

Бойко С.М., Сінчук І.О., Жуков О.А., Савицький О.І.

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ



КРИВИЙ РІГ
2021

Бойко С. М., Сінчук І. О., Жуков О. А., Савицький О. І.

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

підручник

**Під редакцією
доктора техн. наук,
професора Сінчука О. М.**

**м. Кривий Ріг
2021 р.**

УДК 620.918

К 63

Рекомендовано до друку Вченою радою Криворізького національного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 29.06.2021)

Рецензенти:

Кутін В. М., доктор техн. наук, професор (Вінницький національний технічний університет, м. Вінниця)

Розен В. П., доктор техн. наук, професор, Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут» (м. Київ)

Сивокобиленко В. Ф., доктор техн. наук, професор, Донецький національний технічний університет (м. Покровськ)

К 63 Комплексне використання відновлюваних джерел енергії. Підручник /
С. М. Бойко, І. О. Сінчук, О. А. Жуков, О. І. Савицький; під ред. доктора
технічних наук, професора О. М. Сінчука. – Кривий Ріг : ПП Щербатих О. В,
2021. – 204 с.

ISBN 978-617-639-306-1

У підручнику викладено основні положення про відновлювальні енергоресурси, основні принципи їх комплексного використання. Наведені приклади та міжнародний досвід експлуатації відновлюваних електростанцій. Викладено основні положення водневих системи накопичення електричної енергії, основні принципи їх використання та обслуговування.

Підручник є логічним продовженням ряду навчальних посібників авторів та містить їх нові наукові розробки.

Рекомендовано для фахівців, аспірантів та студентів за напрямком 141 – «Енергетика, електротехніка та електромеханіка» та інших споріднених спеціальностей при вивченні дисциплін «Традиційні та відновлювані джерела енергії», «Спеціальні питання енергетики», «Автономні джерела енергії», «Комплексне використання відновлюваних джерел енергії» та інших.

УДК 620.918

ISBN 978-617-639-306-1

© Бойко С. М., Сінчук І. О.,
Жуков О. А., Савицький О. І., 2021.

Бойко С.М., Сінчук І.О., Жуков О.А., Савицький О.І.

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

підручник

**Під редакцією
доктора техн. наук,
професора Сінчука О.М.**

**м. Кривий Ріг
2021 р.**

ЗМІСТ

Перелік умовних скорочень.....	6
Вступ.....	7
Розділ 1 Загальні відомості щодо комплексного використання відновлюваних джерел енергії	8
1.1 Розосереджена генерація електричної енергії. Поняття, визначення	8
1.2 Аспекти провадження розосереджених джерел генерації електричної енергії в Україні та світі.....	12
1.3 Структури енергетичних систем і комплексів з інплементованими відновлюваними джерелами енергії. Види, принципи розбудови та умови експлуатації.....	19
1.4 Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні та у світі	33
1.5 Класифікація комбінованих джерел і акумуляторів електричної енергії, основні характеристики.....	41
1.6 Комплексне використання відновлюваних джерел і накопичувачів електричної енергії.....	44
Контрольні питання до розділу 1.....	46
 Розділ 2 Керування рівнями споживання електроенергії в складі синергетичного комплексу електропостачання підприємств залізорудної промисловості	 47
2.1 Моделі моніторингу рівнів електроспоживання на підприємствах залізорудної промисловості.....	47
2.2 Оцінювання стратегії перспектив споживання електроенергії на підприємствах залізорудної галузі.....	76
2.3 Передмова до аналізу стану ефективності електроенергетичних систем сучасних залізорудних підприємств.....	93
2.4 Добові режими функціонування комплексу електропостачання-	

енергоспоживання гірничорудних підприємств.....	98
Контрольні питання до розділу 2.....	101
Розділ 3 Потенціал джерел розосередженої генерації.....	102
3.1 Енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії в Україні.....	102
3.2 Методи оцінки потенціалу нетрадиційних та відновлювальних джерел електричної енергії при їх впровадженні в умовах галузей народного господарства.....	106
3.3 Оцінка потенціалу сонячної фотоенергетики	109
3.4 Оцінка вітрового потенціалу в умовах промислових підприємств	121
3.5 Оцінка потенціалу незадіяного (відпрацьованого) вентиляційного потоку в умовах промислових підприємств.....	127
3.6 Оцінка гідроенергетичного потенціалу промислових підприємств	129
Контрольні питання до розділу 3.....	133
Розділ 4 Системи збору низькотемпературного тепла підземних шахтних вод та повітря для застосування в теплових насосах	134
4.1 Загальні відомості про тепловий насос.....	134
4.2 Практика застосування теплових насосів в Україні та світі	138
4.3 Перспектив застосування теплових насосів на шахтах залізорудних підприємств.....	145
4.4 Математична модель системи з тепловим насосом	146
Контрольні питання до розділу 4.....	152
Розділ 5 Комплексне використання відновлювальних джерел в умовах гірничометалургійних підприємств	153
5.1 Основи вибору оптимальних структур електроенергетичних систем з розосередженою генерацією електричної енергії.....	153

5.2 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання вітроенергетичних станцій в умовах гірничорудних підприємств.....	162
5.3 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі застосування сонячних електростанцій в умовах гірничорудних підприємств.....	166
5.4 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання міні- та мікрогідроелектростанцій в умовах гірничорудних підприємств.....	168
5.5 Схемні рішення при впровадженні Micro Grid підходу в умовах гірничорудних підприємств.....	169
Контрольні питання до розділу 5.....	173
Розділ 6 Напрямки розвитку сучасної електроенергетики.....	174
6.1 Концепція Micro Grid – напрямок розвитку сучасної енергетики	174
6.2 Зелений водень. Технології добування та використання	177
Контрольні питання до розділу 6.....	195
Список використаної та рекомендованої для користування літератури.....	196

Перелік умовних скорочень

АЕС – атомна електростанція
АГ – асинхронний генератор
БіоТЕЦ – біомасові теплоелектроцентралі
ВДЕ – відновлювані джерела енергії
ВЕК – вітровий електротехнічний комплекс
ВЕР – вторинні енергетичні ресурси
ВЕС – вітроенергетична система
ВЕУ – вітроенергетична установка
ВК – вітрове колесо
ГАЕС – гідроакумулююча електростанція
ГВП – гаряче водопостачання
ГЕС – гідроелектростанція
ДЕС – дизель-електрична система
КВЕВ – коефіцієнт використання енергії вітру
ККД – коефіцієнт корисної дії
НВДЕ – нетрадиційні відновлювальні джерела енергії
НДЕЕ – нетрадиційні джерела електричної енергії
ОГЕС – океанічні гідроелектростанції
ОТЕК – океанотермічна енергоконверсія
ПЕС – приливна електрична станція
СЕС – сонячна електростанція
СК – система керування
ТЕП – тяговий електричний привід
ТЕС – теплова електростанція
ЦПП – центральна підземна підстанція
ФБ – фотоелектричні батареї
ФЕП – фотоелектричний пристрій
ФЕУ – фотоелектрична установка

Вступ

На даний час Україна відноситься до країн з економікою, що розвивається. Для такого роду країн необхідно контролювати витрати в різних сферах, у тому числі й енергоспоживання, тому що цей показник характеризує рівень життя населення країни. Вважається, чим більше енергоспоживання, тим вище рівень життя.

Враховуючи, що основне завдання енергетики полягає в необхідності достатнього енергозабезпечення, можна зробити висновок, що необхідний рівень енергозабезпечення досягається не тільки валовою кількістю виробництва енергії, але і шляхом енергоресурсозбереження. Досягти високого рівня життя можна як величезним збільшенням виробництва енергії, так і використовуючи принципи енергоресурсозбереження, майже не збільшуючи виробництво енергії. У цьому полягає надзвичайно тісний зв'язок між виробництвом енергії, споживанням енергії і енергоресурсозбереженням.

Необхідність і можливість розвитку енергетики України на базі відновлюваних джерел зумовлені такими причинами:

- дефіцитом традиційних для України паливно-енергетичних ресурсів;
- дисбалансом у розвитку енергетичного комплексу України, орієнтованого на значне виробництво електроенергії на атомних електростанціях (до 25...30%) за фактичної відсутності виробництв і отримання ядерного палива, утилізації та переробки відходів, а також виробництв з модернізації обладнання діючих АЕС (ядерних реакторів, котельного обладнання тощо);
- сприятливими клімато-метеорологічними умовами для використання основних видів відновлюваних джерел енергії;
- наявністю промислової бази, придатної для виробництва, практично, всіх видів обладнання для поновлюваної енергетики.

Розділ 1 Загальні відомості щодо комплексного використання відновлюваних джерел енергії

1.1 Розосереджена генерація електричної енергії. Поняття, визначення

Розподілене виробництво енергії (англ. *Distributed power generation*) – концепція будівництва джерел енергії та розподільчих мереж, яка має на увазі наявність великої кількості користувачів, які виробляють теплову і електричну енергію для власних потреб, а також спрямовують надлишки в загальну мережу (електричну або теплову). Підключені до загальних мереж локальні джерела енергії в поєднанні з засобами накопичення, зберігання та перетворення енергії визначаються як розподілені енергетичні ресурси (англ. *Distributed Energy Resources - DER*).

В якості розподілених енергетичних ресурсів можуть виступати сонячні батареї, вітрогенератори та інші поновлювані джерела енергії, газові та дизельні генератори, акумуляторні системи зберігання електроенергії, електричні транспортні засоби та керовані навантаження, такі як системи опалення, кондиціонування та електричні водонагрівачі. Ними також можуть слугувати системи водопостачання, що мають накопичувальні ємності.

Велика енергетика – напрямок енергетики, пов'язаний з отриманням мереж тепла і електрики. Характерною рисою установок у великій енергетиці є великі розміри генераторних блоків і залежність від користувача [29].

Мала енергетика – напрямок енергетики, пов'язаний з отриманням незалежних від централізованих мереж тепла і електрики. Характерною ознакою установок в малій енергетиці є компактні розміри генераторних блоків і, як правило, мобільність конструкцій.

Загальноприйнятого терміна «мала енергетика» в даний час немає. В електроенергетиці найбільш часто до малих електростанцій прийнято відносити електростанції потужністю до 50 МВт з агрегатами одиничною потужністю до 25 МВт. Зазвичай такі електростанції поділяють на три підкласи [47]:

- мікроелектростанції потужністю до 100 кВт;

- мініелектростанції потужністю від 100 кВт до 1 МВт;
- малі електростанції потужністю більше 1 МВт.

Автономні джерела енергії – джерела електричної енергії, необхідні для роботи систем і пристроїв, не пов'язаних з лініями електропередачі.

Традиційні невідновлювані 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 невідновлюваних джерел на відміну від відновлюваних знаходиться в природі в зв'язаному стані і вивільняється в результаті цілеспрямованих дій людини [34].

Нетрадиційні відновлювані джерела енергії – це джерела на основі постійних існуючих або періодично виникаючих в навколишньому середовищі потоків енергії. Відновлювана енергія не є наслідком цілеспрямованої діяльності людини, і це є її визначальною ознакою [57].

Усі енергетичні ресурси на Землі, що є продуктами безперервної діяльності Сонця, можуть бути поділені на дві основні групи: на акумульовані природою й у більшості випадків непоновлювані та на неакумульовані, але постійно відновлювані (табл.1.1). До першої групи належать запаси паливних корисних копалин: нафта, кам'яне та буре вугілля, торф і підземні гази, а також уранові руди та інші хімічні елементи або їх сполуки, які застосовують при термоядерних і ядерних реакціях. До другої групи належать сонячне випромінювання, вітер, потоки рік, морські хвилі та припливи, внутрішнє тепло Землі, тощо.

Згідно з класифікацією Міжнародного енергетичного агентства до відновлюваних джерел енергії належать такі категорії:

- відновлювальні джерела енергії (ВДЕ), які спалюються, і відходи біомаси:
- тверда біомаса і тваринні продукти: це біологічна маса, у тому числі будь-які матеріали рослинного походження, що використовуються безпосередньо як паливо або перетворюються на інші форми перед спалюванням (деревина, рослинні відходи і відходи тваринного походження; деревне вугілля, яке одержують з твердої біомаси);

– газ чи рідина з біомаси (біогаз, отриманий у процесі анаеробної ферментації біомаси і твердих відходів, який спалюється для виробництва електрики і тепла);

– муніципальні відходи: це матеріали, що спалюються для виробництва теплової та електричної енергії (відходи житлового, комерційного і громадського секторів), які утилізуються муніципальною владою з метою централізованого знищення;

– промислові відходи: тверді й рідкі матеріали, що спалюються безпосередньо, зазвичай на спеціалізованих підприємствах, для виробництва теплової й електричної енергії та поліпшення екології;

– гідроенергія: це потенціальна або кінетична енергія води, перетворена на електричну енергію за допомогою устаткування та обладнання гідроелектростанцій, як великих, так і малих;

– геотермальна енергія: це теплова енергія, що надходить із земних надр, зазвичай у вигляді гарячої води або пари. Використовується для виробництва або безпосередньо як джерело тепла для систем теплопостачання, потреб сільського господарства тощо;

– сонячна енергія: це енергія потоку фотонів, що випромінюються Сонцем, які рухаються в напрямку Землі, яка використовується для одержання гарячої води та електричної енергії;

– енергія вітру: це кінетична енергія повітряного потоку природного чи штучного, що застосовується для виробництва електроенергії у вітрових електроагрегатах, за допомогою вітрових турбін;

– енергія приливів, морських хвиль і океану: це механічна енергія припливних потоків, або хвиль, що використовується для виробництва електричної енергії.

Класифікацію відновлюваних джерел енергії наведено на рис. 1.1. Результатами прямої сонячної діяльності є тепловий ефект і фотоефект, внаслідок чого Земля отримує теплову енергію та світло. Результатом побічної діяльності Сонця є відповідні ефекти в атмосфері, гідросфері та геосфері, що викликають

виникнення вітру, хвиль, зумовлюють течію річок, створюють умови для збереження внутрішнього тепла Землі.

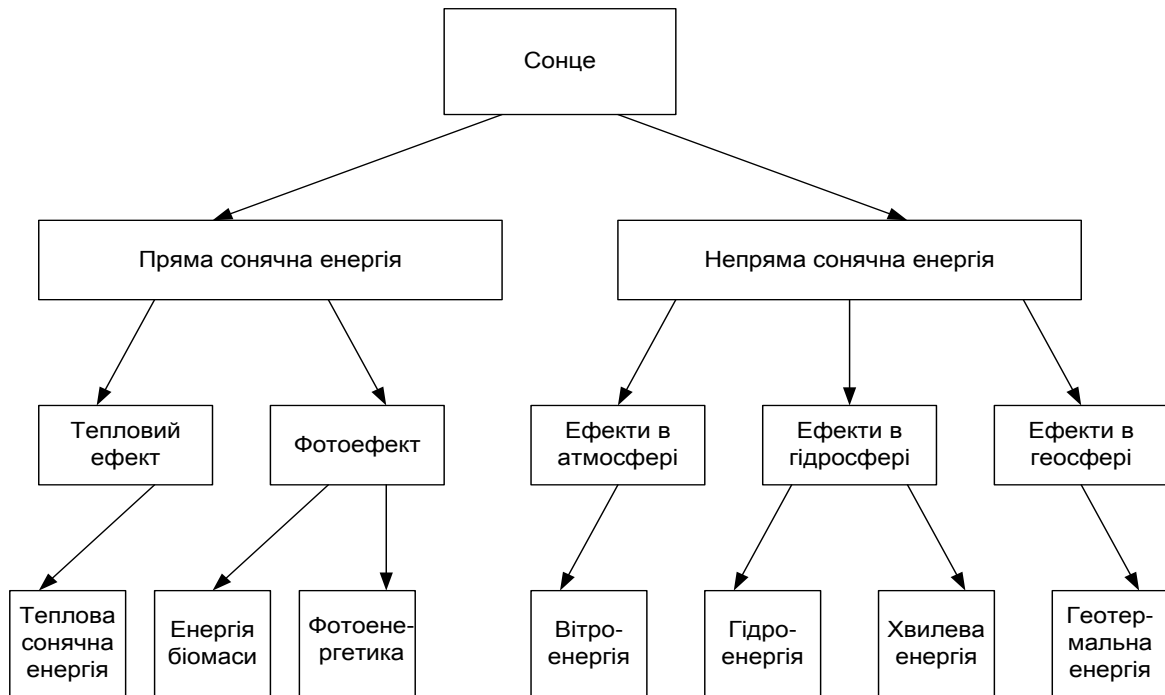
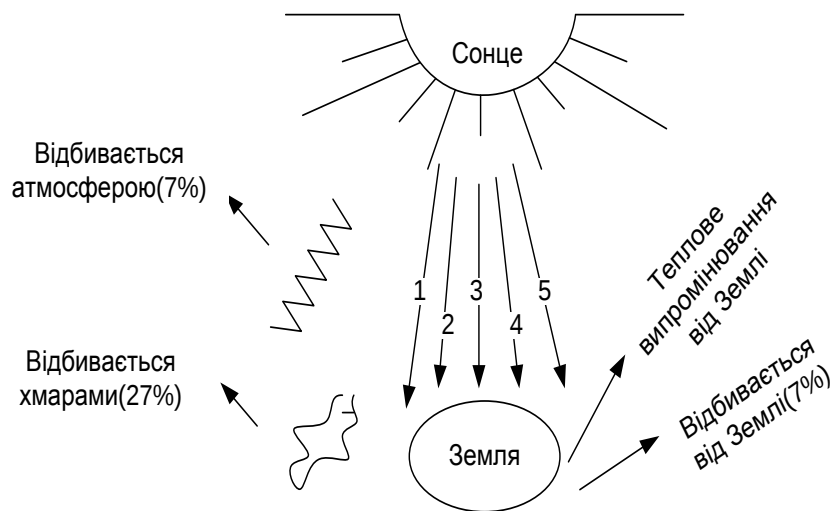


Рисунок 1.1 – Класифікація відновлюваних джерел енергії

Сонячна діяльність характеризується приблизними показниками, наведеними на рис. 1.2, які загалом утворюють схему теплового балансу Землі [6].



- 1 – перетворюється на енергію вітру (2,5%);
- 2 – перетворюється на енергію морських течій (0,04%);
- 3 – попадає на поверхню океану (33%);
- 4 – попадає на сушу (15%);
- 5 – засвоюється рослинами (0,12%).

Рисунок 1.2 – Розподіл променевої енергії Сонця

Автономна енергоустановка з НВДЕ повинна мати або акумулятори енергії, або установку-дублера, що працює на традиційному паливі. Якщо установка з НВДЕ приєднана до мережі, то мережа повинна взяти на себе компенсацію нерівномірності постачання енергії, для чого вона повинна мати достатню ємність і маневреність.

1.2 Аспекти провадження розосереджених джерел генерації електричної енергії в Україні та світі

В «Аналітичній записці» № 13 «Біоенергетичної асоціації України» розглянуто поточний стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в світі, Європейському Союзі та Україні. Проаналізовано енергетичні стратегії Євросоюзу в цілому, окремих країн ЄС та світу, а також України, розглянуто місце відновлюваних джерел енергії в цих стратегічних напрямках. Особливу увагу приділено країнам, які поставили собі за мету досягти більше 50% ВДЕ у забезпеченні кінцевого енергоспоживання до 2050 року. Показано, що для досягнення поставленої мети необхідно не тільки нарощувати потужності ВДЕ, але й суттєво скорочувати загальне споживання первинної енергії, за рахунок широкого впровадження енергоефективних заходів [1-3].

Міжнародне енергетичне агентство у 2012 році розробило аналіз і три сценарії розвитку планетарних подій, базуючись на різних енергетичних пріоритетах. Найпривабливішим та найбезпечнішим з розглянутих сценаріїв для нашої планети є сценарій *2Б8 (підвищення середньорічної температури на 2 градуси до 2050 року)*. Для досягнення цього сценарію потрібні величезні зміни в енергетичній системі світу, скорочення викидів парникових газів, пов'язаних з енергетикою, вдвічі до 2050 року в порівнянні з 2010 роком. Для виконання сценарію 2DS енергоемність світової економіки повинна постійно знижуватись, і попит на енергію повинен зменшуватись (рис. 1.3, 1.4). Без такого скорочення, досягнення сценарію 2DS стає дуже дорогим і навіть неможливим [3].



Рисунок 1.3 – Динаміка загального енергопостачання та енергоємності на одинцю ВВП при сценарії 2DS



Рисунок 1.4 – Динаміка споживання первинної енергії та ВВП в ЄС-28

На сьогодні відновлювані джерела енергії забезпечують близько 19% кінцевого енергоспоживання в світі, зокрема традиційна біомаса – 9%, сучасні ВДЕ – більше 10% (виробництво теплової та електричної енергії, транспортний сектор) (рис. 1.5). Загалом за рахунок біомаси (традиційної та сучасної) покривається близько 14% кінцевого споживання енергії [1].

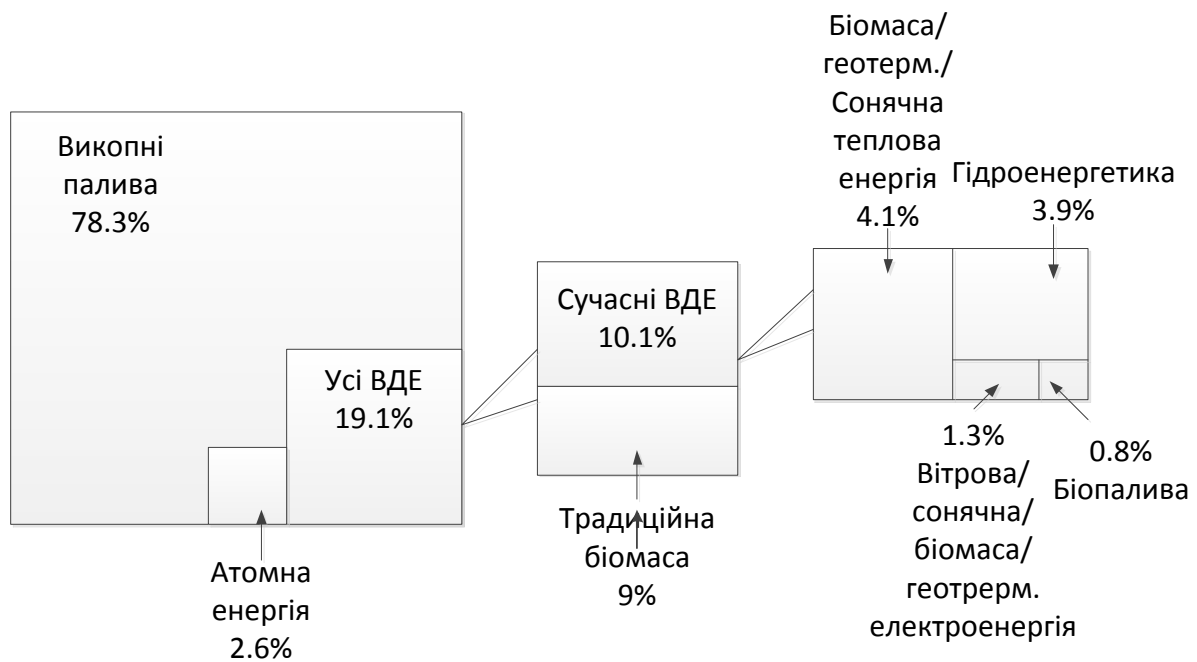


Рисунок 1.5– Структура кінцевого енергоспоживання в світі, 2013 р.

Внесок відновлюваних джерел енергії до загального виробництва електроенергії в світі становить майже 22,8%, при цьому лівова частка припадає на гідроенергію – 16,6%. З інших ВДЕ найбільша частка у вітроенергії – 3,1%, за якою слідує біомаса – 1,8% (рис. 1.6) [1].

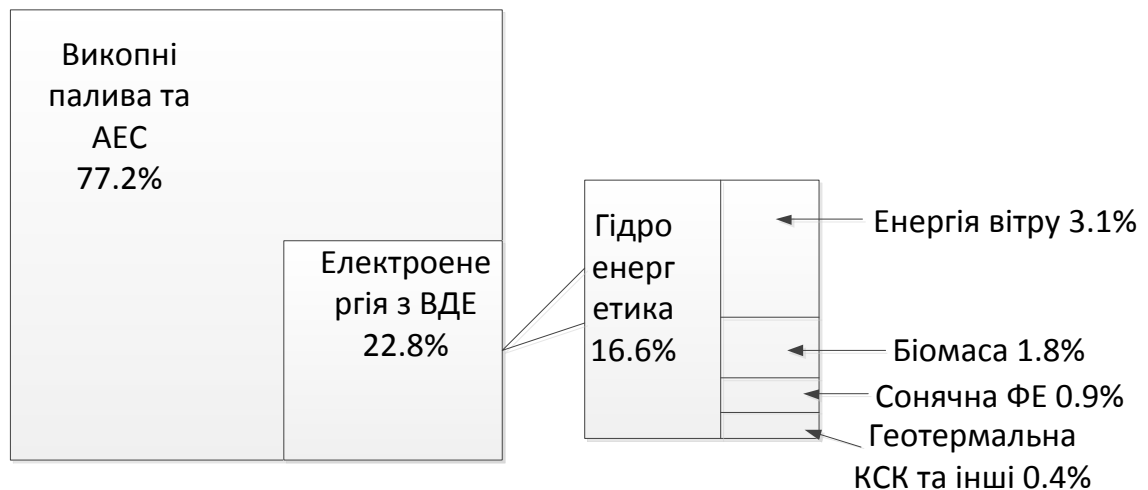


Рисунок 1.6 – Структура виробництва електроенергії в світі, 2014 р.

Найбільшими виробниками «зеленої» електроенергії є 7 країн, сумарні потужності яких складають 71,5% світових (470 ГВт, без врахування гідроенергії),

це Китай, США, Німеччина, Італія, Іспанія, Японія, Індія (рис. 1.9) [1].

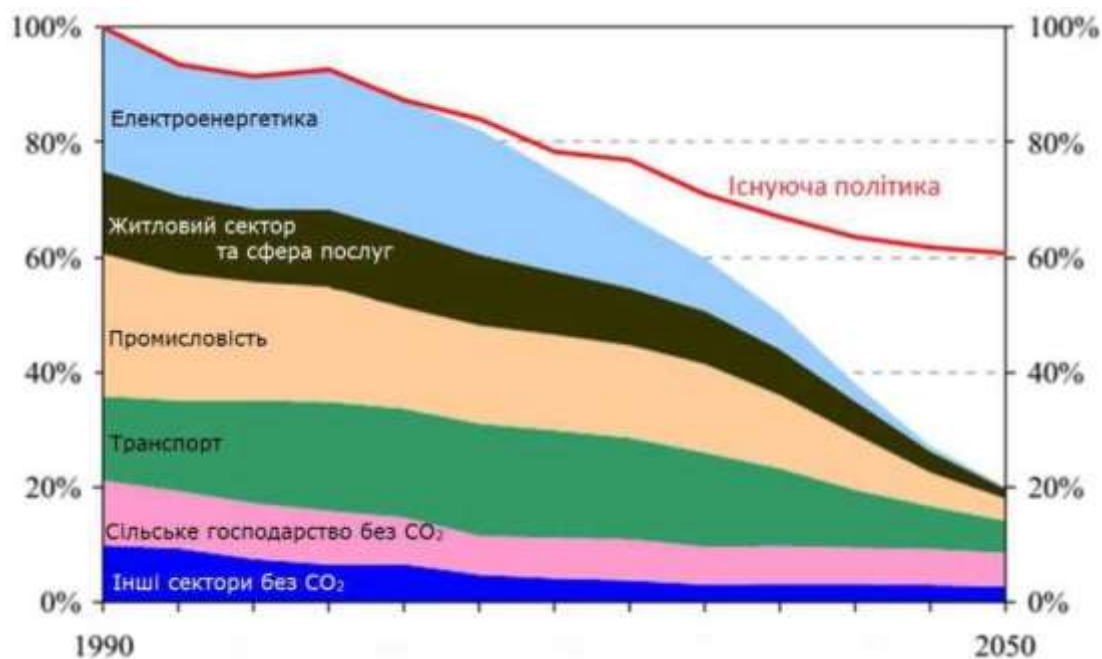


Рисунок 1.7 – Стратегія скорочення викидів парникових газів в ЄС до 2050 р. на 80% порівняно з 1990 р. відповідно до зобов'язань урядів країн-членів ЄС

Міжнародне Агентство з відновлюваної енергетики (IRENA) розробило Дорожню Карту для досягнення подвоєння частки відновлюваних джерел енергії у світовому споживанні енергії у період 2010-2030 рр. (*REmap2030*). з 18% ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні (2010 р.) до 36% (2030 р.). При цьому сучасні відновлювані джерела енергії мають поступово витіснити використання традиційної біомаси. Оскільки у 2010 р. з 18% ВДЕ половина припадала на традиційну біомасу, то у 2030 р. частка сучасних ВДЕ має більш ніж потроїтись (до 30%), залишаючи традиційному використанню біомаси лише 6% (рис. 1.8) [1].

Цікаво порівняти Дорожню Карту *REmap2030* IRENA з прогнозом Світової Енергетичної Ради (WorldEnergyCouncil- WEC). WEC розробила два сценарії розвитку світової енергетики до 2050 року [1]. Сценарій 1 («Джаз») передбачає доволі повільний розвиток відновлюваної енергетики – 20% загального постачання первинної енергії (ЗПРЕ) у 2050 р., та досить суттєве зростання загальне постачання первинної енергії порівняно з 2010 роком - на 38% (з 546 ЕДж/рік у 2010 р. до 879 ЕДж/рік у 2050 р.). Цей сценарій видається

малореалістичним, оскільки його ціль з ВДЕ досягнуто вже зараз. *Сценарій 2 («Симфонія»)* є більш реалістичним. Він передбачає переважний розвиток відновлюваної енергетики та зростання енергоефективності. Завдяки цьому у 2050 році частка ВДЕ має досягти близько 30% у загальне постачання первинної енергії та 50% у виробництві електроенергії. При цьому загальне постачання енергії у період 2010-2050 рр. зростає лише на 22% [1].

В Європейському Союзі стан розвитку відновлюваної енергетики в цілому близький до загальносвітових показників. Внесок ВДЕ до кінцевого енергоспоживання складає 15% (2013 р.), зокрема біомаси – близько 9%. Частка ВДЕ у виробництві електроенергії становить 25,4%, зокрема близько 5% – з

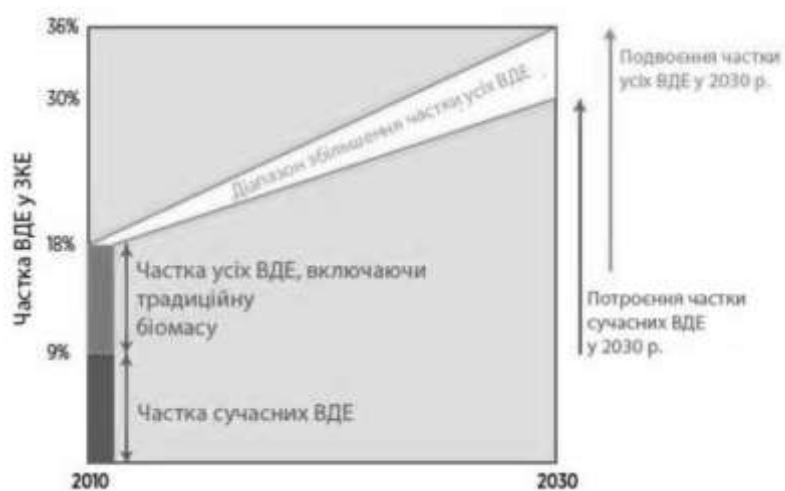


Рисунок 1.8 – Плани щодо подвоєння частки відновлювальних джерел енергії у загальному кінцевому енергоспоживанні світу згідно *Дорожньої карти REmap 2030* (IRENA)

біомаси. Більше 19% загального обсягу теплової енергії в ЄС виробляється з відновлюваних джерел, головним чином, з біомаси [3].

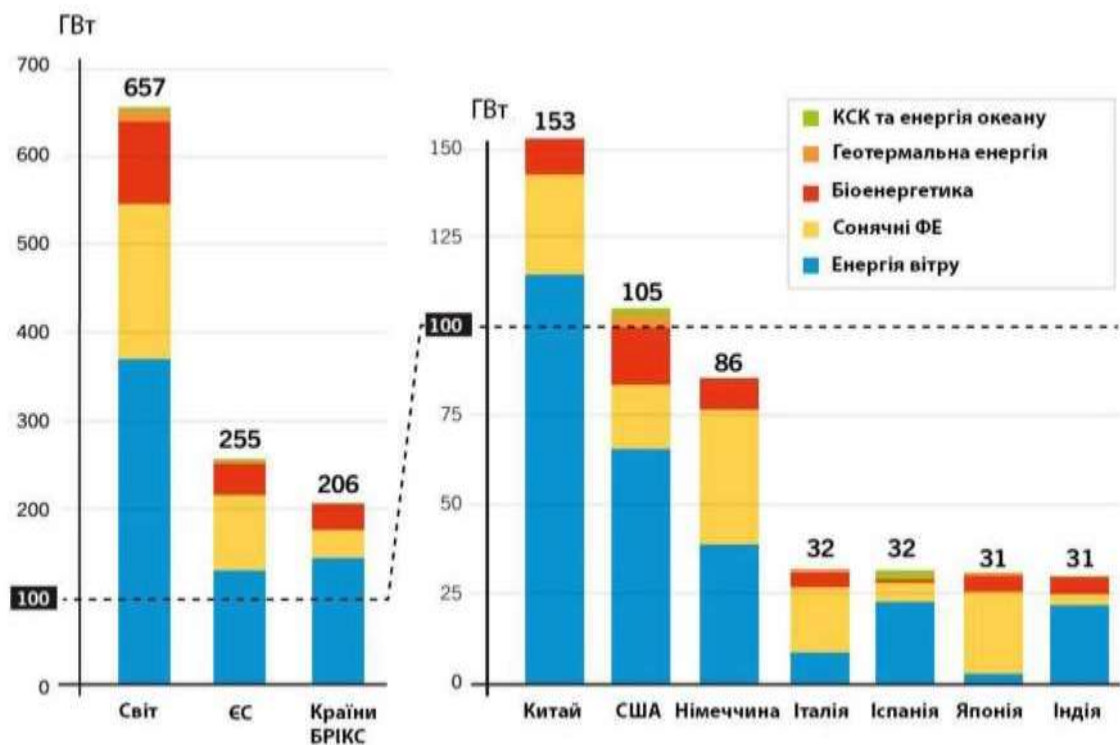


Рисунок 1.9 – Встановлена електрична потужність відновлювальних джерел енергії в світі, 2014 р.

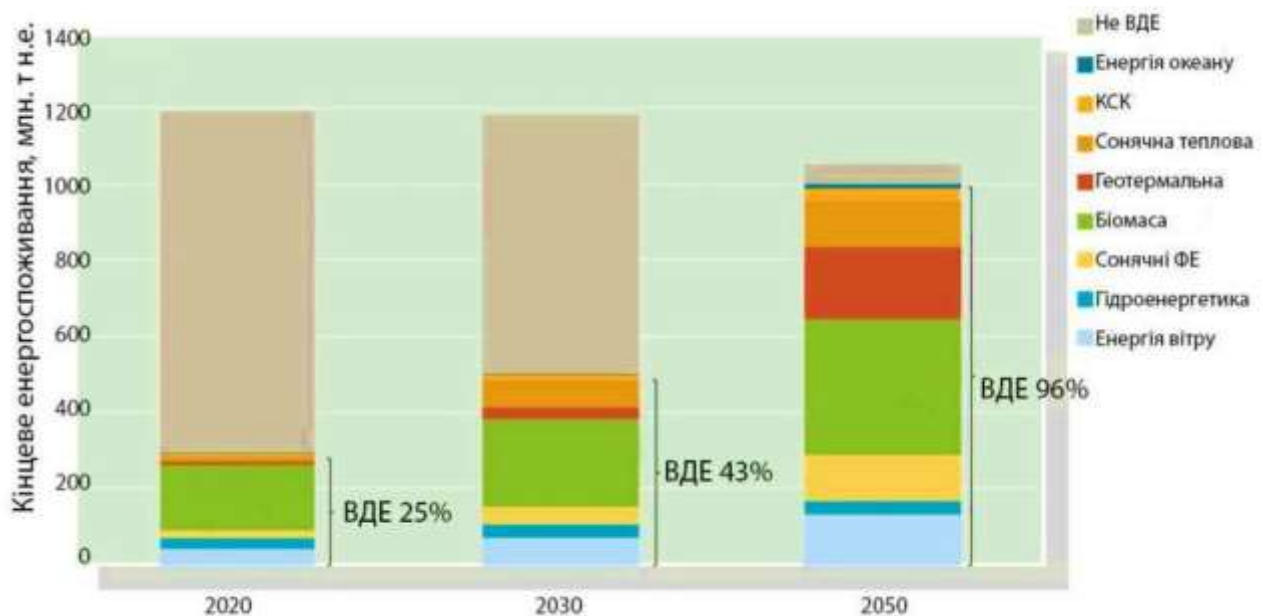


Рисунок 1.10 – Внесок відновлювальних джерел енергії до кінцевого енергоспоживання в ЄС згідно прогнозу «RE-Thinking 2050» (EREC)

У 2011 р. для того, щоб дотриматись сценарію зміни клімату 2DS Євросоюз ще раз підтвердив свою офіційну мету по зниженню емісії парникових газів (декарбонізації) у 2050 році на 80-95% у порівнянні з показниками 1990 року (рис. 1.7) [8]. З огляду на це, Європейська Комісія розробила *Дорожню Карту з енергетики до 2050 року* [9], в якій проаналізувала, як саме можна досягти поставлених цілей по зниженню емісії парникових газів, забезпечуючи при цьому надійність та конкурентоспроможність систем енергопостачання.

Суттєве підвищення енергоефективності та енергозбереження («сценарій енергоефективності»).

Варто зазначити, що «сценарій ВДЕ» непогано узгоджується з прогнозом перспектив розвитку енергетики ЄС, виконаного Європейською радою з ВДЕ (EREC) – «*IRE-Thinking 2050*» [11]. Аналіз EREC показує реальну можливість покриття потреби ЄС в енергії у 2050 році майже на 100% за рахунок відновлюваних джерел (рис. 1.10) [4].

Зведена інформація щодо ключових показників довгострокових енергетичних стратегій деяких країн світу представлена в Таблиці 1.3 [5].

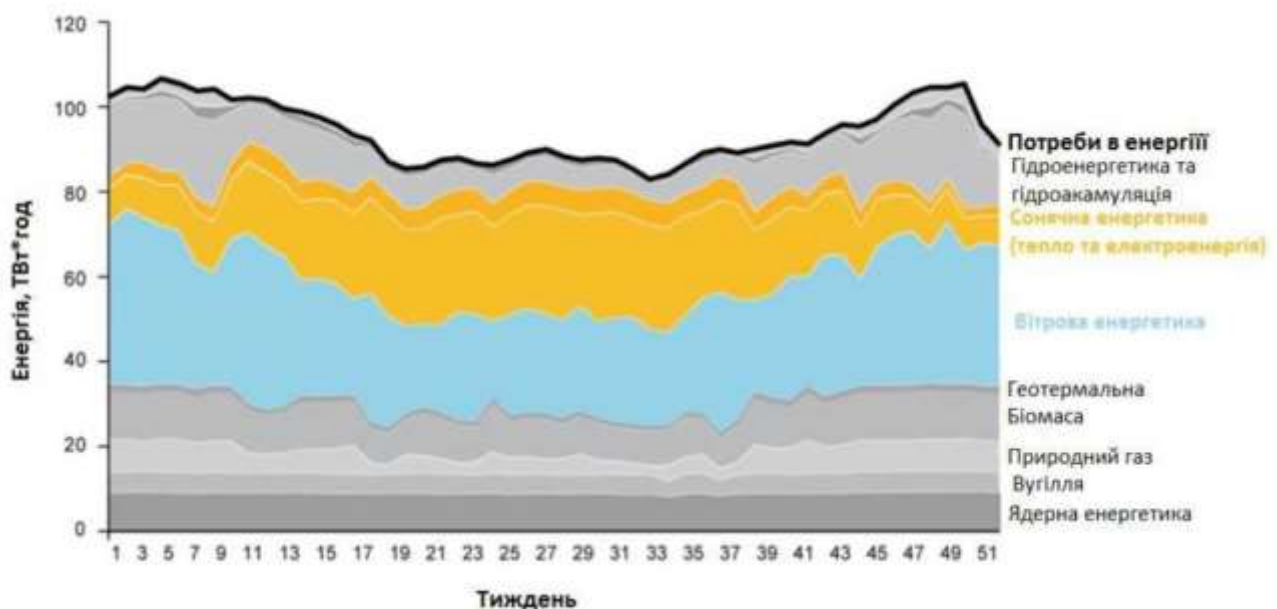


Рисунок 1.11 – Річний енергетичний баланс, частка відновлювальні джерела енергії 80%

Постійне зростання обсягів споживання енергоносіїв на потреби в

енергетиці штовхають політиків до пошуку нових рішень. Одним із таких рішень, які широко розповсюджені в ЄС, є *ідея об'єднаної енергетичної системи*. Мета цієї системи – вирівнювання навантажень, згладжування піків та оптимальне використання різних ВДЕ для виробництва електроенергії. У зимовий період більше електроенергії виробляється вітровими електростанціями, розташованими у північних країнах ЄС, у літній – сонячними електростанціями, що працюють в південних країнах. До 2050 року планується розвиток цієї мережі таким чином, що ВДЕ будуть покривати 80% загального виробництва електроенергії, при цьому основний "потік" очікується по напрямках Іспанія – Франція (47 ГВт встановленої потужності) та Франція – Німеччина (20 ГВт) (рис. 1.11) [6].

1.3 Структури енергетичних систем і комплексів з інplementованими відновлюваними джерелами енергії. Види, принципи розбудови та умови експлуатації

На сьогодні є актуальними питання впровадження ДРГ, що зумовлено тим, що вони використовують природний газ або ВДЕ та підвищеним коефіцієнтом корисної дії [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

Все це зумовило швидке зростання і розвиток малої енергетики, що базується на розосередженні електричних генераторів невеликої потужності в сучасних системах енергозабезпечення споживачів енергії. З огляду на переваги ДРГ в порівнянні з традиційними електричними станціями, слід очікувати її подальший розвиток і в Україні, оскільки викладені важливі аргументи є визначальними в сучасній сфері енергозабезпечення [18].

У практиці більшості країн світу прийнято використовувати наступне визначення: «Мала установка для виробництва енергії» це установка, яка використовує біомасу, вторинні або поновлювані ресурси, включаючи вітер, сонячні та водні ресурси, для виробництва електроенергії з встановленою потужністю не більше 80 МВт [8].

До нетрадиційних і поновлюваних джерел енергії віднесені енергогенеруючі установки, що використовують енергетичні ресурси річок,

водосховищ та промислових відходів, енергію вітру, сонця, стиснутого природного газу, біомаси (включаючи деревні відходи), стічних вод і твердих побутових відходів. До джерел малої енергетики відносяться генеруючі установи, в яких перетворення енергії здійснюється через процеси горіння палива, або без використання процесів горіння, в яких виробництво енергії базується на використанні поновлюваних джерел енергії. Останні часто називають джерелами «холодної енергетики» або «зеленої енергетики». В останні роки джерела малої енергетики відносять до розподіленої генерації [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

Комбінація високої ефективності розподіленої генерації і використання більш чистих видів палива дозволяє набагато зменшити навантаження на навколишнє середовище, яке створюють централізовані енергетичні системи.

Дослідження інституту Рокі Маунтін (США) показали, що розміщення малих генераторів ближче до споживачів, а також відповідність їх потужностей потребам споживачів, має значні переваги над гігантськими електростанціями значно підвищує цінність цих генераторів для енергосистеми в цілому [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

Експерти з енергетики прийшли до висновку, що якщо електропостачальні компанії не проявлять ініціативи в сприянні розвитку ДРГ, то це зроблять покупці, підтримані інвесторами. Найближчим часом зростання малої енергетики буде в значній мірі залежати від напрямків реструктуризації електроенергетики, темпів закриття атомних і вугільних електростанцій в результаті вимог нових екологічних нормативів [11].

Показник приведеної вартості енергії, або LCOE (англ. Levelized Cost of Energy) розраховується на основі ринкових даних і відображає поточну вартість всіх витрат для виробництва однієї одиниці енергії. LCOE поєднує всі види витрат та дозволяє спростити аналіз вартості енергії. Він використовується для первинного порівняння вартості енергії, виробленої за допомогою різних технологій[153]. В Україні генерація електроенергії з ВДЕ користується державною підтримкою у вигляді «зелених» тарифів [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

З 1 липня 2019 року відповідно до закону «Про ринок електричної енергії» в Україні запрацювала нова модель ринку електроенергії. Основою цієї моделі є конкуренція та ринкове тарифоутворення. Очікується, що ринкові індикатори будуть відображати справедливую вартість електроенергії, що стане сигналом для потенційних інвесторів в українську енергетику, включаючи сектор ВДЕ [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

За даними аналітичного огляду «LCOE відновлюваних джерел енергії в Україні» розрахунки LCOE для ВДЕ в Україні за 2013 – 2019 роки показали, що український ринок йде за світовими тенденціям. Для всіх основних технологій ВДЕ приведена собівартість електроенергії протягом вказаного періоду знижувалась [153].

Вітропарки невеликої потужності, що побудовані 15-20 років тому і складаються з вітроелектричних установок одиничною потужністю від 100 до 250 кВт, виконувалися на робочих генераторних напругах. На рисунках наведені варіанти радіальних схем вітропарків на базі вітроелектричних установок з різними типами електрогенераторів [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

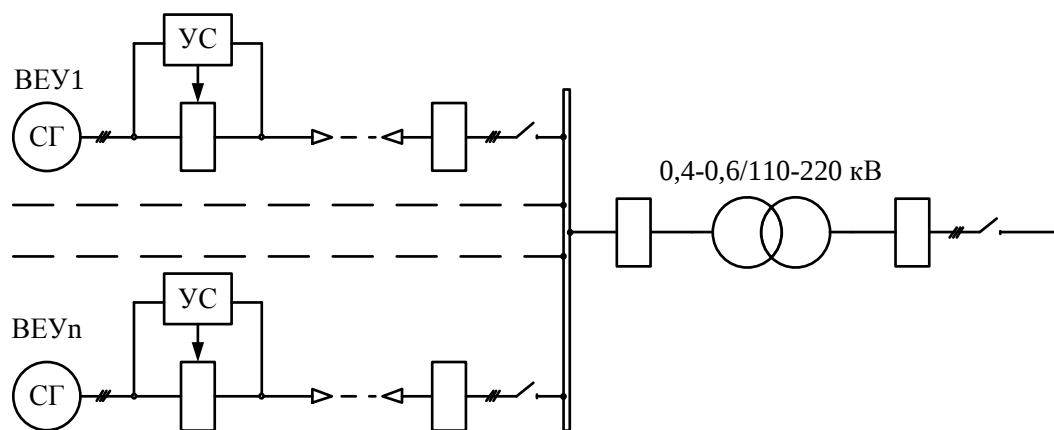


Рисунок 1.12 – Вітропарки невеликої потужності на базі вітроелектричних установок з синхронними генераторами

Застосування асинхронних генераторів дозволяє виключити з головної схеми вітропарків синхронізуючі пристрої. Компенсуючі пристрої можна встановити безпосередньо біля кожного генератора, один на кожну групу генераторів або один на підвищувальну підстанцію другого ступеня [18].

Якщо вітроелектрична установка, що входять до складу вітропарків мають непостійну частоту обертання вітротурбіни і оснащені асинхронними генераторами з короткозамкненим ротором або синхронними генераторами (з електромагнітним або магнітоелектричним збудженням) непостійної частоти обертання, передача всієї електричної потужності в мережу здійснюється за допомогою статичного перетворювача частоти [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

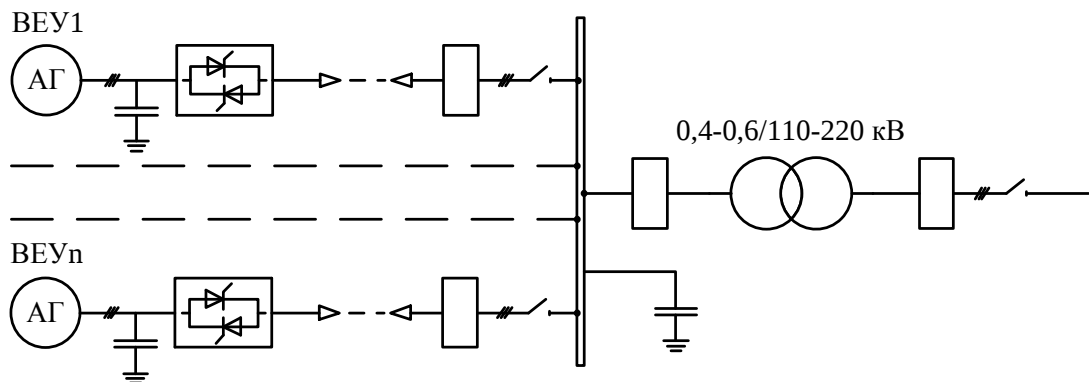


Рисунок 1.13 – Вітропарк невеликої потужності на базі вітроелектричних установок з асинхронними генераторами з короткозамкненим ротором

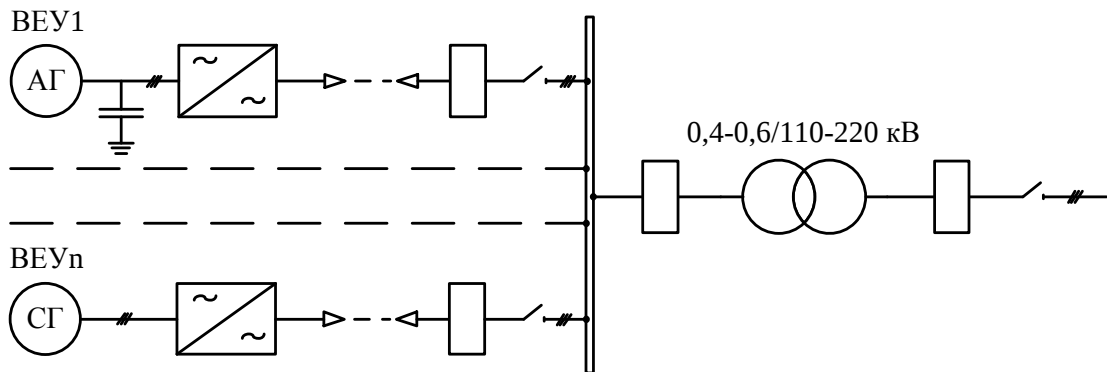


Рисунок 1.14 – Вітропарки невеликої потужності на базі вітроелектричних установок з асинхронними або синхронними генераторами непостійної частоти обертання і повним перетворенням виробленої потужності

На рис. 1.15-1.18 наведені схеми вітропарків, побудовані по радіальному принципу з використанням трансформаторів середньої напруги при вітроелектричних установках [14].

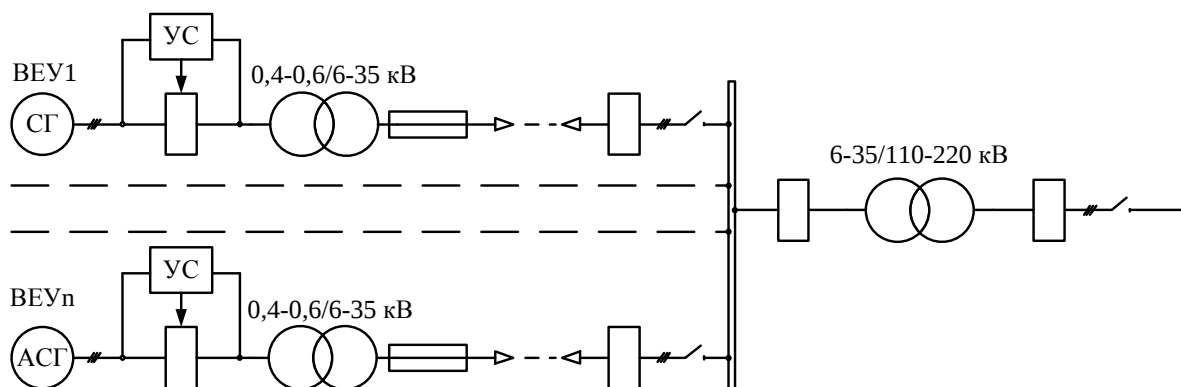


Рисунок 1.15 – Радіальна схема з'єднань вітропарків на базі вітроелектричних установок з синхронними генераторами

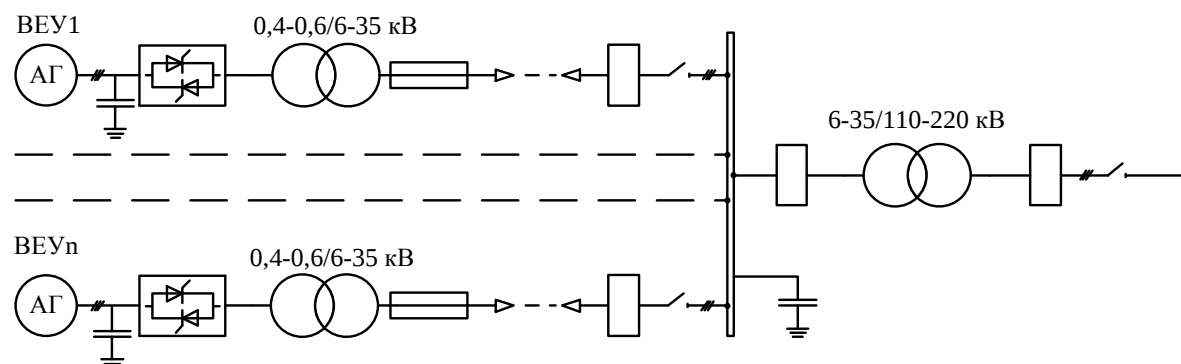


Рисунок 1.16 – Радіальна схема з'єднань вітропарків на базі вітроелектричної установки з асинхронними генераторами з короткозамкнутим ротором

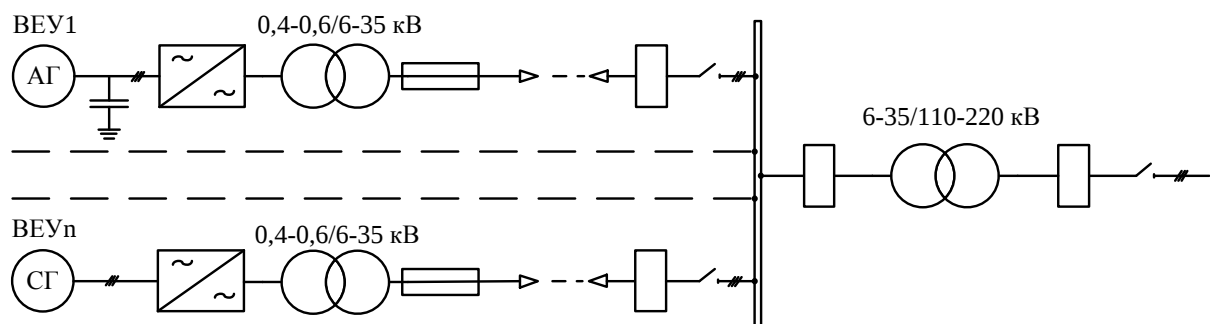


Рисунок 1.16 - Радіальна схема з'єднань вітропарків на базі вітроелектричної установки з асинхронними або синхронними генераторами непостійній частоти обертання і повним перетворенням вироблюваної енергії

За сприятливої геометрії рози вітрів може спостерігатися підключення декількох вітроелектричних установок на один трансформатор, середньої напруги.

