електричної енергії за рахунок енергії, що міститься в надрах землі. Значна частина цієї енергії знаходиться в магмі. За способом застосування геотермальної енергії розрізняють наступні три напрямки:

- пряме використання, при якому гаряча вода і пар, спрямовані безпосередньо до поверхні Землі, використовуються в системах опалення, садівництві та виробничих процесах;
- виробництво електроенергії, при якому геотермальне тепло використовується для приведення в рух турбіни геотермальною парою або гарячою водою;
- теплові насоси, які працюють будівель.

Геотермальна енергія з успіхом використовується в США, Ісландії, Росії, Грузії.. У долині Великих Гейзерів (штат Каліфорнія США) на площі 52 км² діє 15 установок, потужністю понад 900 МВт. Електростанції потужністю 200-300 МВт вважаються дуже потужними, більшість же станцій світу оперують двозначними числами. *Відео: геотермальна енергетика - енергія з гарячих джерел.*

https://www.youtube.com/watch?v=9dRqT_FNWCQ

Біоенергетика - це галузь енергетики, заснована на використанні біопалива, яке створюється на основі використання біомаси.

До біомаси відносять усю рослинну і вироблену тваринами субстанцію. При використанні біомаси для виробництва тепла, електроенергії, біопалива та біогазу (метану, водню) розрізняють енергетичні рослини і органічні відходи. Біомаса дозволяє отримати цьому частину світового об'єму палива, а по кількості отриманої енергії займає поряд із природним газом третє місце.

Виробництво електроенергії та тепла з твердої біомаси на сьогодні здійснюється в основному шляхом спалювання в твердопаливних котлах, з отриманням пари високого тиску. Цей процес здійснюється за допомогою біомасових енергетичних установок, які розрізняють на:

- біомасові котельні – установки, що виробляють тільки тепло;
- біомасові теплоелектроцентралі (Біо-ТЕЦ) - виробляють разом з теплом ще і електроенергію.

Для України біоенергетика є одним із стратегічних напрямків розвитку сектору ПДЕ, враховуючи високу залежність країни від імпортованих енергоносіїв, в першу чергу, природного газу. На сьогоднішній день частка біомаси у валовому кінцевому енергоспоживанні становить 1,78%. Щорічно в Україні для виробництва енергії використовується близько 2 млн. т у.п./рік біомаси різних видів. На деревину припадає найвищий відсоток використання економічно доцільного потенціалу – 80%, найменш активно (на рівні 1%) реалізується енергетичний потенціал соломи зернових культур та ріпаку. Одним із напрямків використання біомаси є її переробка у рідке біопаливо: (біодизель та біоетанол) та виробництво біогазу.

Біодизель - екологічно чистий вид біопалива, а також паливна добавка, яка отримується із рослинної олії чи тваринного жиру і використовується для заміни нафтового дизельного палива. З хімічної точки зору це пальне являє собою суміш метилових та/або етилових моноалкілових ефірів довголанцюжкових жирних кислот .

Біоетанол - спирт етиловий зневоднений, виготовлений з біомаси або спирту етилового-сирцю для використання як біопалива.

Біогаз - газ, отриманий з біомаси. Біогаз, який отримується з різного органічного матеріалу, буде відрізнятися своєю

теплотворністю: газ побутових відходів; газ сільськогосподарських відходів ; газ стічних вод.

Біогаз з органічної біомаси, не залежно від походження, становить істотну конкуренцію за рахунок низької вартості біомаси.

Виробництво енергії з біогазу не шкідливе для оточуючого середовища, оскільки не спричиняє додаткову емісію парникового газу CO₂ і зменшує кількість органічних відходів. Біогазові установки можуть встановлюватися на фермах, птахофабриках, спиртових та цукрових заводах, м'ясокомбінатах та на звалищах сміття і полігонах твердих побутових відходів.

Серед промислово розвинутих країн провідне місце у виробництві та використанні біогазу за відносними показниками належить Данії - біогаз займає до 18% в її загальному енергобалансі. За абсолютними показниками за кількістю середніх і великих установок провідне місце займає Німеччина - 8000 установок. У Західній Європі не менше половини всіх птахоферм опалюються біогазом.

Загалом, як показує статистика, біогазові потужності збільшуються в Україні. Ще на кінець 2014 року в Україні було 10 біогазових установок загальною потужністю 15 МВт, а станом на кінець III кварталу 2019 р. в Україні встановлено 70 МВт біогазових установок, зокрема:

- 47 МВт – працюють на агровідходах;
- 23 МВт – на сміттєзвалищах.

У Кам'янець-Подільському Хмельницької області біогазова установка вироблятиме електроенергію із сміття. Установка потужністю 500 кВт вироблятиме близько 4 млн кВт-год електроенергії щорічно. Обсяг видобутку біогазу – 2,5 млн м³ у рік. Загальний обсяг інвестицій – 25 млн гривень.

На відміну від енергії вітру і сонячного випромінювання, біогаз можна отримувати незалежно від кліматичних і погодних умов, а на відміну від викопних джерел енергії біогаз в Україні має дуже великий відновлюваний потенціал. *Відео: Електричність із отходов: как работают украинские биогазовые электростанции.*

<https://www.youtube.com/watch?v=YutsfNmU-c>

Мала гідроенергетика— галузь відновлюваної енергетики, що вивчає використання потенціальної та кінетичної енергії води шляхом перетворення її в електричну. До об'єктів малої гідроенергетики відносяться малі ГЕС згідно міжнародної класифікації потужністю до

30 МВт (в Швейцарії, Україні не більше 10 МВт), міні-ГЕС – від 0,1 до 1,0 МВт, мікро-ГЕС – не більше 0,1 МВт. Важливою особливістю малої гідроенергетики, що виділяє її з-поміж інших галузей відновлюваної енергетики, є гарантоване виробництво електроенергії.

До переваг малих ГЕС відносяться порівняно невеликий об'єм інвестицій і короткий термін будівництва, що дозволяє прискорити отримання прибутку, забезпечити мінімальну дію на довкілля, надійність і близькість до споживача.

Мала гідроенергетика набула широкого розвитку у багатьох розвинутих країнах як Європи та і світу. Відсоток виробництва електроенергії на малих ГЕС становить: у Китаю — 18-20 %, у Швейцарії -8,3 %, в Іспанії — 2,8 %, у Швеції — до 3 %, а в Австрії — 10 %.

Відновлення малої гідроенергетики розпочалось з впровадження в Україні найвищого в Європи «зеленого тарифу». Рентабельність генерації і досить швидко окупність проєктів (близько 5-7 років) зацікавила приватного інвестора. *Відео:Малі ГЕС*

<https://www.youtube.com/watch?v=JIV11jfUNWM>

Припливна електростанція (ПЕС) — особливий вид гідроелектростанції, що використовує енергію припливів, а фактично кінетичну енергію обертання Землі у залежності від інших астрономічних тіл. Припливні електростанції будують на узбережжі морів, де гравітаційні сили Місяця та Сонця двічі на добу змінюють рівень води. ПЕС являє собою величезну дамбу, ізолюючу частину водного простору - так звану «приливну лагуну». У дамбі розміщуються капсульні гідротурбіни з генераторами. Потужність найбільшої ПЕС дорівнює 240 МВт (Ранс, Франція).

Відео:Великобританія запускає масштабний проєкт приливної електростанції <https://www.youtube.com/watch?v=Q6V58ZRgeQQ>

ПДЕ мають такі переваги у порівнянні з традиційними:

- вони майже невичерпні, тому що весь час поновлюються від своїх першоджерел, енергія яких безкоштовна;
- екологічна чистота;
- під час їхнього використання зникає необхідність у добуванні, переробці й транспортуванні первинних енергоносіїв – вугілля, нафти, газу;

- експлуатаційні витрати з використання поновлюваних джерел не містять паливної складової тому зникає потреба збирати й транспортувати попелові відходи, продукти розпаду й горіння;

- істотно скорочується кількість обслуговуючого персоналу.

Недоліки більшості ПДЕ – це мала щільність потоку (питома потужність) і мінливість у часі. Перша обставина змушує створювати великі площі енергоустановок, що «перехоплюють» потік використовуваної енергії (приймальні поверхні сонячних установок, площа вітроколеса, протяжні греблі приливних електростанцій тощо). Це призводить до великої матеріаломісткості подібних пристроїв, а, отже, до збільшення питомих капіталовкладень у порівнянні з традиційними енергоустановками. Насправді, підвищені капіталовкладення згодом окупаються за рахунок низьких експлуатаційних витрат, але на початковій стадії вони потребують значних інвестицій.

Більше складним є мінливість у часі таких джерел енергії, як сонячне випромінювання, вітер, приливи, тепло навколишнього середовища. Якщо, наприклад, зміна енергії приливів циклічна, то процес надходження сонячної енергії, хоча в цілому і закономірний, містить, тим не менш, значний елемент випадковості, пов'язаний з погодними умовами. Ще більш мінлива і непередбачувана енергія вітру.

Завершуючи короткий огляд нетрадиційних поновлюваних джерел енергії можна констатувати, що всі вони поки поступаються традиційним по своїм реальним технічним можливостям. Буде потрібно чимало часу, перш ніж ці джерела стануть основною альтернативою ТЕС, АЕС і ГЕС. У наступному часі використання альтернативної енергетики потребує ретельного техніко- економічного обґрунтування, а також довгострокового дослідження потенціалу використання різного типу ПДЕ в залежності від особливостей місцевості, потреб та потужностей споживачів енергії.

Запитання

1. Напрямки альтернативної енергетики .
2. Основні технології використання сонячної енергії.
3. Дайте визначення «Вітроенергетика».
4. Дайте визначення «Біоенергетика».
5. Дайте визначення «Геотермальна енергетика».

2. СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА

2.1. Основи сонячної енергетики [3, 8].

Сонячне випромінювання відноситься до невичерпних та екологічно чистих джерел енергії. Потужність сонячної енергії, яка потрапляє на земну поверхню складає $1.7 \cdot 10^{14}$ кВт, що в свою чергу майже у 13 тис. раз перевищує сумарну енергію, яка виробляється на сьогодні у світі.

Сонячної енергії, яка потрапляє на Землю за 1 годину, вистачить для забезпечення потреб людства протягом 1 року. Параметр, що характеризує потужність сонячної енергії, є густина потоку випромінювання.

Густина потоку сонячного випромінювання (сонячної радіації) — векторна фізична величина, яка характеризується кількістю енергії, що протікає за одиницю часу через одиницю площі (1 м^2), орієнтовану перпендикулярно до випромінювання в атмосфері, вимірюється у $\text{Вт}/\text{м}^2$.

Величина густини потоку сонячної радіації за межами атмосфери Землі майже постійна й становить $1353 \text{ Вт}/\text{м}^2$. Наявність повітря атмосфери зменшує потужність сонячного випромінювання частина - розсіюється, а частина – поглинається. На рівні Землі його потужність не перевищує $1000 \text{ Вт}/\text{м}^2$. Сонячна енергія має широкий спектр випромінювання: ультрафіолетовий діапазон спектру складає 7%, видимий (світло) – 47%, інфрачервоний – 46%. Результатом впливу інфрачервоного випромінювання є утворення тепла. Майже вся енергія сонячного випромінювання зосереджена у видимому і інфрачервоному діапазоні.

Використання сонячної енергії може здійснюватись шляхом перетворення її в теплову енергію або електроенергію.

Теплову енергію від сонячного випромінювання можна отримати безпосередньо шляхом нагрівання теплоносія чи спеціальної поверхні – абсорбера. ККД таких геліоустановок складає (30-80) %. Для цього використовують сонячні колектори.

Перетворення сонячної енергії на електричну може бути безпосереднім або багатоступеневим.

Безпосереднє перетворення сонячної енергії на електричну базується на фотоелектричному ефекті, який виникає у фотоелементах – напівпровідниках з неоднорідною структурою. ККД фотоелементів складає (8-17) %.

Багатоступеневе перетворення сонячної енергії на електричну базується на використанні парових машин або двигунів Стірлінга, для нагрівання робочого тіла яких до необхідних температур використовують сонячні концентратори. На цьому принципі працюють сонячні станції з концентраторами баштового, параболічного і параболоциліндричного типів. ККД таких станцій становить (10-30) %.

Густина сонячного випромінювання у різних точках земної поверхні відрізняється між собою і змінюється у часі. Цей показник залежить від географічної широти, пори року, часу доби, наявності хмар і нахилу поверхні. Тому важливою задачею є правильна орієнтація геліоустановок відносно Сонця. Вплив широти місцевості і пори року спричинено еліптичною траєкторією руху Землі навколо Сонця. Відстань між Сонцем і Землею змінюється протягом року. Для розрахунку кількості сонячної енергії на певній місцевості необхідно знати кути падіння сонячних променів на похилу чи горизонтальну поверхні, котрі поглинають тепло. Інтенсивність сонячної енергії на поверхні Землі у довільній точці для заданого моменту часу визначається трьома основними кутами: схиленням δ , широтою φ та годинним кутом ω .

Схилення δ – це кут між лінією, яка з'єднує центри Землі і Сонця і її проекцією на площину екватора. Визначає місце знаходження Сонця у сонячний полудень відносно площини екватора і сезонних змін.

Схилення δ визначають за співвідношенням:

$$\delta = 23,5 \cdot [\sin 360^\circ (284 + n) / 365], \quad (2.1)$$

де n – порядковий день року.

Для північної півкулі значення δ змінюється $-23,5^\circ$ (22 грудня) до $+23,5^\circ$ (22 червня), тобто він додатний з квітня по вересень, а в інший період – від'ємний.

Числові значення сонячного схилення δ для n – дня кожного місяця наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1.

Числові значення сонячного схилення δ

Місяць	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень
n	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344
$\delta, ^\circ$	-20,9	-13	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23

Широта φ – це кут між лінією, яка з'єднує довільну точку на верхні Землі з її центром, і її проекцією на площину екватора.

Годинний кут ω – це кут, виміряний в екваторіальній площині між проекцією лінії, яка з'єднує довільну точку на верхні Землі з її центром і проекцією лінії, яка з'єднує центри Землі і Сонця. Він дорівнює нулю у сонячний полудень. Приріст цього кута на 15° довготи (внаслідок обертання Землі навколо осі) визначає зміну часу на 1 годину.

Величину кута визначають за формулою:

$$\omega = (t - 12) \cdot 360 / 24 = 0,262 \cdot (t - 12)^\circ, \quad (2.2)$$

де t – добове значення години.

Поряд з трьома основними кутами δ , φ , ω , для розрахунків сонячного випромінювання використовують також зенітний кут Z , кут висоти Сонця α та азимут Сонця α_s .

Зенітний кут Сонця Z – це кут між сонячним променем та нормаллю до горизонтальної площини в точці падіння променя.

Геометрична залежність між вказаними кутами має наступний вигляд:

$$\cos Z = \sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \cos \delta. \quad (2.3)$$

Кут висоти Сонця α – це кут у вертикальній площині між сонячним променем та його проекцією на горизонтальну площину; визначається за таким співвідношенням:

$$\alpha = 90^\circ - Z, \alpha = \arcsin(\sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\omega \cdot \cos\varphi \cdot \cos\delta). \quad (2.4)$$

Азимут Сонця α_S – це кут між нормаллю до поверхні та напрямком на південь, змінюється від 0 до 180°.

Азимут поверхні α_H – кут між нормаллю до поверхні і напрямком на південь.

Розрахункова функція для визначення кута нахилу геліоустановки до напрямку сонячного променя має вигляд:

$$f(\beta) = \sin(\beta) [\cos(\delta) \sin(\varphi) - \sin(\delta) \cos(\varphi)] + \cos(\beta) [\cos(\delta) \cos(\varphi) + \sin(\delta) \sin(\varphi)], \quad (2.5)$$

де β - кут нахилу поверхні геліоустановки відносно горизонтальної поверхні.

Якщо поверхня геліоустановки знаходиться перпендикулярно до луча сонячного випромінювання то потужність останнього має максимальне значення. Для України, розташованій у північній півкулі, потрібно орієнтувати її на південь (азимут поверхні геліоустановки $\alpha_H = 0$) під певним кутом нахилу поверхні β . Прийнятні також відхилення геліоустановки від напрямку на південь-схід та південь-захід до 35°. Приклад відхилення з південного напрямку: $\alpha_H = 15^\circ$ на схід наведено на рис. 2.1 (А - площа геліоустановки).

Величина кута β знаходиться з виразу (2.5) з урахуванням широти місцевості φ (Запоріжжя, $\varphi = 47^\circ$) і пори року, від якої залежить схилення Сонця відносно горизонтальної поверхні, рис. 2.1. У кожному сезоні оптимальний кут положення Сонця відносно Землі різний, тому для кожної пори року підбирається свій кут нахилу. Визначення оптимального кута нахилу геліоустановки визначають за співвідношенням:

$$\beta = \varphi - \delta_{сер}, \quad (2.6)$$

де $\delta_{сер}$ – середнє значення схилення Сонця, за розглянутий період; $\delta_{сер} = \delta$, якщо розглянутий період дорівнює місяцю (табл.2.1).

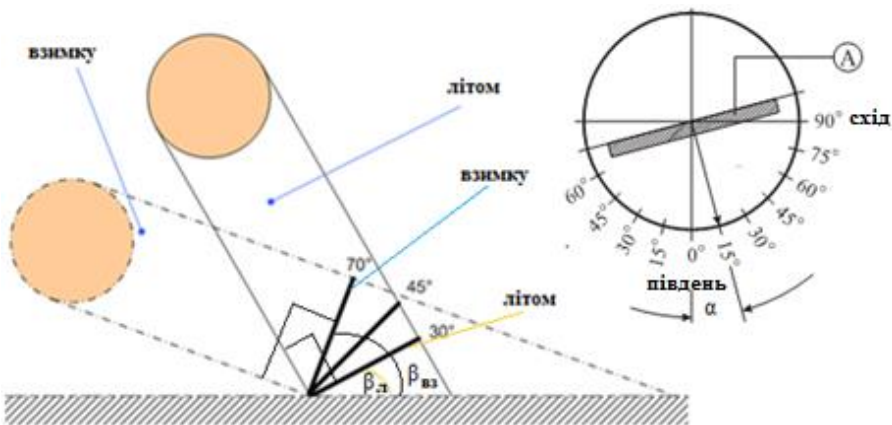


Рисунок. 2.1. - Схилення Сонця в різні пори року та приклад відхилення геліоустановки з південного напрямку

У табл. 2.2 наведено значення кута β , за яких отримують максимальне значення потужності сонячного випромінювання на широтах України протягом року.

Таблиця 2.2.

Оптимальний кут нахилу β поверхні на різних широтах

Широта φ	45°	46°	47°	48°	49°	50°	51°	52°
Місяць								
1. Січень	66°	67°	68°	69°	70°	71°	72°	73°
2. Лютий	58°	59°	60°	61°	62°	63°	64°	65°
3. Березень	47°	48°	49°	50°	51°	52°	53°	54°
4. Квітень	36°	37°	38°	39°	40°	41°	42°	43°
5. Травень	26°	27°	28°	29°	30°	31°	32°	33°
6. Червень	22°	23°	24°	25°	26°	27°	28°	29°
7. Липень	24°	25°	26°	27°	28°	29°	30°	31°
8. Серпень	32°	33°	34°	35°	36°	37°	38°	39°
9. Вересень	43°	44°	45°	46°	47°	48°	49°	50°
10. Жовтень	55°	56°	57°	58°	59°	60°	61°	62°
11. Листопад	64°	65°	66°	67°	68°	69°	70°	71°
12. Грудень	68°	69°	70°	71°	72°	73°	74°	75°

Аналізуючи дані табл. 2.2 видно, що для отримання максимальної потужності сонячної енергії кут нахилу поверхні геліоустановки необхідно змінювати протягом року. Для весни і осені оптимальний кут нахилу геліоустановки приймається рівним значенню широти місцевості, для зими - до цього значення додається $10-15^\circ$, а влітку - від цього значення віднімається $10-15^\circ$. Для України влітку оптимальний кут нахилу складає $22-39^\circ$, а взимку - $58-75^\circ$, в залежності від широти місцевості. Тому, можлива зміна кута нахилу геліоустановки за сезонами року (літо/зима/весна/осінь). За умови відхилення на кут $\pm 10^\circ$ від оптимального, на поверхні розсіюється до 90 % від максимальної потужності. У випадку коли геліоустановка має нерухому поверхню то її необхідно орієнтувати у південному напрямку під певним кутом до горизонту.

Запитання

- 1.Що таке густина потоку випромінювання?
- 2.Яким шляхом може здійснюватись використання сонячної енергії?
3. Як визначається інтенсивність сонячної енергії на поверхні Землі у довільній точці для заданого моменту часу ?
- 4.Що таке азимут Сонця ?
- 5.Що таке азимут поверхні ?

2.2. Сонячна теплоенергетика [3, 11].

Теплова енергетика заснована на використанні сонячного випромінювання для нагрівання теплоносія за допомогою спеціальної поверхні - абсорбера в сонячних колекторах.

Сонячні колектори (СК) використовують для нагрівання води і опалення приміщень. Принцип їх роботи полягає у циркуляції води через теплообмінник, де вона нагрівається сонячним випромінюванням, і подачі нагрітої води в систему опалення чи гарячого водопостачання. Виділяють плоскі і вакуумні СК.

Конструкція колекторів.

Плоскі СК працюють на основі парникового ефекту. Він полягає в тому, що сонячне випромінювання, падаюче на поверхню СК, практично повністю пропускається склом. Таким чином досягається накопичення сонячної енергії всередині колектора. Плоский колектор

(рис. 2.2) складається з теплоізованої панелі, в якій розміщується пластина поглинача. Поглинаючий елемент називається абсорбером; він зв'язаний з теплопровідною системою. На сьогодні в якості абсорбера використовується листова мідь (має високу теплопровідність). На пластину поглинача наносять спеціальне покриття, яке має високу поглинальну здатність у видимому діапазоні спектру і низький коефіцієнт випромінювання в інфрачервоному діапазоні. Ефективність плоского колектора залежить від здатності абсорбера поглинати сонячну енергію. Підвищити ефективність СК можна за рахунок зменшення втрат тепла, для чого передня частина колектора покрита склом, а задня та бокові – теплоізувальним матеріалом. Плоскі колектори є найпоширенішим типом СК, вони вже досягли найбільш оптимальних показників по ефективності, термінів експлуатації, вартості та мають прийнятне співвідношення ціна/якість. До їх недоліків відноситься в першу чергу зниження ефективності в несприятливі дні — в холодну і хмарну погоду в порівнянні з вакуумними колекторами. Більш того, під впливом термічного і корозійного погіршення селективного покриття абсорбера з часом падає ККД СК. Ці процеси залежать від температурного режиму під час експлуатації колекторів (перш за все, перегрів абсорбера в результаті різних неполадок сонячного устаткування), а також від корозійного навантаження.

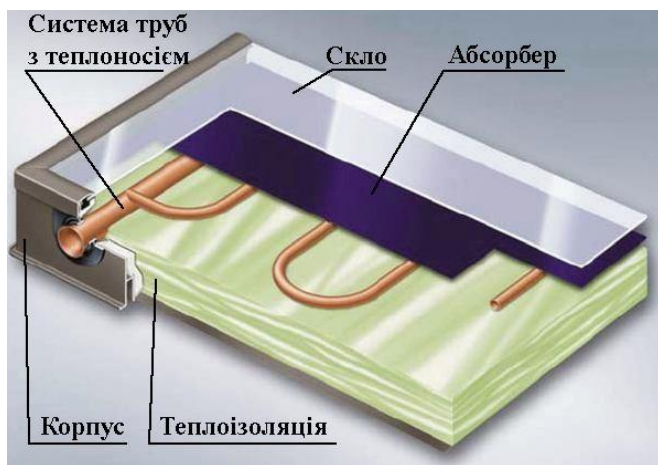


Рисунок. 2.2. - Плоский колектор

Вакуумні колектори є більш ефективними, однак вони є більш дорогими порівняно з плоскими колекторами. На відміну від плоских, вакуумні СК, унаслідок вживання вакуумної теплоізоляції, характеризуються істотно нижчими питомими тепловими втратами. Також, у разі використання вакуумних колекторів відсутня можливість корозійної деградації селективних покриттів, якщо забезпечена повна герметичність. Перевага вакуумних колекторів перед плоскими починає виявлятися при температурі повітря нижче 15 °С.

Існує два основних види вакуумних колекторів (рис.2.3.):

- 1) - «прямоточний» вакуумний колектор з прямою теплопередачею води і вбудованим теплообмінником;
- 2) - вакуумний колектор з термотрубками.



Рисунок. 2.3. - Різновиди вакуумних колекторів

У найдосконаліших і дорогих вакуумних колекторах застосовуються термотрубки, рис. 2.4. Вакуумні колектори містять дві скляних або металічних трубки, які вставлені одна в одну і розділені вакуумом. Вакуум, який пропускає сонячне тепло, обмежує теплові втрати в зовнішнє середовище, створюючи високу температуру в центрі труби. На зовнішній поверхні покриття - поглинаюче (функція абсорбера), відбиваюче - на внутрішній поверхні. Втрати на випромінювання в значній мірі знижуються за рахунок застосування селективного (титанового) покриття. Так як повний коефіцієнт втрат у вакуумному колекторі дуже невеликий, він забезпечує збір сонячного випромінювання в будь-яку погоду, практично незалежно від зовнішньої температури. Всередині абсорбера розміщують теплову

трубку з рідиною, яка має низьку температуру кипіння. Це закрита мідна труба з легкозакипаючої рідиною. Під дією теплоти абсорбера рідина нагрівається, забирає тепло вакуумної трубки та закипає і в пароподібному стані піднімається у верхню частину - наконечник (конденсатор), де температура досягає 250-380 °С. Верхня частина трубки з'єднана з теплообмінником по якому протікає вода. Пари конденсуються, передаючи енергію теплоносія. Конденсат стікає вниз, і все повторюється знову. Передача тепла відбувається через мідну «гільзу» приймача. Завдяки цьому опалювальний контур відділений від трубок, і при пошкодженні однієї трубки колектор продовжує працювати. При заміні трубки не треба зливати незамерзаючу суміш з контуру теплообмінника.

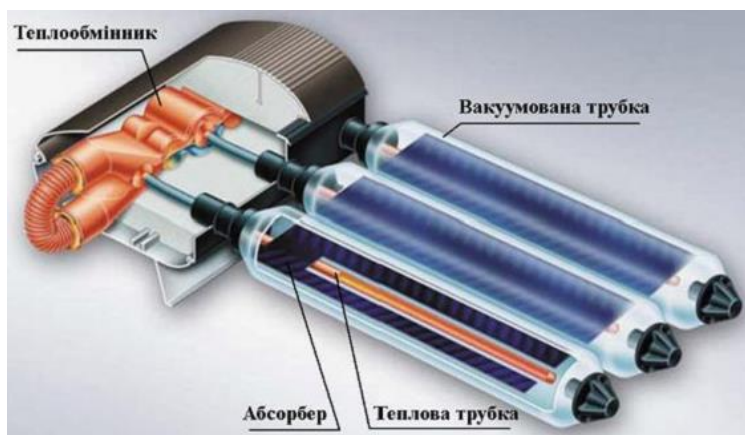


Рисунок. 2.4. - Вакуумний колектор з термотрубками

Колектори з термотрубкою працює при зовнішніх температурах до -50°C (колектори з металевими термотрубками). Вони добре працюють в умовах як прямої, так і розсіяної сонячної радіації. Ця особливість, у поєднанні з властивістю вакууму зводиться до мінімуму втрати тепла назовні, робить ці колектори незамінними в умовах холодної похмурої зими. Завдяки округлій формі вакуумної трубки сонячне світло падає перпендикулярно поглиначу протягом більшої частини дня. Для порівняння — у непорушно закріпленому плоскому колекторі сонячне світло падає перпендикулярно його поверхні лише опівдні.

Коефіцієнт корисної дії сонячних колекторів.

ККД СК – це відношення корисної теплової енергії відведеної від абсорбера до виділеної на ньому енергії сонячного випромінювання. Втрати енергії мають дві складові: оптичну і теплопровідну. В колекторах оптичні втрати виникають під час відбивання сонячного випромінювання від поверхні скла і абсорбера. Оптичний ККД η_0 має максимальне значення за нульової різниці температур між абсорбером і навколишнім середовищем (ΔT), коли втрати на теплопровідність відсутні. Зі збільшенням різниці температур ΔT втрати на теплопровідність зростають майже лінійно. Оптичний ККД η_0 плоского колектора дещо більший ніж у вакуумного. Однак внаслідок менших теплових втрат вакуумні колектори мають більший сумарний ККД за великої різниці температур між абсорбером і навколишнім середовищем (30°C і вище).

Спрощена формула для розрахунку ККД колекторів:

$$\eta = \eta_0 - \frac{k \cdot \Delta T}{I_T}, \quad (2.7)$$

де η_0 – оптичний ККД СК; I_T – потужність потоку випромінювання, що падає на 1 м² площі колектора; k – коефіцієнт тепловтрат, що враховує ступінь теплоізоляції колектора, для плоского колектора $k = 3-5$, вакуумного $k = 0,7-1,4$; ΔT - різниця між температурою теплоносія в СК та навколишнього середовища.

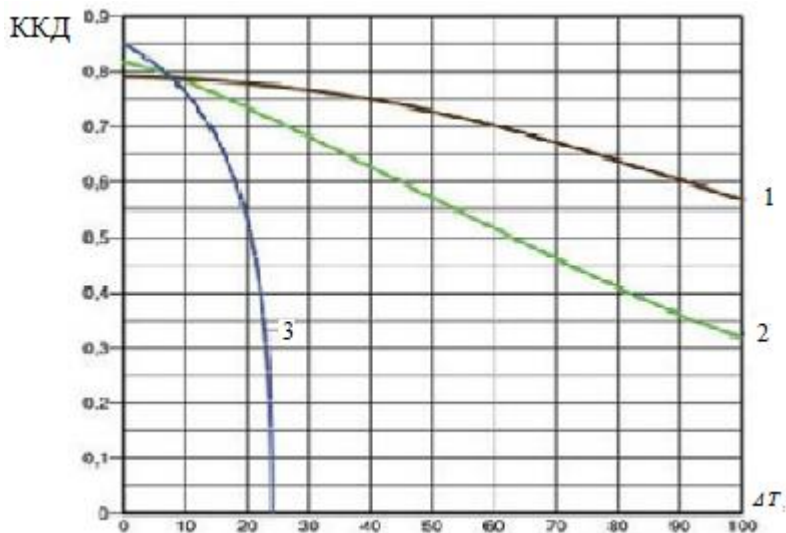
Залежність ККД різних типів СК наведено на рис. 2.5.

Застосування сонячних колекторів.

СК можуть застосовуватися як для цілей гарячого водопостачання (ГВП), так і для опалення будинку. Плоскі СК з селективним покриттям мають дуже низький ККД в зимовий період, тому найбільше підходять для сезонного гарячого водопостачання. Вакуумні колектори прийнятні, перш за все, в тих випадках, коли потрібне тепло з вищою температурою, або коли інтенсивність сонячного випромінювання дуже низька. Вони можуть застосовуватися для цілорічного ГВП і для низькотемпературних опалювальних систем (наприклад, тепла підлога, де використовується температура теплоносія до 45°C).

Відео: Сонячний колектор з термотрубами.

<https://www.youtube.com/watch?v=OWUR67sKZQM>



**Рисунок. 2.5. - Типова залежність ККД СК від ΔT при сонячному випромінюванні (I_T) потужністю $600 \text{ Вт} / \text{м}^2$.
 1 - вакуумний колектор; 2 - плоский сонячний колектор (селективне покриття); 3 - СК відкритого типу.**

У складі системи опалення ГВП на основі СК завжди є бак для накопичення нагрітого теплоносія. Його об'єм розраховують з граничної умови: якщо бак відключено від споживача, температура води в ньому протягом дня не повинна перевищити точки кипіння. Залежно від типу системи до її складу може входити терморегулятор і насос. Системи на основі СК класифікують за такими ознаками:

1) кількість контурів циркуляції теплоносія: одно- або двоконтурні;

2) тип циркуляції теплоносія: активний або пасивний.

В одноконтурних системах в колекторі нагрівається вода, яку потім подають в систему опалення і ГВП.

Переваги одноконтурних систем:

- простота конструкції;
- найвищий ККД.

Недоліки:

- необхідність використання якісної води (з низьким вмістом солей);

- пришвидшена корозія трубопроводів через наявність розчиненого повітря у воді;

- робота системи неможлива за від'ємних температур через ризик замерзання води у трубопроводах.

Строк служби одноконтурної системи становить 3-5 років.

У двоконтурних системах по трубопроводах колектора циркулює незамерзаючий теплоносій, який передає свою енергію воді системи опалення і ГВП через теплообмінник.

Переваги двоконтурних систем:

- уповільнення процесів корозії;

- можливість експлуатації за від'ємних температур.

Недолік:

- зменшення ККД системи на 5-10%.

Строк служби двоконтурної системи складає 10-30 років.

Пасивна схема працює за принципом термосифонного ефекту, коли розігріта в колекторі рідина, маючи меншу щільність, рухається вгору. До складу геліосистеми з пасивною циркуляцією теплоносія входить колектор і бак. Для організації пасивної циркуляції бак необхідно розміщувати вище СК. У такій системі нагрітий у колекторі теплоносій, розширюючись, переміщується у верхню частину колектора і потрапляє в бак. Одночасно з бака витискується теплоносій з найнижчою температурою і потрапляє у СК. Для подачі холодної води бак під'єднують до системи холодного водопостачання.

Активна схема геліосистеми гарячого водопостачання має власний геліоконтур, в якому відбувається підігрівання завдяки променям сонця й циркуляції теплоносія за допомогою електричного насоса, і контур ГВС. До складу активних систем додатково входить нагрівач і терморегулятор. При значній площі колекторів, рекомендовано встановлювати системи з активною циркуляцією теплоносія.

Для широт України раціональною є двоконтурна система з активною циркуляцією рідини. Такі системи використовують разом зі звичайними котлами у системі опалення і ГВП для економії енергоресурсів.

Приклад. Розрахувати ККД плоского СК за результатами показань діючої установки.

Схема діючої установки має наступний вигляд, рис.2.6.

Принцип дії установки полягає у наступному. Імітатор Сонця (2), який реалізовано на лампах розжарювання, має спектр випромінювання близький до сонячного теплового випромінювання. Регулювання потужності здійснюється тиристорним регулятором і переміщенням імітатора відносно панелі. Випромінювання вимірюється датчиком густини потоку випромінювання. Теплоносій (вода) акумулюється у баку (3). Нагрів води здійснюється у плоскому СК (1), яка при допомозі насоса (4) подається у бак акумулятор. Потік води вимірюється витратоміром води (9). Тиск води у системі вимірюється манометром (11) та підтримується напірним баком (7).

Плоский колектор має селективне покриття та одностекольну прозору ізоляцію. Ємність бака-акумулятора складає 15 л. Бак має вбудований теплопередаючий елемент.

Значення η_0, k вказуються у технічному паспорті СК.

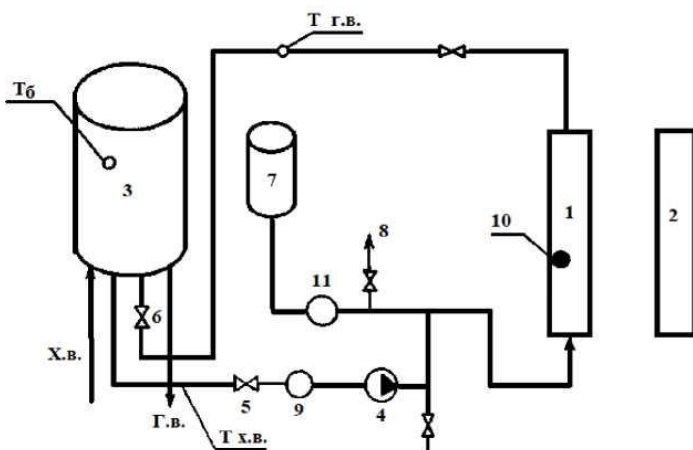


Рисунок. 2.6. - Схема установки для випробування СК: 1 - сонячний колектор; 2 - сонячний імітатор; 3 - бак-акумулятор із змійовиком - теплообмінником; 4 - насос; 5, 6 - засувки; 7 - напірний бак; 8 - злив води; 9 - витратомір води; 10 - датчик вимірювання густини потоку випромінювання; 11 -манометр.

Вихідні дані :

Температура навколишнього середовища: $T_{нс} = 15^{\circ}\text{C}$;

Температура теплоносія в колекторі: $T_k = 31^\circ\text{C}$;
Значення густини потоку випромінювання: $I_T = 300 \text{ Вт/м}^2$;
Оптичний ККД СК, для одинарного скла: $\eta_0 = 0,8$;
Коефіцієнт тепловтрат колектора, $k = 3,5 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{C}^\circ)$.

Різниця температур між температурою теплоносія в СК (T_k) та навколишнього середовища (T_{nc}):

$$\Delta T = T_k - T_{nc}$$
$$\Delta T = 31 - 15 = 16^\circ\text{C}$$

ККД колектора розраховується за виразом (2.7):

$$\eta = 0,8 - \frac{3,5 \cdot 16}{300} = 0,61$$

Запитання

- 1.Що являє собою сонячна теплоенергетика?
- 2.Принцип роботи колектора. Типи сонячних колекторів.
- 3.Класифікуйте системи на основі сонячних колекторів
- 4.Як визначають ККД сонячних колекторів.
- 5.Вкажіть причину більшого сумарного ККД вакуумних колекторів у порівнянні з плоскими колекторами.

2.3. Сонячна фотоенергетика. Фотоелемент. Фотомодуль [3, 7, 11].

Змінення сонячного світла в електричну енергію відбувається у фотоелементах, виготовлених із напівпровідникових матеріалів, які під дією сонячного світла виробляють електричний струм за рахунок використання фотоелектричного ефекту. Пристрій для прямого перетворення сонячної енергії в електроенергію називають фотоелементом (Photovoltaics англ., від грецького photos – світло).

В залежності від потужності сонячного випромінювання (яскравий сонячний день або хмарний день) яка вимірюється в Вт/м^2 , фотоелемент (ФЕ) виробляє більше або менше електроенергії. За рахунок безпосереднього перетворення енергії сонячного випромінювання в електричну конструкція ФЕ відносно проста.

ФЕ виготовляють на основі напівпровідникових структур з різною провідністю або зміною хімічного складу напівпровідників. ФЕ показано на рис. 2.7.

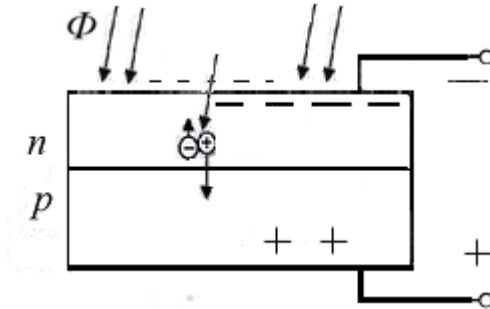


Рисунок. 2.7. - Напівпровідниковий ФЕ

Переважну частину ФЕ виготовляють з кремнію. Кремнієвий ФЕ складено з напівпровідникового матеріалу, освітлена частина якого має провідність n-типу, темнова – р-типу, і двох електродів. До області n-типу під’єднано смужковий електрод з невеликою площею для збільшення ефективної площі освітленого напівпровідника. На тильній стороні області р-типу розташовано суцільний електрод. Під дією фотонів світла в атомах напівпровідника n-типу електрон переходить з валентної зони до зони провідності, в результаті чого утворюється два види носіїв заряду – вільні електрони і дірки, які зумовлюють протікання струму в зовнішньому колі.

Відео: <https://www.youtube.com/watch?v=6gicYfuleI4>

Еквівалентну схему заміщення ФЕ наведено на рис.2.8.