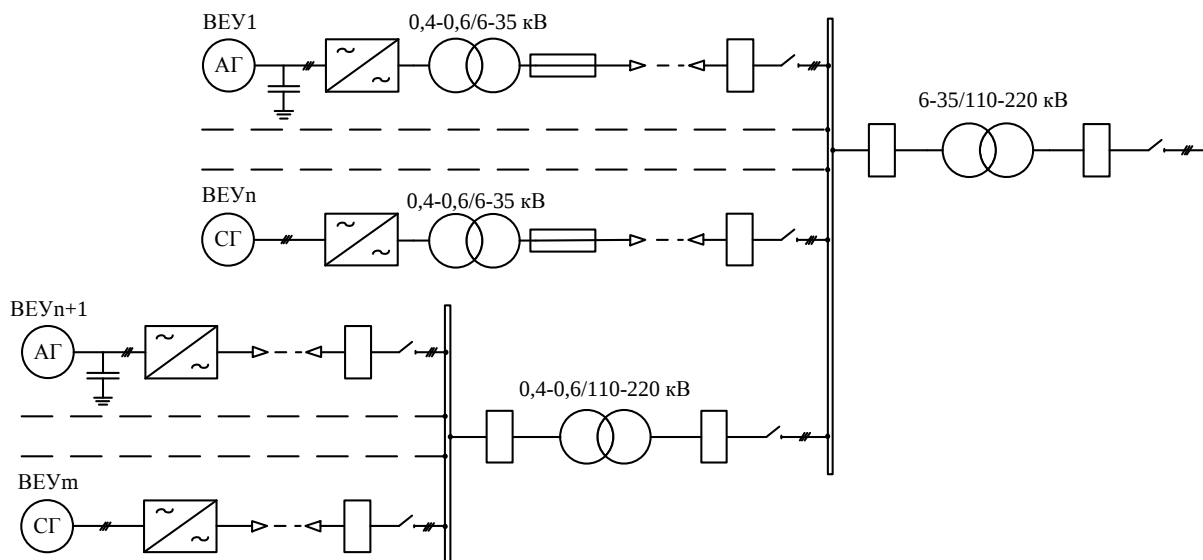


Рисунок 1.18 – Варіант складно розгалуженої радіальної схеми вітропарків

Слід зазначити, що застосування вітроелектричних установок на базі різних за принципом дії і конструкцією електричних генераторів спостерігається в основному при модернізації або розширенні діючих вітропарків. На рис. 1.10 – 1.18 показані застосування різних типів генераторів [54].

Розглянемо можливі схемні рішення для підключення в систему електропостачання або безпосередньо для живлення окремого споживача електричної енергії, який забезпечить використання сонячних електростанцій (СЕС) для автономного живлення відповідальних електроспоживачів, віддалених енергооб'єктів, та для паралельної роботи з мережею та передачі залишкової генерованої потужності в мережу в умовах гірничорудних підприємств. Схеми можливих варіантів реалізації електропостачання від СЕС наведені нижче (рис. 1.19 – 3.22) [15].

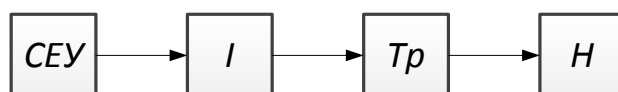


Рисунок 1.19 – Типова структура підключення сонячної енергетичної установки

до навантаження в автономному режимі, де СЕУ – сонячна енергетична установка, І – інвертор, Тр – трансформатор, Н – навантаження

На рисунку 1.19 подана схема типового підключення сонячної енергетичної установки до навантаження в автономному режимі. Блок інвертора передбачений

для зміни типу струму з постійного на змінний, трансформатор піднімає значення напруги до робочої напруги навантаження.

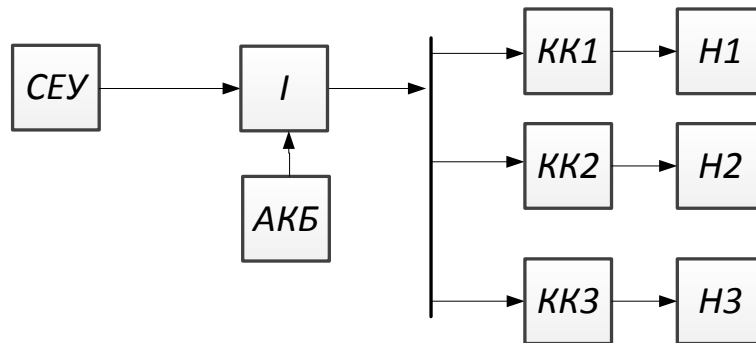


Рисунок 1.20– Типова структура підключення сонячної енергетичної установки в автономному режимі з регульованим навантаженням, де СЕУ – сонячна енергетична установка, I – інвертор, АКБ – акумуляторні батареї, КК1-КК3 – керовані контакти, Н1-Н3 – навантаження

На рисунку 1.20 показана схема типового підключення сонячної енергетичної установки до навантаження в автономному режимі з регульованим навантаженням. Блок інвертора призначений для зміни типу струму з постійного на змінний є можливість заряду акумуляторних батарей в випадку необхідності вони можуть жити деякий час споживачів, за підключення і відключення груп споживачів відповідають керовані контакти [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-85].

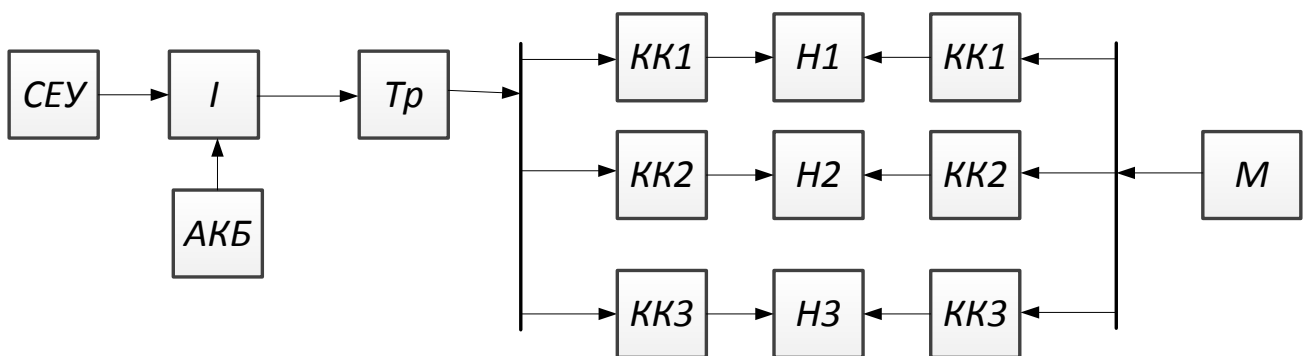


Рисунок 1.21 – Структура живлення гірничорудних підприємств з використанням сонячної енергетичної установки в автономному режимі, де СЕУ – сонячна енергетична установка, I – інвертор, АКБ – акумуляторні батареї, КК (1-3) – керовані контакти, Н1-Н3 – навантаження, М – мережа

На рисунку 1.21 зображена структура живлення гірничорудних підприємств з використанням СЕУ в автономному режимі, але в випадку необхідності є

можливість відключення однієї групи споживачів від СЕУ і підключення до мережі.

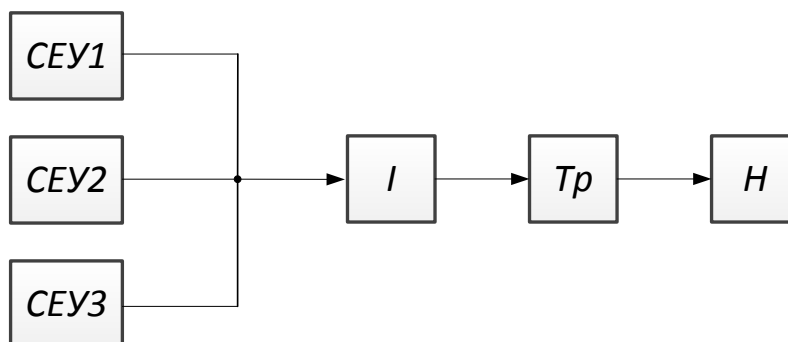


Рисунок 1.22 – Типова структура підключення сонячної електростанції в локальному режимі, де СЕУ (1-3) – сонячна енергетична установка, І – інвертор, Тр – трансформатор, Н – навантаження

На рисунку 1.22 зображена типова структурна схема підключення СЕС в локальному режимі, схема включає в себе декілька СЕУ (1-3) які під’єднані до входу блоку інвертора, вихід блоку інвертора під’єднаний до входу блоку трансформатора, вихід блоку трансформатора підключений до входу блоку навантаження [17].

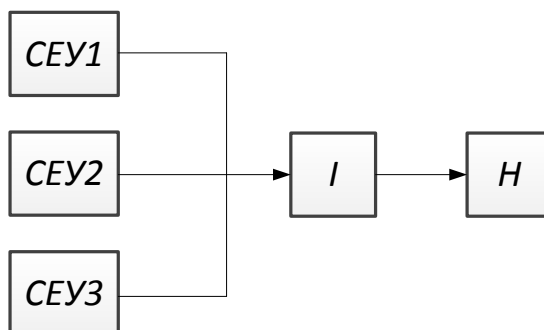


Рисунок 1.23 – Типова структурна схема підключення сонячної електростанції в локальному режимі при відсутності необхідності погодження рівня напруги інвертора і навантаження, де СЕУ1-СЕУ3 – сонячні енергетичні установки, І – інвертор, Н – навантаження

На рисунку 1.23 показана типова структурна схема підключення СЕС в локальному режимі при відсутності необхідності погодження рівня напруги інвертора і напруги навантаження. Декілька СЕУ (1-3) під’єднані до боку інвертора який перетворює постійний струм в змінний, вихід блоку інвертора

під'єднується до входу блоку навантаження без погодження рівня напруги між інверторним блоком і блоком навантаження.

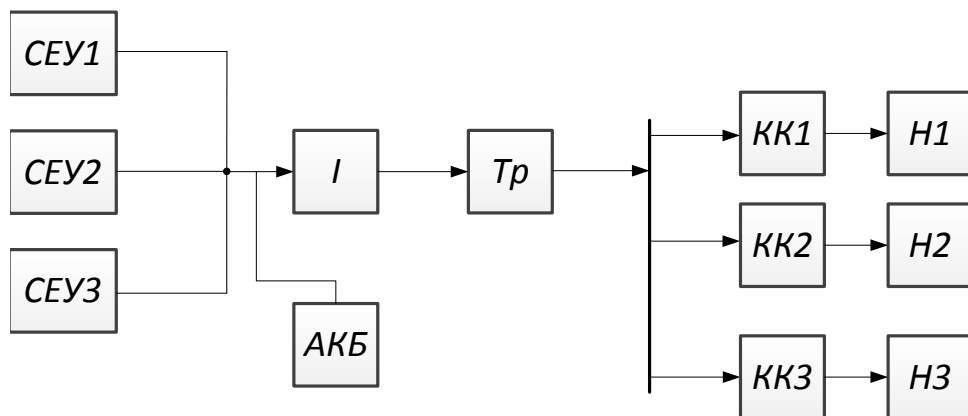


Рисунок 1.24 – Типова структурна схема підключення сонячної електростанції в локальному режимі роботи з використанням акумуляування електричної енергії регулювання навантаження, де СЕУ (1-3) сонячна енергетична установка; АКБ – акумуляторна батарея; I – інвертор; Tr – трансформатор; КК (1-3) – керувані контакти; Н (1-3) – навантаження

На рисунку 1.24 зображено типову структурну схему підключення СЕС в локальному режимі роботи з використанням акумуляування електричної енергії регулювання з погодженням рівня напруги між інвертором і навантаженням також є можливість відключення груп навантажень в випадку просадки генерації.

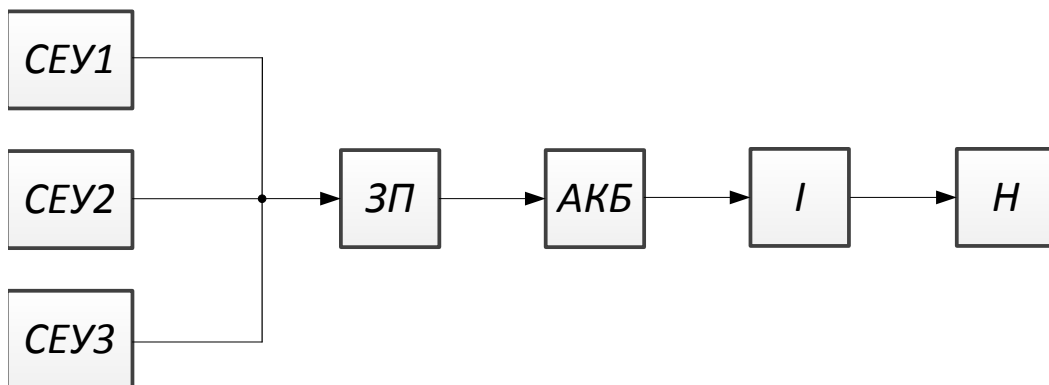


Рисунок 1.25 – Типова структурна схема підключення сонячної електростанції в локальному режимі роботи з використанням акумуляування електричної енергії, де СЕУ (1-3) сонячна енергетична установка; ЗП – зарядний пристрій; АКБ – акумуляторна батарея; I – інвертор; Н – навантаження

На рисунку 1.25 подано типову структурну схему підключення СЕС в локальному режимі роботи з використанням акумулювання електричної енергії, також з можливістю згладжування просадок генерації, декілька СЕУ (1-3) під'єднані до блоку зарядного пристрою, вихід блоку зарядного пристрою під'єднаний до входу блоку акумуляторних батарей, вихід блоку акумуляторних батарей з'єднаний з входом блоку інвертора, вихід блоку інвертора підключений до входу блоку навантаження [18].

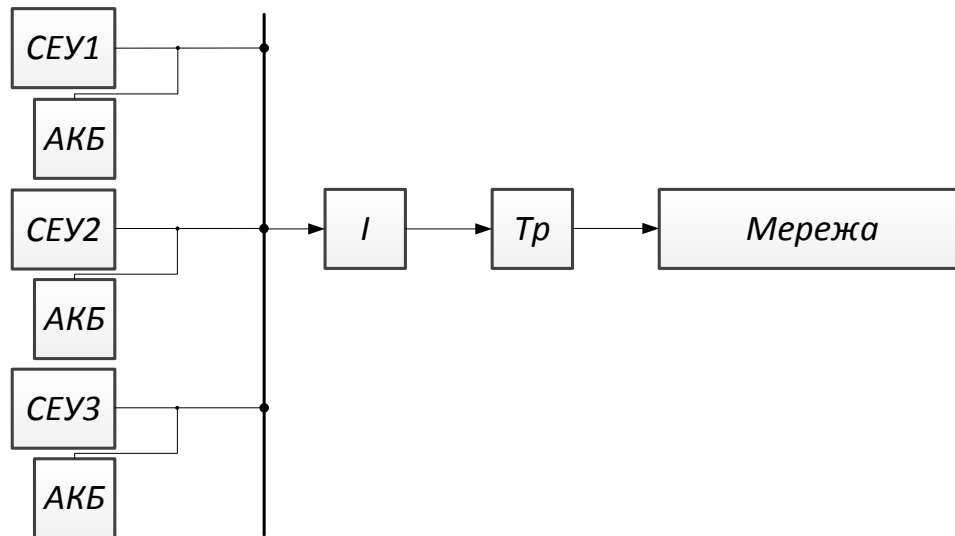


Рисунок 1.26 – Типова структура підключення сонячної електростанції до мережі, де СЕУ (1-3) – сонячна енергетична установка; АКБ – акумуляторна батарея; І – інвертор; Тр – трансформатор

На рисунку 1.26 зображено типову структурну схему підключення СЕС до мережі з можливістю погодження рівня напруги між інвертором і мережею, також є можливість акумулювання електричної енергії з метою згладження просадок генерації.

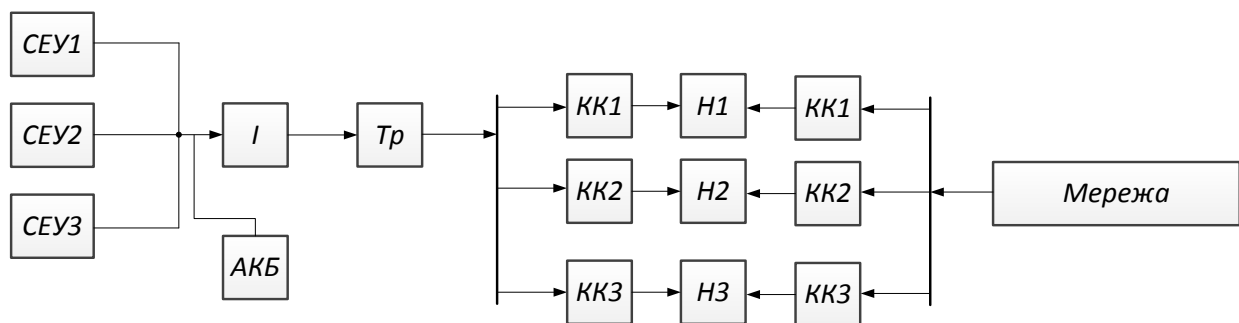


Рисунок 1.27 – Структура системи електропостачання з використанням сонячної електростанції в локальному режимі, де СЕУ (1-3) – сонячна енергетична

установка; АКБ – акумуляторна батарея; І – інвертор; Тр – трансформатор; КК (1-3) – керовані контакти; Н (1-3) – навантаження

На рисунку 1.27 зображено структурну схему електропостачання з використанням СЕС в локальному режимі. Є можливість переключення різних груп споживачів в разі просадки генерації на мережу, є можливість акумуляування електричної енергії.

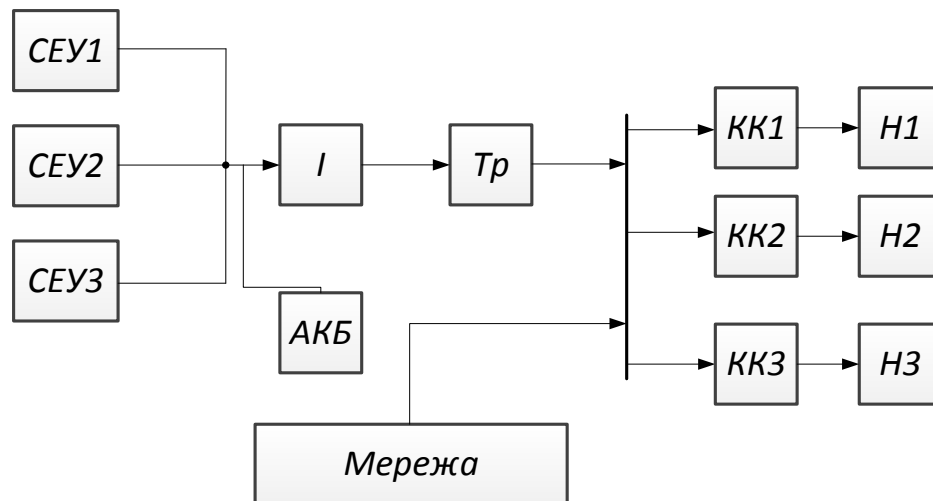


Рисунок 1.28 – Структурна схема гібридного живлення регульованого навантаження з використанням мережі та сонячної електростанції, де СЕУ (1-3) сонячна енергетична установка; АКБ – акумуляторна батарея; І – інвертор; Тр – трансформатор; КК (1-3) – Н (1-3) – навантаження

На рисунку 1.28 подано структурну схему гібридного живлення регульованого навантаження з використанням мережі та СЕС. Перевага даної схеми в тому що при генерації СЕУ (1-3) є можливість акумуляування електричної енергії, також є можливість погодження рівня напруги між СЕС і навантаженням, дана схема дозволяє паралельно працювати з мережею [19].

Між тим, аналіз показав, що при об'єднанні декількох мікроГЕС в локальну електричну мережу виникає додаткова проблема рівномірного завантаження гідроагрегатів, працюючих на загальне навантаження. На великих електростанціях навантаження між агрегатами зазвичай розподіляють за допомогою регулювання потужності приводних двигунів. У мікроГЕС з

нерегульованими турбінами стабілізувати робочий режим енергосистеми можливо тільки з боку навантаження. Між тим, при експлуатації мікроГЕС в умовах ГРП таких проблем немає, хоча є необхідність проектування уніфікованої конструкції мікроГЕС.

Уніфіковані конструкції мікроГЕС, здатні працювати як в автономному режимі, так і у складі локальної електричної мережі, дає безперечні переваги для гнучкішого вибору можливого варіанту електропостачання із врахуванням географічних особливостей місця розташування станцій, типу і характеру навантажень, вимог до якості генерованої електроенергії та інше.

У першому варіанті гідроагрегати $T_1 - \Gamma_1$, $T_2 - \Gamma_2$ працюють на загальне навантаження H , рис. 1.28. Регулятор баластного навантаження РБН перерозподіляє струм між корисною H і баластними навантаженнями БН так, щоб сумарний струм, який віддається генераторами, був приблизно постійним. При такій схемі включення, регулятор баластного навантаження аналогічний регуляторам для автономних режимів, і можуть використовуватися струмові і частотні схеми стабілізації параметрів. Розподіл навантаження між генераторами, в загальному випадку, залежатиме тільки від співвідношення їх внутрішніх опорів і похибки стабілізації еквівалентного навантаження усієї системи [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

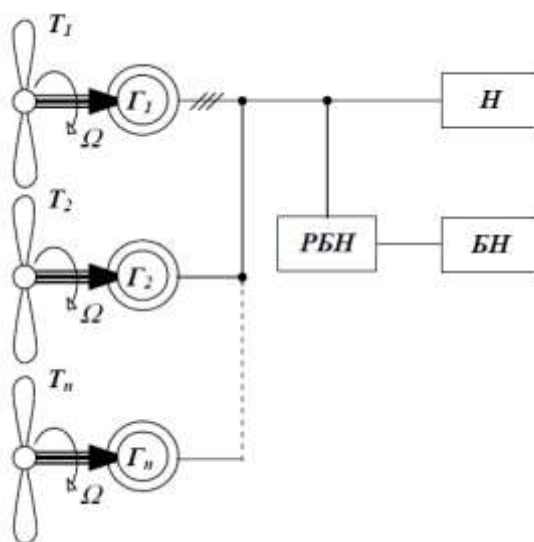


Рисунок 1.29 – Структурна схема автономної системи електропостачання з одним регулятором баластного навантаження ($T_1 - \Gamma_1$, $T_2 - \Gamma_2$, $T_n - \Gamma_n$ –

гідроагрегати, РБН – регулятор баластного навантаження, БН – баластне навантаження, Н – загальне навантаження, Ω – частота обертання гідроагрегату)

Іншим варіантом паралельного включення мікроГЕС в умовах ГРП, передбачається використання індивідуальних автобаластних систем. Цей варіант легко одержати шляхом простого об'єднання діючих автономних станцій (рис. 1.30).

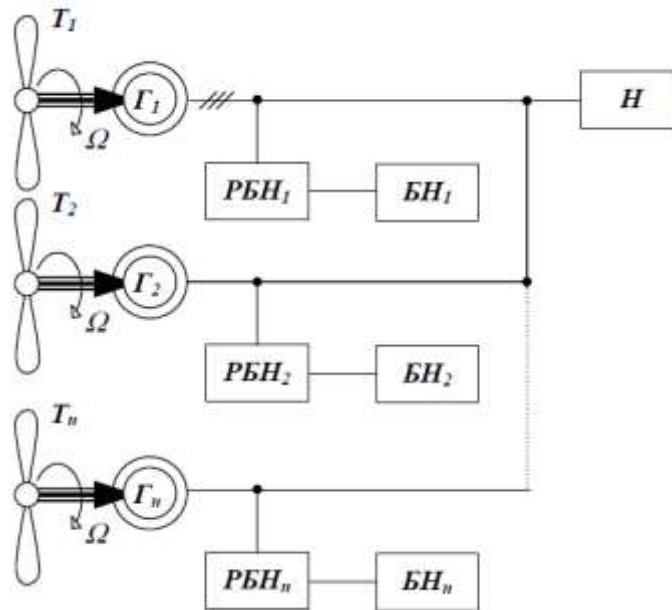


Рисунок 1.30 – Структурна схема автономної системи електропостачання з індивідуальними регуляторами баластного навантаження ($T_1 - \Gamma_1$, $T_2 - \Gamma_2$, $T_n - \Gamma_n$ – гідроагрегати, РБН – регулятор баластного навантаження, БН – баластне навантаження, Н – загальне навантаження, Ω – частота обертання гідроагрегату)

Раніше проведені дослідження показали, що забезпечити стійкий режим роботи автономного електропостачання при такій конфігурації досить складно. Відмінності в потужностях баластних навантажень, коефіцієнтах посилення, постійних часу і інших параметрах стабілізуючих систем і гідроелектроагрегатів породжують зміни сумарного навантаження автономного електропостачання в значно ширших межах, ніж вимагається для стабілізації робочих режимів станції. Перспективним способом для умов ГРП є підключення індивідуальних

регуляторів баластних навантажень є модифікація першого варіанту побудови автономного електропостачання (рис. 1.31) [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-82].

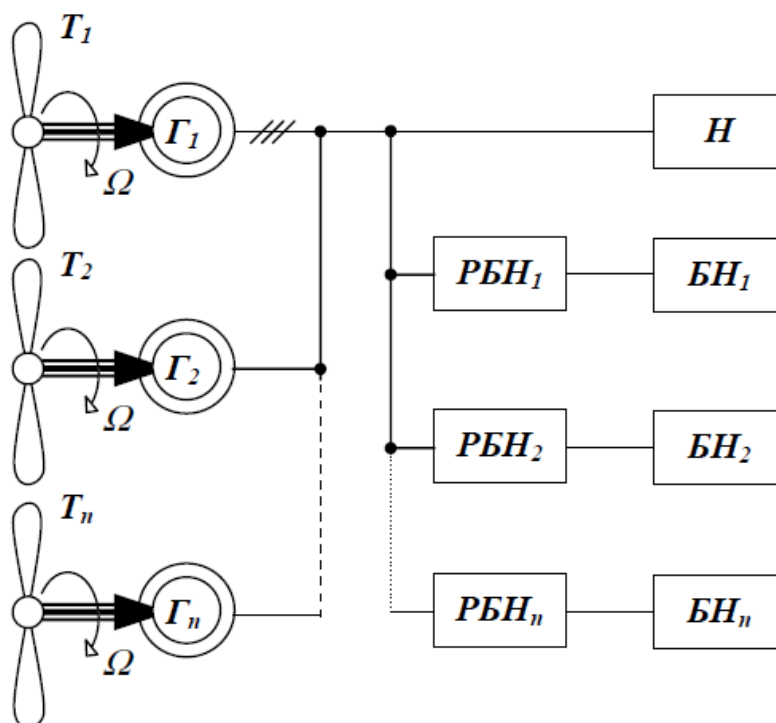


Рисунок 1.31 – Структурна схема автономної системи електропостачання з багатоступеневим регулятором баластного навантаження ($T_1 - \Gamma_1, T_2 - \Gamma_2, T_n - \Gamma_n$ – гідроагрегати, $РБН_1, РБН_2, РБН_n$ – регулятори баластного навантаження, $БН_1, БН_2, БН_n$ – баластні навантаження, N – загальне навантаження, Ω – частота обертання гідроагрегатів)

Особливістю запропонованої схеми є можливість гнучкішого регулювання потужності баласту. Якщо поєднувати фазове регулювання з дискретним включенням дозованих ступенів баластного навантаження, то фазове регулювання здійснюватиметься тільки на одному ступені баластного навантаження, в той час, як інші $(n - 1)$ ступенів комутуватимуться ключами тиристорів. Ключовий режим роботи більшості схем з регуляторами тиристорів, практично, не вносить перетворень у форму струму і напруги, а фазове регулювання баластного навантаження, розрахованого не на повну потужність станції, а тільки на її частину, призведе до зменшення діапазону зміни сумарного

еквівалентного навантаження станції. Усе це дозволяє поліпшити гармонійний склад генерованої напруги і підвищити точність стабілізації його величини [39-47, 49, 50, 57, 60, 80-85].

1.4 Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні та у світі

Упродовж усього періоду незалежності України енергетична сфера залишається найбільш вразливим сегментом економіки. Жодна зі стратегічних цілей – зниження енергоємності ВВП, інтенсифікація розробки власних покладів енергоресурсів, диверсифікація джерел і шляхів постачання енергоносіїв, формування стратегічного резерву нафти і газу, створення елементів ядерно-паливного циклу, всебічний розвиток альтернативної енергетики – не була досягнута.

Згідно даних енергетичного балансу України за 2013 рік [8], частка ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні становить 3,62%, в тому числі біомаса – 2,28% (1,61 млн. т н.е.). *Національним планом дій з відновлюваної енергетики до 2020 року* [9] поставлено за мету досягти 11% ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні у 2020 році, що відповідає зобов'язанням України, прийнятим перед Енергетичним Співтовариством.

В даний час в Україні діє *Енергетична Стратегія України на період до 2030 року* [10], яка була прийнята КМУ 24 липня 2013 року і відразу була піддана обґрунтованій критиці. З метою виправлення цієї ситуації, на сьогодні в Україні вже розроблено два проекти нового документу – *Енергетичної Стратегії на період до 2035 року*.

Перший проект Стратегії підготовлено Національним інститутом стратегічних досліджень [3]. Цим документом заплановано досягнення частки ВДЕ у валовому кінцевому енергоспоживанні 11% у 2020 р. та 20% у 2035 році. При цьому внесок відновлюваних джерел в загальне виробництво електроенергії становитиме 13% у 2020 р. та 18% у 2035 р. (Таблиця 1.4). Ці цифри узгоджуються з показниками національний план дій відновлювальної енергетики,

що є позитивною стороною документу.прикольн

Проте даний проект Енергетичної Стратегії передбачає зростання валового кінцевого енергоспоживання України на 12,6% у 2035 р. порівняно з 2013 р., що суперечить загальній тенденції Європейського Союзу, направленої на скорочення споживання енергії та підвищення енергоефективності. Хоча в документі зазначено конкретні цілі з підвищення ефективності використання ПЕР, видається, що їх недостатньо для підтримання обсягу споживання енергоресурсів хоча б на поточному рівні. Справедливості заради треба відмітити, що в національний план дій відновлювальної енергетики також прогнозується збільшення ВКЕ на 15,5% у 2020 р. порівняно з 2014 р. згідно базового сценарію та на 9% згідно енергоефективного сценарію.

25 листопада 2015 року на засіданні Кабінету Міністрів України схвалено проект розпорядження *«Про Національний план дій з енергоефективності на період до 2020 року»*. Згідно з Планом передбачено досягти у 2020 році національної індикативної мети щодо енергозбереження у межах 9% від середнього показника кінцевого внутрішнього енергоспоживання за період 2005-2009 рр., що становить 6,5 млн. т н.е.

Таким чином, незалежність від традиційного палива досягається двома шляхами – впровадженням відновлюваних джерел енергії та скороченням загального енергоспоживання. Як видно з аналізу основних світових енергетичних стратегій, країни перейшли у нову площину конкурентності, де основним питанням стоїть досягнення звання найекологічнішої країни та досягнення енергонезалежності, не втрачаючи при цьому темпу розвитку власної промисловості.

У прогнозах, щорічний середній приріст ВВП передбачається зростання із 3% у 2015 році, до 3,7% протягом десяти років до 2025 року, а це означає, що поліпшення інтенсивності і розгортання сучасних технологій вироблення енергії, які повинні очистити викида та їх скорочення.

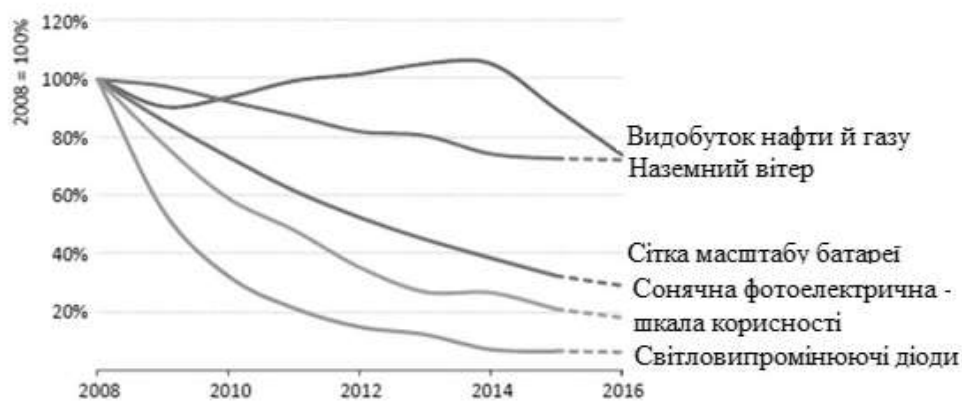


Рисунок 1.32 – Основні тенденції витрат для обраних технологій

«По 450-му Сценарію» передбачає розгортання відновлюваних джерел енергії значно вище встановленого рівня, що передбачується за сьогодишніми показниками і в політичних намірах. Сектор енергетики в значній мірі декарбонізований до 2040 року, при цьому частка відновлюваних джерел енергії в генерації зростає до майже 60%.

Найвні потужності у 2015 р. ГВт		Генерація у 2015 р. ТВт-год		КВВП, %	Собівартість ² коп/КВт-год Євро/МВт-год	
АЕС	13,8	87,6		72,4	43	18
ТЕС ¹	24,5	49,4		20,2	103	43
ТЕЦ	6,5	12,2		26,0	114	47
ГЕС/ ГАЕС	5,9	6,8		13,5	69 ³	29
ВЕС	0,4	1,0		26,1	352	145
СЕС	0,4	0,5		12,6	532	220
Загалом	51,6	157,5		33,2	72	30

Рисунок 1.33 – Потужності генерації в Україні (2015 р.)

Базова конфігурація формули енергетичної безпеки: енергозаощадження та енергоефективність + власні енергоресурси (вугілля, природний газ, уранова руда, нафта, біомаса + інші відновлювані джерела енергії) + диверсифікація імпорту + стратегічні резерви + інтеграція в енергетичний простір ЄС (сполучені та синхронізовані енергетичні мережі) + захист критичної енергетичної

інфраструктури [12].

Структура споживання первинних енергоресурсів у 2015р. характеризується високою часткою природного газу (36.1%, 31 млн. т н. е.) в загальне постачання первинної енергії. При цьому атомна енергетика складає 27.9% (24 млн т н. е.), вугілля – 20.8% (18 млн т н. е.), нафтопродукти – 9.4% (8 млн. т н. е.), біомаса – 4.3% (4 млн. т н. е.), ГЕС – 0.9% (1 млн. т н. е.) та ВЕС/СЕС – 0.6% (1 млн. т н. е.), сумарна частка всіх ВДЕ – 5.8%). Оптимізація структури загальне постачання первинної енергії з орієнтацією на зменшення частки газу має стати одним з постійних завдань уряду під час реформ енергетичного сектору [3, 12].

На 2015р. Україна мала встановлену потужність з генерації електроенергії, що дорівнює 54,8 ГВт (включно з 3.2 ГВт у НКТ на сході та півдні України). Ці потужності складаються з 24.5 ГВт ТЕС, 6.5 ГВт ТЕЦ, 13.8 ГВт АЕС, 5.9 ГВт ГЕС/ГАЕС, 0.4 ГВт СЕС та 0.5 ГВт ВЕС [3, 13].

Значна частина цих потужностей є зношеними – вік 50% потужностей перевищує 40 років. Відтоді, наразі вірогідним є необхідний вивід з експлуатації у період 2025-2040рр. потужностей, що забезпечують ~80% поточного виробництва (~20-25 ГВт). В тому числі, 11 ГВт АЕС досягнуть терміну 50-річної експлуатації (за умови успішного дворазового подовження строку експлуатації). Серед блоків VVER-1000 українські блоки є одними з найстаріших у світі. Спираючись на досвід станцій Найн Майл та Ойстеркрік, можливо буде переглянути плани щодо виведення блоків з експлуатації після 50 років [14].

Частка ВДЕ у кінцевому споживанні енергії в Україні у 2015р. становила близько 5.6% (із урахуванням всієї гідроенергетики України). Цей показник є більш ніж в 3 рази нижчим, ніж у середньому у ЄС-28. При цьому, близько 20% енергії з ВДЕ в Україні було вироблено ГЕС у вигляді електроенергії, виробництво якої є відносно стабільним упродовж багатьох десятиліть та переважно забезпечується каскадом ГЕС на р. Дніпро. Близько 30% енергії ВДЕ було отримано з продуктів біологічного походження (тверда біомаса, біогаз, біопаливо та ін.) [15].

Використання ВДЕ потенційно може як поліпшити рівень енергетичної

безпеки, так і зменшити антропогенний вплив на довкілля. Тому, разом з підвищенням енергоефективності, має стати одним із найважливіших напрямів енергетичної політики України.

При розгляді ВДЕ слід виділити три основні аспекти даної проблематики: вітряна та сонячна енергія; біомаса; гідроенергетика.

Станом на 2016р. ці види ВДЕ мають встановлені потужності – 0.5 ГВт СЕС та 0.5 ГВт ВЕС [15].

Запровадження державної стимулюючої політики виробництва електроенергії із ВДЕ через механізм “зеленого тарифу” та надання податкових преференцій привело до вибухоподібного розвитку сонячної та вітрової електроенергетики. Втрата контролю над активами з вітряної та сонячної енергетики у Криму негативно вплинула на сучасний стан цього сектора генерації.

Очікується, що у 2015-2035рр. матимуть місце зміни у структурі генерації тепло- та електроенергії і у структурі споживання первинного палива, внаслідок чого обсяги загальне постачання первинної енергії зростуть приблизно на 11% порівняно з 2015 роком – до рівня 95-98 млн. т н. е. у 2035р., однак порівняно з 2013р. показник загальне постачання первинної енергії буде нижчим приблизно на 17% [3, 15].

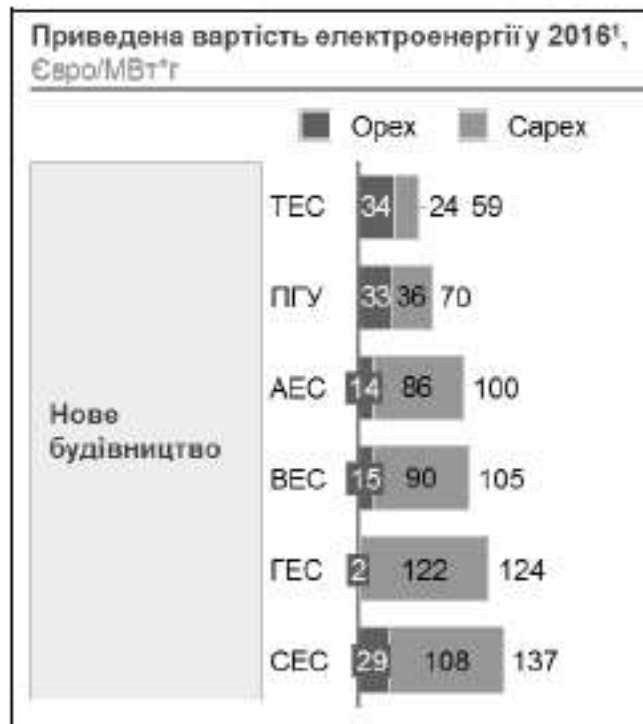


Рисунок 1.34 – Порівняння вартості різних видів генерації електричної енергії в Україні

Зростання виробництва енергії з ВДЕ відбуватиметься за рахунок розвитку альтернативної енергетики в Україні після 2025р. Передбачається, що частка ВДЕ у структурі загального постачання первинної енергії зростатиме високими темпами – з 5.7% у 2015 р. до 21.7% у 2035р., або у 3.8 рази (без урахування ГЕС/ГАЕС: з 4.9% до 20.4%).



Рисунок 1.35 – Структура потужностей генерації електроенергії на Україні 2015-2025 рр.

Очікується, що енергонасиченість ВВП України (за ПКС) знизиться з 0.28 млн т н. е. на 1000 дол. ВВП у 2015р. до 0.12 млн т. н. е. у 2035р. за умови ефективного виконання НЕС. Без проведення жорсткої політики з енергоефективності та енергозаощадження не варто очікувати суттєвого зниження енергонасиченості економіки України.

Значним та реально досяжним є потенціал використання НВДЕ у сільському господарстві. По-перше, об'єкти – споживачі електричної енергії цієї галузі нерідко значно віддалені від великих електростанцій; адже добре відомі нам сьогодні ГЕС, ГРЕС, ТЕС не можуть орієнтуватися на споживача в своєму розміщенні. Біля 70% собівартості вітчизняної продукції сільського господарства становлять енергозатрати. По-друге, сільськогосподарські виробництва взагалі дуже енергоємні, якщо мова йде про електроенергію. А із застосуванням енергії з нетрадиційних джерел, ці витрати знижуються майже в 3 рази. Для приводу водопідйомників і насосів найдоцільніший спосіб отримання енергії, заснований на анаеробному (у присутності каталізатора) зброджуванні відходів.

На підприємствах переробної галузі також ефективно застосовувати енергію з нетрадиційних джерел для отримання, наприклад, ультразвуку, струмів високої частоти, тощо; на нагрів води та отримання пари для стерилізації теж економічно вигідно використовувати в якості парогенераторів і дублерів парогенераторів вітроагрегати. Області застосування НВДЕ численні: в побуті їх зручно застосовувати для нагріву води, теплопостачання, а також можна згадати геліодуші.

Енергію з біомаси широко отримують в Бразилії, США.

У Греції, Ізраїлі, Кіпрі, Туреччині успішно використовуються генератори сонячної енергії. У Данії, Індії, Китаї, Каліфорнії – вітроагрегати. А крім Росії ПЕС експлуатуються у Франції, Канаді, Індії, Китаї [6].

Говорячи про водневу енергетику, відзначимо, що крім методів виробництва водню і його використання в паливних елементах необхідно як і раніше приділяти увагу і способам прямого спалювання водню в енергетичних установках і двигунах. Так, новий підхід, щодо використання водню в енергетиці, полягає в допалюванні водню разом з парою. В результаті досягаються більш високі параметри пари і, відповідно, більш високий ККД турбіни – до 55%.

Надзвичайно перспективний напрямок – застосування як парових, так і газових турбін в малій енергетиці. У Росії є величезна кількість котелень, які призначені для теплопостачання, але в той же час виробляють пар з високими параметрами (тиск до 39 атмосфер). Таку пару можна використовувати для вироблення електроенергії в парових противотискових турбінах. Оцінюваний потенціал становить 25 тис. МВт. Причому, витрата палива на генерацію електрики виявляється в 2 рази нижче, ніж в РАО «ЄЕС». Зараз на котельні ННЦ СО РАН реалізується проект з установкою противотискової турбіни потужністю 6 МВт.

Виділяючи квінтесенцію з матеріалу, викладеного в даному розділі підкреслимо наступне.

Застосування відновлюваних джерел енергії дозволяє зменшити витрати на нагрів гарячої води, витрати на опалення.

Уся територія України придатна для застосування відновлюваних джерел енергії.

Територія України, незважаючи на те, що є не досить сприятлива для використання геліоенергетики, вітроенергетики та інших відновлюваних джерел енергії та має свої кліматичні особливості використання, є придатною для використання НВДЕ.

1.5 Класифікація комбінованих джерел і акумуляторів електричної енергії, основні характеристики

На рисунку 1.36 представлена класифікація комбінованих джерел енергії.

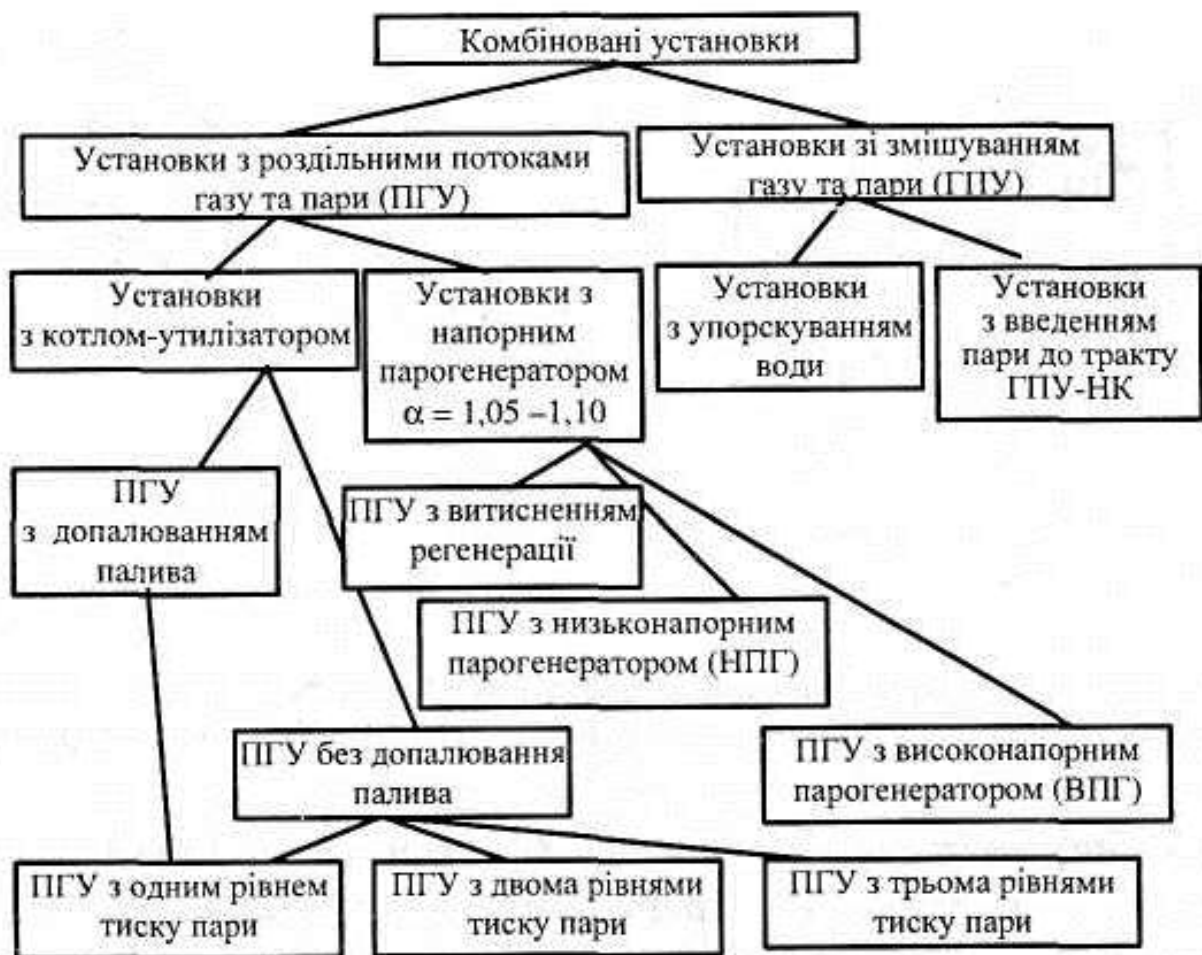


Рисунок 1.36 – Схема комбінованих установок

Використання одного з видів відновлювальних джерел енергії може бути пов'язане із нерівномірністю постачання енергії, що має природну основу

(геліоенергетика, вітроенергетика). В деяких випадках рівень енергії відновлювального джерела недостатній для його прямого використання (вітроенергетика, геотермальна енергетика, фотоенергетика). В таких випадках доцільне комбіноване використання відновлювальних джерел, а також їх робота з акумуляторами енергії.

Таким чином, можливі варіанти комбінованих використань відновлювальних джерел і акумуляторів енергії, які можуть бути такими [33]:

- комбінація відновлювального джерела з традиційним джерелом енергії;
- комбінація відновлювального джерела енергії з акумулятором енергії;
- комбінація одночасного використання двох або трьох відновлювальних джерел енергії;
- комплексне використання відновлювальних джерел енергії декількох видів і різного роду акумуляторів енергії.

Існує науково-практичний інтерес сполучення вітрової електростанції з гідроакумуючою. В даному випадку в години максимуму навантаження енергосистеми, обидві електричні станції віддають електроенергію в мережу. В інші години доби електрична енергія вітрової електростанції використовується для живлення насосів, що перекачують воду у верхній водозбірник. В останньому випадку забезпечується місцеве вироблення і споживання електричної енергії, що робить мінімальними втрати електричної енергії в мережах живлення. До того ж, вітрову електростанцію можна розташовувати по лінії водоймища, що пов'язано з більш інтенсивними потоками вітру в цьому місці, ніж на рівнинній поверхні.

Вітрові електростанції доцільно сполучати і з гідроелектростанціями, що утворюють штучні водосховища. В кожному водосховищі має місце мілководна частина, в якій доцільно було б розташовувати вітрову електростанцію, не використовуючи ділянки земельних угідь. До плюсів такої комбінації можна віднести можливість використання підвищувальної підстанції гідравлічної електростанції і ліній електричних мереж, що відходять від підстанції. Збільшення потужності існуючої підстанції і пропускної здатності мереж електропостачання значно дешевше, ніж споруда нової підстанції і ліній

електропередач.

Оскільки робота ВЕС має ймовірний характер вироблення електроенергії, їх потрібно використовувати паралельно з певним акумулятором енергії або з іншим джерелом електроенергії (ГЕС, ТЕС, дизельна електростанція) для економії палива, що приведе до поліпшення екологічної обстановки.

Спільну роботу вітроенергетичних установок і малих ГЕС можна застосувати як для одночасного вироблення електричної енергії, так і для використання енергії вітроустановки для підйому води у водосховищі. В останньому випадку використання енергії вітру буде нижче за рахунок втрат у насосах і турбінах ГЕС, але в даному випадку буде мати місце регулювання процесом вироблення електричної енергії.

В місцевостях, де відсутнє централізоване електропостачання (окремі фермерські господарства, лісгоспи, мисливські господарства тощо) доцільно використовувати комбінацію ВЕУ з дизель-генераторною установкою.

Для економічних розрахунків береться регіон із середньорічною швидкістю вітру 6 м/с, потужність дизель-генератора – 8 кВт, ВЕУ з установленою потужністю 8 кВт при розрахунковій швидкості вітру – 7,8 м/с. Під час роботи дизеля протягом року при номінальній потужності витрата дизельного палива становить приблизно 23 т, а при сумісній роботі з ВЕУ – 8 т. При вартості зекономленого палива приблизно 4 тис. дол. США і вартості ВЕУ 20...24 тис. дол. США тільки за рахунок економії палива термін окупності ВЕУ дорівнюватиме 5-6 років [12, 34].

Для більш глибокої економічної оцінки враховуємо всі експлуатаційні витрати за час експлуатації 25 років.

Інтерес становлять гібридні фотоелектричні системи, в яких комбінуються фотоелектричні панелі та інші системи виробництва енергії, наприклад, генератор із двигуном внутрішнього згорання або газовою турбіною. Високу ефективність різних способів виробництва енергії у гібридних системах забезпечують більш складні, ніж в автономних системах, схеми керування. Завдяки додатковому джерелу енергії, фотоелектрична панель у гібридній системі може бути меншою,

ніж в аналогічній автономній системі. Тому в деяких випадках гібридна система може коштувати менше.

1.6 Комплексне використання відновлюваних джерел і накопичувачів електричної енергії

В більшості випадків при використанні локальних відновлювальних джерел енергії для вироблення електричної і теплової енергії вони потребують наявності акумуляторів енергії.

Як сонячні батареї, так і вітрові агрегати мають добові коливання вироблення електричної енергії, тому їх використання для локального вироблення електричної енергії здебільшого використовуються разом з електрохімічними акумуляторами.

Для акумулювання теплоти при використанні сонячних колекторів використовуються акумулятори фізичної теплоти, при цьому можуть використовуватися як добові, так і сезонні акумулятори.

Має великий інтерес вітроводнева станція, основними елементами якої є вітроелектричний агрегат та система акумулювання на основі водню. Система акумулювання має у своєму складі електролізну установку, обладнання для зберігання водню і кисню, а також обладнання для перетворення водню в електричну та теплову енергію. Як перетворювачі енергії водню в електричну енергію можуть використовуватися паливні водне-кисневі елементи та мотор-генератор. Для отримання теплової енергії водень спалюють. При застосуванні теплового акумулятора утилізується теплота електролізного процесу, що значно підвищує ККД системи акумулювання (приблизно на 30 %).

Для стабільного та надійного енергозабезпечення споживачів від відновлюваних джерел енергії запропоновано ряд енергетичних систем із використанням різноманітних комбінацій відновлювальних джерел і комплексним використанням різних типів акумуляторів електричної та теплової енергії. Комплексний підхід до використання відновлювальних джерел та акумуляторів енергії забезпечує найбільш повне використання ресурсу енергетичних установок

в альтернативній енергетиці.

Для надійного та стабільного енергопостачання об'єктів, розташованих у віддалених і важко досяжних районах, розроблено комбіновану автономну систему енергоживлення, яка складається з відновлювального джерела та акумуляторної батареї, сполученої зі споживачем блоком автоматичного контролю зарядки й розрядки акумуляторів.

Система акумуляування на основі електрохімічних акумуляторів призначена для енергопостачання автономних об'єктів (житлових будинків, маяків, буїв, житла пастухів, систем зв'язку тощо), але може бути використана й для роботи в загальних енергосистемах. Розрахунок кількості акумуляторів робиться залежно від параметрів енергоджерел і споживачів. Роль акумуляторів полягає в акумуляуванні, головним чином низькопотенціальної та пікової енергії, що виробляється сонячними і вітроустановками, яку неможливо подати в загальну енергомережу. Автоматична система управління забезпечує оптимальні режими зарядження-розрядження акумуляторів і забезпечує їхню роботу у буферному режимі.

Забезпечення автономності енергопостачання від відновлювальних джерел енергії потребує комплексного використання різних типів накопичувачів енергії і надійної системи автоматичного управління режимами роботи джерел енергії, акумуляторів та споживачів енергії.

Автономна енергосистема на основі відновлювальних джерел енергії складається з таких основних вузлів [32]:

- джерел енергії: вітроелектричних установок, сонячних фотоперетворювачів, геліонагрівачів, теплового насоса;
- акумуляторів енергії: теплового бака-акумулятора, котла-акумулятора гарячої води, акумуляторної батареї;
- системи управління: щита ручного управління, приладу автоматичного управління зарядом акумуляторів та автоматизованої системи вимірювання повітряних параметрів.

Вироблювана вітроагрегатами електроенергія надходить через блок

управління до споживачів постійного струму чи перетворюється за допомогою теплоелектричних нагрівачів на теплову енергію. Зайва енергія накопичується в електрохімічних і теплових акумуляторах. У період зменшення швидкості вітру, накоплена енергія забезпечує будинок тепловою й електричною енергією. Крім того, акумуляторна батарея використовується як буфер між вітрогенератором і споживачем для вирівнювання коливань струму, зумовлених змінним характером роботи вітроагрегатів. Заряд накопичувачів енергії може вироблятися як від одного джерела енергії, так і від усіх джерел одночасно.

Зарядження акумуляторних батарей від загальної енергомережі передбачено лише в аварійному режимі, тобто при виході з ладу вітроагрегатів.

Комбінована енергетична система на основі сонячних і вітрових установок із комплексним використанням електрохімічних і теплових акумуляторів розроблена для енергозабезпечення електричною та тепловою енергією споживачів населеного пункту чисельністю 500...600 осіб.

Контрольні питання до розділу 1

1. Що являють собою відновлювані джерела енергії?
2. Як класифікуються нетрадиційні відновлювані джерела енергії?
3. Які потенційні світові запаси нетрадиційної та відновлюваної енергетики?
4. Який енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії на Україні?
5. Що являє собою потенціал науково-промислового комплексу України?
6. Які є приклади застосування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії в Україні?
7. Яке застосування нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії вам відоме у світі?
8. З якою метою використовується акумуляування енергії?

Розділ 2 Керування рівнями споживання електроенергії підприємств залізорудної промисловості

2.1 Моделі моніторингу рівнів електроспоживання на підприємствах залізорудної промисловості

Актуальність досліджень моніторингу в системі стратегічного управління рівнями споживання електроенергії на українських підприємствах визначається наступними складовими:

- потреба в застосуванні методів внутрішньовиробничого обліку і контролю, економічного аналізу, адекватних ринковій економіці;
- конкуренція, яка посилюється, вимагає все більш швидкої адаптації до ринкового оточення, яке постійно змінюється;
- ускладнення організаційної структури, що вимагає координації взаємозв'язків між новостворюваними, та вже існуючими підсистемами управління;
- сучасна орієнтація на синтез, інтеграція різноманітних наукових областей і сфер людської діяльності.

На теперішній час, виділяються три основні напрямки, пов'язані з поняттям моніторингу:

- 1 – відповідає суто технічним характеристикам;
- 2 – визначається, як складова функції управління;
- 3 – застосування до конкретного об'єкту управління.

Поняття «моніторинг» прийшло в економіку з екології, соціології, освіти та ін. Термін «моніторинг» походить від латинського «монітор», «нагадує», «наглядає» [35-53] і в сучасній мові означає постійне спостереження за яким-небудь процесом з метою виявлення його відповідності очікуваному результату або первинним дослідженням [43]. Найчастіше поняття «моніторинг» ототожнюється із спостереженням. Моніторинг стає, по суті справи, синонімом «систематичне спостереження», «оперативне спостереження».

Аналізуючи, існуючі в науковій літературі, підходи до визначення поняття моніторинг, слід зазначити, що єдиний підхід серед науковців відсутній.

В узагальненому понятті моніторинг розглядається як система збору, зберігання, обробки і поширення інформації про діяльність підприємства, що забезпечує безперервне вистежування стану, прогнозування і розвитку [45], [48].

Як, показує проведений аналіз, поняття «моніторинг» не має однозначного тлумачення, тому що вивчається й використовується в рамках різних сфер науково-практичної діяльності. Складність формулювання пов'язана, на нашу думку, із приналежністю цього терміна як сфері науки, так і сфері практичної діяльності. Він може розглядатися і як спосіб дослідження реальності, що використовується у різних науках, і як спосіб забезпечення сфери управління різними видами діяльності за допомогою подання своєчасної і якісної інформації особам, що приймають рішення [48].

Таким чином, можна зробити висновок про те, що моніторинг – це багатofакторний процес, який має свої особливості й тенденції, соціально обумовлені інституціональні фактори (виробничі, правові, управлінські), і забезпечує рішення трьох взаємозалежних завдань на макрорівні:

- виявлення інформаційних взаємозв'язків між макроекономічними показниками, що характеризують стан і тенденції розвитку економіки й галузі;
- установлення інформаційного зв'язку між параметрами економічної статистики, необхідної для прийняття ефективних управлінських рішень;
- вдосконалювання інформаційних відносин і передбачає організацію інтерфейсу користувача на основі використання методів аналізу стану й прогнозування розвитку економіки.

На мікрорівні завдання моніторингу можна сформулювати в такий спосіб:

- забезпечення керівництва своєчасною й достовірною інформацією про діяльність і економічний стан підприємства;
- діагностика й попередження непередбачуваних, кризових і негативних ситуацій у діяльності підприємства для їх якнайшвидшого й ефективного попередження, локалізації й ліквідації;

– формування ключових показників ефективності управління для побудови справедливої системи мотивації;

– забезпечення безперебійної й взаємовигідної взаємодії всіх підрозділів підприємства між собою [56].

Основна перевага наявності системи моніторингу на підприємстві, на нашу думку, полягає в можливості одержання інформації, недоступної в рамках традиційної статистичної й фінансової звітності. У цьому зв'язку, основна сфера практичного застосування моніторингу – це управління, а точніше інформаційне обслуговування управління в різних галузях діяльності.

Зауважимо, система моніторингу виробничих систем промислових підприємств представляє широкий комплекс заходів організаційного, методологічного й управлінського характеру. Тобто, організація моніторингу пов'язана з визначенням і вибором оптимального сполучення різноманітних форм, видів моніторингу, з урахуванням особливостей конкретної ситуації. Першорядну роль у цьому процесі відіграє вибір основних показників економічного стану (ОПЕС) для включення їх у систему моніторингу [56].

Визначення системи основних показників є підґрунтям для використання стратегічного та оперативного моніторингу. Основна відмінність між стратегічним і оперативним моніторингом полягає в тому, що перший орієнтований на тенденції майбутнього, а другий, навпаки, «дивиться» в сьогодення. Стратегічний моніторинг у першу чергу оцінює хід реалізації загальної стратегії, можливість і доцільність подальшого дотримання заданої стратегії, принципову досяжність за допомогою цієї стратегії основних стратегічних цілей і місії організації. Оперативний моніторинг у свою чергу оцінює правильність окремих функцій і робіт, відстежує поточну діяльність організації по фактичних значеннях конкретних показників, порівнюючи їх із запланованими або нормативними значеннями. Стратегічний моніторинг спрямований на потенціал, а оперативний моніторинг – на конкретний результат.

Розглядаючи моніторинг, як системоутворюючу складову, доцільно визначати моніторинг, як комплекс заходів, спрямованих на певний об'єкт, для

оцінки стану та прогнозування. На нашу думку, доцільно виділити три складові моніторингу, як системного елемента [1]:

- на вході – перевірка ресурсів, необхідних для виконання програми ефективної діяльності об'єкта дослідження (наприклад, предметом моніторингу може бути готовність персоналу до проведення економічного аналізу щодо стабільність підприємства);

- моніторинг процесу – перевірка діяльності по виконанню програми (в ході такого моніторингу можна, наприклад, визначити - чи відповідають реальні процеси раніше розробленому плану, розробка прогнозу.);

- на виході – перевірка результатів програми.

Таким чином, процедурну частину моніторингу електроспоживання залізничного підприємства можна відобразити у вигляді ланцюжка: вимірювання – аналіз – опис – моделювання – прийняття управлінських рішень.

Таким чином, можемо визначити місце моніторингу відповідно до стадій стратегічного управління електроспоживанням.

Стратегічне управління електроспоживанням передбачає такі стадії як формування, прийняття та реалізація стратегічного рішення.

Місце моніторингу електроспоживанням на стадії формування стратегічного рішення передбачає визначення функцій при розробці набору альтернативних варіантів з метою формування стратегічного рішення при визначенні раціонального споживання електроенергії (рис. 2.1).

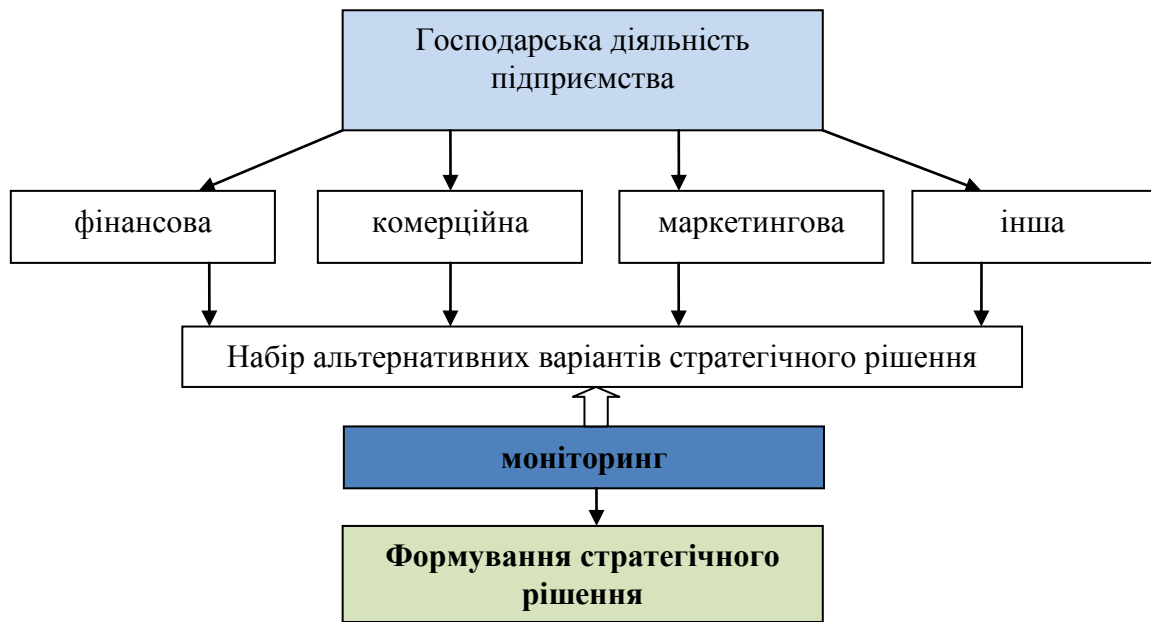


Рисунок 2.1 – Місце моніторингу в системі стратегічного управління споживанням електроенергії (функціональний підхід)

На стадії прийняття управлінського рішення щодо раціонального споживання електроенергії місце моніторингу доцільно розглядати з точки зору процесного підходу. Так при розробці генеральної цілі залізничного підприємства моніторинг покликаний розпізнати виявлені проблеми шляхом проведення аналізу і визначення стратегічної ситуації, в результаті чого розробляються, обґрунтовуються стратегічні альтернативні рішення та з них обирається краще (рис. 2.2).

При реалізації стратегічного рішення споживання електроенергії розглядається імовірність наявності стратегічної проблеми на підприємстві, якщо проблема виявлена, то розробляються альтернативні варіанти вирішення проблеми. Цей механізм забезпечує організацію реалізації прийнятого рішення (контроль, аналітика, інформаційна підтримка). Ці завдання має реалізувати моніторинг на підприємстві (рис. 2.3).

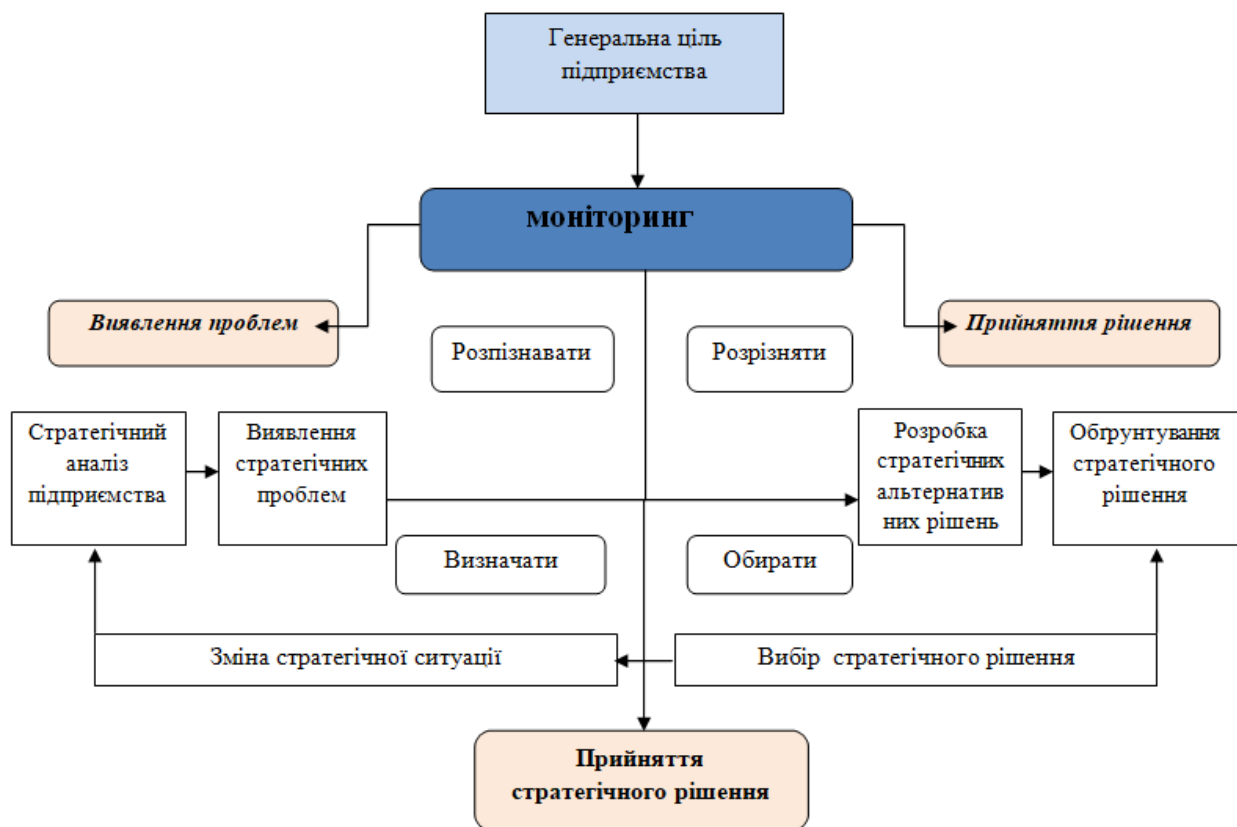


Рисунок 2.2 – Місце моніторингу в системі стратегічного управління електроспоживанням (процесний підхід)

Використання будь-яким підприємством системи моніторингу містить у собі ряд протиріч: з одного боку, обсяги споживання електроенергії - справа самого підприємства, і іноді підприємство прагне широко не афішувати його рівень, з іншого боку, входження підприємства в систему моніторингу, може свідчити про його прозорість, надійність і бути свого роду допуском на ринок.

Поєднання методів і методик моніторингу та аналізу дає підстави для побудови системи моніторингу як інформаційно-аналітичної підсистеми стратегічного управління споживанням електроенергії.

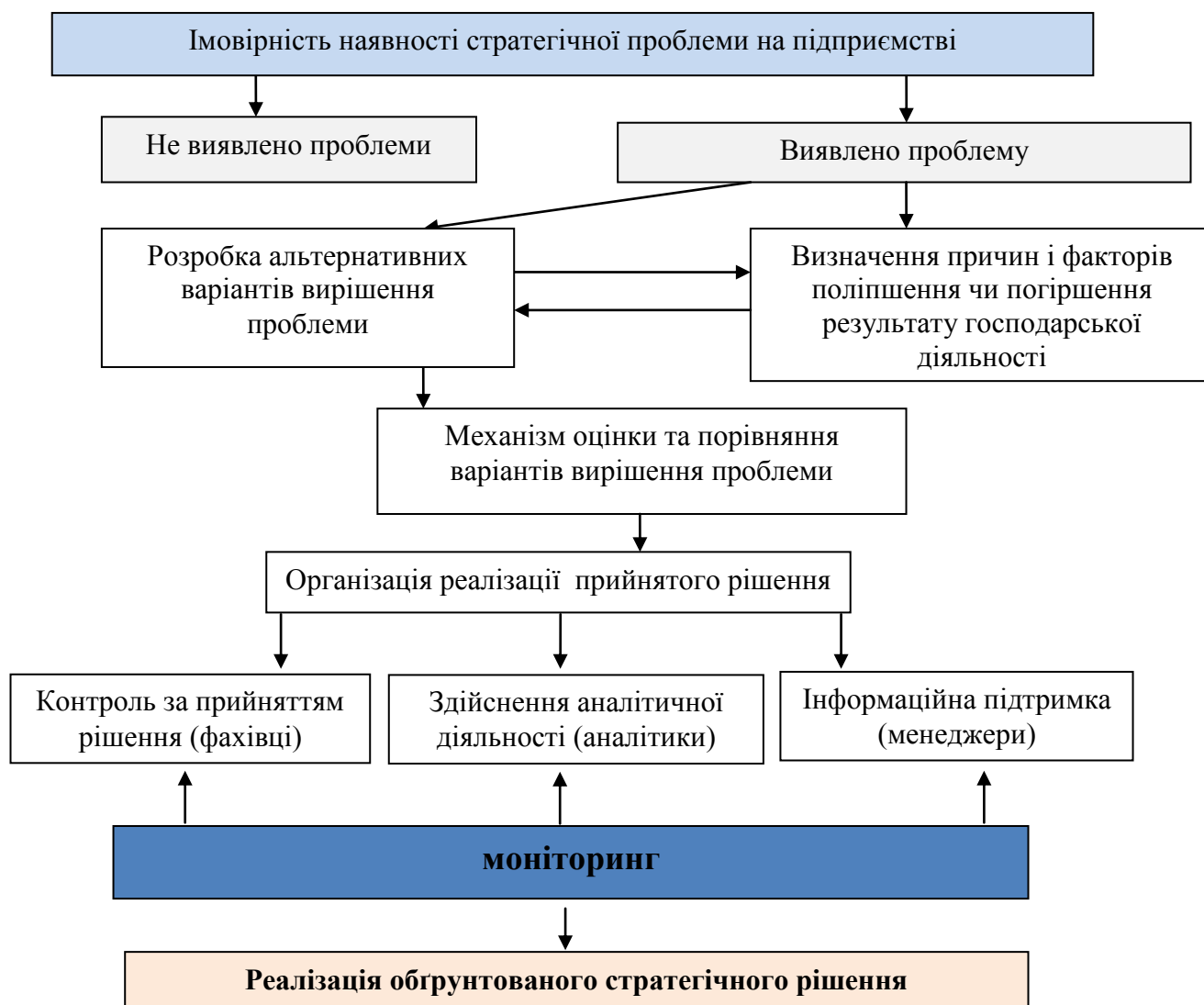


Рисунок 2.3 – Місце моніторингу в системі стратегічного управління споживанням (системний підхід)

Моніторинг повинен відповідати логіці загальної методології управління (рис. 2.4).

Згідно з рис. 2.4, моніторинг і оцінка виконання стратегії є логічно завершуючим процесом, який здійснюється у стратегічному управлінні електроспоживанням на підприємствах залізничної промисловості. Цей процес забезпечує стійкий зворотній зв'язок між ходом процесу досягнення цілей і власне цілями, які стоять перед підприємством.

Дуже часто спостерігаються випадки, коли підприємства не в змозі здійснити вибрану стратегію. Це буває тому, що або невірно був проведений

аналіз і зроблені невірні висновки, або тому, що сталися непередбачені зміни в зовнішньому середовищі.

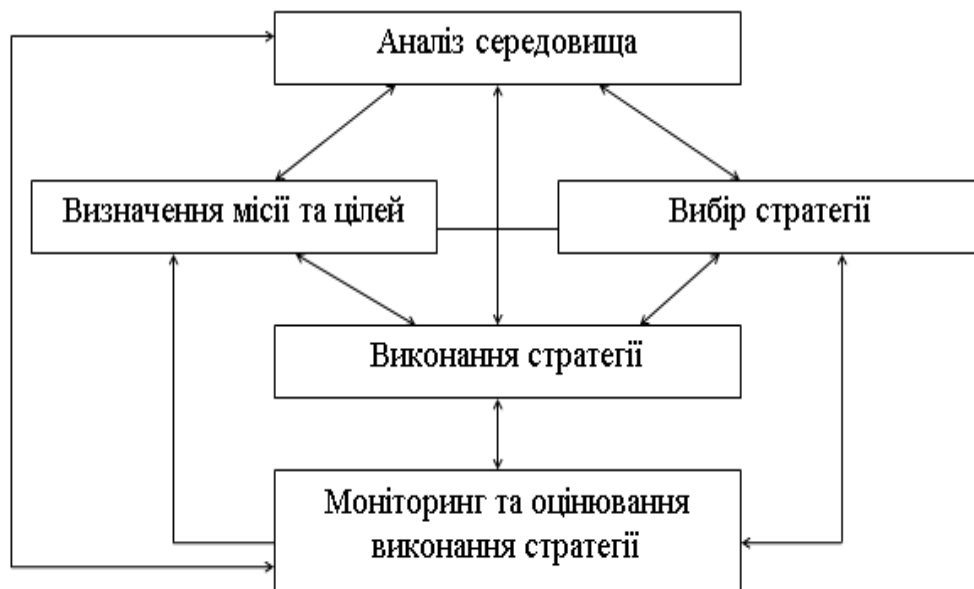


Рисунок 2.4 – Моніторинг в системі стратегічного управління споживачем електроенергії

Проте часто стратегічні плани не здійснюються тому, що управління не може належним чином використати наявний потенціал для реалізації стратегії. Основне завдання етапу виконання стратегії полягає в тому, щоб створити необхідні передумови для успішної реалізації стратегії.

Моніторинг це процес, що забезпечує підприємству дійсного досягнення своїх цілей. За певний період можуть статися різні, у тому числі і несприятливі зміни: ухвалені закони, що забороняють підходи, обрані керівництвом; з'явиться новий сильний конкурент, який унеможливить реалізацію цілей; люди можуть зробити помилку при виконанні ними своїх обов'язків.

Усі ці обставини можуть змусити підприємство відхилитися від курсу, наміченого керівництвом спочатку. І, якщо керівництво не зможе знайти шляхи подолання несприятливих дій, перш ніж підприємству буде нанесений серйозний збиток, не лише досягнення цілей, але і саме виживання підприємства виявиться під загрозою.

Слід зауважити, що моніторинг тільки тоді буде ефективним інформаційно-аналітичним інструментом управління, коли будуть враховані галузеві особливості підприємств і відповідно особливості управління на підприємствах. Так, гірничодобувна промисловість є найбільш капіталомісткою галуззю. На 1 грн. основних виробничих фондів проводиться приблизно в 2-3 рази менше продукції, ніж в переробній промисловості. Зазначено, що економічно-ефективна діяльність сучасного гірничодобувного підприємства, як складової ланки гірничорудного комплексу, цілком залежить від наявності відповідної сировинної бази, яка визначається наявністю достатніх обсягів розвіданих та доступних для відпрацювання запасів корисних копалин, гірничо-геологічними умовами їх залягання, рівнем прогресивності технології видобутку та загальною організацією виробництва. У підсумку ці фактори обумовлюють вартість видобутку залізних руд та ціну гірничо-металургійної продукції, що безпосередньо впливає не тільки на показники діяльності гірничодобувного підприємства, але і на стан всього гірничо-металургійного комплексу та галузей-споживачів залізорудної продукції.

Таким чином, постійний моніторинг здійснює регулярну оцінку діяльності існуючих залізорудних підприємств і здійснює відбір найбільш вагомих оцінюючих показників. Система моніторингу може завдати істотного удару по тіньових структурах. Вони будуть змушені підвищити рівень своєї звітної прозорості, щоб мати відповідну інформацію, увійти у відповідні рейтинги, які повинні формуватися за результатами моніторингу, поступово легалізуватися. Якщо вони цього робити не будуть, то з великою ймовірністю їх можна віднести до тіньового сектора економіки. Такі підприємства в меншій мірі повинні мати підтримку економічного й особливо правового характеру.

Підсумовуючи результати проведеного дослідження, вважаємо за доцільне визначити моніторинг системи електроспоживання в стратегічному управлінні залізорудним підприємством – як процес безперервно діючої системи збору інформації, проведення додаткових інформаційно-аналітичних обстежень, оцінювання, всебічного вивчення інформації щодо обсягів, вартості спожитої електроенергії, постійного порівняння отриманих результатів зі значеннями

цілових параметрів на всіх стадіях розширеного відтворення з метою контролю за реалізацією політики національного електроспоживання і ухваленням ефективних управлінських рішень на залізорудному підприємстві.

Завдання моніторингової діяльності на підприємстві - створення системи неперервного спостереження за процесами і тенденціями, що відбуваються в зовнішньому і внутрішньому середовищі з метою своєчасної оперативного оцінювання ситуацій електроспоживання, що виникають. Саме ця система неперервного спостереження за електроспоживанням на підприємстві має відповідати таким загальним принципам функціонування:

- в кожній окремій системі повинна використовуватися тільки відома інформація (нормативна, довідкова, прогнозна) з необхідною точністю для моделювання результатів електроспоживання на підприємстві;
- наступності: кожна наступна підсистема не повинна порушувати властивостей об'єкта і критеріїв, установлених системою вищого рівня;
- вірогідності інформації, що дає змогу забезпечити результати, наближені до реальних;
- можливість відслідковувати помилки, які виникають у процесі оцінки або моделювання, а також у межах розробленої моделі оцінювати ризик можливої помилки та її наслідки, виробляти основні методи реагування на помилку;
- забезпечення зв'язку усіх підсистем і елементів, оскільки перехідний період в економіці України потребує високої оперативності й гнучкості реагування на зміни ринкових можливостей і небезпеку, що виникає [41].

Проаналізувавши наведені вище принципи, ми можемо сформулювати загальні завдання методології здійснення моніторингу системи електроспоживання:

1. Забезпечення комплексності моніторингу системи електроспоживання має охоплювати основні аспекти оцінювання енергозабезпеченості залізорудного підприємства;
2. Кожен з аспектів має оцінюватися як окремо, так і у взаємозв'язку (наприклад, метод має передбачати використання узагальнюючого показника

енергозабезпеченості) для досягнення інтегрованості відстеження стану споживання електроенергії і наочності у висвітленні динаміки змін у ньому в часі;

3. Можливість виявити причини, а не лише констатувати наявність і величину змін споживання електроенергії. Це виступає необхідною умовою її пристосованості для потреб оперативного управління станом електроспоживання на підприємствах залізничної галузі;

4. Виявлення ступеня реакції цільового показника системи споживання електроенергії на зміни факторів впливу (тобто еластичність реакції на той чи інший управлінський вплив). Ця вимога випливає з попередньої і є її логічним розвитком;

5. Причинно-наслідкові зв'язки між показниками мають відповідати таким, що об'єктивно існують у процесі функціонування енергозабезпеченням, можуть бути логічно виявлені із суті певного процесу.

Підсумковою задачею моніторингу є підготовка висновків про поточний стан споживання електроенергії і прогноз зміни у майбутньому.

У межах еволюційної теорії є можливість дослідити процес функціонування і розвитку системи електроспоживання як спільну еволюцію «рушійних сил» і системи енергозабезпечення. Це можна здійснити, спираючись на спеціально розроблену систему моніторингу системи електроспоживання. Ця система в інформаційному плані має забезпечити організацію і концентрацію необхідних інформаційних потоків, що здатне суттєво покращити спостережуваність багатьох процесів, пов'язаних з циклом систем споживання електроенергії. Це має суттєво підвищити керованість систем електроспоживання, стійкість їх функціонування та обґрунтованість планів стратегічного розвитку електроспоживання.

Проведений аналіз систем електроспоживання, а саме їх сутності, властивостей знаходять своє відображення у системному підході який забезпечує організацію реалізації прийнятого рішення (контроль, аналітика, інформаційна підтримка) при ідентифікації моніторингу в системі стратегічного управління електроспоживанням.

Однією з основних задач моніторингу системи електроспоживання є оцінювання рівня впливу середовища на неї з урахуванням синергетичних ефектів.

Відповідно до означеного місця моніторингу в стратегічному управлінні електроспоживанням при: функціональному підході; процесному підході; системному підході доцільно визначати і відповідні завдання.

На етапі формування стратегічного рішення щодо електроспоживання доцільно застосовувати моніторинг задля дослідження функціональних зон енергозабезпеченості підприємства. Результатом цього дослідження виступає набір стратегічних альтернатив споживання електроенергії.

Етап прийняття стратегічного рішення щодо електроспоживання передбачає застосування моніторингу для розпізнавання стратегічних проблем споживання електроенергії, аналізу стратегічних альтернатив, визначення та обґрунтування раціонального стратегічного рішення споживання електроенергії.

При реалізації стратегічного рішення щодо електроспоживання доцільно використовувати моніторинг в рамках контролю споживання електроенергії, що передбачає виявлення відхилень поточних результатів від запланованих; здійснення аналітичної діяльності для визначення впливових факторів; забезпечення інформаційної підтримки шляхом формування і надання звітів.

На кожному з означених етапів визначаються певні процедури, що забезпечують виконання раціональних управлінських рішень щодо споживання електроенергії.

Проведене дослідження дозволило сформувати методолого-практичні засади системи моніторингу рівнів споживання електроенергії в стратегічному управлінні використанні електроенергії (рис. 2.5).

Підвищення мобільності навколишнього і внутрішнього середовища сучасних підприємств, активне формування його конкурентного оточення визначають нові методи і підходи до ефективного управління електроспоживанням.

Побудова системи моніторингу електроспоживання безумовно повинна бути системною і базуватися на загальноприйнятих положеннях теорії систем.

Модель моніторингу взагалі може відображати внутрішню структуру об'єкту і відтворювати відносини між його елементами. У інших випадках, коли внутрішня структура об'єкту невідома, модель відображає лише його поведінку або функціонування, визначаючи залежності між входами і виходами системи. Така модель одержала назву кібернетичної моделі, або «чорного ящика». Впливаючи на входи системи і спостерігаючи за її виходами, дослідник може побудувати рівняння зв'язку, що дає уявлення про процеси, що протікають в системі. Прикладом такого способу дослідження є побудова функції відгуку (регресійна модель) в плануванні експерименту.

Розглянемо модель системи «вхід-вихід». Вважатимемо, що деяке сімейство множин $M_1, \dots, M_n$ системи і відносини R породжують відносини на безлічі входів X і виходів Y системи:

$$R \subset M_1 \times \dots \times M_n \Rightarrow R \subset X \times Y, \quad (2.1)$$

тобто систему визначаємо через деяке узагальнене відношення R або як власну підмножину декартових добутків $X \times Y$ (безліч всіх впорядкованих пар (x, y) таких, що $x \in X, y \in Y, X \cap Y = \emptyset$).

Множина X задається кортежем $x = (x_1, \dots, x_r)$ вхідних змінних з своєю безліччю значень $X_1, \dots, X_r$. Вхідні змінні x можна інтерпретувати як ресурси, наприклад обсяги спожитої електроенергії, вартість спожитої електроенергії, що поступають з боку зовнішнього середовища.

Далі вважаємо, що ресурси X якимсь чином трансформуються в системі, змінюючи її внутрішні властивості, і виводяться в зовнішнє середовище.

Вихід системи Y задається кортежем вихідних змінних $y = (y_1, \dots, y_s)$ зі своєю безліччю значень $Y_1, \dots, Y_s$, що характеризують деякий результат або продукт системи. Декартові твори $X = X_1 \times \dots \times X_r$ і $Y = Y_1 \times \dots \times Y_s$ визначають простір зміни вхідних і вихідних змінних. У просторах вхідних X і вихідних Y змінних введемо відношення $x R y \rightarrow (x, y) \in R \subset X \times Y$. Тоді моделлю системи «вхід-вихід» з відносинами є зв'язок з трьох елементів $S \leq X, Y, R$.

Відношення R може бути визначене через відображення

$F : X \rightarrow Y$ або функцію $y=F(x)$.

Відображення (функція) ставить у відповідність елементу $x \in X$ єдиний елемент $y \in Y$. Таким чином, відображення є окремим випадком відношення. Властивість системи відображати значення вхідних (відомих) змінних в значення вихідних (невідомих) змінних назвемо законом функціонування системи.



Рисунок 2.5 – Складові методології моніторингу системи рівнів електроспоживання в стратегічному управлінні споживанням електроенергії

Модель системи «вхід-вихід», в якій відношення виражається відображенням (функцією), назовемо функціональною моделлю. Функціональна модель представляється зв'язком з трьох елементів $S = \langle X, Y, F \rangle$.

Дана модель справедлива для так званих статичних систем, коли система має єдиний стан. Стан системи в деякий момент часу є безліч істотних характеристик (властивостей), якими ця система володіє.

Властивості можна визначити через відносини, отже, через відносини можна визначити і стани системи. Безліч Z станів системи задається кортежем $z = (z_1, \dots, z_t)$ істотних характеристик (властивостей) системи з своєю безліччю значень $Z_1, \dots, Z_t$. Декартовий добуток $Z = Z_1 \times \dots \times Z_t$ визначає простір станів системи. Зміна стану системи в цьому просторі називається поведінкою або функціонуванням системи. Стан системи z в деякий момент часу залежить від входу x і попереднього стану z , що виражається через відношення:

$$(x, z') R_1 z \Leftrightarrow ((x, z'), z) \in R_1 \subset X \times Z^2 \quad (2.2)$$

або функціонально $F_1 : X \times Z \rightarrow Y$.

Функція F_1 називається перехідною функцією стану.

Вихід системи визначається бінарним відношенням між парами вхід- стан і вихід:

$$(x, z) R_2 y \Leftrightarrow ((x, z), y) \in R_2 \subset (X \times Z) \times Y \quad (2.3)$$

або функціонально $F_2 : X \times Z \rightarrow Y$.

Якщо множина Z складається з одного стану, то модель системи описується однією функцією $F : X \rightarrow Y$.

Модель системи «вхід – вихід – стан» представляється зв'язком:

$$S = \langle X, Z, Y, R_1, R_2 \rangle \quad (2.4)$$

або функціонально $S = \langle X, Z, Y, F_1, F_2 \rangle$.

Дана функціональна модель описує динамічну систему, тобто систему з безліччю станів, що змінюються в процесі функціонування. Проте змінні стану системи не є функціями часу.

Системи, в яких процес функціонування має динамічний характер, і при цьому вхід і вихід і стан є функціями часу, називатимемо динамічно тимчасовими системами.

Сформулюємо деякі припущення про властивості таких систем.

1. Функціонування системи відбувається в часі і виявляється у взаємодії із зовнішнім середовищем, тобто система обмінюється з середовищем ресурсами і інформацією.

2. На вході системи із зовнішнього середовища надають взаємодію $x(t)$.

3. Система надає дії $y(t)$ на зовнішнє середовище.

4. У кожен момент часу система знаходиться в деякому стані $z(t)$ і змінює або не змінює його залежно від попереднього стану.

5. Вихідні дії $y(t)$ в кожен момент часу повністю визначаються значеннями $x(t)$ і $z(t)$.

Для переходу до формалізованої моделі введемо поняття безлічі моментів часу. Множиною моментів часу t називається лінійно-впорядкована множина $TT \subset Re^1$ (Re^1 – множина дійсних чисел) з визначенням на ньому відношенням порядку через « $\leq$ ». У множині T введемо мінімальний елемент $t_0 = 0$. Тоді, якщо розглядати обмежений відрізок часу Tt , то $Tt = \{t: t \geq 0\}$, $Tt \subset TT \subset Re^1$.

Відповідно до припущень (2.2) і (2.3) існують відображення $TT \rightarrow X$ і $TT \rightarrow Y$, причому миттєві значення вхідної $x(t)$ і вихідний $y(t)$ змінних належать фіксованим множинам: $x(t) \in X$ і $y(t) \in Y$, т. е. вхідні і вихідні дії можна розглядати як впорядковані пари (t, x) і (t, y) , задаючи поточні значення вхідного і вихідного процесів.

З припущення (4) виходить, що стан системи в справжньому і майбутньому залежить від поточного значення вхідної дії у момент часу t і від стану системи в попередній момент часу $t' < t$, тобто пара (t', t) представляє бінарне відношення або підмножину декартових добутків множини T самого на себе: $T \times T$. Тоді перехідна функція стану:

$$F_1: (TT \times T) \times Z \times X \rightarrow Z \quad (2.5)$$

і функція виходу

$$F_2: (XX \times Z) \times T \rightarrow Y \quad (2.6)$$

повністю визначають стан системи у момент часу t .

З урахуванням введених відносин динамічна тимчасова система $S(t)$ може бути представлена кортежем з шести елементів $S(t) = \langle T, X, Z, Y, F1, F2 \rangle$.

Для опису динамічних систем вводять наступні поняття.

Пара (t, z) , де $t \in T$ і $z \in Z$, називається подією, або фазою системи $S(t)$, а множина $T \times Z$ - простором подій, або фазовим простором. Перехідну функцію $F1$ називають траєкторією у фазовому просторі. Розрізняють рівноважний і перехідний стани системи. Система знаходиться в рівноважному стані за межами інтервалу (t', t) вхідної дії $x(t)$, коли основні її характеристики (властивості) залишаються постійними (незмінними).

При дії $x(t)$ у момент t система може залишитися в колишньому стані $z(t')$, тобто бути стійкою до вхідної дії, або протягом інтервалу часу (t', t) перейти в новий стан, або після перехідного режиму повернутися в початковий стан рівноваги.

Одним з таких напрямів моделювання моніторингу електроспоживання є розробка комплексу показників, що характеризують процеси електроспоживання і забезпечують можливість керуючих впливів на нього.

Найважливішою складовою формування необхідної інформаційної бази для прийняття адекватних управлінських рішень в області керування електроспоживанням є системи моніторингу.

Сучасні дослідження з проблем організації моніторингових систем промислових підприємств [137-139], а також практичний досвід, накопичений у цій області, дозволяють зробити висновок про те, що проблеми організаційного, методичного та інформаційного забезпечення моніторингу споживання електроенергії поки не знайшли свого остаточного вирішення ні в науковій літературі, ні на практиці господарювання.

При цьому поза увагою залишились завдання формування ефективної системи управління електроспоживанням для підприємств залізничної галузі. Разом з тим зрозуміло, що розробка і впровадження систем моніторингу,

спрямованих на вдосконалення організації та управління електроспоживанням, є запорукою ефективного розвитку підприємств

Постійне зростання швидкості зміни факторів внутрішнього і зовнішнього середовища, що вчиняють вплив на діяльність підприємств, все частіше управлінці зіштовхуються з необхідністю підвищення оперативності отримання об'єктивної інформації про споживання електроенергії з метою прийняття адекватних управлінських рішень.

На нашу думку, оптимальним вирішенням проблеми отримання об'єктивної оперативної інформації для прийняття ефективних управлінських рішень є побудова на залізничних підприємствах систем моніторингу електроспоживання.

Охарактеризувати моніторинг можна також як оперативний збір даних про складні явища і процеси, які описуються досить невеликою кількістю ключових, особливо важливих показників з метою оперативної діагностики електроспоживання дослідження в динаміці. Підкресливши властивість оперативності моніторингу, можна його ідентифікувати як спрямоване націлене оперативне відстеження і аналізу зрушень в електропостачанні.

Таким чином, моніторинг як функція управління передбачає збирання інформації, її комплексну оцінку і прогноз за стабільною системою показників. Необхідність реалізації цієї вимоги диктується його зорієнтованістю на аналіз, порівняння результатів управління електропостачанням.

З точки зору системного підходу моніторинг можна охарактеризувати як взаємозв'язок таких об'єктів і процесів, як: об'єкти моніторингу; межі і рівень декомпозиції об'єктів моніторингу; показники, що характеризують об'єкти моніторингу; методика проведення моніторингу; програмне забезпечення моніторингу; збирання фактичних даних за показниками електроспоживання; обробка фактичних даних, аналіз оброблених даних. Дані об'єкти і процеси і утворюють систему моніторингу, і є її елементами.

Будучи частиною інформаційної бази прийняття управлінських рішень, моніторинг повинен бути пов'язаний з системами управління електроспоживання.

При побудові та функціонуванні системи моніторингу слід врахувати особливості:

- 1) специфіку застосованої виробничої технології та відповідних технологічних показників;
- 2) систему розрахунків з постачальниками і споживачами;
- 3) середньогалузевий рівень показників;
- 4) наявність великого числа зовнішніх факторів, що впливають на результати споживання електроенергії, але не залежать від персоналу господарюючого суб'єкта.

Система моніторингу електроспоживання підприємства являє широкий комплекс заходів організаційного, методологічного та управлінського характеру. Тобто, організація моніторингу пов'язана з визначенням і вибором оптимального поєднання різноманітних форм моніторингу, з урахуванням особливостей конкретної ситуації. Першорядну роль у цьому процесі відіграє вибір основних показників електроспоживання підприємства для включення їх в систему моніторингу.

Моніторинг електроспоживання користувачами якого є конкретні органи управління, керівники, окремі структури, у науковій літературі недостатньо представлений цей вид моніторингу. Ціла низка консалтингових фірм пропонує і реалізує цільові функції моніторингу, користувачами яких є виключно керівники. Засобом поширення інформації, отриманої під час такого моніторингу, є аналітичні звіти, рекомендації, проекти, які зазвичай не мають широкого розповсюдження. Загальним завданням моніторингу є попередження про ту чи іншу, небезпеку для ефективного функціонування підприємства, причому не тільки констатація факту появи небезпечних змін, а саме попередження про них до того, як ситуація може стати незворотною. Тим самим створюється можливість запобігти або мінімізувати можливий деструктивний розвиток подій.

Для побудови системи моніторингу електроспоживання важливе обґрунтування формалізованого алгоритму проведення моніторингу.

На нашу думку, також надзвичайно актуальним для побудови системи моніторингу електроспоживання є створення інформаційного контуру, який полегшує вирішення управлінських та адміністративних завдань. Тобто, для ефективного функціонування системи управління підприємством потрібна розвинена інформаційна інфраструктура на основі відповідних інформаційних технологій. У цьому зв'язку доцільно створення інформаційних ресурсів підприємства, що включають структуровану нормативну, довідкову та іншу інформацію. Для її обробки можуть застосовуватися ефективні програмні засоби аналізу ділової та іншої інформації. Тобто, управління інформатизацією підприємства має забезпечити оперативне представлення та використання даних про електроспоживання, контроль і обмін оперативною інформацією.

Як уже зазначалося, основою підвищення ефективності системи моніторингу електроспоживання є впровадження сучасних інформаційних технологій для автоматизації обробки, зберігання і розповсюдження інформації. Інформаційний контур для побудови системи моніторингу електроспоживанням являє собою середовище, де циркулюють інформаційні потоки та функціонують фізичні засоби їх підтримки та розвитку. Детальніше складові інформаційного контуру представлені на рис. 2.6.

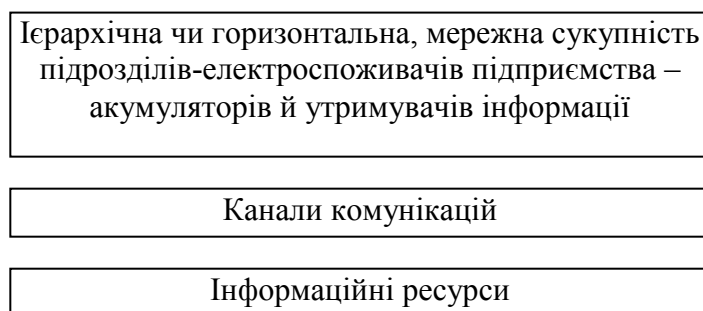


Рисунок 2.6 – Складові інформаційного контуру для функціонування системи моніторингу електроспоживання підприємства

Сформований інформаційний контур системи моніторингу електроспоживання містить:

– ієрархічну чи іншу (горизонтальну, мережну) модель комунікаційних відносин;

– способи формування інформаційних потоків і ресурсів;

– мережу маршрутів інформаційних надходжень;

– канали руху інформації.

Сутність технології, покладеної в основу функціонування системи моніторингу на базі запровадження вищенаведеного інформаційного контуру, полягає в тому, щоб:

– створити систему каталогів;

– створити інформаційні ресурси;

– забезпечити систематичне обслуговування користувачів поряд з виконанням разових запитів до системи;

– використовувати зворотний зв'язок.

Особливістю інформаційного контуру є наявність багатосторонніх потоків інформації, що забезпечують як її споживання і накопичення, так і розширене відтворення. Єдиний інформаційний контур допомагає реалізовувати цілі і завдання, що стоять перед системою моніторингу електроспоживання. Для структуризації інформаційного контуру може бути застосований алгоритм, що дозволяє здійснювати ефективне інформаційне обслуговування на основі системного підходу (рис. 2.7).

Інформаційні потоки організуються таким чином, щоб не порушувалась тематична єдність наданої інформації, зберігалось функціональне призначення блоку інформації, зміст матеріалів відповідав потребам певної категорії користувачів інформації, крім того, кожен інформаційний потік повинен відповідати певним цілям. Після формування і стабілізації інформаційного контуру в межах підприємства може бути розпочато створення системи моніторингу.

Нагадаємо, що нам близьке визначення моніторингу як функції управління, що передбачає збирання інформації, її комплексну оцінку і прогнозування за стабільною системою показників. Стандартність інформаційного набору

показників додає моніторингу електроспоживання властивості інформаційного процесу.



Рисунок 2.7 – Алгоритм структуризації інформаційного контуру для функціонування системи моніторингу господарюючого суб'єкта

У запропонованій системі моніторингу електроспоживання (рис. 2.6) доцільно мати три рівні ієрархії. На першому рівні здійснюється моніторинг зовнішнього середовища електроспоживання, що дозволяє отримувати інформацію про потенційні витрати на утримання і обслуговування системи електрозабезпечення. Другий рівень призначений для внутрішнього використання, в його межах оцінюються конкретні показники споживання електроенергії, а також проводиться оцінка тенденцій розвитку електроспоживання на підприємстві.

Сукупність даних першого і другого рівня дозволяє провести оцінювання ринкової вартості електроспоживання для аналізу основних показників постачання електроенергії, а також створює передумови для здійснення управлінських заходів.

На третьому рівні формуються конкретні управлінські рекомендації, в основі яких лежить експертна оцінка величини і динаміки основних показників електропостачання та електроспоживання, а також отримані на попередніх етапах об'єктивні дані про стан електроспоживання.

На підставі інформації, отриманої від системи моніторингу електроспоживання, можуть прийматися різноманітні управлінські рішення, у тому числі щодо оптимізації електроспоживання на підприємствах залізорудної промисловості. Тобто, система моніторингу є інформаційною базою планування і прогнозування оптимальних значень основних показників електроспоживання. Це обумовлює необхідність продовження досліджень в області створення принципово нових методів і засобів інтегрування інформації, для забезпечення оптимальних організаційних заходів щодо проведення моніторингу електроспоживання.



Рисунок 2.8 – Система моніторингу основних показників електроспоживання підприємств залізорудної промисловості

Для формування базової нормативної складової моніторингу електроспоживання, що повинна бути комплексною і системною, потрібно виділити групи (класи) показників, що охоплюють всі аспекти функціонування залізорудних підприємств. Нерівномірність споживання електроенергії,

виражається в різних темпах споживання, може слугувати характеристикою результативності управління електропостачання.

Класифікацію показників забезпечує виділення системних характеристик залізорудного підприємства. Вхід системи «підприємство» – сировина, електроенергія, комплектуючі. Вихід системи – продукція, праця, послуги. До оснащення відносяться засоби праці. Узагальнюючим показником оснащення очевидно є показник вартості електроенергії. Суб'єктивний фактор – це люди, які забезпечують реалізацію функцій системи. Узагальнюючим є показник – штатні працівники. Також враховується показник - позаштатні працівники і працівники на умовах неповного робочого часу. Упорядкованість – характеристика послідовності і організації виробництва. При конструктивному описі виробничих систем виділяється такий елемент як каталізатор. Каталізатор – те, на що діє швидкість основного перетворення в системі. На підприємстві роль каталізатора виконують засоби стимулювання праці.

На виході виділяються завдання інтерпретації отриманих інтегральних показників і оцінок, виявлення проблем та чинників, що їх породжують.

Завдання з формалізації оснащення – це завдання розробки непрямих вимірювань, інтегральних показників, побудови нормативних і дескриптивних моделей. Ключові моменти тут – інтеграція інформації та порівняння з нормативами.

Об'єднання різноякісних і безпосередньо непорівнянних показників, які в сукупності комплексно характеризують функціонування електрозабезпечення залізорудного підприємства, в єдиний інтегральний показник - задача дуже складна. Результати вимірювання обумовлюються не тільки специфікою вимірюваної величини споживання електроенергії, але і моделлю відносин, зафіксованої в показнику (вимірнику), вибором індикаторів, типом використовуваної шкали, умовами вимірювання [156].

Введемо наступні позначення:

B_x – параметри входу;

B_{yx} – параметри виходу;

Осн – параметри оснащення;

Уп – параметри впорядкованості;

Кат – параметри каталізатора;

СФ – параметри суб'єктивного фактора;

T (.) – Темп зростання будь-якого параметра (показника).

А – Співвідношення: Вихід > Оснащення, Вихід > Вхід, Вихід > Каталізатор, Вихід > Суб'єктивний фактор.

Б – Співвідношення: Оснащення > Суб'єктивний фактор, Вхід > Суб'єктивний фактор, Вхід > Оснащення.

В – Співвідношення: Оснащення > Каталізатор, Вихід > Каталізатор.

Г – Співвідношення: Вихід > Каталізатор > Суб'єктивний фактор.

Таким чином, отримуємо складову:

Д – $T(\text{Вих}) > T(\text{ВХ}) > T(\text{Осн}) > T(\text{Кат}) > T(\text{СФ}) > T(\text{Уп})$.

Наведене співвідношення показує впорядкування між групами відібраних показників і відповідає графу упорядкування (рис. 2.9).

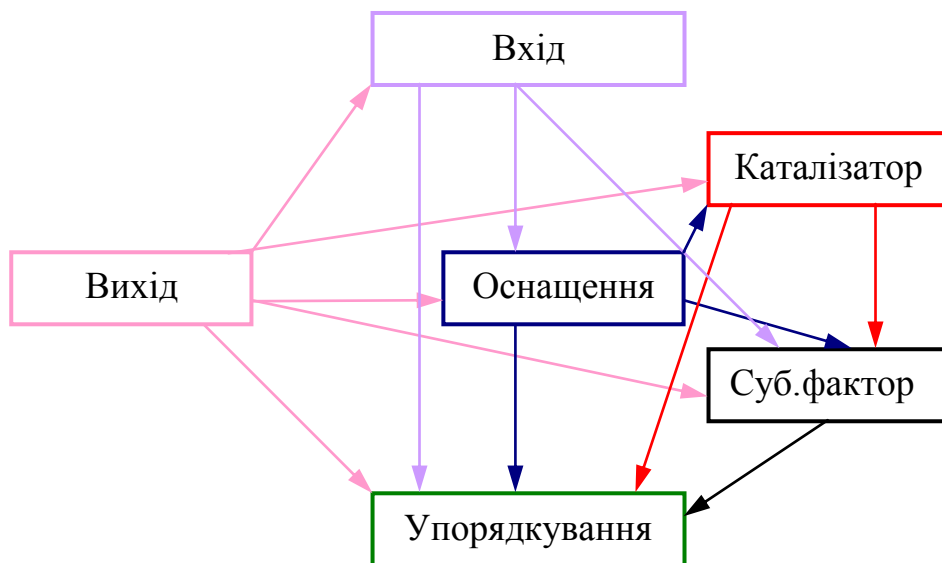


Рисунок 2.9 – Граф упорядкування співвідношень показників моніторингу електроспоживання

Для побудови конкретизованої моделі моніторингу необхідно впорядкувати показники всередині кожної групи.

Показники виходу – це спожита електроенергія за фактом на підприємстві залізорудної галузі. Показники входу – собівартість електроенергії, яка постачається на підприємство, виходячи з потреб ресурсозбереження, що йде у виробництво. Показники оснащення – вартість спожитої електроенергії, саме вона складають матеріальну основу споживання електроенергії. Показники суб'єктивного фактору – чисельність штатних працівників, а також чисельність позаштатних працівників, і працівників на умовах неповного робочого часу. В умовах інтенсифікації виробництва, використання більш досконалого і продуктивного устаткування, необхідно швидко приймати нові технічні і інші рішення. Зменшення числа робітників ефективно лише тоді, коли це призводить до збільшення обсягів виробництва. Показники упорядкованості – штрафи, пені отримані і сплачені. Ріст першого показника можна розцінювати як позитивну тенденцію. Штрафи сплачені є свого роду узагальнюючою характеристикою негативних факторів у діяльності залізорудних підприємств, тому даний показник повинен зростати повільніше ніж інші показники.

Ця класифікація інваріантна масштабу електроспоживання на залізорудних підприємствах, конкретним цілям управління, тому вона може слугувати основою типової моніторингової моделі, як з точки зору вибору вихідних показників, так і з точки зору їх типового упорядкування.

Сформовані базові складові повинні виступати в якості еталона (орієнтира) при розробці економічної політики споживання електроенергії. В ідеалі фактичне упорядкування показників повинне співпадати з нормативним (заданим). Такий засіб представлення показників можна назвати згорткою.

Запропонований метод згортки є одночасно і системним і комплексним. Системність виявляється в тому, що ці складові висловлюють динаміку показників електроспоживання в їх взаємному відношенні, тобто дозволяють задати і оцінити цілі, які жодним показником окремо виражені бути не можуть. Комплексної вона є тому, що в такій згортці можна використовувати показники, що відображають всі аспекти споживання електроенергії, незалежно від використовуваних для них одиниць виміру.