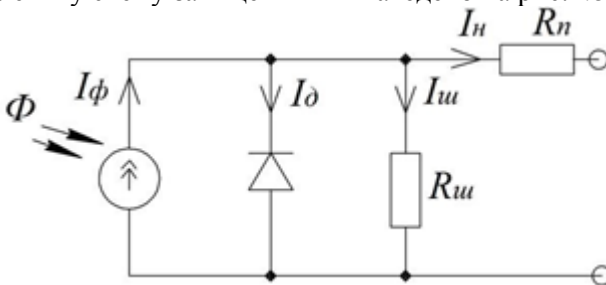


Рисунок. 2.8. - Схема заміщення ФЕ

Основними елементами схеми заміщення (рис. 2.8) є: джерело струму, діод, паралельний і послідовний опір. Джерело струму моделює процес виникнення в елементі фотоструму I_{ϕ} під дією освітлення. Діод включений в прямому напрямку паралельно до джерела струму. Під дією прямого зміщення через наявність надлишкових концентрацій електронів в n - області елемента і надлишкової концентрації дірок в його p - області через діод протікає деякий струм I_0 . Шунтуючий опір ФЕ $R_{ш}$, виникає за рахунок наявності зворотнього опору n - p переходу і різних провідних плівок або забруднень на поверхні елемента. Послідовний опір R_n – опір самого напівпровідникового матеріалу, з якого виготовлений ФЕ.

Основними параметрами ФЕ є фотострум I_{ϕ} , струм короткого замикання $I_{КЗ}$, напруга холостого ходу $U_{ХХ}$ і сумарний активний опір фотоелемента R_n , який дорівнює сумі опорів фронтальної ділянки напівпровідника n -типу, контакту напівпровідник n -типу–електрод і смужкового електроду. Кожен ФЕ має робочу напругу біля 0.5 В. Фотострум I_{ϕ} утворює вільні носії заряду освітленого ФЕ. Струм короткозамкненого ФЕ дорівнює фотоструму $I_{\phi} = I_{КЗ}$. За умови підключення до фотоелемента навантаження частина фотоструму протікає через нього, а інша частина – через p - n перехід.

Енергетичні характеристики ФЕ, головним чином, визначаються наступними факторами: інтенсивністю сонячного освітлення, величиною навантаження, робочою температурою.

Три основних типи ФЕ:

- монокристалічні - мають кращу ефективність і задовільні температурні коефіцієнти при сонячній погоді.

- полікристалічні - в даний час найбільш популярні, тому мають меншу вартість за Вт при приблизно таких же характеристиках, як монокристалічні. Останні поліпшення в технології полікристалічних модулів брендів виробників привели до того, що їх параметри можуть конкурувати з монокристалічними модулями.

- тонкоплівкові використовують найменшу кількість кремнію.

Одним з показників ФЕ є його ККД. ККД ФЕ є відношення енергії, що потрапляє на ФЕ до електроенергії, що надійшла до електроприймачів. ККД ФЕ залежить від однорідності структури напівпровідника і його фотопровідності.

Практичний ККД ФЕ промислового виробництва:

- ФЕ на основі монокристалічного кремнію: 16-17%;

- ФЕ на основі полікристалічного кремнію: 14-15%;
- тонкоплівкові ФЕ: 8-9%.

При створенні полікристалічних ФЕ використовується дешевий кремній, вироблений за методом спрямованої кристалізації. Отримані в результаті кремнієві пластини містять безліч дрібних різноспрямованих розділених кристалів. Подібні домішки знижують ефективність роботи фотоелектричного модуля. Дані панелі є досить дешевими. У разі монокристалічних ФЕ використовуються високоякісний, але в той же час досить дорогий кремній. Вартість ФЕ залежить від вартості використаного в ній кремнію.

Тонкоплівкові ФЕ мають низький ККД і стабільність, тому їх в основному застосовують у малопотужних елементах електроживлення. В тонкоплівкових ФЕ для зменшення обсягу кремнію його напилюють тонким шаром на підложку (металічні стрічки, скло, полімерні плівки). Тонкоплівкові ФЕ в процесі роботи краще сприймають розсіяне випромінювання та мають менші втрати потужності при затемненні окремих областей. Також, вони краще функціонують при вищих робочих температурах, однак, через низький ККД значно поступають кристалічним ФЕ. Недоліком таких ФЕ є деградація їх властивостей під дією сонячного випромінювання.

При більшому ККД ФЕ, потрібно меншу площу модулів для генерації однакової енергії.

З ФЕ збирають фотоелектричні (сонячні) модулі або панелі, а модулі збирають в фотобатарею (сонячну батарею), рис. 2.9.

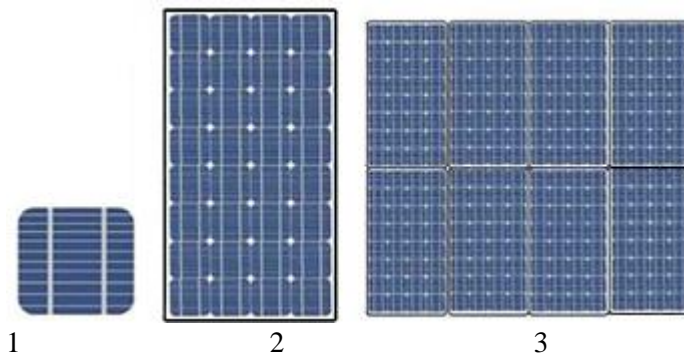


Рисунок. 2.9. - ФЕ (1), фотоелектричний модуль(2) і фотоелектрична батарея (3)

Сонячний модуль отримують з'єднанням декількох ланцюжків послідовно з'єднаних однотипних ФЕ в герметичному корпусі. Промисловість випускає сонячні модулі потужністю 50-350 Вт. Фотобатарей, які працюють на спільне навантаження, утворюють електростанції. Модульна конструкція спрощує налаштування сонячної електростанції та дозволяє використовувати їх у побутовому секторі.

Порівняння площ різних типів фотобатарей для отримання 1 кВт електричної енергії показують:

- для монокристалічної фотобатарей потрібно 6-9 м²;
- для полікристалічної - 7,5-10 м²;
- для тонкоплівкової - 14-20 м².

Напруга сонячного модулю визначається кількістю ФЕ, з'єднаних послідовно. В даний час є модулі з кількістю елементів 36, 48, 54, 60, 72 і 96. Найбільш поширені модулі з кількістю елементів 36, 60 і 72. Послідовно з кожним ланцюжком ФЕ вмикають діод. Його застосовують для усунення зворотних струмів через ланцюжок фотоелементів, який виникає через затінення одного з його ФЕ. Затінення ланцюжка призводить до відключення відповідного ланцюжка від навантаження. ВАХ фотомодулю знаходять додаванням ВАХ його ФЕ. Для прикладу світлову ВАХ і залежність потужності фотомодулю (P=50 Вт) наведено на рис. 2.10 при зміні густини потоку випромінювання від 1000÷200Вт/м².

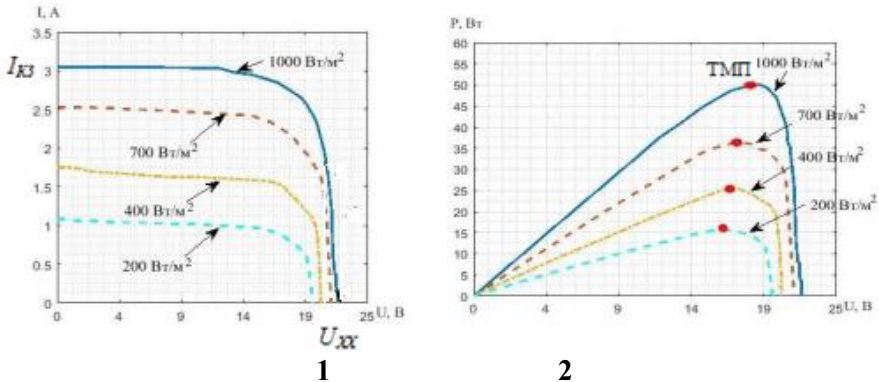


Рисунок. 2.10. – ВАХ (1) і залежність потужності фотомодулю (2) при зміні густини потоку випромінювання

Виробники наводять ВАХ фотомодулів для різної потужності сонячного випромінювання. Номінальна потужність розраховується за потужності випромінювання 1000 Вт/м^2 та узгодженості опору навантажувального кола з вихідним опором фотобатареї: $R_H = R_{ВИХ} \leq R_{и}$ (умова передачі до навантаження максимальної потужності) та при температурі ФЕ 25° С (тому що ефективність ФЕ падає при підвищенні його температури). За інших значень опору навантаження від фотомодулю відбирається менша потужність.

З рис. 2.10 видно, що струм фотомодулю змінюється пропорційно освітленості, а напруга U_X майже не залежить від рівня освітленості. Загалом точка максимальної потужності (ТМП) за напругою складає $(0,7-0,8) U_{ХХ}$, за струмом – $(0,85-0,93) I_{КЗ}$. ТМП залежить від потужності сонячного випромінювання та визначається значенням U_{max} та I_{max} при різному значенні густини потоку випромінювання, та нагріванні фотомодулю.

Для побудови ВАХ фотомодулю вимірювання проводяться при заданому рівні освітленості зміною опору навантаження за схемою рис. 2.11. Вимірювання струму та напруги дає можливість розрахувати максимальну потужність та ККД.

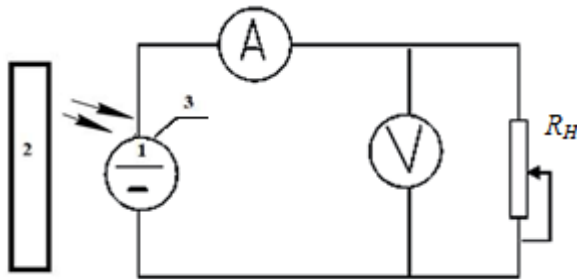


Рисунок. 2.11. - Схема установки для випробування фотомодулю: 1 – фотоелектрична панель; 2 - сонячний імітатор; 3 - датчик вимірювання густини потоку випромінювання.

Приклад. Розрахувати ККД фотоелектричної панелі (ФП) за результатами показань діючої установки (рис. 2.11).

Установка включає такі основні елементи: сонячна ФП, імітатор сонячного випромінювання, блок керування, магазин опорів, вольтметр, амперметр. Імітатор сонячного випромінювання реалізован

на лампах розжарювання. Регулювання потужності здійснюється тиристорним регулятором і переміщенням імітатора відносно панелі. Випромінювання вимірюється датчиком густини потоку випромінювання (3).

Вихідні дані :

- густина потоку випромінювання I_T , $I_T = 250 \text{ Вт/м}^2$;
- напруга фотоелектричної панелі $U_{\text{фп}}$, $U_{\text{фп}} = 9 \text{ В}$;
- сила електричного струму на навантаженні, яке підключене до фотоелектричної панелі $I_{\text{фп}}$, $I_{\text{фп}} = 0,4 \text{ А}$.

Коефіцієнт корисної дії ФП, %:

$$\eta = \frac{P_{\text{фп}}}{I_T \cdot S_{\text{фп}}} \cdot 100\% , \quad (2.8)$$

де I_T - густина потоку випромінювання, Вт/м^2 .

$S_{\text{фп}}$ - площа ФП, $S_{\text{фп}} = A \cdot B$, м^2

A, B – довжина (1м) та ширина панелі (0,4м), $S_{\text{фп}} = 0,4 \text{ м}^2$;

$P_{\text{фп}}$ – потужність ФП, Вт :

$$P_{\text{фп}} = U_{\text{фп}} \cdot I_{\text{фп}} \quad (2.9)$$

де $U_{\text{фп}}$ – напруга ФП, В ;

$I_{\text{фп}}$ - сила електричного струму, А .

$$P_{\text{фп}} = 9 \cdot 0,4 = 3,6 \text{ Вт}$$

ККД ФП розраховується за виразом (2.8)::

$$\eta = \frac{3,6}{250 \cdot 0,4} \cdot 100\% = 3,6 \%$$

Запитання

1. Яка структура напівпровідникового сонячного елемента?
2. Який ККД ФЕ з монокристалічного, полікристалічного кремнію ?
3. Наведіть типові ВАХ ФЕ і залежність потужності від напруги .
4. Як розрахувати ККД фотоелектричної панелі?

2.4. Типи сонячних електростанцій [7, 8, 13].

Існують наступні види сонячних станцій: автономні, гібридні та мережеві. *Відео: Які бувають сонячні станції.*

<https://www.youtube.com/watch?v=oljltfTMrZM>

Автономна сонячна електростанція (АСЕ) не пов'язана фізично із загальною електромережею, і як випливає з назви, призначена для забезпечення електроенергією як житлових, так і комерційних об'єктів у яких відсутня загальна електромережа. Основна перевага АСЕ полягає в незалежності від загальної мережі електропостачання.

Блок схему АСЕ показано на рис. 2.12. Електрообладнання АСЕ: фотобатарея, акумуляторна батарея, інвертор та контролер заряду-розряду. Основною ланкою контролера, є перетворювач постійної напруги (ППН), знижувального або підвищуючого типу, що погоджує вихідну напругу фотобатареї з напругою навантаження. Навантаження АСЕ - споживачі електроенергії.

В АСЕ присутні накопичувачі електроенергії – як правило акумуляторні батареї (АКБ), які використовуються для акумулювання електричної енергії в нічний час або дизель - генераторі установки, які забезпечують безперебійну роботу АСЕ.

Електроенергія, що генерується від сонячних панелей, розташованих на даху будинку або на наземній конструкції, надходить до контролеру заряду, який управляє режимами заряду АКБ і виключає перезаряд АКБ та сприяє збільшенню вироблення енергії сонячними панелям (МРРТ- контролер). Режими заряду-розряду налаштовуються під певний тип АКБ автоматично або вручну. Струм сонячних панелей є постійним. Для його перетворення в змінний струм, необхідний для роботи більшості електроприладів, використовується інвертор. Інвертор підбирається так, щоб його потужності вистачило для одночасної роботи часто використовуваних приладів. Варто відзначити, що зараз на ринку існують велика кількість інверторів з вбудованим сонячним контролером заряду. Для захисту від короткого замикання і перенапруги система комплектується захисною автоматикою, яка розташовується в розподільних щитках. Туди входять запобіжники і обмежувачі перенапруги. Система кріплень для сонячних панелей забезпечує

надійну фіксацію панелей і провітрювання панелей, що дуже важливо для їх ефективної роботи.

Автономні сонячні станції розраховуються індивідуально під конкретні завдання.

Переваги автономних сонячних електростанцій:

- власна безкоштовна електроенергія, не прив'язана до тарифів;
- не вимагають палива, екологічно чисті;
- не потребують підведення загальної мережі електропостачання, що важливо для живлення споживачів у важкодоступних місцевостях.

Недоліки автономних сонячних електростанцій:

- висока вартість;
- можливе обмеження кількості пристроїв, які можливо запускати одночасно (в залежності від типу автономного інвертора);
- потребує допоміжних накопичувачів електроенергії: АКБ, дизель - генераторні установки для забезпечення безперебійної роботи. Використання АКБ потребує технічного обслуговування;
- використання АКБ обмежує запас енергії, призводить до зменшення терміну служби АСЕ та значно збільшують вартість АСЕ.

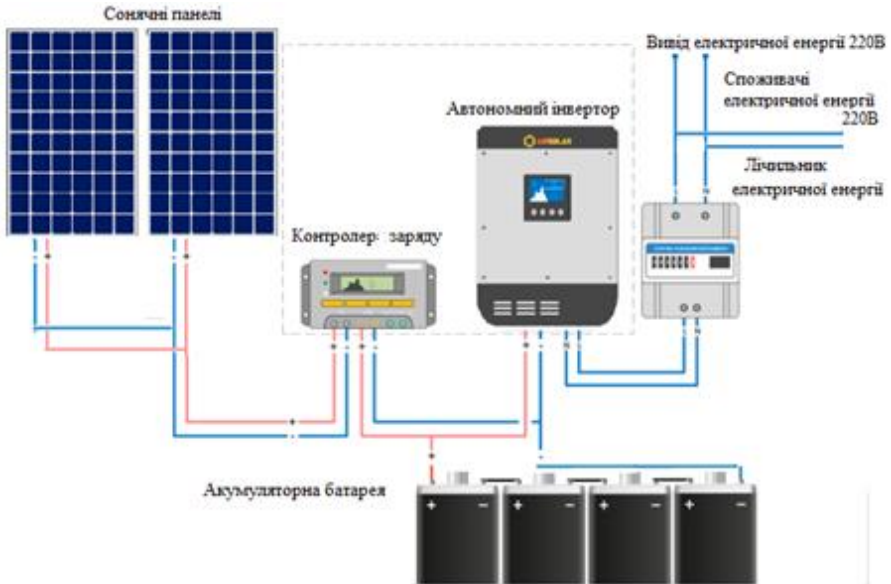


Рисунок 2.12.- Блок схема автономної сонячної електростанції

Гібридні сонячні електростанції (рис. 2.13) поєднують в собі плюси мережових і автономних сонячних електростанцій. Їх можна назвати автономними сонячними електростанціями з резервним живленням від мережі або мережеві сонячні електростанції з додатковими акумуляторами. При використанні гібридної СЕС необхідна ємність акумулятора набагато менше порівняно з ємністю автономною електростанцією. Гібридні СЕС генерують енергію так само, як і мережеві СЕС, але зберігають електроенергію в акумуляторах для подальшого використання ввечері або вночі.

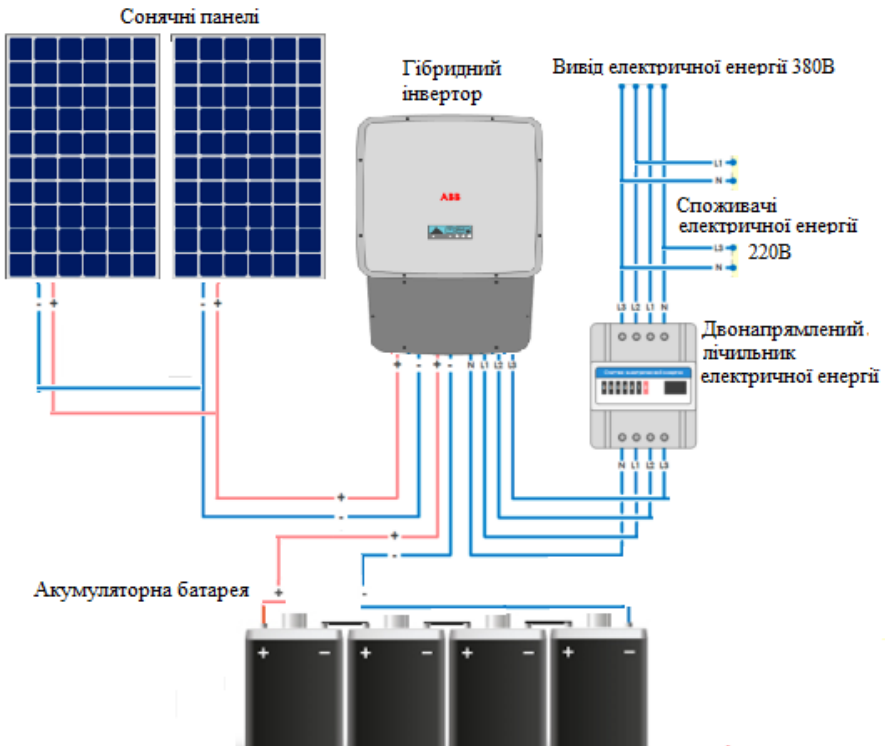


Рисунок 2.13 Блок схема гібридної сонячної електростанції

Традиційно термін «гібридні» відноситься до двох джерел енергії, таким як вітер і сонячна енергія. Цей вид електростанції вимагає наявність мережі змінного струму, яка використовується при розряді

акумуляторів, щоб не відбувалося припинення подачі електропостачання будинку, ферми або ін. Система автоматики, дозволяє об'єкту за відсутності сонця і при повному розряді акумуляторів, перемкнути живлення на електромережу.

Заряд АКБ від сонячних батарей у гібридній сонячній станції здійснюється за допомогою контролера заряду, він може бути як вбудованим в гібридний інвертор, так і окремим блоком.

Гібридний інвертор - це багатофункціональний прилад, який має багато налаштувань. Гібридний інвертор відслідковує потоки споживання електроенергії і віддачу (продаж) енергії у зовнішню мережу та скеровує надлишок, отриманий від сонячних панелей, на зберігання енергії в АКБ. Він може працювати в режимі мережевого інвертора (скидати вироблену панелями електроенергію у зовнішню мережу) або в режимі автономного інвертора (скидати вироблену панелями електроенергію у внутрішню будинкову мережу).

Останні моделі гібридного інвертора поєднують в собі функції мережевого інвертора з вбудованим MPPT контролером і джерела безперебійного живлення. Двонаправлений інтелектуальний лічильник використовується для збору даних та зв'язку. За його показниками контролер інвертора керує, процесом заряду/розряду акумуляторної батареї. Двонаправлений лічильник веде 2 паралельних обліку: облік споживаної енергії і облік енергії, що йде на продаж в загальну мережу. За свідченнями даного типу лічильника, визначається сума виплат по «зеленому» тарифу.

Переваги гібридних сонячних електростанцій:

- можливість роботи при відсутності електроенергії в мережі (служить джерелом резервного живлення в разі відключення електромережі або в похмурий час);
- гнучка настройка пріоритетів джерел живлення;
- можливість живлення від мережі при недостатній сонячній енергії;
- більш надійна в порівнянні з АСЕ;
- окупається швидше АСЕ завдяки меншій кількості АКБ;
- дозволяє продавати надлишки електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом.

Недоліки гібридних сонячних електростанцій:

- високі початкові інвестиції;

- збільшений термін окупності в порівнянні з мережевими станціями.
- в залежності від типу АКБ потреба у технічному обслуговуванні.
- можливе обмеження кількості пристроїв, які можливо запускати одночасно (в залежності від типу гібридного інвертора і його можливостей).

Мережева сонячна електростанція (рис. 2.14) призначена для часткового електропостачання споживачів або вироблення енергії за зеленим тарифом. Основними елементами сонячної системи є: фотопанелі і мережевий інвертор.

Фотопанелі безпосередньо підключаються до інвертору, який перетворює постійний струм з фотопанелей в змінний струм для генерації електроенергії в мережу. Підключення інвертора до загальної мережі виконується через розподільчий щит.

Обов'язковою умовою генерації електроенергії в мережу є наявність напруги в мережі.

Мережеві сонячні електростанції менш економічні для житлових будинків, ніж для підприємств. Оскільки більшість людей працюють протягом дня і не використовують сонячну енергію, що генерується сонячною електростанцією. А ввечері все-таки використовують енергію із зовнішньої мережі. «Електричний» день закінчується тільки о 23:00 і до цього діє максимальний тариф.

Для більшості підприємств, що працюють протягом дня, як і раніше залишається найбільш економічним вибором звичайна мережева сонячна електростанція.

Переваги мережевих сонячних електростанцій:

- станція окупається протягом 4-6 років, а далі приносить прибуток.
- надійність;
- не вимагає регулярного обслуговування, тільки технічне обслуговування (профілактичний огляд електрообладнання);
- більш низька ціна в порівнянні з автономними і гібридними станціями.

Недоліки мережевих сонячних електростанцій:

- високі початкові інвестиції;
- залежність від загальної електромережі, не працює при відсутності напруги в мережі.

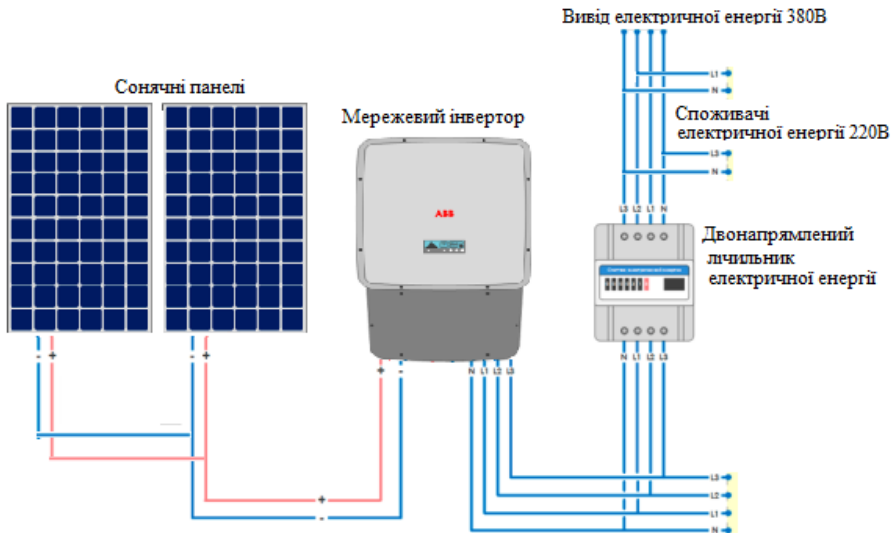


Рисунок 2.14.- Блок схема мережевої сонячної електростанції

Великі мережеві сонячні електростанції (більше 1 МВт) призначені для вироблення енергії в рамках промислового зеленого тарифу. Основними елементами промислової сонячної системи є: фотопанелі і стрінгові або центральні промислові мережеві інвертори. Існують панелі з інтегрованим інвертором. Їх перевагою є простота налаштування і можливість легко змінювати масштаб, шляхом простого додавання таких панелей. Такі інвертори використовуються тільки в з'єднаних з мережею енергосистемах. Підключення інвертора до загальної мережі виконується через трансформатор.

Елементи електрообладнання сонячних електростанцій можуть змінюватися в залежності від типу сонячних електростанцій.

Запитання

1. Види сонячних станцій.
2. Переваги та недоліки автономних сонячних електростанцій.
3. Переваги та недоліки гібридних сонячних електростанцій
4. Переваги та недоліки мережевих сонячних електростанцій.
5. Елементи електрообладнання сонячних станцій.

2.5. Побудова сонячної електростанції [7, 9].

Структуру сонячної електростанції (СЕС) показано на рис. 2.15. Навантаження сонячної електростанції: споживачі змінної та постійної напруги.

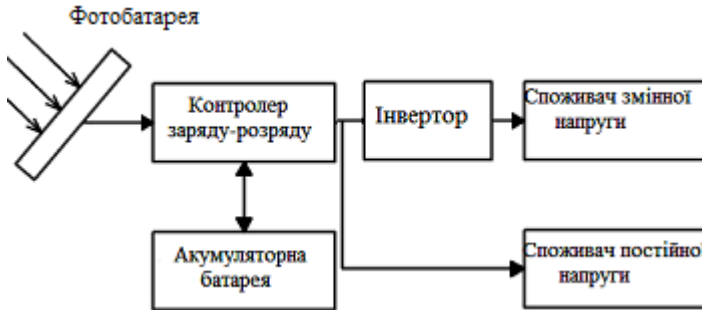


Рисунок. 2.15. - Структура сонячної електростанції.

При виборі способу побудови СЕС можливі наступні підходи:

- розрахунок і проектування сонячної електростанції з використанням потрібних рішень і приладів;
- вибір типових рішень з серійно виготовленого обладнання для сонячної електростанції заданої потужності з розрахунком графіка навантаження для обраної потужності.

Наявність різноманітних вимог потребує визначення вимог до складових СЕС. Нижче розглянуто функціональні можливості складових електрообладнання які враховують при проектуванні СЕС.

Фотобатарея.

Ефективність фотобатареї залежить від виду з'єднань між собою фотомодулей. При паралельному з'єднанні сонячних панелей (фотомодулей) напруга в ланцюзі буде дорівнювати напрузі однієї сонячної панелі, але при цьому струм підсумовується в залежності від кількості панелей. При послідовному з'єднанні – напруга кожної панелі підсумовується, струм в даному разі відповідає слабкій сонячній панелі.

При неоднакових умовах освітленості (затіненні) сонячного модулю блокуючі діоди для запобігання зворотного струму блокують цей струм через слабоосвітлений модуль, тим самим запобігаючи зменшення результуючого струму через навантаження СЕС. При затіненні площини панелі на половину потужність сонячного модулю знижується на 60% від номінального значення, при повному затіненні – на 70% від номінального значення.

Акумуляторна батарея.

Для забезпечення енергією в темний час доби або в період недостатньої генерованої енергії, необхідно використовувати акумуляторну батарею (АКБ). Будь-які електричні акумулятори розглядаються як джерела постійного струму багаторазового використання з можливістю виконання оборотних хімічних процесів шляхом проведення багаторазових циклів заряду і розряду.

Існує кілька типів АКБ, які застосовуються з СЕС:

-свинцево-кислотні (Absorbent Glass Mat (AGM) технологія) або гелеві (GEL) акумулятори,

- літій-іонні (Li-ion) та літій-полімерні (Li-pol) акумулятори;

- нікель-кадмієві (NiCd) та нікель-металогідридні (NiMH).

До основних експлуатаційних параметрів акумулятора відносять:

- ємність ;

- питому потужність;

- саморозряд ;

- температурні і атмосферні режими.

Ємність акумулятора визначається величиною заряду, який вимірюється при віддачі енергії споживачам від повного зарядженого стану до мінімально допустимої величини вихідної напруги. Дотримуватися режимів заряду і розряду для АКБ дуже важливо, оскільки від цього залежить їх термін служби.

АКБ для сонячної станції з сумарною ємністю набирається з окремих серійно вироблених акумуляторів невеликої ємності шляхом послідовного і паралельного їх з'єднання.

Більш детально типи акумуляторів розглянуті в розділі 4.1 накопичувачі електричної енергії.

Інвертор.

Інвертор є пристроєм, що дозволяє перетворювати постійний струм, отриманий від сонячних батарей, АКБ в змінний струм

напругою 220-380 В і більше, залежно від призначення. Існують багато різновидів інверторів, відрізняючись потужністю і типом.

Залежно від призначення інвертори можна розділити на три основні типи:

- автономні (off grid) - інвертори, які не підключені до зовнішньої електричної мережі, призначені для автономних фотоелектричних систем. У автономних системах для живлення стандартних побутових пристроїв і приладів використовується напруга 220 В.

- гібридні (hybrid) – призначений для функціонування за наявності одночасно АКБ та підключення до загальної мережі. Надлишок виробленої енергії віддається в загальну мережу за «зеленим тарифом». Гібридні інвертори мають велику кількість налаштувань.

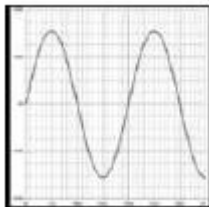
- мережеві (on grid) - інвертори, що працюють синхронно з централізованою мережею електропостачання; цей тип інверторів підходить для сонячних систем без акумуляторних батарей (АКБ), надлишок виробленої енергії віддається в загальну мережу за «зеленим тарифом». Мережевий інвертор призначений для підключення до трифазної зовнішньої мережі.

СЕС може оснащуватися одним, або декількома інверторами в залежності від типу та потужності СЕС.

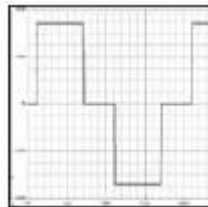
Залежно від форми вихідної напруги інвертори бувають:

- з синусоїдальною вихідною напругою (рис. 2.16 а), може жити будь-яке навантаження змінного струму;

- з квазісинусоїдальною (прямокутною) вихідною напругою (рис. 2.16, б), така форма вихідної напруги підходить для нагрівальних елементів, але є неприйнятною для асинхронних двигунів, трансформаторів, холодильників, насосів, пральних машини тощо.



а



б

**Рисунок. 2.16. – Форма вихідної напруги інвертора:
а – синусоїдальна; б – квазісинусоїдальна (прямокутна)**

Інвертори мають дуже високу ефективність. Частина енергії неминуче втрачається при перетворенні - від 5% до 15%, в залежності від якості та потужності інвертора і його режиму роботи. Якщо інвертор тривалий час перебуває без навантаження, тоді необхідно обирати такий, котрий має низьке споживання в режимі очікування. Якщо він буде більшу частину часу живити навантаження, необхідно обирати інвертор з максимальним ККД.

Тип інвертору обирається залежно від типу СЕС, відповідно - автономний для АСЕ, гібридний - для гібридної сонячної електростанції, мережевий для мережевої сонячної електростанції.

Для малопотужних АСЕ вхідна напруга автономного інвертора може бути: 12 В, 24 В, 48 (а іноді 96 В і більше) і вихідна 220 В (1 фазний). Для більш потужних СЕС вхідна напруга може досягати 1000 В (мережевий інвертор) і вихідна - 380 В (3 фазний). Вхідна напруга залежить від типу та потужності інвертора, оскільки зі збільшенням вихідної потужності зростають вхідні струми, що призводить до більш важких умов роботи транзисторів вихідного каскаду і до великих втрат потужності в сполучних проводах. Знизити вхідні струми і відповідно зменшити втрати потужності дозволяє більш висока вхідна напруга.

Більш детально типи інверторів розглянуті в розділі 4.2. Напівпровідникові перетворювачі для поновлюваних джерел енергії.

Контролер.

Контролер призначений для збільшення вироблення енергії сонячними панелями шляхом вибору оптимального режиму роботи сонячних панелей, а також для того щоб забезпечити бажану вхідну напругу, режим заряду та розряду АКБ.

Існує три види контролера сонячних батарей:

1. «On/Off», схема просто комутує сонячні панелі к акумуляторам за величиною напруги на клеммах. Найпростіші контролери просто відключають сонячну панель, якщо напруга на АКБ досягло приблизно 14,5 В (для АКБ $U_{ном}=12$ В). При зниженні напруги на АБ до $\approx 12,5-13$ В знову підключається сонячна панель, і заряд поновлюється. При цьому максимальний рівень зарядженості АКБ становить 60-70%. При регулярному недозаряді відбувається різке скорочення терміну служби АКБ.

2. ШІМ (широотно-імпульсна модуляція) або PWM (Pulse- width modulation) контролери – управляє силовим блоком для регулювання напруги в певному проміжку за допомогою сигналів зворотного зв'язку. При цьому можливий заряд АКБ до 100%. ШІМ – контролери зазвичай застосовуються в невеликих системах від 100 Вт до 2 кВт, де потрібна зарядка акумуляторів невеликої ємності і встановлено невелику кількість сонячних батарей.

ШІМ – контролери мають чотири стадії заряду АКБ від сонячної батареї:

1) Заряд максимальним струмом. На першому етапі заряд здійснюється постійним струмом до досягнення напруги 14,5 В. На цій стадії АКБ отримує весь струм, що надходить від сонячних панелей.

2) ШІМ-заряд. Коли напруга на АКБ досягає певного рівня, контролер починає підтримувати постійну напругу за рахунок ШІМ-струму заряду. Це запобігає перегріванню і газоутворення в акумуляторі. Струм поступово зменшується по мірі заряджання акумуляторної батареї.

3) Вирівнювання. Багато батарей з рідким електролітом покращують роботу при періодичному заряді до газоутворення, при цьому вирівнюються напруга на різних банках АКБ, очищаються пластини і перемішується електроліт.

4) Підтримуючий заряд. Коли АКБ повністю заряджена, зарядна напруга зменшується, щоб уникнути подальшого нагріву або газоутворення в батареї, і вона підтримується в зарядженому стані.

3. MPPT (Maximum Power Point Tracking) – контролер – пристрій що працює на основі ШІМ, але при цьому відстежує максимальну величину потужності, яку можуть видати сонячні панелі. Керуючий процесор також стежить, на якій стадії заряду знаходиться АКБ (наповнення, насичення, вирівнювання, підтримка), і на підставі цього визначає, який струм повинен подаватися на неї. Одночасно процесор може давати команди на індикацію параметрів на табло (при наявності), зберігання даних, і т.п. Методів пошуку точки максимальної потужності (ТМП) досить багато, найосновніші з них:

- метод постійної напруги (Constant voltage);
- метод струму короткого замикання (Short current);
- метод нечіткої логіки (Fuzzy logic);
- температурний метод;
- метод зростаючої провідності (Incremental conductance);

- метод напруги холостого ходу (Open voltage);
- метод збурення і спостереження (Perturbation and observation).

У комерційних виробках найбільш широко використовуються методи збурення і спостереження (perturbation and observation) і зростаючої провідності (incremental conductance) через їхні прості керуючі структури і зручності реалізації. Для сонячних панелей з низьким рівнем точності відстеження ТМП знаходять застосування такі методи, як метод постійної напруги (constant voltage) і струму, короткого замикання (short-current), напруги холостого ходу (open circuit voltage). Ці методи вимагають меншої кількості датчиків і недорогі в реалізації.

На даний час найбільш популярні контролери двох типів: ШІМ (PWM) контролери та MPPT контролери.

Запитання

1. Яке основне електрообладнання входить до СЕС?
2. Призначення та типи інверторів.
3. Призначення та типи АКБ.
4. Призначення та типи контролерів.
5. Стадії заряду ШІМ – контролерів.

2.6. Методика вибору електрообладнання автономної сонячної електростанції [2, 9, 10, 12, 16].

Автономні сонячні електростанції використовуються для електропостачання окремих будинків, ферм де немає мереж централізованого електропостачання. Основна перевага полягає в незалежності від мереж електропостачання. Блок-схему автономної сонячної електростанції (АСЕ) показано на рис. 2.17.

Для проектування АСЕ, потрібно визначити :

- тип та номінальну потужність сонячних модулів , їх кількість,
- тип та ємність АКБ,
- тип та потужність інвертора ,
- тип контролера.

Необхідними даними для розрахунку потужності АСЕ є:

- добова інсоляція, для відповідного району розташування;

- загальна площа дахів приміщень та ін. придатних для встановлення сонячних модулів споруд;
- споживачі АСЕ (їх потужність і напруга, час роботи).

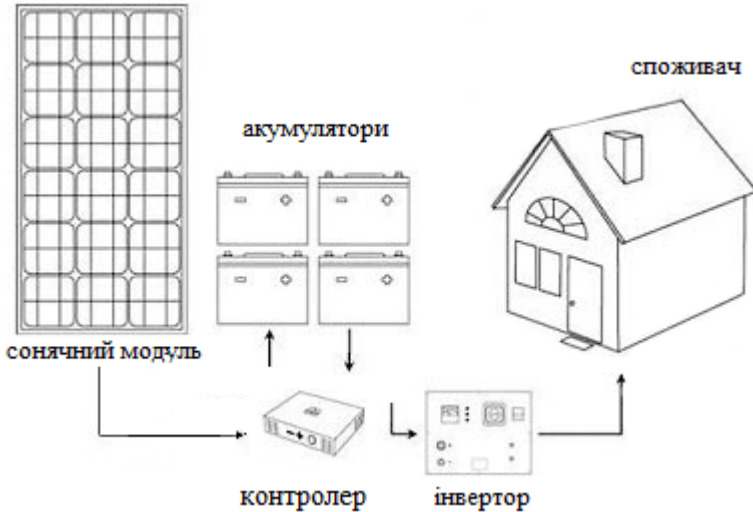


Рисунок. 2.17. - Блок-схема автономної сонячної електростанції

При виборі способу побудови АСЕ можливі наступні підходи:

- розрахунок і проектування АСЕ з використанням потрібних рішень і приладів;

- вибір типових рішень з серійно виготовляемого обладнання для АСЕ заданої потужності та розрахунок графіку навантаження об'єкта.

При проектуванні АСЕ спочатку визначають напругу системи - напругу основної шини (ос) живлення (постійного струму). За основну шину живлення, приймається шина, до якої в нічний час доби підключається акумуляторна батарея (АКБ). Номінальна напруга основної шини живлення може становити 12 В, 24 В, 48 В, 96 В і т. п. Тобто напруга основної шини повинна бути кратна 12 (24) В.

Вибір величини напруги системи необхідний для вибору приладів системи з точки зору їх узгодженості за напругою інвертора, контролера заряду АКБ. Від величини напруги системи будуть залежати схеми з'єднання сонячних модулів і акумуляторів.

Основними критеріями вибору напруги системи є зменшення співвідношення собівартості електрообладнання та втрат електроенергії. Ці критерії передбачають багатоваріантний підхід до вибору оптимальної величини напруги основної шини системи.

Для малопотужних систем (менше 1 кВт) можливе застосування напруги шини постійного струму номінальною напругою 12 В. Для більш потужних систем рекомендується більш висока напруга, що забезпечує більш ефективну роботу інверторів і сприяє зменшенню струмів, що протікають через контролер, інвертор і з'єднувальні кабелі.

1) Розрахунок навантаження АСЕ. Застосовуються наступні методи визначення навантаження АСЕ:

- споживання електроенергії за добовим графіком навантаження, використовуючи номінальну потужність та поточний час роботи споживачів за добу;

- за номінальною потужністю споживачів і коефіцієнтом попиту (k_p) та споживання електроенергії за типовим графіком навантаження.

Складають список споживачів АСЕ, їх номінальну потужність (P_n) рід (постійна, змінна) та величину напруги (U_n) та поточний час роботи (t), у вигляді табл. 2.3.

Для побудови типових добових графіків активної потужності споживачів АСЕ, використовуються дані які засновані на багаторічних експериментальних дослідженнях замських та житлових будинків з урахуванням детермінованих, усереднених методів навантаження для прийнятого відрізка часу.

Таблиця. 2.3.

Параметри споживачів АСЕ замського будинку

№	Споживач	$U_n, В;$	$P_n, Вт$	$t, год$	$P_{oc}, Вт$	$n, шт.$
1						
2						
...						

Розрахункова потужність АСЕ:

$$P_p = k_{\pi} \sum n \cdot P_{oc,i} \quad (2.10)$$

n, k_{π} – кількість однотипових споживачів, коефіцієнт попиту.

$P_{oc,i}$ – потужність i -го споживача перерахована на основну шину живлення навантаження розраховується з урахуванням ККД i -го споживача ($\eta_{сп,i}$) та ККД інвертора: $P_{oc,i} = P_{н,i} / \eta_{сп,i} \cdot \eta_i$

$P_{н,i}$ - потужність i -го споживача;

ККД i -го споживача можливо прийняти при відсутності даних:

$\eta_{сп,i} = 0,8 \div 0,9$ при $P_{н,i} \geq 1000$ Вт; $\eta_{сп,i} = 0,7 \div 0,8$ при $P_{н,i} < 1000$ Вт.

η_i - ККД інвертора для приймача змінного струму $\eta_i = 0,9$.

Відповідно до СП 31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» коефіцієнт попиту для будинків з сумарною потужністю наведено в табл. 2.4.

Таблиця.2.4.

Коефіцієнти попиту для багатоквартирних будинків

Потужність, кВт	до 14	20	30	40	50	60	70 та >
Коефіцієнт попиту, k_{π}	0,8	0,65	0,6	0,55	0,5	0,48	0,45

Метод визначення розрахункового навантаження вузла коефіцієнтом попиту з малою кількістю споживачів недоцільний так як призводить до суттєвого збільшення розрахункової потужності АСЕ.

Необхідність використання завищеного коефіцієнту попиту при незначній кількості і потужності споживачів виходить з вимоги пожежної безпеки і ґрунтується на можливості одночасного включення всіх споживачів. Для таких проектів найбільш доцільне використання «розумного будинку» так як потребує значно меншої потужності електрообладнання та захисної апаратури АСЕ, яка окупається більш значними темпами.

Користуючись типовими добовими графіками (рис. Б.1, додаток Б) розраховують :

- відповідну ступень типового графіка активних навантажень (P_i , кВт) при розрахунковому навантаженні вузла (P_p) ;

- споживання активної електроенергії в певний час доби (кВт·год) для зимового і літнього періоду.

$$P_i = \frac{n\% \cdot P_p}{100\%} \quad (2.11)$$

де P_i – потужність навантаження в певний час доби, кВт; $n\%$ – ордината відповідної ступені типового графіка %, P_p – максимальне навантаження, кВт;

Розрахунок добового споживання активної енергії ($W_{\text{спож.}}$) здійснюється за формулою:

$$W_{\text{спож.}} = \sum P_i \cdot t_i \quad (2.12)$$

t_i – час доби.

Розрахункові дані добового графіка активних навантажень зводимо до табл.2.5.

Таблиця.2.5.

Дані добового графіка активних навантажень

t , год	Зима			Літо		
	n , %	P , кВт	$W_{\text{спож.}}$, кВт·год	n , %	P , кВт	$W_{\text{спож.}}$, кВт·год
1-5						
6						
.....						
24						
Σ	-	-		-	-	

Для зменшення споживання електроенергії АСЕ бажано рівномірно розподілити навантаження в часі. При неможливості вирівняти графік навантаження необхідно визначити коефіцієнт максимуму у період генерації електроенергії і в період роботи АКБ (нічний час), оскільки вони визначають максимальний струм інвертора і контролера заряду і розряду АКБ. Максимальний струм і його тривалість впливають на вибір потужності інвертора та контролера.

Сонячна електростанція може живити електроприлади будинку, цеху, приміщення ферми за умови, що електроспоживання та заряд АКБ не перевищує кількості електроенергії, виробленої електроенергії АСЕ.

$$W_{\text{вир.}} = W_{\text{спож}} \quad (2.13)$$

Кількість виробленої електроенергії сонячної електростанції залежить від сезону року, погодних умов та ін.

2) Розрахунок кількості і потужності фотомодулів. Розрахунок сумарної потужності фотобатарей необхідний для правильного вибору потужності та кількості фотомодулів. Встановлена потужність фотобатарей повинна забезпечити необхідною кількістю електроенергії для будинку, цеху, ферми або ін. з урахуванням значення сонячної радіації. Сумарна потужність фотомодулів (ΣP_w), з яких буде складатися фотобатарея визначається співвідношенням :

$$\Sigma P_w \geq P_p \quad (2.14)$$

При розрахунку необхідно враховувати такі фактори, як:

- розташування сонячної електростанції (дах будівлі, на земляному майданчику);

- період використання (зима, літо або круглий рік);

- погодні умови, характерні для даної місцевості;

- наявність деталей, що затуляють сонячні модулі від прямого попадання сонячних променів (дерев, будівель і т. д.);

- можливість в конкретних умовах оптимального орієнтування сонячних модулів (наприклад, належним чином орієнтовані і з максимально зручним нахилом схили дахів у разі розміщення модулів на даху);

- можливість стеження за сонцем по одній або двом координатам;

- вартість модуля.

При виборі типу фотоелектричних модулів для сонячної електростанції вирішальним критерієм, як правило, є вартість одного Вт пікової потужності. Зазвичай модулі розташовують на дахах будинків, ферм або вбудовують в фасадні стіни, що дозволяє

економити будівельні матеріали, а також робить модулі сучасним елементом дизайну будівель.

Спершу бажано обирати тип та виробника модулів, продукція якого представлена на вітчизняному ринку. Наприклад, в Україні широко реалізуються сонячні модулі фірм PerlightSolar, Risen Energy, Altek, JA Solar, Axioma, Trina Solar, DAH Solar. Параметри модулів (PerlightSolar) потужностями від 170 Вт до 350 Вт мають розміри від 1x1,47 м, 1x1,63 м та 1x1,95 м.

Кількість необхідних модулів та їх потужність залежить від розміру майданчика для розміщення модулів, значення сонячної інсоляції та необхідної кількості електроенергії.

Значення сонячної інсоляції для кожного міста України різне і залежить від регіону та пори року. Слід брати до уваги і той факт, що значення інсоляції навіть для одного і того ж дня в році і одного і того ж місця може сильно відрізнятись в залежності від орієнтації по відношенню до сонця майданчика з модулями. Необхідно враховувати орієнтування майданчика, який сприймає енергію сонця. Рекомендується щоб майданчик для кріплення модулів був направлений на південь. Для підвищення рівня генерації використовують зміну орієнтації панелей на сонце впродовж року та впродовж дня. Зміну можна проводити за допомогою сонячних трекерів або вручну. При стаціонарному встановленні сонячних панелей, які не відслідковують положення сонця потрібно визначити найвищу висоту положення сонця за рік і відносно неї встановити кут нахилу сонячної панелі.

Для розрахунку потрібно брати значення інсоляції площею 1 м²:

- для горизонтального майданчика (поверхня має нахил до горизонту під кутом який дорівнює широті місцевості). Для м. Запоріжжя широта місцевості - 47°;

- для вертикального майданчика (стіна будівлі);

- для майданчика, розташованого під кутом до горизонту більшим широти місцевості на 10-15°, в тих випадках, коли АСЕ працює цілий рік, тобто 47° + 15° = 62° (для м. Запоріжжя);

- для майданчика, орієнтованого оптимально (зміна орієнтації панелей за сезонами року: зима/весна/літо/осінь).

Для окремих будинків, ферм найбільш поширене стаціонарне встановлення модулів на даху будівлі.

Розміщення сонячних модулів на майданчику (дах будівлі). Модулі на даху будівлі можуть розміщуватися:

- менша сторона модуля паралельна землі;
- більша сторона модуля паралельна землі.

Відповідно до цього на майданчику зі заданими розмірами модулі конкретних габаритів можуть бути розміщені у різній кількості. Бажано розміщати модулі одноманітно.

Для декількох вибраних типів модулів розраховують максимально можливу кількість модулів, що можуть бути розміщені на даху. Результати розрахунку зводимо до табл.2.6.

Таблиця. 2.6.
Результати розрахунку максимальної кількості модулів

Розміщення модулів	Розміри модуля, м	n - рядків матриці	m -стовпців матриці	Максимальна (max) кількість модулів
	1x1,47			
	1x1,63			
	1x1,95			
	1x1,47			
	1x1,63			
	1x1,95			

Кількість енергії, що виробляється одним фотомодулем:

$$W_{\text{вир.}} = k \cdot P_w \cdot E / 1000 \quad (2.15)$$

P_w – потужність фотоелектричного модулю;

k - коефіцієнт, що враховує поправку на втрату потужності сонячних елементів при нагріванні на сонці, а також похиле падіння променів на поверхню модулів протягом дня. Величина $k = 0,5$ влітку і $k = 0,7$ в зимовий період. Різниця в його значенні взимку і влітку обумовлена меншим нагріванням елементів в зимовий період;

E - сонячна радіація, яка потрапляє на поверхню Землі (в горизонтальній площині, під кутом і т.п.) для обраної території .

Сонячна радіація хоча носить періодичний характер, але є дискретною величиною, так як сонячну радіацію можна спостерігати тільки в денний час доби. Для опису закономірності зміни теплового потоку сонячної радіації можна скористатися даними представленими в літературі [10].

У виразі (2.15) значення сонячної радіації за зазначений період (зима, літо) ділять на 1000, так зване кількість пікочасов, тобто, умовний час, протягом якого сонце світить як би з інтенсивністю 1000 Вт / м². 1000 Вт - значення стандартного потоку сонячного світла при якій фотомодуль тестується на одному м².

Сумарна потужність фотомодулів з урахуванням балансу потужностей розраховується за формулою:

$$\Sigma P_w = 1000 \cdot W_{\text{спож}} / k \cdot E \quad (2.16)$$

де $W_{\text{спож}}$ - загальна спожита електроенергія (за певний проміжок часу: доба, година), кВт·год;

Кількість модулів:

$$N = \Sigma P_w / P_w \quad (2.17)$$

P_w – потужність фотомодулю.

Округляємо отриману кількість модулів до найближчого цілого значення. Обираємо декілька варіантів кількості та потужності модулів, що забезпечують сумарну потужність фотомодулів. Розміщення необхідної кількості модулів (в один ряд, в декілька рядів) виконуються відповідно до розмірів даху будинку з урахуванням розрахунку максимальної кількості модулів на даху (табл. 2.6). В таблицю (приклад табл. 2.9) зводимо результати розрахунку можливих варіантів розміщення модулів на даху будинку для забезпечення сумарної потужності фотомодулів (ΣP_w). Шляхом перебору вартості модулів, які мають різні співвідношення між потужністю та вартістю одного модуля з декількох варіантів обираємо один, що забезпечує парну кількість модулів та найменшу вартість .

В українських широтах сонячні модулі майже ніколи не працюють на максимум, хіба що посеред ясного дня (2-3 години) влітку. Зазвичай вироблена електроенергія складає 30-40% від номінальної потужності.

3) Розрахунок ємності та потужності акумуляторної батареї АСЕ. Для розрахунку ємності акумуляторної батареї (АКБ) вибирається номінальна напруга АКБ і задається кількість годин роботи від АКБ (годин, в які сонячна система буде працювати тільки від акумуляторів). Номінальна напруга АКБ вибирається з урахуванням значення струму і напруги основної шини.

Величина необхідної сумарної ємності АКБ складає:

$$C = \frac{P_{AKB}}{k_U \cdot U} \cdot t \cdot k_{\Delta P} \cdot k_t = \frac{W_{AKB}}{k_U \cdot U} \cdot k_{\Delta P} \cdot k_t \quad (2.18)$$

де P_{AKB} - розрахункове навантаження АКБ; $P_{AKB} \approx k \cdot P_p$, Вт.

P_p - вихідна (розрахункова) потужність АСЕ;

k - коефіцієнт, який приймається виходячи з типового добового графіка активних навантажень;

W_{AKB} - розрахункова енергія АКБ;

U - напруга АКБ, яка дорівнює напрузі системи (основної шини), В;

k_U - допустима глибина розряду АКБ, залежить від типу АКБ ;

t - час резервування (необхідний час автономної роботи АКБ), ч;

$k_{\Delta P}$ - коефіцієнт, який відображає втрати потужності в АКБ.

Втрати потужності в АКБ сягають 10÷30% в залежності від типу та режиму роботи АКБ;

k_t - температурний коефіцієнт АКБ.

Час автономної роботи АКБ приймається - нічний час у зимовий період (грудень - місяць). У нічний час ємність АКБ повинна забезпечувати необхідне навантаження споживачів будинку відповідно до типового графіку (освітлення, холодильник та ін..).

Втрати в АКБ при різних температурах ураховуються за допомогою спеціальних температурних коефіцієнтів, які враховують зменшення ємності АКБ при зниженні температури навколишнього середовища в приміщенні, де розміщені АКБ.

Під час зарядки, АКБ АСЕ запасає енергію, живлячись від сонячної батареї. Повністю заряджений акумулятор накопичує заряд, що дорівнює ємності акумулятора. Для повного заряду акумуляторних

батареї в скорочений час застосовується прискорений комбінований спосіб заряду в чотири етапи.

Акумуляторна батарея АСЕ з сумарною ємністю набирається з окремих серійно вироблених акумуляторів шляхом послідовного і паралельного їх з'єднання. При паралельному з'єднанні окремих акумуляторів збільшується ємність, а напруга $U = \text{const}$. Послідовне з'єднання використовується для збільшення напруги, а ємність гілки АКБ при цьому відповідає ємності окрему акумулятору.

Так як АКБ АСЕ складається з n -послідовно та m -паралельно включених одиночних акумуляторів, то вихідна потужність АКБ дорівнює:

$$P_{\text{АКБ}} = n \cdot m \cdot I_{\text{max}} \cdot U_{\text{max}} = 1,375 \cdot n \cdot m \cdot I_{\text{max}} \cdot U_{\text{ном.АКБ}} \quad (2.19)$$

де I_{max} , U_{max} - максимальний струм напруга АКБ.

4) Вибір типу і потужності інвертора АСЕ. Інвертор є пристроєм, що дозволяє перетворювати постійний струм, отриманий від сонячних батарей, в змінний струм.

Залежно від призначення СЕС обираємо відповідно тип інвертору: автономний, гібридний або мережевий.

Користуючись базою даних інверторів голландської компанії Victron Energy B.V., яка представляє в Україні інвертори Victron Energy EasySolar (автономні), Victron Energy MultiPlus або Quattro (гібридні), обираємо тип інвертора, виходячи із наступних вимог:

- вхідна напруга: $U_{\text{вход.інв}} = U_{\text{ос.ш}}$ (2.20)

- номінальна потужність: $P_{\text{ном.інв}} \geq P_p$ (2.21)

- максимальна (пікова) потужність:

$$P_{\text{макс.інв}} \geq P_{\text{макс.наван.}} \quad \text{або} \quad P_{\text{ном.інв}} \cdot k_{\text{переван.}} \geq P_p \cdot 1,3 \quad (2.22)$$

де $k_{\text{переван.}} = 1,5 \div 1,55$ в залежності від моделі інвертора.

Максимальна потужність навантаження ($P_{\text{макс.наван.}}$) розраховується з урахуванням пускових струмів електрообладнання. Деякі споживачі електричної енергії мають пускові струми, які значно перевищують номінальний струм. Так, електронасос, холодильник в момент пуску споживають потужність в 3-4 рази, більшу, ніж зазначено в паспорті. Максимальна (пікова) потужність навантаження

повинна бути більше розрахункової потужності на 30-50%, відповідно короткочасний струм інвертора повинен бути більше максимального струму навантаження при пуску електрообладнання.

Усі інвертори мають вихід змінного струму: напругою 230В ± 2%, частотою 50Гц ± 0,1%. Для отримання більшої потужності до 6 інверторів MultiPlus можуть бути з'єднані паралельно, формуючи одно- або трифазну електромережу. Автономні сонячні інвертори Victron Energy серії EasySolar мають вбудовані MPPT-контролери заряду, а також здатні заряджати АКБ від електромережі загального користування.

5) Вибір контролера ACE. Контролер заряду - ключовий елемент для продуктивної роботи фотобатареї. Це пристрій розподіляє потоки електроенергії, отриманої за допомогою фотомодулів. Використовується для збільшення вироблення енергії фотомодулями за рахунок забезпечення роботи в оптимальному режимі при зменшенні їх кількості. Крім того, контролер дозволяє забезпечити бажану вхідну напругу, режим зарядки АКБ.

Вибір контролера здійснюємо за даними струму АКБ, напруги ос. шини, напруги XX сонячної батареї та номінальної потужності сонячної батареї. Напруга XX означає напругу контролера на вході.

$$U_{\text{вход.контр}} \geq U_{\text{xx сол.пан}} \quad (2.23)$$

$$U_{\text{вх.ном}} \geq U_{\text{ос.ш}} \quad (2.24)$$

$$I_{\text{ном.контр}} \geq I_{\text{max.АКБ}} \quad (2.25)$$

$$\sum P_{\text{ном.контр}} \geq P_{\text{вст.}} \quad (2.26)$$

Для виконання співвідношення (2.26) можливо встановлення декілька контролерів для ACE.

Потужність ACE визначається номінальною потужністю інвертора.

Приклад. Розрахувати кількість і потужність сонячних модулів для ACE замиського будинку. Розрахункове навантаження (P_p) вузла : $P_p = 2000 \text{ Вт} = 2 \text{ кВт}$. Сонячна електростанція знаходиться в м. Запоріжжя, координати якого дорівнюють 47° північної широти та 35° східної довготи. Дах будинку плоский. Площина даху має розміри: А = 15м; В = 10м; S=150 м² . Період використання ACE - цілорічне використання.

Для розрахунку споживання електроенергії слід використовувати типовий добовий графік активних навантажень для побутових споживачів для зими та літа, рис. Б-1 (додаток Б).

Значення середньомісячної та денної сонячної інсоляції, залежність денної сонячної по годинах для м. Запоріжжя наведено в табл. Б-1 та в табл. Б-2, на рис. Б-2, додаток Б, відповідно.

Рішення.

1. Розрахунок навантаження АСЕ.

Користуючись типовими добовими графіками (рис. Б.1, додаток Б) розраховуємо :

- відповідну ступень типового графіка активних навантажень (кВт) при розрахунковому навантаженні АСЕ ($P_p = 2$ кВт) ;
- споживання активної електроенергії в певний час доби (кВт·год) для зимового і літнього періоду.

Дані добового графіка навантаження АСЕ зведено до табл. 2.5.

Таблиця.2.5.

Дані добового графіка активного навантаження АСЕ

t	Зима			Літо		
	n, %	P, кВт	W _{спож.} , кВт·год	n, %	P, кВт	W _{спож.} , кВт·год
1-5	20	0,4	0,4×5=2	15	0,3	0,3×5=1,5
6	25	0,5	0,5	20	0,4	0,4
7	40	0,8	0,8	35	0,7	0,7
8	45	0,9	0,9	30	0,6	0,6
9-11	30	0,6	0,6×3=1,8	20	0,4	0,4×3=1,2
12	25	0,5	0,5	20	0,4	0,4
13	30	0,6	0,6	25	0,5	0,5
14-17	30	0,6	0,6×4=2,4	20	0,4	0,4×4=1,6
18	60	1,2	1,2	50	1	1
19	100	2	2	80	1,6	1,6
20	80	1,6	1,6	80	1,6	1,6
21	80	1,6	1,6	60	1,2	1,2
22	80	1,6	1,6	40	0,8	0,8
23	50	1	1	40	0,8	0,8
24	20	0,4	0,4	15	0,3	0,3
Σ	-	-	18,9	-	-	14,2

Споживання активної енергії за місяць (30 діб):

- зима: $W_{\text{спож.}} = 18,9 \times 30 = 567$ кВт·год;

- літо: $W_{\text{спож.}} = 14,2 \times 30 = 426$ кВт·год;

2. Розрахунок кількості і потужності фотомодулів АСЕ.

Для розрахунку кількості та потужності фотомодулів скористаємось значеннями денної сонячної інсоляції для м. Запоріжжя.

Значення середньомісячних значень та денних значень (з урахуванням кількості діб) сонячної інсоляції для м. Запоріжжя наведено в табл. Б-1 та табл. Б-2 (додаток Б):

- під кутом 47° ;

- під кутом 62° .

Для заміського будинку обираємо кут нахилу фотомодулів, який призводить до підвищення рівня генерації електроенергії в зимовий період - кут 62° . Встановлення фотомодулів під кутом 62° призведе к незначному зниженню рівня генерації електроенергії - влітку. Встановлення фотомодулів - стаціонарне, яке направлене на південь (азимут поверхні $\alpha_H = 0$).

Числові значення денної сонячної інсоляції по годинам для м. Запоріжжя при встановленні фотомодулів під кутом 62° наведено в табл.2.7.

Таблиця 2.7.
Значення денної сонячної інсоляції м. Запоріжжя, Вт·год/м²

година																	місь	
1-4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20-24	Σ	
0	160	290	390	470	530	580	600	610	600	580	530	470	390	290	160	0	6650	червень
0	0	0	0	10	140	215	255	270	255	215	140	10	0	0	0	0	1510	грудень

З табл.2.7 сумарне значення сонячної інсоляції за світловий день:

$E_{\Sigma} = 6650 \text{ Вт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ - для червня,

$E_{\Sigma} = 1510 \text{ Вт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ - для грудня.

При використанні середніх даних за добу, розрахуємо сумарну потужність сонячних модулів з урахуванням споживання енергії $W_{\text{спож}}$ за добу (табл.2.5) та E_{Σ} за світловий день за виразом (2.16):

-зимовий період – грудень: $W_{\text{спож}}=18,9\text{кВт}\cdot\text{год}$; $E_{\Sigma}=1510 \text{ Вт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$.

$$\Sigma P_w = 1000 \cdot 18,9 / 0,7 \cdot 1510 = 17,89 \text{ кВт},$$

- літній період – червень: $W_{\text{спож}}=14,2 \text{ кВт}\cdot\text{год}$; $E_{\Sigma} = 6650 \text{ Вт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$.

$$\Sigma P_w = 1000 \cdot 14,2 / 0,5 \cdot 6650 = 4,2749 \text{ кВт}.$$

Сумарна потужність фотомодулів у разі цілорічного використання обирається коли сонячна інсоляція (E) мінімальна - це зимовий період (грудень), тобто $\Sigma P_w = 17,89 \text{ кВт}$.

Кількість виробленої електроенергії фотомодулями АСЕ за світловий день, вираз (2.15).

В грудні – місяці :

$$W_{\text{вир.}} = 0,7 \cdot 17890 \cdot 1510 / 1000 = 18\,909,7 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 18,91 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

В червні – місяці:

$$W_{\text{вир.}} = 0,5 \cdot 17890 \cdot 6650 / 1000 = 59\,484,25 \text{ Вт}\cdot\text{год} = 59,5 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

У разі використання середніх даних за годину, у виразі (2.16) сумарна потужність сонячних модулів розраховується з урахуванням споживання енергії $W_{\text{спож}}$ за годину (табл.2.5) та денної сонячної інсоляції для кожної години (табл.2.7) відповідно у грудні та у червні.

Для розрахунку можливих варіантів розміщення фотомодулів на даху будівлі необхідно враховувати розміри даху будівлі.

Обираємо розміщення модуля - менша сторона модуля паралельна землі на даху будинку з розмірами: $A = 15\text{м}$; $B = 10\text{м}$; $S = 150 \text{ м}^2$

В табл. 2.8 наведено результати розрахунку максимальної кількості модулів з урахуванням розмірів даху. Модулі розташовані у вигляді матриці з n – рядків та m – стовпців.

Таблиця. 2.8.

Результати розрахунку максимальної кількості модулів

Розміщення модулів	Розміри модуля, м	n - рядків матриці	m -стовпців матриці	Максимальна (max) кількість модулів
min	1x1,47	6	14	84
	1x1,63	6	14	84
	1x1,95	5	14	70

Обираємо потужність та кількість фотомодулів (табл. Б.3, додаток Б) при сумарній потужності фотомодулів $\Sigma P_w = 17,89$ кВт. Кількість модулів розраховуємо за виразом (2.17). Результати розрахунку декілька варіантів розміщення фотомодулів на даху будівлі зводимо в табл. 2.9.

Таблиця. 2.9.

Результати розрахунку варіантів розміщення фотомодулів

Потужність модуля P_w , Вт	Вартість модуля, у.о.	Розміри модуля, м	Мах кількість модулів на даху	Для забезпечення ΣP_w , кВт		Сумарна потужність, кВт
				$\Sigma P_w = 17,89$ кВт		
				кількість модулів	вартість, у.о.	
200	203	1x1,47	84	100	-	-
250	223	1x1,63	84	72	16056	18
300	244	1x1,95	70	60	14640	18
335	266	1x1,95	70	54	14364	18,09
345	270	1x1,95	70	53	14310	18,3

Обираємо парну кількість модулів. З табл. 2.9 можна встановити, що розміщення 54 модулів потужністю $P_w = 335$ Вт забезпечує найменшу вартість модулів – 14364 у.о., та сумарну потужність 18,09 кВт.

Параметри обраного сонячного модулю наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10.

Параметри модулю PLM – 335P

Номінальний ККД, %	17,78
Максимальна потужність (потужність в точці максимальної потужності (ТМП) , P_{max} , Вт.....	334,6
Максимальна напруга (напруга в ТМП), U_{max} , В.....	37,6
Максимальний струм (струм в ТМП), I_{max} , А.....	8,9
Напруга ненавантаженого режиму (XX), U_{xx} , В.....	45,50
Струм короткого замикання, I_{kz} , А.....	9,44

Запитання

1. Як розрахувати розрахункову потужність вузла АСЕ?
2. Як розрахувати сумарну потужність фотомодулів АСЕ з урахуванням виробленої електроенергії ?
3. Як розрахувати ємність акумуляторних батарей АСЕ?
4. Як обрати тип та потужність інвертора АСЕ?
5. Як обрати контролер АСЕ?

2.7. Сонячні теплоелектростанції [8, 13].

У сонячній теплоенергетиці електроенергію отримують у теплових машинах (наприклад, звичайних парогенераторах), в яких тепло від згоряння палива замінюється потоком концентрованого сонячного світла. Тобто вода перетворюється на пару за рахунок енергії сонця, а не спалювання вугілля чи іншого палива. Для цього сонячне світло за допомогою системи дзеркал концентрують на спеціальний сонячний котел (ресівер), з якого утворена водяна пара спрямовується в парову турбіну. Структурна схема будови сонячних теплоелектростанцій наведена на рис. 2.18. Така сонячна теплоелектростанція (СТЕС) може працювати тільки при прямому освітленні сонячними променями.

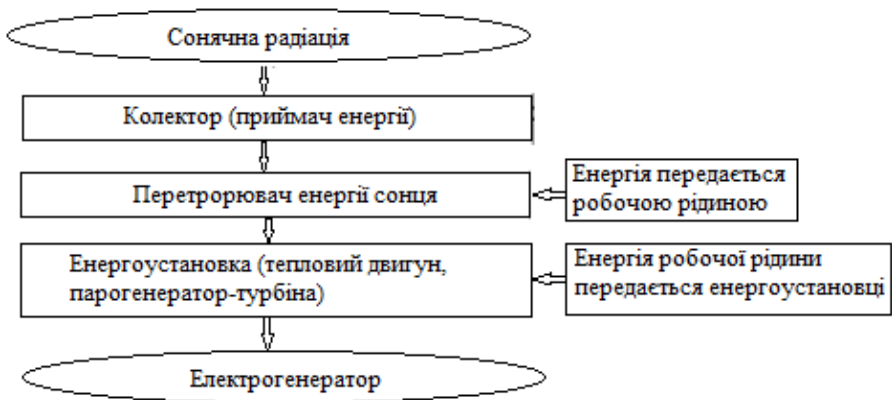


Рисунок. 2.18. - Структурна схема сонячних теплоелектростанцій

Технічна складність підтримання ефективної роботи СТЕС та доволі великі площі дзеркал, які необхідні для отримання достатніх для промислового використання об'ємів електроенергії, стримують швидкий розвиток цього напрямку сонячної енергетики. Принципова схема СТЕС наведена на рис. 2.19.

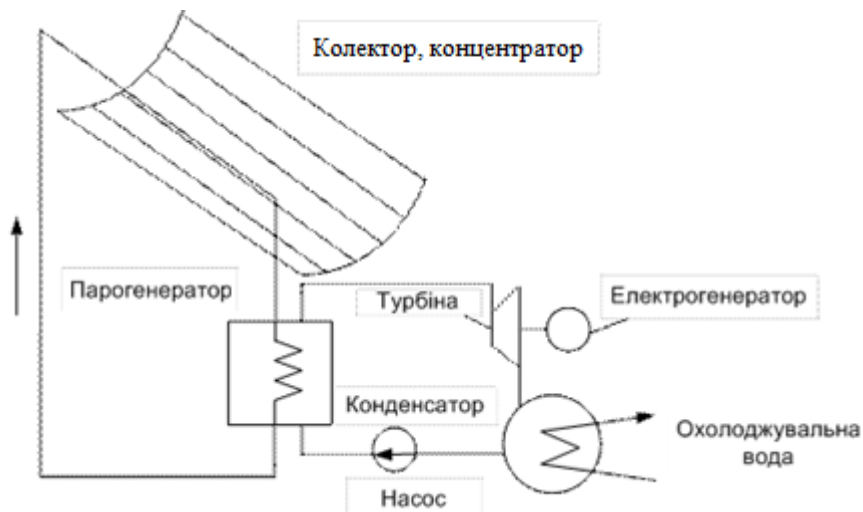


Рисунок. 2.19. - Принципова схема СТЕС

Принцип дії сонячних концентраторів полягає у фокусуванні сонячного випромінювання на ємності з теплоносієм. Існують наступні типи сонячних концентраторів:

- параболоциліндричні;
- параболічні;
- баштові.

Параболоциліндричні концентратори мають форму параболи, витягнутої вздовж прямої, рис. 2.20.

Вони фокусують сонячне випромінювання у пряму лінію з мінімум стократною концентрацією. Параболоциліндричні концентратори використовують тільки пряме сонячне випромінювання, тому вони включають системи спостереження за положенням Сонця на небосхилі. Залежно від положення сонця концентратори мінятиме свою орієнтацію в просторі. Основне і саме трудомістке завдання – це позиціонування всіх концентраторів. Під час програмування системи спостереження враховується положення та швидкість руху сонця. В фокусі розміщують трубку з теплоносієм, який нагрівається до температури (300-400) °С. Нагрітий теплоносій подають у теплообмінник для утворення пари, яку використовують для виробництва електроенергії паротурбінним генератором. ККД СТЕС з параболоциліндричними концентраторами складає до 10%.

Відео:Как это работает ? Солнечная электростанция

<https://www.youtube.com/watch?v=ooqiDYa1OvA>

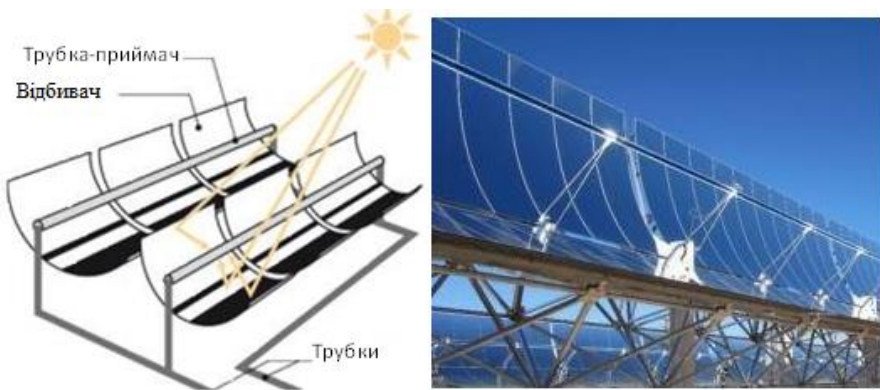


Рисунок. 2.20.- Параболоциліндричні концентратори

Параболічні концентратори мають форму супутникової тарілки, рис. 2.21. СТЕС з параболічними дзеркалами на сьогодні представляють найпоширеніший тип електростанцій. Параболічний рефлектор постійно слідкує за положенням сонця для того, щоб енергія сонця була зібрана в невелику площину. Дзеркала відбивають близько 92% сонячного випромінювання що надходить до них. У фокусі відбивача на кронштейні монтують двигун Стірлінга таким чином, щоб площа нагріву перебувала у фокусі відбивача.



Рисунок. 2.21. - Параболічний концентратор

Двигуни Стірлінга - тепловий двигун із зовнішнім підводом тепла. Він працює за замкненим термодинамічним циклом Стірлінга. Незмінна кількість робочої речовини циркулює між двома камерами із різними температурами, де по черзі нагрівається та охолоджується. За рахунок цього змінюється тиск робочої речовини, який і рухає робочі поршні. В системах із замкненим тепловим циклом процеси підведення джерела тепла і генерації енергії розділено: енергія гарячих газів спочатку передається теплоносію, який використовують у вторинному циклі. В цьому випадку в двигун подають чистий теплоносій, що усуває пошкодження двигуна небажаними домішками.

Потужність однієї установки складає 10-25кВт. ККД СТЕС досягає (25-30)%.

Баштові СТЕС отримали свою назву внаслідок того, що в центрі кожної з таких станцій стоїть вежа висотою від 18 до 24 м. На її вершині знаходиться резервуар з водою і насосною групою, що поставляє паровим турбінам пару, яка отримується в результаті випаровування води за рахунок сонячних променів, що приходять від розташованих по колу від вежі геліостатів рис. 2.22.

Концентратори баштового типу розміщують навколо центрального приймача і фокусують на нього сонячне випромінювання. В кожний концентратор інтегрована система руху за Сонцем, тому відбиті сонячні промені завжди спрямовані на центральний приймач. Концентрація сонячного випромінювання в 1000 разів більша за звичайну. В баштовому приймачі розташована парова турбіна, як робоче тіло використовують водяну пару, повітря, масло. Температура теплоносія (500-1500) °С. Часто в таких СТЕС встановлюють теплові акумулятори (термоізовані баки) для зменшення простоїв обладнання у несприятливу погоду. Потужність баштових СТЕС складає (10-100) МВт, ККД – (10-20)%.

Відео: Источники энергии. Солнечная улавливающая станция.

https://www.youtube.com/watch?v=AjG7-2_2Iyw



Рисунок. 2.22 – Баштові СТЕС

В результаті огляду різних видів СТЕС можна зробити такі висновки:

- баштові, параболоциліндричні СТЕС доцільно використовувати для живлення промислових об'єктів потужністю від одиниць до десятків мегават;
- параболічні концентратори можливо використовувати в побутовому секторі.

Переваги та недоліки СТЕС.

Переваги СТЕС:

- загальна доступність і невичерпність джерела;
- безпека для навколишнього середовища, хоча існує ймовірність того, що поширене впровадження сонячної енергетики може змінити альbedo (характеристику відбивної здатності) земної поверхні і привести до зміни клімату;
- автономність системи – не вимагає підключення до центральної енергомережі;
- є можливість комбінувати отримання енергії з декількох джерел. Зазвичай застосовують вітро-сонячні батареї, що поєднують можливості обох типів електростанцій;
- мобільні електростанції мають невеликі габарити і можуть використовуватися для забезпечення електроенергією малопотужних приймачів (будинки, освітлення тощо);
- середній термін служби обладнання СТЕС становить 30...50 років.
- сонячна енергія безкоштовна;
- просте та недороге обслуговування;
- можливість колективного підключення.

Недоліки СТЕС:

- залежність від погоди і часу доби;
- в багатьох випадках необхідність в акумуляції енергії;
- при промисловому виробництві – необхідність в дублюванні СТЕС маневреними електростанціями порівнянної потужності;
- високі капітальні витрати;
- необхідність періодичного очищення поверхні, що відбиває світло, від пилу;
- для експлуатації СТЕС необхідно відводити значно більші території, ніж для електростанцій на викопному паливі;
- нагрівання атмосфери над електростанцією.

Запитання

1. Намалювати структурну схему СТЕС.
2. Навести принципову схему та пояснити СТЕС.
3. Що собою представляють параболіциліндричні концентратори ?
4. Що собою представляють параболічні концентратори?
5. Переваги та недоліки СТЕС.

3. ВІТРОВА ЕНЕРГЕТИКА

3.1. Основи вітрової енергетики [3, 13].

Енергія вітру має ряд специфічних особливостей: малу концентрацію, віднесену до одиниці об'єму повітряного потоку; випадковий характер зміни швидкості. Повсюдне розповсюдження цього джерела енергії, досконалі технічні засоби вітроенергетики і їх економічна ефективність дозволяють розглядати його як доповнення до “великої” енергетики, а насамперед для забезпечення енергією споживачів у важкодоступних районах, віддалених від джерела централізованого енергопостачання перетворення.

Враховуючи явні переваги електричної енергії з точки зору її генерації, передачі, розподілу і перетворення, переважного розвитку і поширення набули вітроелектричні установки (ВЕУ).

Вітроелектрична установка (ВЕУ) (у зарубіжній літературі їх називають вітротурбіни) представляє собою комплекс взаємопов'язаного обладнання, призначений для перетворення енергії вітру в електричну із заданою якістю. Найбільше поширення з установок, що приєднуються до мережі, сьогодні одержали ВЕУ з потужністю від 200 до 2500 кВт. Є тенденція до збільшення потужності встановлених ВЕУ, що зменшує втрати на кВт встановленої потужності і відповідно собівартість виробленої електроенергії. Сучасні ВЕУ сягають до 10 МВт потужності.

До складу ВЕУ входить: вітроенергетичний агрегат, накопичувач енергії - акумулятор або ін. (за необхідності) і система керування режимів роботи. Вітроагрегат, будучи основною частиною ВЕУ, складається з вітродвигуна, системи передачі вітрової потужності на навантаження (споживачу) і самого споживача вітрової енергії (генератора, нагрівача і т. п.). Вітродвигун – пристрій для перетворення кінетичної енергії потоку повітря у механічну роботу. Складова частина вітродвигуна є вітроколесо (ВК), яка призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертання валу вітродвигуна.

Вітроелектрична станція (ВЕС) об'єднує в єдиний енергетичний комплекс від декількох одиниць до декількох десятків ВЕУ.

Фізичні основи використання енергії вітру.

Рух повітряних мас у атмосфері – вітровий потік– виникає під дією різниці тиску повітря в різних точках атмосфери. Різниця тиску зазвичай виникає через різницю температур повітряних мас. Однією з причин виникнення вітру є також обертання Землі навколо своєї осі. Зважаючи на рельєфні особливості місцевості, віддаленість від морів і океанів, пори року, сила і напрям – основні характеристики вітру – змінюються за різними законами, тому енергія вітру в кожній точці поверхні змінюється в широких межах.

Кінетична енергія вітрового потоку:

$$E = m \cdot V_0^2 / 2, \tag{3.1}$$

де m – маса повітря, що рухається, $m = \rho_{\text{пов}} \cdot F_k \cdot V_0$, кг;

V_0 – швидкість вітру, м/с.