Така згортка може грати роль нормативної (коли співвідношення між темпами зростання показників встановлюється виходячи з цільових установок) і дескриптивної моделі (коли упорядковуються фактичні темпи зростання показників).

Згортка мінімізує втрату інформації, тому що в ній кожен показник зберігає свою власну роль. У такій згортці відсутній ефект взаємного погашення «позитивних» і «негативних» змін, що віддзеркалюються різними показниками.

Прийнятий за нормативний порядок руху показників виступає як «ідеальна модель» стратегії споживання електроенергії підприємства і служить точкою відліку для оцінки результатів її реалізації.

Таким чином, очевидно, що запропонований підхід узгоджується з принципами і критеріями моніторингу електропостачання.

Тому, оцінкою раціональності споживання електроенергії залізорудного підприємства може слугувати оцінка наближення фактичного і нормативного установленого в упорядкуванні темпів зростання показників. Цю оцінку можна розрахувати наступним чином (2.7) – (2.11).

$$Y = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n(n-1)} = 1 - \frac{M(P, H)}{n(n-1)}, \quad (2.7)$$

де Y – оцінка раціональності споживання електроенергії залізорудного підприємства; n – число показників в упорядкуванні (в моделі); m_i – кількість інверсій у фактичному порядку для показника, що має перший ранг (займає i -те місце) в моделі.

$$m_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}, \quad (2.8)$$

де $M(P, H)$ – сума інверсій у реальному порядку показників (P), відносно нормативного порядку (H), заданого в моделі:

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ якщо } r_i \geq r_j, \text{ при } i \leq j, \\ \text{якщо } r_i \leq r_j, \text{ при } i \geq j, \\ 0, \text{ в інших випадках.} \end{cases}$$

де r_i и r_j – ранги i -го и j -го показників в фактичному упорядкуванні.

Оцінка Y змінюється у діапазоні від 0 до 1. Збіг фактичного і заданого в порядку показників вказує на найвищий рівень реалізації політики електроспоживання тобто стратегії, що направлена на забезпечення раціонального споживання електроенергії залізорудного підприємства, коли всі нормативно встановлені співвідношення темпів зростання показників фактично виконуються, при цьому $y = 1$. Фактичний порядок показників, повністю протилежний нормативному, дає оцінку $y = 0$.

Поряд з оцінкою раціональності важливо розрахувати оцінку мінливості політики електроспоживання, що характеризує зміну структури виконаних і невиконаних нормативних співвідношень з точки зору направленості змін на реалізацію електрозабезпечення підприємства, що задані відповідно в складових показниках. Пропонується розрахувати цю оцінку наступним чином:

$$I = \frac{M(P1, P2) + M(P1, H) - M(P2, H)}{2 \cdot M(P1, P2)}, \quad (2.9)$$

де I – оцінка мінливості реалізації політики електроспоживання; $P1, P2$ – порядок показників, що реально склався в першому та другому періодах, відповідно; H – нормативно установлений порядок показників; $M(P1, P2)$, $M(P2, H)$, $M(P1, P2)$ – сума інверсій в одному порядку показників відносно другого:

$$M = \sum_{j=1}^n m_i,$$

де m_i – кількість інверсій, які мають i -й ранг в одному упорядкуванні відносно другого упорядкування:

$$m_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}, \quad (2.10)$$

де i, j – ранги показників в одному із упорядкувань, які порівнюються;

Оцінювання мінливості виражає зв'язок між приростом оцінки раціональності електроспоживання і, породженим змінами в структурі руху показників і величин самих структурних змін. Ця величина оцінки змінюється від 0 до 1.

Раціональність характеризує режим електропостачання підприємства, мінливість оцінює перехід від одного режиму до іншого. Єдність двох оцінок Y та I породжує третю – оцінку загальної (інтегральної) стабільності електропостачання підприємства C :

$$C = Y^{1/I} . \quad (2.11)$$

Оцінка стабільності співпадає з оцінкою раціональності у випадку, якщо оцінка мінливості дорівнює одиниці. При зменшенні оцінки мінливості до 0 оцінка стабільності також зменшиться до 0.

Формалізація повинна включати нормативні та описові моделі. Нормативні моделі використовуються для вироблення управлінських рішень, що забезпечують оптимальне функціонування системи електропостачання з точки зору прийнятого критерію ефективності.

Описові моделі призначені для прогнозу станів навколишнього середовища та об'єкта управління електропостачанням.

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок, що в процесі моніторингу електропостачання відбувається збільшення кількості інформації, що накопичується і зберігається на даному підприємстві, для подальшого поліпшення його функціонування. Разом з тим, умова накопичення інформації для поліпшення функціонування підприємства є необхідною, але недостатньою. Беручи до уваги, що розглянуті залізничні підприємства є відкритими для інформації системами, повинен мати місце відбір інформації при її накопиченні при здійсненні зв'язку із зовнішнім середовищем. Таким чином, при моніторингу електропостачання повинно здійснюватися не дублювання заздалегідь відомої інформації, а створення нових інформаційних каналів. Це дозволить реалізувати при моніторингу електропостачання прогресивне накопичення інформації, що дає можливість проводити емерджентний відбір. Такий підхід дозволяє створити умови для появи елементів еволюції на підприємстві, зокрема, інновацій. З проведеного аналізу випливає, що прогресивне накопичення інформації при моніторингу електропостачання не може здійснюватися тільки за детермінованою програмою. В основу таких процесів має бути закладений

стохастичний механізм. Таким чином, при моніторингу наявність стохастичних зв'язків є об'єктивною необхідністю. Проте з цього не випливає, що детермінованим зв'язках відводиться другорядна роль. Тільки при діалектичній взаємодії випадкових і детермінованих зв'язків ролі їх рівноцінні, перевага у бік випадкових зв'язків призводить до порушення раціональності функціонування електроспоживання, перевага у бік детермінованих зв'язків зменшує здатність адаптації до умов зовнішнього середовища, здатності до інновацій.

2.2 Оцінювання стратегії перспектив споживання електроенергії на підприємствах залізничної галузі

Економічне зростання в Україні повинно забезпечуватися шляхом досягнення світового рівня показників електроенергетичної ефективності промисловості, зменшення витрат електроенергоресурсів, що передбачає докорінні структурні зміни для створення менш енергоємної та менш ресурсної економіки завдяки впровадженню новітніх наукових доробок щодо ефективного використання електроенергоресурсів та відповідної цінової політики.

В даний час на підприємствах процес визначення і заявки лімітів або встановлення нормованих внутрікомбінатовських (шахтних) норм питомої електроспоживання на електроенергію здійснюється практично без достатнього аналізу електроспоживання та показників роботи підприємства, що часто призводить до відхилення фактичного ЕС від заявочних значень. При коригуванні лімітів не завжди враховується поточне показники роботи підприємства, прогноз факторів, що впливають і, як наслідок - неефективне використовуються заявлені ліміти. При перевищенні ліміту електроенергії з підприємств стягується в штраф за величину перебору електроенергії. У зв'язку з цим визначення перспективних рівнів споживання електроенергії для правильної та своєчасної заявки необхідних лімітів неможливо без застосування прогнозних процедур. Процес формування електричних навантажень гірничих підприємств носить випадковий характер, тому для оцінювання перспективного електроспоживання, поряд з прогнозуванням середнього значення, необхідно визначати і параметри, що

характеризують розкид випадкових значень ознаки. У зв'язку з цим прогноз повинен забезпечувати інтервальну оцінку перспективного електроспоживання.

Практика довела доцільність використання математико-статистичних методів і моделей для дослідження та оцінювання електроспоживання на гірничодобувних підприємствах України.

Використовуючи необхідну кількість статистичного матеріалу щодо кількості спожитої електроенергії та її вартості вважаємо за доцільне провести відповідні дослідження.

Система показників ефективності електроспоживання застосовується для постійного порівняння витрат електроенергії з її вартістю. Ефективність електроспоживання необхідно підвищувати на всіх фазах процесу відтворення у виробництві.

Розвиток підприємств взагалі і залізорудних підприємств, зокрема, відбувається за рахунок двох груп чинників, — залучення додаткових ресурсів (екстенсивний шлях) та дедалі раціональнішого використання ресурсів завдяки технічному прогресу, організаційно-економічним та іншим чинникам (інтенсивний шлях).

Згідно даним щодо електроспоживання для залізорудних підприємств Криворізького регіону проведемо відповідні дослідження (табл. 2.1)

Для візуалізації даних та визначення трендових залежностей будемо графіки (рис. 2.10 – 2.13).

Таблиця 2.1 – Електроспоживання залізорудних підприємств Криворізького регіону

	ш. Жовтнева		ш. Родіна		ш.Гвардійська		ш.Тернівська	
	Споживання електричної енергії		Споживання електричної енергії		Споживання електричної енергії		Споживання електричної енергії	
Рік	План кВт·год	Факт кВт·год	План кВт·год	Факт кВт·год	План кВт·год	Факт кВт·год	План кВт·год	Факт кВт·год
2012	44804,5	44209,6	66203	65841,6	41606,5	41354,2	42939,8	40252,3
2013	66203	42537,8	45406,2	46972,7	35458,2	35977,2	28114,5	28377,4
2014	41606,5	42341,1	64455,3	67070,8	43906,3	43401,1	43924,2	41573,8
2015	42939,8	43501,7	63255,6	61009,4	43397,1	40996,7	43804,2	-2807,5
2016	89156,2	43468,6	64907	66275,2	42089	40894,4	39576,2	37010,9

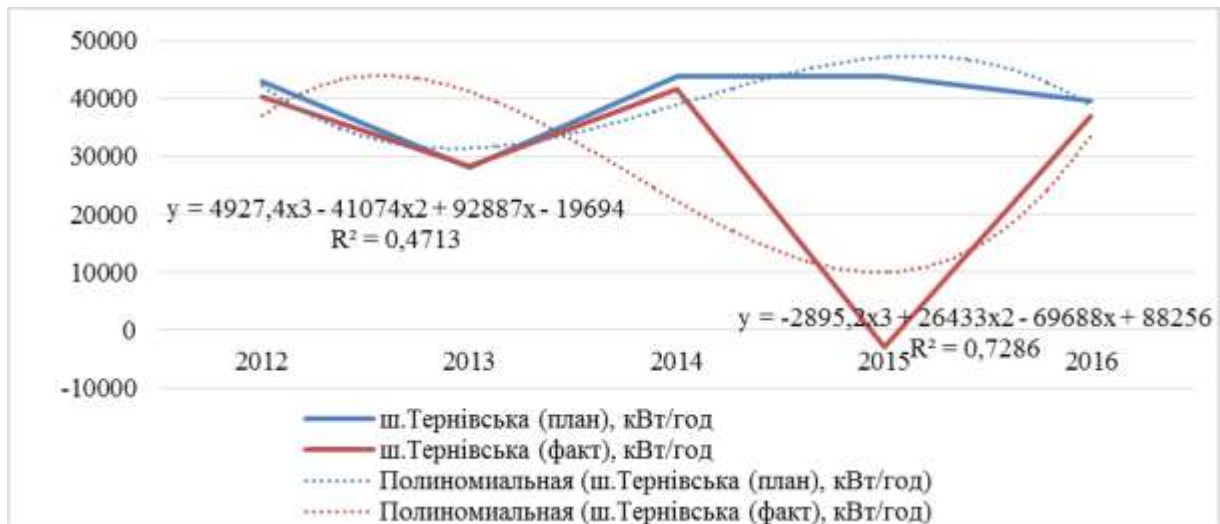


Рисунок 2.10 – Споживання електроенергії ш. Тернівська (2012-2016 рр.)

Отримані дані свідчать про значне відхилення запланованого від фактичного споживання електроенергії. Використання апроксимуючого поліному для фактичного споживання дозволить більш ефективно забезпечувати управління електроспоживанням.

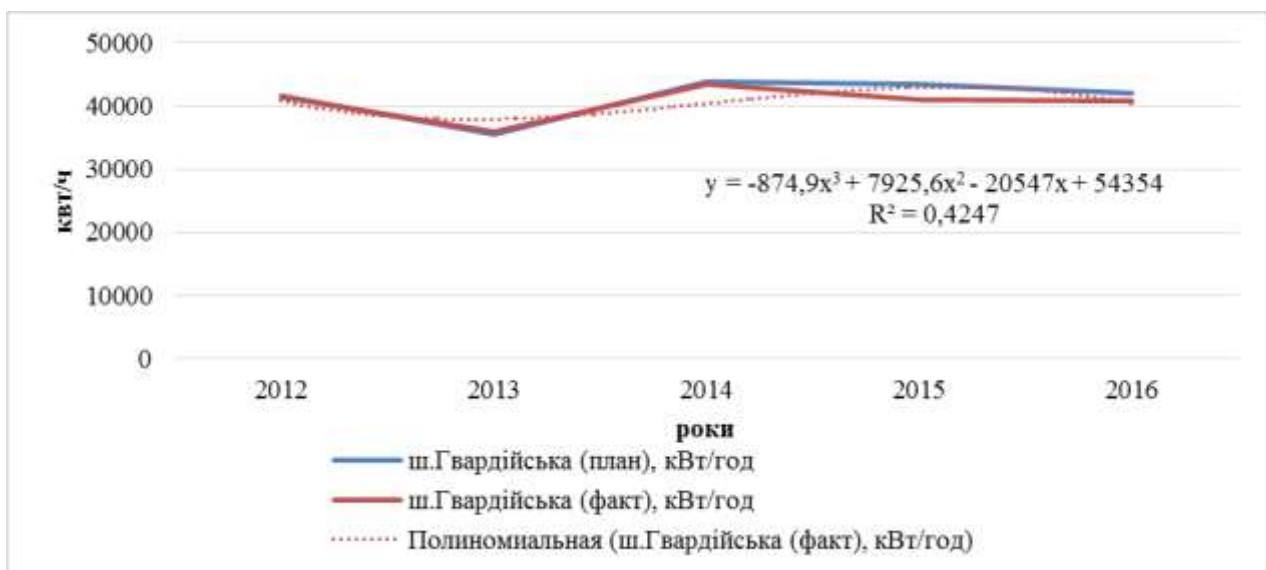


Рисунок 2.11 – Споживання електроенергії ш. Гвардійська (2012-2016 рр.)

Відповідно для ш. Гвардійська електроспоживання заплановане і фактичне практично співпадає, що може свідчити про більш ефективне управління електроспоживання на підприємстві.

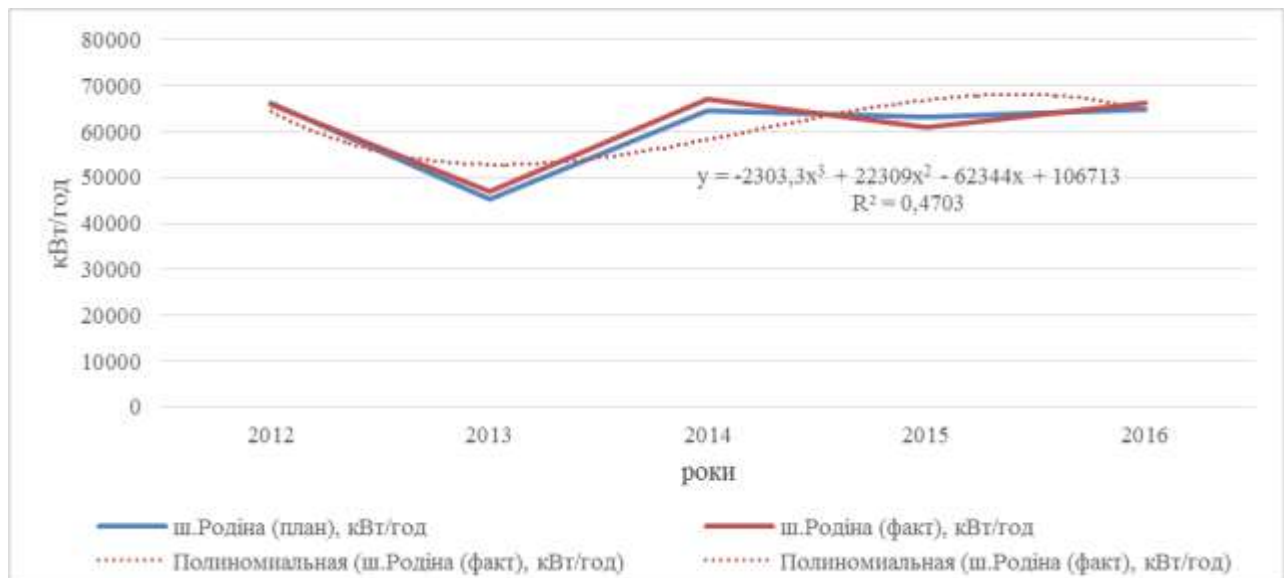


Рисунок 2.12 – Споживання електроенергії ш. Родіна (2012-2016 рр.)

Аналогічно, можна зазначити і для ш. Родіна – відповідність фактичного і запланованого рівнів електроспоживання.

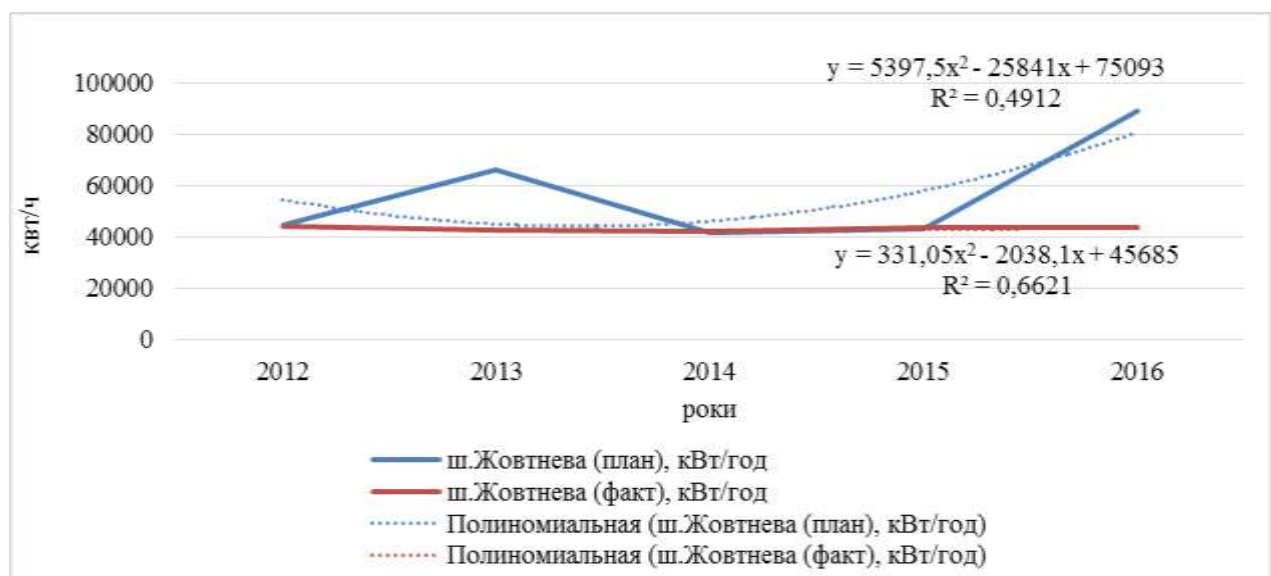


Рисунок 2.13 – Споживання електроенергії ш. Октябрська (2012-2016 рр.)

Для ш. Родіна, слід зауважити значне відхилення запланованого і фактичного електроспоживання в період 2013 р. та на початку 2015р по 2016р., що може свідчити про погіршення якості менеджменту.

Для виявлення загальної тенденції споживання електроенергії в часі, варто проводити згладжування динамічного ряду. Необхідність згладжування обумовлюється наявністю впливу головних факторів, що формують

детерміновану компоненту (тренд) і другорядних, що формують залишкову випадкову компоненту.

В загальному вигляді тренд:

$$y_t = f(t) + e_t, \quad (2.12)$$

де e_t – випадкові відхилення від тренду.

При вирішенні практичних задач розповсюджені функції:

$$Y(t) = a_t + \sum_{i=1}^p a_i \cdot t^i, \quad (2.13)$$

$$Y(T) = E^{a_0} + \sum_{i=1}^p a_i \cdot t^i. \quad (2.14)$$

Рівняння (2.13) – поліном ступеня p , рівняння (2.14) – експонента в ступені полінома. Рекомендується використовувати поліноми не вище 3 ступеня, тому як застосування більш високих ступенів будуть відображати випадкову компоненту, що суперечить змісту тенденції.

Варто, завжди враховувати, що відхилення від тренду можуть містити важливу інформацію

Згладжування часових рядів споживання електроенергії здійснювалося на основі виділення поліному ступені p . Як видно з графіків застосований поліном 2-3 ступеня для всіх підприємств, що аналізувались.

Не зважаючи на різні значення коефіцієнту детермінації, який свідчить про адекватність отриманих поліноміальних моделей, слід зазначити, що не рекомендується визначати поліноми вище 3 ступеню, інакше втрачається сенс апроксимації.

Вочевидь при формуванні детермінованої компоненти мали місце фактори, що опосередковано впливають на споживання електроенергії, найчастіше це людський фактор тобто доцільно провести поглиблений аналіз формування детермінованої компоненти часового ряду.

Проведені дослідження довели необхідність приділити увагу формуванню споживання електроенергії на ш. Тернівська, де мають місце значні коливання запланованої і спожитої електроенергії.

Невідкладним завданням розвитку економіки України можна вважати – інтенсифікацію виробництва, зростання його ефективності.

У процесі аналізу питомої вартості споживання електроенергії застосовуються статистичні моделі, за допомогою яких виявляються можливості відносного зниження витрат, зокрема, витрат енергії, сировини та матеріалів.

Електроенергетична незалежність підприємств залізорудної промисловості, в умовах сучасних економічних перетворень, може розглядатися, як одне з найважливіших завдань держави. Економічний стан підприємства безперечно залежить від ефективного управління електроспоживанням. Одним з напрямів забезпечення електроенергетичної незалежності є аналіз пропорційності розподілу показників обсягу спожитої електроенергії та її вартості, аналізу структури є визначення міри концентрації ознаки, яка вивчається, відповідно до одиниць сукупності або в оцінці нерівномірності його розподілу.

Теорія та практика аналізу пропорційності розподілу показників в останні роки значно поширилась, як один з напрямів обґрунтування взаємозв'язків розподілів, зокрема електроенергетичних ресурсів та їх використання. Дослідження пропорційності розподілу електроенергетичних показників відповідає потребам аналізу щодо раціональності споживання електроенергії на підприємствах залізорудної галузі України.

Серед завдань аналізу пропорційності залізорудної галузі України основне місце належить завданню впорядкування узгодженості розподілу таких електроенергетичних показників, як ресурсів і результатів діяльності; обсягу споживання електроенергії та її вартості для підприємств залізорудної галузі України. При цьому, для його проведення за групову ознаку обрані підприємства залізорудної галузі Криворізького регіону.

Під час аналізу пропорційності важливе місце належить порівнянню з певними критеріями, які визначають якість розподілу. Потреби практики вважають за необхідне дослідження і врахування у процесі аналізу пропорційності як двох взаємозв'язаних показників (результативної та факторної) ознак, так і однієї результативної оцінки з кількома факторними [60-67].

З метою формалізації у процесі побудови моделей пропорційності в узагальненому вигляді умовно приймаємо, що це пропорційність розподілу результативної (вартість спожитої електроенергії) та факторної (обсяги спожитої електроенергії) ознак.

Одним з напрямків формування базової складової електроспоживання у гірничозбагачувальних підприємств є забезпечення оптимальних пропорцій між попитом і пропозицією електроенергетичних ресурсів на ринку. Інформаційним забезпеченням розв'язання цієї проблеми є кількісна та якісна оцінки узгодженості пропорцій попиту і пропозиції електроенергетичних ресурсів в розподілі за сегментами ринку. Узгодженість пропорцій є динамічною.

Проведемо дослідження узгодженості розподілів для підприємств залізничної галузі Криворізького регіону, а саме вартості спожитої електроенергії, як результативної ознаки та обсягів спожитої електроенергії, як факторної ознаки.

Вартість спожитої електроенергії загалом позначимо Q ; обсяг спожитої електроенергії – W .

Частка вартості обсягів спожитої електроенергії i -го підприємства в загальному обсязі становитиме:

$$d_g = \frac{g_i}{g}, \quad (2.15)$$

де d_g - частка вартості обсягів спожитої електроенергії; g_i - вартість обсягів спожитої електроенергії для i -го підприємства; вартість спожитої електроенергії загалом позначимо Q .

Частка обсягів спожитої електроенергії:

$$d_w = \frac{W_i}{W} \quad (2.16)$$

де W_i - частка обсягів спожитої електроенергії для i -го підприємства; W – загальний обсяг спожитої електроенергії.

Співвідношення часток вартості спожитої електроенергії та обсягів спожитої електроенергії за підприємствами - коефіцієнт локалізації ($K_{лок}$), обчислюється за формулою:

$$K_{лок} = \frac{d_g}{d_w}. \quad (2.17)$$

Тобто, модель пропорційності складається з двох показників: частки результативної ознаки $d_{рез}$ та частки факторної ознаки $d_{фак}$.

Відповідні коефіцієнти локалізації:

$$K_{лок} = \frac{d_{рез}}{d_{фак}}, \quad (2.18)$$

де $K_{лок}$ - коефіцієнт локалізації; $d_{рез}$ - частки результативної ознаки; $d_{фак}$ - частка факторної ознаки.

Коефіцієнт локалізації показує відношення часток результативної ознаки до частки факторної.

У складі коефіцієнтів локалізації вирізняються дві групи з значеннями $K_{лок} < 1$ та $K_{лок} > 1$, тобто з від'ємними та додатними значеннями пропорційності розподілу по конкретній групі. Такі групи можуть вирізняти відповідно групи підприємств, які мають підстави щодо аналізу електроенергетичної конкурентоспроможності. Коефіцієнти використовують для визначення їх впливу на загальну концентрацію по кожній групі для чого розраховуються суми модулів:

$$D^- = \sum_K |d_{рез} - d_{фак}|, \quad (2.19)$$

$$D^+ = \sum_K |d_{рез} - d_{фак}|, \quad (2.20)$$

де D^- , D^+ – коефіцієнти концентрації, відповідно для $K_{лок} < 1$ та $K_{лок} > 1$.

Показники визначають рівень цих груп у формуванні як від'ємних, так і додатних характеристик розподілу і використовуються під час дослідження електроенергетичної конкурентоспроможності [37, 38].

Для узагальненої характеристики пропорційності обох розподілів скористаємось кривою концентрації Лоренца і відповідно коефіцієнтом

концентрації. Порядок побудови кривої Лоренца: обчислюють частки ознак результативної d_q та факторної d_w ; за кожною групою обчислюють $K_{лок}$; визначають ранги регіонів за значенням $K_{лок}$; будують таблицю, в якій регіони розподіляють відповідно до значень рангів $K_{лок}$; обчислюють ряди кумулятивних значень d_g^* та d_w^* і на основі цих значень будують криву Лоренца.

Динаміка цих характеристик розподілу дає змогу визначити тенденції розвитку пропорційності результатів діяльності під впливом розподілу окремих чинників і на цій основі обґрунтувати рішення щодо визначення розподілу як чинника загальної електроенергетичної конкурентоспроможності підприємств залізничної галузі [57-65].

На підставі відповідних даних здійснимо аналіз пропорційності розподілу групи підприємств залізничної галузі Криворізького регіону за показниками динаміки вартості спожитої електроенергії та обсягів спожитої електроенергії.

Таким чином, в табл. 2.2 приведені розрахунки динаміка питомої ваги вартості спожитої електроенергії ($d_{рез}$, %), в табл. 2.3 – динаміка питомої ваги обсягів спожитої електроенергії ($d_{фак}$, %), в табл. 2.4 – динаміка коефіцієнтів локалізації ($d_{рез}/d_{фак}$, %).

Таблиця 2.2 – Динаміка питомої ваги вартості спожитої електроенергії (%)

Підприємство/рік	2012	2013	2014	2015	2016
ш. Жовтнева	21,6	21	18	23	22
ш. Родіна	32,6	32	35	31	33
ш. Гвардійська	25,7	26	24	24	25
ш. Тернівська	20,1	20	24	22	20

Таблиця 2.3 – Динаміка питомої обсягів спожитої електроенергії (%)

Підприємство/рік	2012	2013	2014	2015	2016
ш. Жовтнева	22,8	21,6	22,7	21,3	22,0
ш. Родіна	33,8	32,6	34,0	32,8	33,7
ш. Гвардійська	21,3	25,6	21,4	25,6	22,5
ш. Тернівська	21,9	20,1	21,9	20,3	22,5

Таблиця 2.4 – Динаміка коефіцієнтів локалізації (%)

Підприємство/рік	2012	2013	2014	2015	2016
------------------	------	------	------	------	------

ш. Жовтнева	1,05	1,01	1,25	0,93	1,01
ш. Родіна	1,03	0,99	0,98	1,07	1,01
ш. Гвардійська	0,83	0,99	0,90	1,06	1,01
ш. Тернівська	1,08	0,99	0,93	0,92	1,14

На рис. 2.14 представлені криві Лоренца для підприємств ГРК Криворізького регіону.

Якщо крива Лоренца збігається з лінією рівномірного розподілу, то частки результативної та факторної ознак збігаються. Чим більше крива Лоренца відхиляється від лінії рівномірного розподілу, то більше відхиляються один від одного розподіли [138].

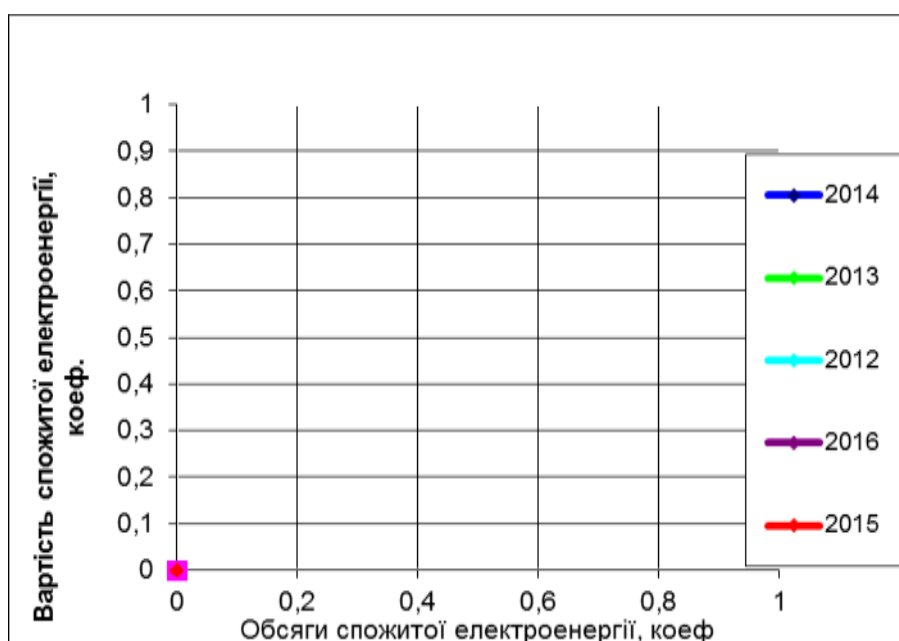


Рисунок 2.14 – Криві Лоренца для підприємств гірничо-рудного комплексу в період з 2012 по 2016 рр.

Міра концентрації визначається коефіцієнтом концентрації $K_{кінц}$ за формулою:

$$K_{кінц} = \frac{1}{2} \sum |d_y - d_x| = \frac{1}{2} \sum |d_g - d_w|. \quad (2.21)$$

Якщо $K_{кінц} = 0$, то розподіли збігаються. Чим більше значення $K_{кінц}$, то істотніше різняться між собою розподіли.

На рис. 2.15 представлені розрахунки коефіцієнтів концентрації.

Візуальний аналіз рис. 2.15 дозволяє зробити наступний висновок: найвищий рівень концентрації спостерігався в 2014 р., а найнижчий – у 2013 р., що можна інтерпретувати як наслідки енергетичної кризи 2012 р.

У результаті аналізу розробляються пропозиції вдосконалення управління розподілами з метою забезпечення вимог задля оптимізації вартісних характеристик електроспоживання, нехай не на рівні оптимальних співвідношень, але хоча б щодо раціональних результатів.

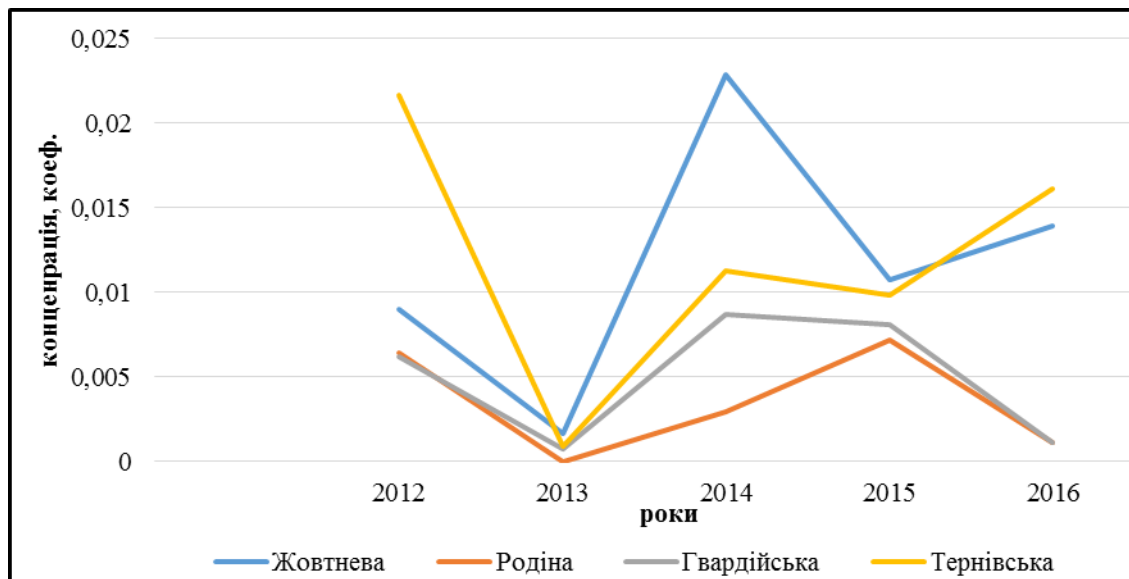


Рисунок 2.15 – Динаміка коефіцієнта концентрації для підприємств гірничо-рудного комплексу

У такий спосіб дослідження пропорційності створює передумови для вдосконалення управління електроенергетичними процесами в частині узгодження розподілу взаємозв'язаних показників, результатів діяльності та чинників, які істотно впливають на характер узгодженість розподілів [54]. Комплекс методів аналізу пропорційності дає змогу визначити ступінь впливу окремих чинників на розподіл результативної ознаки за допомогою коефіцієнтів концентрації, а частинні характеристики розподілу – коефіцієнти локалізації – роль окремих груп або одиниць розподілу у формуванні узагальнюючої міри концентрації.

Аналіз наведених даних (рис. 2.14) дозволяє визначити, що з часом спостерігається зростання значень коефіцієнтів локалізації для таких підприємств,

як шахти Жовтнева та Тернівська, для підприємств ш. Родіна та ш. Гвардійська спостерігати відносна стабільність коефіцієнтів локалізації за останні роки. Отже, можна сказати, що для підприємства ш. Родіна за останні роки значно збільшилася частка витрат на споживання електроенергії відносно до частки її обсягів, а для підприємства ш. Тернівська – навпаки.

Визначення коефіцієнтів локалізації дозволило ранжувати підприємства і відповідно дослідити динаміку формування коефіцієнта концентрації. У табл. 2.5 підприємства впорядковані за рангами коефіцієнтів локалізації.

Таблиця 2.5 – Ранги підприємств за значеннями коефіцієнтів локалізації залізрудних підприємств

Підприємства / рік	2012	2013	2014	2015	2016
ш. Жовтнева	2	1	1	3	2
ш. Родіна	3	4	2	1	3
ш. Гвардійська	4	2	4	2	4
ш. Терновська	1	3	3	4	1

Загальна середня питома вартість залежить, з одного боку, від рівня питомої вартості електроенергії в окремих підприємствах ГРК E_i а з іншого – від частки кожного з підприємств ГРК в сукупних витратах обсягів спожитої електроенергії d_i .

Вплив кожного з цих чинників розраховують за допомогою системи взаємозв'язаних індексів змінного, фіксованого складу та структурних зрушень. У комбінаційному розподілі за підприємствами індекс питомої вартості електроенергії змінного складу обчислюють за формулою [38]:

$$I_{з.с.} = \frac{\sum E_1^{\Pi} d_1^{\Pi}}{E_0^{\Pi} d_0^{\Pi}}, \quad (2.22)$$

де E_i ; — рівень питомої вартості електроспоживання в окремих підприємствах; d_i^{Π} — частка обсягу спожитої електроенергії окремих підприємств.

Індекс фіксованого складу показує вплив на динаміку середнього рівня питомої вартості обсягів спожитої електроенергії окремих підприємств у середині регіонів.

$$I^{\phi.c.} = \frac{\sum E_1'' d_1''}{E_0'' d_1''}. \quad (2.23)$$

Індекс структурних зрушень 1-го порядку показує вплив структурних зрушень у розподілі обсягів с пожитої електроенергії за підприємствами.

$$I^{c.c.} = \frac{\sum E_0'' d_1''}{E_0'' d_0''}. \quad (2.24)$$

де E_0'' , E_1'' - відповідно споживання електроенергії в базовий і поточний періоди; d_0'' , d_1'' - відповідно структура споживання електроенергії в базовий і поточний періоди.

Так, рівень питомої вартості електроспоживання найчастіше відображається не індивідуальними, а середніми величинами. Під час аналізу динаміки середнього рівня виникає задача визначання зміни середнього рівня під впливом кожного з перелічених чинників. Відповідь на це дає система таких взаємозв'язаних індексів.

Проведений аналіз структурної трансформації питомої вартості електроспоживання гірничовидобувної галузі Криворізького регіону у розподілі за підприємствами. Використовуючи наступні співвідношення: витрати на спожиту електроенергію (BE) обсяг спожитої електроенергії (CE) можемо сформулювати наступні співвідношення:

Індекс середньої питомої вартості електроспоживання виробництва регіону змінного складу з урахуванням структури сукупних обсягів спожитої електроенергії розраховується за формулою:

$$I_s^{3.c.} = \frac{\sum BE_1 d_1}{\sum BE_0 d_0} = \frac{\overline{BE}_1}{\overline{BE}_0}, \quad (2.25)$$

$$\Delta_1 = \sum BE_1 d_1 - \sum BE_0 d_0, \quad (2.26)$$

де $\sum BE_1 d_1 = \overline{BE}_1$ - середній рівень питомої вартості електроспоживання виробництва у звітному періоді; $\sum BE_0 d_0 = \overline{BE}_0$ - середній рівень питомої вартості електроспоживання виробництва в базисному періоді; BE_0 , BE_1 - питома вартість електроспоживання виробництва для окремих підприємств регіону відповідно в

базисному і звітному періодах; d_0, d_1 – питома вага сукупних обсягів спожитої електроенергії підприємств у загальному обсязі спожитої електроенергії галузі в регіоні відповідно у базисному та звітному періодах.

Індекс середньої питомої вартості електроспоживання виробництва (фіксованого складу) визначають за формулою:

$$I_s^{ф.с.} = \frac{\sum E_1'' d_1''}{\sum E_0'' d_0''}, \quad (2.27)$$

$$\Delta_2 = \sum BE_1 d_1 - \sum BE_0 d_1. \quad (2.28)$$

Зазначений індекс свідчить про те, як змінилася середня питома вартість електроспоживання виробництва у звітному періоді порівняно з базисною тільки за рахунок зміни питомої вартості електроспоживання виробництва по окремим підприємствам регіону.

Індекс середньої питомої вартості електроспоживання виробництва структурних зрушень визначають за формулою:

$$I_d^{с.з.} = \frac{\sum BE_0 d_1}{\sum BE_0 d_0}, \quad (2.29)$$

$$\Delta_3 = \sum BE_0 d_1 - \sum BE_0 d_0 \quad (2.30)$$

Зазначений індекс свідчить про те, як змінилася середня питома вартість електроспоживання виробництва у звітному періоді порівняно з базисним тільки за рахунок зміни структури сукупних обсягів спожитої електроенергії по окремим підприємствам регіону.

При цьому взаємозв'язок між індексами та абсолютними змінами показників наступний:

$$I^{3C} = I^{ф.с.} I^{с.з.}; \quad (2.31)$$

$$\Delta_1 = \Delta_2 + \Delta_3. \quad (2.32)$$

Практичний аналіз питомої вартості електроспоживання виробництва гірничозбагачувальних підприємств Криворізького регіону проведений відповідно означених співвідношень ((2.22) – (2.30)).

Таблиця 2.7 – Дані для аналізу абсолютних та відносних змін питомої

вартості електроспоживання виробництва гірничорудних підприємств
Криворізького регіону (тис. грн.)

№ з/п	Назва підприємства	Базисний період (2015 р.)		Звітний період (2016 р.)	
		Вартість спожитої електроенергії	Обсяги спожитої електроенергії	Вартість спожитої електроенергії	Обсяги спожитої електроенергії
1	ш. Жовтнева	54 617,0	43 501,7	49 579,3	43 468,6
2	ш. Родіна	77 001,9	61 009,4	74 431,4	66 275,2
3	ш. Тернівська	51 315,5	40 996,7	41 171,7	37 010,9
4	ш. Гвардійська	60 381,1	41 634,2	56 773,7	83 653,0

Використовуючи дані для відповідних підприємств ГРК Криворізького регіону: вартість спожитої електроенергії, обсяги спожитої електроенергії за період 2012 – 2016 рр. розрахуємо динаміку середньої питомої вартості електроспоживання виробництва – структурні індекси середньої питомої вартості електроспоживання виробництва; абсолютну зміну середньої питомої вартості електроспоживання виробництва і чинники, що її формують.

Індекс середньої питома вартість виробництва змінного складу показує відношення рівня питомої вартості за сукупністю підприємств регіону у звітному періоді до її рівня у базисному періоді:

$$I_s^{3.c.} = \frac{\sum BE_1 d_1}{\sum BE_0 d_0}$$

$$I_s^{3.c.} = 0,93827$$

Абсолютна зміна середньої питомої вартості виробництва:

$$\Delta_1 = \sum PB_1 d_1 - \sum PB_0 d_0$$

$$\Delta_1 = -719337317,9$$

Отже, середня питома вартості виробництва по регіону загалом у звітному періоді (2016 р.) порівняно з базисним (2015 р.) значно знизилася.

Узагальнену характеристику впливу процесів за всіма підприємствами дає індекс питомої вартості виробництва фіксованого складу $I_s^{\phi.c.}$. Індекс $I^{\phi.c.}$ показує, як змінився середній рівень питомої вартості виробництва у звітному періоді

порівняно з базисним тільки за рахунок динаміки рівня питомої вартості виробництва по окремим підприємствам регіону:

$$I_s^{\phi.c.} = \frac{\sum BE_1 d_1}{\sum BE_0 d_1}$$

$$I_s^{\phi.c.} = 0,922987$$

Тоді абсолютна зміна середньої питомої вартості виробництва за рахунок динаміки рівня питомої вартості виробництва по окремим підприємствам регіону складає:

$$\Delta_2 = -912295793,8$$

На основі виконаних розрахунків отримаємо: середня питома вартість виробництва значно знизилась, що складає 0,25 од., тільки в результаті динаміки її рівня за окремими підприємствами.

Ще одним чинником, який зумовив динаміку питомої вартості виробництва по регіону загалом за аналізований період, була зміна розподілу сукупних обсягів споживання електроенергії між окремими підприємствами регіону.

Узагальнену характеристику впливу зміни розподілу сукупних обсягів споживання електроенергії між підприємствами регіону дає індекс середньої питомої вартості структурних зрушень:

$$I_d^{c.3.} = \frac{\sum PB_0 d_1}{\sum PB_0 d_0}$$

$$I_d^{c.3.} = 1,016559$$

Індекс $I_d^{c.3.}$ показує, як змінився середній рівень питомої вартості електроенергії по регіону тільки за рахунок зміни розподілу сукупних обсягів спожитої електроенергії підприємств.

Абсолютна зміна середньої питомої вартості електроенергії за рахунок структурних зрушень.

Отже, середня питома вартість електроенергії виробництва у звітному періоді порівняно з базисним підвищилася приблизно на 1,7 %.

При цьому за рахунок зміни питома вартість електроенергії виробництва по кожному підприємству регіону середня прибутковість виробництва знизилась на

7,8 %, а за рахунок зміни розподілу обсягу спожитої електроенергії між підприємствами регіону середня питома вартість електроенергії виробництва зменшилась на 6,2 %.

Проведений аналіз структурної трансформації питомої вартості електроспоживання виробництва гірничовидобувної галузі Криворізького регіону був виконаний також в динаміці за період з 2012 по 2016 роки (табл. 2.8).

Таблиця 2.8 – Динаміка структурної трансформації питомої вартості електричної енергії виробництва гірничорудних підприємств Криворізького регіону

Роки Назва індексу	2013	2014	2015	2016
Індекс питомої вартості електроенергії виробництва змінного складу	0,873705	1,586688	1,319668	0,93827
Індекс питомої вартості електроенергії виробництва фіксованого складу	0,794292741	1,283873613	0,957899396	1,016558746
Індекс питомої вартості електроенергії виробництва структурних зрушень	1,099979	1,23586	1,377669	0,922987
Взаємозв'язок між індексами	0,873705	1,586688	1,319668	0,93827

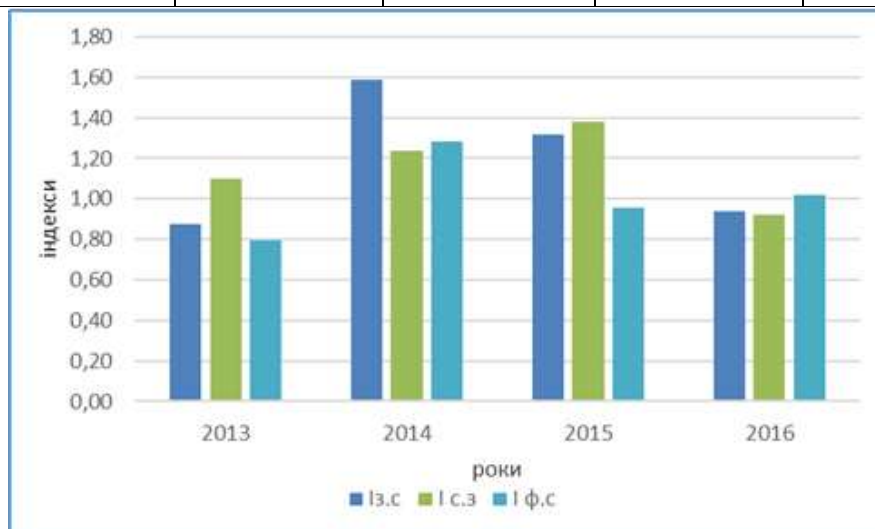


Рисунок 2.16 – Динаміка структурної трансформації питомої вартості

електричної енергії виробництва гірничорудних підприємств Криворізького регіону

Графічно динаміка структурної трансформації питомої вартості електроенергії виробництва гірничорудних підприємств Криворізького регіону відображена на рис. 2.16.

Мінімальне значення трансформаційних індексів по регіону були в 2013р., при цьому значне збільшення питомої вартості електроенергії виробництва відбулось саме за рахунок зростання частки вартості електроенергії, це було обумовлено впливом фінансово-економічної кризи.

Таким чином, запропонована методика визначення вартісно - цільових підходів щодо формування ефективної системи електроспоживання з метою якісного інформаційно-аналітичного забезпечення управління електроенергетичним забезпеченням, що дає змогу оцінити стан та розвиток гірничорудних підприємств, окремо, і взагалі стан всієї гірничовидобувної галузі та галузей-споживачів залізорудної продукції.

2.3 Передмова до аналізу стану ефективності електроенергетичних систем сучасних залізорудних підприємств

Як свідчить дослідження [72] і, як вже зазначалось в розділі 1 даного дослідження, на стан рівнів електроенергоєфективності підприємств впливає ряд факторів [54, 18]. Не аналізуючи технологічну складову впливу підприємства на рівні споживання електроенергії звужимо коло аналізу зупинившись на аналізі рівнів споживання електроенергії в розрізі існуючих і для існуючих систем і структур комплексів: електропостачання-електроспоживання функціонуючих гірничорудних підприємств.

В такому ракурсі, як перший крок, логічно виглядає аналіз структур систем електропостачання залізорудних шахт з переходом в подальшому на аналіз експериментальних досліджень з визначенням з цього переліку реально впливових — системоутворюючих в комплексі поняття рівнів електроенергоєфективності.

Електроенергетична система гірничорудних підприємств являє собою локальну складову їх загальної енергосистеми [18-19].

В свою чергу, електроенергетичний комплекс гірничорудних підприємств, як, до речі, і інших видів промислових комплексів, структурно являє собою синтез систем електропостачання-електроспоживання електричної енергії.

Структура та наповнення такого комплексу для умов гірничих підприємств є похідною від виду технології видобутку того чи іншого виду корисних копалин, але по своїй архітектурі близькі, або подібні між собою [19].

Проте, на відміну, наприклад, від гірничозбагачувальних комбінатів, де видобуток ЗРС ведеться відкритим (кар'єрним) способом і де архітектура побудови систем електропостачання базується на змішаних видах СЕП, в шахтах, як правило, застосовуються радіальні види структур.

Така архітектура СЕП сучасних залізрудних шахт обумовлена все тією ж специфікою технології видобутку ЗРС і, в тому числі, значними (більше 1500 м.) глибинами ведення гірничих робіт та значними площами підземних полів видобутку даного виду корисних копалин. Типова структура СЕП залізрудної шахти наведена на рис. 3.1, варіант однолінійної схеми конкретної залізрудної шахти наведено на рис. 3.2, а розташування підстанцій на підземному горизонті шахти – рис. 3.3.

Згідно структур СЕП для умов вітчизняних залізрудних шахт розрізняють лінійку рівнів (ступенів) комплексу електропостачання-електроспоживання, котра нараховує шість відповідних рівнів.

Зазначену кількість рівнів, якщо розглядати комплекс електропостачання-електроспоживання гірничорудного підприємства з підземним способом видобутку ЗРС в цілому, як електротехнічний комплекс, можна вважати мінімальною кількістю для даної структури і достатньою для якісного та ефективного забезпечення електроенергією споживачів.

У діючих залізрудних шахтах, в тому числі і шахтах Кривбасу, електропостачання підземних споживачів здійснюється, як правило, від ГПП 330 (154)/6 кВ або підстанції, котра споруджується на даній поверхні біля шахтного

стовбуру електрична енергія з рівнем напруги 6 кВ по кабелям, що прокладаються по стовбуру, подається до ЦПП, яка розташовується в «руддворі» відповідного підземного горизонту (горизонтів). Частина електроенергії, що надійшла на ГПП, розподіляється з тим же рівнем напруги для живлення насосів головного і проміжних водовідливів, головних вентиляторних установок, підйомних машин, дільничних трансформаторних та перетворювальних (тягових) підстанцій, а також споживачів біля стовбурного двору.

Інша частина електричної енергії ($U_i = 6$ кВ) використовується для живлення електроприймачів, розташованих безпосередньо в зоні відпрацювання родовища КК. Для прийому і розподілу електричної енергії в більшості випадків використовується розташована в кінці головного відкатувального квершлягу на стику з польовими штреками тягова підстанція, поєднана з однією з дільничних підземних підстанцій (рис. 3.3). Будова таких підстанцій обумовлена значною протяжністю квершлягів (зокрема на гор. -1015 м ш. «Родіна» ця протяжність сягає більш 3 км) і особливістю відпрацювання шахтного підземного поля КК.

Від підстанції живляться дільничні знижувальні підстанції по кільцевій схемі. Навантаженнями ДЗП є механізми видобувних і підготовчих робіт, освітлення горизонту, обладнання камер допоміжного призначення.

При наявності високо напірних водовідливних установок застосовується відособлена схема електропостачання від ГЗП за двома вводами напругою 6 кВ. Розподіл електроенергії споживачам 0,4 кВ здійснюється від розподільних щитів БРП, ЩРДУ, ЦПП, УПП за радіальними схемами.

Зазначена схема електропостачання підземних ЕП шахт характерна для більшості, а точніше всіх діючих залізрудних шахт України і обумовлюється технологією ведення видобувних робіт на великих глибинах і віддаленням видобувних дільниць по мірі зниження рівня видобувних горизонтів покладу від стволів шахт. Обирається структура електроживлення з міркувань надійності, економічності та ефективності електропостачання ЕП. Для забезпечення надійності споживачі I категорії забезпечуються 100 % резервуванням вводів на ЦПП, ЦРП, які протягом усього часу роботи знаходяться в робочому режимі.

Причому, установки, що складаються з декількох робочих або резервних агрегатів (насоси головного водовідливу, головних вентиляторних та під'ємних установок, трансформатори, встановлені в ЦЗП), під'єднуються до різних секцій шин. При такій схемі живлення вихід з ладу однієї з секцій шин 6 кВ не спричинить простою шахти.

Вузьким місцем в системі електропостачання сучасних залізорудних шахт є велика протяжність низьковольтних (0,4 кВ) мереж – біля 150 км. Оскільки втрати електроенергії пропорційні опору, то зі збільшенням протяжності кабельних ліній втрати в них зростають; при великій потужності ЕП і значних довжинах ліній перетину останніх при напрузі 380 В визначаються значною втратою електроенергії – 20-25 % [17].

Черговою проблемою є і те, що в даний час ЕП і живляча енергосистема з'єднується в єдину електричну систему. Внаслідок цього проблема якості електроенергії є проблемою електромагнітної сумісності як системи електропостачання так і приймачів електроенергії. З цих причин та зважаючи на слабку жорсткість мереж із збільшенням сумарної потужності ЕП не вдається забезпечити необхідну якість електричної енергії в системі електроспоживлення без застосування спеціальних технічних засобів.

В перспективі розвитку електроенергетичних комплексів підземних залізорудних підприємств можлива поява розподільчих пунктів на 110 (220) кВ, які живляться від районних джерел живлення і призначені для збільшення кількості приєднань і економії провідникової продукції. Від розподільних підстанцій РП 10 кВ можуть житись не тільки ТП 0,4 кВ та високовольтні двигуни, але і знову споруджувані РП 6 кВ. Є випадки, коли і ці РП, в свою чергу, живлять ще РП 6 кВ.