Потужність потоку вітру на ВК (витрата кінетичної енергії в секунду):

$$N_{\text{ВК}} = E/t = 1/2 \cdot (\rho_{\text{пов}} \cdot F_k \cdot V_0^3), \text{ Вт.} \tag{3.2}$$

де $\rho_{\text{пов}}$ - густина повітря (кг/м³). При нормальному атмосферному тиску (760 мм рт.ст.) і температурі повітря 0 °С $\rho_{\text{пов}} = 1,29$ кг/м³;

F_k – площа диску (м²), що створюється в процесі обертання ВК, через котру проходить вітровий потік, $F_k = \pi R^2$, R -радіус ВК;

На кінетичну енергію потоку вітру чинять вплив такі фактори, як швидкість вітру, густина повітря. Для кожної місцевості зміна швидкості вітру за висотою (епюра швидкості вітру) має характерний вигляд, наведений на рис. 3.1. Потенціал енергії вітру за регіонами наводиться на висоті $h_0 = 10$ м від поверхні Землі. Зі збільшенням висоти швидкість вітру збільшується .

$$V_1 = V_0 \left(\frac{h_1}{h_0} \right)^k \tag{3.3}$$

де V_1 — швидкість вітру на заданій висоті;
 V_0 - швидкість вітру на відомій висоті (для метеостанцій $h_0 = 10$ м);
 h_1 — висота, на якій необхідно визначити швидкість вітру,
 k - емпіричний показник шорсткості поверхні.

Значення k в багатьох роботах приймається $k = 0,143$. У нормативних документах рекомендують $k = 0,2$. У США, для різних місць представлені значення від 0,2 до 0,26. При вимірах на різних висотах, значення k досягають 0,34. В окремих роботах для України використовується $k = 0,167$.

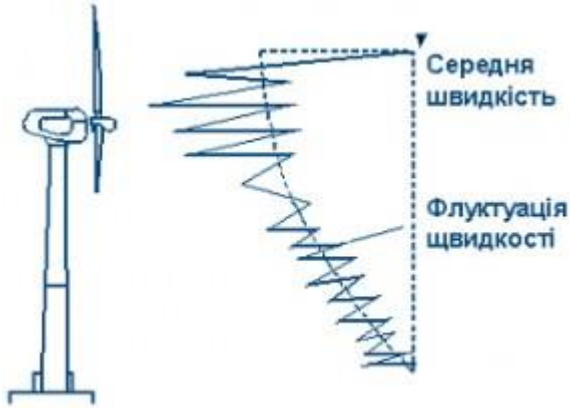


Рисунок. 3.1. - Епюра швидкості вітру

Зі зростанням швидкості вітру спостерігається зростання силового навантаження на ВК і воно може не витримувати перевантажень в умовах вітрових потоків зі швидкостями вітру більше 20 м/с. Для захисту ВК в такому випадку впроваджуються різноманітні інженерно-технологічні заходи.

Густина повітря суттєво залежить від атмосферного тиску і температури повітря. Сезонні температури повітря для України складають: взимку $t = - 5$ °С, навесні і восени $t = + 10$ °С, влітку $t = + 20$ °С. При величині атмосферного тиску, що близько до нормальної, густина повітря складає: для зимового періоду $\rho_{пов} = 1,32$ кг/м³, для літнього $\rho_{пов} = 1,21$ кг/м³, осінньо-весіннього $\rho_{пов} = 1,25$ кг/м³. За інших умов ці значення змінюються.

Відомо, що з підвищенням висоти тиск повітря падає. На невеликих висотах, які використовуються у вітроенергетиці, кожні 12

м підвищення висоти призводять до зменшення атмосферного тиску на 1 мм. рт. ст.

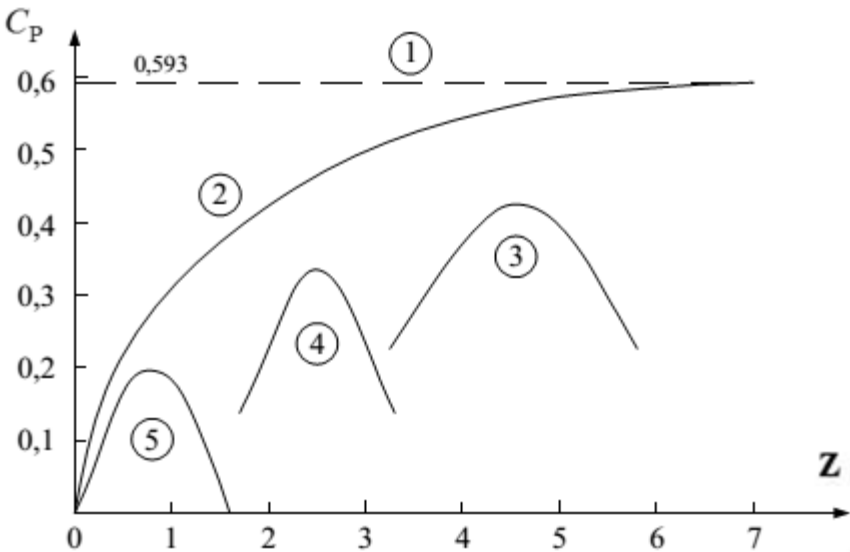
Наприклад для потужних офшорних ВЕУ, які установлюються в прибережних зонах морів з висотою осі обертання лопатей ВК 120 м, зміна тиску становитиме величину 1,32 %. Відповідно на цю ж, практично несуттєву величину, зменшиться залежна від тиску питома щільність повітря. Зміна ж температури від -25 °С до +25 °С призведе до зменшення щільності, а отже і маси повітря майже на 20 %.

Потужність ВЕУ:

$$N_{ВЕУ} = C_p \cdot N_{ВК} \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген} = 1/2 \cdot C_p \cdot \rho_{пов} \cdot F_k \cdot V_0^3 \cdot \eta_{мех} \cdot \eta_{ген}, \text{ Вт}, \quad (3.4)$$

де C_p – коефіцієнт потужності (тобто ефективність використання енергії вітрового потоку даним ВК, що залежить від конструктивних особливостей даного колеса і швидкохідності), рис. 3.2.

$\eta_{мех}, \eta_{ген}$ - механічний ККД (0,75-0,85), ККД генератора (0,9-0,97).



1 – межа Бетца; 2 – ідеальне ВК; 3 – швидкохідне ВК (ротор Дар’є 2-3 лопаті); 4 – ВК середньої швидкохідності (ротор Дар’є 4-6 лопатей); 5 – ВК низької швидкохідності (ротор Савоніуса).

Рисунок. 3.2. - Залежності коефіцієнту потужності різних типів ВК

Швидкохідність ($Z = \omega R/V_0$) означає співвідношення лінійної швидкості кінця лопаті до фактичної швидкості повітряного потоку. Кінець лопаті зазвичай рухається у площині ВК з швидкістю яка в декілька разів більша швидкості повітряного потоку.

ω , R – кутова швидкість та радіус ВК.

ВК, розміщене в потоці повітря, може у кращому випадку теоретично перетворювати в механічну енергію на його валу $16/27 = 0,593$ (критерій Бетца) потужності енергії повітряного потоку. Цей коефіцієнт можна назвати теоретичним ККД ідеального ВК. Насправді ККД нижчий і досягає для найкращих швидкохідних вітряних коліс приблизно 0,45. Для реальних конструкцій коефіцієнт сягає значень $C_p \approx 0,35 \div 0,45$.

Крім цього, на роботу ВЕУ чинять вплив і такі чинники, як вертикальний профіль повітряних потоків (зміна його швидкості з висотою в приземному шарі повітря), поривчатість вітру і його гранична швидкість. Швидкість вітру з висотою зростає, а поривчастість потоку і його прискорення зменшуються. Поривчастість потоку виражається в прискоренні потоку, тривалості поривів вітру і їх співвідношенні в різних точках робочої поверхні ВК, що омивається вітром.

При побудові ВЕУ важливо забезпечити механічну міцність при випадкових екстремальних змін швидкості вітрового потоку.

Вітроелектричні установки.

Енергію вітру найчастіше використовують для генерування електричної енергії. Основним конструктивним вузлом ВЕУ є вітроагрегат до складу якого входять ВК, мультиплікатор (підвищувальний редуктор), перетворювач і генератор. ВК під дією вітру створює обертовий момент на валу генератора. Для узгодження частоти обертання ВК і частоти мережі використовують мультиплікатор або мультиплікатор з перетворювачем частоти. Також ВЕУ комплектують системою керування роботою вітроагрегату і генератором.

Існує два основних типи ВЕУ – з вертикальною, рис. 3.3 і горизонтальною віссю обертання ВК, рис. 3.4.



**а) з ротором Савоніуса; б) з ротором Масгрува; в) з ротором Дар'є;
Рисунок. 3.3. - ВЕУ з вертикальною віссю обертання**



**а) однолопатева; б) дволопатева; в) трилопатева;
Рисунок. 3.4. - ВЕУ з горизонтальною віссю обертання**

ВЕУ з горизонтальною віссю обертання найбільш ефективні, коли потік повітря перпендикулярний площині обертання лопатей. Для забезпечення цієї умови в складі ВЕУ потрібно пристрій

автоматичного повороту вісі обертання. Зазвичай цю роль виконує крилостабілізатор або відповідна система орієнтації вітродвигуна. За геометрією вітроколеса ВЕУ з горизонтальною віссю обертання поділяють на одно-, дво-, три- і багатолопатеві. Як правило багатолопатеві агрегати працюють з низькою швидкістю обертання, проте мають великий обертовий момент, тому їх використовують в якості приводів насосів та інших виконавчих пристроїв. Більшість сучасних ВЕУ оснащують трилопатевиими ВК з горизонтальною віссю обертання, оскільки аеродинамічні втрати за умови їх використанні менші на 10 %, ніж у дволопатевиих і на 4 %, ніж у однолопатевиих ВК.

Вітродвигуни з вертикальною віссю обертання можуть працювати при будь-якому напрямку вітру без зміни свого напрямку. ВЕУ з вертикальною віссю обертання мають наступні переваги:

- відсутність системи орієнтації за напрямом вітру, оскільки ефективність роботи ВЕУ з вертикальною віссю визначається лише швидкістю вітру і не залежить від його орієнтації;

- вісь обертання ротора генератора співпадає з віссю обертання вітроколеса, тому генератор і редуктор розміщують внизу ВЕУ;

- менше навантаження на опору ВЕУ.

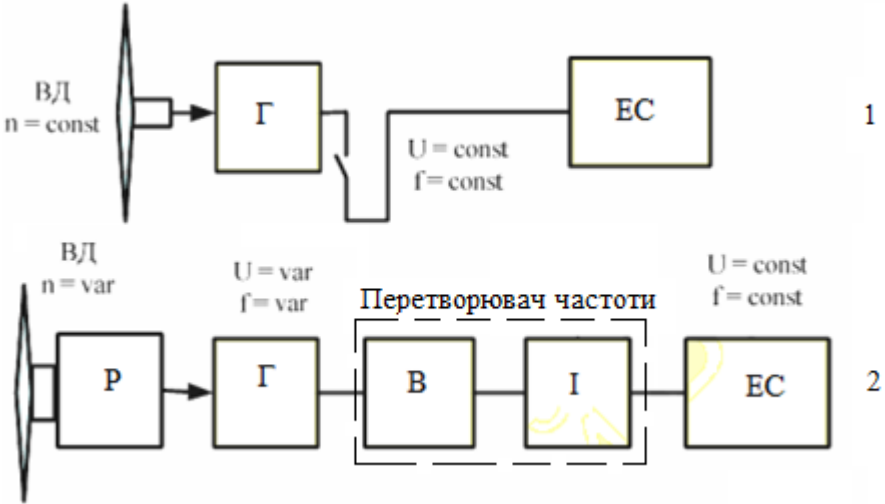
Незважаючи на ці переваги, ВЕУ з вертикальною віссю обертання не знайшли широкого застосування (ККД становить 20-30%).

Це пов'язано з тим, що ВЕУ з горизонтальною віссю обертання мають більший ККД 25-35% і меншу вартість. Трилопатеві ВК мають високу швидкість обертання, тому їх, як правило, під'єднують до електрогенераторів. Їх основним недоліком була висока стартова швидкість (4-6) м/с, у сучасних ВЕУ значення цього показника знижено до (2-3) м/с. Використання в сучасних конструкціях ВЕУ швидкохідних вітродвигунів (ВД) дозволяє виключити зі складу ветроагрегата мультиплікатор (підвищувальний редуктор) і поліпшити тим самим масо-габаритні, вартісні і експлуатаційні характеристики ВЕУ. Окремим випадком реалізації становить ВЕУ з горизонтальною віссю обертання становить ВЕУ з аеродинамічною мультиплікацією (ВЕУ АМ), в яких генератори встановлені на лопатях ВК.

Принципово можлива робота ВД в двох режимах: з постійною частотою обертання ($n = \text{const}$) і зі змінною частотою ($n = \text{var}$), рис.3.5. Робота ВД зі змінною частотою обертання ($n = \text{var}$) ефективніша, оскільки може забезпечити максимальний обсяг потужності при будь-якій швидкості вітру. Режим з постійними оборотами не може

забезпечити настільки ж ефективну роботу ВЕУ при змінній швидкості вітру. Ця обставина визначає наявність перетворювача частоти в складі енергетичного обладнання сучасних ВЕУ, якій працює, як правило, в режимі змінних оборотів.

Перетворювач частоти перетворює енергію генератора ВЕУ в електричну енергію з заданими параметрами ($U = \text{const}$, $f = \text{const}$).



**Рисунок. 3.5 – Блок схема роботи ВД в двох режимах:
1- з постійною частотою; 2- зі змінною частотою обертання,
ВД - вітродвигун, Р - редуктор, Г - генератор, В - випрямляч,
І – інвертор, ЕС – енергосистема.**

З точки зору діапазону потужностей ВЕУ можна розділити на ВЕУ, призначені для «великої» енергетики і малі ВЕУ, які перспективні для систем автономного електропостачання. Традиційна компоновка ВЕУ передбачає використання крильчатого вітроколеса з горизонтальною віссю обертання.

Слід зазначити, що найбільші успіхи вітроенергетики в світі характерні саме для великої енергетики. Це пояснюється з одного боку більш високою енергоефективністю великих вітроелектростанцій, а з іншого - обмеженістю або відсутністю децентралізованих зон електропостачання в країнах з високорозвиненою транспортною та іншою інфраструктурою.

Більш висока енергоефективність великих ВЕУ визначається вищим і стабільним енергетичним потенціалом вітру на висоті їх вежі, яка досягає 100 м и більше. Крім того, робота ВЕУ на електроенергетичну систему полегшує узгодження можливої величини (при даної швидкості вітру) електроенергії, що генерується. Наявність енергосистеми усуває необхідність в пристроях накопичення енергії і резервних енергоджерел, які необхідні для автономних вітроелектростанцій.

Мережева ВЕУ підключена до системи набагато більшої потужності, ніж сама ВЕУ та працює паралельно енергосистемою . В цьому випадку використовуються ВЕУ великих одиничних потужностей (від 1 до 10 МВт), зібраних у ВЕС. ВЕУ даного класу мають великі геометричні розміри і масу, а, отже, і напружені режими роботи механічного устаткування. Електроенергія, що виробляє ВЕУ повністю подається в енергосистему. Паралельна робота ВЕУ з енергосистемою (рис. 3.6) при змінній частоті обертання ВД ($U = var, f = var$) можлива за рахунок перетворювача частоти (випрямляч, ємність фільтра і інвертор), який віддає в мережу якісну електроенергію ($U = const, f = const$). Потужність, яку генератор віддає в мережу, залежить від обертаючого моменту двигуна і визначається силою вітру. При слабкому вітрі споживачі забезпечуються електроенергією від енергосистеми. Паралельна робота з мережею дає можливість збільшувати одиничну потужність ВЕУ, знижувати вартість електроенергії, забезпечує необхідну якість енергії і надійність електропостачання споживачів.

Блок схема мережевої ВЕУ наведено на рис. 3.6.



Рисунок. 3.6. - Блок схема мережевої ВЕУ:

1 - вітродвигун; 2 – мультиплікатор (редуктор) ; 3 – генератор змінного струму 3 - випрямляч; 5 - інвертор; 6 – мережа.

Найбільш дешевим і, можливо, безпечним типом вітрогенератора є асинхронний генератор змінного струму, підключений безпосередньо в енергосистему і введомий нею.

Для електропостачання невеликих, розосереджених споживачів потрібні автономні ВЕУ відносно малої потужності. Мінливість енергії вітру вимагає мати в складі ВЕУ накопичувач енергії, в якості якого зазвичай використовується АКБ. Сучасним рішенням конструкції генератора ВЕУ малої потужності є безредукторний багатополосний синхронний генератор з збудженням від постійних магнітів і напівпровідниковий випрямляч вихідної напруги статорної обмотки. Для стабілізації напруги, що генерується і забезпечення оптимального режиму зарядки АКБ передбачається регулятор напруги (контролер).

Отримання змінної напруги стандартних параметрів здійснюється за допомогою автономного інвертора. Вихідна напруга на навантаженні автономної ВЕУ повинна коливатися в межах 210 -230В.

Блок схема автономної ВЕУ наведено на рис. 3.7.

Автономні ВЕУ, не підключені до енергосистеми для паралельної роботи. Потужність таких ВЕУ використовується для освітлення, електроживлення маяків, засобів зв'язку та ін. і, як правило, не перевищує 5 кВт. Якщо енергія таких ВЕУ використовується для опалювання, то їх потужність може досягати 20 кВт і більше.

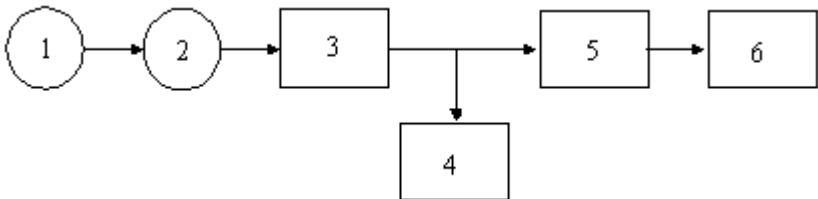


Рисунок. 3.7. - Блок схема автономної ВЕУ:

1 - вітрогенератор; 2 - генератор; 3 - випрямно-зарядний пристрій; 4 - АКБ; 5 - автономний інвертор; 6 - навантаження ВЕУ

У автономних ВЕУ використовуються електрогенератори різних типів, найчастіше багатополосні генератори з постійними магнітами, класичні синхронні генератори з нестабілізованими і стабілізованими електричними параметрами на виході, асинхронні генератори з самозбудженням або допоміжним збудженням і т.п. Вартість таких ВЕУ багато в чому залежить від вибору системи управління

електричним генератором. При простих електричних схемах напруга і частота (у разі генератора змінного струму) на виході генератора будуть нестабільними і нестандартними, проте енергія з успіхом може бути утилізована за допомогою випрямлячів, електричних акумуляторів і нагрівальних пристроїв.

Структурні схеми автономних та мережевих ВЕУ, режими їх роботи різні. При розгляді конструктивних схем розрізняють тип вітродвигуна, спосіб керування ним у робочому і пусковому режимах. По кожному із зазначених елементів необхідно зробити оптимальний вибір на основі порівняльного аналізу можливих варіантів.

Основні технічні характеристики деяких ВЕУ наведені в додатку В, табл. В.1-В.5.

Приклад. Розрахувати потужність ВЕУ з горизонтальною віссю обертання радіусом ротора R (м) при швидкості вітру V_0 , коефіцієнту потужності C_p , ККД механічного редуктора - $\eta_{\text{мех}}$; ККД генератора - $\eta_{\text{ген}}$ та щільність повітря $\rho_{\text{пов}}$ (стандартне значення для осінньо-весіннього періоду $\rho_{\text{пов}} = 1,225 \text{ кг/м}^3$);

$$R = 7 \text{ м}; V_0 = 6,4 \text{ м/с}; C_p = 0,35; \eta_{\text{мех}} = 0,75; \eta_{\text{ген}} = 0,86.$$

Рішення:

Потужність ВЕУ:

$$N_{\text{ВЕУ}} = 1/2 \cdot C_p \cdot \rho_{\text{пов}} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_0^3 \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{ген}}$$

$$N_{\text{ВЕУ}} = 0,5 \cdot 0,35 \cdot 1,225 \cdot \pi \cdot 7^2 \cdot 6,4^3 \cdot 0,75 \cdot 0,86 = 5576,98 \text{ Вт} = 5,6 \text{ кВт}$$

Запитання

1. Дайте визначення «Вітроелектрична установка»
2. Як визначити швидкість вітру на висоті h_1 ?
3. Основні типи ВЕУ.
4. Як визначити потужність ВЕУ?
5. Наведіть залежності коефіцієнту потужності різних типів ВК.

3.2. Побудова вітроелектричних установок з горизонтальною віссю обертання [3, 13,22-24].

У потужних сучасних ВЕУ з горизонтальною віссю обертання всі виконавчі пристрої розміщено у верхній частині опорної башти –

гондолі, яку закріплюють на фундаменті. Зовнішній вид ВЕУ та компоновка у гондолі показано на рис. 3.8.

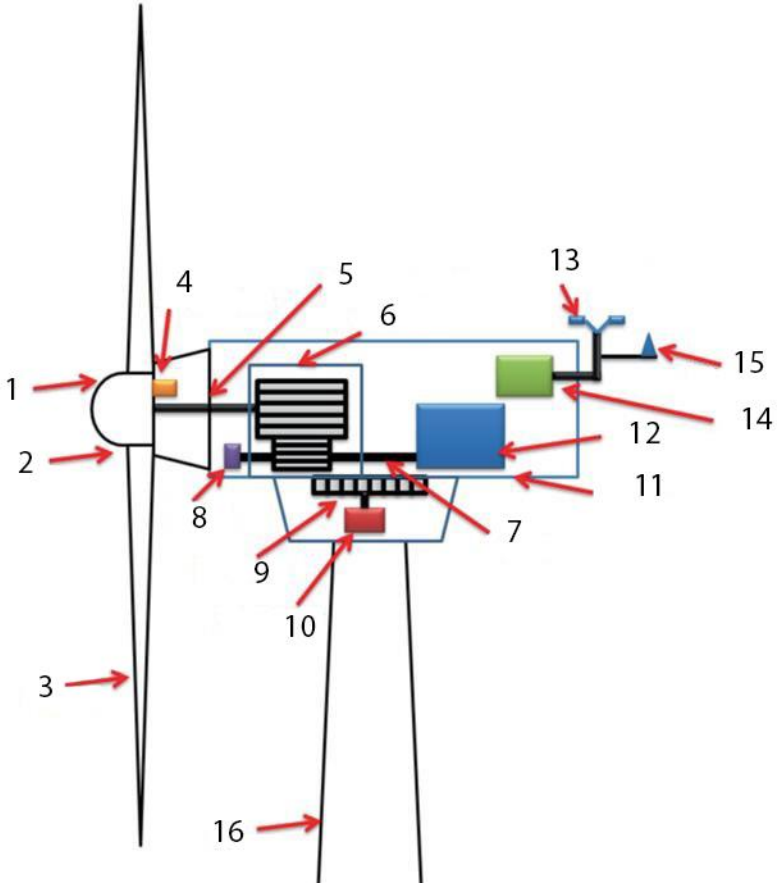


Рисунок.3.8. - Компоновка агрегатів у гондолі ВЕУ:

1 – ротор; 2 - ковпак ротора; 3 - лопаті; 4 - система зміни кута атаки лопаті; 5 – низькошвидкісний вал; 6 – мультиплікатор; 7 - високошвидкісний вал; 8 – гальмо; 9 –привод повороту гондולי; 10 – мотор повороту гондולי; 11-гондола; 12 – генератор; 13 – анемометр;14 – контролер; 15 – флюгер; 16 – вежа.

ВК установки закріплюється на горизонтальному валу, що обертається з використанням двох підшипників, змонтованих у головці вітродвигуна. Обертання ВК передається електрогенератору через механічний редуктор (мультиплікатор). Головка вітродвигуна монтується на башті, висота якої визначається з розрахунком виносу вітроколеса вище від усіх оточуючих перешкод, що можуть впливати на потоки повітря. Позаду гондоли закріплюється хвіст для встановлення ВК на вітер. Потужність вітродвигуна без регулюючого пристрою збільшується або зменшується пропорційно кубу швидкості вітру, наслідком чого є нерівномірність роботи електрогенератора. Щоб усунути цю ваду у вітродвигуні застосовано автоматичне регулювання швидкості обертання електрогенератора або використовується перетворювач частоти.

Компоновка ВЕУ складається з наступних частин:

1) ротор – система обертових аеродинамічних елементів (лопатей), що приєднані до єдиного валу, і призначена для перетворення кінетичної енергії вітру в механічну енергію обертового валу. Ротор може бути навітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку перед опорою) і підвітровим (в робочому стані розташовується відносно напрямку повітряного потоку за опорою). Ротор з лопатями або вітродвигун виконує перетворення кінетичної енергії вітру в механічну;

3) лопаті - частина ротора, яка безпосередньо контактує з повітряними масами і обертається під їх впливом. В потужних ВЕУ лопаті мають додатковий привід, який змінює кут профілю крила залежно від швидкості вітру;

4) система керування поворотом гондоли – утримує вісь ротора у напрямі повітряного потоку з найменшим відхиленням;

5,7) трансмісія – система для передачі крутного моменту від валу ротора до робочої машини;

6) мультиплікатор - підвищуючий механічний редуктор. Мультиплікатор, високошвидкісний і низькошвидкісний вали призначений для перетворення механічної енергії ротора з вихідними параметрами в механічну енергію з параметрами, необхідними для роботи генератора;

8) гальмівний пристрій (гальмо) - використовується для зупинки ротора при виникненні критичних швидкостей (вище ніж 30 м/с);

9,10) опорно- поворотний пристрій (привод та мотор повороту) - служить для повертання гондоли та ротора при змінах напрямку вітру. Даний пристрій може мати допоміжний конструктивний елемент – віндрозу, що являє собою багатолопатевий ротор для приведення в дію опорно-поворотної системи у напрямку повітряного потоку;

11) гондола – частина вітроустановки, що розташовується на вершині опори і служить для розміщення вузлів кріплення валу ротора, мультиплікатора, трансмісії та (або) інших елементів;

12) генератор - виконує перетворення механічної енергії в електричну енергію;

13) анемометр - датчик швидкості вітру;

14) контролер - пристрій управління. Запускає вітроагрегат при появі робочої швидкості вітру і відключає при великій швидкості, яка може пошкодити робочі механізми;

15) флюгер - пристрій для визначення напрямку вітру. Передає отримані дані в контролер.

16) вежа - тримає гондолу та ротор над поверхнею землі. Висота опори вибирається не тільки з умови росту швидкості вітру, але й з врахуванням умов монтажу, ремонту, обслуговування, ваги та вартості; чим вона вища, тим більше енергії вітру можуть «захопити» лопаті.

Лопаті є найбільш складним і дорогим елементом ВЕУ. Сучасні ВЕУ потужністю (від 1 до 10 МВт) мають лопаті розміром 30-60 м. Розмір лопатей обмежено граничною лінійною швидкістю їх кінців.

За кордоном проектуванням і виготовленням лопатей займаються найбільш розвинені фірми: авіаційні (Boeing), аерокосмічні, суднобудівельні. Складність виготовлення лопаті для швидкохідної ВЕУ пояснюється високими вимогами, що висуваються до лопаті: висока міцність на розривання і вигинання, відносно не висока маса, здатність працювати в широкому діапазоні температур (- 50°C...+60 °C), стійкість до обмерзання, точність форми профілю лопаті, низька шорсткість поверхні. Крім того, лопаті мають складну геометричну форму: повздожне гвинтове кручення, змінну хорду профілю за довжиною, обтічні торці лопатей і т.д. Вказаним вимогам відповідають лопаті, виконані з композитних матеріалів, склопластиків, пресованого алюмінію.

Силова трансмісія утворена валом ротора ВЕУ, встановленим в підшипниках. На першому валу встановлені лопаті, другий кінець валу

через пружну (або іншу) муфту з'єднаний з тихохідним валом мультиплікатора, що задовольняє вимогам за передавальним відношенням обертаючого моменту, швидкості обертання і т.д. Швидкохідний вал мультиплікатора через пружну муфту пов'язаний з навантаженням, для якого зазвичай використовується електрогенератор (або компресор).

ВЕУ містить гальмівний пристрій (стрічковий, дисковий або колодковий), розміщений найчастіше на швидкохідному валу мультиплікатора (або на другому вихідному кінці вала електрогенератора). Гальмівний пристрій повинен забезпечувати плавне гальмування ротора без перевантажень за моментом, що може досягатися уведенням до складу гальма пружної ланки (пружини) або дроселя у разі використання гідравлічного приводу в гальмівному пристрої. Для зменшення перевантажень за моментом, при гальмуванні роторів потужних ВЕУ часто застосовують спільно з гальмуванням валу ротора аеродинамічне гальмування поворотом лопаті.

Для орієнтації ротора на вітер використовують поворот гондоли ВЕУ відносно опори, для чого застосовують опорний підшипник, встановлений між гондолою і опорою. ВЕУ потужністю 0,1-1 кВт орієнтуються на вітер, як правило, за допомогою хвоста (флюгерного пристрою на консолі). ВЕУ більшої потужності використовують для повороту гондоли на вітер віндрозний черв'ячний механізм з додатковими одним або двома малими роторами. Коли потужність вітроустановки досягає 100 і більш кВт, то використовується електропривод (мотор-редуктор) з великим передавальним відношенням, який забезпечує низьку кутову швидкість повороту гондоли з тим, щоб понизити величину гіроскопічного моменту, що виникає на лопатях ротора. При цьому блок керування виконавчим електродвигуном пов'язується з датчиком напрямку вітру, що встановлюється на гондолі вітроустановки і є анеморумбографом з власним хвостовим пристроєм.

Генератори ВЕУ бувають різних типів, наприклад генератори постійного струму, асинхронні генератори, вентильні (синхронні) та інші. Тип генератора визначається розробником ВЕУ і вибирається з умов експлуатації, вимог до потужності і якості електричної енергії, що генерується.

Кутова швидкість обертання вітроколеса зазвичай суттєво менша ніж частота струму мережі, тому між ВК і ротором генератора встановлюють мультиплікатор. Це дозволяє суттєво зменшити масу і собівартість генератора. Передавальне число мультиплікатора залежить від співвідношення частоти обертання вітроколеса і числа пар полюсів вітрогенератора, частота якого як правило не співпадає з частотою мережі. Для підключення до неї необхідна наявність перетворювачів частоти. Передавальне число мультиплікатора знаходиться в межах 5-50. Використання мультиплікатора призводить до додаткових втрат, що суттєво впливає на ККД ВЕУ. Для приклада трьохступеневий мультиплікатор з частотою обертання 600 об./ хв. має ККД 0,95 що для потужних стає неприємним. Вартість мультиплікатора становить 12...15% вартості ВЕУ, тому триває пошук нових рішень.

Деякі виробники проектують сучасні ВЕУ з безпосереднім з'єднанням роторів вітроколеса і генератора. Для таких систем використовують швидкохідні вітроколеса і генератори з декількома парами полюсів.

Наявність перетворювача частоти дозволяє використовувати тихходні (багатополюсні) генератори без мультиплікатора, проте такі генератори мають високу вагу та собівартість. Ціна перетворювача частоти складає приблизно 20% від вартості ВЕУ. Відомо про створення генератора с потужністю 7,8 МВт (фірма Siemens), який обертається зі швидкістю ВК. Вага такого генератора сягає 250 тонн. Такі рішення мають окупність при потужностях більше 5 МВт і розміщенні в офшорних зонах де витрати на обслуговування мультиплікатора занадто зростають.

Система керування виконує такі функції:

- пуск і зупинка в нормальному режимі ВЕУ від датчика швидкості вітру;
- орієнтацію ВЕУ за напрямом вітру;
- гальмування ВК за великих швидкостей вітру (вище ніж 30м/с) та зупинка ВЕУ при аварійних режимах;
- зміна швидкості обертання (для ВЕУ з постійною або ступінчатою зміною швидкості обертання);
- включення в мережу, набір потужності та регулювання потужності;

- реєстрація та накопичення даних про швидкість вітру, потужності при виробленні електричної енергії в різних часових інтервалах: (доба, місяць, і т.п.), реєстрація та сигналізація про всі несправності; передача даних в центр управління енергосистеми;

Виконавчим механізмом системи орієнтації за напрямом вітру є електродвигун, вал якого з'єднано з системою обертання гондоли ВЕУ зубчатою передачею.

Кут повороту ВЕУ визначають за даними, отриманими від сенсорів швидкості і напрямку вітру.

Регулювання вихідної потужності здійснюють зміною швидкості обертання валу ВК залежно від швидкості вітру. Для цього застосовують два методи: зміна кута повороту лопатей (pitch-регулювання) і зрив потоку (stall-регулювання).

За умови використання pitch-регулювання змінюють кут орієнтації лопатей відносно напрямку вітру (кут атаки), що дозволяє регулювати механічну потужність на валу вітроколеса.

Stall- регулювання реалізують інакшим чином. Лінійна швидкість перерізу профілю ВК збільшується з віддаленням від осі обертання. Тому на певній відстані від центру обертання відбувається зрив потоку і підйомна сила перестає діяти на лопать, починаючи з цієї точки, лопать працює неефективно. Для забезпечення оптимального використання енергії потоку за різних швидкостей вітру, лопать закручується навколо своєї осі. Stall-регулювання забезпечує такі умови роботи ВК, що за різкого збільшення швидкості вітру, потужність на валу вітроколеса не збільшується. Цей метод ефективний для забезпечення постійної швидкості обертання вітроколеса.

Автоматична система керування приймає інформацію про стан і роботу механізмів установки, обробляє її за заданою програмою та забезпечує запускання, підтримування робочих параметрів, а також зупинку установки в аварійних ситуаціях.

При побудові конкретної установки, розробник повинен враховувати вимоги та кліматичні умови споживача, що в решті решт і впливає на кінцеву конструкцію ВЕУ.

Запитання

1.Компоновка ВЕУ з горизонтальною віссю обертання .

2. З яких функціональних частин складаються вітроелектричні установки?

- 3. Функція перетворювача частоти в ВЕУ.
- 4. Призначення мультиплікатора.
- 5. Функції системи керування ВЕУ.

3.3. Вітроелектричні установки з аеродинамічною мультиплікацією [17, 18, 20].

Принципово особливу групу ВЕУ без мультиплікатора займають ВЕУ з аеродинамічною мультиплікацією (ВЕУ АМ). При аеродинамічній мультиплікації генератори встановлюються на лопатях ВК разом з вітровими турбінами (ВТ), вісь обертання яких знаходиться в площині обертання лопатей ВК рис. 3 9.

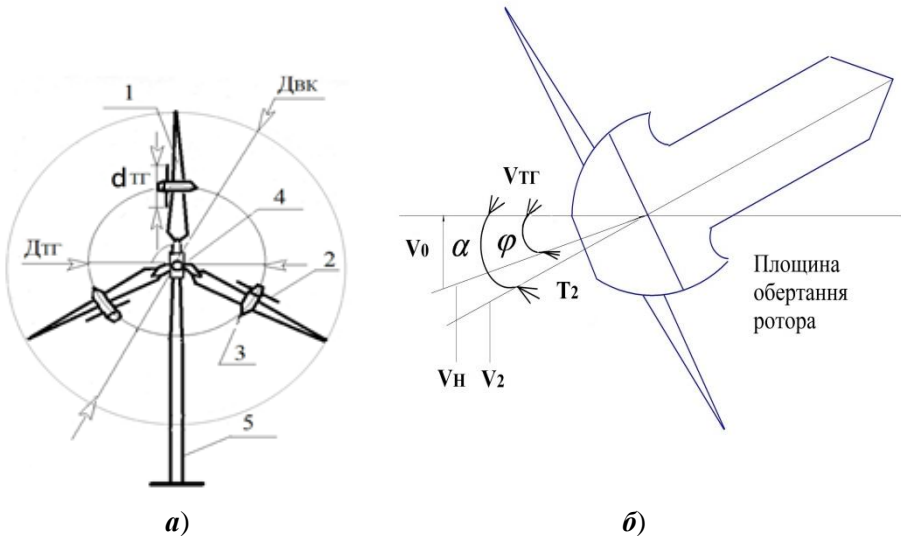


Рисунок. 3 9. - Схема турбогенераторної установки (а) та розташування вісі турбогенератора (б):
1 – лопаті основного ВК; 2 – генератори; 3 – турбіни (ВК) генераторів; 4 – гондола; 5 опора (башта)

Турбогенератори ВЕУ складаються з наступних основних частин:

- ротора (ступиця з лопатями);
- гондоли з опорно-поворотним пристроєм;
- металевої опори;
- системи генерування електричної енергії;
- системи автоматичного керування;

- системи безпеки, що забезпечує аварійне гальмування ротора при досягненні граничних значень частоти ротора, потужності що генерується, температури генераторів і інших несправностей.

Турбогенераторна ВЕУ АМ, маючи призначення для прямого підключення до мережі через її особливості (наявності 3-х індукторних генераторів), може працювати в режимі максимального відбору потужності при наявності синхронізуючої потужності, що виникає при підключенні до мережі живлення відповідної потужності. Ця особливість викликає ряд проблем, пов'язаних з роботою при малих обертах ротора (малих потоках вітру 2 ... 5 м / с).

Одна з проблем - зниження ефективності перетворення кінетичної енергії вітру в електричну. Для підвищення ефективності необхідно знижувати частоту обертання турбін генераторів, а, отже, і частоту і напругу, що вимагає установки додаткового перетворювача малої потужності для узгодження з мережею.

Постійність оборотів турбін при генеруванні енергії забезпечується за рахунок синхронізації останніх з мережею.

Зі збільшенням потужності ВЕУ виникає технічна проблема з встановленням масивного генератора на лопатях ротора, тому виникає проблема зниження ваги генератора за рахунок застосування більш високої частоти генератора, а, відповідно, необхідна установка узгоджувального перетворювача.

Крім того застосування перетворювача значно підвищить ефективність роботи ВЕУ АМ, але істотно збільшить собівартість і може знизити надійність .

На лопатях 1 (рис. 3.9) на діаметрі D_{TG} встановлені генератори 2, на валу яких встановлені турбіни 3. Лопаті 1 кріпляться до ступиці, яка з'єднана через підшипниковий вузол з гондолою 4. У гондолі розташований струмозмінач і гідросистема для повороту лопатей. Гондола має можливість орієнтуватися на вітер за рахунок електроприводів по команді системи керування.

Суть цієї схеми полягає в розташуванні генераторів на лопатях ВЕУ на відстані від 0,4 до 0,8 їх довжини від осі обертання. При цьому генератори забезпечені турбінами (вітроколесами без мультиплікатора), вісь обертання яких розташована в площині обертання основного ВК або з деяким кутом назустріч набігаючого потоку.

Це дозволяє відмовитися від механічного мультиплікатора та суттєво зменшує вартість ВЕУ. Важливою особливістю ВЕУ АМ є можливість генерувати електроенергію в мережу без перетворювача частоти при зміні швидкості вітрового потоку.

Оскільки генератори розташовані в просторі зі зрушенням 120 градусів, і при обертанні знаходяться на різній висоті, то через різні швидкості вітрового потоку по висоті, та через конструктивні особливості розташування осей турбін щодо площині вітрового колеса, на генератори впливає змінний момент.

Так як лінійна швидкість обертання турбогенераторів в 3 - 4 рази вище швидкості вітрового потоку на момент досягнення номінальної швидкості, то діаметр ВК турбогенераторів в 10 ... 15 разів менше діаметра основного ВК. Для ВЕУ потужністю 750 кВт діаметр ВК турбогенераторів становить всього 5,0 м при розташуванні турбогенераторів $D_{ТГ} \approx 0,485 D_{ВК}$. При номінальній швидкості вітру 12 м / с швидкість обертання ротора становить 31 об / хв, а швидкість потоку, що набігає на турбіни ~ 45 м / с. Швидкість обертання турбін 375 об / хв.

Застосування синхронного індукторного генератора дозволяє використовувати ВЕУ АМ для паралельної роботи з мережею.

Основні технічні характеристики ВЕУ АМ розробки ПКТБ «Конкорд» м. Дніпро наведені в додатку В, табл.В.6.

Позитивний результат застосування дослідницької ВЕУ АМ типу ТГ-750 дозволяє оптимістично оцінювати перспективу розвитку вітчизняних ВЕУ АМ.

Запитання

1. Особливості ВЕУ АМ.
2. Чому діаметр вітроколеса турбогенераторів ВЕУ АМ менше діаметра основного вітроколеса?
3. Чому на генератори впливає змінний момент ?

4. ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ДЛЯ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

4.1. Генератори вітроелектричних установок[15, 26, 27]..

Основними моментами, які мають бути розглянуті при виборі схем, пов'язаних з перетворенням енергії вітру в електричну енергію, є: вид електроенергії, що виробляється (змінна або постійна напруга), частота обертання вітродвигуна (постійна, близька до постійної або змінна), характер використання електричної енергії (застосування накопичувачів електричної енергії, зазвичай використання акумуляторних батарей або передача електроенергії в мережу змінного струму).

Генерована електрична енергія за рахунок використання енергії вітру в основному виробляється у вигляді змінної напруги постійної частоти для передачі електроенергії в мережу енергосистеми. При цьому, параметри електроенергії (амплітуда напруги, частота та ін.), що генеруються ВЕУ, повинні бути синхронізовані з відповідними параметрами електромережі. Методи отримання змінної напруги постійної частоти при змінній частоті обертання ВК ВЕУ включають дві групи.

Перша група використовує механічні пристрої, які забезпечують отримання постійної частоти обертання ротора генератора за допомогою редукторів зі змінним передаточним відношенням (варіатори). Такі пристрої не знайшли широкого застосування в ВЕУ.

Друга група використовує перетворювачі частоти. Основна тенденція використання перетворювачів частоти – використання дволанкових перетворювачів частоти, які містять випрямляч та інвертор. Напруга і частота генератора - змінні ($U = \text{var}$ та $f = \text{var}$) тому, використовуючи випрямляч та ємність фільтра отримуємо постійну напругу, а потім за допомогою інвертора постійна напруга перетворюється в змінну напругу постійної частоти ($f = \text{const}$).

По роду струму генератори для ВЕУ розділяються на: змінного (синхронні і асинхронні генератори) і постійного струму.

Різноманітність по потужності і конструкції ВЕУ породило відмінність в типах генераторів і роду застосовуваної напруги.

ВЕУ малої потужності оснащують генераторами постійного струму, які застосовують як джерела автономного живлення. В цьому варіанті користувачами електроенергії можуть бути тільки інвертори, двигуни постійного струму, нагрівні та освітлювальні пристрої. Напруга на виході генератора не постійна. Генерування постійного струму здійснюється в установках до 10 кВт. Електричні машини постійного струму мають колектор і щітковий контакт, що обмежує їх широку експлуатацію. Вони мають великий початковий момент опору і це ускладнює їх застосування в агрегатах з швидкохідними роторами.

ВЕУ середньої і великої потужності комплектують генераторами змінного струму і під'єднують до мережі.

Таким чином схеми приєднання ВЕУ до електричної мережі різняться в залежності від типу електрогенератора. На рис. 4.1 наведено найбільш розповсюджені схеми приєднання ВЕУ до електричної мережі.

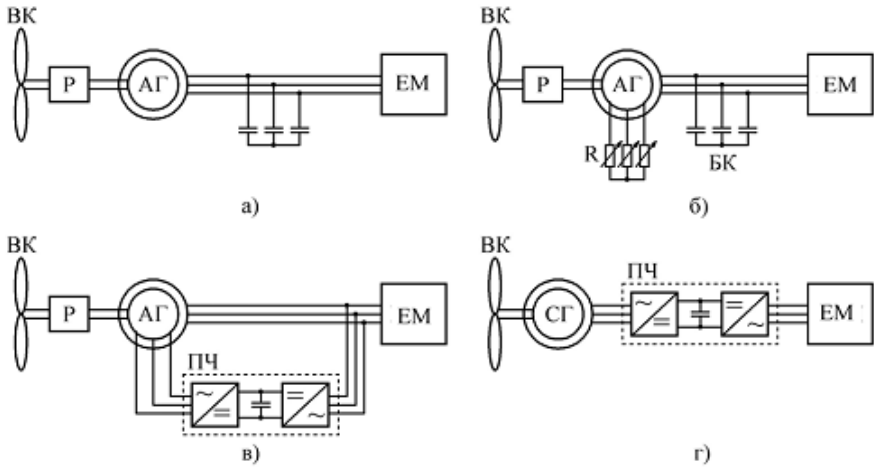


Рисунок. 4.1. - Схеми приєднання ВЕУ до електричної мережі.

- а) АГ з короткозамкненим ротором; б) АГ з фазним ротором;
- в) АГ з ПЧ, який вмикається в коло ротора; г) СГ з ПЧ.

ВК – вітроколесо; Р – редуктор (мультиплікатор);

АГ – асинхронний генератор; БК – батарея конденсаторів;

Р – змінні резистори в колі ротора АГ; ПЧ – перетворювач частоти; СГ – синхронний генератор; ЕМ – електрична мережа.

На рис. 4.1 а наведено схему приєднання ВЕУ на основі АГ з короткозамкненим ротором, що безпосередньо приєднаний до електромережі. У асинхронних машинах кутові швидкості і не рівні між собою, при цьому в генераторному режимі роботи швидкість обертання ротора більше кутової швидкості обертання магнітного поля статора. Діапазон потужності АГ, що застосовуються для ВЕУ, може складати від десятків кВт до кількох МВт. Основними перевагами даної схеми приєднання є її порівняно низька вартість, простота експлуатації та кращі масо-габаритні показники .

Робота АГ можлива тільки при умові подачі в обмотку статора реактивної потужності від батареї конденсаторів, що під'єднані до кожної фази. При активно-індуктивному навантаженні, реактивна потужність, що надходить від конденсаторів повинна покривати реактивну потужність навантаження. Така величина ємності конденсаторів значно здорожує вартість ВЕУ, що є недоліком. Для запобігання коливань напруги при зміні характеру навантаження (активне, індуктивне), слід передбачати комутацію частини конденсаторів.

Але в даних типах установок суттєво ускладнюється керування режимними параметрами (величиною напруги і частоти), що є необхідним при різкій і сильній зміні частоти обертання ВК під час поривчастого вітру, а також при різкій зміні величини електричного навантаження .

Більш досконалим є варіант застосування в ВЕУ АГ з фазним ротором змінного опору, рис. 4.1 б. ВЕУ такого типу оснащені системою керування величиною ковзання частоти обертання ротора генератора. Така система дозволяє короткочасно (на час, що необхідний для зміни кута повороту лопатей турбіни) підтримувати потужність генерації в мережу близькою до їх номінального значення при різких змінах швидкості обертання вітроколеса. Це відбувається за рахунок зміни ковзання частоти обертання ротора генератора шляхом підключення або відключення резисторів в коло обмотки ротора. Завдяки системі керування величиною ковзання, частота обертання валу АГ з фазним ротором може змінюватись в більш широкому діапазоні, ніж у випадку АГ з короткозамкненим ротором.

Завдяки відносній простоті конструкції і порівняно низькій вартості, ВЕУ із АГ з прямим приєднанням до електромережі, набули значного розповсюдження, в тому числі і на території України.

Основним недоліком АГ з короткозамкненим ротором є високий рівень споживання ним реактивної потужності для створення магнітного поля збудження, що спричиняє додаткові втрати потужності в електромережі. До того ж, висока номінальна швидкість обертання вала АГ вимагає застосування редуктора з високим коефіцієнтом редукції, що знижує надійність роботи даної установки. Окрім цього у випадку приєднання ВЕУ даного типу до електричної мережі з відносно низькою пропускнуою здатністю, в останній виникають суттєві коливання напруги при появі різких поривів вітру за рахунок недостатньої швидкодії систем зміни кута атаки лопатей вітроколеса .

Більш досконалим є варіант схеми приєднання ВЕУ до електричної мережі, рис. 4.1 в. В даній схемі система керування величиною ковзання частоти АГ реалізована на основі перетворювача частоти, який вмикається в коло ротора. При цьому статор АГ приєднаний до електромережі напряму.

Така схема дозволяє отримати стабільні параметри електроенергії на виході генератора (величину напруги і частоту) в широкому діапазоні зміни швидкості обертання вітроколеса. Однак регулювання вихідної потужності, так само залишається ускладненим. До того ж вартість такого варіанту ВЕУ є суттєво більшою, в порівнянні з вищеописаними варіантами.

Тому застосування ВЕУ з АГ не знайшли широкого застосування.

Більш перспективним видається застосування синхронних машин (кутова швидкість обертання ротора і кутова швидкість обертання магнітного поля статора рівні між собою) в якості генераторів ВЕУ, що працюють в складі енергетичної системи. Регулювання напруги в синхронних генераторах відбувається відносно легко за рахунок зміни струму збудження обмотки ротора. До того ж, синхронні генератори, на відміну від асинхронних, можуть генерувати реактивну потужність в мережу, що сприяє зменшенню втрат електроенергії.

Але такі генератори вимагають жорсткої стабілізації частоти обертання ротора генератора і, відповідно, вітроколеса. Це знижує ефективність використання енергії вітру в широкому діапазоні робочих швидкостей. За умов нестабільного поривчастого вітру значно погіршується стійкість роботи таких генераторів, під'єднаних паралельно до електромережі. Цей факт не дозволяє застосовувати схеми з прямим підключенням синхронних генераторів до електричної мережі, особливо в районах з різким і поривчастим вітром. До того ж із збільшенням встановленої потужності синхронного генератора погіршуються масо-габаритні показники ВЕУ в цілому, за рахунок збільшення маси самого генератора, мультиплікатора, вітроколеса.

Даний недолік усувається за рахунок використання тихохідних синхронних генераторів. Вал такої синхронної машини з'єднується з вітроколесом безпосередньо, тому відпадає необхідність в застосуванні мультиплікатора. Але, при цьому відповідно знижується і частота струму виробленого генератором. За таких умов пряма передача електроенергії в мережу неможлива, і тому в схемах з тихохідним синхронним генератором виникає необхідність застосування перетворювача частоти для узгодження параметрів виробленої електроенергії з параметрами мережі. Один із варіантів схем приєднання до електричної мережі ВЕУ на основі тихохідного синхронного генератора наведено на рис. 4.1 г. Таке поєднання схеми генерації енергії має більш високий ККД.

Перевагою даного підходу є те, що за рахунок використання перетворювача частоти діапазон потужності, що генерується ВЕУ, може бути значно розширений. Недоліком даної схеми є необхідність застосування перетворювача частоти з номінальною потужністю, рівною потужності синхронного генератора, що значно підвищує вартість ВЕУ.

Тихохідні генератори з постійними магнітами мають велику масу, габарити, унікальну технологію виготовлення, яка вимагає щодо чистого повітря, не містить металевого пилу як при виготовленні генератора так в процесі його експлуатації. Наприклад тихохідний генератор потужністю 9 МВт з горизонтальною віссю обертання має масу 250 т, висота вежі сягає 220 м. Велика маса генератора і лопатей обмежує висоту опорної вежі, як по механічній міцності, так і за

можливостями застосування висотних монтажних кранів збільшеної вантажопідйомності.

Зважаючи на суттєві переваги цього типу схем на основі тихохідного синхронного генератора із збудженням від постійних магнітів їх застосовують, як, в автономних ВЕУ так і в ВЕУ, які з'єднанні з мережею.

ВЕУ АМ при використанні генераторів має специфічні особливості. Генератори розташовані на лопатях ВК, частота їх обертання визначається балансом потужностей ВК і навантаження. При частоті обертання, яка забезпечує частоту напруги рівну частоті мережі генератор синхронізується з мережею. Підтримка балансу потужностей ВК, що генерується в мережу забезпечує режим автооптимізації, тобто максимальної потужності, що генерується при фактичній (змінній) швидкості вітрового потоку. Другою особливістю є те, що наявність обертового ротора вимагає безконтактного збудження генератора. При використанні СГ з постійними магнітами потрібен ПЧ або регулятор напруги.

Запитання

1. Які схеми генерування електричної енергії характерні при використанні ВЕУ малої потужності?
2. Які схеми генерування електричної енергії характерні при використанні ВЕУ середньої і великої потужності?
3. Переваги та недоліки асинхронного генератора.
4. Переваги та недоліки синхронного генератора.
5. Функція перетворювача частоти.

4.2. Накопичувачі електричної енергії [3, 7].

Мінливість генерування електричної потужності сонячних і вітрових електростанцій в багатьох випадках вимагають використання накопичувачів електричної енергії що дозволяє більш повно використовувати встановлену потужність обладнання для вироблення електроенергії і вирівнювання графіків генерації електроенергії електростанціями. Функції накопичувачів електроенергії залежить від

обсягу та режиму споживання. Накопичувачі електроенергії виконують такі функції:

- 1) вирівнювання рівня генерації енергії СЕС та ВЕС;
- 2) підвищення якості виробленої енергії шляхом згладжування коливань напруги при різких коливаннях потужності в вузлах навантаження.

За принципом дії накопичувачі електричної енергії в цілому можна розділити на три основні групи: механічні, електрохімічні і електромагнітні. Ці групи включають основні типи накопичувачів.

1. механічні накопичувачі електроенергії:

- гідроакумулятори;
- пневмоакумулятори ;
- супер маховики ;

2. електрохімічні накопичувачі електроенергії:

- акумуляторні батареї (АКБ);
- водневі накопичувачі ;
- проточні редокс-акумулятори ;
- суперконденсатори (СК);

3. електромагнітні накопичувачі електроенергії:

- індуктивні надпровідні накопичувачі.

Різні типи накопичувачів енергії дозволяють зберігати і визволяти електричну енергію в період тривалістю від декількох секунд до багатьох годин і днів. За швидкістю накопичення і віддачі енергії накопичувачі можуть бути класифіковані на короткочасної і тривалої дії. Короткочасні накопичувачі включають суперконденсатори, супермаховики і індуктивні надпровідні накопичувачі. Характерним прикладом служать стартерні АКБ автомобілів, суперконденсатори для запуску електровозів і тягачів.

Системи тривалого зберігання включають гідро- і пневмоакумулятори, АКБ, водневі накопичувачі, проточні редокс-акумулятори. Накопичувачі енергії тривалої дії затребувані при використанні поновлюваних джерел, коли пікове виробництво енергії сонячної або вітроенергетичної установки може не збігатися з піковим навантаженням споживача. В цьому випадку нестабільність надходження вітрової або сонячної енергії можуть бути компенсована енергією, запасеної в накопичувачі в період максимальної генерації .

Загальні технічні параметри технології тривалого зберігання енергії для ВЕС та СЕС наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

Порівняння накопичувачів для ВЕС та СЕС

Тип накопичувача	Ємність, МДж	ККД, %	Технологія
Гідроаккумуляування	100.....1000	70 ÷ 80	Механічна
Стиснене повітря	0,1.....1000	75 ÷ 85	Механічна
Акумуляторна батарея	0,1.....10	60 ÷ 88	Електрохімічна
Водень	0,1.....1	20 ÷ 40	Електрохімічна

Примітка: ККД накопичувача називають відношення роботи, одержуваної при повній розрядці, до роботи, витраченої при заряді.

Як видно ККД перетворення може змінюватися в широких межах в залежності від технології накопичення від 20 до 88%. Разом з тим, для вибору типу накопичувачів необхідно враховувати і інші їх параметри, такі як їх вартість, термін служби, надійність, розмір, ємність збереженої енергії та вплив на екологію. Всі ці параметри слід комплексно оцінювати стосовно до конкретного проекту енергопостачання, для якого перераховані вище параметри будуть у різному ступені важливі. Цілком можливі варіанти, коли застосування накопичувача може бути економічно недоцільно і розглядати підключення до централізованих електричних мереж.

Акумулятори.

Акумулятори – хімічні джерела електричної енергії багаторазової дії, які складаються з двох електродів (позитивного і негативного), електроліту і корпусу. Під час розряду акумулятора енергія хімічних реакцій перетворюється на електричну енергію; при зарядці, навпаки, електрична енергія перетворюється на хімічну. Заряд виконується в позапікові години, а розряд – в години піку навантаження.

Електричні акумулятори працюють тільки на постійному струмі.

Основні типи акумуляторів:

- свинцево-кислотні акумулятори;
- літій-іонні (Li-ion) та літій-полімерні (Li-pol) акумулятори;
- нікель-кадмієві (NiCd) та нікель-металогідридні (NiMH) акумулятори.

Свинцево-кислотними акумулятори - є найпоширенішими і найбільш економічними акумуляторами. Електроди занурені у електроліт, що складається з розведеної сірчаної кислоти. Напруга на електродах становить $1,8 \div 2$ В, питома енергія $25 \div 50$ Вт·ч/кг.

Існує декілька видів кислотно-свинцевих акумуляторів, які відрізняються конструктивними особливостями:

1. Акумулятори з рідким електролітом, що в свою чергу поділяють на: - з обслуговуванням; - без обслуговування (flooded type).

2. Герметизовані акумулятори з регульованими клапанами VRLA (Valve Regulated Lead Acid, в перекладі з англ. клапанно-регульовані свинцево-кислотні).

В останні роки в основному використовуються кислотно-свинцеві акумулятори VRLA, які не потребують догляду, в тому числі призначені для використання в системах автономного енергопостачання з використанням ПДЕ. До недоліків свинцевих АКБ можна віднести низьку питому енергію, високий саморозряд, виділення водню в ході заряду АКБ, також неможливість зберігання в розрядженому стані. Крім того, в них застосовується токсичний свинець. Акумулятори поділяються за технологією виготовлення на:

- акумулятори Absorptive Glas Mat (AGM);
- акумулятори Gelled Elektrolite (GEL), електроліт у вигляді гелю.

Свинцево-кислотні АКБ, які виготовлені по AGM технології, в яких електроліт замінений на скловолокно в розрізі нагадує листковий пиріг. В ньому чергуються пластини електродів і шари електроліту, щільно утримувані скловолокном і просочені бульбашками газу (кисню і водню), які беруть активну участь в ході хімічних реакцій відновлення і окислення, роблячи їх більш інтенсивними. Головною перевагою, AGM акумуляторів, є його здатність витримувати багато разів глибокі розряди, що підходить для використання в автономній електричній мережі. Серед покращених параметрів можна назвати можливість по відновлюванню зі стану глибокого розряду, надійність, механічну міцність, температурний діапазон (безперебійна робота при негативних температурах - до -30°C), стійкість до зношування, корозії та збільшення терміну служби, на третину більша питома енергоємність в порівнянні зі звичайними кислотно-свинцевими акумуляторами. Свинцево-кислотні через свою ціну залишаються поки найпопулярнішими на ринку сонячних та вітрових електростанцій.

У герметизованих акумуляторів з гелевим (GEL) електролітом замість рідкого електроліту використовують гель, який складається з суміші сірчаної кислоти H_2SO_4 і оксиду кремнію SiO_2 – силікогелю. GEL акумулятори при інших рівних умовах мають більш високий технічний ресурс, незалежність від зовнішніх факторів і герметичність, менш вибагливі до глибоких розрядів. Вони не потребують обслуговування протягом усього строку експлуатації. Такі акумулятори мають, крім того, більший ККД.

Маючи величезні плюси GEL акумулятори поки мало поширені через високу ціну. Друга технологія AGM (Absorptive Glass Mat) більш поширена на ринку через меншу в порівнянні з GEL-аналогами ціну.

Літій-іонні (Li-ion) АКБ, перевершують свинцево-кислотні практично за всіма параметрами. Поки літєві батареї, звичайно, все ще дорожче свинцевих приблизно в 2,5-3 рази, однак параметри їх набагато краще. Перш за все це - циклічний ресурс, який до 10 крат вище за свинцево-кислотні АКБ. Li має найвищий електрохімічний потенціал, тому забезпечує найвищу енергетичну ємність на одиницю маси. Li-ion АКБ компактніше і легше та дозволяють зберегти масу простору в будинку. Ці батареї мають низький саморозряд, високу навантажувальну здатність, не потребують обслуговування, не мають ефекту «пам'яті» (який має нікель-кадмієві (NiCd) акумулятори), їх виготовляють з екологічно безпечних матеріалів. Розряд силою струму (при якому АКБ віддає всю ємність), п'ятикратно перевершуючий номінальну ємність АКБ - штатний режим роботи для Li-ion АКБ.

Перспективними є літій-полімерні (Li-pol) акумулятори, які в порівнянні Li-ion акумуляторами мають більш високі питому енергію, ресурс і підвищену безпеку, але вищу ціну, ніж у Li-ion акумуляторів.

Рідше використовуються нікель-кадмієві (NiCd) акумулятори, які можуть бути затребувані з кліматичних причин (великі перепади температур) або у важких умовах експлуатації. Нікель-кадмієві акумулятори (Ni-Cd) - єдиний вид акумуляторів, які можуть зберігатися розрядженими. Для даного типу акумуляторів також характерна стійка робота при знижених ($-20^\circ C$) температурах і малий нагрів при заряді і розряді високими струмами за рахунок застосування лужного електроліту. Цей тип акумуляторів, на відміну від інших, потребує періодичного повного розрядження, якщо його не здійснювати, на електродах формуються кристали, що знижують його ємність (так званий «ефект пам'яті»).

Сучасні промислові Li-ion, NiCd акумулятори можуть служити до 20-25 років, а свинцево-кислотні до 3,5 років.

У табл. 4.2 наведені основні характеристики акумуляторів.

Таблиця 4.2.

Технічні характеристики акумуляторів

Тип акумулятора	ККД (%)	Вартість (€/кВт)	Число циклів заряд/розряд до певного розряду(%)	Діапазон робочих темп., (°C)	Питома потужність, (Вт час/кг)	Саморозряд за 1 міс. (%/місяць)
Свинцево-кислотні VRLA	72-78	50-150	200-300 (80%)	-10÷40	30-50	2-5
Li-ion	80-88	700-1000	1200 (80%)	0÷50	90-190	≤5
Ni-Cd	75-88	200-600	1500 (100%)	-40÷50	40-80	5-20

Примітка: Питома потужність - відношення потужності акумулятору до його маси. ККД акумулятора – відношення кількості електрики (в А×год), що він віддає споживачеві, розряджаючись до встановленої межі, до кількості електрики, отриманої їм при заряді.

Суперконденсатори.

Розвиток технологій вимагає розробляти і вдосконалювати накопичувальні пристрої, які можуть не тільки накопичувати велику енергію, але й швидко віддавати її в навантаження та витримувати велику кількість заряд - розрядних циклів без погіршення енергетичних характеристик. На даний час за вказаними показниками знайшли широке застосування такі нелінійні ємнісні накопичувачі електроенергії, як суперконденсатори (відомі також, як іоністори та ультраконденсатори).

У зарубіжній літературі іоністор називають скорочено EDLC, що розшифровується як Electric Double Layer Capacitor, та означає: конденсатор з подвійним електричним шаром.

Суперконденсатори (СК) – це нелінійні накопичувальні елементи займають проміжну область між акумуляторами і лінійними

конденсаторами. СК використовуються там, де потрібно передати максимальну потужність за короткий час. Сучасні СК витримують більше мільйона зарядно-розрядних циклів без руйнування внутрішньої структури, що в 500 разів більше, ніж літій-іонні акумулятори. Завдяки тому, що внутрішній електричний опір в 10-30 разів менший (і відповідно менші втрати електроенергії), ніж в акумуляторах, СК можуть реалізувати в 10-30 разів більші потужності та струми при підключенні навантаження. Ємність батареї сучасних СК може складати до $10 \cdot 10^3 \text{ Ф}$, при номінальній напрузі 2,7-4 В. Для використання СК на більш високі напруги їх з'єднують послідовно і отримують батареї СК на сотні вольт. Для надійної роботи такого складеного СК потрібно кожен окремих СК шунтувати резистором.

Порівняно з акумуляторами та звичайними лінійними конденсаторами СК мають значно вищі електродинамічні характеристики завдяки залежності їхньої ємності від напруги. Експериментальні вимірювання при заряді СК ємністю до 2600 Ф від джерела постійної напруги, підтвердили, що під час заряду СК його загальна ємність збільшується практично прямо пропорційно зростанню напруги на його клеммах, а при розряді його ємність відповідно зменшується. Така залежність ємності СК від напруги на його клеммах пояснюється тим, що вона складається з послідовно з'єднаних багатьох ємностей, які зумовлені подвійним електричним шаром зарядів на поверхні пор активованого вугілля основних електродів суперконденсаторів. Тому із зростанням напруги збільшується діелектрична проникність електроліту та зменшується товщина подвійного електричного шару СК, що призводить до майже лінійного збільшення його загальної ємності та нелінійного збільшення заряду.

СК мають наступні переваги:

- високі швидкості заряду й розряду (час заряду до 10 с);
- простота зарядного пристрою;
- стійкість до сотням тисяч циклів перезаряду в порівнянні з акумуляторами, допустимість розряду до нуля ;
- мала вага в порівнянні з електролітичними конденсаторами;
- низька токсичність матеріалів;
- висока ефективність (ккд більше 95%).
- широкий діапазон робочих температур (-40 ... + 70 $^{\circ}\text{C}$);

– тривалий термін служби.

Недоліки:

– висока вартість (в 4-5 разів більше ніж Li-ion акумулятори);

– низька робоча напруга (приблизно 2-2,5 В);

– питома енергія менша, ніж у традиційних джерел (5-10 Вт·год/кг при 190 Вт·год/кг для Li-ion акумуляторів);

– напруга залежить від ступеня зарядженості;

– високий внутрішній опір в порівнянні з традиційними конденсаторами ;

– значно більший, у порівнянні з акумуляторами саморозряд.

Водневі накопичувачі.

Ідея накопичення енергії у вигляді водню заснована на ряді положень:

- водень є унікальним енергоносієм і за рахунок процесів прямого електрохімічного перетворення енергії в електролізерах і паливних елементах він може бути використаний для акумулювання електричної енергії;

- вода є зручним проміжним компонентом системи водневого накопичення енергії тобто процес акумулювання енергії є екологічно чистим, не супроводжується виділенням токсичних речовин;

- джерела відновлюваної енергії (вітрогенератори, фотоелектричні перетворювачі і ін.) генерують надлишки електричної енергії, яка може бути переведена в водень за допомогою електролізу води, накопичена в системі зберігання водню, а потім віддана споживачеві за допомогою паливних елементів.

Сьогодні водень виробляється, в основному для технологічних цілей. Хоча світове виробництво водню становить значну цифру, він використовується як технологічний продукт для промисловості, в основному для виробництва аміачних добрив, синтетичних матеріалів, скла, металів, продуктів харчування. Водень стане ефективним енергоносієм майбутньої енергетики, коли його виробництво буде ґрунтуватися не на технології конверсії природного газу (як сьогодні), а прийме масштабний характер за рахунок використання енергії відновлюваних джерел енергії, а також використання надлишку енергії, виробленої в базовому режимі на атомних електростанціях . Необмежений потенціал відновлюваних джерел енергії (в першу чергу енергії сонця і вітру), зниження вартості технологій сонячної і вітрової

енергетики, є гарною передумовою для отримання в майбутньому дешевого водню, одержуваного за рахунок електролізу води. Таким чином, може з'явитися енергоносій, використання якого не буде приводити до викидів в атмосферу парникового газу - двоокису вуглецю (CO_2), а також токсичних продуктів, як у випадку спалювання органічного палива, таких як монооксид вуглецю (CO), оксидів азоту (NO_x), вуглеводнів (C_nH_n).

У відомих системах на основі водневого циклу для акумулювання енергії в електролізері відбувається розкладання води на водень і кисень, які зберігаються в балонах високого тиску, а потім перетворюються в електроенергію в паливному елементі. Перевага такої системи акумулювання - можливість досягнення високої енергоємності (за рахунок необмеженого в часі зберігання газів в стислому стані), а недолік - відносно низький ККД, що не перевищує 40%.

В електролізері за рахунок прямого електрохімічного розкладання води електрична енергія перетворюється в хімічну енергію запасеного водню. По виду електроліту розрізняють три основних типи електролізерів :

- з водним лужним електролітом (робоча температура до 500 К);
- з твердим полімерним електролітом (температура до 423 К);
- з твердим оксидним електролітом (робоча температура до 1300 К).

Лужний електроліз води залишається сьогодні основним методом великомасштабного виробництва електролітичного водню.

Найпоширеніший в даний час метод електролізу води заснований на реакції: електроенергія + $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$. Електроліз може здійснюватися в рідкій фазі при низькій температурі. Працюють установки низькотемпературного електролізу води потужністю до 3 МВт. Електролітичні ванни обладнані нікелевими електродами, в воду додаються солі калію. ККД процесу електролізу досягає 85%. Для широкого поширення виробництва водню електролізом необхідна дешева електроенергія, яку можна отримувати від нетрадиційних джерел, а також з ТЕС і АЕС в години провалу навантаження.

Водень є оптимальною сировиною для паливних елементів, в яких електричний струм генерується з хімічної енергії споживаних компонентів, мінаючи теплову енергію. Пряме перетворення хімічної енергії в електричну відбувається в паливних елементах без втрат, пов'язаних з необхідністю віддавати частину підведеної теплоти в

навколишнє середовище за другим законом термодинаміки, тому паливні елементи мають високий ККД. При їх роботі практично не забруднюється навколишнє середовище. За принципом дії робота паливного елемента протилежна електролізу води.

Серед зарубіжних фірм, що працюють в області лужного електролізу води можна назвати Norsk Hydro Electrolysers (Норвегія), Hydrogen Systems (Бельгія), Stuart Energy Systems (Канада), Hydrogenigs (Канада,) TeledyneInc. (США), H2 Gen Innovation Inc. та ін. Лужний генератор водню фірми «Hydrogenis» має продуктивність $60 \text{ м}^3 \cdot \text{H}_2 / \text{год}$.

Аналогічні установки і лужні електролізери, дещо іншої елементної базою виробляє фірма Norsk Hydro Electrolysers. Слід зазначити, що такі електролізних установки досить дорогі. Лужний електролізер фірми «Norsk Hydro Electrolysers» продуктивністю $60 \text{ м}^3 / \text{годину}$ коштує 400 тис. дол. США.

Розрахунок ємності і потужності АКБ.

Приклад. Розрахувати ємності АКБ для сонячної або вітрової станції при розрахунковій потужності станції $P_p=2000 \text{ Вт}$;

- напруга основної шини системи $U_{oc}=48 \text{ В}$;
- необхідний час автономної роботи АКБ $t=16 \text{ ч}$ (нічний час у грудні - місяці), з 17 години ввечері по 8 годуну зранку;
- температура середовища де встановлені АКБ $21,2 \text{ }^\circ\text{C}$.
- втрати потужності АКБ дорівнюють 15%, тобто $k_{\Delta P} = 1,15$.

Рішення: Обираємо свинцево-кислотні АКБ з гелевим електролітом (Gel).

Ємність АКБ визначається по співвідношенню (2.18):

$$C = \frac{P_{АКБ}}{k_U \cdot U_{oc}} \cdot t \cdot k_{\Delta P} \cdot k_t = \frac{0,39 \cdot 2000}{0,8 \cdot 48} \cdot 16 \cdot 1,15 \cdot 1,04 = 388,7 \text{ А} \cdot \text{год}$$

де $k=39,4\%=0,39$ (з типового добового графіка активних навантажень для зими, тому що споживання електроенергії в зимовий період - максимальне рис. Б.1, додаток Б);

$k_U = 0,8$ - допустима глибина розряду Gel акумулятора не повинна перевищувати 20-30%; $k_t= 1,04$ при температурі середовища $21,2 \text{ }^\circ\text{C}$ (табл. Г.1, додаток Г).

Мінімально необхідна ємність АКБ становить $388,7 \text{ А} \cdot \text{год}$. З огляду на, що в реальності акумулятори не працюють в розрахункових

ідеальних умовах, слід підбирати АКБ з запасом по ємності. Тобто сумарна ємність АКБ повинна бути :

$$400A \cdot \text{год} \geq 388,7 A \cdot \text{год}.$$

Для забезпечення сумарної ємності АКБ виконується послідовно-паралельне з'єднання акумуляторів стандартного ряду.

Вибираємо GEL-акумулятор (табл.Г.2, додаток Г):

GX 12-200, $U = 12\text{В}$, $C = 200 \text{ А} \cdot \text{ч}$.

Підключення акумуляторів в єдину АКБ можна виконати паралельним, послідовним або змішаним способом. Вибір залежить від необхідних вихідних показників ємності і напруги (рис. Г.1, додаток Г).

При паралельному з'єднанні: $U = \text{const}$; $C = \sum C_i$.

При послідовному з'єднанні: $C = \text{const}$; $U = \sum U_i$.

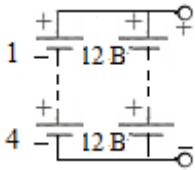


Рисунок 4.2. - З'єднання АКБ

При послідовному з'єднанні двох паралельних АКБ (рис 4.2):

$$U = 4 \times 12 = 48 \text{ В};$$

$$C = \sum C_i = 2 \times 200 = 400 \text{ А} \cdot \text{год}.$$

Параметри акумулятора наведено в табл. 4.3.

Таблиця. 4.3.

Параметри акумулятора GX 12-200

Тип акумулятора	GEL(гелевий)
Номінальна напруга, В	12
Номінальна ємність, А · год	200
Мінімальний струм заряду, А	20
Максимальний струм заряду, А	40

Вихідна потужність АКБ, вираз (2.19):

$$P_{\text{АКБ}} = 1,375 \cdot 4 \cdot 2 \cdot 40 \cdot 12 = 5280 \text{ Вт}.$$

Енергоємність АКБ :

$$W = C \cdot U_{oc} = 400 \cdot 48 = 19200 \text{ Вт} \cdot \text{год} = 19,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

$C=400$ А·год ємність двох паралельних акумуляторів GX 12-200;
 $U_{oc} = 48$ В напруга основної шини станції (послідовне з'єднання 4-х акумуляторів GX 12-200).

Запитання

1. Назвіть типи АКБ, які відносяться до електрохімічних накопичувачів електроенергії.
2. Дайте визначення «Питома потужність АКБ».
3. Переваги та недоліки СК.
4. Накопичення енергії у вигляді водню.
5. Основні типи електролізерів по виду електроліта.

4.3. Напівпровідникові перетворювачі для поновлюваних джерел енергії [20, 21, 28].

Розвиток поновлюваних джерел енергії (ПДЕ) привів до створення типових технічних рішень перетворювачів, що сприяло підвищенню ефективності та зниженню собівартості напівпровідникових перетворювачів. Перетворювач дозволяє узгодити параметри електричної енергії первинного джерела (сонячних панелей, вітроелектричних установок) з електричною мережею при широкому діапазоні зміни швидкості вітру та сонячної інтенсивності.

Мережеві СЕС обладнані напівпровідниковими перетворювачами від ланцюга постійного струму (імпульсні перетворювачі підвищувочого типу, інвертори) для забезпечення електроенергією змінною напругою. Найчастіше мережеві ВЕС обладнані напівпровідниковими перетворювачами частоти з ланкою постійного струму для забезпечення якості електроенергії при змінній швидкості вітру. Використання напівпровідникових перетворювачів зі складним алгоритмом керування дозволяє, з одного боку, забезпечити необхідні параметри якості електроенергії у точці підключення станції та підвищити керованість системи загалом, а з іншого – зменшує надійність системи.

Особливості перетворювачів для сонячних станцій. Оскільки більшість електричних станцій призначені для постачання енергії в мережі змінного струму, для фотомодулів з виходом постійного струму, наявність перетворювача (інвертора) є обов'язковою. Сонячні системи великої потужності (500 кВт і вище – до десятків мегават) характеризуються використанням інверторів, потужність яких рідко перевищує 500 кВт. Інвертори потужністю 1-2 МВт являють собою збірку інверторів меншої потужності. Інвертори СЕС зазвичай є дворівневими та використовують мостову схему. Максимальна напруга на вході інвертора зазвичай становить до 1 кВ, у разі послідовно з'єднаних панелей вихідна напруга у точці максимальної потужності (ТМП) менша 800-1000 В, що не дає змоги здійснити пряме підключення до мережевого інвертора та потребує використання спеціальних імпульсних перетворювачів підвищуючого типу (boost-перетворювач). Використання великої кількості фотомодулів, підключених до одного інвертора, підвищує вимоги до пошуку ТМП на характеристиці потужності фотомодуля.

Особливості перетворювачів для ВЕУ. Перетворювачі для ВЕУ мають структуру перетворювачів частоти з ланкою постійного струму.

За функціональним призначенням широко використовується наступні перетворювачі:

- випрямлячі на некерованих приладах (діодах);
- активні випрямлячі (АВ) на базі IGBT- транзисторів;
- інвертори на базі IGBT- транзисторів;
- імпульсні перетворювачі підвищуючого і понижувального типу.

Перетворювачі для ВЕУ характеризуються великою потужністю (понад 1-3 МВт), високою вхідною напругою (понад 1 кВ) і часто багаторівневою структурою. Перетворювачі середніх потужностей (100 кВт) будуються за мостовою дворівневою схемою.

В процесі експлуатації СЕС та ВЕУ малої та середньої потужності досить часто виникає ситуація, коли постійна напруга від фотомодулів, акумуляторної батареї, некерованого випрямляча, генератору постійного струму ВЕУ є недостатньою для нормального функціонування системи живлення змінного струму (220 В або 380 В), що значно перевищує постійну напругу, яку може забезпечити сонячні панелі, генератори ВЕУ, АКБ (12, 24, 48, та ін.). Тому для підвищення і стабілізації постійної напруги використовують імпульсні перетворювачі напруги підвищуючого типу (ППН), рис.4.3 або АВ .

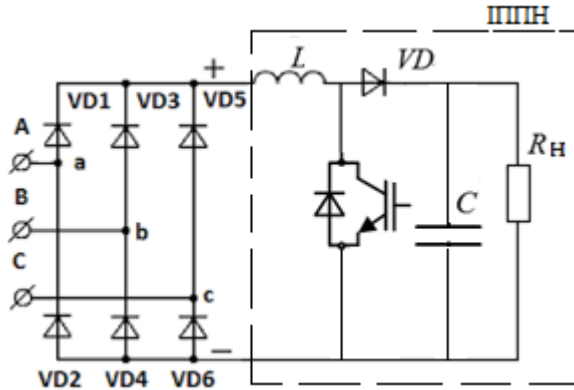


Рисунок 4.3. - Схема некерованого випрямляча з ІППН.

Стабілізація напруги в схемі з некерованим випрямлячем з ІППН полягає в використанні накопиченої енергії в індуктивності фази генератора і доданої індуктивності (при необхідності) дроселя L . Схема заміщення некерованого випрямляча з ІППН має вигляд рис.4.4.

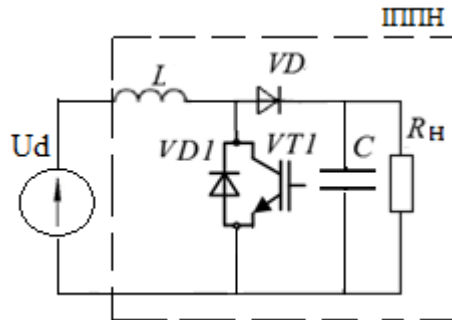


Рисунок 4.4. - Схема заміщення некерованого випрямляча з ІППН.

Силовa частина ІППН складається з ключа (транзистора VT_1), ввімкненого паралельно навантаженню R_n . Коли транзистор VT_1 закритий, напруга джерела живлення прикладена через діод VD до навантаження. При перемиканні транзистора VT_1 з визначеним коефіцієнтом шпаруватості в момент, коли він відкритий, вся напруга джерела U_d прикладається до дроселя L і в ньому накопичується енергія. Конденсатор C при цьому розряджається на навантаження. Розрядці конденсатора C через транзистор VT заважає діод VD_1 . При

закритті транзистора VT_1 струм дроселя L , який підтримується ЕРС самоіндукції дроселя L , тече через діод VD , навантаження R_n та конденсатор C , віддаючи енергію, що накопичилась у період відкритого стану транзистора VT_1 . ІППН повинен забезпечувати передачу навантаженню потрібної потужності, індуктивність в фазі накопичення енергії повинна «запасати» її стільки, скільки потрібно на підтримання значень вихідних струму та напруги. Вихідний конденсатор C визначає величину пульсацій вихідної напруги перетворювача.