Враховуючи загальноприйняті рекомендації (деякі з яких носили і продовжують носити характер директив) на протязі всього ХХ століття при проектуванні систем електропостачання залізорудних шахт враховувалися, як обов'язкові, ряди проектних постулатів. В ході такого підходу, як негативний факт, звернемо увагу на наступні моменти:

1) на підземних гірничорудних вітчизняних шахтах (комбінатах), побудованих в основному в 1960 – 1970-і рр., існує практично весь ряд номінальних напруг електричних систем;

2) силові трансформатори напруги мають різну і не завжди необхідну потужність (як правило значно завищену на 50-70 %);

3) архітектури систем електропостачання (схеми) з вищої та нижчої сторін живлення електричних приймачів різні;

4) нумерація підстанцій не наскрізна і, більш того, в зв'язку з реструктуризацією систем каналізації електричної енергії збережена з 50-х – 60-х років минулого століття.

Неминучість цього такого негативного впливу на енергоефективність комплексу електропостачання-енергоспоживання (як відображення ціно-логічних властивостей в реальному житті) як і те, що деформована схема електропостачання залізрудного підприємства характеризується значною диверсифікацією підземного виробництва, буде відзначено далі. Між тим лише близько 60 % всієї електричної енергії, споживаної підземними залізрудними підприємствами, припадає на «чисто підземне» виробництво.

Цікавий у такому ракурсі і той факт, що пониженням глибини ведення робіт у залізрудних шахтах збільшуються встановлені потужності трансформаторів шахтних ГПП. Так, якщо, наприклад, на горизонті 527 м ш. «Родіна» (м. Кривий Ріг) встановлена потужність трансформаторів склала 250 кВА, то на позначці 1350 м ця потужність вже склала 970 кВА, тобто, при збільшенні глибини видобутку ЗРС приблизно в 2,6 рази установлена потужність трансформаторів збільшилася майже в 4 рази. Загальна потужність трансформаторів ГПП підземних горизонтів на прикладі все тієї ж шахти в 2015 р. становила 20,66 МВА, тоді як в 2012 р. цей показник дорівнював 3,66 МВА.

Про те, як зазначалося раніше, в даний час технологічний процес видобутку ЗРС на залізрудних шахтах зазнає змін. Ці зміни обумовлені, в першу чергу, переходом на підземні горизонти (1500 м і глибше) відпрацювання залізрудних покладів ЗРС. Логічно, що в такій ситуації слід очікувати збільшення як

одиничних, так і сумарних електричних потужностей підземних споживачів – електродвигунів водовідливних установок, електровозної відкатки, вентиляції тощо.

Разом з тим, основними системоутворюючими вимогами до систем електропостачання залізорудних шахт залишаються надійність, мінімальні інвестиційні терміни, зменшення втрат електроенергії та зниження рівня втрат напруги у всіх ланках комплексу електропостачання, електроспоживання, раціонально-максимальне використання потужностей електрообладнання.

2.4 Добові режими функціонування комплексу електропостачання-енергоспоживання підземних гірничорудних підприємств

Дослідження енергетичних режимів споживання електроенергії гірничорудних підприємств з підземними способами видобутку ЗРС виконувалась в рамках НДР Криворізького національного університету під науковим керівництвом професора, доктора технічних наук Сінчука О.М. і автора в період 2011 – 2018 років. Значною часткою експериментальних досліджень разом з автором виконували кандидати технічних наук Ялова О.М., Бойко С.М., Пархоменко Р.М. та ряд працівників енергослужб відповідних гірничорудних підприємств.

Експерименти проводились під орудою автора на всіх залізорудних шахтах м. Кривий Ріг. Між тим, обсяги досліджень згідно з конкретикою мети експериментів були дозовані рівнями необхідності.

При озвучуванні фрази: «режими функціонування електроенергетичних систем і комплексів» в очікуванні того, що по суті самої фрази буде викладено перш за все постає очікування динаміки постачання – споживання електроенергії в функції технології виробництва (як правило обсягів виробленої продукції) і часу (доба, місяць, рік, роки).

В подальшому цікаво знати електробаланс та, що головне, для перспективи розбудови тактики підвищення енергоефективності підприємств – виявити споживачів – регуляторів електроенергії.

Відповідно до проведеної професором Праховником А. В. і професором Розеном В.П. формалізації [25], [28] вітчизняна гірничо-металургійна галузь промисловості взагалі, а її залізородна підгалузь, зокрема, за рівнем нерівномірності графіків електричних навантажень займає останнє місце серед виробничих галузей України, при цьому значно відстаючи навіть від такої спорідненої галузі, як вугільна [15], [17].

Для формування, постановки задачі і, відповідно, мети дослідження, важливим є той факт, що в рейтингу вищезазначеної нерівномірності графіків навантажень електричних систем вітчизняних виробництв різниця між рівнями оцінок галузі, що займає перше місце – легкої промисловості, і аналізованої – гірничо-металургійної, становить більше 3-х разів! Це в черговий раз підкреслює важливість, актуальність і відкриває горизонти для наукового пошуку в аналізованому напрямку досліджень.

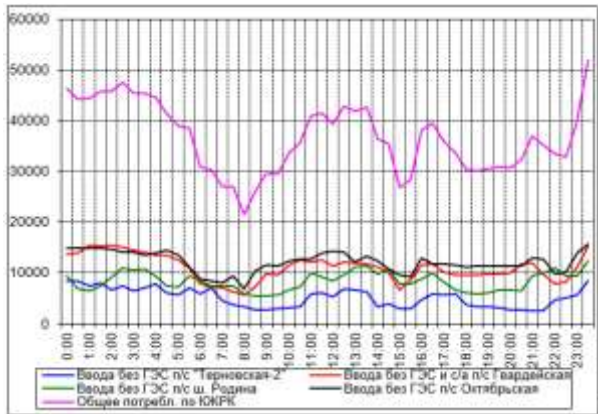
Як відомо [5]-[8], [13], [14], [26], [27], [33], в залежності від періоду вимірювань розрізняють добові, місячні та річні графіки споживаної потужності $P=f(t)$ найбільш енергоємних споживачів та підприємств в цілому.

В якості характеристик графіків навантаження в залежності від розв'язуваних завдань можуть використовуватися різні показники [19-24].

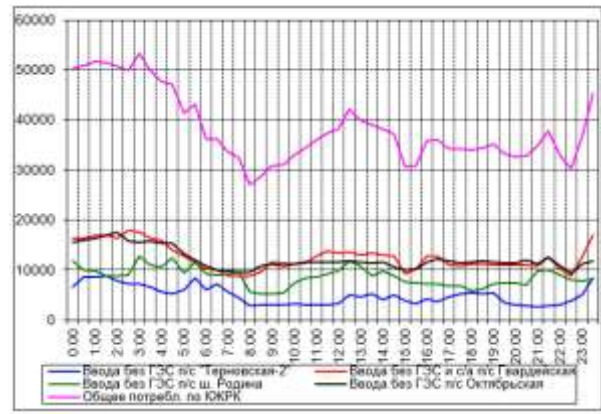
В роботі [Журахівський] автори пропонують графіки навантажень розрізняти на «добову, тижневу та річну нерівномірності навантажень». Такий підхід є доцільним в цілому, проте для гірничорудних підприємств таке формування оцінки графіків не є необхідно-доцільним. Така думка автора базується на тому, що гірничорудним підприємствам характерними є значні коливання режимів споживання в годинах доби. Що стосується тижневих та річних коливань, то вони не значні і не є системоутворюючими фактами для оцінки цього процесу.

Розглянемо добові графіки витрат електроенергії по шахтам ПАТ «Кривбасзалізрудком» (рис. 2.17). Аналіз добових графіків споживання електричної енергії ряду шахт проведений відповідно до рис. 3.5.

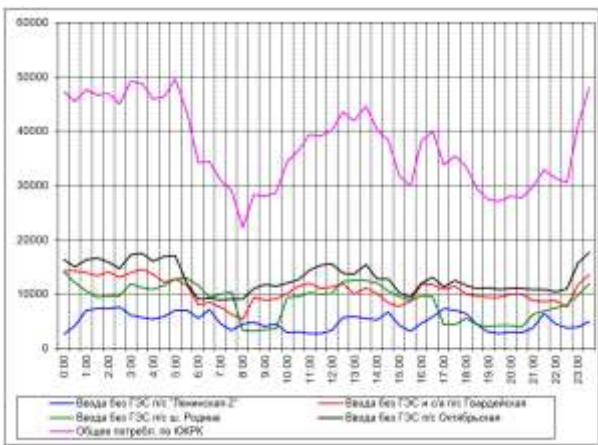
Проаналізувавши графіки споживання електричної енергії по шахтам ПАТ «Кривбасзалізрудком» на початок та кінець кожного місяця 2018-2015 рр. видно, що саме низьке споживання відноситься до 8-ї години, саме високе – близько 1.00 – 4.00 годин.



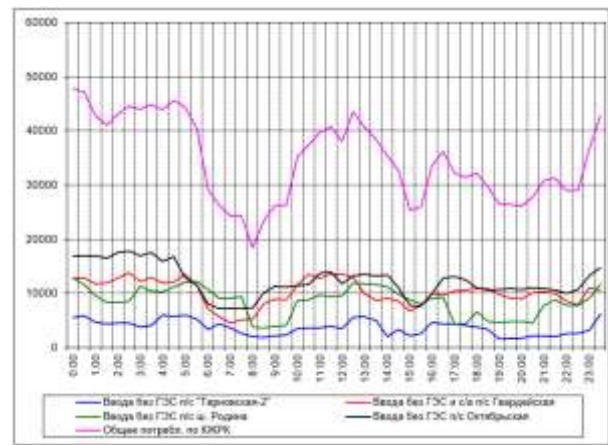
лютого 2018 р



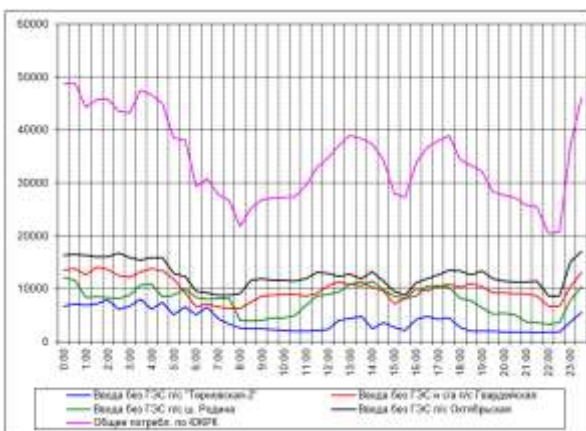
28 лютого 2018 р



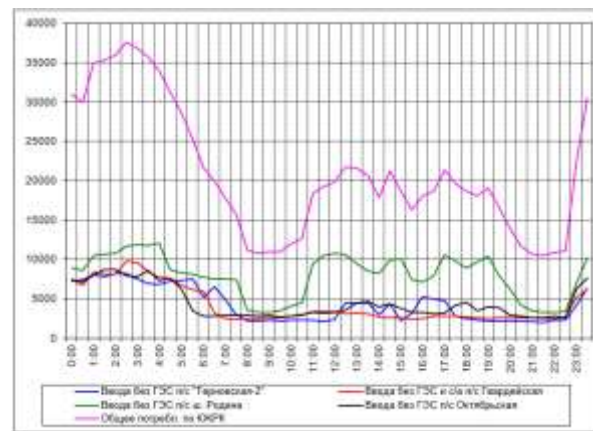
березня 2018 р



березня 2018 р



1 червня 2018 р



28 червня 2018 р

Рисунок 2.17 – Добові графіки споживання електроенергії залізрудними шахтами ПАТ «Кривбасзалізрудком» (м. Кривий Ріг)

Аналізуючи наведені графіки в часі відзначимо, що всі вони окрім добових являють собою некеровану реальність. Добові ж, навпаки – регульовані згідно тарифів добового споживання електроенергії.

Контрольні питання до розділу 2

1. Що являють собою моделі моніторингу рівнів електроспоживання?
2. Оцініть стратегії перспектив споживання електроенергії на підприємствах.
3. Який стан ефективності електроенергетичних систем сучасних залізрудних підприємств?
4. Охарактеризуйте добові режими функціонування комплексу електропостачання-енергоспоживання гірничорудних підприємств.
5. Які перспективи підвищення ефективності електроенергетичних систем сучасних залізрудних підприємств?

Розділ 3 Потенціал джерел розосередженої генерації

3.1 Енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії в Україні

Потенціал вітрової енергії на території України

Україна має досить високий кліматичний потенціал вітрової енергії, який забезпечує продуктивну роботу не лише автономних вузлів живлення, але й потужних вітроелектростанцій. Зростає необхідність у виявленні найперспективніших місць використання вітрової енергії, базуючись на її кліматичному потенціалі та показниках його можливої утилізації.

Районування території України за потенціалом вітрової енергії проводилось на основі кліматичного узагальнення цих показників. Вибір здійснювався за принципом їх показовості як характеристик багаторічного режиму вітрової енергії та її просторово-часової структури. Для районування території застосовано комплекс показників:

- середня річна швидкість вітру (дає загальне уявлення про кліматичний вітроенергетичний потенціал будь-якого району) та її мінливість;
- питома потужність та сумарні потенційні вітроенергоресурси і утилізована вітрова енергія;
- тривалість енергоактивної швидкості вітру та енергетичного штилю;
- безперервна тривалість робочої швидкості (як критерій стабільності функціонування вітроагрегатів).

Отже, комплекс показників вітрової енергії дозволяє оцінити енергетичні можливості кожного району та розробити рекомендації щодо її раціонального використання.

Найвищим вітроенергетичним потенціалом відзначаються узбережжя Чорного та Азовського морів, Південний берег Криму, вершини Українських Карпат, Кримських гір, також область Донбасу.

Умови вітровикористання оптимальні протягом усього року. Будівництво вітроелектростанцій треба розгортати у цих регіонах, враховуючи значний

дефіцит власних генеруючих потужностей. Можливе ефективне розміщення як потужних вітроелектростанцій, так і автономних вітроенергоустановок. Слід надавати перевагу будівництву вітроелектростанцій на прилеглих водних акваторіях, що мають особливо високий вітроенергетичний потенціал.

Високий потенціал вітрової енергії властивий району Донецької височини, Приазовської та Причорноморської низовин. Тут протягом року сприятливі умови для вітровикористання та ефективної роботи потужних вітроелектростанцій та автономних вітроенергоустанов.

Достатнім вітроенергетичним потенціалом відзначаються також Подільська та Придніпровська височини. Умови вітровикористання досить сприятливі, особливо у холодний період року.

Поліська та Придніпровська низовини характеризуються невисоким вітровим потенціалом та нерівномірним його розподілом протягом року. Умови вітровикористання менш сприятливі, рекомендується розміщення тихохідних вітроенергоустановок, рентабельність яких підвищуватиметься у холодний період року.

Передкарпаття, Закарпаття та вузькі захищені долини Українських Карпат та Кримських гір відзначаються низьким вітровим потенціалом. Умови вітровикористання несприятливі, за винятком окремих місць, які значно домінують над навколишньою місцевістю.

Потенціал сонячної енергії в Україні

В результаті обробки статистичних метеорологічних даних по надходженню сонячної радіації визначено питомі енергетичні показники з надходження сонячної енергії та розподіл енергетичного потенціалу сонячного випромінювання для кожної з областей України.

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м^2 поверхні, на території України знаходиться в межах: від $1070 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$ в північній частині України до $1400 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2$ і вище в Криму [3].

Потенціал сонячної енергії в Україні є достатньо високим для широкого впровадження як теплоенергетичного, так і фотоенергетичного обладнання,

практично, в усіх областях. Термін ефективної експлуатації геліоенергетичного обладнання в південних областях України – 7 місяців (з квітня по жовтень), в північних областях 5 місяців (з травня по вересень). Фотоенергетичне обладнання може достатньо ефективно експлуатуватися протягом всього року.

В кліматометеорологічних умовах України для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, які використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію. Концентруючі сонячні колектори можуть бути достатньо ефективними тільки в південних регіонах України.

Енергетичний потенціал малих рік України

Україна має потужні ресурси гідроенергії малих рік – загальний гідроенергетичний потенціал малих рік України становить біля 12,5 млрд. кВт·год, що складає біля 28% загального гідро потенціалу всіх рік України.

Створено базу даних по розподілу енергетичного потенціалу малих рік за областями України. Коливання осереднених даних по загальному потенціалу в Україні досить незначні, тоді як дані по технічному та доцільно-економічному потенціалу малих рік потребують уточнення – в звичайних ситуаціях не менше одного разу в 5 років, а в виняткових випадках – щорічно [4].

Головною перевагою малої гідроенергетики є дешевизна електроенергії, генерованої на гідроелектростанціях; відсутність паливної складової в процесі отримання електроенергії при впровадженні малих гідроелектростанцій дає позитивний економічний та екологічний ефект.

Первинним джерелом енергії для малої гідроенергетики є гідропотенціал малих річок; верхня межа потужності гідроенергетичного обладнання становить 30 МВт. Згідно міжнародної класифікації за нормативом ООН, до малих гідроелектростанцій (МГЕС) відносять гідроелектростанції потужністю від 1 до 30 МВт, до мініГЕС – від 100 до 1000 кВт, до мікроГЕС – не більше 100 кВт.

Для вирішення проблем розвитку малої гідроенергетики Україна має достатній науково-технічний потенціал і значний досвід в галузі проектування і розробки конструкцій гідротурбінного обладнання, дослідження гідроенергетичного потенціалу малих річок, вирішення водогосподарських та

екологічних проблем при будівництві гідроелектростанцій. Українські підприємства мають необхідний виробничий потенціал для створення вітчизняного обладнання малих ГЕС.

Енергетичний потенціал біомаси в Україні

Енергетична ефективність біоенергетики достатньо висока для того, щоб виділити її в окремий напрям енергетичного господарства. В Україні існує достатній енергетичний потенціал практично всіх видів біомаси і необхідна науково-технічна та промислова база для розвитку даної галузі енергетики.

Показники енергетичного потенціалу біомаси відрізняються від потенціалу інших відновлюваних джерел енергії тим, що, окрім кліматометеорологічних умов, енергетичний потенціал біомаси в країні в значній мірі залежить від багатьох інших факторів, в першу чергу від рівня господарської діяльності.

Енергетичний потенціал біомаси представлено такими її складовими – енергетичним потенціалом тваринницької сільськогосподарської і рослинної сільськогосподарської біомаси та енергетичним потенціалом відходів лісу.

Основними технологіями переробки біомаси, які можна рекомендувати до широкого впровадження в даний час є: пряме спалювання, піроліз, газифікація, анаеробна ферментація з утворенням біогазу, виробництво спиртів та масел для одержання моторного палива.

При обґрунтуванні впровадження біоенергетичних технологій забезпечення охорони оточуючого середовища знезараження відходів біомаси часто посідає перше місце: в процесі переробки тваринницьких відходів та міських стічних вод, окрім знешкодження небезпечної мікрофлори, гельмінтів та насіння бур'янів, які попадають в ґрунт, в поверхневі та підземні води, усувається забруднення повітря в зонах їх накопичення.

Економічна ефективність біоенергетичного обладнання в більшості випадків забезпечується правильним вибором технології переробки біомаси та розташуванням обладнання в місцях постійного її накопичення; важливим є також ефективне і, по можливості, комплексне використання всіх отриманих в процесі переробки продуктів.

3.2 Методи оцінки потенціалу нетрадиційних та відновлювальних джерел електричної енергії при їх впровадженні в умовах галузей народного господарства

Для визначення потенціалу ВДЕ, які входять до складу ДРГ в умовах ЗРП, необхідно мати як можна повніші і чіткі дані про електропостачання (ЕП) і електроспоживання навантаження (ЕС) електрообладнанням (ЕО) залізничного підприємства (ЗРП) протягом доби, а також наявність даних про витрати електричної енергії (ЕЕ) із електромережі (ЕМ) тобто рівні електропостачання (ЕП) і рівень електроспоживання (ЕС).

Наступним кроком є аналіз ЕС ЕЕ насосами при відкачуванні води протягом доби в різних часових зонах та інтервалах часу, враховуючи режими використання насосів різних типів (різної потужності), в умовах не використання ВДЕ, які входять до складу ДРГ, до оптимізації графіка роботи насосів, обчисливши сумарну спожиту ЕЕ насосами за формулою:

$$(C - \delta_{ps}^{\tau}) \sum_{\text{розр}} W_{\text{сп. нас. pS}}^{\tau},$$

де $W_{\text{сп. нас. pS}}^{\tau}$ - розрахункове споживання ЕЕ протягом часу τ , C – загальна кількість насосів, δ_{ps}^{τ} - кількість насосів потужністю P , які не працюють протягом часу τ у часовій зоні S .

Потім необхідно виконати необхідні розрахунки ЕС ЕЕ насосами ЗРП при оптимізації графіка роботи насосів протягом доби, за формулою:

$$(C - \delta_{ps}^{\tau}) \sum_{\text{ОПТИМ}} W_{\text{сп. нас. pS}}^{\tau}$$

Якщо після оптимізації графіка роботи насосів ЕС ЕЕ менше ніж до оптимізації (так) $(C - \delta_{ps}^{\tau}) \sum_{\text{розр}} W_{\text{сп. нас. pS}}^{\tau} > (C - \delta_{ps}^{\tau}) \sum_{\text{ОПТИМ}} W_{\text{сп. нас. pS}}^{\tau}$, то переходять до іншого етапу – аналіз витрат ЕЕ, а якщо нерівність не виконується (ні), то повертається до аналізу ЕС ЕЕ насосами ЗРП до оптимізації графіка роботи насосів.

Обчисливши витрати ЕЕ в ЕМ до використання ВДЕ, що входять до складу

ДРГ в умовах ЗРП $\left(\sum W_{\text{втр. рS розр.}}^{\tau} \right)$ та витрати ЕЕ в ЕМ після впровадження ВДЕ,

що входять до складу ДРГ в умовах ЗРП $\left(\sum W_{\text{втр. рS ВДЕ}}^{\tau} \right)$ та порівнявши їх

$\sum W_{\text{втр. рS ВДЕ}}^{\tau} < \sum W_{\text{втр. рS розр.}}^{\tau}$, то при виконанні нерівності (так) переходять до наступного етапу, а якщо не виконується (ні), то повертаються на початок аналізу витрат із ЕМ.

Потім обчислюють вартість можливої закумуляованої ЕЕ ГАЕС протягом часової зони (S_3) за формулою:

$$B_3^{GAEC} = (W_{GAEC_{\Gamma_3}}^{\tau_3} \cdot \eta_3) \cdot k_3 \cdot T$$

та вартості переданої

в ЕМ ЕС ЗРП від ГАЕС протягом часових зон (S_1) і «ⁿ/пік» (S_2) за формулою:

$$B_1 + B_2 = \sum (W_{GAEC_{\Gamma_1}}^{\tau_1} \cdot \eta_1^{\tau_1}) \cdot k_1 \cdot T + \sum (W_{GAEC_{\Gamma_2}}^{\tau_2} \cdot \eta_2^{\tau_2}) \cdot k_2 \cdot T$$

Якщо виконується нерівність (так) $(B_3^{GAEC}) < (B_1^{GAEC}) + (B_2^{GAEC})$ то переходять до наступного етапу, а якщо не виконується (ні), то переходять до попередніх етапів обчислення вартості закумуляованої та переданої ЕЕ в ЕМ ЕС ЗРП.

На даному етапі обчислюють вартість закумуляованої ЕЕ акумуляторними батареями (АБ) протягом часової зони (S_3) за формулою:

$$B_3^{AB} = \sum (W_{AB_{d_3}}^{\tau_3} \cdot \eta_3^{\tau_3}) \cdot k_3 \cdot T$$

, та вартості ЕЕ переданої в ЕМ ЕС ЗРП від АБ

протягом часових зон (S_1) і (S_2) за формулою:

$$B_1^{AB} + B_2^{AB} = \sum (W_{AB_{d_1}}^{\tau_1} \cdot \eta_1^{\tau_1}) \cdot k_1 \cdot T + \sum (W_{AB_{d_2}}^{\tau_2} \cdot \eta_2^{\tau_2}) \cdot k_2 \cdot T$$

Якщо виконується нерівність (так) $(B_3^{AB}) < (B_1^{AB}) + (B_2^{AB})$, то переходять до наступного етапу, а якщо не виконується (ні), то переходять до попередніх етапів обчислення вартості закумуляованої та переданої ЕЕ в ЕМ і ЕС ЗРП.

Обчислення та аналіз ЕС і ЕП згенерованого сумарного потенціалу ДРГ за формулою:

$$\sum W_{ji}^{sr} = \sum W_{\text{спож. рS}}^{\tau} + \sum W_{\text{спож. бS}}^{\tau} + \sum W_{\text{втр. qS}}^{\tau} + \sigma_s^{\tau} \cdot \sum W_{\text{ГAEC}_{\text{rS}}}^{\tau} \cdot \tau_s^{\tau} + \gamma_s^{\tau} \cdot \sum W_{\text{AB}_{\text{dS}}}^{\tau} \cdot \eta_s^{\tau} - \sum W_{\text{ЗЕМ}_S}^{\tau}$$

Формула визначення потенціалу ВДЕ в умовах ЗРП

$$\uparrow \sum W_{\text{ВДЕ}} = \sum W_{\text{сн.}} - \sum W_{\text{ЕМ}} \downarrow - (\sum W_{\text{ГAEC}} + \sum W_{\text{AB}}) \downarrow$$

$$\sum W_{\text{сн.}} - \sum W_{\text{ЕМ}} \downarrow - \text{cont.}$$

$$(\sum W_{\text{ГAEC}} + \sum W_{\text{AB}}) \downarrow - \text{акум.}$$

Потім обчислюють рівень ЕП ЕЕ із зовнішньої електромережі (ЗЕМ) в різних часових зонах (S) за формулою: $\sum W_{\text{ЗЕМ}_S}^{\tau} = \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_1}}^{\tau_1} + \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_2}}^{\tau_2} + \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_3}}^{\tau_3}$.

Обчислюють вартість спожитої ЕЕ обладнанням ЗРП із ЗЕМ протягом доби по різних часових зонах (S) за формулою:

$$B_{\sum \text{ЗЕМ}_S}^{\tau} = B_{\sum \text{ЗЕМ}_{S_1}}^{\tau_1} + B_{\sum \text{ЗЕМ}_{S_2}}^{\tau_2} + B_{\sum \text{ЗЕМ}_{S_3}}^{\tau_3} = \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_1}}^{\tau_1} \cdot k_1 \cdot T + \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_2}}^{\tau_2} \cdot k_2 \cdot T + \sum W_{\text{ЗЕМ}_{S_3}}^{\tau_3} \cdot k_3 \cdot T$$

та сумарної вартості можливої згенерованої ЕЕ ДРГ у умовах ЗРП $(B_{\sum \text{ВДЕ}})$. Якщо виконується рівність (так) $B_{\sum \text{ВДЕ}} = B_{\sum \text{спож. обл.}} + B_{\sum \text{спож. насос.}} + B_{\sum \text{втр.}} - B_{\sum \text{ЗЕМ}} - B_{\sum \text{AV}}$, то переходимо до наступного стану, якщо не виконується (ні), то переходять до попереднього етапу (обчислення ЕП із ЗЕМ).

Потім необхідно з'ясувати можливості короткочасного мінімального забезпечення ЕС ЕО ЗРП якщо ЕП із ЗЕМ недостатнє ($W_{\text{ЗЕМ}} \rightarrow 0$), тобто $W_{\sum \text{ВДЕ}} = \sum W_{\text{спож. обл.}}^{\min}$, та резервно- необхідного рівня електрозабезпечення ЕС ЗРП в критичних умовах, коли ЕП із ЗЕМ $W_{\text{ЗЕМ}} = 0$, тобто $W_{\text{рез.необх}} \leq W_{\sum \text{ВДЕ}}$. Якщо обидві умови виконуються (так), тоді переходять до розрахунку параметрів ДРГ та аналізують можливості їх використання в умовах ЗРП, а якщо вище перелічені умови не виконуються (ні), тоді переходять до попередніх етапів обчислення можливого забезпечення необхідних рівнів енергопостачання ДРГ при недостатньому ЕП із ЗЕМ та в критичних умовах ЕП із ЗЕМ.

Детально аналізують параметри різних типів ВДЕЕ, їх режимів генерації ЕЕ, вартість обладнання експлуатації, можливої вартості розміщення, вибраних

типів ДРГ, в умовах ЗРП, а також можливі терміни окупності, в умовах ЗРП, тобто обчислюють термін окупності оптимальний $(T_{окуп.}^{опт})$ і термін окупності розрахунковий $(T_{окуп.}^{розр.})$. Якщо виконується нерівність (так) $T_{окуп.}^{опт} > T_{окуп.}^{розр.}$, тоді переходять до аналізу рівня впливу вибраних типів ДРГ для впровадження в умовах ЗРП, на екологію оточуючого середовища і виробничий процес.

Якщо рівень впливу ДРГ на екологію та виробничий процес в межах допустимих норм (так), тоді переходять до аналізу рівня впливу впроваджених ДРГ на собівартість залізорудної сировини (ЗРС), в умовах ЗРП, тобто розраховують собівартість ЗРС без впровадження ВДЕ, що входять до складу ДРГ $(CB_{без ВДЕ}^{ЗРС})$ і собівартість ЗРС після впровадження ВДЕ, що входять до складу ДРГ $(CB_{впров ВДЕ}^{ЗРС})$. Якщо виконується нерівність (так) $CB_{без ВДЕ}^{ЗРС} > CB_{впров ВДЕ}^{ЗРС}$, то переходять до підготовки проектно-технічної документації для одержання дозволу на впровадження вибраних типів ДРГ, в умовах ЗРП, а якщо не виконується (ні), то переходять до перегляду ЕС і ЕП в умовах ЗРП, тобто сумарного потенціалу ВДЕ, що входять до складу ДРГ.

Одержавши необхідні дозвільні документи та впровадження вибраних типів ВДЕ в умовах ЗРП переходять до підготовки технічної та проектно-кошторисної документації для розміщення у вибраних місцях об'єктів ДРГ та їх використання.

3.3 Оцінка потенціалу сонячної фотоенергетики

Методика розрахунку середньорічного приходу сонячного випромінювання на довільно орієнтовану прийомну площадку

Для обґрунтування параметрів і режимів СЕУ, працюючих в невеликих локальних енергосистемах (встановленою потужністю до декількох МВт або сотень кВт), або на автономного споживача (встановлена потужність, як правило не більше 100 – 200кВт), необхідними даними при неперервному графіку зміни сонячного випромінювання в часі (для особливо відповідальних споживачів) або, що

найбільш розповсюджено в енергетичних режимах, –середньогодинні данні про прихід сонячного випромінення на задану сприймаючу площадку.

В таких випадках потрібно розробити спеціальну методику розрахунку середньогодиного приходу сонячного випромінення на довільно орієнтовану приймальну площадку. При цьому для збільшення значення приходу сонячного випромінення на приймаючу площадку остання повинна мати неперервну орієнтацію на Сонце шляхом зміни кута нахилу її поверхні відносно горизонту β , а також азимута приємної площі – γ . В такому випадку потік суммарного сонячного випромінення, поступаючого на довільно нахилену примуючу площадку за заданий розрахунковий інтервал часу Δt , г визначається за співвідношенням [39]:

$$E_{\sum_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = E_{np_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) + E_{\partial_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) + E_{vid_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) \quad (3.1)$$

де $E_{np_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = \bar{R}_{np_i} \Delta t$, $E_{\partial_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = \bar{R}_{\partial_i} \Delta t$, $E_{vid_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = \bar{R}_{vid_i} \Delta t$

Значення всіх складових в виразі (2.18), як і враніше описаних методах, можна одержати на основі перерахунку аналогічних складових приходу сонячного випромінення на горизонтальну приймаючу площадку. Введемо допущення про те, що для будь-якої розглянутої точки А в якості розрахуного часу t буде вибиратися істинний сонячний час без врахування часових поясів, враховуючи ті обставини, що подібне допущення прийняте і для всіх довідників і спеціальних баз даних. Врахування часу слід проводити уже на рівні безпосередніх розрахунків по балансу потужності споживача в часі.

Розглянемо окремо послідовність розрахунку всіх складових виразів (3.2).

Пряме сонячне випромінення для $\Delta t = 1$ г можна розрахувати за формулою [39]:

$$E_{np_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = (E_{\sum_i}^{\varepsilon} - E_{\partial_i}^{\varepsilon}) K_{np} \quad (3.2)$$

де K_{np} – коефіцієнт який визначається з співвідношення:

$$K_{np} = \frac{\int_0^{T_{\beta\gamma}} R_{np}^{\beta\gamma}(t) dt}{\int_0^{T_z} R_{np}^z(t) dt} \quad (3.3)$$

$$E_{np_i}^{\beta\gamma}(\Delta t) = (E_{\Sigma_i}^z - E_{\partial_i}^z) \cdot \frac{\int_0^{T_{\beta\gamma}} R_{np}^{\beta\gamma}(t) dt}{\int_0^{T_z} R_{np}^z(t) dt} \quad (3.4)$$

де $R_{np}^{\beta\gamma}$ і R_{np}^z – потужність

Із вище викладеного слідує, що відбиту сонячну радіацію, яка приходить на довільно орієнтовану прийомну площадку $E_{vidb}^{\beta\gamma}$, можна визначити із рівняння:

$$E_{vidb}^{\beta\gamma} = 0,5 E_{\Sigma}^r \rho \sin \beta \quad (3.5)$$

На основі всього попередньо викладеного, можна зробити висновок про те, що сумарна сонячна радіація, приходяча на довільно орієнтовану приймаючу площадку $E_{vidb}^{\beta\gamma}$, для будь-якого розрахункового інтервала часу може бути знайдена за формулою:

$$E_{\Sigma}^{\beta\gamma} = (E_{\Sigma}^r - E_{\mathcal{D}}^r) K_{np} + E_{\mathcal{D}}^r \frac{180^0 - \beta}{180^0} + 0,5 E_{\Sigma}^r \rho \sin \beta \quad (3.6)$$

Одержаний вираз дещо відрізняється від формули, запропонованої Лю і Джорданом в 1962 р. (Liu B. Y. H.; Jordan R. C) і модифікованій в 1976 р. С.А. Клейном (Klein S. A.), який експериментальними розрахунками і співставленням з фактичними даними показав, що методику Лю і Джордана, розроблену для приймаючих площадок, нахилених строго на південь (тобто для $\gamma=0$) можливо застосовувати і для нахилених на південь при $\gamma \leq 45^0$.

На основі виразів (3.5) і (3.6) формула, припущення Лю і Джорданом, при $\beta=0$ $\gamma=0$, виглядає так [14]:

$$E_{\Sigma}^{\beta} = (E_{\Sigma}^r - E_D^r) K_{np} + E_D^r 0,5(1 + \cos \beta) + 0,5 E_{\Sigma}^r \rho (1 - \cos \beta) \quad (3.7)$$

Для відбитої радіації при $0 \leq \beta \leq 90^\circ$ вказане розходження не перевищує 20%, а при $\beta=90^\circ$ розходження може досягати 100% ($\beta=180^\circ$).

Основна причина зростаючого інтересу до сонячної енергетики - падаюча собівартість з генерованої електроенергії. 20-ть років тому виробництво одного кіловата коштувало 1 євро. Сьогодні ж в країнах, багатих сонцем, 1 кВт обходиться менш ніж в 10 євроцентів, а в деяких регіонах в 6-7 центів.

Була проаналізована можливість і специфіка роботи сонячної електростанції (СЕС) в умовах діючих залізрудних підприємств гірничовидобувного комплексу.

В результаті аналізу в регіонах залізрудних підприємств (ГРП) було зроблено висновок про те, що використання СЕС, яка використовується як автономно так і в складі системи електропостачання, є доцільним і достатньо рентабельним.

Дослідження інсоляції кар'єрів ГРП склали наступну картину [41].

Середньо річна інсоляція є сприятливою, а територія відвалів промислових підприємств ГРП зазвичай не використовується, також при достатній площі цехового даху є можливість використання їхньої площі.

За результатами досліджень було виявлено та досліджено місця можливої установки СЕС на території ГРП.

Виходячи з проведених досліджень є можливість впровадження СЕС в умовах ГРП, можливими місцями установки є наступні: 1) на хвостосховищі, 2) на дахах цехів та промислових будівель, в умовах ландшафту, на відвалах залізрудних підприємств.

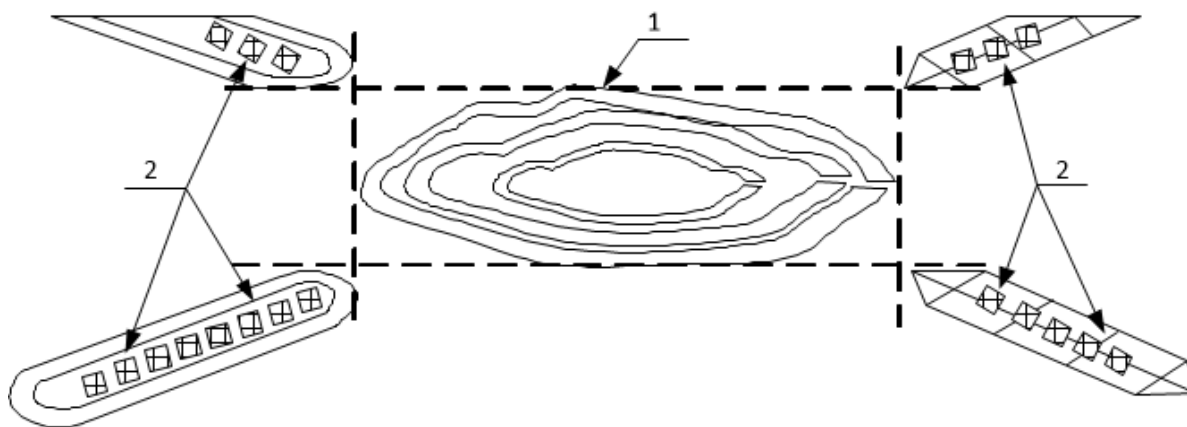


Рисунок 3.1 – Схема розташування сонячної електростанції на відвалах залізорудних підприємств: 1 – кар'єр; 2 – СЕС

Незважаючи на достатній потенціал інсоляції (особливо в умовах Кривбасу) є певні несприятливі фактори, які ускладнюють експлуатацію СЕС в умовах ЗРП.

Якщо розглядати ФЕУ то можна враховувати послідовне R_n і паралельне $R_{ш}$ опір СФЕ. Послідовний опір включає опір самого напівпровідникового матеріалу, з якого виготовлений СФЕ, перехідний опір напівпровідник – метал, опір контактів. Шунтуючі опори утворюється за рахунок наявності зворотного опору р–n переходу, різних провідних плівок або забруднень [7].

Так як величина шунтуючого опору ($R_{ш}$) кремнієвого СФЕ досить велика, струмовими втратами, пов'язаними з ним, можна знехтувати [5, 7].

Тому в основу математичного моделювання була закладена класична модель СФЕ з р–n переходом, яка дозволяє визначити залежність напруги U від щільності струму J А / см², яка не враховує на відмінності шунтуючого опору і струмових втрат на ньому [7, 12]:

$$U = \frac{A \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left[\frac{(J_\phi - J)}{J_0} + 1 \right] - J R_{II} \quad (3.8)$$

де A – безрозмірний параметр кривизни ВАХ: $A = 1 \dots 2$ [68]; $A = 1 \dots 3$ [7]; $A = 1 \dots 5$ [11]; k – постійна Больцмана, Дж / °К; q – заряд електрона, Кл; T – температура СФЕ, К; J_ϕ – густина фотоструму, пропорційного інтенсивності сонячного

випромінювання I , що падає на поверхню СФЕ $\left(\frac{J_{\phi}}{I} = const\right) A / \text{см}^2$; J – густина зворотного струму насичення, $A / \text{см}^2$; R_n – внутрішній електричний опір (послідовний опір), $\text{Ом} \cdot \text{см}^2$.

Густина зворотного струму насичення, обумовлена технологією з виготовлення СФЕ і якість вихідного напівпровідника, визначалася з вираження (2.23) за умови $J = 0$ і $U = U_{XX}$, $A / \text{см}^2$ [14]:

$$U_{XX} = \frac{A \cdot k \cdot T}{q} \cdot \ln \left[\frac{J_{\phi}}{J_0} + 1 \right] \Rightarrow J_0 = \frac{J_{\phi}}{\exp \left(\frac{U_{XX} \cdot q}{AkT} \right) - 1} \quad (3.9)$$

де U_{XX} – напруга холостого ходу, В.

Параметри A , R_n , входять до рівняння (3.8), передбачалися константами.

В роботі [9] відмічено, що в класичній моделі СФЕ, незважаючи на прийняття параметрів A , R_n константами, отримані залежності достатньо коректні і в повній мірі відображають загальну динаміку розглянутих характеристика з зміною рівня освітленості.

Як було відзначено раніше, СФБ (СФУ) складається з комбінації послідовно – паралельно з'єднані між собою СФЕ залежно від необхідних вихідних параметрів (напруги, струми, потужності СФУ), визначається виходячи з слідуючих спів відношень :

$$U_{СФУ} = U_{СФЕ} \cdot N_{ПС} \quad (3.10)$$

$$J_{СФУ} = J \cdot S_{СФЕ} \cdot N_{ПР} \quad (3.11)$$

де $U_{СФЕ}$ – напруга СФЕ, В; $N_{ПР}$ – число паралельно з'єднаних елементів, шт.; $N_{ПС}$ – число послідовно з'єднаних елементів, шт.; $S_{СФЕ}$ – площа СФЕ, см^2 .

Для виконання розрахунків необхідно мати ряд вихідних даних, наприклад, J_{ϕ} , J_0 , U_{XX} . Як правило, значення цих величин приймають із паспортних даних. Але в реальних умовах роботи СФУ вказані характеристики змінюються, внаслідок зміни параметрів зовнішнього середовища.

Вплив зміни густини потоку сонячного випромінювання та робочої температури на ВАХ СФЕ детально розглянуто в роботі [11]. В даній роботі приводяться загальні аналітичні залежності зміни значень струму і напруги від густини потоку сонячного випромінювання та робочої температури для космічних та наземних СФБ.

Спростивши ряд формул, приведених в [11], враховуючи, що при розрахунках буде використовуватися паспортні значення основних параметрів СФЕ, одержаних при стандартних випробувальних умовах, для наземних СФУ вплив зміни інтенсивності сонячного випромінювання та робочої температури на ВАХ СФЕ можна записати в вигляді виразів:

$$J_{к.з.} = J_{o_{к.з.}} + \Delta J_I + \Delta J_T \quad (3.12)$$

$$U_{XX} = U_{o_{к.з.}} + \Delta U_{I2} + \Delta U_T \quad (3.13)$$

де $J_{o_{к.з.}}$ і $U_{o_{к.з.}}$ – вихідна густина струму короткого замикання та напруги холостого ходу, виміряні при стандартних умовах освітлення АМ1 ($I_0 = 1000 \text{ Вт} / \text{м}^2$) і температурі СФЕ ($T_0 = (25 \pm 2)^\circ\text{C}$) [8]; ΔJ_I , ΔU_{I1} , ΔU_{I2} – поправки, які враховують зміну густини потоку сонячного випромінювання; ΔJ_T , ΔU_T – поправки, що враховують зміну температури СФЕ.

Дані поправки визначаються за формулою:

$$\Delta J_I = \frac{I - I_0}{I_0} J_{o_{к.з.}} \quad (3.14)$$

$$\Delta U_{I1} = \Delta J_I \cdot R_{II} \quad (3.15)$$

$$\Delta U_{I2} = k \cdot \lg \left(\frac{I}{I_0} \right) \quad (3.16)$$

$$\Delta J_T = \beta_1 \cdot J_{o_{к.з.}} (T - T_0) \quad (3.17)$$

$$\Delta U_T = \beta_U \cdot U_{XX} (T - T_0) \quad (3.18)$$

де R_{Π} – послідовний опір елемента, Ом·см²; K – коефіцієнт освітленості, знаходиться в діапазоні від $0 \leq \kappa \leq 2$ до $0,5 \leq \kappa \leq 1,5$ [11]; β_b, β_U – температурні коефіцієнти струму та напруги, 1 / °С.

Із ряду параметрів оточуючого зовнішнього середовища значний вплив на енергетичні характеристики СФЕ, відповідно і СФУ, мають інтенсивність сонячного випромінювання і температура повітря. Як відмічено раніше, інтенсивність сонячного випромінювання прямо впливає на генеровану напругу СФЕ, а температура навколишнього середовища впливає на температуру СФЕ, значне збільшення якого зменшує вихідну потужність, внаслідок лінійного падіння напруги холостого ходу.

У зв'язку з цим при проектуванні і дослідженні СФУ виникає задача по визначенню значень інтенсивності сонячного випромінювання і температури повітря. На значення інтенсивності сонячного випромінювання, яке падає на поверхню СФБ установки, істотно впливає ступінь її просторової орієнтації.

В роботі розглядаються три варіанти просторової орієнтації

СФУ, які знайшли широке застосування при експлуатації даних установок:

- СФУ з незмінною орієнтацією (без системи стеження за Сонцем). СФУ орієнтована на південь і встановлена до горизонту під оптимальним кутом β (1-й варіант – базовий);
- СФУ з азимутальною орієнтацією. СФУ встановлена під оптимальним кутом β до горизонту і орієнтується на Сонце по азимуту (2-й варіант);
- СФУ з повною орієнтацією на Сонце (3-й варіант).

Нижче наведені формули для розрахунку сумарної інтенсивності сонячного випромінювання для трьох зазначених вище різно орієнтованих поверхонь, які застосовуються при створенні математичної моделі СФУ.

Сумарна інтенсивність сонячного випромінювання на похилу поверхню (з незмінною орієнтацією) розраховувалася за формулою [12]:

$$I_H = I_{\Pi} \frac{\cos \xi}{\cos \theta} + \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + \rho(I_{\Pi} + I_{\mathcal{D}}) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.19)$$

де I_{Π} , I_d – інтенсивність прямого і дифузного (розсіяного) сонячного випромінювання на горизонтально розташовану поверхню, Вт/м²; θ – кут між напрямками на zenit і Сонце в град.; ζ – кут між нормаллю до похилої, орієнтованої на південь, поверхні і напрямком на Сонце в град.; β – кут нахилу поверхні до горизонту в град.; ρ – коефіцієнт відбивання сонячних променів земної поверхні (альbedo).

Кути θ і ζ в град., визначаються за відомими формулами:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega \quad (3.20)$$

$$\cos \zeta = \sin(\varphi - \beta) \sin \delta + \cos(\varphi - \beta) \cos \delta \cos \omega \quad (3.21)$$

де δ – схилення Сонця, в град.; φ – географічна широта місцевості, в град.; ω – годинний кут Сонця, в град.

Схилення Сонця визначалося за формулою Купера:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \cdot \frac{284 + n}{365} \right) \quad (3.22)$$

де n – порядковий номер дня року, який обчислюють від 01 січня.

Часовий кут визначався за формулою [14]:

$$\omega = (15^\circ \text{ год}) (t_{\text{solar}} - 12) \quad (3.23)$$

де t_{solar} – час, локальний (місцевий) сонячний в год.

Кут між напрямком на Сонце і нормаллю визначається за формулою [14]:

$$\begin{aligned} \cos i = \sin \beta [\cos \delta (\sin \varphi \cos a_{\Pi} \cos \omega + \sin a_{\Pi} \sin \omega) - \sin \delta \cos \varphi \cos a_{\Pi}] + \\ + \cos \beta [\cos \delta \cos \varphi \cos \omega + \sin \delta \sin \varphi] \end{aligned} \quad (3.24)$$

де a_{Π} – азимут приймача.

При спостереженні за Сонцем по азимуту, азимут приймача дорівнює азимуту Сонця ($a_{\Pi} = \alpha$) і визначався за формулою [15]:

$$a = \arcsin \left(\frac{\cos \delta \sin \varphi}{\cos \alpha} \right) \quad (3.25)$$

де α – кут висоти Сонця в град., визначався за формулою:

$$a = \arcsin(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega) \Rightarrow a = \arcsin(\cos \theta) \quad (3.26)$$

При повній орієнтації приймальної поверхні на Сонце сумарна інтенсивність сонячного випромінювання розрахована за виразом [12]:

$$I_{OP} = \frac{I_{II}}{\cos \theta} + I_{Д} \frac{(1 + \cos \theta)}{2} + \rho(I_{II} + I_{Д}) \frac{1 - \cos \theta}{2} \quad (3.27)$$

де, ρ – коефіцієнт пропускання і відбивання земною поверхнею, $I_{Д}$ – інтенсивність дифузного сонячного випромінювання, θ – кут між напрямками на Zenit і Сонце, I_{II} – інтенсивність прямого сонячного випромінювання.

Для опису математичної закономірності зміни температури повітря протягом доби застосовувалася залежність [6]:

$$T_B(t) = \overline{T_{OB}} + \frac{\Delta T_M}{2} \cos\left(\frac{2\pi}{t_{II}}(t_{solar} - t_M)\right) \quad (3.28)$$

де $\overline{T_{OB}}$ – середньодобова температура повітря, °C; ΔT_M – добова амплітуда температури повітря, °C; t_{II} – період зміни температури повітря; t_M – час настання максимального значення температури повітря за місцем (локальним) сонячного часу, год.; t_{solar} – місцевий сонячний час в год.

Робоча температура СФЕ при експлуатації встановлюється за допомогою теплообміну СФБ з температурою навколишнього середовища. Тепло, що виділяється СФБ, залежить від його оптичних властивостей і захисного покриття (коефіцієнтом відображення), ККД СФЕ, густини їх упаковки в СФБ і т.п.

Теплообмін між СФБ і навколишнім середовищем відбувається за допомогою конвекції, конвекції і випромінювання.

Температуру СФЕ можна визначити через рівняння енергетичного балансу СФБ за формулою [12]:

$$T = \frac{I \cdot [\mu - \eta_0 \cdot (1 + \chi \cdot T_0)] + \lambda \cdot F \cdot T_B}{\lambda \cdot F - I \cdot \eta_0 \cdot \chi} \quad (3.29)$$

де I – інтенсивність випромінювання на СФЕ, віднесені до одиниці поверхні СФБ (СФБ), Вт / м²; μ – інтегральний коефіцієнт поглинання сонячного

випромінювання СФБ; η_0 – ККД СФЕ одержаний при стандартних умовах випробування; χ – температурний градієнт, який залежить в основному від типу і конструкції СФБ (його значення змінюється в діапазоні $0,003 \dots 0,005 \text{K}^{-1}$ [21]); T_0 – температура СФЕ при стандартних умовах випробування, $^{\circ}\text{K}$; λ – коефіцієнт тепловіддачі з поверхні СФБ, $\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{K})$; F – відношення площі плоскої СФБ (тильної і лицьової) до площі освітлюваної поверхні; T_B – температура навколишнього повітря, $^{\circ}\text{K}$.

Коефіцієнт тепловіддачі з поверхні СФБ в лінійному приближенні по робочій температурі СФЕ визначався з виразу [12]:

$$\lambda = \lambda_K + 4 \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot T_B^3 \quad (3.30)$$

де λ_K – коефіцієнт конвекції, $\text{Вт} / (\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{K})$; ε – інтегральний коефіцієнт випромінювання СФБ (для плоскої СФБ з двостороннім тепловим випромінюванням, з коефіцієнтами ε_1 , ε_2 , інтегральний коефіцієнт випромінювання визначається як $\varepsilon = (\varepsilon_1 + \varepsilon_2) / 2$; σ – постійна Стефана–Больцмана, $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^{\circ}\text{K}^4)$.

Коефіцієнт теплопередачі конвекцією в навколишнє середовище, залежний від швидкості вітру v , у багатьох роботах визначається за допомогою одержаного Мак–Адамсом розмірного співвідношення $\lambda_K = 5,7 + 3,8v$

При розрахунках сумарної інтенсивності сонячного випромінювання за формулами (2.34, 2.42) враховуються кути падіння сонячних променів на приймаючу поверхню при прямій сонячній радіації, кути геометричній видимості приймальної поверхні при розсіяною і дифузійної радіації. Але в СФБ неминучі втрати інтенсивності сонячного випромінювання, яке приходить на її поверхню у вигляді сонячної енергії. В першу чергу вони пов'язані з наявністю захисної поверхні.

Матеріалом, з якого виготовляється захисна поверхню СФБ, в більшості випадків в наземної енергетиці, є скло, яке володіє високою пропускнуою здатністю для сонячної радіації.

Залежно від сорту і товщини скла коефіцієнт пропускання сонячної радіації при перпендикулярному падінні променів на її поверхню знаходиться в межах $0,9 \div 0,78$ [18].

В роботі [18] наведені значення частки відбитої і тієї що пройшла через скляну поверхню енергії при різних кутах падіння світла, можна зробити наступний висновок, на поверхню скла з цих даних видно, що при кутах падіння випромінювання від 0 до 60° частка проходження сонячної енергії, практично, не змінюється і залишається високою (коефіцієнт пропускання максимальний), в той час як при великих кутах коефіцієнт пропускання різко зменшується, з одночасним збільшенням коефіцієнта відбивання від поверхні захистного скла.

Облік втрат сонячної енергії в захисному склі СФБ, які впливають на енергетичні вихідні характеристики СФУ, дозволить найбільш точно наблизити теоретичні характеристики СФУ до дійсним, генерованим СФУ в реальних умовах роботи.

Втрати сонячної енергії в захисному склі будуть враховуватися через коефіцієнти відбивання, поглинання і пропускання сонячної енергії склом та їх залежності від кута падіння сонячних променів.

У роботі [18] коефіцієнт пропускання можна визначити спрощено, виходячи із виразу:

$$\tau_{np} = 1 - \rho_{відб} \quad (3.31)$$

де $\rho_{відб}$ – коефіцієнт відбивання.

Однак при проходженні випромінювання через реальне середовище частина випромінювання поглинається. Ослаблення випромінювання в залежності від пройденого в середовищі шляху χ описується законом Бугера–Ламберта, за яким частка випромінювання, що пройшов шлях χ дорівнює [14]:

$$\tau_{ногл} = \exp(-K\chi) \quad (3.32)$$

де K – показник поглинання, змінюється від $0,04 \text{ см}^{-1}$ (Для високоякісного скла) до $0,3 \text{ см}^{-1}$ (Для звичайного скла з домішками заліза) [82]. Пройдений сонячним

промінням у склі, шлях довжиною x в см, при товщині скла B см, визначався як аргумент тригонометричної функції:

$$x = \frac{B}{\cos \Lambda} \quad (3.33)$$

де Λ – кут падіння сонячних променів на захисне скло (кут між нормалю поверхні СФБ і падаючим на нього сонячним промінням).

При розробці корисних копалин в атмосферу кар'єрів ГРП виділяється в атмосферу пил, що представляє собою дрібні тверді частинки розміром менше 0,1 - 0,5 мм, що відкладаються на прилеглих до її джерел територіях [14].

3.4 Оцінка вітрового потенціалу в умовах промислових підприємств

В результаті дослідження аеродинамічних характеристик повітряних потоків промислових підприємств гірничо-видобувного комплексу (ГВК) було зроблено висновок про те, що використання ВЕК, що використовуються як автономно так і в складі системи електропостачання, є доцільним і достатньо рентабельним [4].

Дослідження аеродинамічних характеристик вентиляції кар'єрів ГВК склали наступну картину.

Інтенсивність природного провітрювання кар'єрів ГВК вітром знаходяться в залежності від швидкості вітрового потоку, що діє над кар'єром, і в зворотній від об'єму зони рециркуляції. Скорочення об'єму зони рециркуляції може бути досягнуте зменшенням кутів укосу бортів кар'єру за рахунок раціональної черговості відробітку уступів [28-41].

Раніше була розглянута можливість розташування електроенергетичної вітроустановки на відвалах кар'єрів гірничих підприємств.

Дослідження аеродинамічних характеристик кар'єрів склали наступну картину [24].

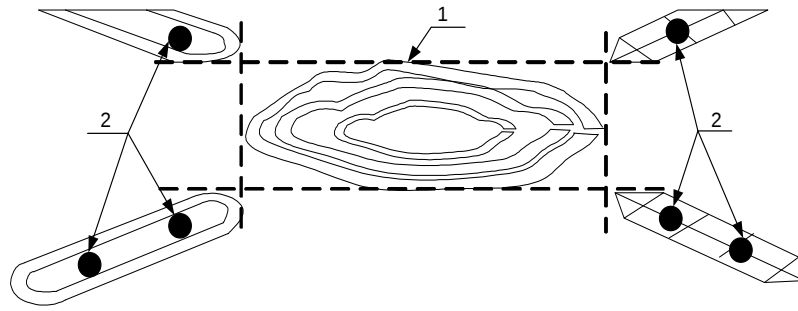


Рисунок 3.2 – Схема раціонального розташування вітроенергетичних установок на відвалах

На рис. 3.2, як приклад, показана схема раціонального розташування горизонтальноосьових ВЕУ на відвалах, яка дозволяє досягти збільшення коефіцієнта використання вітрового потоку при будь-якому напрямку вітру на поверхні землі.

Існує критерій визначення рентабельності і окупності ВЕУ. Згідно даному критерію середньорічна швидкість вітру повинна знаходитися в межах 5,1...5,9 м/с.

Важливою характеристикою є вертикальний профіль вітру, тобто зміни його швидкості по висоті в приземному шарі. Вплив земної поверхні на швидкість і напрям вітру зменшується в міру збільшення висоти. Тому швидкість звичайно зростає, а поривчастість і прискорення потоку знижуються.

Розрахункова швидкість вітру для великих ВЕУ звичайно приймається на рівні 11...15 м/с. В умовах кар'єрів, як наведено раніше, швидкість атмосферного повітря може сягати зазначеного діапазону та перевищувати ці показники, з залежності від швидкості атмосферних потоків повітря. Взагалі, як правило, чим більша потужність агрегату, тим на більшу швидкість вітру він розраховується. Але в зв'язку із зміною напрямку швидкості вітру, велику частину годин ВЕУ виробляє меншу потужність. Вважається, що якщо середньорічна швидкість вітру в даному місці не менше 5...7 м/с, а еквівалентне число годин протягом року, при якому виробляється номінальна потужність не менше 2000 кВт·год, то таке місце сприятливе для розміщення великої ВЕУ і навіть вітрової ферми.

Виходячи з результатів цих досліджень є сенс для умов кар'єрів будувати системні ВЕУ з вітровими двигунами.

Розробка і реалізація в практику роботи вітчизняних кар'єрів вітроустановок дозволить здійснювати автономне живлення від неї ряду енергоприймачів електричної енергії, що дозволить зменшити собівартість видобутку корисних копалин відкритим способом (руди, вугілля, граніту).

Середньоперіодична швидкість вітру повинна бути перерахована на задану висоту ВЕУ (H) за формулою [24]:

Середньорічне значення $m=0,2$.

$$v_H = v_h \left(\frac{H}{h} \right)^{\bar{m}}, \quad (3.34)$$

де $\bar{m} = 0,6(\bar{v}_h)^{0,77}$, а $\bar{v}_h$ – середньоперіодна швидкість вітру на висоті флюгера (h).

З розрахункової потужностної характеристики ВЕУ виходить, що в діапазоні швидкостей вітру $v_H \geq v_i \geq v_{max}$ його потужність рівна нулю.

Власне вироблення ВЕУ протягом кожного місяця ($N_{BEU_{mic}}$) і року ($N_{BEU_{рік}}$) за формулами:

$$W_{BEU}^{mic} = \sum_{i=1}^k N_{BEU}(v_i) \cdot t_i \cdot (v_i) \cdot T_{mic}, \quad (3.35)$$

де T_{mic} – число годин в розрахунковому місяці. Значення $t_i(v_i)$ приймається з умови розподілу Вейбулла залежно від значення параметра (γ). N_{BEU} – потужність ВЕУ, v_i – миттєва швидкість вітру, $t_i(v_i)$ – час тривалості відповідної миттєвої швидкості вітру.

$$W_{BEU}^{рік} = \sum_{i=1}^k W_{BEU}^{mic} \quad (3.36)$$

або

$$W_{BEU}^{рік} = \sum_{i=1}^k N_{BEU}(v_i) \cdot t_i \cdot (v_i) \cdot T_{рік}, \quad (3.37)$$

де $T_{рік} = 8760$ годин [8].

Беручи до рахунку те, що середня швидкість вітру за рік по Полтавській області сягає близько $v=4$ м/с то можна обчислити середню швидкість за рік на відвалах Полтавського ГЗК.

Електроспоживання країни за 2013 рік – 147483,4 млн. кВт·год. споживання ПГОКа склало значну його величину – 1725474943 кВт·год. або 1,17%. Що говорить про доцільність і, навіть, необхідності оцінки потенціалу енергозбереження підприємства.

Виходячи з того, що за 2013 рік підприємством було спожито 1725.474943 ГВт, а потенціал вітроенергетичних комплексів складає 30589920 ГВт, можна зробити висновок про те, що розробка і реалізація в практику роботи підприємств ГВК ВЕК, як додаткових автономних джерел живлення у складі системи електропостачання, є актуальним для забезпечення умови безперебійності та надійності електропостачання електроприймачів та за рахунок забезпечення деякої частки споживаної підприємством енергії, дозволить зменшити собівартість видобутку корисних копалин.

Дослідження аеродинамічних характеристик відвалів кар'єрів склали наступну картину.

Інтенсивність природного провітрювання кар'єрів вітром знаходяться в прямій залежності від швидкості вітрового потоку, що діє над кар'єром, і в зворотній від об'єму зони рециркуляції. Скорочення об'єму зони рециркуляції може бути досягнуте зменшенням кутів укосу бортів кар'єру за рахунок раціональної черговості відробітку уступів в ряді випадків [3].

Поверхневі споруди і відвали слід видаляти від кар'єру на відстань, в 8-10 разів що перевищує їх висоту. Інакше певний об'єм кар'єрного простору опиниться в зоні аеродинамічної тіні, де швидкість вітру і ефективність аерації істотно знижуються. Використання поверхневих споруд і відвалів для утворення прискорюючих вітровий потік конфузорові може дати позитивний ефект лише в тому випадку, якщо ці споруди не екранують фланги кар'єру [4].

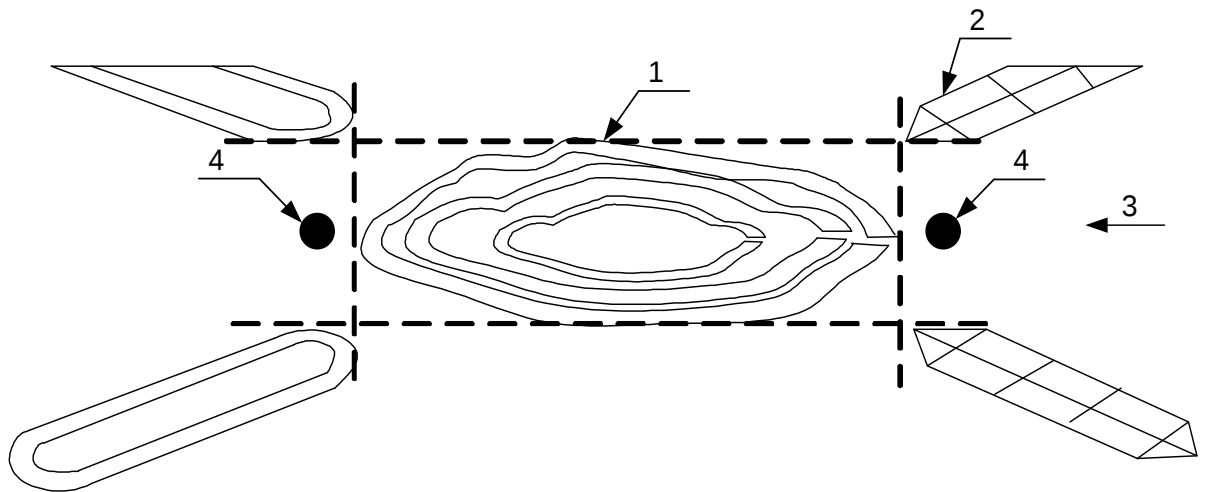


Рисунок 3.3 – Схема раціонального розташування поверхневих споруд і відвалів

На підставі проведених досліджень зроблений висновок про те, що найбільш раціональним шляхом інтенсифікації природного повітрообміну є максимально можливе звільнення території, що прилягає до кар'єру, від різних споруд, у тому числі і відвалів. В окремих випадках (наприклад, при будівництві нових кар'єрів на рівнинній місцевості) раціональне розташування відвалів і поверхневих споруд може дати відчутний ефект, яким, безумовно, не слід нехтувати. На рис. 3.3 як приклад показана схема раціонального розташування поверхневих споруд і відвалів, яка дозволяє досягти інтенсифікації провітрювання кар'єру при будь-якому напрямі вітру на поверхні. Як крила конфузора в схемі використані споруди поверхневого комплексу 1 (наприклад, збагачувальна фабрика) і відвали 2, торцеві частини яких розташовані від краю кар'єру на відстані 1, рівному 8...10 їх висотам. В'їзна траншея 3 орієнтована по напрямку пануючих вітрів (вказаному стрілкою). Очевидно, що споруди, які використовуються як аеродинамічні екрани, не повинні самі бути перешкодами, інакше навіть при досягнутому збільшенні швидкості може бути одержаний негативний результат у зв'язку із зростанням рівня запиленості повітря, що надходить в кар'єр. В той же час позитивний ефект раціонального розташування поверхневих споруд може бути збільшений за рахунок орієнтації в'їзної траншеї 3 у напрямі пануючих вітрів [5].

У зв'язку з цим глибокі кар'єри мають комплекс засобів штучної вентиляції, який здатний здійснити надійне провітрювання кар'єрів навіть за найсприятливіших метеорологічних умов.

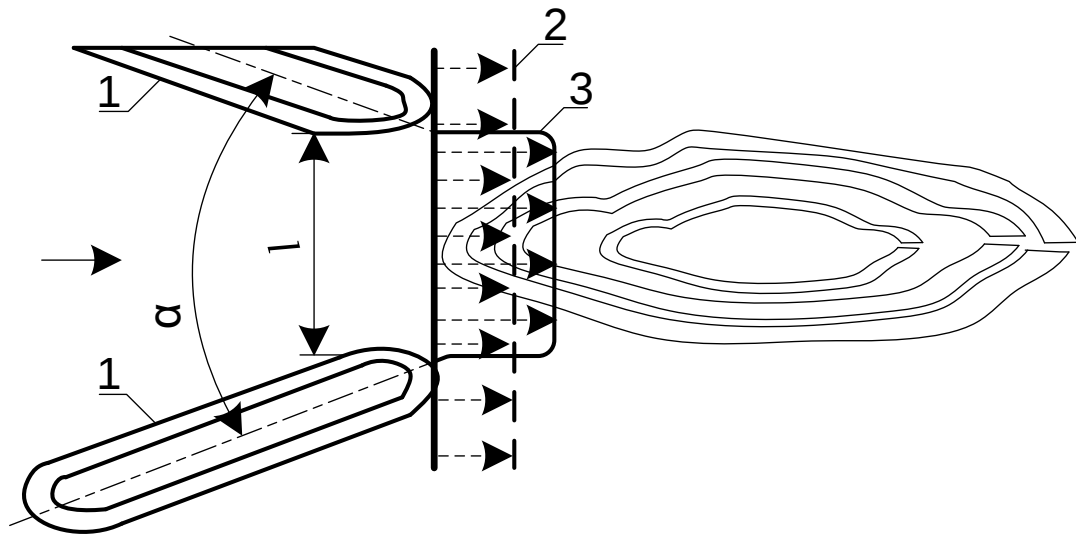


Рисунок 3.4 – Схема повітрязабору: 1 – відвали; 2 і 3 – епюри швидкості вітрового потоку над кар'єром відповідно за відсутності і наявності повітрязабору

Відвали і будівлі, розташовані перед кар'єром з навітряного боку, підвищують турбулізацію повітря, що збільшує кут розкриття вітрового потоку, що надходить до кар'єру. При цьому зменшується об'єм рециркуляційної зони і поліпшується провітрювання кар'єру. Відстань таких відвалів від кар'єрів повинна бути не менше як десять їх висот [6].

Таким чином можна зробити висновок, що такі умови для збільшення швидкості повітряного потоку достатні для генерації певного обсягу електричної енергії вітроустановкою.

Виходячи з результатів цих досліджень є доцільним в умовах кар'єрів будувати системні ВЕУ з вітровими двигунами між відвалами кар'єрів.

3.5 Оцінка потенціалу незадіяного (відпрацьованого) вентиляційного потоку в умовах промислових підприємств

Шахтна вентиляційна мережа – це сукупність: гірничих виробіток і споруд, вздовж яких рухається повітря; виробіток, вентиляційних споруд і вироблений простір, через які просочується повітря в кількості, яке забезпечує необхідний вплив на провітрювання шахти [41].

Шахтна вентиляційна система характеризується: схемою руху повітря в мережі; аеродинамічним режимом повітряних течій; інтенсивністю вентиляційного процесу (обміну і перенесенням маси і енергії).

Головними параметрами шахтної вентиляційної системи є: концентрація шкідливих домішок в шахтній атмосфері; об'ємний розподіл повітряних потоків (розподіл повітря в шахтній мережі); аеродинамічний опір гірських виробіток і споруд; депресія джерел природної та штучної тяги.

Шахтна вентиляційна система, зазвичай, знаходиться в квазістаціонарному стані (в середньому є стаціонарною).

Природної тягою називається рух повітря під дією природних причин, таких як [41]:

- різна густина повітря;
- швидкісного тиску вітру;
- рух води.

Природна тяга в шахтах може виникати в слідуючих умовах:

- при наявності декількох виходів на земну поверхню, особливо якщо ці виходи знаходяться на різних висотних відмітках;
- в окремих виробітках при різній густині повітря по периметру виробітки.
- між окремими горизонтами, якщо повітроподавальних стволів кілька.

Різниця тисків, обумовлена природними причинами, називається депресією природної тяги. Вона в значній мірі залежить від добових і річних коливань температури повітря [41].

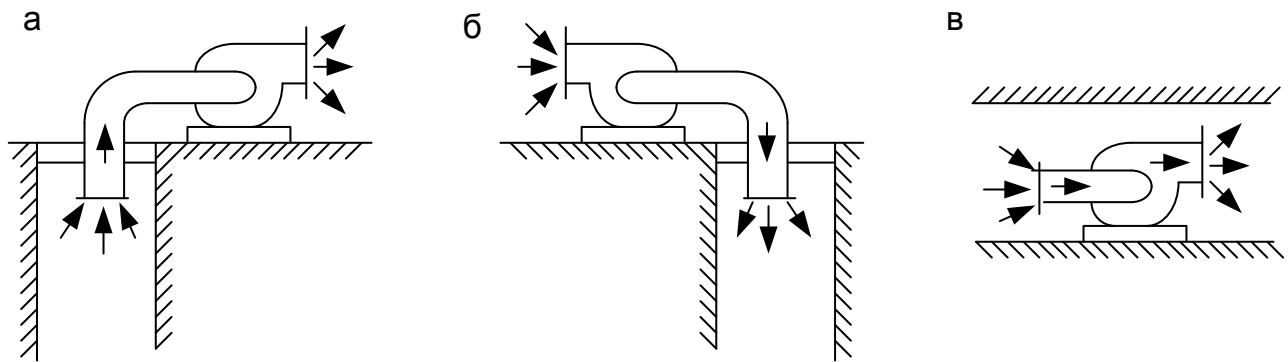


Рисунок 3.5 – Схеми включення вентилятора в мережу при роботі на: а – всмоктування; б – нагнітання; в – всмоктування і нагнітання

При цьому витрати вентилятора рівні:

$$Q_1 = Q_2 = Q_3 \quad (3.38)$$

А загальна депресія складається з депресій всіх вентиляторів:

$$h_{\text{заг}} = h_1 + h_2 + h_3 \quad (3.39)$$

Для визначення витрати і депресії двох послідовно працюючих вентиляторів, необхідно по їх індивідуальних характеристиках побудувати сумарну характеристику. Для цього на графік наносяться характеристики 1 і 2 вентиляторів і при 10 - 15 значеннях дебіту складаються депресії вентиляторів.

Таким чином, послідовна робота вентиляторів різного типорозміру призводить до збільшення депресії вентиляторів тільки при високому опорі вентиляційної мережі; при цьому збільшення витрат, як правило, виявляється незначним. Крім цього, при спільній роботі вентиляторів важче, ніж при одиночній, забезпечити відповідність режимів на ділянках які характеризуються з високим ККД [41].

При паралельній роботі вентиляторів потоки повітря від окремих вентиляторів зливаються і утворюють загальний потік.

В цьому випадку загальний обсяг повітряного потоку на ділянці АВ дорівнює сумі витрат вентиляторів:

$$Q_{\text{заг}} = Q_1 + Q_2 \quad (3.40)$$

Таким чином, запропоновано такі способи розміщення ВЕУ в умовах шахт для роботи на енергії незадіяних та відпрацьованих повітряних вентиляційних потоках:

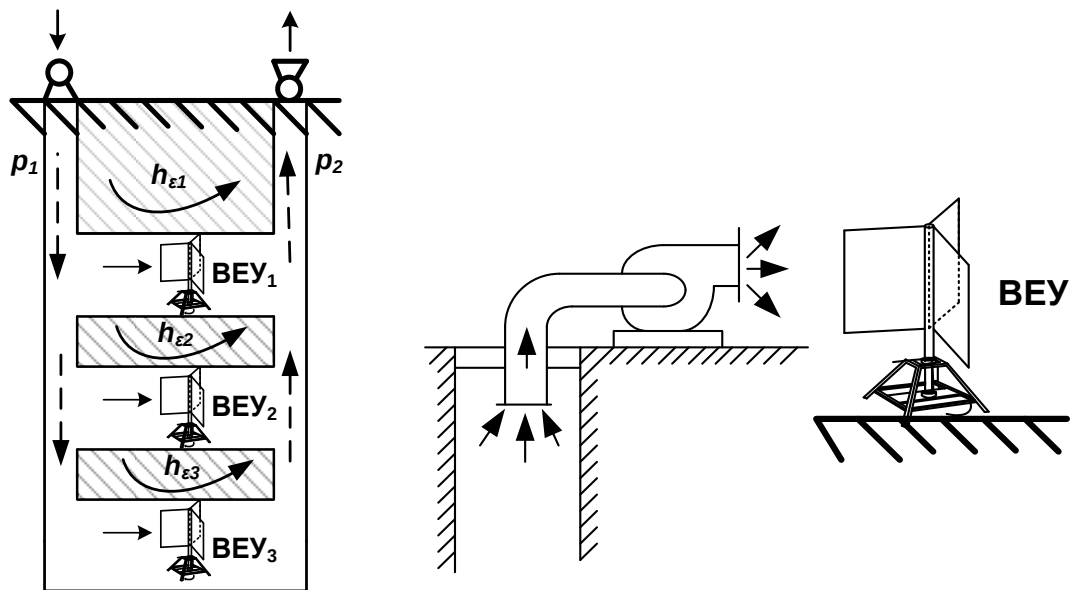


Рисунок 3.6 – Способи розміщення вітроенергетичних установок в умовах шахт для роботи на енергії незадіяних та відпрацьованих повітряних вентиляційних потоках

3.6 Оцінка гідроенергетичного потенціалу промислових підприємств

В Україні товарна залізна руда видобувається на 11-ти підземних підприємствах (шахтах, комбінатах) [41].

Аналіз по роках показує недостатньо високий ступінь взаємозв'язку між обсягами видобутку ЗРС і обсягами електроенергоспоживання, що може бути обумовлено як технологічною складовою, тобто внутрішніми факторами, так і зовнішніми, визначальними синергетичними складовими цього процесу.

Водовідливні (дренажні) установки за призначенням поділяються на головні (центральні), допоміжні (дільничні) і тимчасові (прохідницькі). До головних відносяться установки, призначені для своєчасного і постійного відкачування води і відкачування всього або більшої частини очікуваного припливу води до гірничих виробіток. При великій протяжності шахтних полів може використовуватися кілька головних водовідливних установок. На шахтах

використовуються дві – три головні водовідливні установки. Вони розміщені на двох – трьох горизонтах. Головний водовідлив кожної шахти складається з 4-х ступенів, яка включає в себе: водозбірники, насосну камеру, камеру підстанції і т.д. Насоси працюють не постійно, а включаються раз або кілька разів на добу для відкачування води. Коли водозбірники мають достатній об'єм для накопичення води, то відкачування води здійснюється повністю у нічний час (ш. Гвардійська). Коли цей обсяг не достатній для збору всієї води, то персонал змушений включати водовідливні установки і в денний час (ш. Батьківщина і ш. Жовтнева) [56].

Відомо, що застосування для цих цілей споживачів-регуляторів, в якості яких на гірничих підприємствах досить часто використовують водовідливні установки. Максимальний ефект досягається, якщо в години максимальної генерації ДРГ, вода повністю відкачується, а в інші години доби насоси не включаються. Але для цього необхідно мати достатній обсяг водозбірників і запас продуктивності насосів [62].

На доповнення до цього, постає інтерес застосування гідрогенераторів-аккумуляторів, які працюють разом з насосними установами шахт і кар'єрів. При цьому в години максимуму енергосистеми генератор виробляє електроенергію за рахунок енергії води, яка спускається з поверхні шахти або кар'єру, поповнюючи водозбірник. Потенційна енергія води, яка знаходиться на поверхні шахти або кар'єра обчислюється за формулами [62]:

$$W_{вод} = mgH, \text{ (Дж);}$$

$$W_{вод} = mgH / 3,6 \cdot 10^6 \text{ (кВт год);}$$

$$W_{вод} = V \cdot H / 360, \text{ (кВт год)}$$

де m – маса води, кг; g – прискорення вільного падіння, $9,81 \text{ м/с}^2$; H – статичний напір або різниця геодезичних відміток, м.

У гідрогенераторній установці енергія води перетворюється в електричну енергію.

$$W_{ел} = W_{вод} \cdot \eta_{ген}, \text{ (кВт год)}$$

де η – сумарний к. к. д. гідроенергетичної установки.

Потужність, яка передається в електричну мережу в години максимуму (наприклад $t_{\max} = 6$ годинам)

$$P_{ген} = W_{ел} / t_{\max} = W_{ел} / 6 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}$$

Цю ж кількість води буде потрібно відкачати насосними установками, для цього буде потрібно затратити електричну енергію, яку можна обчислювати за допомогою співвідношення

$$W_{нас} = W_{вод} \cdot \eta_{нас}, \text{ кВт год}$$

де η – сумарний к. к. д. насосної установки.

Потужність, використана з мережі в години мінімуму (наприклад $t_{\min} = 7$ годинам):

$$P_{викор} = W_{нас} / t_{ніч} = W_{нас} / 7 \text{ (кВт} \cdot \text{год)}$$

Беручи до уваги наведені раніше результати досліджень, щодо можливості впровадження ВДЕ в умовах ГЗК [41], можна зазначити актуальність та наявність підґрунтя для впровадження МГЕС в систему електропостачання ГЗК (рис. 2.11).

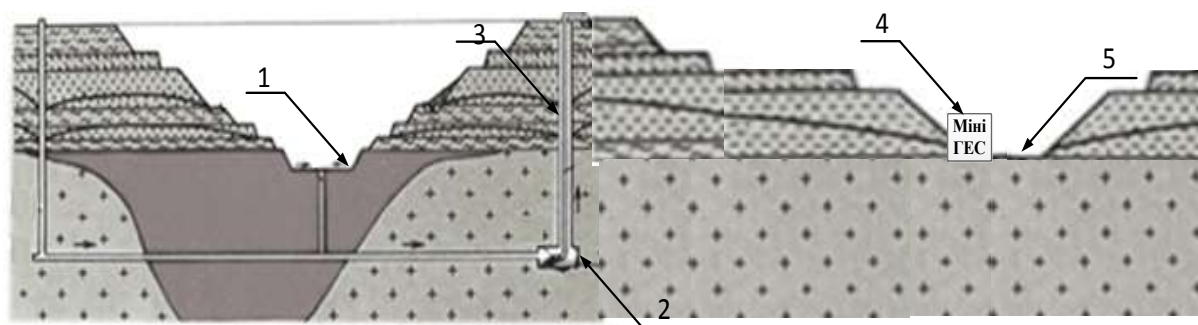


Рисунок 2.11 – Технологічна схема відкачування води з кар'єру

де 1 – місце накопичення води для відкачування; 2 – насос для відкачування води; 3 – труба по якій відкачується вода з кар'єру; 4 – турбіна мініГЕС, 5 – відстійники (хвостосховище)

При підземному водовідливі в кар'єрі вода перекачується або відводиться в спеціальні дренажно-водовідвідні вироблення (штреки), пройдені з ухилом у бік водозбірника з насосною камерою, звідки вона відкачується насосами на поверхню через водовідливні стволи або свердловини в поверхневі потоки або водойми. При цьому використовуються, в основному, ті ж самі насоси.

Розглянемо енергетичні складові процесу функціонування мікрогідроакумуючих станцій в умовах залізрудних підприємств.

Приплив води водозбірника визначається за швидкістю його наповнення або його частини за формулою [6]:

$$Q = \frac{V}{t},$$

де $V, \text{ м}^3$ – об'єм водозбірника або його частини, підлягає наповненню; $t, \text{ с}$ – час наповнення.

Відповідно до методу гідрогеологічних аналогій, які застосовується в простих гідрогеологічних умовах, оцінка притоку води в гірничі виробки визначається за формулою (2) [6]:

$$Q = Q_1 \cdot \frac{S}{S_1} \cdot \sqrt{\frac{H}{H_1}},$$

де $Q_1, \text{ м}^3/\text{с}$ – фактичний приплив до діючих виробкам, прийнятим в якості аналога, $\text{м}^3/\text{год}$; S та S_1 – площа проектних очисних виробок та їх аналогів, м^2 ; H – глибина проектних виробок, м , H_1 – глибина діючих виробок, м .

Енергію водотоку за час t на виділений ділянці водовідливу між перетинами горизонтів можна визначити як різницю енергії потоку в цих горизонтах на підставі рівняння Бернуллі [6]:

$$E_v = \rho \cdot g \cdot W \cdot \left(Z_1 - Z_2 + \frac{P_1}{\rho g} - \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\beta_1 \cdot v_1^2}{2 \cdot g} - \frac{\beta_2 \cdot v_2^2}{2 \cdot g} \right),$$

або

$$E_v = \rho \cdot g \cdot W (Z_1 - Z_2) + W \cdot (P_1 - P_2) + 0,5 \cdot \rho \cdot W (\beta_1 \cdot v_1^2 - \beta_2 \cdot v_2^2)$$

де E_v – енергія водотоку на виділений ділянці, Дж; t – час, с; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння м/с^2 ; ρ – густина рідини, кг/м^3 (для водотоків з

чистою прісною водою $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$); W – обсяг стоку води, м^3 ; Z_1 і Z_2 – геометрична висота над площиною порівняння в горизонтах, м; P_1 і P_2 – тиск в перетинах горизонтах, Па; v_1 і v_2 – середня швидкість води в горизонтах, м/с; β – коефіцієнт кінетичної енергії (Коріоліса).

Таким чином потужність потоку води водовідливу можна визначити з формули:

$$N_v = \frac{E_v}{t};$$

А генерована ЕЕ мікрогідроакumuлюючою станцією в умовах залізорудних підприємств визначається з формули (2.54), при врахуванні сумарного коефіцієнту корисної дії:

$$N_g = \rho \cdot g \cdot \frac{W}{t} (Z_1 - Z_2) \cdot \eta,$$

де η – сумарний коефіцієнт корисної дії мікрогідроакumuлюючої станції.

Контрольні питання до розділу 3

1. Охарактеризуйте енергетичний потенціал нетрадиційних та відновлювальних джерел енергії в Україні.
2. У чому особливість методів оцінки потенціалу нетрадиційних та відновлювальних джерел електричної енергії при їх впровадженні в умовах галузей народного господарства?
3. Охарактеризуйте потенціал сонячної фотоенергетики.
4. Охарактеризуйте вітровий потенціал в умовах промислових підприємств.
5. Охарактеризуйте гідроенергетичний потенціал промислових підприємств.

Розділ 4 Системи збору низькотемпературного тепла підземних шахтних вод та повітря для застосування в теплових насосах

4.1 Загальні відомості про тепловий насос

Принцип теплового насосу впливає із робіт Карно (його дисертації 1824р.). Практичну теплонасосну систему розробив Вільям Томсон (лорд Кельвін) у 1852р. Вона мала назву "множинник тепла" [1].

Тепловий насос Томсона використовує повітря в якості робочого тіла. Навколишнє повітря засмоктується у циліндр, розширюється і від цього охолоджується, а потім проходить наскрізь теплообмінник, де нагрівається навколишнім повітрям. Після стиснення до атмосферного тиску повітря із циліндру поступає в приміщення, яке нагрівається, будучи нагрітим до температури вище навколишнього.

Теплові насоси отримали інтенсивний розвиток у США та Європі тільки у 20-х 30-х роках 19-го століття.

Перший англійський тепловий насос для великої будівлі (40-80кВт) показано на рис.4.1

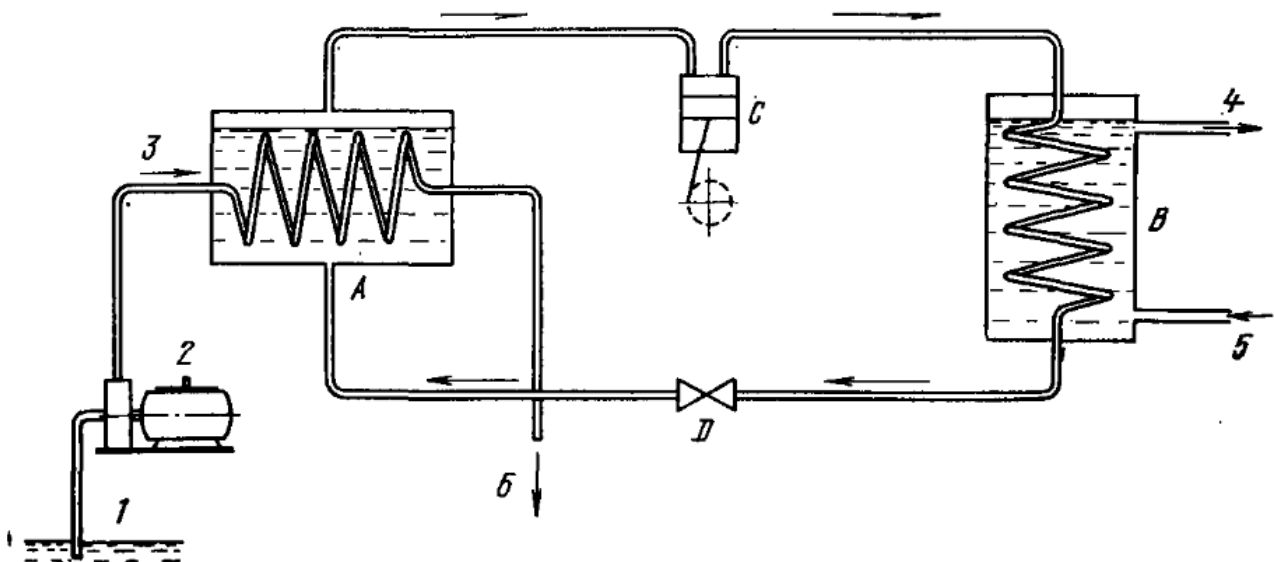


Рисунок 1.2 – Перший англійський тепловий насос для великої будівлі (40- 80кВт).

1 - річка; 2 - водяний насос; 3 - річна вода 4,5°C; 4 - нагріта вода, 50°C;

5- зворотня вода 44,5 °C; 6 - скидна вода; А - випарник; В - конденсатор;
С - компресор; D - дросель

Наразі у світі уже не стоїть питання про необхідність та економічну доцільність впровадження теплових насосів, просто вони постійно удосконалюються. Міжнародне енергетичне агентство і Європейське економічне співтовариство проводить великі програми де приділяється багато уваги тепловим насосам.

Застосування теплових насосів вигідно за таких умов:

- при незначному підвищенні температурного потенціалу;
- при постійних теплових навантаженнях та температурах теплоносіїв;
- при низькій вартості електроенергії в порівнянні з паливом.

Промислові теплові насоси відрізняються від інших аналогів значно більшою потужністю та габаритами. Такі насоси зазвичай використовують оборотну воду систем охолодження та кондиціювання. Типова схема роботи одно контурного теплового насоса показана на рисунку 4.2.

Газоподібний холодоагент надходить в компресор для стиснення.

Компресор, використовуючи електричну енергію стискає газоподібний холодоагент, при цьому його тиск і температура холодоагенту збільшуються згідно універсального газового закону Клапейрона - Менделєєва.

Нагрітий холодоагент під високим тиском надходить в конденсатор. В конденсаторі відбувається передача тепла від нагрітого холодоагенту теплоносію системи опалення. В результаті холодоагент охолоджується і відбувається процес конденсації (перехід з газоподібного стану в рідкий).

Після конденсатора встановлений розширювальний вентиль. Функція розширювального вентиля – знизити тиск холодоагенту. Внаслідок зниження тиску температура також падає.

Пройшовши через розширювальний вентиль, холодоагент надходить у теплообмінник. У випарнику холодоагент випаровується (переходить з рідини в газ) та закипає. При цьому температура кипіння холодоагенту нижче температури зовнішнього повітря (нормальна температура кипіння фреону R22 при

атмосферному тиску - 40°C). У процесі кипіння фреон відбирає тепло у джерела низько потенційної енергії. Далі цикл відбувається знову.

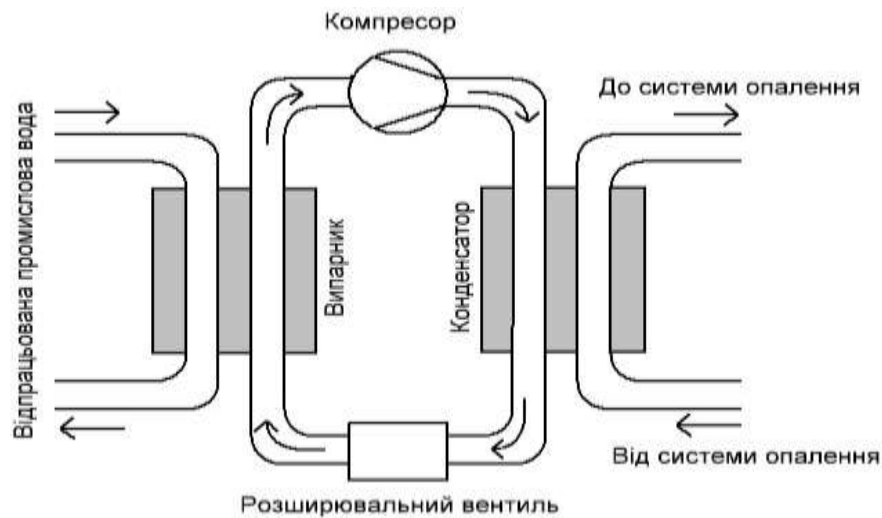


Рисунок 4.2 – Схема промислового теплового насоса

Теплові насоси по виду робочого агента поділяються на три типи: парокомпресійні, абсорбційні і термоелектричні.

У парокомпресійних теплових насосах (рис. 4.3) використовується теплота випаровування і конденсації холодоагенту, яким зазвичай є фреони.



Рисунок 4.3 – Цикл парокомпресійного теплового насоса

При більш високому тиску температура конденсації (кипіння) підвищується, тому холодоагент конденсується при більш високій температурі, ніж

випаровується. Тому тепловий насос дозволяє передавати теплоту від холодного теплоносія до гарячого. При цьому він споживає енергію, необхідну для стиснення холодоагенту, але вона повинна бути менше, ніж кількість теплоти, що отримується гарячим теплоносієм.

Значення μ має бути більше за 1; чим більший цей коефіцієнт – тим робота теплового насоса ефективніше. При $\mu = 1$ робота теплового насоса втрачає сенс, тому що електроенергію, затрачену на стиск, можна використовувати для отримання теплоти за допомогою набагато більш дешевих, ніж теплові насоси, електронагрівачів. При $\mu < 1$ в тепловому насосі енергії витрачається більше, ніж виробляється теплоти. Зазвичай цей коефіцієнт і рівним 3-4, а це означає, що установка в 3-4 рази більше продукує енергії ніж витрачає електроенергії.

Компресійні теплові насоси є найпоширенішими.

На рис.4.3 представлені відомі схеми найпоширеніших зовнішніх вхідних та вихідних контурів, які підключаються до теплового насосу типу вода- вода. У такій схемі не завжди задіяні усі контури. Зовнішні вхідні низько температурні контури обумовлені наявністю можливостей їх створити або економічною доцільністю створення. Так для позиції "а" потрібно мати достатньо багато води ґрунтової зі стабільною температурою літом і взимку, для позиції "б" потрібно мати досить велику площу, щоб вкласти труби в ґрунт на глибину 2-4м, для позиції "в" треба мати досить м'який ґрунт для буріння свердловини на глибину 40-100 м і більше. Зовнішні вихідні контури теж можуть мати додаткові пристрої, наприклад настінні водяні конвектори і фенкойли та інші. Наявність таких додаткових пристроїв залежить від потреб споживача, а їх кількість - від потужності теплогенератора (тепло трансформатора), в якості якого у цій схемі є тепловий насос.

Система керування для таких систем теж може бути різною в залежності від бажань користувача. На рис.4.3 умовно показана система керування нагріванням підлоги у функції температури зовнішнього оточення будівлі та температури у приміщенні. Керування параметрами приводу насоса та клапанами здійснюється, як правило за допомогою вбудованого контролеру.

На разі все більше на ринок просувається бездротова технологія керування. Як приклад можна розглянути систему бездротового керування провідної фірми в області опалення "Данфосс". Вона може бути застосована як для житлових будинків так і для промислових будівель. На шахтах та гірничо - збагачувальних комбінатах це приміщення побутових потреб, офісних відділень та майстерень. Система може працювати з любым польовим обладнанням та їх локальними керуючими (вбудованими) пристроями.

У якості пристроїв, які генерують тепло для таких систем можуть бути як теплові насоси так і теплові котли різних конструкцій.

Такі системи також контролюють параметри і керують усім допоміжним обладнанням усеї арматури керування водяними і тепловими потоками.

4.2 Практика застосування теплових насосів в Україні та світі

Генеральний секретар ЕНРА (Європейська асоціація теплових насосів) Томас Новак підкреслив у 2018р., що технологія теплових насосів вже може поставляти готові рішення для ринку практично для всіх потреб в опаленні і охолодженні в житлових, комерційних і промислових приміщеннях. Зокрема, він підкреслив переваги теплових насосів в якості інтеграційних рішень, які працюють разом з іншими технологіями для створення більш відновлюваної і збалансованої системи.

Томас Новак також зазначив, що так званий «зелений газ» не є вільним від викидів, тому він не є ефективним рішенням для заміни існуючих систем опалення, і замість цього ми повинні зосередитися на енергоефективності та рекуперації енергії.

Цитуючи результати Звіту про ринок і статистику за 2018 рік, Томас Новак розповів про те, як європейська індустрія теплових насосів зможе зіграти центральну роль в найближчі роки. Фактично, ринкові продажі за останні три роки зросли на 13-15%, і при таких темпах зростання до 2024 року очікується подвоєння європейського ринку теплових насосів [1].

Це можна бачити з ілюстрації (рис.4.4) де показано прогноз продажу теплових насосів у Європі до 2025р. Причому залежність продажу від співвідношення ціни на газ і електроенергії, що показано на рисунку 4.2 мало відрізняється від змін ВВП, нових будівництв на визначений термін. Співвідношення ціни на енергію - це співвідношення між ціною на електроенергію (тобто допоміжної енергією, використовуваної більшістю теплових насосів) і ціною 1 кВт-год корисної теплової енергії, яка постачається конкуруючими технологіями - в даному випадку природним газом.

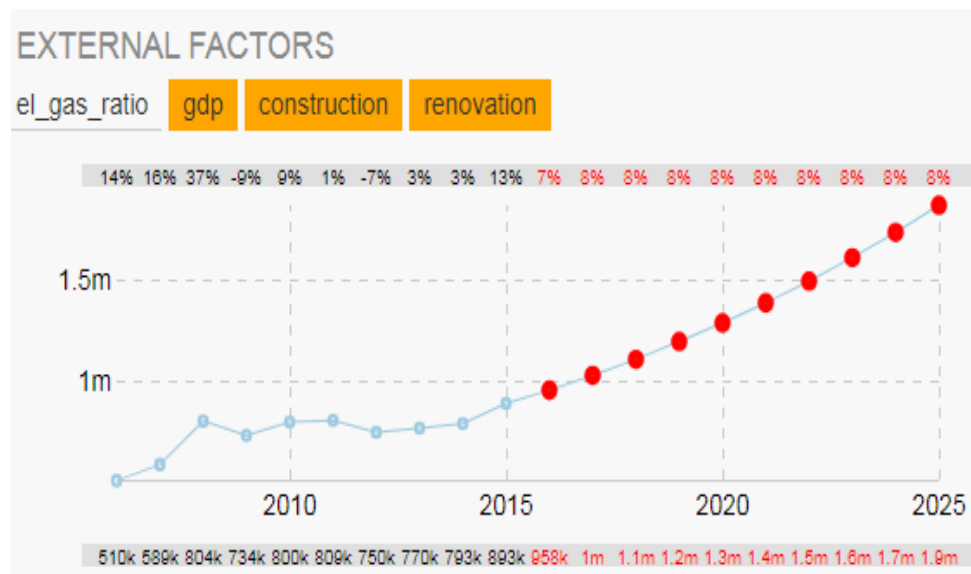


Рисунок 4.4 – Прогноз продажу теплових насосів у Європі до 2025 р.

Він заснований на вартості використання енергії (без врахування щорічних зборів, показань лічильників і т. і.) і включає втрати ефективності котла на викопному паливі. Співвідношення ціни на електроенергію показує експлуатаційні витрати систем опалення, що використовують різні види палива, в порівнянні з вартістю електроенергії: система теплового насоса має порівняльну перевагу по експлуатаційних витрат в порівнянні з конкуруючими технологіями, коли коефіцієнт сезонної продуктивності (SPF) в місці застосування вище, ніж співвідношення ціни на енергоносії. Чим більше різниця між SPF і співвідношенням ціни на енергію, тим більше перевага [2].

Більш радикальні плани у Нідерландів. В кінці 2016 року уряд Нідерландів представив свою «Енергетичну стратегію», в якій проголошується політика переходу до низько вуглецевої економіки в 2050 році [3].

Згідно з Енергетичною стратегією 10% попиту на теплову енергію буде вироблятися конденсаційними котлами, 15% електричними тепловими насосами, 15% гібридними тепловими насосами і 20% мережами централізованого теплопостачання. Останні будуть частково працювати на скидному теплі (70%) і частково на геотермальній енергії (30%).

Для новозбудованих будинків Європейська директива щодо енергетичних характеристик будівель (EPBD) встановлює прагнення до енергонезалежності будинків. З 2021 року всі нові будівлі повинні відповідати відповідним вимогам законодавства. Проте, будівництво нових житлових приміщень буде лише вносити обмежений внесок в необхідне поліпшення стійкості побудованої навколишнього середовища [4].

Результати дослідження ринку теплових насосів, проведеного в 2017 році, Польською асоціацією по розробці технології теплових насосів (Polską Organizację Rozwoju Technologii Pomp Ciepła (PORT PC)), забезпечують основу для оптимістичних прогнозів подальшого розвитку ринку теплових насосів в Польщі, в найближчі кілька років.

Аналіз продажів теплових насосів в 2010-2017 роках показує гармонійний і безперервне зростання ринку.

Інформація про ринок теплових насосів в 2017 році була заснована на результатах моніторингу ринку опалювальних приладів, узгоджених асоціаціями PORT PC і SPIUG.

Весь ринок теплових насосів в Польщі збільшився приблизно на + 22%. За оцінками PORT PC, в 2017 році було продано близько 27 000 теплових насосів.

У односімейних приватних будинках за даними PORT PC, в 2017 році він склав 12,5% (Кожна восьма нову будівлю). У 2010 році PORT PC оцінив, що частка теплових насосів в новобудовах була нижче 3%. В оптимістичному

прогнозі зростання ринку PORT PC в 2020 році частка теплових насосів в нових односімейних будинках може досягати 20-25%.

У минулому році ринок теплових насосів типу «повітря-вода», використовуваних для установок центрального опалення, збільшився на 55%, а ринок всіх типів теплових насосів, пов'язаних з центральним опаленням, збільшився на 30%.

Згідно з останнім аналізом ринку PORT PC, в минулому році виробники та дистриб'ютори теплових насосів для підготовки гарячої води продали в цілому близько 9 300 одиниць.

Кількість проданих в 2017 році теплових насосів розсіл / вода оцінюється в 5200 одиниць, в порівнянні з попереднім роком збільшення продажів на 5%.

Грунтові теплові насоси також мають значну частку на ринку теплових насосів для опалення або охолодження приміщень [5].

За останні 14 років продаж теплових насосів в Швеції виросли більш ніж в два рази - зараз в країні встановлено 1,7 мільйона теплових насосів, які працюють на благо 10 мільйонів жителів [6].

У 2017 році було продано трохи більше 120 тис. теплових насосів, більшість з яких системи «повітря / повітря».

Швеція, зараз, є країною з найбільшою кількістю встановлених теплових насосів на душу населення в світі. У кожному другому житловому приватному будинку встановлений тепловий насос.

25 ТВт-год - Внесок теплових насосів для опалення будинків.

В Швеції здійснено зниження споживання електроенергії (з 1987 року на 35%) і мазуту (з 1983 року на 97%) для опалення будинків і ГВП.

Слід відзначити велику роль теплових насосів великої потужності для опалення багатоквартирних будинків в системах централізованого теплопостачання.

Велику теоретичну роботу (більше 6 років) з дослідження теплових насосів зробила асоціація вчених центральної Європи IEA-EBC [7,8,9]. У всіх цих працях не достатню були розглянуті питання групового керування тепловими насосами.

Є ще один приклад використання шахтних вод. На північному сході Англії затоплену вугільну шахту Хебберн (рис.1.10) перетворюють на геотермальну електростанцію.

Пілотний проект схвалила Рада Південного Тайнсайда.

Пілотний проект буде включати буріння двох свердловин для транспортування води із затоплених шахт.

Очікується, що буріння і випробування на життєздатність будуть завершені до III кварталу 2021 року. Dunelm Geotechnical and Environmental Ltd сподівається видобувати воду зі свердловини з глибини 300-400 метрів. Для отримання тепла з води буде використовуватися спеціальний тепловий насос.

Електростанція на ділянці видобутку буде розподіляти енергію для обігріву місцевих будівель. Наприклад, житлових багатоповерхових будинків. План полягає в тому, щоб використовувати сонячні батареї і теплоелектроцентраль для вироблення електроенергії.

Шахта Хебберн - лише одна з багатьох, які можуть дати поштовх виробництву геотермальної енергії в країні. Глава відділу інновацій в Coal Authority Джеремі Крукс вважає, що перетворення існуючих вугільних шахт в геотермальні електростанції є «активом, має стратегічне значення для Великобританії».

У 2020 році в Coal Authority було близько 30 різних проектів, спрямованих на виробництво близько 2,2 ГВт * год. геотермальної енергії на занедбаних шахтах щорічно. Якщо припустити, що проект «шахта Хебберн» піде за планом, цілком ймовірно, що у Великій Британії буде реалізовано ще кілька конверсійних проектів.

В Україні теж багато робиться для інсталяції систем теплових насосів в різних галузях діяльності держави. Дуже великий потенціал низькотемпературних джерел є в гірничій промисловості

В даний час в Україні шахтні й кар'єрні води вугільної промисловості, залізрудних підприємств, а також кар'єрів з видобутку нерудних матеріалів, що скидаються в гідрологічну мережу країни, складають в сумі понад мільярд м³ на

рік. Це включає в т.ч.: 788 млн. м³/рік - підприємствами вугільної промисловості, 150 млн. м³/рік - залізорудними підприємствами і 70 млн.м³/рік - рештою видобувними підприємствами нерудної галузі [10].

В умовах сучасного кризового стану з недостатньої кількості традиційних енергоносіїв для економіки України є актуальним розвиток та використання нетрадиційних джерел енергії. Найбільше привабливим з економічної точки зору є використання низькотемпературних джерел енергії, одним з яких є тепловий насос.

ТН має системні переваги в порівнянні з іншими теплоджерелами [67].

При застосуванні ТН з електричним приводом електроенергія споживається для трансформації теплоти з порівняно низькою температурою в теплоту з температурою мережі теплопостачання, тобто одночасно реалізується як теплове, так і силове якість електроенергії, завдяки чому досягається економія первинного енергоресурсу. По суті, витрачається в ТН електроенергія заміщає високоякісне паливо: вугілля, природний газ і рідке паливо [103].

Досить ефективно ТН можуть використовуватися безпосередньо в діючих теплофікаційних системах з теплоелектроцентралями. Тут вони можуть застосовуватися для зниження температури зворотної мережної води із забезпеченням додаткового вироблення електроенергії по економічному теплофікаційному циклу, а також в системах оборотного водопостачання для поліпшення роботи градирень, і для безпосереднього підігріву прямої мережевої води за рахунок утилізації скидних вод теплоцентралі.

Тому теплові насоси мають суттєві відмінності від традиційних джерел отримання енергії, які необхідно враховувати при їх економічному виборі.

Як було показано вище, давно і продуктивно цим займаються багато компаній але на теперішній час не получила розвиток теорія керування процесами трансформації та утилізації з екстремальними показниками цієї енергії для розосереджених систем.

Це стосується і централізованих комбінованих систем опалення на підприємствах:

1. Сучасне централізоване теплопостачання відчуває ряд труднощів таких як: високий знос обладнання, що призводить до неекономічних режимів; високий обсяг теплових втрат при виробництві і транспорті енергоносія; слабе впровадження енергозберігаючих технологій. Для цього необхідно використовувати енерготехнологій, що ґрунтуються на застосуванні енергозберігаючого обладнання. Таким є тепло насосні установки та обладнання, що працює на відновлюваних джерелах енергії (вітроелектричні установки, сонячні панелі);

2. Необхідність підвищення якості теплопостачання: облік і компенсація теплових втрат в реальний момент часу, що виникають при появі вітру.

3. В даний час в Україні виражена слабка тенденція застосування енергетичного обладнання, яке працює на відновлюваних джерелах енергії, що дозволило б вирішити цілий комплекс питань, пов'язаних з енергозбереженням. За умов розширення типів технологічних процесів, де застосовуються теплові насоси, стає актуальним розробка таких складних автоматизованих систем керування, не тільки окремими тепловими насосами, а і їх сукупністю. Це дає переваги в економії електроенергії, яка використовується для компресорів цих теплових насосів.

Отже, оцінивши на основі статистичних даних енергопотреби будівлі, оцінивши енергетичний потенціал регіону, в якому вона розташована, дослідивши існуючі джерела електричної енергії, опалювальні котли та теплові насоси, виокремивши їх позитивні та негативні аспекти використання у системах енергопостачання, можна визначити задачі дослідження:

- побудова та дослідження термодинамічної моделі будівлі;
- дослідження математичної моделі теплового насоса;
- побудова структурної схеми опалення окремої будівлі та декількох;
- побудова та опис контролера системи опалення окремої будівлі та декількох;
- визначення апаратурної складової системи енергопостачання;

– моделювання роботи системи опалення у середовищі MatLabSimulink з використанням різних типів контролерів з метою зменшення вартості на опалення.

4.3 Перспектив застосування теплових насосів на шахтах залізрудних підприємств

У шахтах джерелами низькопотенційної теплової енергії є:

1. Повітря вентиляції з вентилятором продуктивністю $500 \text{ м}^3 / \text{сек}$, який протягом року викидає $3,8 \times 10^8$ кДж теплоти.

2. Водовідлив з об'ємом відпливу $150 \text{ м}^3/\text{рік}$ протягом року викидає в навколишнє середовище до $2,9 \times 10^9$ кДж теплоти.

Крім того джерелами НДЕ є системи охолодження компресорної станції, електричних приводів великої потужності (підйомних машин).

Експертна оцінка обсягів води, яка викачується в рік з 12 шахт Кривого Рогу з постійною цілорічної температурою $14-17^\circ\text{C}$ - близько 12 млн. м^3 , енергетичний потенціал якої відповідає $200 \text{ млн. кВт}\cdot\text{год}$. Якщо ще використовувати енергетичний потенціал повітря вентиляції шахт та других НДЕ, то цифра ця збільшиться чи не в двічі, що можна порівняти з енергетичного потенціалу, наприклад з 3% річного видобутку нафти компанією ПАТ «Укрнафта». Звичайно цифри ці справедливі, якщо використовувати весь потенціал НДЕ, але це не завжди можливо, наприклад через відсутність теплових комунікацій або взагалі через те, що намітилася загальної тенденції автономного енергозабезпечення житлових об'єктів.