Для розрахунку параметрів ІППН, використовують рис.4.3, де:

U_d – напруга в ланці випрямлення;

L – індуктивність, як правило дорівнює до індуктивності проводів, що мають значну довжину, що характерно для СЕС. При необхідності встановлюється дросель з індуктивністю ($L_{др}$). Сумарна індуктивність: $L = L_{пр.} + L_{др}$;

C – ємність конденсатора.

Параметри L, C вибираються з співвідношень:

$$L = \frac{\gamma \cdot U_H (1 - \gamma)}{\Delta I_L \cdot 2 f_M}; \quad C = \frac{\gamma \cdot U_H}{\Delta U_H \cdot f_M}; \quad (4.1)$$

f_M – частота модуляції;

$\Delta I_L \approx 0,05 I_H$;

γ - коефіцієнт шпаруватості, рівний відношенню тривалості включеного стану до періоду повторюваності T ;

Коефіцієнт передачі ідеального ІППН визначається співвідношенням:

$$K = \frac{U_{вих}}{U_{вх}} = \frac{1}{1 - \gamma}, \quad (4.2)$$

де $U_{вих}, U_{вх}$ – середня напруга на виході і вході ІППН;

Схема (рис.4.3) має більш простий алгоритм порівняно зі схемою з АВ :

- немає необхідності в вузлі синхронізації вхідної напруги з робочою напругою керування ключів та зменшена кількість ключів.

Якщо коефіцієнта посилення недостатньо, то застосовують схему, рис. 4.5. Ця схема дозволяє підвищити напругу в 2 рази. Підвищення

напруги ланки постійного струму призводить до покращення ККД перетворювання енергії в ВЕУ.

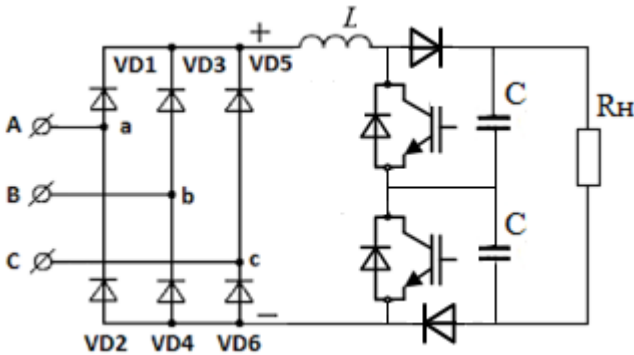


Рисунок 4.5.- Схема некерваного випрямляча з ІППН і подвоєнням напруги.

Найбільш складними перетворювачами є перетворювачі частоти (ПЧ) для ВЕУ. До складу ПЧ входять вхідна та вихідна ланка. Вхідна ланка може складатися з випрямляча (В) та ІППН або активного випрямляча (АВ) з вхідним фільтром. Вихідна ланка - мережевий інвертор з L-С фільтром.

Випрямляч (В) з ІППН та АВ призначені для стабілізації випрямленої DC - напруги при зміні AC- напруги і частоти генератора (при зміні частоти обертання вітрового колеса і зміні швидкості вітрового потоку), забезпечуючи максимальну віддачу потужності для вихідного (мережевого) інвертора.

Сучасна ВЕУ великої потужності (1МВт і більше) містить вхідний (генераторний) випрямляч, що виконує функцію АВ. Реалізація функції АВ відбувається зміною алгоритму керування.

Як правило, для побудови перетворювача потужністю близько 1 МВт використовується паралельне з'єднання декількох стандартних модулів IGBT, що мають найкраще поєднання технічних і економічних параметрів. Застосування ВЕУ з декількома генераторами або генераторними обмотками спрощує завдання, оскільки при цьому перетворення енергії може здійснюватися незалежними каналами меншої потужності.

ККД сучасної ВЕУ з трьома генераторами і трьома незалежними каналами перетворення (рис.4.6), що включає генератор з dU/dt -фільтром, АВ, ланку постійного струму, вихідний інвертор, вихідний синусоїдальний (L-C) фільтр, знаходиться в діапазоні 96-97%. L-C фільтр, як правило Т-подібний, забезпечує необхідне значення коефіцієнта гармонік та коефіцієнта спотворення напруги.

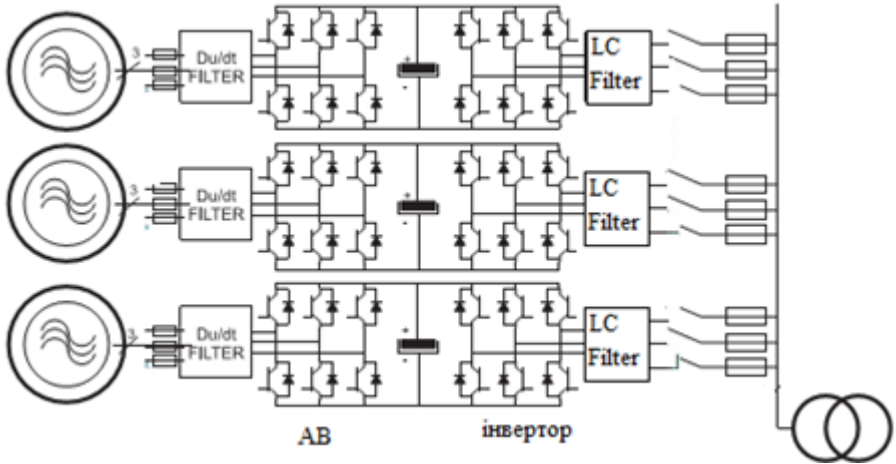


Рисунок 4.6.- Блок схема сучасної ВЕУ з трьома генераторами і трьома незалежними каналами перетворення

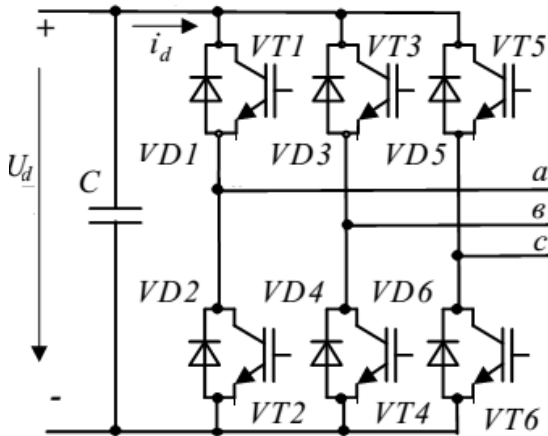
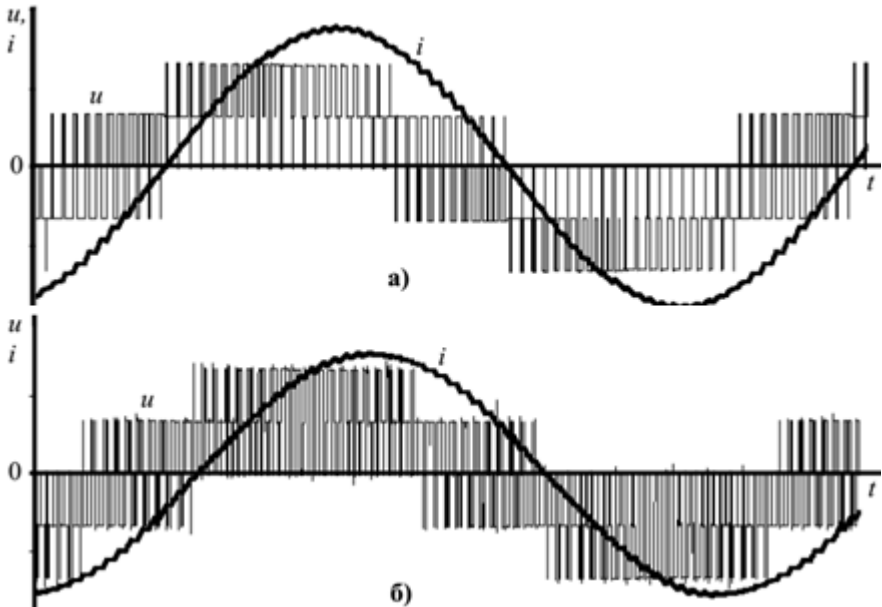


Рисунок 4.7. – Схема трифазного інвертора.

Перетворення постійної напруги в змінну здійснюється вихідними інверторами: однофазними, трифазними або багатофазні інверторами, як правило виконаних на IGBT транзисторах. Схему трифазного інвертора представлено на рис.4.7.

В інверторі для перетворення постійної напруги в змінну як правило використовується синусоїдальна широтно-імпульсна модуляція (ШІМ). При формуванні синусоїдальної форми основної гармоніки вихідної напруги частота і напруга повинні бути синхронізовані з мережею.

Метод синусоїдальної ШІМ - модуляції (*Sinusoidal Pulse Width Modulation SPWM*) здійснюється незалежним керуванням на заданій частоті модуляції (f_M) ключами плечей інвертора (рис. 4.7) таким чином, що в середніх точках кожного плеча формуються синусоїдальні напруги, зсунуті одна відносно другої на 120° .



**Рисунок 4.8. – Діаграми фазної напруги і струму:
а) векторної ШІМ; б) синусоїдальної ШІМ.**

При цьому верхній і нижній ключі завжди перемикаються в протифазі і максимальна амплітуда постійної складової вихідного сигналу дорівнює половині напруги у колі постійного струму $U_d/2$, відповідно лінійна напруга на виході ($U_{л\text{ вих}}$) не перевищує $0,612U_d$: Наприклад, при вихідній напрузі 380 В в колі постійного струму треба мати $U_d = 380/0,612=621$ В. Цей недолік можна компенсувати використанням векторної ШІМ (*Space Vector Pulse Width Modulation*) $U_{л\text{ вих}}=0,707U_d$. Приклад діаграми фазної напруги і струму при частоті модуляції $f_M= 3000$ Гц (вихідна частота – $f_2=50$ Гц) наведено на рис.4.8. При відсутності ШІМ – модуляції $U_{л\text{ вих}}=0,78U_d$, вихідна напруга має прямокутну форму, що потребує більшого синусоїдального фільтра.

На рис. 4. 9 представлена функціональна схема ПЧ з трьома каналами для ВЕУ АМ. Зазначена схема використовується для ВЕУ АМ типу ТГ- 1000 з ПЧ типу МПЧ- 066 418 50 УХЛ (НДІ «Перетворювач» м. Запоріжжя).

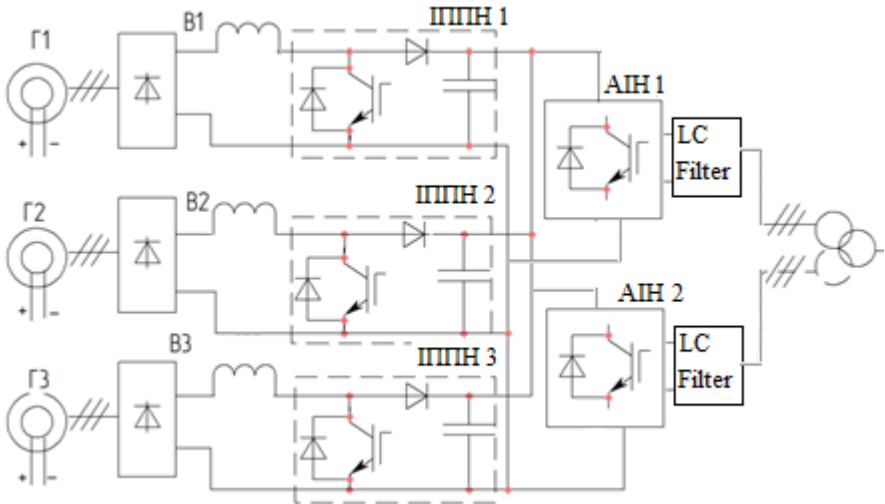


Рисунок 4.9. - Функціональна схема ПЧ для ВЕУ АМ: з паралельним включенням випрямлячів (В) з ІПН та АІН

ПЧ має три канали діодних випрямлячів з ІПН і два трирівневіх автономних інвертора напруги (АІН). Інвертор напруги має вбудований

контролер, який регулює відбір потужності та стабілізує струм та напругу. Кожен з інверторів має власну плату керування, всі вони працюють від одного ШІМ - контролера.

Трирівневі інвертори, вихідна напруга яких має ступеневу форму і апроксимує синусоїду дозволяють на відміну від дворівневих інверторів з ШІМ:

– поліпшити гармонійний склад вихідної напруги при значно меншій частоті перемикачів ключів схеми;

– зменшити напругу ключів схеми перетворювача, що важливо для перетворювачів із підвищеною напругою;

– зменшити $du_{\text{ВИХ}}/dt$.

ПЧ поновлюваних джерел енергії, таких як ВЕУ або СЕС, повинні здійснювати керування активною і реактивною потужністю.

Вибір типу і потужності інвертора для сонячної станції.

Приклад. Розрахувати потужність інвертора та обрати тип інвертора для сонячної станції. Розрахункова потужність навантаження станції $P_p=3000$ Вт; напруга основної шини живлення $U=48$ В. Існує можливість підключення до загальної мережі.

Рішення:

Так як існує можливість підключення до загальної мережі то обираємо гібридний інвертор.

Для вибору інвертора розрахуємо пікову (максимальну) потужність навантаження станції $P_{\text{макс.наван.}}$:

$$P_{\text{макс.наван.}} = P_p \cdot 1,3 = 3000 \cdot 1,3 = 3,9 \text{ кВт}$$

Вибираємо гібридний інвертор (табл.Г.3, додаток Г) Quattro 48/5000/70-100/100, користуючись виразами (2.20-2.22):

$$48\text{В} = 48 \text{ В}$$

$$4 \text{ кВт} > 3 \text{ кВт}$$

$$1,5 \cdot 4 > 3,9 \text{ кВт} \text{ або } 6 > 3,9 \text{ кВт}$$

Характеристики обраного інвертора наведено в табл. 4.5.

Таблиця 4.5.

Параметри інвертора типу Quattro 48/5000/70-100/100

Номинальна потужність		ККД, %	U _{вх} /U _{вих} , В	Максимальна потужність, Вт
P _{ном} , Вт	S _{ном} , ВА			
4000	5000	95	48/220	6000

Вибір типу і потужності контролера для сонячної станції .

Приклад. Розрахувати потужність контролера та обрати його тип для автономної сонячної станції. Встановлена потужність станції:

$P_{\text{вст.}} = 5 \text{ кВт} = 5000 \text{ Вт}$. Максимальний струм заряду АКБ $I_{\text{max.АКБ}} = 40 \text{ А}$

Рішення.

Обираємо контролер за виразами (2.23,2.25,2.26) з табл. Г.4, додаток Г. Виходячи з величини встановленої потужності станції вибираємо кількість 2 шт контролерів типу SM60 60А 48V, характеристики якого представлені у табл. 4.6.

$$48\text{В} = 48 \text{ В}$$

$$60\text{А} > 40 \text{ А}$$

$$2 \cdot 2880\text{Вт} \geq 5000\text{Вт}$$

$$\text{або } 5760 \text{ Вт} \geq 5000\text{Вт}.$$

Таблиця 4.6.

Параметри контролера SM60 60А 48V

Алгоритм заряду	PWM (ШИМ)
Напруга системи, В	48
Максимальний струм на вході, А	60
Напруга на вході, В	-
Тип акумулятора	GX 12-200
Максимальна потужність сонячної панелі, Вт	-2880 Вт (48В)

Запитання

1. Назвіть типи перетворювачів для СЕС або ВЕУ.
2. Принцип роботи схеми некерованого випрямляча з ІППН.
3. Як працює інвертор на базі IGBT .
4. Призначення вихідного L-C фільтру.
5. Метод синусоїдальної ШІМ – модуляції.

5.ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГЕТИКА

5.1. Методи використання геотермальної енергії [1, 5, 14].

Геотермальна енергія – одна із поширених альтернативних джерел енергії. Принцип використання геотермальної енергії полягає в добуванні внутрішнього тепла з глибини земної кори. Найбільш просто цей принцип реалізується за допомогою використання енергії геотермальних вод.

Тепло землі використовується за двома напрямками:

- виробництво електроенергії;
- виробництво теплової енергії.

Використання термальних вод для виробництва електроенергії ґрунтується на ідеї виключення із загального ланцюга ТЕС котельної установки. Розвиток технологій геотермальної енергетики призводить до поступового розширення електроенергетичних і теплотехнічних можливостей перетворення термальних вод у бік пониження їх температури.

Геотермальні електростанції (ГеоТЕС) отримують тепло Землі шляхом буріння парових або водяних свердловин. Енергію пари або води використовують в генераторі турбіни, де виробляється електроенергія. Далі рідина охолоджується за допомогою конденсатора і повертається у землю.

ГеоТЕС доцільно споруджувати, якщо температура геотермальної води або пари не нижче 100°C. Високотемпературні геотермальні ресурси обмежені і в основному зустрічаються в місцях молодого вулканізму і розломів земної кори. ГеоТЕС в вулканічних районах базуються на родовищах пароводяної суміші, що видобувається з природних підземних тріщинних колекторів з глибини 0,5-3 км. Найбільш проста і дешева геотермальна енергоустановка є паротурбінна установка з протитиском. У турбіні з протитиском пара розширюється до тиску, більшого за атмосферний тиск.

Природний пар зі свердловини подається прямо в турбіну з подальшим виходом в атмосферу або в пристрої, де вловлюють хімічні речовини. В турбіну з протитиском можна подавати вторинний пар або пар, що отримується з сепаратора. За цією схемою електростанція

працює без конденсаторів, тому вона більш проста і дешевша. Ця схема може стати найвигіднішою для тих районів, де є достатні запаси природного пара.

Згідно з типологією Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), розрізняють 5 типів джерел геотермальної енергії:

- суха пара;
- волога пара (гаряча вода + пара);
- геотермальні води (гаряча вода або пара + вода);
- сухі гарячі кам'яні породи, розігріті магмою;
- магма.

Існує три методи перетворення геотермальної енергії в електроенергію, і відповідно ГеоТЕС можна розділити на три основні типи.

На рис. 5.1. наведені принципові теплові схеми ГеоТЕС, які залежать від якості геотермального теплоносія (температури, змісту пара, мінералізації і т.п.).

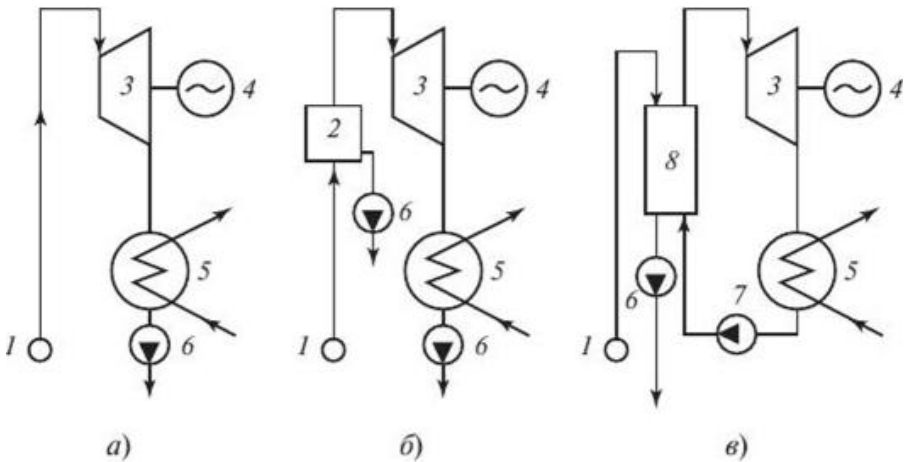


Рисунок 5.1. - Типи теплових схем ГеоТЕС:

**а - з прямим; б - з непрямим ;в - з бінарним методом;
 1 - геотермальна свердловина; 2 - сепаратор; 3 - турбіна; 4 - генератор; 5 - конденсатор; 6- нагнітальний насос; 7 - циркуляційний насос другого контуру; 8 - блок теплообмінників для нагріву, випаровування і перегріву робочого агента**

У промисловості найбільш поширений є **прямий метод**, який передбачає використання сухої пари, що надходить зі свердловини, та подається на парову турбіну. Відпрацьований в турбіні пар, випускається з конденсатора в підземний бак. Цій метод використовується там, де є відповідне джерело пара.

Якщо з наявної свердловини б'є не пара, а пароводяні суміші з температурою близько 170°- 180°С, то використовується ГеоТЕС з непрямим методом.

Непрямий метод подібний прямому, але перед попаданням в труби пар очищають від газів, що викликають руйнування труб. Цій метод найбільш вигідний там, де природний пар має високу температуру і великий вміст газів. Температура водяної пари нижча температури, ніж у сухих парових установок. Перед турбіною сепаратор буде відокремлювати пар від води - пар відправиться в турбіну, а гаряча вода повертається в свердловину, або може використовуватися для опалення.

Вартість цих систем збільшується через більш складні механізми, проте вони все ще можуть конкурувати зі звичайними джерелами живлення.

Якщо температура води з-під землі становить менше 100 ° С на економічно прийнятній глибині, використовується станція з бінарним методом.

Змішаний (бінарний) метод – використання геотермальної теплоти, яка передається вторинній рідині (наприклад фреону або ізобутану) і реалізується за класичним циклом Ренкіна.

Електростанція з бінарним циклом ґрунтується на двох замкнених циклах - один для геотермальної води, другий - для робочої рідини чи газу з низькою температурою кипіння (Фреон R-22—хлордифторметан ($t_{\text{кип}} = -40,8 \text{ } ^\circ\text{C}$)).

Робоча рідина, нагріта геотермальною водою, перетворюється на пару, яка надходить у теплообмінник та використовується для обертання турбіни. Оскільки обидва контури замкнені, немає практично ніяких викидів, крім водяної пари, що робить систему екологічно чистою. Робоча рідина випаровується при більш низькій температурі, ніж вода, тому бінарні станції працюють при значно нижчих температурах, ніж інші типи геотермальних станцій (100-190°С). А оскільки джерела геотермальної води з температурою

нижчою за 190°C найбільш поширені, то в майбутньому цій тип станцій матиме перевагу.

ГеоТЕС в принципі поки не можуть зрівнятися з виробленням електроенергії ГЕС, АЕС і ТЕС. Навіть при бурінні великої кількості свердловин потік пара все одно буде невеликий, а виробленої електроенергії вистачить лише для невеликих населених пунктів.

До числа відмінних рис геотермальної енергетики відноситься високий коефіцієнт використання встановленої потужності - 70,5% в середньому по світу.

Запитання

1. Методи перетворення геотермальної енергії в електроенергію.
2. Прямий метод.
3. Непрямий метод.
4. Бінарний метод .
5. Яка відмінна риса геотермальної енергетики.

5.2. Теплові насоси [5, 19].

Як показує досвід, теплові насоси є одним з найперспективніших видів обладнання для створення систем тепло- й холодопостачання завдяки можливості використання теплоти навколишнього середовища. Як джерело вони використовують природну відновлювану низькопотенційну теплову енергію навколишнього середовища: води, повітря, ґрунту, стічних вод, температура яких перебуває в межах від 4 до 12 °С.

Основа роботи теплового насосу.

Тепловий насос – пристрій для перетворення низькотемпературної енергії природних джерел (водойм, підземних вод) у високотемпературну енергію, яку можна використовувати для систем опалення і системи гарячого водопостачання.

В основі роботи теплового насоса (ТН) лежить зворотний термодинамічний цикл (зворотний цикл Карно), де на відміну від прямого термодинамічного циклу (прямого циклу Карно) процес протікає в зворотному напрямку: проти годинникової стрілки.

Прямий термодинамічний цикл – термодинамічний цикл, в якому до системи підводять теплову енергію за вищої температури, а відводять теплову енергію за нижчої температури, різниця теплових енергій використовується на виконання роботи.

Зворотний термодинамічний цикл – термодинамічний цикл, в якому до системи підводять теплову енергію за нижчої температури, а відводять теплову енергію за вищої температури, різниця цих теплових енергій дорівнює витраченій на це роботі (для ТН - витрати електричної енергії на роботу компресора, циркуляційних насосів і ін.). У зворотному циклі Карно природне середовище (грунт, водойми, повітря) виступає в ролі низькотемпературного джерела теплової енергії.

Робота ТН схожа на роботу холодильної машини. Однак, якщо в холодильній машині основною метою є виробництво холоду на основі прямого термодинамічного циклу, то в ТН – виробництво тепла для споживача.

Особливістю роботи ТН є те, що кількість витраченої енергії на його роботу в декілька разів менша ніж кількість отриманої теплової енергії. Тому ТН є одним з найефективніших пристроїв опалення і кондиціонування.

Теплові насоси можуть бути класифіковані за низкою ознак, головною з яких, є принцип дії. За цією ознакою розрізняють:

- парокompресорні ;
- абсорбційні;
- термоелектричні.

На сьогодні найпоширеніші парокompресорні ТН.

ТН поділяють за видом робочого агента: (фреонові, аміачні, повітряні та ін.) і за типом теплоносіїв, які віддають і сприймають теплоту (вода-вода, вода-повітря; повітря-вода, повітря-повітря; грунт-вода, грунт-повітря).

За джерелом низькопотенційної енергії ТН поділяють на ті, що використовують теплоту ґрунту, води, повітря.

У деяких випадках ТН класифікують за типом привода: (електропривод, двигуни внутрішнього згоряння; турбопривод).

За призначенням: опалення; опалення і кондиціонування; гаряче водопостачання (ГВП).

За типом зовнішнього контуру: розімкнений або замкнений.

Оптимізація енергоефективності під час застосування ТН привела до виділення ще однієї важливої ознаки – валентності режиму теплового насоса в загальній схемі тепlopостачання: (моновалентні – лише тепловий насос або бівалентні – з додатковим джерелом теплоти). До складу бівалентних систем входить додатковий пристрій обігріву (котел, електрообігрівач), який працює лише за пікових навантажень. У бівалентних системах ТН розраховують не на пікову, а на таку, за якої не потрібно вмикати додатковий обігрівач за середньої зимової температури. У такій системі ТН працює протягом всього сезону, а обігрівач лише (20-30) % часу. Використання бівалентних систем дозволяє зменшити вартість системи опалення в цілому.

Принцип роботи теплового насосу.

Для того, щоб зрозуміти принцип роботи теплового насоса його пристрій можна розділити на 4 основні елементи (рис. 5.2):

- компресор, який стискає холодоагент для підвищення його тиску і температури;
- дросель (терморозширювальний клапан) - терморегулюючий вентиль, який різко знижує тиск холодоагенту.
- випарувач - теплообмінник, в якому холодоагент з низькою температурою поглинає тепло від навколишнього середовища.
- конденсатор - теплообмінник, в якому вже гарячий холодоагент після стиснення передає тепло в робочу середу опалювального контуру.

Відповідно до рис. 5.2 ТН парокомпресійного типу складається з трьох взаємозв'язаних систем (*I*, *II*, *III*). Система *I* забезпечує подавання енергії джерела низькопотенційної теплоти до випарувача ТН. У випарувачу за рахунок теплообміну між водою і робочою речовиною (холодоагентом) вода охолоджується і скидається у свердловину. Надійнішим і довговічнішим джерелом низькопотенційної теплоти (ДНТ) є ґрунт, оскільки на глибині 15 м й глибше температура в різні часи року постійна: 8 – 10°C залежно від його складу. У ґрунтовому зонді, який є зовнішнім контуром системи, циркулює рідина (вода). В результаті циркуляції рідина нагрівається до температури ґрунту (в середньому до 8°C) і акумулює низькотемпературну енергію навколишнього середовища.

У системі *II* тепловий потік, відібраний від води у випарнику, витрачається на кипіння рідкої фази холодоагенту. Робоча рідина в

теплових насосах - холодоагент R-410A (фреон), який циркулює у контурі II.

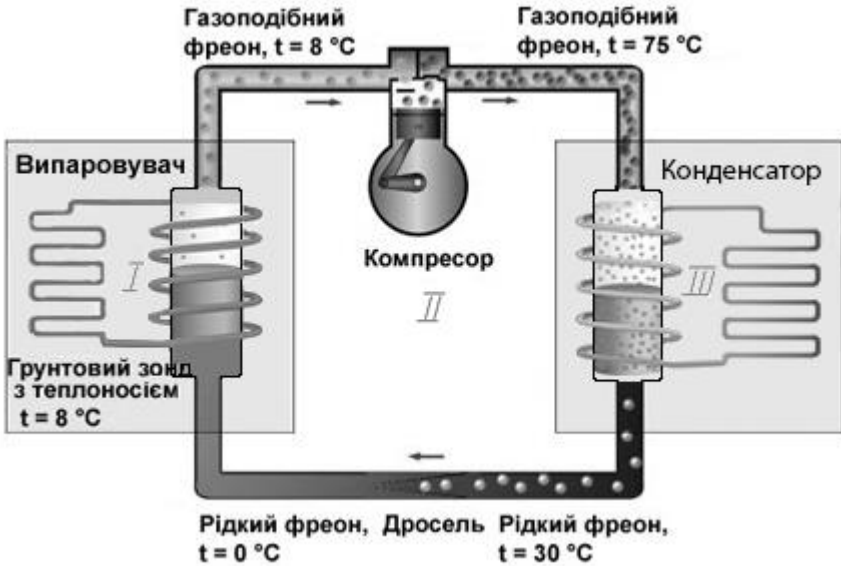


Рисунок 5.2. - Схема ПТН:

I– система підведення теплоти (первинний контур);

II– система термотрансформації (тепловий насос);

III– система споживача теплоти (гріючий контур).

Особливість холодоагенту в тому, що він здатен закипати і при негативних і при відносно низьких температурах. Крім того холодоагенти можуть переходити з рідкого стану в газоподібний і навпаки. Саме під час переходу з рідкого стану в газоподібний (випаровування) відбувається поглинання теплоти, а під час переходу з газового в рідке (конденсації) відбувається передача теплоти (відділення тепла).

Під час зміни агрегатного стану із рідкого в газоподібний (випарувач контура II), в холодоагенті накопичується достатньо велика енергія. Далі холодоагент у газоподібному стані надходить у компресор, де він стискається (фреон стискається з 4 до 26 атмосфер), тобто відбувається підвищення його термічних параметрів до необхідного рівня термотрансформації. Під час стискання холодоагент

нагрівається. Енергія нагрітого газу в конденсаторі передається опалювальну мережу системи III.

Холодоагент потрапляє через дросель, внаслідок чого тиск газу і його температура знижуються. Далі процес повторюється циклічно.

ТН парокомпресійного типу може використовуватись і для кондиціонування повітря. Для цього в системі необхідно передбачити реверсний режим роботи компресора. В цьому разі тепло відбирається від споживача і відводиться у навколишнє середовище.

Парокомпресорний ТН (ПТН) працює на основі зворотного термодинамічного циклу (найчастіше Карно). Цикл Карно — ідеальний термодинамічний цикл, що складається з двох ізотерм і двох адіабат. У циклі чотири фази. Робоче тіло з початковими параметрами точки *a* (рис. 4.3) розширюється адіабатно (за сталої ентропії $S = \text{const}$), здійснюючи роботу розширення за рахунок внутрішньої енергії, і охолоджується від температури T_1 до температури T_2 . Подальше розширення відбувається по ізотермі (за сталої температури), і робоче тіло забирає від нижнього джерела з температурою T_2 теплоту q_2 .

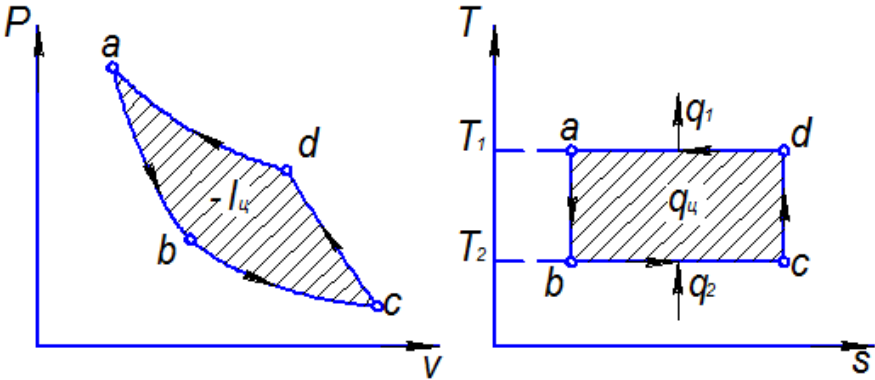


Рисунок 5.3. – Зворотний цикл Карно в PV – і TS – координатах

Далі газ піддається стиску спочатку по адіабаті, і його температура від T_2 підвищується до T_1 , а потім - по ізотермі. При цьому робоче тіло віддає верхньому джерелу з температурою T_1 кількість теплоти q_1 . Після завершення циклу Карно система повертається у вихідну точку, тобто приріст ентропії за цикл Карно дорівнює нулю.

Оскільки в зворотному циклі стиск робочого тіла відбувається при більш високій температурі, ніж розширення, робота стиснення, що здійснюються зовнішніми силами, більше роботи розширення на величину площі $abcd$, обмеженою контуром циклу. Ця робота перетворюється в теплоту і разом з теплотою q_2 передається верхньому джерела. Таким чином, витративши на здійснення зворотного циклу роботу $l_{ц}$, можна перенести теплоту від джерела з низькою температурою до джерела з більш високою температурою, при цьому нижнє джерело віддасть кількість теплоти q_2 , а верхнє отримає кількість теплоти $q_1 = q_2 + l_{ц}$.

ТН повинен віддавати якомога більше теплоти (наприклад, системи опалення, ГВС). Ефективність ТН оцінюється коефіцієнтом COP (це загальноприйнята абревіатура (coefficient of performance)). COP теплового насоса – це співвідношення між виробленої (теплової) і спожитої енергією (електроенергії). Наприклад: COP = 5. або ККД ТН = 500%. Деякі виробники в рекламних повідомленнях вказують ефективність ТН в %, тобто витрачено 1кВт, а отримано 5 кВт теплової енергії. Ефективність ТН значно залежить від коефіцієнту трансформації ($K_{Трi}$), який розраховують з ідеального циклу Карно $K_{Трi} = \frac{q_1}{l_{ц}}$, $l_{ц}$ - величина роботи, підведеної в даному циклі.

На практиці для ідеального циклу Карно коефіцієнт трансформації $K_{Трi}$ ТН має значення у межах 2,5-5. У реальному ТН, внаслідок неідеальності робочого циклу, втрат у дроселі і компресорі коефіцієнт трансформації енергії зменшується.

Реалізація проектів тепlopостачання із застосуванням теплонасосних систем вимагає технологічного узгодження об'єкта споживання теплового навантаження і ДНТ. Техніко-економічні показники подібного проекту багато в чому залежатимуть від двох температурних рівнів:

- температури ДНТ на вході до теплового насоса, t_1 днт;
- кінцевої температури нагрівання споживача, t_2c .

У табл. 5.1 і 5.2 наведені орієнтовні дані щодо зазначених температур.

Повітря, ґрунт і поверхневі ґрунтові води, найбільш розповсюджені ДНТ (табл. 5.1), використовують для індивідуальних систем опалення. Для потужніших систем частіше використовують річкову, озерну, морську воду і глибинні ґрунтові води (нижче 20 м).

Таблиця 5.1.

Характеристика рівня ДНТ

ДНТ	$t_{\text{ДНТ}}, ^\circ\text{C}$
Повітря	від -10 до +15
Поверхневі ґрунтові води	від +7 до +12
Озерна вода	від 0 до +10
Річкова вода	від 0 до +10
Морська вода	від +3 до +8
Ґрунт	від 5 до +10
Глибинні ґрунтові води	від +10
Геотермальні джерела	від +20 до +50

Таблиця 5.2.

Характеристика рівня нагрівання споживача теплоти

Вид теплотехнології	Середовище	$t_c, ^\circ\text{C}$
Опалення підлогове	вода	25–35
Опалення нагрітим повітрям	повітря	25–30
Опалення з фанкойлами (конвекторами)	вода	40–55
Опалення батареїне	вода	70–100
Гаряче водопостачання виробниче	вода	50–80
Гаряче водопостачання побутове	вода	45

З табл. 5.2 видно що для нормальної роботи ПТН повинно підтримувати стабільно високу температуру протягом опалювального сезону.

Нижче описано механізм використання кожного типу ДНТ.

Повітря.

Повітря є найдоступнішим джерелом тепла. ТН типу повітря-повітря складається з таких елементів:

- компресора;
- випарника з вентилятором примусового обдування;
- розширювального клапана;
- мідних трубок для перекачування фреону між вулицею і будинком;
- конденсатора з вентилятором для подачі нагрітого повітря в приміщення.

Перші три елементи складають зовнішній блок, а останній належить до внутрішньої частини ТН. Теплоізовані трубки з міді

призначені для безперервного переміщення теплоносія між цими модулями спліт-системи.

Алгоритм роботи теплового насоса повітря-повітря виглядає наступним чином:

1) Вуличне повітря втягується вентилятором в зовнішній блок і проганяється крізь ребра зовнішнього випарника. Циркулюючий по теплообміннику фреон вбирає в себе наявну в ньому теплову енергію, переходячи при цьому в газоподібний стан. Значення температури фреону, що надходить в зовнішній блок, завжди нижче за температуру навколишнього середовища. Тому він завжди забирає тепло з атмосфери.

2) Далі газ потрапляє в конденсатор, де стискається. А потім він перекачується по мідним трубам у внутрішній блок.

3) У розташованому в будинку конденсаторі газ переходить назад в рідину, передаючи тепло внутрішньокімнатному повітрю.

4) Потім зайвий тиск стравлюється за допомогою розширювального клапана, і рідкий фреон знову відправляється в первинний випарник.

Цей вид ПТН має найменшу вартість, оскільки відбір тепла здійснюють безпосередньо з повітря, дозволяє опалювати і охолоджувати приміщення в залежності від, потреб і від кліматичного сезону. Має високий коефіцієнтом тепловіддачі при мінімальних витратах (на спожитий 1 кВт електроенергії вони видають 4-5 кВт тепла).

До негативних сторін ТН можна віднести:

- незначний, але все ж шумовий фон;
- пряму залежність ефективності системи від зовнішньої температури; при температурі (-10°C та нижче) ефективність ТН різко падає, що викликає зростання електроспоживання при похолоданні на вулиці.

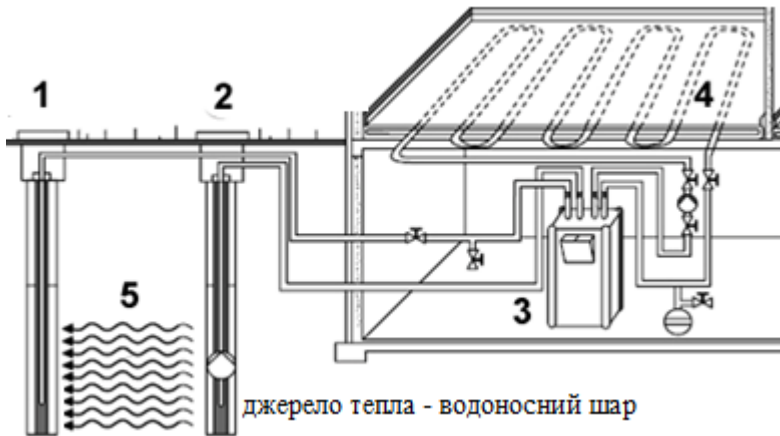
Вода.

У порівнянні з іншими ДНТ ґрунтова вода забезпечує найменшу різницю температур між випаровувачем і конденсатором і, відповідно, найбільший коефіцієнт трансформації енергії. Допустимо використовувати водойму або ставок, розташований в радіусі 100 м від будівлі. Якщо подібного джерела немає, то виникає необхідність буріння свердловин. Для установки системи з використанням ПТН знадобиться дві свердловини або чотири, кратне двом :

- по одній воду закачують до ПТН (свердловина забору ґрунтових вод), саме в неї занурюється спеціальний насос, за допомогою якого відбувається відбір води для подальшої обробки в системі;

- по другій воду, охолоджену у випаровувачі, повертають назад (свердловина утилізації ґрунтової води).

Так як у свердловин, різне призначення, то до їх розташування відносно один одного пред'являються особливі вимоги - чим далі вони будуть розташовані, тим менше буде їх взаємовплив. Відстань повинна бути не менше 5м. Конструкцію системи опалення на основі ПТН типу вода-вода показано на рис.5.4.



1,2 свердловина утилізації , забору ґрунтових вод, 3 – ПТН, 4 – опалювальний контур, 5 – напрям течії ґрунтових вод.

Рисунок 5.4. - Схема ТН типу вода-вода.

Основним недоліком ПТН на основі ґрунтових вод є висока вартість робіт буріння і облаштування свердловин. ПТН з річковою або озерною водою в якості ДНТ мають як меншу вартість, так і свої недоліки:

- низьку температуру води у зимовий період;
- необхідність використовувати замкнену систему трубопроводів з незамерзаючим теплоносієм.

Морська вода є одним з найкращих ДНТ. На глибині (25-50) м морська вода має майже постійну температуру (5-8) °С. З врахуванням

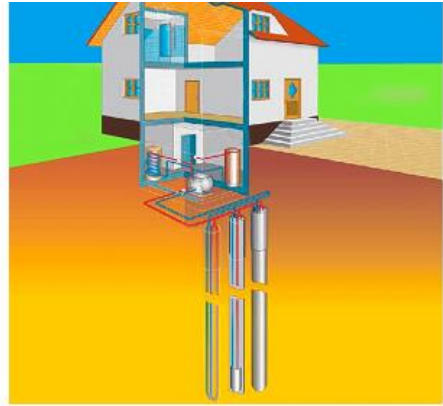
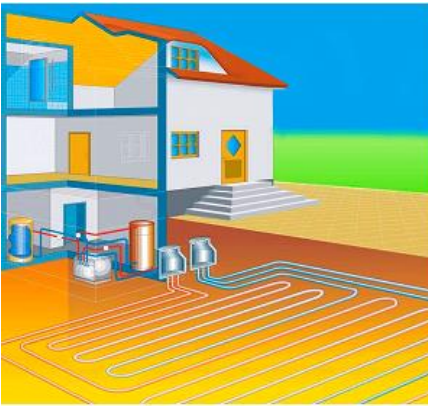
того, що морська вода замерзає за температури нижче ніж -2°C , проблем з утворенням льоду теж не виникає.

Відео: Тепловой насос ПРИНЦИП РАБОТЫ. Как работает тепловой насос? https://www.youtube.com/watch?v=j_o2k7zrbLw

Також як водні ДНТ використовують каналізаційні стоки, теплоносії турбінних і парових установок.

Ґрунт.

Ґрунт як і ґрунтові води має стабільну температуру, що забезпечує достатньо високий коефіцієнт трансформації енергії. Тепло від ґрунту відбирають системою трубопроводів, які можуть розміщуватись горизонтально (ґрунтові колектори) або вертикально (ґрунтові зонди) у яких циркулює теплоносій, рис. 5.5.



а) горизонтальний ґрунтовий зонд

б) вертикальний ґрунтовий зонд

Рисунок 5.5. - Схема ТН типу ґрунт - вода ТН типу ґрунт - вода.

У ґрунтових колекторах відбір тепла ґрунту здійснюють системою пластикових труб, розміщених на достатньо великій площі. Пластикові труби з поліетилену або поліхлорвінілу вкладають у ґрунт на глибині від 0,8 до 1,5 метрів. Глибина їх монтажу залежить від кліматичних умов регіону: в теплих районах колектори прокладаються вище, а в холодних - нижче. Колектори зазвичай мають нижчу вартість монтажу у порівнянні з ґрунтовими зондами, але потребують значного вільного місця. Кількість тепла і площа поверхні теплообміну залежать від типу і кліматичних умов:

- сухий піщаний – (10-15) Вт/м²;
- сирий піщаний – (15-20) Вт/м²;
- сухий глинистий – (20-25) Вт/м²;
- сирий глинистий – (25-30) Вт/м²;
- водоносний – (30-35) Вт/м².

ТН з ґрунтовими колекторами має недоліки:

- потребує точного розрахунку;
- інтенсивний понаднормовий відбір тепла може викликати перемерзання ґрунту навколо колекторного поля;
- потреба у великій площі для розташування підземного колектора та неможливість розміщення будівель і висадження дерев на місці розташування колекторного поля.

Відведення тепла ґрунту здійснюється через пластмасові труби, що укладаються паралельно поверхні землі зазвичай декількома контурами на великій площі. Довжина одного контуру не повинна перевищувати 100 м, інакше буде потрібний насос великої потужності.

На обмежених за площею ділянках використовують ґрунтові зонди, які виготовляють з поліетиленових або пропіленових труб U-подібної форми. Ґрунтові зонди монтують бурильними установками на глибину (50-200) м. Кількість свердловин і їх глибина залежать від потужності ТН. Питома теплоємність на метр трубопроводу залежить від типу ґрунту:

- сухий піщаний – 20 Вт/м;
- сирий піщаний – 40 Вт/м;
- вологий кам'янистий – 60 Вт/м;
- водоносний – (80-100) Вт/м.

Відстань між зондами повинна бути не менше (5-6) м.

В цілому у ТН з ДНТ типу ґрунт використовують внутрішній контур замкнутого типу по якому циркулює теплоносій (вода + антифриз). Тому такі ПТН мають дещо меншу ефективність, ніж ПТН з розімкненим зовнішнім контуром, оскільки в цьому випадку відбувається подвійний теплообмін (ґрунт-теплоносій, теплоносій-випаровувач). Однак експлуатувати такі системи зручніше (теплоносій не замерзає).

Відео: Как работает тепловой насос Грунт-Вода? Принцип работы грунтового теплового насоса

<https://www.youtube.com/watch?v=IUOOrKmo36U>

Методика розрахунку потужності ПНТ типу вода-вода для системи опалення будинку :

1. Потужність ПТН:

$$P = P_T. \quad (5.1)$$

де P_T - теплова потужність, яка необхідна для опалення будинку за мінімально можливою температурою в системі опалення (табл. 4.2);

Теплова потужність P_T залежить від типу та теплоізоляції будівлі: Значення питомих теплових потужностей для опалення 1 м² різних типів будівель наведені нижче. Розрахункові значення тепловтрат в будівлі наводяться виходячи з розрахункової мінімальної температури, наприклад, для Запорізького регіону це - 20° С.

- старий будинок, нормальна теплоізоляція $P_{ПНТ} = 80 \div 130$ Вт/м²;
- новий будинок, нормальна теплоізоляція $P_{ПНТ} = 50 \div 80$ Вт/м²;
- новий будинок, хороша теплоізоляція $P_{ПНТ} = 30 \div 50$ Вт/м².

$$P_T = P_{ПНТ} \cdot S, \quad (5.2)$$

S – площа будинку.

2. Потужність компресора P_K :

$$P_K = P_T / (\eta_K \cdot K_{ТР}), \quad (5.3)$$

де η_K – ККД компресора. ККД поршневих компресорів досягає 0,75; для добре спроектованого спірального компресора ККД складає 0,8 ÷ 0,85.

Коефіцієнт трансформації ПТН $K_{ТР}$ визначається :

$$K_{ТР} = h \cdot K_{Тpi} \quad (5.4)$$

Ефективність ПТН значно залежить від коефіцієнту трансформації ($K_{Тpi}$), який розраховують з ідеального циклу Карно використовуючи Ts-діаграму (рис 4.3):

$$K_{Тpi} = \frac{T_1}{T_1 - T_2} \quad (5.5)$$

де T_1, T_2 – температури конденсації і кипіння холодоагенту у конденсаторі і випаровувачі відповідно, К. В термодинаміці використовується шкала Кельвіна, $T = t^{\circ}\text{C} + 273, \text{K}$.

$K_{Трi}$ в основному залежить від температурних рівнів конденсації і кипіння холодоагенту у конденсаторі і випаровувачі відповідно.

h – коефіцієнт, що враховує втрати у дроселі і компресорі при реальному ТН, внаслідок неідеальності робочого циклу; $h \approx 0,6-0,5$.

Температура конденсації холодоагенту t_1 з урахуванням припущень: $T_1 = t_1 + 273$; $t_1 \approx t_k + \Delta t_k$

t_k – температура конденсації холодоагенту;

Δt_k – різниця температур за рахунок недорекуперация в зоні початку конденсації; для рідких середовищ – 5°C , для газоподібних – 10°C .

Температура кипіння холодоагенту у випарнику t_2 : $T_2 = t_2 + 273$;

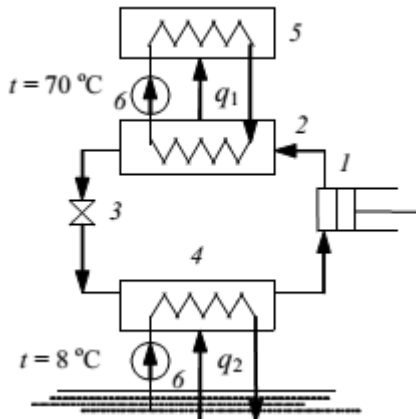
$t_2 \approx t_{\text{ДНТ}} - \Delta t_{\text{В1}} - \Delta t_{\text{В2}}$

$t_{\text{ДНТ}}$ – температура ДНТ (джерела низькопотенційної теплоти);

$\Delta t_{\text{В1}}$ – температура охолодження ДНТ у випарнику $\Delta t_{\text{В1}} = 3-5^{\circ}\text{C}$;

$\Delta t_{\text{В2}}$ – різниця температур між утилізованим середовищем на виході з випарника і температурою кипіння холодоагенту, обумовлена недорекуперацияю теплоти. $\Delta t_{\text{В2}}$ залежить в основному від конструкції випарника і для кожухотрубних апаратів «вода – холодоагент»

$\Delta t_{\text{В2}} = 3-5^{\circ}\text{C}$.



1 - компресор; 2 - конденсатор; 3 - дросельний вентиль; 4 - випарник; 5 - опалювальне приміщення; 6 – насос.

Рисунок 5.6. - Принципова схема теплового насоса.

Приклад. Розрахувати ПТН для системи опалення (тепла підлога) або фанкойли або змішану систему (радіатори + тепла підлога, фанкойли + тепла підлога) для будівлі площею $S = 100 \text{ м}^2$. Будівля нова, ізоляція хороша ($P_{\text{ПІИТ}} = 30 \text{ Вт/м}^2$). Застосувати бівалентну схему ТН: ТН+ котел для зниження навантаження на ТН. Системи опалення на основі ПТН типу вода-вода. Холодоагент R407C (замість R22).

Розрахунок:

Теплову потужність ПТН розрахуємо за виразом 5.2:

$$P_T = 30 \cdot 100 = 3000 \text{ Вт} = 3 \text{ кВт.}$$

Для розрахунку коефіцієнта трансформації визначаємо основні температури (табл.5.1, 5.2): температура ДНТ (вода): $t_{\text{ДНТ}} = 8 \text{ }^\circ\text{C}$ та температура споживача – вода системи опалення 40°C .

Температура кипіння холодоагенту у випарнику: $t_{\text{ДНТ}} = 8^\circ\text{C}$;
 $\Delta t_{\text{В1}} = 3^\circ\text{C}$; $\Delta t_{\text{В2}} = 3^\circ\text{C}$; $t_2 = 8 - 3 - 3 = 2^\circ\text{C}$

Температура конденсації холодоагенту $t_{\text{к}} = 70^\circ\text{C}$; $\Delta t_{\text{к}} = 5^\circ\text{C}$;
 $t_1 = 70 + 5 = 75^\circ\text{C}$;

Коефіцієнт трансформації ПТН розрахуємо за 5.4 та 5.5:

$$K_{\text{ТР}} = 0,5 \cdot 348 / (348 - 275) = 0,5 \cdot 4,76 = 2,38$$

$T_2 = 2 + 273 = 275 \text{ К}$; $T_1 = 75 + 273 = 348 \text{ К}$.

Потужність компресора розрахуємо за виразом 5.3:

$$P_K = 3 / 0,85 \cdot 2,38 = 1,48 \text{ кВт.}$$

$\eta_K = 0,85$ - для спірального компресора.

Приймаємо ТН: $P_T = 3 \text{ кВт}$; $P_K = 1,6 \text{ кВт}$. Характеристики ТН наведено в табл. Д.1, додаток Д.

Запитання

1. В чому полягає принцип використання геотермальної енергії ?
2. Типи теплових схем ГеоТЕС та методи перетворення геотермальної енергії?
3. Принцип роботи ТН, зворотний цикл Карно.
4. Як визначити коефіцієнт трансформації ТН?
5. Джерела відновлювальної низькопотенційної теплоти.

6. ВИРОБНИЦТВО БІОПАЛИВА

6.1. Основні технології виробництва біопалива [1, 3, 29].

Біопаливо – одно з найпоширеніших джерел поновлювальної енергії на основі використання біомаси.

До біомаси відносять біологічно відновлювальні речовини органічного походження, що зазнають біологічного розкладу (відходи сільського господарства (рослинництва і тваринництва), лісового господарства та технологічно пов'язаних з ним галузей промисловості, а також органічна частина промислових та побутових відходів). У результаті застосування сучасних біотехнологій енергія біомаси може бути перетворена в біопаливо та, відповідно, електричну і теплову енергію.

Розділяють такі технології переробки біомаси.

Піроліз – термічний розклад органічних з'єднань (деревини, нафти, вугілля і т.д.) під час нагрівання без кисню або часткове спалювання з обмеженим доступом кисню. Продуктами піролізу є гази, рідкий конденсат у вигляді смол і масел, тверді залишки у вигляді деревного вугілля й золи.

Газифікація – різновид піролізу, під час якого паливо реагує з обмеженою кількістю окислювача для перетворення вуглецю, який міститься в паливі, на горючі (генераторні) гази в результаті високотемпературного нагрівання (800 - 1300 °С). Отриманий газ складається з монооксиду вуглецю, водню, метану, діоксиду вуглецю, містить пари води, азот і різні домішки (смоли, золи та ін.) В якості окислювача при газифікації можуть використовуватися повітря, кисень, пар або суміші цих речовин.

Бродіння — біохімічний процес розкладу вуглеводів, що відбувається під впливом мікроорганізмів або їх ферментів.

Ферментація (розклад) вихідного органічного матеріалу (наприклад, гною), продуктом якого і буде біогаз, проходить без доступу зовнішньої атмосфери називається **анаеробною**.

Етерифікація – реакція утворення складних ефірів в результаті взаємодії кислот і спиртів. Біодизель, або біодизельне паливо - рідке моторне біопаливо, яке представляє із себе суміш моноалкільних

ефірів жирних кислот. Біодизель отримують з рослинних масел або тваринних жирів реакцією етерифікації одноатомними спиртами (метанол, етанол і ін.).

Екстракція — спосіб, що дає можливість отримати мастила з біомаси (насіння та ін.) шляхом пресування.

У загальному випадку енергія з органічних відходів виробляється фізичним, термохімічним, біохімічним або агрохімічним методами, рис.6.1.

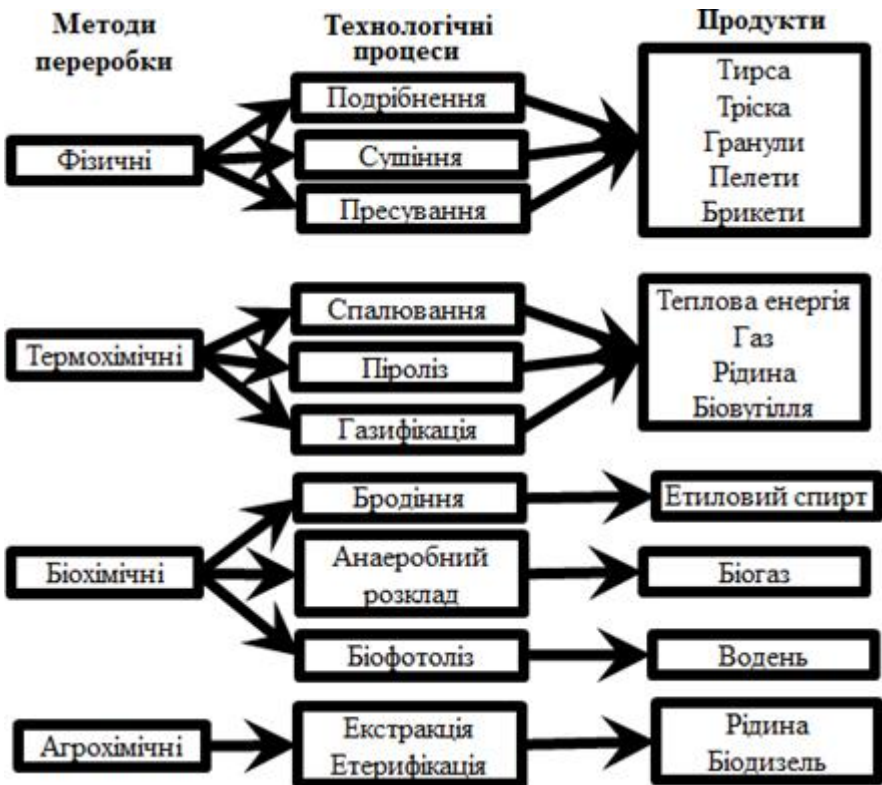


Рисунок 6.1. - Загальна схема переробки біомаси

З різних видів біомаси виробляють газоподібне (біогаз), рідке (біоетанол, біодизель) та тверде (біовугілля) біопаливо. На основі

біопалива зростають обсяги виробництва тепло- та електроенергії.

Залежно від джерел і властивостей органічної сировини можливі різні технології його перетворення та енергетичного використання. Найпростіша класифікація розділяє початкову сировину на «суху» (наприклад, деревні відходи) і «вологу» (наприклад, стоки тваринницької ферми). Для використання сухої біомаси найбільш ефективні *термохімічні технології* (пряме спалювання, газифікація, піроліз). Для вологої біомаси – *біохімічні технології* переробки з отриманням біогазу (анаеробний розклад органічної сировини) або рідких біопалив (процеси спиртового бродіння тощо).

Сьогодні біомаса переважно використовується у вигляді твердого палива (деревини, тирси, тріски, паливних гранул і пелет), яке можна використовувати замість вугілля, мазуту і газу в котельнях і ТЕЦ малої і середньої потужності.

Промислові технології енергетичного використання деревини постійно вдосконалюються. Велике значення при цьому має те, що деревина за хімічним складом не містить сірки та має дуже низький зміст азоту, у продуктах її згоряння, як правило, містить малу кількість золи. Зола – мінеральний продукт, що утворюється в результаті спалювання органічних речовин. Деревина є більш екологічним видом палива, ніж нафта, вугілля чи навіть природний газ, особливо в умовах системного вирощування та використання енергетичних плантацій, коли виключається накопичення CO₂ в атмосфері.

В результаті біохімічної обробки біомаси можна отримати біогаз, етиловий спирт, дизпаливо, мастила. Джерелом біогазу є тваринна біомаса (послід), звалища сміття на полігонах твердих побутових відходів та стічні води. Утилізація тваринної біомаси, міських і промислових стічних вод забезпечує вирішення важливих екологічних, енергетичних проблем міст та селищ. Застосування біогазу дає змогу отримувати теплову та електричну енергію, перш за все – для фермерських господарств.

Етиловий спирт результат процесу спиртового бродіння. У якості сировини для виробництва етилового спирту використовується рослинний матеріал, багатий на сахарозу, крохмаль або целюлозу: кукурудзу, пшеницю, цукровий буряк і тростину, солому, відходи деревообробної промисловості, побутові відходи рослинного походження тощо. Майбутня сировина для біодизелю.

Термохімічні методи.

Спалювання біомаси.

Спалювання біомаси є одним з найдавніших методів її використання. Для отримання теплової енергії використовують викопні джерела енергії, оскільки вони мають більшу питому теплоту згорання і технологічність. Наряду з традиційними методами отримання теплової енергії з викопних джерел енергії використовують і спалення біомаси. Для оцінки ефективності використання біомаси поряд з традиційними методами використовуються показники питомої теплоти згорання. *Питома теплота згорання* - кількість теплоти, що виділяється у разі повного згорання одиниці маси твердого палива; для газоподібного палива використовується також теплота згорання одиниці об'єму. Дані з питомої теплоти згорання різних видів палива наведено в табл. 6.1.

Таблиця 6.1.

Питома теплота згорання різних видів палива

Вид палива	Питома теплота згорання МДж/кг
Дрова (30% вологості)	12,3
Рисове лушпиння (Цукрова тростина)	12-14
Відходи тваринництва (6% вологості)	11-12
Солома	14
Торф в брикетах	15
Кам'яне вугілля	20-30
Антрацит	26,8-31,4
Спирт етиловий	26
Метан (лабораторний)	50
Бензин (автомобільний)	44
Дизпаливо	42,7
Нафта	43-46
Природний газ	41-49
Керосин	43,1

З даних, наведених у табл. 6.1, можна зробити висновок, що викопні джерела енергії та вироблено з них паливо мають в 2-3 рази більшу питому теплоту згорання. Із урахуванням екологічних факторів, біопаливо використовувати доцільніше. Джерелом для цього виду біопалива є відходи деревообробної промисловості, сільського господарства або спеціально вирощена деревина (верба, тополя, евкаліпт). Властивості деревного палива змінюються в широких межах залежно від типу деревини, місця і сезону збирання, методу зберігання і транспортування. Наприклад вміст вологи у деревині може коливатись в межах (2-75) %. Дрова з високою вологістю (до 75%) є низькосортним видом палива яке має низьку енергетичну щільність та теплоту згорання. Внаслідок підвищення вологості температура спалювання деревини знижується, що сповільнює процес горіння і збільшує обсяг викиду шкідливих речовин у навколишнє середовище. Тому ефективно використання цього виду біопалива можливе лише після технічного оброблення: подрібнення і сушіння, що збільшує швидкість і повноту згорання палива. Після такої обробки біопаливо набуває стабільних фізико-хімічних і механічних властивостей. Це дозволяє підвищити питому теплоту згорання палива, ККД, знизити вартість і витрати на експлуатацію теплогенерувального обладнання.. Наприклад, зрубані дерева (які мають вологість 55 % і теплоту згорання 6,9 МДж/кг) і дерева які складовані в штабелі, досягають вологості 30–15 % (впродовж 1,5–2 років) та теплоти згорання 13,2–15,3 МДж/кг.

Найпоширенішими формами рафінованого біопалива є пелети (дерев'яні гранули, що мають форму циліндра діаметром 6-10 мм і довжиною 50 мм) та брикети. Деревні брикети і пелети виготовляють із відходів деревообробної промисловості. Пресування біомаси в паливні брикети чи пелети також є ефективним способом покращення її теплотехнічних та експлуатаційних характеристик при використанні брикет для енергетичних цілей. Теплота згорання пелет та брикет може бути підвищена до 16- 18 МДж/кг. Їх використовують у всіх видах топків, камінах, котлах центрального опалення. Позитивним аспектом використання брикетів і пелетів є їх мала зольність – (0,5-1) % (у вугілля зольність складає 40 %).

Відео: Сім біоенергетичних об'єктів в Україні в рамках ознайомчої поїздки проекту ПРООН

https://www.youtube.com/watch?v=vlqWLzPcqbE&feature=emb_title

Піроліз біомаси.

Піроліз - термічний розклад органічних речовин при нестачі кисню.

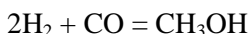
У результаті піролізу органічна речовина розкладається на:

- газоподібні речовини: синтез-газ (суміш водню H_2 і оксиду вуглецю CO), метан і інші вуглеводні;
- рідкі горючі речовини;
- тверді речовини з високим вмістом вуглецю (більше 90%).

Раніше піроліз біомаси найчастіше використовували для отримання з деревини деревного вугілля і дьогтю. Сучасні установки для одержання деревного вугілля, що працюють при температурі 600 °С, перетворюють у необхідний продукт від 25 до 35% сухої біомаси. Деревне вугілля на 75-85% складається з вуглецю, має теплоту згоряння близько 30 МДж/кг.

Технологію піролізу деревини також використовують для отримання метанолу CH_3OH .

Метиловий спирт (метанол) – отрутна рідина, одержувана в процесі каталітичної реакції каталізатор – суміш оксидів цинку і міді між H_2 і CO при температурі 330 °С и тиску 15 МПа:



Гази H_2 і CO є компоненти синтез-газу (водяного , генераторного газу), вони можуть виходити при газифікації біомаси. Метанол можна використовувати як замітник бензину з теплотою згоряння 23 МДж/кг.

Піролізні опалювальні котли, на відміну від звичайних, мають дві камери: камера завантаження і камера горіння. У камері завантаження з обмеженою кількістю кисню повільно горить і піролізується тверде паливо за температури (400-800)°С. Гази, що виділяються під час піролізу, згорають у другій камері за температури (900-1200)°С.

В піролізних котлах може використовуватись деревина з вмістом вологи, що не перевищує 35 %. Це пов'язано з тим, що водяна пара зменшує концентрацію піролізних газів і заважає їх горінню. Тому в піролізних котлах перед використанням деревину просушують. Використання піролізу для індивідуальної і централізованої системи опалення має такі переваги:

- регулювання швидкості та інтенсивності горіння палива;

- цілковите згорання палива при зменшенні викиду шкідливих речовин у навколишнє середовище.

Газифікація біомаси.

Пристрої для часткового спалювання біомаси, які проєктовані з розрахунку одержання максимального виходу газів називаються газогенераторами. Максимальна масова частка, одержувана в газогенераторах, становить приблизно 80%.

Суміш, що виділяється відома як деревний газ, синтетичний газ, генераторний газ або водяний газ. Теплота згорання на повітрі становить 5–10 МДж/кг (від 4 до 8 МДж/м³ при нормальних умовах). Гази в основному складаються з Н₂ і СО, N₂ з малими добавками СН₄ і СО₂, переважно монооксид вуглецю (СО) і водню (Н₂). Співвідношення СО: Н₂ може варіюватися від 1: 1 до 1: 3. Наприклад СО – 44%, Н₂ – 45% інші N₂ – 6%, СО₂ – 5%. Склад газу, отриманий у процесі газифікації, залежить від багатьох чинників, головним з яких є вид і характеристика палива, температура і тиск у зоні реакції. На практиці температуру процесу газифікації підтримують у межах (1100-1300) °С за тиску від 0,1 до 10МПа. Гази можна накопичувати в газгольдерах при тиску, близькому до атмосферного.

Генераторний газ в залежності від призначення поділяється на такі види:

- котельний, призначений для спалювання у котельних;
- технологічний, призначений для синтезу рідких біопалив;
- моторний, призначений для спалювання у двигунах внутрішнього згорання або газових турбінах.

Генераторний газ має ряд суттєвих переваг у порівнянні з твердим паливом:

- газ згоряє без диму. Коефіцієнт використання тепла згорання газу вищий, ніж твердих видів палива, навіть тих, які згоряють у пиловидному стані;

- при спалюванні газу просто регулювати температуру та подачу тепла;

- спалювання газу відбувається майже з теоретичною кількістю повітря. Газ змішуються з повітрям до спалювання, завдяки чому збільшується швидкість згорання. Шляхом попереднього підігріву повітря температура згорання може бути збільшена.

Процеси газифікації палива близькі до процесів горіння. Основа цих процесів полягає в хімічному з'єднанні вуглецю і водню палива з

окиснювачем (киснем). Відмінність лише в тому, що при горінні відбувається повне окиснення палива в умовах надлишку кисню, а газифікація відбувається за умови дефіциту кисню, при цьому вуглець окиснюється лише частково.

Газогенератори в залежності від напряму потоків палива, повітря, що надходить, та газу, що відходить, поділяються декілька видів. Найбільше розповсюдження з яких отримав прямий процес (рис. 6.2) .

Умовно у процесі газифікації можна виділити три етапи:

- 1 – нагрівання і сушіння біопалива;
- 2– пірогенетичний розпад біопалива на леткі речовини і твердий коксовий залишок;
- 3– газифікація коксового залишку.

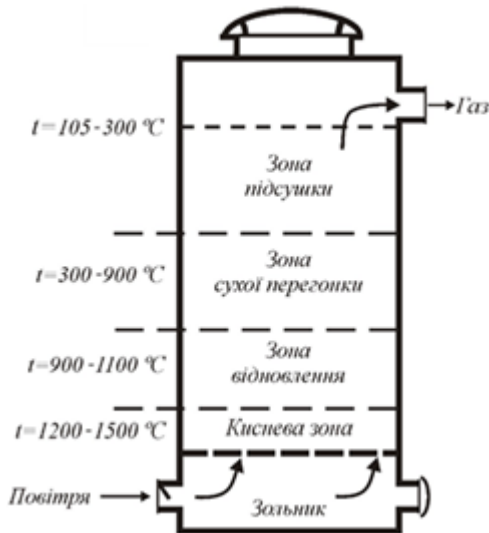


Рисунок 6.2. - Схема газогенератора прямого процесу

В газогенераторах відбуваються пов'язані між собою процеси сушіння і пірогенетичного розпаду біопалива з утворенням біовугілля, взаємодія газів дугтя з вуглецем біовугілля, а також взаємодія утворених під час газифікації газів між собою і вуглецем палива. В цілому процес газифікації біопалива становить складну сукупність окиснювально-відновлювальних хімічних реакцій, склад яких

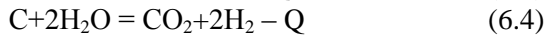
визначається головним чином видом дуття, температурою і тиском процесу.

При газифікації за прямим процесом, повітря підводиться в нижню частину газогенератора. Газовий потік при цьому рухається через шар палива знизу вгору (рис. 6.2). На решітці виникає зона окиснення. Вуглець палива з'єднується з киснем повітря. При цьому протікають наступні реакції:



Під час протікання реакції (1.1) виділяється теплова енергія. У випадку нестачі кисню також відбувається реакція (1.2) утворення оксиду вуглецю з виділенням теплової енергії. Внаслідок теплоти, яка виділяється в зоні згорання, нагрівається і розпікається паливо в зоні відновлення.

Якщо у відновлювальній зоні є водяна пара за високих температур відбувається ендотермічні реакції (6.3,6.4) перетворення водяної пари. Внаслідок цього утворюється другий горючий складник газу – водень.



Зони згорання і відновлення утворюють так звану активну зону (зону газифікації), в якій відбуваються основні реакції газогенераторного процесу. Утворена суміш газів складається з двох горючих компонентів: оксид вуглецю (CO) і водень (H₂). Над активною зоною розміщуються зони сухої перегонки палива і підсушки.

У випадку наявності високого тиску (близько 5 МПа) відбувається реакція утворення третього горючого складника – метану (CH₄) в атмосфері водню при температури близько 600 °С.

Біохімічні методи.

Біохімічні методи дозволяють отримувати з певних рослинних культур біогаз, етанол і мастила, що є альтернативою паливно-мастильним матеріалам. Найчастіше для перетворення біомаси на вказані продукти використовують реакції бродіння і анаеробного розкладу.

Бродіння.

Операцію бродіння використовують для промислового виробництва етанолу – етилового спирту C_2H_5OH .

Етиловий спирт (етанол) C_2H_5OH у природних умовах утворюється з вуглеводів відповідними мікроорганізмами в кислому середовищі. Найбільш часто використовуються мікроорганізми – дріжджі. Після перегонки (дистиляції) спирт, що виходить, не є безводним, вміст етанолу в ньому до 95% (відповідно 5% -води). Для використання біоетанолу в суміші з паливом (бензином) необхідно його зневоднити. Безводний етанол у промислових умовах виробляється шляхом спільної перегонки з розчинником типу бензолу.

Безпосередньо 95%-ий етанол можна вводити в трохи перероблені бензинові двигуни, а суміш із 100%-ого етанолу (безводний) з бензином у співвідношенні 1:10 можна подавати у звичайний двигун. Світовий лідер виробництва і використання етилового спирту в автомобільних двигунах — Бразилія, котра як сировину використовує дешеву цукрову тростину. У Швеції понад 80 % транспорту працює на етанолі. В країнах ЄС законодавчо впроваджено норму про обов'язкову добавку 10 % біоетанолу до автомобільних бензинів. Використання біоетанолу в сумішах покращує властивість палива, а також зменшує негативний вплив на навколишнє середовище.

Біоетанол можна використовувати не лише як високооктанову добавку до бензину, а й як сировину для хімічної промисловості, яка здатна замінити природний газ і деякі продукти нафтохімії. З біоетанолу можна отримувати етилен, поліетилен, стирол, полістирол, розвиваючи далі переробку цих речовин.

Анаеробний розклад.

Процес розкладання біомаси можливий лише в анаеробних умовах, тобто тільки при відсутності проникнення кисню. Енергія, що звільняється внаслідок анаеробного процесу, не губиться як тепло при компостуванні, унаслідок життєдіяльності метанових бактерій вона перетворюється в молекули метану. Пальний метан (CH_4) складає від 50 до 85% і є основним компонентом біогазу, а значить і основним енергомістким компонентом. Теплотворна здатність 1 м^3 біогазу становить залежно від вмісту метану 20-25 МДж/ м^3 , що еквівалентно згоранню 0,6 – 0,8 літра бензину; 1,3 - 1,7 кг деревини або використанню 5 - 7 кВт електроенергії.

Відео: Как работает биогазовая установка?

<https://www.youtube.com/watch?v=mIwA9EN5J6o>

Перелік органічних відходів, придатних для виробництва біогазу: гній, пташиний послід, післяспиртова барда, відходи пивного виробництва, буряковий жом, фекальні осади, відходи рибного і забійного цеху (кров, жир, кишки), трава, побутові відходи, відходи молокозаводів, відходи від виробництва соків, водорості, відходи виробництва крохмалю і патоки - мезга і сироп, відходи переробки картоплі, виробництва чіпсів - шкурки, гнилі бульби.

Експерти зробили висновок, що одержання біогазу є рентабельним лише у разі перероблення відходів великих тваринницьких ферм (неменше 2000 голів).

Відходи спиртового виробництва — найкраща сировина для виробництва біогазу, проте є особливість під час її переробки. Так, барда і дробина швидко розщеплюються і через це мають схильність до окиснення. Тому їх переробка потребує двостадійної технології з використанням реактора гідролізу, в який відходи потрапляють з приймального резервуара. У реакторі гідролізу відбувається розведення відходів перебродженої маси. Це дає змогу контролювати рівень кислотності.

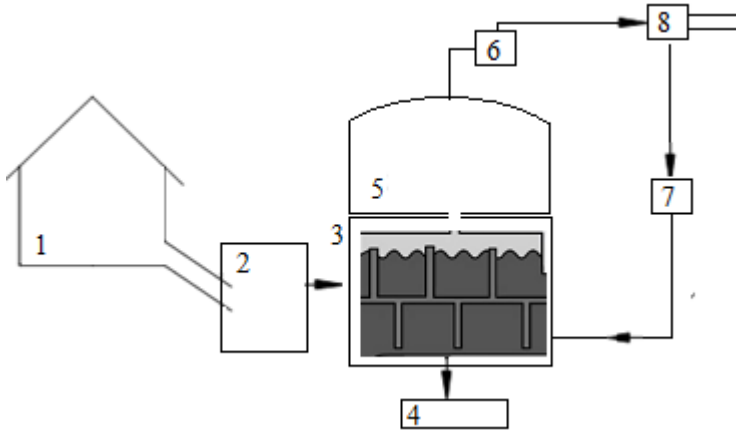
Крім відходів біогаз можна виробляти зі спеціально вирощених енергетичних культур, наприклад, з силосної кукурудзи або водоростей. Вихід газу може сягати до 300 м³ з 1 т маси і залежить від вмісту сухої речовини і виду використовуваної сировини.

Біогазова установка повинна мати такі частини:

- Ємність гомогенізації
- Завантажувач твердої (рідкої) сировини
- Реактор
- Мішалки
- Газгольдер
- Система підігрівання реактора (теплою водою)
- Газова система
- Насосна станція
- Сепаратор
- Прилади контролю та автоматики процесу бродіння

Промислові установки виробництва біогазу (рис.6.3) відрізняються наявністю механізації, систем підігріву, гомогенізації, автоматики. Біомаса (відходи або зелена маса) періодично подаються

за допомогою насосної станції або завантажувача в реактор, який є основою кожної біогазової установки. Реактор являє собою резервуар, який підігривається і є утепленим, обладнаний міксерами.



1- ферма; 2- збірник гомогенізації; 3- центрифуга з мішалками; 4- добрива; 5-реактор; 6- газгольдер; 7- біогаз на власні потреби (підігрівання реактора); 8-виробництво електроенергії та тепла
Рисунок 6.3.- Блок схема біогазової установки

Реактор є герметичний термос, у якому підтримується задана постійна температура. Для підтримки температури використовується система підігріву і система термоізоляції реактора. Всім цим керує блок автоматики. Органічний матеріал, що закладається в біореактор, повинен бути таким, що біологічно розкладається, для цього в нього треба вводити значну кількість води – до 90% від маси органіки. Для подачі в реактор вихідної сировини служить система підготовки сировини. Запропоновано два способи: закачування суміші з системи підготовки під дією сили тяжіння, або за допомогою спеціального фекального насоса. Перший спосіб найпростіший і дешевий. Суть його зводиться до того, що ємність для підготовки сировини розташовується вище реактора на розраховану величину, і підготовлена сировина заливається в реактор самопливом. Другий спосіб - класичний. Складнощі полягають у тому, що дешеві фекальні насоси не мають ріжучих ножів, і тому легко можуть засмітитися. Вартість необхідного фекального насоса порівнянна з вартістю самої

малої біогазової установки. Тому застосування фекального насоса має сенс для середніх біогазових установок.

Реактори великих біогазових установок зазвичай виготовляють з бетону, який потім утеплюють різними способами. Реактори малих установок зазвичай виготовляють з металевого листа. Часто використовують вживані цистерни. Температура сировини в реакторі повинна підтримуватися на рівні, оптимальному для функціонування відповідних анаеробних бактерій. Сама реакція - екзотермічна (супроводжується виділенням тепла), але при температурі навколишнього середовища, яка істотно нижче необхідної температури реакції сировину необхідно підігрівати.

Є кілька видів анаеробних бактерій, кожен з яких максимально ефективно працює при певній температурі. У зв'язку з цим розрізняють різні температурні режими бродіння. На практиці використовуються два режими: мезофільний (35-38°C, 10-20 діб) і термофільний (51-55° С, 8-10 діб). У термофільному реакція йде швидше, і відповідно в два рази швидше виділяється біогаз. Також термофільний режим має переваги з точки зору екології, оскільки в цьому режимі знищуються майже повністю всі хвороботворні мікроорганізми. Але термофільний режим вимагає великих енерговитрат на підтримання необхідної температури реакції, а також більшої точності підтримки температури. Переважна кількість установок працює в мезофільному режимі. Мезофільний режим пред'являє менш суворі вимоги до точності підтримки температури, але не завжди може підходити з точки зору екології. Кращий вихід біогазу при мезофільному режимі з досить високим вмістом метану досягається, якщо температура в ферментуючій органіці знаходиться в діапазоні 35-38° С, при більш низьких і більш високих значеннях температури в біогазі збільшується вміст двоокису вуглецю, і його якість падає.

Для оптимальної експлуатації біогазових установок велике значення мають добова доза завантаження свіжого гною і періодичність її внесення. Доза завантаження - величина непостійна і залежить від виду сировини, температури зброджування і концентрації сухої речовини в сировині. Оптимальною дозою добового завантаження для установок з мезофільними режимами можна вважати 6-10% від повного обсягу сировини, що завантажується, при тривалості зброджування 10-20 діб.

Також для рівномірного і ефективного протікання реакції використовується система перемішування сировини, яка управляється блоком автоматики, для керування міксерами або мішалками. Перемішування покращує рівномірність прогріву сировини. Перемішуючі деталі всередині хімічно активної маси реактора повинні бути зроблені з корозійно-стійкого матеріалу.

Продуктом життєдіяльності бактерій є біогаз. Отриманий біогаз після очищення збирається й зберігається до часу використання в газгольдері. Біогаз, як правило, поступається за теплотворними властивостями природному газу. Проте після відповідної технологічної сепарації (поглинання і використання на інші технологічні потреби наявного вуглекислого газу) перевершує природний газ за теплотворністю. Біогаз проводять по газових трубах до місця використання в побутових або інших приладах. Газова система служить для зневоднення газу, контролю тиску газу (встановлюється манометр), та попередження зворотного ходу.