Якщо застосувати теплові насоси, що використовують низькопотенційне тепло шахтних вод і повітря вентиляції шахт, то можлива модернізація центрального теплопостачання Кривого Рогу зі значно меншим залученням енергоресурсів з зовнішніх джерел, то зможемо і істотно скоротити споживання газу. А після окупності інвестицій, можна істотно знизити тарифи на теплопостачання.

Для того щоб продемонструвати це, видається обґрунтування до пілотного проекту, який може бути реалізований в м Кривому Розі.

У місті з населенням 655 тис. чоловік виробляється тепла котельними централізованого опалення понад 4200 тис. Гкал на рік.

Пропонований пілотний проект може забезпечити теплом потреби шахти і частково забезпечити теплом один з районів міста і виробляти тепла 58008,5583 Гкал на рік, що становить майже 1,4% від загальноміського споживання тепла.

В середньому, при використанні всього потенціалу низькотемпературних джерел, на кожній з 12 шахт можна встановити теплових насосів потужністю 13000 Вт, половину з якої можна використовувати для власних потреб шахт, а іншу половину - віддавати в централізоване теплопостачання міста, що становить майже 15% від загальноміського споживання тепла. Але далеко не всі шахти мають теплові комунікації з міською тепломережею. Тому на таких шахтах потрібно буде затратити кошти на трубні комунікації.

4.4 Математична модель системи з тепловим насосом

Математична модель теплового насоса представлена у вигляді функції $\Phi_i(X, Y, Z, t) = 0$, де X – вектор вхідних параметрів, Y – вектор вихідних параметрів, Z – вектор параметрів управління, t – координата часу.

Вхідними параметрами процесу одночасного нагріву і охолодження теплоносіїв приймаються параметри, значення яких заздалегідь відомі і визначають режим роботи теплового насоса. Отже, значення вихідних параметрів визначаються режимом процесу роботи теплового насоса і керуючими параметрами. Керуючі параметри – змінні характеристики процесу, на які можна надавати прямий вплив і які дозволяють управляти процесом одночасного нагріву і охолодження теплоносіїв. Графічне зображення функціональної схеми математичної моделі теплового насоса представлено на рисунку 4.5.

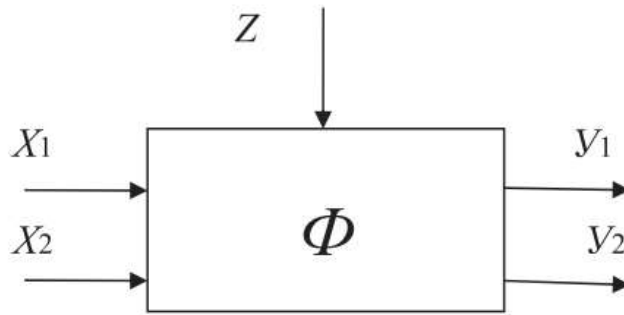


Рисунок 4.5 – Функціональна схема математичної моделі теплового насоса

Позначимо вектори:

$X_1 = \{t_{x1}, q_{x1}, N, h\}$ – перший вхідний вектор; t_{x1} – початкова температура холодоагенту, °C; q_{x1} – витрата холодоагенту, кг/с; N – потужність компресора теплового насоса, Вт; h – коефіцієнт втрати тепла теплового насоса.

$X_2 = \{t_{x2}, G_{x2}\}$ – другий вхідний вектор; t_{x2} – початкова температура теплоносія системи опалення, °C; G_{x2} – витрата теплоносія системи опалення, кг/с.

$Y_1 = \{t_{y1}, q_{y1}, Q_1\}$ – перший вихідний вектор; t_{y1} – кінцева температура холодоагенту, °C; q_{y1} – витрата холодоагенту, кг/с; Q_1 – тепловий потік, який забирається у геотермального теплоносія.

$Y_2 = \{Q_2, q_{y2}\}$ – другий вихідний вектор; Q_2 – тепловий потік, що надходить до теплоносія системи опалення, Вт; q_{y2} – витрата теплоносія системи опалення, кг/с.

$Z = \{t_{y2}\}$ – управляючий вектор; t_{y2} – кінцева температура теплоносія системи опалення, °C.

Тепловий насос – складна система з великою кількістю динамічних параметрів, тому математична модель передбачає деякі спрощення, а саме:

- у всій системі вважається постійним значенням витрата холодоагенту q_x ;

– модель враховує значення енергії компонентів теплового насоса. Якщо одне із значень змінилось, то необхідно враховувати вплив на інші параметри відповідно до точності розрахунків.

При побудові моделі необхідно знати температуру між кожними елементами системи теплового насоса і потім визначити ентальпію холодоагенту.

Енергія холодоагенту на вході у випарник визначається як:

$$Q_{\text{рк}} = q_x s_{\text{рк}} T_{\text{рк}}$$

де q_x – витрата холодоагенту, кг/с; $s_{\text{рк}}$ – ентропія холодоагенту на виході з розширювального клапана, Дж/кг·К; $T_{\text{рк}}$ – температура холодоагенту на виході розширювального клапана.

Тепловий потік, отриманий від середовища через випарник може бути представлений як:

$$Q_{\text{вип}} = q_{\text{пов}} c_{\text{пов}} (T_1 - T_2)$$

де $q_{\text{пов}}$ – витрата повітря у випарнику, кг/с; $c_{\text{пов}}$ – питома теплоємність повітря, Дж/кг·К; T_1, T_2 – вхідна і вихідна температура повітря, К.

Теплова потужність компресора розраховується як:

$$Q_{\text{комп}} = q_x (s_{\text{к}} - s_{\text{вип}}) (T_{\text{к}} - T_{\text{вип}})$$

де $s_{\text{к}}$ – ентропія холодоагенту на виході компресора, Дж/кг·К; $s_{\text{вип}}$ – ентропія холодоагенту на виході випарника, Дж/кг·К; $T_{\text{к}}$ – температура холодоагенту на виході компресора, К; $T_{\text{вип}}$ – температура холодоагенту на виході випарника, К.

Вхідна енергія холодоагенту в розширювальному клапані визначається як:

$$Q_{\text{конд}} = q_x s_{\text{конд}} T_{\text{конд}}$$

де $s_{\text{конд}}$ – ентропія холодоагенту на виході конденсатора, Дж/кг·К; $T_{\text{конд}}$ – температура холодоагенту на виході конденсатора, К.

Приведемо схему теплового насоса на рисунку 4.6 відповідно до описаних вище рівнянь.

Таким чином, можна описати теплову потужність усієї системи:

$$Q_{\text{ТН}} = \frac{Q_{\text{рк}} + Q_{\text{комп}} + Q_{\text{вип}} - Q_{\text{конд}}}{\frac{1}{2} q_x (s_{\text{конд}} - s_{\text{к}})} c q_a$$

де c — питома теплоємність води, Дж/кг*К; q_a — витрата води у акумуляційний бак, кг/с;

Розрахунок витрати гарячої води в акумуляційній ємності може бути описаний як:

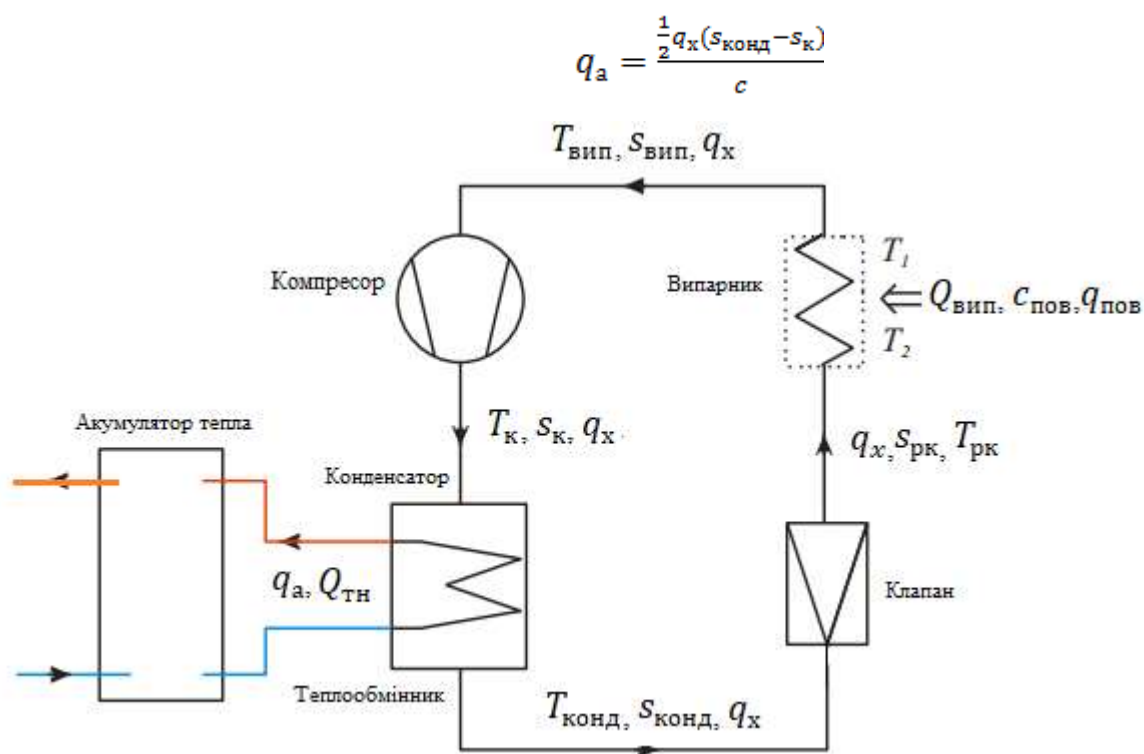


Рисунок 4.6— Схема теплового насоса

Коефіцієнт ефективності (COP) пов'язаний з режимом нагрівання і визначається з енергією теплового насоса та використанням електричної енергії:

$$COP = \frac{Q_{\text{ТН}}}{W} = \frac{Q_{\text{ТН}}}{\frac{Q_{\text{комп}}}{\eta_{\text{к}}}}$$

де $\eta_{\text{к}}$ — ККД компресора.

Беручи до уваги динаміку конденсатора та випарника, можна записати спрощену математичну модель теплового насоса у вигляді системи диференційних рівнянь:

$$\begin{cases} C_c \frac{dT_{cout}}{dt} = F_{cin} c_w (T_{cin} - T_{cout}) + COP * E \\ C_v \frac{dT_{vout}}{dt} = F_{vin} c_w (T_{vin} - T_{vout}) + (COP - 1) * E \end{cases}$$

Типова принципова схема опалення с використанням єдиного джерела тепла (в даному випадку теплового насоса) вказана на рисунку 3.4.

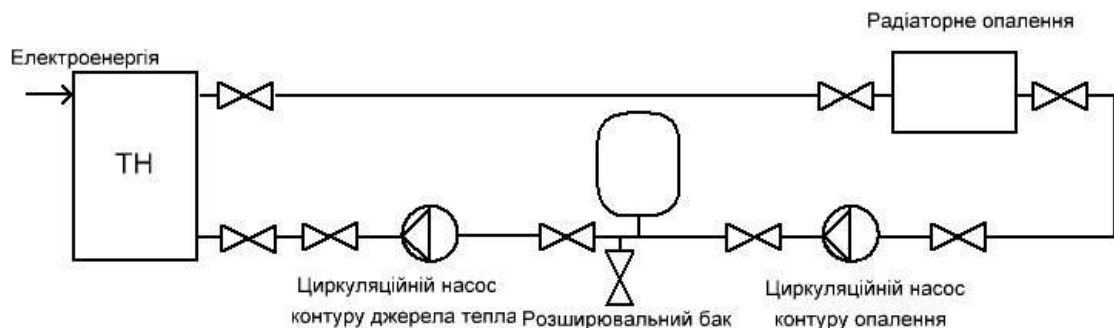


Рисунок 4.7 – Типова схема опалення з використанням теплового насоса

Схема складається з таких основних елементів, як:

- тепловий насос – джерело теплової енергії;
- циркуляційний насос, який призначений для забезпечення циркуляції води;
- розширювальний бак – призначений для захисту системи опалення від перевищення максимально допустимого робочого тиску і відведення повітря з системи.

У випадку, коли в одну систему об'єднуються кілька різних джерел теплової енергії (газовий, твердопаливний, електричний котли, тепловий насос і сонячний колектор) або якщо не вдається оптимізувати постійний температурний режим джерела, в системах опалення використовується буферний бак (рис. 4.7). Він

збирає тепло в будь-який час роботи кожного з джерел, акумулює його і в постійном безперервному режимі віддає його в систему опалення будівлі [13].

Підключення буферної ємності в контур передачі теплової енергії підвищує економічність роботи самого котла за рахунок збору і накопичення тепла. Це дозволяє виключити холосту витрату теплової енергії з системи.

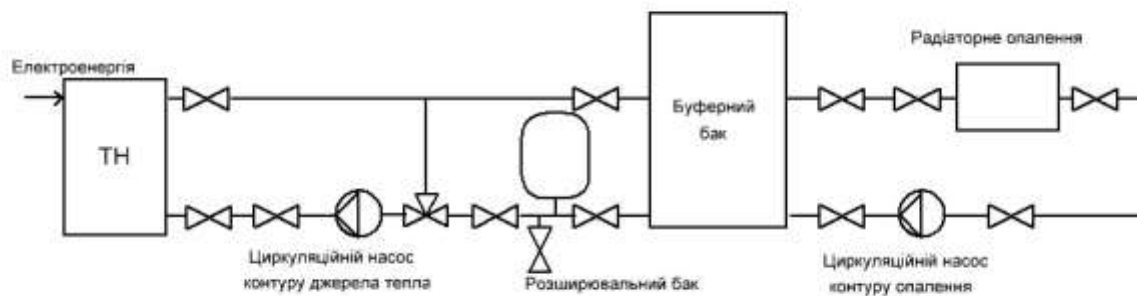


Рисунок 4.8– Типова схема опалення з використанням котла та буферної ємності

У випадку, коли необхідне резервне джерело теплової енергії, його під'єднують до основної схеми триходовими вентилями, як показано на рисунку 4.9.

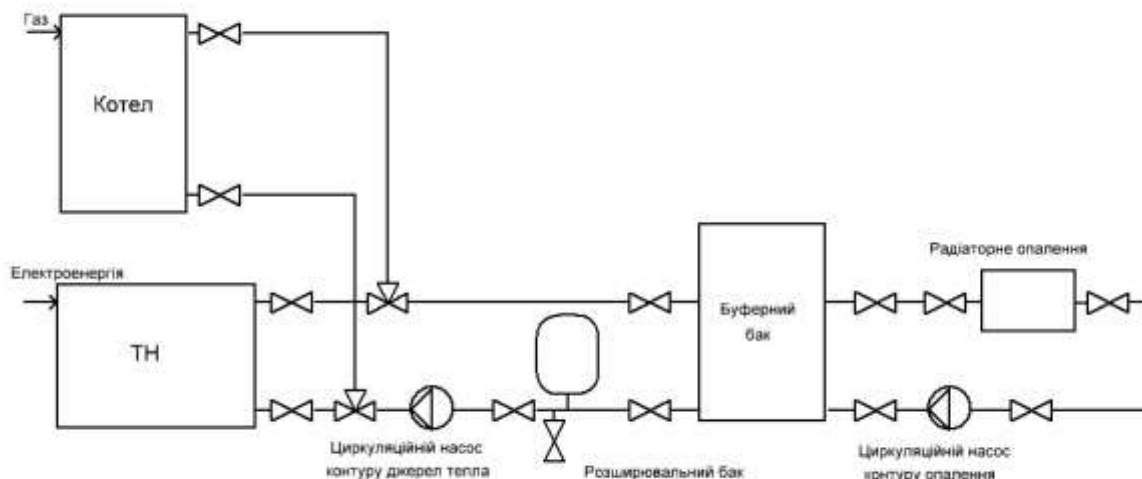


Рисунок 4.9 – Структурна схема системи опалення

У даному випадку основним джерелом є тепловий насос, а резервним – газовий котел.

Суміжне використання теплового насоса та газового котла дозволяє:

- продукувати тепло за наявності або електроенергії, або газу;

– зменшити грошові витрати шляхом використання газового котла замість теплового насосу у найбільш холодні періоди, котли компресор працює на повну потужність і використовує занадто багато електроенергії;

– у випадку малого тиску низькопотенційного джерела тепла або при низькій його температурі переключити систему на опалення від газового котла.

Перемикання системи на живлення від газового котла відбувається при:

- зменшенні температури низькопотенційного джерела;
- відсутності електропостачання компресора;
- зменшенні витрати води.

Контрольні питання до розділу 4

1. З яких основних вузлів складається тепловий насос?
2. Які особливості застосування теплових насосів в Україні та світі?
3. Які перспективи застосування теплових насосів в Україні та світі?
4. Охарактеризуйте принцип функціонування теплового насосу.
5. Вкажіть математичну модель системи з тепловим насосом.

Розділ 5 Комплексне використання відновлювальних джерел в умовах гірничометалургійних підприємств

5.1 Основи вибору оптимальних структур електроенергетичних систем з розосередженою генерацією електричної енергії

Спочатку необхідно зібрати дані про системи електропостачання (ЕП) та електроспоживання (ЕС) в умовах ГВК, тобто проаналізувати наявні схеми ЕП, графіки ЕС електрообладнання виробничих підрозділів ЗРП в цілому та зробити необхідну оцінку початкових даних, щодо оптимальності ЕП і ЕС на виробничих підрозділах та підприємствах в цілому.

Провести необхідний аналіз щодо тарифів на ЕП із загальної електромережі (ЗЕМ), а також можливі значення тарифів при використанні ДРГ в умовах ЗРП. Потім необхідно виконати розрахунки необхідних обсягів ЕП та вартості електричної енергії (ЕЕ) ($B_{\text{розр.}}$) при існуючій системі ЕП та визначитись необхідних обсягах ЕП та рівні вартості ЕЕ ($B_{\text{мах.}}$), встановивши співвідношення між ними ($B_{\text{розр.}} < B_{\text{мах.}}$). Якщо так, то необхідно провести детальний аналіз наявних умов ЗРП для впровадження ДРГ, тобто визначитись у наявності місць для розташування, необхідних площ, коефіцієнт рельєфу, рівнів інсоляції протягом року, швидкості вітру, рози вітрів, потенціалу гідроенергії та умов експлуатації.

Аналіз даних про наявність необхідних умов впровадження ДРГ, розрахунок сумарної необхідної потужності ($P_{\text{мін. ген.}}$) та сумарно можливої потужності генерації ВДЕ ($P_{\text{ВДЕ}}$) встановлення співвідношення між ними: $P_{\text{ВДЕ}} < P_{\text{мін. ген.}}$.

Якщо співвідношення не виконується, то необхідно переглянути дані про наявність потенціалу ЗРП для впровадження ВДЕ. Якщо співвідношення виконується то переходять до встановлення конфігурації ВДЕ та їх параметрів (типи ВДЕ, кількість, потужність генерації кожним окремо ВДЕ та відповідність сумарної згенерованої потужності потрібної потужності ($P_{\Sigma \text{ВДЕ пот.}}$ і $P_{\Sigma \text{ВДЕ розр.}}$).

Виконують розрахунки можливого об'єму генерації ЕЕ ВДЕ, її вартість (В) при гібридному ЕС та обсяги капіталовкладень для впровадження в умовах ЗРП.

Встановлюють обсяги ЕП та вартості ЕЕ при впроваджені вибраної конфігурації ВДЕ ($V_{\text{розр.}}^{\text{ВДЕ}} < V_{\text{мах.}}^{\text{ВДЕ}}$). Якщо співвідношення не виконується то необхідно переглянути конфігурацію ВДЕ, а якщо співпадає, то проектують ЛЕС на боці вибраних ВДЕ. З'ясовують рівень технологічних витрат ЕЕ ($P_{\text{втр.}} < P_{\text{втр.мах.}}$). Якщо не виконується співвідношення то необхідно переглянути структури ЛЕС, а якщо співпадає, то визначають залишкові обсяги ЕП та вартості ЕЕ при впровадженні ВДЕ в умовах ЗРП.

Конфігурація ЛЕС на базі ВДЕ розглядають при умові виконання співвідношення ($P_{\text{ВДЕ}} > P_{\text{мін. ген}}$). Спочатку вибирають один із типів ВЕУ і аналізують його можливості по забезпеченню необхідного рівня генерації ЕЕ, при необхідності збільшуючи потужність ЕУ або заміною її більше потужною, при необхідності вводять додаткові ВЕУ даного типу. Якщо дана ЕУ вибраного типу не спроможні забезпечити належний рівень генерації ЕЕ, то переходять до іншого типу ДРГ, впровадження якого передбачено в умовах конфігурації ЛЕС, наприклад МГЕС.

В тій же послідовності вивчають можливості забезпечення сумарно необхідної генерації ЕЕ МГЕС і ВЕУ шляхом можливого збільшення потужності або вибором іншого типу МГЕС. Якщо розглянуті варіанти МГЕС не забезпечують достатнього рівня генерації ЕЕ, то переходять до іншого типу ВДЕЕ, впровадження якого передбачено в конфігурації ЛЕС, наприклад СЕУ.

Аналогічно, в тій же послідовності аналізують можливості забезпечення сумарного необхідного рівня генерації ЕЕ ($\sum P_{\text{ВЕУ}_{\text{роз}}} + \sum P_{\text{МГЕС}_{\text{роз}}} + \sum P_{\text{СЕУ}_{\text{роз}}} \rightarrow P_{\text{ЛЕС}}$). ЕУ типу СЕУ, шляхом можливого збільшення потужності або введенням додаткових СЕУ. Якщо рівень спільної генерації ДРГ (ВЕУ, МГЕС, СЕУ), забезпечують належний рівень генерації ЕЕ, тоді перевіряють дану ЛЕС за критерієм надійності енергозабезпечення на належному рівні ($\sum P_{\text{ВДЕЕ}}^{\text{роз}} = P_{\text{ЛЕС}}$) тоді переходять розрахунків обсягів генерованої ЕЕ ДРГ, вартості ЕЕ, при гібридному ЕП, капіталовкладення при впровадженні ВДЕЕ в умовах ЗРП, встановлюючи

максимально допустимі рівні капіталовкладень і витрат ЕЕ.

Якщо $\sum P_{ВДЕЕ}^{роз.} \neq P_{ЛЕС}$, то необхідно здійснити адаптацію графіка ЕС до графіка ЕП ЛЕС, з метою забезпечення виконання рівності сумарної розрах. генерації ВДЕ необхідній сумарній генерації ЛЕС. Якщо після адаптації графіків ЕС і ЕП $\sum P_{ВДЕЕ}^{роз.} = P_{ЛЕС}$, тоді переходять до розрахунків генерації ЕЕ ВДЕ, вартості ЕЕ, при гібридному ЕП, капіталовкладення і втрати ЕЕ, а якщо не виконується рівність, то з'ясовують можливість залучення додаткових автономних ЕУ на базі інших типів ВДЕ. Якщо цей вибір не забезпечує необхідного рівня генерації ЕЕ, то з'ясовують можливості використання акумулюючі установок (МГАЕС або АБ), тобто $(\sum P_{ВДЕЕ}^{роз.} + \sum P_{АУ} = P_{ЛЕС})$.

Якщо не виконується рівність, то необхідно збільшити потужність АУ, а якщо виконується, то перевіряють за критеріями надійності $(\sum P_{ВДЕЕ}^{роз.} + \sum P_{АУ} = P_{ЛЕС})$ та виконують остаточні розрахунки і встановлюють обсяги ЕП і ЕС, капіталовкладень, вартості ЕЕ, при впровадженні вибраних типів ДРГ, в даній конфігурації ЛЕС.

Зважаючи на те, що однією з ключових тенденцій розвитку світової електроенергетики є реформування галузі енергетики у рамках концепції Smart Grid, до електроенергетичних систем висувається ряд ключових вимог, таких як доступність, надійність, економічність, ефективність, екологічність і безпека [43].

Однак, ДРГ характеризуються наявністю в них генеруючих установок обмеженої потужності, використанням різних типів нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії, широким діапазоном зміни параметрів навантаження тощо [45].

Тому, виходячи з аналізу попередніх досліджень [46], загальними вимогами щодо забезпечення конкурентоздатності автономних генеруючих установок у складі ЛЕС є те, що: вартість електроенергії, яка генерується автономними генеруючими установками, повинна бути мінімальною, при цьому забезпечуючи надійність електропостачання; автономні генеруючі установки повинні максимально економити, а в ідеалі, взагалі виключити із застосування викопне

вуглеводне паливо для виробництва електричної енергії (ЕЕ); автономні генеруючі установки мають зменшувати негативний вплив на навколишнє середовище, при цьому не погіршуючи ландшафту; автономні генеруючі установки на базі НВДЕ повинні максимально використовувати потенціал відновлюваних джерел енергії в регіоні використання та бути безпечними в експлуатації.

При цьому система електропостачання підприємств ГВК повинна відповідати наступним вимогам: забезпечувати безперебійне живлення електроенергією основних електроприймачів, бути безпечною у відношенні пожеж та ураження людей електричним струмом, забезпечувати необхідну якість електроенергії в умовах безперервної зміни технологічних параметрів гірських розробок і відповідних змін структур електричних мереж, бути економічною при дотриманні вимог, перелічених вище.

Таким чином, виходячи з вимог електропостачання підприємств ГВК, вимог до автономних генеруючих установок на базі НВДЕ та у рамках концепції Smart Grid було запропоновано алгоритм вибору НВДЕ для роботи в ЛЕС в умовах комплексу електропостачання-електроспоживання підприємств ГВК (рис. 4.1).

Відповідно до алгоритму, введення початкових даних щодо комплексу електропостачання-електроспоживання підприємства ГВК винесено на початок алгоритму з метою аналізу існуючої системи електропостачання, графіків електроспоживання електроприймачів та підприємства ГВК вцілому.

На другому етапі, передбачено введення даних щодо тарифів на електропостачання та «зеленого тарифу», з метою розрахунку обсягу та вартості електропостачання за існуючої системи електропостачання.

За умови необхідності модернізації та впровадження НВДЕ до системи електропостачання (якщо $C > C_{\max}$ – ціна ЕЕ при електропостачанні на ГРП перевищує граничну максимально допустиму межу, що встановлюється на підприємстві індивідуально, виходячи із собівартості продукції) відбувається третій етап введення даних щодо потенціалу підприємства ГВК для впровадження НВДЕ (корисна площа, на якій є можливість встановлення енергетичних

установок без впливу на технологічний процес підприємства; опис рельєфу місцевості; база даних архівів погоди, середньомісячні, середньорічні швидкості вітру, інтегральна повторюваність вітру, розрахунок коефіцієнта розподілення Вейбула, визначення повторення вітру по Вейбулу; середньорічна та середньомісячна інсоляція; інші специфічні умови експлуатації (склад повітря та його густина); специфічні місця встановлення енергетичних установок, при використанні частини енергії технологічного процесу, без впливу на його функціональність та енергетичний їх потенціал).

На наступному етапі проводиться розрахунок загального потенціалу енергії, який може бути використаний для генерування електричної енергії в умовах підприємства ГВК. За умови достатнього потенціалу енергії ($P_{\text{НВДЕ}} > P_{\text{minген}}$ – визначається на підприємстві індивідуально, враховуючи потужності електроприймачів та структуру системи електропостачання), проводиться вибір автономних генеруючих установок (вітрових енергетичних установок (ВЕУ), гідро енергетичних установок (ГЕУ), сонячних енергетичних установок СЕУ).

Вибір автономних генеруючих установок проводиться за номінальною потужністю (встановлюється індивідуально для кожного випадку в залежності від потужності електроприймачів, потенціалу енергії та габаритів), за типом установки та за загальною потужністю ЛЕС (енергетичні установки (ЕУ) та пристрої вибираються з метою повного покриття розрахункового графіка електроспоживання енергооб'єктом ЛЕС) в послідовності ВЕУ, ГЕУ, СЕУ, інші установки та блок акумуляторних батарей (вибирається обов'язково за умови повної автономності функціонування ЛЕС). За необхідності проводиться коригування графіка електроспоживання. Після вибору обладнання ЛЕС перевіряється за критерієм надійності.

Наступним кроком проводиться розрахунок згенерованої електричної енергії вибраними енергетичними установками на базі НВДЕ, капіталовкладення на впровадження ЛЕС та вартість електричної енергії при запропонованому способі живлення. За умови що капіталовкладення не перевищують граничну максимально допустиму межу, яка визначається на підприємстві індивідуально

($\Pi_{\text{кап}} < \Pi_{\text{капmax}}$), проводиться проектування ЛЕС на базі НВДЕЕ в умовах підприємства ГВК. Після оптимізації ЛЕС з метою мінімізації втрат, проводиться остаточний розрахунок обсягу та вартості електропостачання при впровадженні ЛЕС на базі ДРГ.

Беручи до уваги наведені вище результати досліджень, та результати досліджень, одержані раніше [48], можна зробити висновок про те, що використання ЛЕС на базі ДРГ в умовах ГВК є реальним, і для оцінки можливості використання відновлюваних джерел енергії можна використовувати програмний пакет Homer energy. В свою чергу для вибору НВДЕЕ для роботи в умовах ГВК необхідно більш ґрунтовно вивчати умови функціонування енергетичних установок в умовах підприємства у кожному випадку окремо та особливості електроспоживання підприємств ГВК як в цілому, а також і кожного енергетичного об'єкту (цеху, енергоустановок тощо) окремо взятою. Детальний аналіз може надати повноту картини при проектуванні ЛЕС на базі ДРГ в умовах підприємств ГВК, та збільшить ефективність її функціонування.

В ЛЕС можуть використовуватися одночасно як джерела розосередженого генерування – малі ГЕС, сонячні та вітрові електростанції. Перші з них за рахунок наявності водосховища можуть брати участь в регулюванні потужності і працювати за потрібним для ЕЕС і споживачів графіком.

Таким чином, виходячи з вимог електропостачання підприємств ГВК, вимог до автономних генеруючих установок на базі НВДЕЕ та у рамках концепції Smart Grid було запропоновано алгоритм вибору НВДЕЕ для роботи в ЛЕС в умовах комплексу електропостачання-електроспоживання підприємств ГВК

1. Збір даних електропостачання, електроспоживання ЗРП.

Відповідно до алгоритму, введення початкових даних щодо комплексу електропостачання-електроспоживання підприємства ГВК винесено на початок алгоритму з метою аналізу існуючої системи електропостачання, графіків електроспоживання електроприймачів та підприємства ГВК в цілому.

2. Збір даних щодо потенціалу ГВК для впровадження ДРГ. Дані про наявність території для розміщення ДРГ. Дані про природно-кліматичні умови

($V_{\text{пов.}}$, інтегральна повторювальність вітру, розрахунок коефіцієнту розподілення швидкостей Вейбула, частота повторення швидкості вітру, середньорічна та середньомісячна інсоляція, густина вологості повітря, специфічність місць встановлення ВДЕ). Розрахунок загального потенціалу ЕЕ в умовах ЗРП.

3. Дані про існуючі тарифи на ЕЕ. Розрахунок обсягу вартості ЕЕ, яка постачається і споживається ЗРП.

4. На другому етапі, передбачено введення даних щодо тарифів на електропостачання по «зеленому тарифу», з метою розрахунку обсягу та вартості електропостачання за існуючої системи електропостачання.

5. За умови необхідності модернізації та впровадження ДРГ до системи електропостачання ($V_{\text{роз.}} < V_{\text{max}}$ – вартість електропостачання перевищує граничну максимально допустиму межу, що встановлюється на підприємстві індивідуально, виходячи 6. із собівартості продукції) відбувається третій етап введення даних щодо потенціалу підприємства ГВК для впровадження ДРГ (корисна площа, на якій є можливість встановлення енергетичних установок без впливу на технологічний процес підприємства;

7. Опис рельєфу місцевості; база даних архівів погоди, середньомісячні, середньорічні швидкості вітру, інтегральна повторюваність вітру, розрахунок коефіцієнта розподілення швидкостей Вейбула, визначення частоти повторення вітру по Вейбулу; середньорічна та середньомісячна інсоляція; інші специфічні умови експлуатації (склад повітря та його густина); специфічні місця встановлення енергетичних установок, при використанні частини енергії технологічного процесу, без впливу на його функціональність та енергетичний їх потенціал).

8. ($P_{\text{ВДЕ}} > P_{\text{min ген.}}$)

На наступному етапі проводиться розрахунок загального потенціалу енергії, що може бути використаний для генерування електричної енергії в умовах підприємства гірничовидобувний комплекс ГВК. За умови достатнього потенціалу енергії ($P_{\text{ВДЕ}} > P_{\text{min ген.}}$ – визначається на підприємстві індивідуально, враховуючи потужності електроприймачів та структуру системи

електропостачання), проводиться вибір автономних генеруючих установок (вітрових енергетичних установок (ВЕУ), гідро енергетичних установок (ГЕУ), сонячних енергетичних установок СЕУ).

9. Вибір ВДЕ за їх потужністю (тип уст., загальний потенціал ЛЕС).

10. Перевірка за критерієм надійності.

12., 13. Вибір автономних генеруючих установок проводиться за номінальною потужністю (встановлюється індивідуально для кожного випадку в залежності від потужності електроприймачів, потенціалу енергії та габаритів), за типом установки та за загальною потужністю локальної електромережі ЛЕС (енергетичні установки (ЕУ) та пристрої вибираються з метою повного покриття розрахункового графіка електроспоживання енергооб'єктом ЛЕС) в послідовності ВЕУ, ГЕУ, СЕУ, інші установки та блок акумуляторних батарей (вибирається обов'язково за умови повної автономності функціонування ЛЕС). За необхідності проводиться коригування графіка електроспоживання. Після вибору обладнання ЛЕС перевіряється за критерієм надійності.

11. Розрахунок згенерованої ЕЕ установки ВДЕ.

Капіталовкладення на впровадження ВДЕ.

Вартість ЕЕ.

14. ($\Pi_{\text{кап.}} > \Pi_{\text{кап. max.}}$)

15. Проект ЛЕС на базі ВДЕ.

16., 17. Оптимізація ЛЕС, мінімальні втрати.

18. Розрахунок обсягу ЕЕ після впровадження ВДЕ.

Розрахунок вартості ЕЕ після впровадження ВДЕ.

Наступним кроком проводиться розрахунок згенерованої електричної енергії вибраними енергетичними установками на базі ДРГ, капіталовкладення на впровадження ЛЕС та вартість електричної енергії при запропонованому способі живлення. За умови, якщо капіталовкладення не перевищують граничну максимально допустиму межу, що визначається на підприємстві індивідуально ($\Pi_{\text{кап.}} < \Pi_{\text{кап. max.}}$), проводиться проектування ЛЕС на базі ДРГ в умовах підприємства ГВК. Після оптимізації ЛЕС з метою мінімізації втрат, проводиться остаточний

розрахунок обсягу та вартості електропостачання при впровадженні ЛЕС на базі ДРГ.

Сумарна згенерована ЕЕ ЛЕС на базі ДРГ визначається з виразу:

$$S_{\Sigma L}^{DES} = \sum_{i=1}^n W_{VES_i} + \sum_{i=1}^n W_{SES_i} + \sum_{i=1}^n W_{GES_i}$$

де W_{VES} – згенерована ЕЕ ВЕУ ; W_{SES} – згенерована ЕЕ СЕУ; W_{GES} – згенерована ЕЕ ГЕУ.

Тоді, використана ЕЕ підприємством за умови використання ЛЕС на базі ДРГ в системі електропостачання, виходячи з виразу (1) дорівнює:

$$W_{PP} = W_{PS} + \left(\sum_{i=1}^n W_{VES_i} + \sum_{i=1}^n W_{SES_i} + \sum_{i=1}^n W_{GES_i} \right)$$

$$W_{PP} = W_{PS} + W_{\Sigma L}^{DES} = W_{PS} + \left(\sum_{i=1}^n W_{VES_i} + \sum_{i=1}^n W_{SES_i} + \sum_{i=1}^n W_{GES_i} \right)$$

де W_{PS} – використана електрична енергія промислового підприємства з енергосистеми.

W_{PP} – вся використана ЕЕ при застосуванні ЛЕС на базі ДРГ.

За умови можливості накопичення надлишку згенерованої електричної енергії ДРГ величина спожитої електричної енергії з енергосистеми, дорівнює:

$$W_{PS} = W_{PP} \pm W_{\Sigma EB} - \left(\sum_{i=1}^n W_{VES_i} + \sum_{i=1}^n W_{SES_i} + \sum_{i=1}^n W_{GES_i} \right)$$

$$W_{PS} = W_{PP} \pm W_{\Sigma EB} - W_{\Sigma L}^{DES} = W_{PP} \pm W_{\Sigma EB} - \left(\sum_{i=1}^n W_{VES_i} + \sum_{i=1}^n W_{SES_i} + \sum_{i=1}^n W_{GES_i} \right)$$

де $+W_{\Sigma EB}$ – ЕЕ яка була передана в електромережу від акумуляторів електрична енергія (за додатнього значення),

$-W_{\Sigma EB}$ – електрична енергія, яка була накопичена блоком акумуляторних батарей (АКБ) (за від'ємного значення) із електричної енергосистеми.

Беручи до уваги наведені вище результати досліджень, та результати досліджень, одержані раніше [2, 3], можна зробити висновок про те, що використання ЛЕС на базі ДРГ в умовах ГВК є реальним явищем, і для оцінки можливості використання відновлюваних джерел енергії можна використовувати програмний пакет Homer energy. В свою чергу, для вибору ДРГ для роботи в умовах ГВК, необхідно більш ґрунтовно вивчати умови функціонування

енергетичних установок в умовах підприємства, у кожному випадку окремо, та особливості електроспоживання підприємств ГВК, як вцілому так і кожного енергетичного об'єкту (цеху, енергоустановок тощо) окремо. Детальний аналіз може надати повноту картини при проектуванні ЛЕС на базі ДРГ в умовах підприємств ГВК, та збільшить ефективність її функціонування.

5.2 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання вітроенергетичних станцій в умовах гірничорудних підприємств

Виходячи з того, що середня швидкість вітру за рік на відвалах ПАТ «Полтавський ГЗК» складає 7,41 та 7,63 м/с, то рентабельно встановлювати вітрогенератори потужністю від 50 кВт.

Була розроблена і запропонована структурна схема вітроенергетичної станції для роботи в умовах гірничорудних підприємств (рис. 5.1).

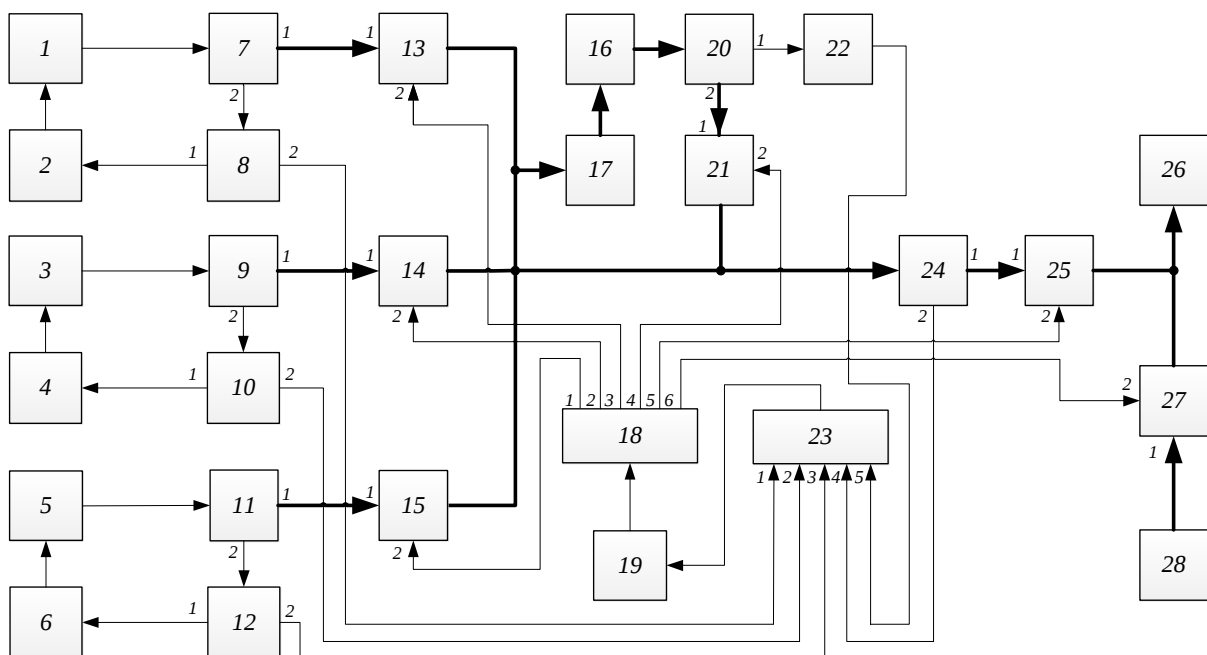


Рисунок 5.1 – Структурна схема електротехнічного комплексу вітроенергетичної станції в умовах гірничорудних підприємств для живлення споживачів власних потреб: 1 – блок системи управління першої вітроенергетичної установки; 2 – перший погоджуючий пристрій; 3 – блок системи управління другої вітроенергетичної установки; 4 – другий погоджуючий пристрій; 5 – блок системи управління третьої вітроенергетичної установки; 6 – третій погоджуючий

пристрій; 7 – перша вітроенергетична установка; 8 – перший блок датчиків; 9 – друга вітроенергетична установка; 10 – другий блок датчиків; 11 – третя вітроенергетична установка; 12 – третій блок датчиків; 13 – перший керований роз’єднувач; 14 – другий керований роз’єднувач; 15 – третій керований роз’єднувач; 16 – зарядний пристрій; 17 – випрямляч; 18 – погоджуючий пристрій виводу; 19 – електронно-обчислювальна машина; 20 – акумуляторні батареї; 21 – інвертор; 22 – датчик рівня заряду; 23 – погоджуючий пристрій вводу; 24 – четвертий блок датчиків; 25 – керований роз’єднувач підключення навантаження; 26 – навантаження; 27 – керований роз’єднувач підключення мережі; 28 – мережа.

Вітроенергетична станція працює наступним чином. Блоки вітроенергетичних установок (7, 9, 11) генерують електричну енергію, яка через керовані роз’єднувачі (13, 14, 15) передається на спільну шину. В нормальному режимі роботи, коли параметри генерації знаходяться в нормально допустимих нормах, від спільної шини через керований роз’єднувач 25 відбувається живлення споживачів підприємства 26 спільно з блоком мережі 28. Заряд блоку акумуляторних батарей 20 відбувається від спільної шини через блок випрямляча 17 та блок зарядного пристрою 16. Блоки датчиків, які включають в себе типові датчики струму, напруги, частоти напруги та швидкості вітру (8, 10, 12) через погоджуючі пристрої (2, 4, 6), які передбачені для погодження сигналів, передають вихідні параметри блоків (13, 14, 15) в блоки систем управління вітроенергетичними установками (1, 3, 5). Блоки (1,3,5) аналізують ці вихідні параметри та подають сигнал на регулювання роботи блоків (7, 9, 11). Блоки (8, 10, 12) та датчик рівня заряду акумуляторних батарей 22 через погоджуючий пристрій вводу 23 передають сигнал до блоку електронно-обчислювальної машини 19. Якщо вихідні параметри блоків (7, 9, 11) не відповідають гранично-допустимо нормам, тобто аварійний режим, то блок 19 подає управляючий сигнал на комутацію блоків (13, 14, 15). Якщо відбуваються аварійний режим блоку 28, то блок 19 подає управляючий сигнал на комутацію блоку керованого роз’єднувача підключення мережі 27 і живлення блоку 26 відбувається тільки від

блоків (7, 9, 11). Причому, якщо відбувається дефіцит генерованої потужності то блок 19 подає управляючий сигнал на блок інвертора 21 та відбувається вирівнювання потужності генерації за рахунок віддачі в локальну мережу накопиченої електроенергії з блоку 20 через блок 21. Після усунення аварійного режиму блоку 28, блок 19 подає управляючий сигнал на блок 27 для підключення блоку 28 до блоку 26, тобто відбувається повернення до нормального режиму роботи.

Так як запропонованої потужності буде недостатньо для живлення силових споживачів, то станція буде працювати як джерело основного живлення ГПП, а саме буде жити РП власних потреб, потужність трансформаторів яких становить 63 кВА. Трансформатор буде виведений в гарячий резерв.

Алгоритм функціонування системи керування електропостачанням працює наступним чином: відбувається перевірка параметрів ВЕС (частота, напруга, та потужність), якщо ці параметри знаходяться в нормально допустимих нормах то відбувається підключення ВЕС до ГПП, після чого знову перевіряються параметри. Далі, через деякий проміжок часу, відбувається витримка часу (1-5 хв), і знову перевіряються параметри, якщо вони в нормі то ВЕС працює на ГПП. Якщо ж параметри на протязі деякого часу не відповідають нормам, то відбувається відключення ВЕС від мережі, виявляються несправності, ліквідуються та знову перевіряються параметри.

Якщо параметри мережі підприємства не відповідають нормам, то відбувається перевірка параметрів та підключення ВЕС до ГПП, ВЕС починає працювати локально, як тільки параметри мережі нормалізуються то ВЕС знову почне працювати на мережу.

Якщо ж генерована потужність менша ніж потужність навантаження, то відбувається підключення споживачів 1-ї категорії, після чого знову перевіряються параметри, і якщо потужності недостатньо, то відбувається відключення частини споживачів і підключення системи керування ГПП.

Принцип роботи даної системи полягає в тому, що лопаті вітрового колеса приймають кінетичну енергію вентиляційних висхідних потоків шахти. Після

цього оберти передаються на генератор, який перетворює отриману механічну енергію в електричну. Електроенергія з генератора прямує до блоку зарядного пристрою, який в свою чергу заряджає тягову акумуляторну батарею акумуляторну батарею. Також згенерована потужність може передаватися в шахтну освітлювальну мережу [8].

Перевагами використання такої схеми є: простота будови, розповсюджені електротехнологічні пристрої та відносно невелика вартість.

Створення вітрової електростанції на базі автономної вітроустановки для електропостачання виробничо-господарського ГВК дозволяє виробляти й накопичувати електроенергію за наявності вітру, а при штилі використовувати АКБ, а за необхідності використовувати живильну мережу підприємства для додаткового електропостачання (рисунок 5.2).

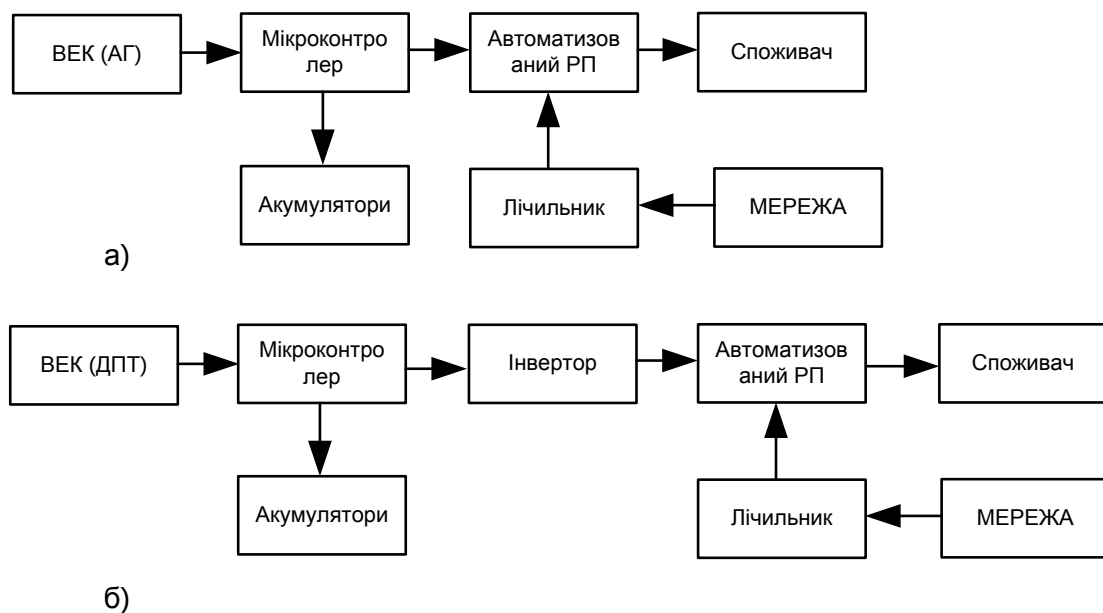


Рисунок 5.2 – Структурна схема системи електропостачання енергооб'єкту підприємства на базі вітроенергетичного комплексу: а) система електропостачання на базі генератора змінного струму, б) система електропостачання на базі генератора постійного струму

За такої системи регулювання підвищується надійність електропостачання споживача та модульність системи в цілому. Оскільки, за необхідністю, відбувається регулювання кількості акумуляторних батарей та ВЕК.

5.3 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі застосуванні сонячних електростанцій в умовах гірничорудних підприємств

Виходячи з поданих схем було створено структурну схему електротехнічного комплексу сонячної електростанції для умов гірничих підприємств (рис. 5.3).

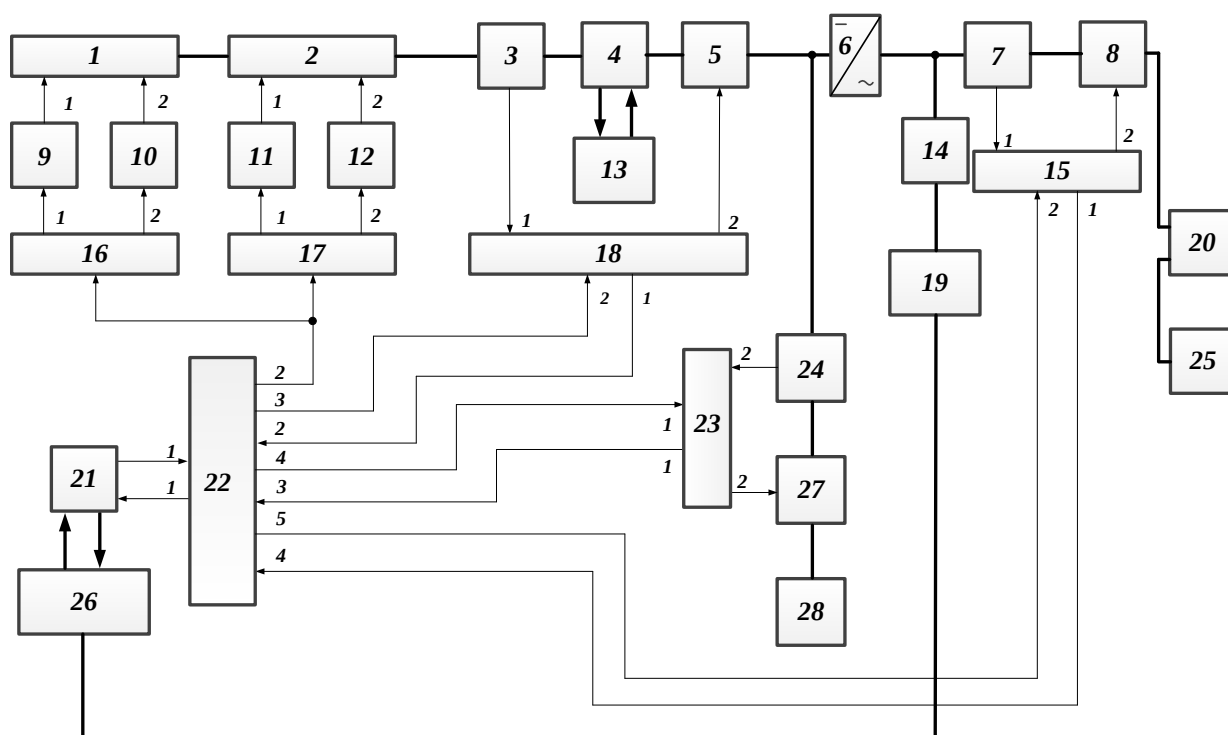


Рисунок 5.3 – Структурна схема електротехнічного комплексу сонячної електростанції для умов залізорудних підприємств

Електротехнічний комплекс сонячної електростанції для умов гірничорудних підприємств: 1 – перша сонячна панель; 2 – друга сонячна панель; 9 – система очистки (захисту від пилу) першої сонячної панелі; 11 – система очистки (захисту від пилу) другої сонячної панелі; 10 – система нахилу першої сонячної панелі; 12 – система нахилу другої сонячної панелі; 3 – блоки датчиків сонячної електростанції; 7 – блоки датчиків навантаження; 24 – блок датчиків; 4

контролер зарядки акумуляторної батареї; 5 – керовані контакти сонячної електростанції; 8 – керовані контакти змінного навантаження, 27 – керовані контакти; 6 – інверторний модуль; 13 – акумуляторні батареї власних потреб; 14 – зарядний пристрій; 15 – інтерфейсний модуль змінного навантаження; 16 – інтерфейсний модуль першої сонячної панелі; 17 – інтерфейсний модуль другої сонячної панелі; 18 – інтерфейсний модуль сонячної електростанції; 23 – інтерфейсний модуль постійного навантаження; 19 – тягові акумуляторні батареї; 20 – головна понижувальна підстанція; 21 – блок електронної обчислювальної машини; 22 – пристрій вводу виводу; 25 – Мережа; 26 – пульт керування; 28 – навантаження постійного струму.

Електротехнічний комплекс працює наступним чином: блоки сонячних панелей (1, 2) формують ряд і генерують електричну енергію, генерована енергія проходить через контролер заряду акумуляторних батарей (4) з контролера генерована енергія передається на зарядження акумуляторних батарей власних потреб (13) і на блоки керованих контактів (5, 7) за допомогою яких регулюється підключення і відключення рядів сонячних панелей до інвертора, енергія змінного струму подається на блок датчиків (24) і на блок керованих контактів (27) і потрапляє до навантаження постійного струму (28), генерована енергія передається на інвертор (6), після перетворення з постійного струму в змінний після чого передається на головну понижувальну станцію (20) також до шин головної понижувальної підстанції підключається блок мережі (25), також після блоку (6) під'єднаний блок зарядного пристрою (14) який заряджає тягові акумуляторні батареї (19) через які живиться пульт керування (26) і безпосередньо електронна обчислювальна машина (21). Блок (21) передає управляючий сигнал на комутацію блоків (1, 2) за рахунок блоку (5) через пристрій вводу-виводу (22) також подає сигнал на комутацію керованих контактів змінного навантаження (8), також передає сигнал на комутацію керованих контактів постійного навантаження (27), контроль за енергетичними параметрами здійснюється за рахунок блоків датчиків (3, 7, 24) які передають значення знятих енергетичних параметрів на блоки інтерфейсних модулів (15, 18, 23) з цих блоків

передається на пристрій вводу - виводу (22) і в подальшому передається на електронну обчислювальну машину (21), керування системою нахилу (10, 12) та системою очистки (9, 11) виконується через інтерфейсні модулі сонячних панелей (16, 17) управляючий сигнал передається з блоку (21) на блок (22) і безпосередньо на і блоки (16, 17).