Для зливу відпрацьованої сировини (готових біодобрив) застосовується система зливу. У великих біогазових установках відпрацьовану сировину зливають за допомогою шнекових насосів. Для малих і середніх біогазових установок, найвигідніше зливати шлам під дією сили тяжіння в ємність, розташовану нижче реакторів.

Біогаз подається до споживачів (в котел або електрогенератор). Газ спалюють на місці, одержуючи електроенергію або тепло, де гарячі димові гази нагрівають воду, що використовується для технологічних потреб і опалення будівель.

ККД біогазової установки досягає 30-35% при виробництві електроенергії з біогазу. Основні недоліки біогазової установки додаткові витрати на газогенеруюче обладнання, складність (через високу вартість обладнання) акумулювання газоподібного палива у великих обсягах, відносно низька теплотворна здатність (до сепарації). Ще у 2010 році планувалося розробити і оприлюднити вимоги до якості біогазу, а також методика визначення якості біогазу з метою запровадження обов'язкових стандартів і норм, але на сьогодні це так і не відбулося.

В якості прикладу можна привести Барський спиртовий комбінат, який до кінця 2006 р. мав установити систему виробництва біогазу вартістю 1,5 млн. грн, яка б дала змогу підприємству виробляти до 40% газу, що споживається на комбінаті. Однак інформація про

реалізацію цього проекту і про досягнутий економічний ефект також відсутня.

Серед усіх ПДЕ біогаз має особливий статус, оскільки він знаходить різноманітне застосування у сферах електроенергетики, виробництва тепла і використовується в якості пального, а також може постійно вироблятися відповідно до потреб на основі наявної місцевої сировини.

Запитання

1. Назвіть основні методи переробки біопалива.
2. Назвіть переваги пелетів у порівнянні зі звичайними дровами.
3. Поясніть сутність процесу «піроліз».
4. Назвіть найпоширенішу сировину для виробництва етанолу.
5. Назвіть основні речовини, які входять до складу біогазу.

ВИСНОВКИ

Огляд сучасного стану розвитку матеріалів та практичних розробок з альтернативної енергетики дозволяє зробити такі висновки:

1. Обсяг запасів викопних джерел енергії є обмеженим, тому нагальною задачею є економія енергетичних ресурсів, для вирішення якої доцільно вживати ряд заходів з підвищення енергозбереження і енергоефективності.

2. Сонячна енергія має найбільший потенціал серед ПДЕ. У зв'язку з цим сонячна енергетика є одним з найперспективніших ПДЕ, яку використовують для генерування теплової і електричної енергії. Нестабільність і низька питома потужність сонячного випромінювання, в деякій мірі ускладнює структуру СЕС.

3. Енергію вітру використовують для генерування електричної енергії з найчастішим використанням ВЕУ з горизонтальною віссю обертання, що пояснюється більшим значенням ККД і меншою вартістю.

4. Біопаливо є одним з найдешевших типів ПДЕ. На основі біопалива зростають обсяги виробництва тепло- та електроенергії. Основним ресурсом для виробництва біопалива є деревина, відходи деревообробної промисловості, крохмаловмісні і олійовмісні культури, з яких виготовляють біодизель, біоетанол та біогаз.

5. Досить перспективним напрямком енергозберігаючої політики, що дозволяє забезпечити значну економію традиційного палива, є використання геотермальної енергії для опалення, гарячого водопостачання і кондиціонування повітря в житлових та громадських будівлях і спорудах, а також технологічне використання глибинного тепла Землі в різних галузях промисловості і сільського господарства.

6. Результати досліджень вказує що використання комплексного підходу до використання ПДЕ збільшує їх ефективність. Підтримка держави у розвитку поновлюваних та альтернативних енергій необхідна на перших стадіях шляхом: зелених тарифів, дешевих кредитів що сприяють розвитку вітчизняного обладнання, підтримки та стимулювання пошуку нових рішень для зменшення собівартості нетрадиційної енергетики.

Основні переваги поновлюваних джерел енергії (ПДЕ):

1. Вони є практично невичерпним джерелом енергії, їх потенціал постійно відновлюється, і тому термін використання необмежений.

2. Дуже високі показники генерації енергії, оскільки відсутні затрати на добування палива, розвідування, транспортування, збереження, рекультивування місць добування, спорудження потужних енергокомплексів.

3. ПДЕ майже не впливають на навколишнє середовище, не мають екологічно небезпечних побічних продуктів, не чинять негативного впливу на здоров'я людини, використовуючи природні ресурси та змінюючи середовища для людського проживання шляхом побудови очисних споруд та багато іншого.

Разом з перевагами ПДЕ мають декілька важливих недоліків, які в даний час обмежують їх широке використання:

1. Мала густина потоку енергії, необхідні великі поверхні для переробки ПДЕ.

3. Непостійність та не співпадання за часом вироблення енергії та її використання. Суттєва зміна енергії, що генерується ПДЕ суттєво впливає на баланс потужностей в енергосистемі і потребує розробки, логістики, управління потоками енергії та потребує застосування складних та дорогих систем акумуляування енергії або дублювання потужностей за рахунок традиційних енергоресурсів. Використання накопичувачів енергії для балансу електроенергії в мережі суттєво впливає на собівартість виробленої енергії у практиці практично вдвічі збільшує потужність встановленого обладнання і його складність.

2. Нерівномірність розташування джерел ПДЕ, вони можуть широко використовуватись тільки в найбільш сприятливих за концентрацією районах.

3. Висока капіталоемність енергетичних установок і споруд навіть при досить сприятливих експлуатаційних характеристиках та ефективному способі його використання обмежує широке застосування ПДЕ в Україні. Собівартість поновлюваних джерел енергії на наступний час значно вище традиційних джерел енергії тому при виборі технічних рішень потрібне їх щільне обґрунтування.

ЛІТЕРАТУРА

1. Плачкова, С. Г. Энергетика. История, настоящее и будущее. Книга 1. / С. Г. Плачкова // [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energetika.in.ua/ru/books/book-1>.

2. Электроснабжение объектов. Ч.1. Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования: учебное пособие/А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 185с.

3. Енергозбереження і енергоефективність-1. Конспект лекцій для студентів напрямку підготовки 6.050802 «Електронні пристрої та системи»./ Вербицкий С. В. - К.: НТУУ «КПІ», 2014. – 106 с.

4. Горяжа В. М. Конспект лекцій з курсу «Електрична частина станцій та підстанцій» (частина 1) (для студентів денної та заочної форм навчання спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка) /В. М. Горяжа, А. О. Карюк. – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 149 с.

5. Екологічно безпечні відновлювальні джерела отримання теплової енергії [Текст]: дис. канд. техн. наук: 21.06.01 / Зур'ян О. В.- Харків. нац. ун-т ім. В. Н. Каразіна. - Харків, 2016. - 201 с.

6. Методичні вказівки з вивчення дисципліни "Поновлювальні та альтернативні джерела енергії" та контрольні завдання для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання /Укл.: О.В. Немікіна,- Запоріжжя: ЗНТУ, 2019 – 43 с.

7. Світлотехнічні установки з автономним живленням [Текст] : дис. канд. техн. наук: 05.09.07 / Філюк Я. О.; Тернопіл. нац. техн. ун-т ім. Івана Пулюя. - Тернопіль, 2019. – 136 с.

8. Гнатов А.В. Сонячна енергія – основні види та типи сонячних електростанцій /А.В. Гнатов, Щ.В. Аргун, В.О. Череватий, О.А. Ул'янець // Автомобиль и электроника. Современные технологии. – 2017. – № 12. – С. 12–21.

9. Охоткин Г.П. Методика расчета мощности солнечных электростанций / Г.П. Охоткин // Вестник Чувашского университета. – 2013. № 3– Чебоксары – С.222-230.

10. Солнечная инсоляция – справочные таблицы [Электронный ресурс]./ Альтернативная энергетика: сайт URL:

<http://alternativenergy.ru/solnechnaya-energetika/312-solnechnaya-insolyaciya.html> (дата обращения: 27.12.2019).

11. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з дисципліни "Поновлювальні та альтернативні джерела енергії" для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» всіх форм навчання /Укл.: О.В.Немикіна, О.І. Кузьменко - Запоріжжя: ЗНТУ, 2019 – 26 с.

12. Методичні вказівки до виконання лабораторних робіт з навчальної дисципліни «Розосереджена генерація в системах електропостачання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» денної та заочної форм навчання / С.В. Василець. - Рівне: НУВГП, 2017. - 58 с.

13. Лукутин Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Б. В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

14. Зарубіжний досвід електро- та теплопостачання на основі впровадження екологоефективних біопаливних технологій / Міненерговугілля України, ДП "НЕК "Укренерго", Відокремлений підрозділ "Науково-проектний центр розвитку об'єднаної енергетичної системи України" державного підприємства "Національна енергетична компанія "Укренерго"". — К., 2017. — 122 с.

15. Лущик В. Д. Перспективні напрямки удосконалення електричних машин: монографія / В. Д. Лущик. – К.: «Видавництво Компрінт», 2015. – 265 с.

16. Стаднік М.І. Визначення рівня генерації електроенергії на сонячній електростанції відносно її встановленої потужності. /М.І. Стаднік, О.О. Рубаненко, С.В. Бондаренко // Техніка, енергетика, транспорт АПК.– Вінниця. 2016. – №3 (95). – С. 213-220.

17. Голубенко Н.С. Моделирование электромеханической системы ВЭУ с аэродинамической мультипликацией в режиме стабилизации скорости вращения ветротурбин / Голубенко Н.С., Андриенко П. Д., Немудрый И. Ю. / Электротехника и электроэнергетика. – 2011. – № 1. – С. 70-74.

18. Андриенко П. Д. Использование высокочастотных генераторов для повышения мощности ВЭУ с аэродинамической мультипликацией /Андриенко П.Д., Метельский В.П., Немудрый И.Ю. / Электротехнические и компьютерные системы. – 2013. – №10 (86) – С. 45-49.

19. Арсеньев В. М. Теплові насоси: основи теорії і розрахунку : навчальний посібник / В. М. Арсеньев, С. С. Мелейчук. – Суми : СДУ, 2018. – 364 с.

20. Алексеевский Д.Г., Андриенко П.Д., Немыкина О.В. Исследование схем преобразования электроэнергии в ветроэлектрических установках с аэродинамической мультипликацией // Проблемы региональной энергетики. – 2019. - №1 (39) 2019. – С. 70-79. <http://doi.org/10.5281/zenodo.2650423>.

21. Шрайбер Д. Перевод Колпакова А. Преобразователи высокой мощности для возобновляемых источников энергии // Силовая электроника. 2010. №5. - С. 90 - 94. http://power-e.ru/pdf/2010_5_90.pdf

22. Веб-сайт Украинской ветроэнергетической ассоциации [Электронный ресурс]. – Режим доступа : [http : // www.uwea.com.ua](http://www.uwea.com.ua).

23. Vestas V112-3.3 MW Product Brochure. https://www.vestas.com/en/products/4-mw-platform/v112-3_45_mw

24. Nordex N43 600-125 43.0. URL: <https://en.wind-turbine-models.com>

25. Сиченко В. Г. Електроживлення систем залізничної автоматики : монографія / В. Г. Сиченко, В. І. Гаврилюк. - Д. : Вид-во Маковецький, 2009. - 372 с.

26. Повышение эффективности функционирования тягового электроснабжения при применении возобновляемых источников электрической энергии / Ю. П. Гончаров, В. Г. Сыченко, Д. А. Босый, М. С. Пастушенко, Е. Н. Косарев // Problemy Kolejnictwa. – 2014. – Т. 58, № 162. – С.65–82.

27. Лищенко А.И., Мазуренко Л.И., Елизаренко И.М., Джура А.В. Асинхронные вентильные генераторы для энергоустановок транспортных объектов // Техническая электродинамика: Спец. выпуск. – 1996. – № 3. – С. 44-48.

28. Шавьолкін О. О. Силові напівпровідникові перетворювачі енергії : навч. посібник / О. О. Шавьолкін. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 403 с.

<http://eprints.kname.edu.ua/41615/1/2015%207%D0%9D%20%D0%A8%D0%B0%D0%B2%D0%B5%D0%BB%D0%BA%D0%B8%D0%BD.pdf>

29. Автоматичне керування генерацією активної потужності відновлюваних джерел енергії в комбінованій електроенергетичній системі [Текст] : дис кандидата технічних наук 05.13.07 / Солдатенко В.П. Кропивницький, ЦНТУ. 2019.

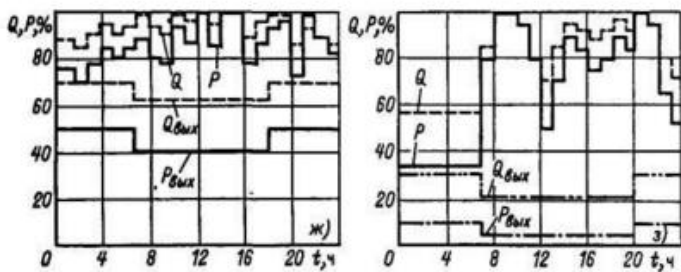
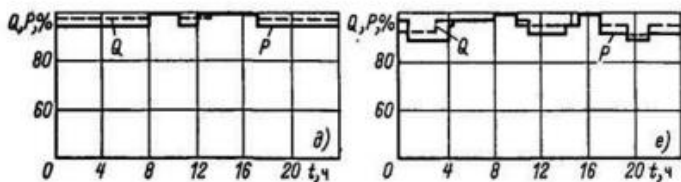
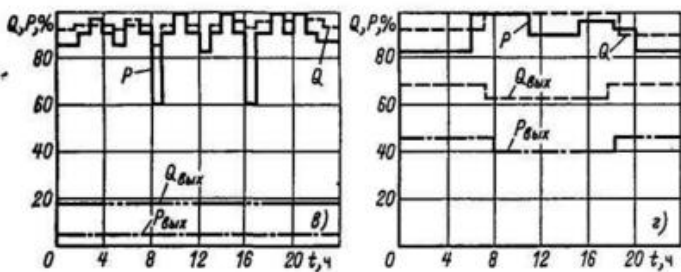
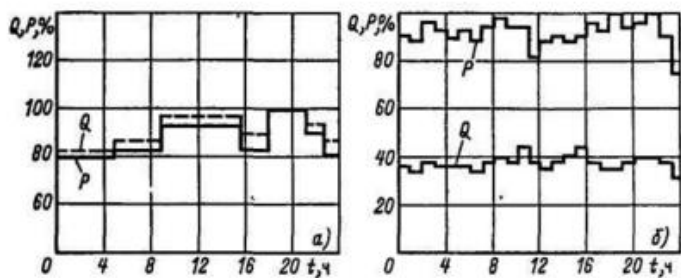
ДОДАТОК А

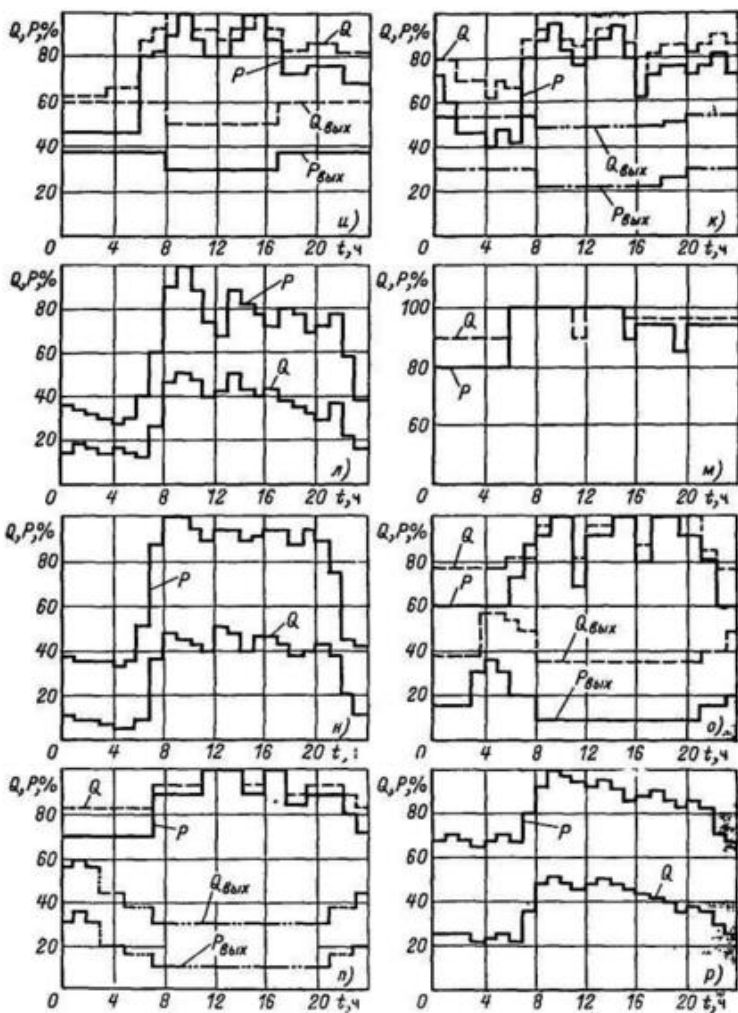
ХАРАКТЕРНІ ГРАФІКИ АКТИВНИХ І РЕАКТИВНИХ НАВАНТАЖЕНЬ ПІДПРИЄМСТВ РІЗНИХ ГАЛУЗЕЙ ПРОМИСЛОВОСТІ

Таблиця А-1

Графіки навантажень різних галузей промисловості

а) вуглевидобуток;	д) кольорової металургії;
б) нафтоперероблення;	е) хімічної промисловості;
в) торфорозробки;	ж) важкого машинобудування;
г) чорної металургії;	з) ремонтно-механічних заводів;
и) верстатобудівної промисловості;	н) легкої промисловості;
к) автомобільної промисловості;	о) прядильно-ткацьких фабрик;
л) деревообробної промисловості;	п) друкованих та оздоблювальних фабрик;
м) целюлозно-паперової промисловості;	р) харчової промисловості





P, Q - активне і реактивне навантаження робочого дня;
 $P_{\text{вих}}, Q_{\text{вих}}$ - активне і реактивне навантаження вихідного дня.

ДОДАТОК Б

ГРАФІК НАВАНТАЖЕННЯ, СОНЯЧНА ІНСОЛЯЦІЯ, ПАРАМЕТРИ СОНЯЧНИХ МОДУЛІВ ДЛЯ РОЗРАХУНКУ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ

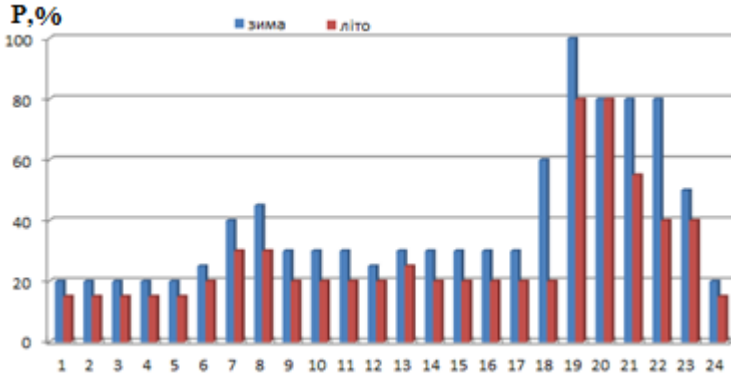


Рисунок Б.1 – Типовий добовий графік активної потужності побутових споживачів в зимовий і літній період

Таблиця Б-1

Коефіцієнти потужності окремих побутових електроприймачів

типи споживачів	$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$
Лампи розжарювання	1,0 / 0
Люмінісцентні лампи	0,92 / 0,426
Холодильники	0,65 / 1,168
Насоси, вентилятори, кондиціонери до 4 кВт	0,75 / 0,882
Те ж, при потужності двигуна понад 4 кВт	0,85 / 0,62
Телерадіоапаратура (персональні комп'ютери)	0,65 / 1,168
Водонагрівачі, електроопітелі, сауни	1,0 / 0

Таблиця Б-2
Місячна сонячна інсоляція м. Запоріжжя, кВт·год/м²

Кут 47°	29,4	37,5	56	90,2	126	174,2	208,6	190,2	189,9	116,1	75,6	37,5
Кут 62°	46,9	56,1	77,9	122,5	148,6	177,8	199,5	183,4	188,5	163,5	123,9	79,1
Місяць	грудень	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад

Таблиця Б-3
Денна сонячна інсоляція м. Запоріжжя, кВт·год/м²

Кут 47°	0,95	1,21	2	2,91	4,2	5,62	6,95	6,13	6,13	3,87	2,44	1,25
Кут 62°	1,51	1,81	2,8	3,95	4,95	5,74	6,65	5,92	6,08	5,45	4	2,64
Місяць	грудень	січень	лютий	березень	квітень	травень	червень	липень	серпень	вересень	жовтень	листопад

Вт·год, м²

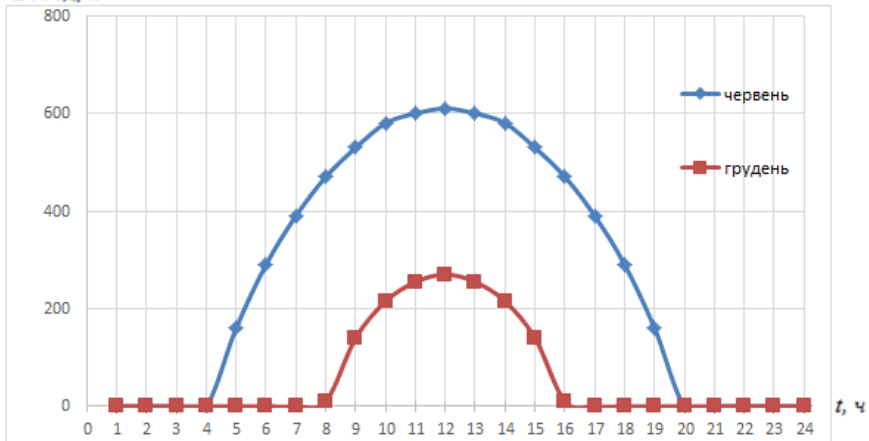


Рисунок Б.2 - Залежність денної сонячної інсоляції м. Запоріжжя при встановленні сонячних панелей під кутом 62°

Таблиця Б-3

Параметри сонячних модулів PerLightSolar (Китай).

Потужність, Вт	Розміри модуля, м	Параметри модулю					Вартість , \$
		ККД, %	ТМП		Напруга XX, U _{хх} , В	Струм КЗ, I _{кз} , А	
			P max, Вт	U max, В/ I max, А			
170	1x1,47	16,42	169,9	23,8/7,14	28,80	7,72	177
190	1x1,47	16,65	189,87	24,5/7,75	29,47	8,12	195
200	1x1,47	16,68	199,9	25,5/7,83	30,8	8,15	203
210	1x1,47	16,7	208,24	27,4/7,66	32,94	8,17	212
220	1x1,47	16,74	220,4	27,8/7,93	33,26	8,39	217
230	1x1,63	16,8	229,67	30,3/7,58	36,42	8,1	219
250	1x1,63	16,82	249,7	31,1/8,03	37,32	8,5	223
260	1x1,63	16,98	260,0	30,27/8,59	36,78	9,15	225
265	1x1,63	16,28	265	30,46/8,70	37,01	9,23	227
270	1x1,63	16,59	270	30,7/8,80	37,30	9,32	230
275	1x1,63	16,90	274,9	30,93/8,89	37,61	9,41	233
280	1x1,63	17,21	280	31,15/8,99	37,86	9,51	236
285	1x1,63	17,51	285	31,43/9,07	38,17	9,60	239
290	1x1,63	17,62	289,4	31,7/9,13	37,48	9,67	241
300	1x1,95	17,81	300	33,8/9,06	37,88	9,80	244
310	1x1,95	16,23	310,2	33,5/9,16	44,53	8,56	250
320	1x1,95	16,49	319,9	37,08/8,63	44,87	8,63	256
325	1x1,95	16,74	325,3	37,28/8,72	45,11	8,72	260
330	1x1,95	17,22	330,1	37,38/8,83	45,23	8,38	264
335	1x1,95	17,26	334,6	37,6/8,9	45,50	9,44	266
340	1x1,95	17,52	339,4	37,81/8,98	45,82	9,49	268
345	1x1,95	17,78	345,1	38,13/9,05	46,14	9,52	270

ДОДАТОК В

ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК

Таблиця В-1
Технічні характеристики ВЕУ Vestas V112-3.3MW

Номінальна потужність	3,3 МВт
Стартова швидкість	3 м/с
Максимальна експлуатаційна швидкість	25 м/с
Діаметр ротора	112 м
Обмахувана площа	9852 м ²
Висота башти	119 м

Таблиця В-2
Потужності вітру для Vestas V112-3.3MW

Швидкість v , м/с	Потужність P , кВт
3	23
4	88
5	301
6	557
7	912
8	1377
9	1954
10	2572
11	2988
12	3276
13-25	3300

Таблиця В-3

Технічні характеристики ВЕУ NORDEX N43-600-125 43.0

Номінальна потужність	600 кВт
Мінімальна робоча швидкість вітру (стартова)	4,0 м/с
Швидкість, при якій відбувається відключення (максимальна експлуатаційна)	25 м/с
Максимальна швидкість вітру	55 м/с
Діаметр ротора	43 м
Висота башти	50 м- 60 м

Таблиця В-4

Потужності вітру для NORDEX N43-600-125 43.0

Швидкість v , м/с	Потужність P , кВт	Швидкість v , м/с	Потужність P , кВт
4	17	15	619
5	45	16	618
6	72	17	618
7	124	18	620
8	196	19	610
9	277	20	594
10	364	21	592
11	444	22	590
12	533	23	580
13	584	24	575
14	618	25	570

Таблиця В-5

Технічні характеристики ВЕУ FLAMINGO AERO – 6.7

Номінальна потужність	4 кВт
Мінімальна робоча швидкість вітру (стартова)	2,5 м/с
Номінальна швидкість вітру	8 м/с
Швидкість, при якій відбувається відключення (максимальна експлуатаційна)	25 м/с
Максимальна швидкість вітру	50 м/с
Діаметр ротора	6,7 м
Висота башти	21-27 м

Таблиця В-6

Технічні характеристики ВЕУ АМ

№	Найменування параметру	Тип ВЕУ АМ			
		ТГ- 750М	ТГ- 1000	ТГ- 2500*	ТГ- 5000*
1	Номінальна потужність, кВт	750	1000	2500	5000
2	Швидкість вітрового потоку, м/с				
	–початкова (стартова)	2,7	2,7	2,5	2,9
	–номінальна	10,8	11,9	11,0	12,2
	–максимальна робоча	25	25	25	25
3	Ротор				
	–діаметр, м	58,0	58,0	106,0	124,0
	–кількість лопатей, шт.	3	3	3	3
	–частота обертання, об/хв.	7,5...27	6...28,2	4...15	4...13
	–висота осі ротора, м	50	50	80	100
4	Турбогенератори				
	–кількість, шт.	3	3	3	3
	–номінальна частота обертання, об/хв.	375	375	250	150
	–потужність генератора, кВт	250	350	850	1700
	–напруга, в, при частоті 50 Гц	400	690	690	690

* - проект

ДОДАТОК Г

ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ДЛЯ СОНЯЧНИХ ТА ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Таблиця Г-1

Температурний коефіцієнт для АКБ

Температура навколишнього середовища	Коефіцієнт k_t
26,7°C	1,00
21,2 °C	1,04
15,6 °C	1,11
10,1 °C	1,19
4,4 °C	1,30
-1,1 °C	1,40
-6,7 °C	1,59

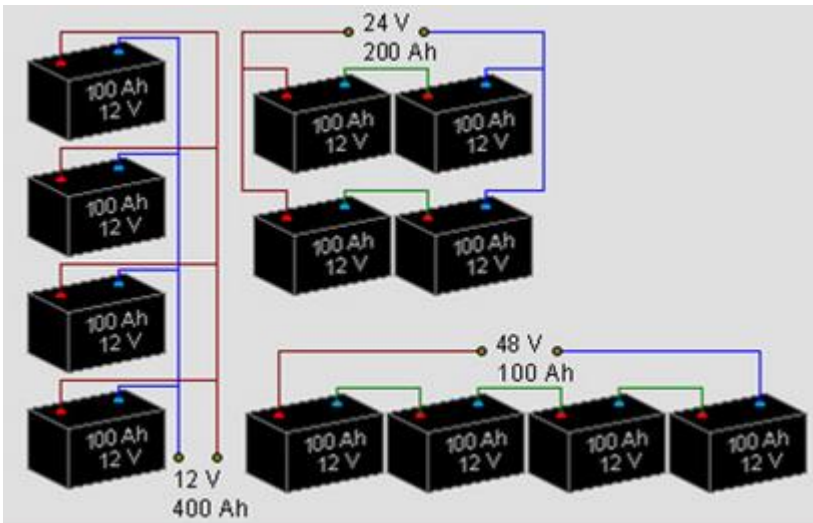


Рисунок Г.1 Приклад підключення акумуляторів 100 А×год в єдину АКБ

Таблиця Г-2

Параметри акумуляторних батарей (КНР)

№	Акумуляторна батарея«Delta»	Технологія	Вартість, \$
1	DT 1212, U=12В, ємність:12Ач, розмір:151*98*65мм,	AGM	24,5
2	DTM 12-17, U=12В, C=17Ач, розмір:181x77x167мм;	AGM	40,2
3	HR 12-18, U=12В, C=18, розмір:181x77x167мм;	AGM	48,9
4	DTM 12-33, U=12В, C=33Ач, розмір:195x130x155мм;	AGM	89,1
5	DTM 12-40, U=12В, C=40Ач, розмір:197x165x170мм;	AGM	108,3
6	DTM 12-65, U=12В, C=65Ач, розмір:350x167x179мм;	AGM	169,5
7	DTM 12100, U=12В, C=100Ач, розмір:330x171x214мм;	AGM	218,5
8	DTM 12120, U=12В, C=120Ач, розмір:410x176x227мм;	AGM	265,7
9	DTM 12150, U=12В, C=150Ач, розмір:485x172x240мм;	AGM	328,6
10	DTM 12200, U=12В, C=200Ач, розмір:522x238x218мм;	AGM	428,3
11	GX 12-65, U=12В, C=65Ач, розмір:350x167x179мм;	GEL	218,5
12	GX 12-100,U=12В, C=100Ач, розмір:410x176x227мм;	GEL	2362,2
13	GX 12-150, U=12В, C=150Ач, розмір:428x176x240мм;	GEL	419,5
14	GX 12-200, U=12В, C=200Ач, розмір:522x238x218мм;	GEL	507

Таблиця Г-3

Технічні характеристики інверторів фірми Victron Energy

Тип інвертору	Потужність			cosφ	$\frac{U_{ВХ}}{U_{ВІХ'}}$ В	ККД, %	Вартість (EUR)
	Pном , кВт	Sном кВА	Pmax ,кВт				
EasySolar 48/3000/35- 50 (+MPPT)	2,5	3	6	0,83	$\frac{48}{220}$	95	1 570,8
EasySolar 48/5000/70- 100 (+MPPT)	4	5	10	0,8	$\frac{48}{220}$	95	1 795,6
Multi 24/500/10-16	0,4	0,5	0,6	0,8	$\frac{24}{220}$	95	576
MultiPlus C 24/800/16-16	0,65	0,8	0,975	0,8	$\frac{24}{220}$	95	883,2
MultiPlus 24/1200/25	1	1,2	1,5	0,83	$\frac{24}{220}$	95	996
MultiPlus C 48/3000/35- 16	2,4	3	6	0,8	$\frac{48}{220}$	95	2291
MultiPlus C 48/5000/70- 100	4	5	10	0,81	$\frac{48}{220}$	95	3210
Quattro 48/5000/70- 100/100	4	5		0,8	$\frac{48}{220}$	95	3 108
Quattro 48/8000/110- 100/100	6.5	8	9,75	0,81	$\frac{48}{220}$	96	3 993,6
Quattro 48/10000/140- 100/100	8	10	12	0,8	$\frac{48}{220}$	96	4 772,4
Quattro 48/15000/200- 100/100	12	15 кВА	18,25	0,8	$\frac{48}{220}$	96	6 600

інвертори Energy EasySolar - автономні, Victron Energy MultiPlus, Quattro –гібридні. Кількість фаз: однофазний.

Технічні характеристики мережевих інверторів фірми Huawei

Тип інвертору	Потужність		Івх. max, А	Увх. max, В	Увх/ Увих, В	ККД, %	Вартість, \$
	Рном, кВт	Рmax, кВт					
SUN2000-8KTL	8	9,1	36 А (2 x 18 А)	1000	$\frac{320\sim 800}{3x220/380}$	98,5	1 568
SUN2000-10KTL	10	11,3	36 А (2 x 18 А)	1000	$\frac{320\sim 800}{3x220/380}$	98,5	1 634
SUN2000-12KTL	12	13,7	36 А (2 x 18 А)	1000	$\frac{320\sim 800}{3x220/380}$	98,5	1 989
SUN2000-15KTL	15	17,1	36 А (2 x 18 А)	1000	$\frac{320\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 178
SUN2000-17KTL	17	19,2	54 А (3 x 18 А)	1000	$\frac{400\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 220
SUN2000-20KTL	20	22,5	54 А (3 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 284
SUN2000-23KTL	23	23,6	54 А (3 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 677
SUN2000-33KTL	33	33,8	72 А (4 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 875
SUN2000-36KTL	36	36,9	72 А (4 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,6	2 958
SUN2000-50KTL	50	51,3	108 А (6 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,7	3 375
SUN2000-60KTL	60	60,9	108 А (6 x 18 А)	1000	$\frac{480\sim 800}{3x220/380}$	98,7	3 452
SUN2000-100KTL	100	101,3	108 А (6 x 18 А)	1500	$\frac{600\sim 1200}{3x220/380}$	99	3 975

Трирівнева топологія мережевого інвертору Huawei забезпечує максимальну ефективність перетворення енергії. Модель оснащена природним охолодженням без зовнішніх вентиляторів. Форма вихідного сигналу: чиста синусоїда. Вихідна частота струму: 50 Гц.

Кількість фаз: трифазний. Клас захисту IP: IP65. THDi ≤ 3 %.
 Регульований коефіцієнт потужності PF = 0,8 з випередженням PF = 0,8
 с запізненням; cosφ=1. Кількість MPPT= 2.

Для SUN2000-8KTL: Увхід min, В: 320. Увхід max, В, : 800.

Увхід ном, В: 620 .

Технічні характеристики мережевих інверторів SMA Sunny Boy

	SB 3000TL -21	SB 5000TL -21	STP 5000TL -20	STP 10000T L-20	STP 15000T L-10	STP 20000T L-30
Кіль-ть фаз	1	1	3	3	3	3
ККД max/euro, %	97,0/96,0	97,0/96,4	98,0/97,1	98,0/97,6	98,2/97,8	98,4/98,0
параметри AC						
Рном AC, кВт (cos φ = 1)	3	4,6	5	10	15	20
Smax, кВА	3	5	5	10	15	20
Uном, В	220, 230, 240		3/N/PE; 220/380 3/N/PE; 230/400 3/N/PE; 240/415			
Частота мережі, Гц	50, 60 (±5)					
Imax, А	16	22	7.3	14.5	29 / 21.7	29 / 29
параметри DC						
Максимальна потужність фотомодулів, Вт	3200	5250	5100	10250	15330	20440
Увхід max, В	750		1000			
Увхід min, В	125		150			
Увхід ном,В	400		580	580	600	600
Діапазон Увхід, В	175...500		245...800	370...800	240...800	320...800
Івхід max MPPT1/ MPPT2, А	15 / 15		11 / 10	18 / 10	33 / 33	

Таблиця Г-4

Технічні характеристики контролерів

тип	Вхід			Потужність сонячних панелей	Технологія	Вартість, \$
	Уном, В	Uхх, В	Іном, А			
TRACER-1210RN,10А, 12/24V	12/24	150	10	120 Вт(12В), 240 Вт (24В)	MPPT	83,9
TRACER-2215RN,20А, 12/24V	12/24	150	20	240 Вт (12В), 480 Вт (24В)	MPPT	135,8
TRACER-3215RN,30А,12/24V	12/24	150	30	360 Вт (12В), 720 Вт (24В)	MPPT	177,8
TRACER42140А, 12/24V	12/24	150	40	480 Вт (12В), 960 Вт (24В)	MPPT	187,8
CM20 10A 12V/24V	12/24		10 А	120 Вт (12В), 240 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	20,9
CM20 15A 12V/24V	12/24		15 А	150 Вт (12В), 360 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	27,8
CM20 20A 12V/24V	12/24		15 А	240 Вт (12В), 480 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	31,9
CM30 20A 12V/24V	12/24		20 А	240 Вт(12В), 480 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	58,9
CM30 20A 48V	48		20 А	960 Вт (48В)	PWM (ШИМ)	83,9
CM30 30A 12V/24V	12/24		30	360 Вт (12В), 720 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	72,9
CM30 30A 48V	48		30 А	1440 Вт(48В)	PWM (ШИМ)	95,9
CM50 50A 12V/24V	12/24		50 А	600 Вт (12В), 1200 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	109,8
CM50 50A 48V	48		50 А	2400 Вт (48В)	PWM (ШИМ)	139,8
CM60 60A 12V/24V	12/24		50 А	720 Вт (12В), 1440 Вт (24В)	PWM (ШИМ)	139,8
CM60 60A 48V	48		60 А	2880 Вт (48В)	PWM (ШИМ)	163,8

ДОДАТОК Д

ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ

Таблиця Д-1

Технічні характеристики ТН типу ґрунт-вода

теплова потужність , кВт	споживана потужність, кВт	COP	Max t° опалення	Max t° ГВП	Напруга	клас захисту
6,5	2,0	3,28	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
7,2	2,1	3,41	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
9,1	2,6	3,45	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
10,6	3,1	3,4	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
13,1	3,7	3,48	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
15,6	4,4	3,5	55	57	3ф380	IP21
19,4	5,7	3,43	55	57	3ф380	IP54
21,2*	6,2	3,4	55	57	1ф230/ 3ф380	IP21
27,5	7,6	3,6	55	57	3ф380	IP54
31,2*	8,8	3,5	55	57	3ф380	IP21
33,7	9,5	3,54	55	57	3ф380	IP54
38,4*	11,4	3,43	55	57	3ф380	IP54
41,1	11,6	3,55	55	57	3ф380	IP54
55*	15,2	3,6	55	57	3ф380	IP54
67,4*	19,0	3,54	55	57	3ф380	IP54

82,2*	23,2	3,55	55	57	3ф380	IP54
<p>* Двохкомпресорні агрегати параметри наведені при B0 / W50 Перша буква позначає джерело тепла, друга - теплоносії в вихідному контурі. Буква «В» позначає розсіл (англ. Brine), «W» - вода (англ. Water), з температурою теплоносія у вхідному контурі 0 ° С і температурою теплоносія в вихідному контурі (лінія подачі опалення) 50 ° С. Цифри позначають відповідні температури в ° С.</p>						

Таблиця Д-2

Технічні характеристики ТН типу повітря-вода
Тепловий насос «повітря-вода» NIBE SPLIT NIBE AMS 10-8

Потужність подачі компресором в режимі 7/45°С опалення	3,5-12 кВт
Потужність подачі компресором в режимі 35/18°С кондиціонування	3,3-12 кВт
COP при 7/45 ° С	3,28
COP при 2/35 ° С	3,35
COP при -7/45 ° С	2,35
Границя роботи - опалення компресором (зовнішня температура)	-20°С to +43°С
Границя роботи - кондиціонування (зовнішня температура)	+15°С to +43°С
Макс. температура подачі тільки компресором	58 °С

Навчальне видання

НЕМИКІНА Ольга Володимирівна

**ПОНОВЛЮВАЛЬНІ ТА АЛЬТЕРНАТИВНІ
ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ**

для студентів спеціальності 141 Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка

Навчальний посібник

Комп'ютерний набір: *Немикіна О.В.*

Підписано до друку 14.09.2020. Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 10,93.
Тираж 100 прим. Зам. № 927.

Національний університет «Запорізька політехніка»
Україна, 69063, м. Запоріжжя, вул. Жуковського, 64
Тел.: (061) 769–82–96, 220–12–14

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 6952 від 22.10.2019.