5.4 Схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання міні-та мікрогідроелектростанцій в умовах гірничорудних підприємств

Таким чином, враховуючи проблематику впровадження мікроГЕС та особливості їх експлуатації в умовах ГРП, на рисунку 5.4 зображена запропонована функціональна схема мікроГЕС на базі асинхронного генератора.

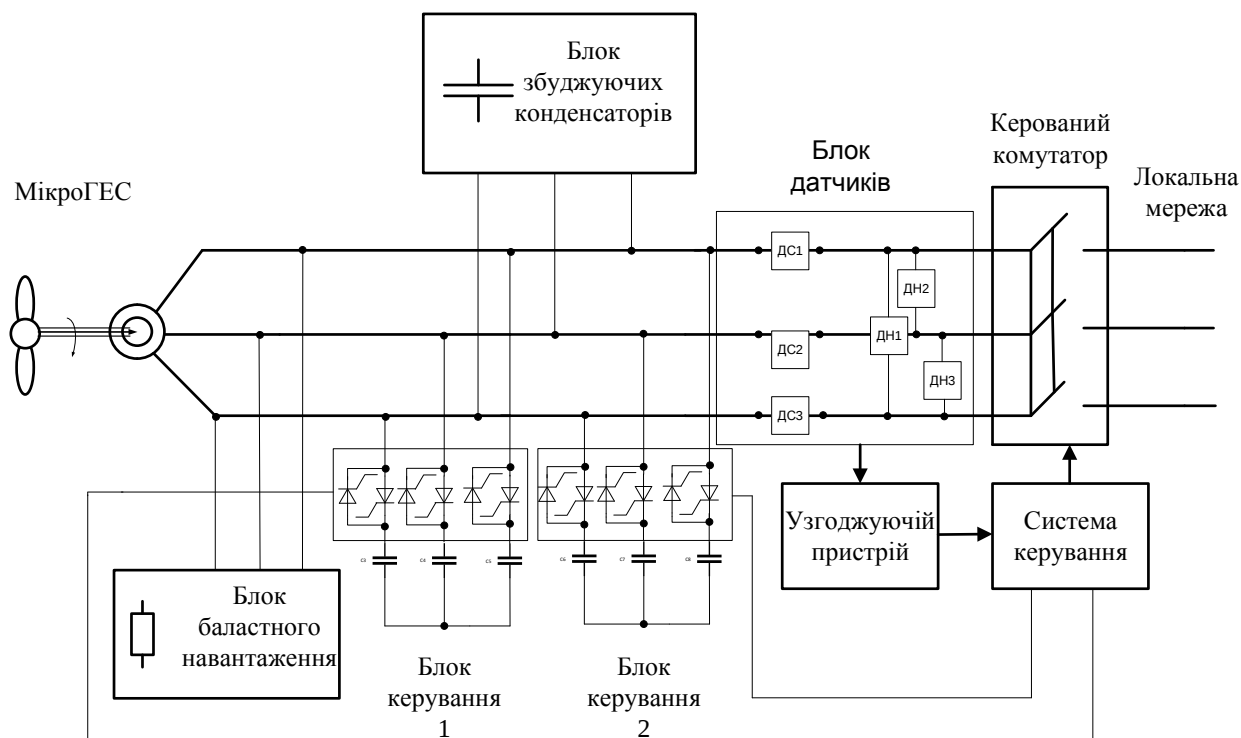


Рисунок 5.4 – Функціональна схема системи керування мікроГЕС в умовах гірничорудних підприємств

Турбіна під дією кінетичної енергії потоків води обертає вал асинхронного генератора, в результаті чого за допомогою блоку збуджуючих конденсаторів відбувається генерування електричної енергії змінної напруги. Блок системи

керування СК після аналізу даних з узгоджуючого пристрою, приймає рішення, щодо управляючого сигналу для керування блоком баластного навантаження та додатковими конденсаторними батареями. Керований комутатор підключає навантаження (до локальної мережі) шляхом передачі управляючого сигналу з блоку системи керування (СК).

Задаємо номінальні параметри мережі $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$, $f_{\text{ном}}$, та час роботи мікроГЕС – t . Перевіряємо, чи співпадає час доби з часом роботи, до того часу, доки не буде виконана ця умова. Після виконання умови запускаємо систему керування мікроГЕС. Після запуску перевіряємо умову $U_{\text{ген}}=U_{\text{ном}}$, якщо умова виконується, то перевіряємо умову $f_{\text{ген}}=f_{\text{ном}}$. Якщо остання виконується, то підключаємо корисне навантаження, та перевіряємо U та f . Якщо вони співпадають з параметрами мережі, то мікроГЕС працює у штатному режимі до $t_{\text{роб}}$ не співпадає з $t_{\text{вимк}}$. При виконанні всіх умов – відбудеться вимкнення мікроГЕС.

Якщо умова $U_{\text{ген}}=U_{\text{ном}}$ не виконується, то перевіряємо умову $U_{\text{ген}}<U_{\text{ном}}$. Якщо $U_{\text{ген}}<U_{\text{ном}}$, то підключаємо додаткові конденсаторні батареї, якщо ні – перевіряємо $U_{\text{ген}}>U_{\text{ном}}$. Якщо ця умова виконується, то зменшуємо ємність конденсаторних батарей, та перевіряємо умову $U_{\text{ген}}=U_{\text{ном}}$, якщо вона виконується, то підключаємо баластне навантаження. Якщо не виконується, то перевіряємо умову $f_{\text{ген}}<f_{\text{ном}}$, якщо вона виконується – підвищуємо ємність конденсаторних батарей, якщо ні – перевіряємо $f_{\text{ген}}>f_{\text{ном}}$, якщо виконується, то зменшуємо ємність конденсаторних батарей, якщо ні, то знову перевіряємо умову $U_{\text{ген}}>U_{\text{ном}}$, і так, до того часу доки всі умови не будуть виконані. Якщо всі умови виконані, то знову проводиться цикл порівняння параметрів $U_{\text{ген}}=U_{\text{ном}}$, $f_{\text{ген}}=f_{\text{ном}}$, та підключення навантаження [53].

5.5 Схемні рішення при впровадженні Micro Grid підходу в умовах гірничорудних підприємств

На сьогодні визначені основні напрямки інтеграції розосереджених енергоресурсів, організації активної участі споживачів та створення нових

інфраструктур, одним з прикладів яких є система Micro Grid, побудована на основі вузлів розосередженої генерації та з використанням синергетичного підходу до розбудови розподільчих мереж підприємств. Розглядаючи Micro Grid як концепцію функціональності та рівня класифікації енергосистем різного технічного та когнітивного наповнення, можна стверджувати, що у XXI столітті Micro Grid набула статусу ідеології, яка домінує в енергетиці.

У зв'язку з тим, що потужність джерел у системах розосередженої генерації співставна з потужністю навантажень, а сучасне обладнання - це в основному нелінійні навантаження, то у системі наявні нелінійні спотворення відхилення параметрів струму і відповідно напруги та зсуву фаз між струмом і напругою. Забезпечення ефективної роботи всієї системи передбачає відбір максимальної енергії від джерел розосередженої генерації, яка забезпечується компенсацією нелінійних відхилення параметрів струму, формуванням активного характеру навантаження та забезпеченням відповідного кута навантаження. Ці проблеми вирішуються на основі сукупності різноманітних пристроїв перетворювальної техніки, таких як регулятори, стабілізатори, компенсатори та ін. [53].

Оскільки в системі розосередженої генерації наявні різноманітні джерела енергії, які працюють на спільне навантаження, із своїми каналами зворотного зв'язку для підтримання параметрів електроенергії в заданому діапазоні, і загальна система також має декілька каналів зворотного зв'язку, наприклад, за напругою та потужністю, питання забезпечення стійкої роботи є одним з основних, яке визначає працездатність системи. Тому при побудові таких систем загальна ефективність визначається мінімізацією втрат у мережі.

Концепція інтелектуальної енергетики Smart Grid включає в себе такі складові, як активне споживання електричної енергії, розосереджена генерація, інтелектуальне вимірювання, нові системи автоматизації та контролю, керування попитом, розподілом і споживанням рівня електричної енергії, згідно з цим було сформовано такі ключові для сучасних умов підприємств, вимоги світової енергетики майбутнього, як доступність, надійність, економічність, електроенергоефективність, екологічність та електроенергетична безпека [54].

У той же час, одним з головних напрямків розвитку енергетики України на період до 2030 та 2035 років є забезпечення енергоефективного споживання та впровадження ДРГ.

Тож, зважаючи на вище перераховані факти і на те, що гірничі підприємства, є одними з найбільших споживачів паливно-енергетичних ресурсів, а приблизно 90% всього об'єму енерговитрат на виробництво продукції – залізорудної сировини, складають електроенергетичні, є актуальним дослідження питання впровадження активного споживання електричної енергії у напрямку концепції Smart Grid, з метою збільшення ефективності використання електричної енергії, зниження собівартості залізорудної сировини та підвищення надійності системи електропостачання цих підприємств [55].

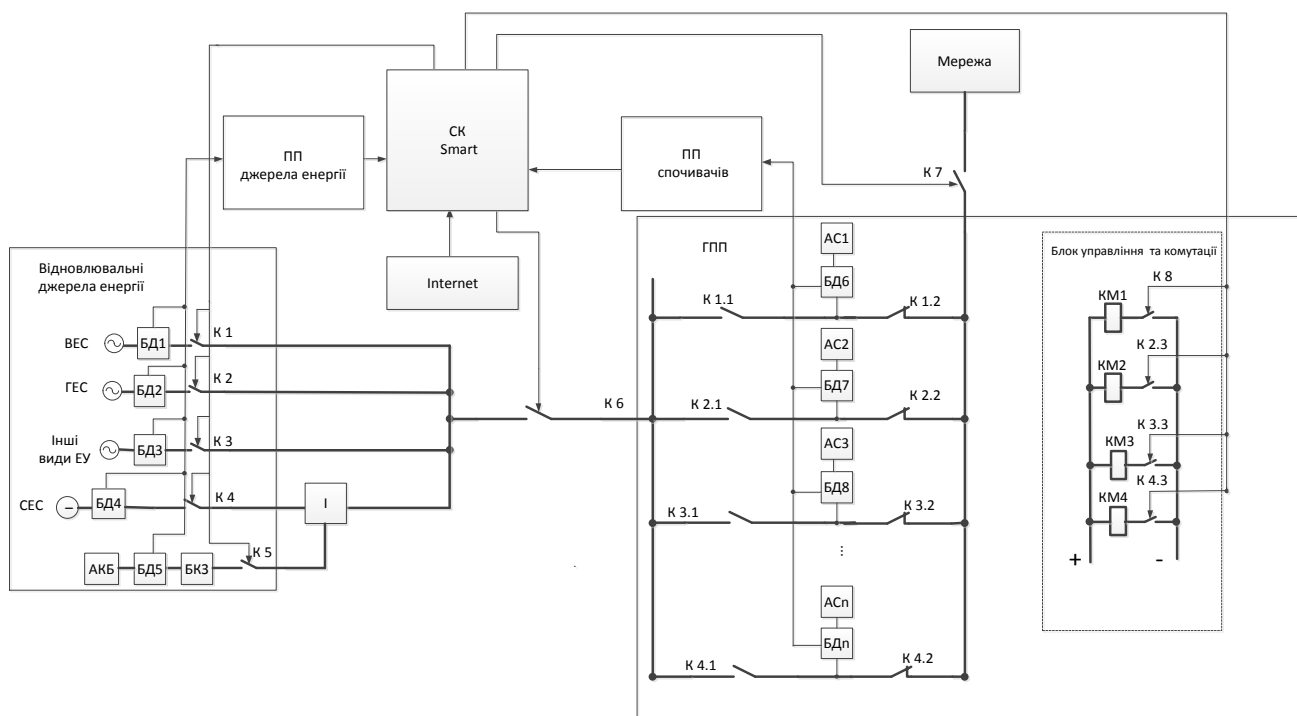


Рисунок 5.5 – Інтелектуальна система електропостачання гірничорудних підприємств

На рис. 5.5 подано рекомендований варіант інтелектуальної системи електропостачання. Вона містить в собі: блок відновлювальних джерел електричної енергії (де ГЕС – гідроелектростанція, ВЕС – вітроенергетична станція, СЕС – сонячна енергетична станція, та інші види джерел електричної

енергії (EE)); блок системи керування (СК Smart); блок мережа; блок погоджуючого пристрою (ПП – блок погоджуючого пристрою джерела енергії; ПП споживачів – блок погоджуючого пристрою споживачів), К, КМ – елементи керованих комутаторів, І –Інвертор, Блок Internet, АКБ – блок акумуляторних батарей; АС – активний споживач, БД – блоки датчиків, блок управління комутації.

Інтелектуальна система працює наступним чином в блоці відновлювальних джерел електричної енергії присутні декілька видів відновлювальних джерел електричної енергії кожна з яких має свій блок датчиків, які з'єднанні з погоджуючим пристроєм, а погоджувачий пристрій з'єднаний з системою керування на базі концепції Smart Grid.

Система має традиційне джерело живлення а також альтернативні до яких входять ДРГ на базі ВЕС, СЕС, ГЕС, та інші види відновлювальних джерел електричної енергії, тобто є можливість споживати електричну енергію від відновлювального джерела або від мережі.

Відповідно до навантаження вибирається та установка яка в даний момент виробляє електричну енергію і в достатній кількості, тоді система керування під'єднує один з видів відновлювального джерела електричної енергії, що через комутаційні пристрої, з'єднується з активним споживачем, яких може бути підключено декілька.

Кожний активний споживач має в собі блок датчиків виходи якого з'єднанні з погоджуючим пристроєм споживача, який з'єднаний з системою керування. Тобто, дана система може самостійно вибирати яке джерело електричної енергії є найбільш вигідним за рядом критеріїв, перерахованих раніше, а також може розподіляти споживання електроенергії по часовим зонам відповідно до ціни за 1 кВт·год, що дозволить зменшити собівартість залізничної сировини не порушуючи технологічного процесу, тим самим дана продукція буде більш конкурентоспроможною на ринку.

Таким чином, беручи до уваги наведені раніше результати досліджень, щодо можливості впровадження ДРГ в умовах як ГРП [61], та наведених

результатів досліджень, можна зазначити актуальність та наявність підґрунтя для впровадження активного споживання електричної енергії за концепцією Smart Grid в умовах ГРП.

Особливістю роботи вітродвигуна є його робота в умовах безперервної пульсації швидкості вітру.

Контрольні питання до розділу 5

1. За якими критеріями оптимальності вибираються енергогенеруючі установки до електроенергетичних систем з розосередженою генерацією електричної енергії?
2. Наведіть схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання вітроенергетичних станцій в умовах гірничорудних підприємств.
3. Наведіть схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання сонячних електростанцій в умовах гірничорудних підприємств.
4. Наведіть схемотехнічні рішення електропостачання у разі використання мікрогідроелектростанцій в умовах гірничорудних підприємств.
5. У чому особливість схемних рішень при впровадженні Micro Grid підходу в умовах гірничорудних підприємств?

Розділ 6 Напрямки розвитку сучасної електроенергетики

6.1 Концепція Micro Grid – напрямок розвитку сучасної енергетики

Конкретизація поняття SmartGrid щодо електроенергетичних систем різного технічного рівня ініціювала появу таких термінів, як StrongSmartGrid (SSG) – мережі напруги вище 110 кВ, RegionalSmartGrid (RSG) – напруга від 3 до 110 кВ, і MicroSmartGrid (MSG) – напруга 0.4–3 кВ, характерними безпосередньо для самих систем і виникаючими при їх об'єднанні, що визначає особливості побудови обладнання у вузлах їх сполуки та у вузлах підключення навантажень. Практичне розв'язання перерахованих завдань може бути здійснено на основі застосування засобів силової електроніки і, зокрема, на основі широкого впровадження перетворювачів параметрів електричної енергії. Засоби силової електроніки є органічними елементами розглянутих систем, без яких про яке або побудові Smart Grid говорити не доводиться.

Вибір типу і структури напівпровідникових перетворювачів, пропонує для використання при з'єднаннях різних систем, слід проводити з урахуванням характеру зміни параметрів електричної енергії, характерних для тієї чи іншої системи. Основними особливостями SSG, RSG і MSG систем є істотна відмінність зміни параметрів їх електричної енергії в часі. Для SSG систем характерна відносно висока стабільність параметрів енергії [16].

У RSG системах відбувається деяке, а часом і значне, але, як правило, не виходить за деякі межі, зміна параметрів енергії, зумовлене типом підключаються навантажень і потужністю трансформаторних підстанцій.

Основні питання розробки концепції Smart Grid в Україні:

1. Формування стратегічного бачення майбутньої електроенергетики в Україні на базі концепції Smart Grid.
2. Перерозподіл основних вимог та функціональних властивостей вітчизняної електроенергетики на базі концепції Smart Grid і принципів їх здійснення.

3. Визначення основних напрямків розвитку всіх елементів енергетичної системи: генерації, передачі і розподілу, збуту, споживання та диспетчеризації.

4. Перерозподіл основних компонентів, технологій, інформаційних і управлінських рішень у всіх вищезгаданих сферах.

5. Забезпечення координації модернізації (подолання технологічного розриву) та інноваційного розвитку в українській електроенергетиці.

Напрямки розвитку електроенергетики, що отримують пріоритетний розвиток [17]:

- Оптимальна інтеграція генеруючих і акумулюючих потужностей різної фізичної природи в ЕЕС.

- Протидія негативним впливам.

- Мотивація активної поведінки кінцевого споживача. Доступ на ринки електроенергії “активного споживача” і розподіленої генерації.

- Забезпечення надійності енергопостачання та якості електроенергії в різних цінових сегментах.

- Трансформація системоорієнтованого підходу в клієнтоорієнтований.

- Самовідновлення при збуреннях, в т.ч. аварійних.

- Оптимізація керування активами.

Напрямки розвитку інтелектуальних електромереж ОЕС України:

- Перехід до розподіленої генерації.

- Перехід від жорсткого диспетчерського планування та регулювання до організації скоординованої роботи всіх об’єктів мережі.

- Впровадження нових технологій та силових пристроїв, що забезпечують маневреність та керованість ЕЕС та її об’єктів.

- Створення інтелектуальних систем вимірювання, контролю, обліку, діагностування та керування, що охоплюють розподілену генерацію, передачу, розподіл та споживання електроенергії.

- Розробка операційних додатків (SCADA\EMS\NMS) нового покоління орієнтованих на нові силові пристрої.

– Формування високопродуктивної інтегрованої інформаційно-обчислювальної структури, як ядра ЕЕС.

Перспективи впровадження Smart Grid в ОЕС України

Основні переваги відновлюваних джерел енергії:

(Закон України Про альтернативні джерела енергії)

- зниження витрати традиційних паливно-енергетичних ресурсів;
- зменшення залежності України від імпорту паливно-енергетичних ресурсів;
- дотримання екологічної безпеки за рахунок зменшення негативного впливу на стан довкілля.

Проблемні сторони впровадження відновлюваних джерел енергії в ОЕС України:

- невідосконаленість законодавчої бази України;
- недостатність нормативно-технічної бази та державних стандартів щодо проектування та підключення електростанцій, які працюють на ВДЕ до електричних мереж ОЕС України;
- надвисокі тарифи на електроенергію, яка виробляється електростанціями на ВДЕ (для СЕС – більше 7 грн./кВт·год);
- необхідність обов'язкового включення до добового диспетчерського графіку навантажень потужності електростанцій, які працюють на ВДЕ.

Проблемні сторони впровадження відновлюваних джерел енергії в ОЕС України:

- стрімкий та некерований процес збільшення потужностей електростанцій, що використовують ВДЕ;
- Державне підприємство національна енергетична компанія «УКРЕНЕРГО» не має інструменту обмеження видачі ТУ та будівництва електростанцій, що використовують ВДЕ, як наслідок, вже видано та погоджено ТУ на приєднання ВЕС в обсязі 2062 МВт; СЕС – 570 МВт; отримано заявок на видачу ТУ – близько 14000 МВт, або 40% від споживання ОЕС України;

- зменшення маневрових потужностей та збільшення базових потужностей в загальному балансі ОЕС України. Необхідність у додаткових резервах потужності на випадок коливань потужності СЕС та ВЕС;
- погіршення якості електроенергії в енергорегіонах, в яких працюють СЕС;
- необхідність застосування додаткових заходів з компенсації реактивної потужності та регулювання напруги.

Досвід європейських країн:

- 1) впровадження значних обсягів потужностей на електростанціях на ВДЕ (Данія, Германія, Іспанія, та ін.);
- 2) системна аварія в UCTE у 2006 році була частково спровокована наявністю значних перетоків потужності з енергорегіонів, в яких працювали електростанції на ВДЕ;
- 3) необхідність підтримання відповідних резервів потужності на випадок зміни потужності електростанцій, які працюють на ВДЕ;
- 4) впровадження сучасних комплексів прогнозування роботи електростанцій на ВДЕ, впровадження SMART GRID.

6.2 Зелений водень. Технології добування та використання

Однією з актуальних задач сучасного суспільства є пошук альтернативних джерел енергії. Найбільш перспективним у цьому плані вважається водень, багато вчених називають його «паливом XXI століття», здатним вирішити енергетичні та екологічні проблеми, пов'язані як з викидом отруйних речовин в атмосферу, так і з накопиченням двоокису вуглецю, що призводить до порушення біоценозу.

Для перетворення хімічної енергії водню в електрику найбільш ефективним вважається використання паливних елементів, що володіють ККД не менше 50%. В результаті роботи водневих паливних елементів крім електроенергії виробляється тільки тепло і вода (в малих кількостях). Вони не містять рухомих деталей і абсолютно безшумні. Найбільш привабливі елементи з твердим полімерним електролітом (ТПЕ). Галузями їх використання є автомобільний

транспорт (до 70 % потенційного ринку), а також системи автономного енергопостачання (включаючи елементи живлення для портативної техніки - міні-комп'ютери, фото- і відеокамери, мобільні телефони тощо).

У США починаючи з 2003 року виділяються кошти в розмірі 1,2 млрд. доларів за президентською програмою переходу до водневої енергетики .

Крім транспорту областю застосування паливних елементів може стати децентралізоване енергопостачання . За оцінками, у Німеччині до 2010 р. частка паливних елементів в опаленні та електропостачанні складе 10-30%. Енергоустановки на їх основі електричною потужністю 1,5 кВт і тепловою потужністю 2,9 кВт будуть використовуватися в котеджах і багатоквартирних будинках.

Для забезпечення споживачів воднем в найближчі роки необхідно створити водневу інфра- структуру (мережа водневих заправних станцій для автомобілів на паливних елементах і т.п.). При реалізації цього завдання незамінні електролізери води з ТПЕ .

Основна перешкода для комерціалізації паливних елементів і електролізерів з ТПЕ полягає у використанні електрокаталізатори на основі платини. Використання даного металу призводить до ряду значних проблем, що обмежують застосування паливних елементів.

По-перше, вартість платини досить висока, і її ресурси недостатні. Сучасні оцінки вартості компонентів паливних елементів дають значення від 200 до 2000 дол США на кВт виробленої енергії. При цьому на кожен кВт необхідно до 2 г платини. Таким чином , двигун середнього автомобіля потужністю 50 кВт коштуватиме 10 000-100 000 дол США і буде використовувати до 100 г платини. Світове виробництво автомобілів досягла в 2004 році 64 млн. одиниць. Для того щоб обладнати всі автомобілі паливними елементами, буде потрібно 6400 тонн платини. Навіть якщо зміст платини буде знижено до теоретичної межі, що становить 0,1 г / кВт, платини буде потрібно набагато більше її річного видобутку (202 тонни в 2004 р.). А кількість платини, необхідне для заміни всіх ДВС на паливні елементи, порівнянно з її світовим запасом (100 000 тонн). При цьому

також існує потреба у ПЕ для інших видів транспорту і для домашніх автономних джерел електроенергії.

По-друге, істотним недоліком платини є те, що вона легко і необоротно отруюється окисом вуглецю (CO) і сірководнем (H₂S) - домішками, неминуче присутніми в дешевих паливах, таких як реформінг - газ (продукти конверсії органічного палива) та біо - газ (біотехнологічний H₂, отриманий з відходів органічного походження за допомогою бактерій).

Тому паливні елементи, які використовують платинові каталізатори, не можуть розглядатися як єдина перспектива для широкого використання в енергетиці майбутнього. Необхідно шукати альтернативний каталізатор.

При значному підвищенні температури можна відмовитися від каталізу платиною. Так, наприклад, високотемпературні паливні елементи і електролізери на основі оксидів металів і кераміки не містять благородних металів. Але вони, по-перше, є недостатньо стійкими до різних впливів, зокрема, механічним, тому розглядаються тільки для стаціонарних установок.

По-друге, їх робоча температура (~ 900 ° C) занадто висока і не дозволяє використовувати звичайні конструкційні матеріали, наприклад сталь. І нарешті, дані елементи не пристосовані для роботи в режимі частих запусків - зупинок. Одним із шляхів вирішення проблеми каталізу в низькотемпературних паливних елементах є використання природних каталізаторів - ферментів.

Ферменти, відповідальні в природі за окислення H₂, отримали назву « гідрогенази ». Ферменти - гідрогенази є унікальними і єдиними ефективними неплатиновими каталізаторами для водневої реакції. Інших подібних неплатинових каталізаторів поки не знайдено.

Відносно платини ситуація зворотна - при збільшенні її споживання ціна значно зростає . Крім того, на відміну від платини, ферменти стійкі до домішок CO і H₂S, що містяться в дешевих паливах.

У той час, як і зараз, інтерес до паливних елементів був пов'язаний з енергетичною кризою, який не мав таких розмірів, як сучасний, і закінчився досить швидко. Увага вчених було направлено на біоелектрокаталіз ферментами -

прискорення хімічних реакцій, що протікають на електродах у присутності біологічних компонентів.

Сучасний енергетична криза змушує поглянути на проблему по -новому, визнавши її актуальність. За різними оцінками, запасів нафти вистачить на 20-50 років, а спад обсягів видобутку нафти очікується протягом найближчих 10 років.

Характерне напруга електролізера при щільності струму 1 А/см^2 становить 1,63-1,64 В. Створені паливні елементи потужністю 1 кВт і електролізери продуктивністю до $2 \text{ м}^3/\text{год}$ водню (робочий тиск до 30 атм). Масштаби, досвід і наявність стендів, спеціально створених для експериментів з паливними елементами і електролізерами, роблять можливим проведення широкомасштабних випробувань нових неплатинових електрокаталізаторів.

Активна співпраця з колегами з Університету ім. Ж. Фур'є в м. Греноблі (Франція) дозволяє налагодити спільне використання отриманих напрацювань по різних переносникам електродів, створювати найбільш прогресивні системи для електрохімічного окислення водню за допомогою ферментів.

Останнім часом потік наукових робіт в області паливних ферментних електродів різко збільшується. Наукові дослідження ферментів, пов'язаних з воднем, що фінансуються європейськими країнами, завжди відрізнялися масштабністю, такими вони збереглися і протягом останніх років. Однак прогрес західних колег лежить у площині вивчення фундаментальних властивостей ферментів і їх метаболізму в мікроорганізмах. В області ж створення ферментних електродів, якими займаються російські вчені, наша країна є абсолютним лідером.

Водень є найпоширенішим елементом не тільки на землі, а й у космосі. На нього припадає три чверті всієї речовини у Всесвіті. Він також входить до складу води, яка займає майже дві третини поверхні Землі.

При цьому водень має значно вищу енергоємність, ніж природний газ, нафта чи вугілля, а продуктом згоряння водню є лише вода, що абсолютно безпечно для навколишнього середовища. Усе це робить його перспективним видом енергії.

Водень не є чимось новим в енергетиці, його вже багато років використовують для потреб промисловості. При цьому він рідко трапляється у природі в чистому вигляді, хоча є десятки способів отримання водню в лабораторних умовах.

Є три найбільш поширені технології одержання водню в промислових масштабах.

Більшу частину промислового водню отримують з природного газу, обробляючи його високотемпературною парою (парове вуглеводневе реформування).

Друга технологія — газифікація коксівного вугілля у спеціальних печах при високій температурі. Такий водень називають "синім", бо цей спосіб виготовлення не є екологічним.

Третя технологія — отримання водню з води шляхом електролізу. Цей метод перспективний, однак надзвичайно енергоємний.

У 2019 році у світі було виготовлено близько 75 млн тонн водню. Понад три чверті – з природного газу, бо це найдешевше. Решту обсягів отримують з вугілля і лише близько 4% – іншими способами, серед яких – електроліз води. Для отримання однієї умовної частини водню з природного газу потрібно витратити три частини газу.

Щоб отримати кілограм водню з води шляхом електролізу, знадобиться 50 кВт·год електроенергії. Таким чином, собівартість "зеленого" водню для традиційної енергетики поки що залишається надто високою порівняно з іншими методами.

Тож перша причина, чому водень не став головним паливом, – ціна. Друга причина – використовувати газ і вугілля як сировину для отримання палива дорого, хоч і більш екологічно. Спалювати вугілля, щоб згенерувати електроенергію і використати її для розщеплення води на водень, не тільки дорого, а й неекологічно.

Розвиток і здешевлення сонячної та вітрової енергії вносять суттєві корективи в цю економіку. За останні три роки сонячні панелі подешевшали в

Україні майже на третину, а загальна потужність сонячних електростанцій збільшилася майже у дев'ять разів: з 568 МВт у 2016 році до 4 925 МВт у 2019 році.

Специфіка сонячних електростанцій у тому, що вони виробляють енергію вдень, а пікове споживання електроенергії припадає на ранок і вечір. Дешеву надлишкову енергію можна використовувати для виготовлення водню з води.

Таким чином можна повністю перейти на "зелену" енергію і не залежати від погоди. Данська компанія Orsted планує побудувати на острові Борнхольм у Балтійському морі потужну ВЕС для масштабного виробництва "зеленого" водню.

Водень, отриманий за допомогою відновлюваних джерел енергії, можна додавати в газотранспортні мережі. Це підвищує якість палива завдяки більшій теплоємності водню та знижує викиди в атмосферу завдяки скороченню споживання газу.

У ЄС запустили кілька таких проєктів. У німецькому Франкфурті-на-Майні з 2014 року проводять експеримент, додаючи близько 2% водню в місцеву газорозподільну мережу. Така кількість водню дозволяє не переобладнувати мережі. Схожі проєкти є в Італії, Данії, Нідерландах.

У британському місті Лідс, де мешкає близько 750 тис людей, у 2017 році започаткували проєкт, що передбачає використання до 20% водню у газорозподільній мережі. Також планується модернізувати мережі та обладнання споживачів.

У 2020 році в Україні теж почали тестувати газоводневу суміш на закритих ділянках розподільчих мереж у п'ятих областях.

Між тим водень може використовуватися і в транспортній сфері.

Перший серійний автомобіль на водневому пальному в листопаді 2013 року представила компанія Toyota на Токійському автосалоні.

Є три типи водневих двигунів.

Перший — двигуни внутрішнього згоряння, що працюють на водно-газовій суміші.

Другий — гібридні, які використовують водень або водно-газову суміш для генерації електроенергії та працюють від електродвигуна.

Третій — паливні комірки, у яких в результаті взаємодії водню і кисню виробляється електроенергія без процесу горіння. Такі двигуни мають найбільший коефіцієнт корисної дії — 83%.

Для порівняння: ККД середньостатистичного двигуна внутрішнього згоряння становить 30%, а найвищого показника ефективності серед бензинових двигунів вдалося досягнути компанії Toyota у 2014 році — 38%.

У 2018 році в Німеччині запустили перший у світі потяг, що працює на водневих паливних елементах. Потяг може проїхати близько 800 км на одній заправці і перевезти 300 пасажирів.

Перед водневим транспортом стоїть чимало викликів: інфраструктура, здешевлення виробництва водню та водневого транспорту, безпека.

Ілон Маск, який зацікавлений у розвитку електромобілів, наголошує, що водень вибухонебезпечний. Витік водню неможливо відстежити, тому існує ризик утворення вибухонебезпечних сумішей.

Також чистий водень не можна транспортувати звичайними металевими трубами без покриття, він робить метал крихким, тому газотранспортну систему та пристрої споживачів потрібно модернізувати.

Водневі технології у поєднанні з альтернативними джерелами енергії невдовзі можуть стати економічно вигіднішими, ніж викопні ресурси. Особливо для країн з невеликими запасами корисних копалин та зручним географічним розташуванням.

Про водень та водневі технології вже починають говорити на державному рівні. У Національній академії наук України виділили рекордні 3 млн грн на підтримку водневих проектів.

Наступним кроком повинна стати розробка українського законодавства.

Українська воднева рада спільно з Інститутом відновлюваної енергетики розробляють та співфінансують практичну програму секторальної інтеграції водню в економіку України.

Зокрема, завершується розробка дорожньої карти із запровадження водневих технологій в основні галузі економіки України. Ведеться робота над концепцією розвитку використання водню в Україні до 2035 року та національним планом дій у відновлюваній енергетиці на 2020-2030 роки.

Основні напрями розвитку водневої енергетики для побудови нової економічної моделі України такі.

Розробка та впровадження ефективних енергосистем на основі відновлюваних джерел енергії, забезпечених системами акумулювання, зберігання, транспортування та використання водню різного виду та потужності — так званий зелений водень.

Розробка та впровадження систем акумулювання, зберігання, транспортування та використання водню різного виду та потужності у традиційній енергетиці для накопичення пікової електроенергії — промисловий водень.

Розробка та впровадження систем акумулювання та використання водню різного виду та потужності у транспортній галузі — автомобільний та залізничний транспорт.

Розробка та впровадження систем трубопровідного транспортування водню, у тому числі як добавок до природного газу.

Досягнення 25-відсоткової частки водню в газотранспортній системі України.

Розробка та впровадження механізмів державного управління і регулювання у сфері водневої енергетики.

Розробка законодавчих та нормативно-правових актів, спрямованих на розвиток водневої енергетики.

Підвищення рівня конкурентоспроможності об'єктів відновлюваної енергетики.

Розробка вимог та заходів щодо безпеки в процесі виробництва, зберігання, транспортування та споживання водню.

Створення систем аналітично-інформаційного забезпечення науково-технічного розвитку водневої енергетики.

Створення системи метрологічного та сертифікаційного забезпечення.

Таким чином, використання потенціалу відновлюваної енергетики в поєднанні з водневими технологіями дозволить Україні не тільки відмовитися від імпорту природного газу та бути енергетично незалежною державою, а й експортувати до країн ЄС новітній енергоносіє.

У Євросоюзі з метою прискорення впровадження інноваційних розробок в галузі водневої енергетики створено асоціацію "Водень Європа", яка об'єднує понад 100 промислових компаній, близько 68 науково-дослідних організацій та 11 національних водневих асоціацій.

"Водень Європа" тісно співпрацює з рамковою програмою ЄС "Горизонт 2020", спільною ініціативою "ПК і водень", загальний бюджет якої становить 1,33 млрд євро.

В Україні побудовою водневої економіки, розвитком водневої енергетики та залученням країни до водневого європейського енергетичного простору займається енергетична асоціація "Українська воднева рада".

У 2018 році вона першою в Україні і серед держав, що не входять у ЄС, стала членом підрозділу європейської комісії організації "Водень Європа" (Hydrogen Europe).

Українська воднева рада представляє інтереси організації "Водень Європа" в Україні та наближає країну до європейської енергетичної спільноти.

Зокрема, у квітні 2019 року в Ганновері на найбільшій європейській виставці, присвяченій водневим технологіям, представники Hydrogen Europe схвалили українську дорожню карту розвитку водневої енергетики.

Водневі технології для енергетики, такі як водневе акумулювання енергії поновлюваних джерел, водневі накопичувачі для автономної і розподіленої генерації, заправки для постійно зростаючого кількісно і якісно водневого транспорту, активно впроваджуються в економіку розвинутих країн.

Воднева енергетика включає сукупність технологій виробництва, транспортування, акумулювання і використання універсального вторинного енергоносія - водню. У концепції водневої енергетики водень доповнює собою найважливіший вторинний енергоносіє - електроенергію, енергетичне використання водню визначається можливістю екологічно чистого отримання електроенергії і тривалого зберігання без втрат, в тому числі великомасштабного.

З розвитком відновлюваної енергетики, що спирається на змінні ресурси сонячної і вітрової енергії, а також поширення технологій розподіленої генерації і інтелектуальних мереж проблема довготривалого зберігання енергії виходить на перший план.

Один з найбільш перспективних шляхів розвитку водневої енергетики заснований на використанні водню, виробленого електролізом, як акумулятор енергії, при цьому все більшої популярності набуває технологія Power-to-Gas (P2G) [4]

Також використання паливних елементів разом Мікротурбіни і поновлюваними енергоресурсами буде сприяти зниженню вартості і кількості шкідливих викидів в мікросетей, при цьому паливні елементи мають більшу екологічною чистотою в порівнянні з Мікротурбіни і поширення паливних елементів не робить негативного впливу на роботу мережі [6]. Гібридні сонячно / вітро / водневі енергоустановки на паливних елементах можуть сприяти максимальній конвертації сонячної і вітрової енергії в електричну для віддалених районів [7].

Проект енергетичної стратегії до 2035 р вказує на нові технології, поширення яких раніше або пізніше призведе до втрати вуглецевої енергетикою домінуючого положення, в тому числі поновлювані джерела енергії і накопичувачі енергії, гібридні та електромобілі, включаючи автомобілі на водневому паливі, в результаті буде потрібно прискорене освоєння сукупності перспективних груп технологій, в тому числі ВДЕ, водневої енергетики, накопичувачів енергії та інтелектуальних мереж [8].

Зберігання енергії можливо з використанням різних фізичних принципів, виділяють наступні способи перетворення електричної енергії для її акумулювання (детальний огляд представлений, наприклад, в [15 - 21]):

- Механічна, в тому числі маховики (обертання), гідроакумуляції (потенційна енергія) ГАЕС, стиснене повітря (тиск) ПАЕС
- Хімічна енергія, в тому числі водень, енергоємні матеріали (алюміній, органічні сполуки і т.д.), біодизель, біопаливо;
- Електрохімічні джерела, в тому числі батареї різних типів АКБ, суперконденсатори;
- Магнітна енергія, в тому числі надпровідні магнітні системи СПМС
- Кріогенні системи, включаючи системи зберігання на рідкому повітрі

Збільшення використання відновлюваних джерел в енергетиці вимагає еволюції енергетичних систем [20]. В даний час світова потужність систем акумулювання енергії оцінюється в 3% (150 ГВт) від загальної генерації електроенергії, причому на 95% ці потужності забезпечуються за рахунок єдиною технологією - гідроакумуляційних станцій [10].

Розподілена генерація кіловатного класу потужності використовує системи акумулювання енергії із застосуванням хімічних джерел струму. Порівняння доступних на даний момент комерційних технологій АКБ показує, що найбільш придатними є свинцево-кислотні та літій-іонні батареї.

Аналіз сучасного стану та перспектив застосування АКБ, виконаний в [22], показав, що застосування хімічних джерел струму має свої межі.

Сучасні комерційні системи на свинцевих і літій-іонних батареях ефективні в вузькому діапазоні параметра енергія / потужність і застосовуються лише для нетривалої роботи від декількох хвилин до декількох годин, для щодо тривалої роботи (кілька годин) можуть бути придатні перспективні батареї натрій-сірчаного або ванадій-редоксного типу, проте вони знаходяться на стадії розробки і ще не комерціалізовані (особливо це стосується ванадієвих батарей).

Зазвичай водневе акумулювання енергії розглядається у вигляді ланцюжка, що зв'язує первинний джерело енергії, виробництво водню, систему зберігання

водню і водневу енергоустановку [2]. Щодо застосування з ВДЕ цей ланцюжок зводиться як правило до отримання водню шляхом електролізу, зберігання водню в стислому або твердофазном пов'язаному вигляді і отримання електричної енергії з використанням електрохімічних генераторів (паливних елементів) або водородосжігаючих установок (включаючи двигуни внутрішнього згоряння) [23 - 26].

Подібна система розглядається в якості буфера між електричною мережею і ВДЕ і призначена не тільки для довготривалого зберігання енергії, а й для згладжування суттєвих пульсацій, пов'язаних зі змінним характером ВДЕ.

Водень можна зберігати або в чистому вигляді, або у вигляді хімічних сполук з високим вмістом водню, з яких, при необхідності, він може бути легко отриманий безпосередньо на борту транспортного засобу в одному з наступних процесів.

Зміна параметрів або агрегатного стану водню:

- стиснення газу або комбінований процес стиснення і охолодження;
- зрідження водню. Водень, що володіє низькою критичною температурою, необхідно охолоджувати до температури нижче 20 К, щоб зберігати його в рідкому стані в посудинах без надлишкового тиску.

Сполука водню з іншими речовинами:

- адсорбція газоподібного водню деяким відповідним адсорбентом, наприклад, активованим вугіллям;
- освіту сполук з високим вмістом водню. Такими сполуками можуть бути:
 - з'єднання з сильною водневою зв'язком, що вимагають реалізації щодо складних хімічних процесів для отримання водню. До таких сполук можна віднести, наприклад, метанол, етанол, аміак, а також воду, яку можна розглядати як «носій» водню;
 - з'єднання, які можуть бути оборотно перетворені в інші речовини з більш високим (або низьким) вмістом водню;

- гідриди металів, тобто з'єднання «метал» - «водень», що володіють властивістю можна зупинити абсорбувати і десорбувати водень при зміні температури.

Характеристики первинних джерел енергії та графіків споживання істотно впливають на основні технічні та економічні характеристики як окремих агрегатів, так і системи акумулювання. Серед інших технологій зберігання енергії водневе акумулювання відрізняється відносно низьким ККД (40 ... 60%), однак цей недолік компенсується достоїнствами водневих систем, серед яких виділяються можливість тривалого зберігання енергії без втрат, що недосяжно для хімічних джерел струму, висока щільність зберігання енергії і малі капітальні витрати в порівнянні з ГАЕС і ПАЕС.

Зокрема, при добовому зберіганні водню в металогідридній системі і виробництві електроенергії для кінцевого споживача з використанням ТПТЕ частина вартості електроенергії, пов'язана із зберіганням водню, становить близько 1.2 цента США / кВт · год, а при зберіганні водню протягом 30 діб - 12 центів США / кВт · год. Повна вартість пікової електроенергії в залежності від режимів і методів зберігання і споживання водню змінюється від 19 до 60 центів США за кВт · год [27; 28].

Для отримання водню може бути використаний електроліз води, основні види електролізу відрізняються типом носіїв заряду, такими як гідроксид-іони в лужному електролізі води і протони в кислотному. Високопродуктивні лужні і твердополімерним (PEM) електролізних системи виробляються в даний час багатьма зарубіжними компаніями, такими як CETH2 / Areva H2Gen, Hydrotechnik, Hydrogenics, ITM Power, McPhy Energy, NEL, Next Hydrogen, PERIC, Siemens. Станом на першу половину 2014 року на ринку були представлені електролізери потужністю 0.35-3.35 МВт (лужні КОН) і 0.45-2.5 МВт (PEM).

Кожен електролізер оснащується допоміжними системами водопідготовки, охолодження і очищення до 99.999%, термін експлуатації стеків до заміни становить 6-11 років, ККД по нижній теплоті згоряння водню на початок

експлуатації знаходиться в діапазоні 52% -62% для лужних електролізерів і 67-64% для твердополімерних, які характеризуються більшою швидкістю деградації, ніж лужні [29].

Традиційно водень зберігається в стислому вигляді, в даний час розроблені і комерціалізовані системи зберігання з тиском понад 70 МПа. Щодо низький тиск одержуваного водню призводить до необхідності використання компресора, що призводить до зростання енерговитрат на виробництво кінцевого продукту. В даний час водень стискається переважно за допомогою поршневих компресорів, що володіють низькою ефективністю. Наприклад, Адіабатний ККД компресора для водневої заправної станції продуктивністю 1000 кг / сут становить 56% і ККД мотора 92%. В результаті майже 11.3% енергії водню на заправці витрачається на його компресію [31].

Для виробництва енергії в сучасній розподіленій енергетики і системах акумулювання пропонується використовувати водневі паливні елементи - хімічні джерела струму (ХДС), здатні перетворювати хімічну енергію в електричну енергію при електрохімічних процесах з постійно надходять активних речовин: водню і окислювача. На відміну від гальванічних елементів ТЕ можуть працювати до тих пір, поки здійснюється підведення реагентів (палива і окислювача) і відведення продуктів реакції.

Традиційно виділяють три основні області застосування паливних елементів:

- Портативні, рівень потужності 1 В - 20 кВт, PEM FC, DMFC. Являють собою пристрої або вбудовані, або призначені для заряджання переносний техніки, включаючи допоміжні системи електроживлення для спец транспорту, освітлення, військових застосувань, переносної електроніки і т.п.

- Стаціонарні установки, рівень потужності 0.5 кВт - 400 кВт, PEM FC, MCFC, AFC, SOFC, PAFC. Енергоустановки для виробництва електричної і іноді теплової енергії в стаціонарному виконанні для безперебійного енергопостачання, малої і великомасштабної когенерації.

- Транспортні застосування, 1 кВт - 100 кВт, PEM FC, DMFC. Основні або допоміжні пристрої для забезпечення рушійної сили транспортних засобів, легкових автомобілів (FCEV - електромобілі з паливними елементами), автобуси, вантажівки, навантажувачі.

Аналіз активністю публікацій International Journal of Hydrogen Energy за останні роки показує, що в список найбільш цитованих публікацій входять оглядові статті з розвитку технологій твердополімерним електролізу води, пілотним проектам технології P2G і виробництва водню за рахунок ВДЕ, створення паливних елементів різних типів, в тому числі пошуку дешевих каталізаторів для твердополімерних паливних елементів.

Як відзначають дослідники [35] в даний час концепція Smart-Grid в основному розглядається з точки зору електричних мереж, хоча в майбутньому це буде об'єднання електричної, паливної і теплової мереж. Міжнародне енергетичне агентство розглядає водень як сполучна ланка між цими мережами [36].

Великомасштабне зберігання енергії за допомогою водню розглядається як частина наступних концепцій:

- Power-to-Power (електроенергія-в-електроенергію) із зберіганням водню як в газоподібному стані (в тому числі в підземних газосховищах), так і в зв'язаному стані, в тому числі в гідридах металів;

- Power-to-Gas електроенергія-в-газ, що включає додавання водню в існуючу інфраструктуру для природного газу (збагачений воднем природний газ), а також створення синтетичного метану з водню (Метанізація).

Концепція Power-to-Gas розглядається як найпростіший і швидкий спосіб створення великомасштабного ринку водню. Найдешевший спосіб транспортування водню: по трубопроводу в суміші з природним газом. Оскільки прокладка нових газопроводів вимагає значних капітальних витрат (близько 1 млн. \$ / Милі в США) саме цей спосіб розглядається як основний в даний час і в найближчому майбутньому.

Плюси цього рішення засновані на відносній дешевизні технології, використанні існуючої інфраструктури природного газу, при цьому безпеку

транспортування водню знаходиться на тому ж рівні, що і ПГ, проникність газових труб в діапазоні від 1.4 ... 7 бар досить мала і добавка водню зменшує ймовірність конденсації важких вуглеводнів в трубах.

У той же час є і недоліки, в першу чергу необхідність поділу газів, що призводить до витрат 20 ... 30% водню на поділ (+ 25..50% до вартості), одорант меркаптан містить сірку і від нього необхідне додаткове очищення існують обмеження на теплотворну здатність газу (число Воббе).

В даний час в Європейському союзі йде велика робота по створенню демонстраційних проектів в рамках цієї концепції.

Завдяки високому ККД енергоустановок на базі паливних елементів розглядаються в якості перспективних джерел енергії в кіловатний класі потужності. Такі енергоустановки вимагають використання водню чистотою вище 99.9%. Тому при використанні в автономних системах низькотемпературних паливних елементів може виявитися необхідної доочищення водню. В даний час створені ефективні електролізери на підвищений тиск з ККД > 75% і енерговитратами (4.2-4.4) кВтг / м³ і низькотемпературні паливні елементи (з твердополімерним і лужним електролітом) з ККД більше 55% [24]. Для комбінації «електролізер - паливний елемент» коефіцієнт рекуперації електроенергії може становити більше 40%, що цілком прийнятно для енергоустановок на основі ВДЕ. При розробці таких систем акумулювання електроенергії основні науково-технічні бар'єри пов'язані зі створенням енергоефективних систем очищення і зберігання водню, інтегрованих з паливними елементами.

Серед розроблюваних нових технологій і пристроїв очищення і зберігання водню для автономної енергетики економічно прийнятними і безпечними можуть стати пристрої та системи, засновані на використанні оборотних металогідридів (МГ) - інтерметалічних сполук (ІМС), здатних вибірково і оборотно поглинати водень [37; 38]. При цьому основна маса водню в системі знаходиться в зв'язаному твердофазном стані, що забезпечує підвищену безпеку при експлуатації. Вибірковість поглинання водню, можливість гнучко контролювати термодинамічні властивості інтерметалічних сплавів за допомогою варіації їх

складу дозволяє використовувати їх не тільки для зберігання, але і для високоефективної очистки водню, створення термохімічних теплових насосів і водневих компресорів.

Аналіз активністю публікацій за останні 20 років показав, що на початку 2000-х років відбувся різкий сплеск наукової активності в області технологій виробництва водню. При цьому після початку світової фінансової кризи на рубежі 2010 відзначений різкий перехід до стабілізації кількості статей за винятком різкого зростання інтересу до технологій отримання водню електролізом води.

Виконано огляд сучасного стану та найближчих перспектив розвитку водневих енергетичних технологій. В даний час світова енергетика переживає період важливих структурних змін, пов'язаних зі збільшенням частки ВДЕ і розподіленої генерації в загальному енергетичному балансі. Підвищення стійкості мережі, створення дружніх до вимог мережі сонячних і вітрових електростанцій, забезпечення доступності електростанцій, готових включитися в підтримку рівня потужності за короткий період часу можуть бути ефективні тільки до того моменту, коли ВДЕ досягнуть 25% частки в генерації. Забезпечення якості електропостачання при широкому поширенні ВДЕ має бути покріплено розвитком систем зберігання енергії.

В даний час світова потужність систем акумулювання енергії оцінюється в 3% (150 ГВт) від загальної генерації електроенергії, причому на 95% ці потужності забезпечуються за рахунок єдиною технологією - гідроакумулюючих станцій.

Водневе акумулювання енергії у вигляді ланцюжка, що зв'язує первинний джерело енергії, виробництво водню, систему зберігання водню і водневу енергоустановку дозволяє здійснювати довгострокове акумулювання енергії без втрат, доповнюючи в мегаватного класу потужності гідроакумулюючі системи і конкуруючи в області малих потужностей з акумуляторними системами.

Електроліз води. Водень може бути проведений електролізом води на базі електроенергії. Хоча цей спосіб має багаторічну історію, тим не менш, у даний

час світовий обсяг виробництва водню шляхом електролізу води невеликий (не більше 2-3%), причина цього криється у відносно низькій сумарною ефективності процесу в порівнянні з паровою конверсією метану і газифікацією вугілля.

Важливе потенційне перевагу електролізу полягає в тому, що його досить легко організувати в умовах маломасштабного виробництва, наблизивши його до споживачів. Це дозволяє відмовитися від споруди дорогих систем розподілу водню. Електролізери забезпечують виробництво особливо чистого водню. До недоліків електролізу відносяться низька сумарна енергетична ефективність процесу і відносно високі капітальні витрати. В даний час застосовується і розробляються нові типи електролізерів, що дозволяють збільшити ефективність і комерційну привабливість процесу електролізу (твердополімерним електролізери, високотемпературні і ін. [9]).

Найбільш широко використовувана технологія електролізу заснована на застосуванні лужних електролітів. Вдосконалені лужні електролізери можуть бути використані для великомасштабного виробництва водню з води з відносно високою сумарною ефективністю перетворення первинної енергії, рівній 28-36% з урахуванням ККД електростанції на рівні 35-40% [9].

Тим часом, перспективи електролізу пов'язані із застосуванням твердополімерних електролізерів (ТПЕ) з платиновими каталізаторами, які забезпечують більш високий вихід водню. Останнім часом ведуться розробки електролізерів з ТПЕ, що не містять дорогоцінних металів, хоча, незважаючи на деякі успіхи в рішенні цієї задачі для спеціальних електролізерів з малим ресурсом роботи, прийнятного рішення для промислових електролізерів поки не знайдено. ТПЕ електролізери характеризуються значно більшими питомими капітальними витратами, ніж лужні, але ці витрати зменшаться при переході до великих обсягів виробництва.

Як джерело електроенергії для електролізу доцільно розглядати енергопостачання від вироблення електроенергії на місці на базі поновлюваних джерел енергії, наприклад, сонячної або вітрової енергії.

При використанні енергії СЕС і ВЕС (описана нижче) основні показники технологій збігаються з аналогічними величинами моделі на базі енергосистеми; викиди ж CO₂ відсутні Електроліз на базі енергії вітру).

Енергія вітру вже активно використовується для виробництва електроенергії в ряді зарубіжних країн (Данія, Німеччина, Великобританія). Це дозволяє розглядати вітрову енергію як перспективну база для виробництва водню. Визначальний вплив на ефективність генерування електроенергії на вітрових установках надають швидкість вітру і її рівномірність в місцях установки. Крім того, з'їм електроенергії багато в чому залежить від конструкції турбіни, надійності установки, розташування і т.п.

При використанні енергії вітру мають місце ті ж витратні характеристики, що й при отриманні водню на базі сонячної енергії. Обидві технології застосовні для продуктивності за воднем не більше 10 т / добу., Що відповідає потужності ВЕС або СЕС 20-25 МВт (е).

Контрольні питання до розділу 6

1. Охарактеризуйте напрями розвитку сучасної енергетики.
2. Які основні питання розробки концепції Smart Grid в Україні?
3. Які є перспективи впровадження Smart Grid в ОЕС України?
4. Охарактеризуйте технології добування та використання зеленого водню.
5. Які є системи акумулювання, зберігання, транспортування та використання водню?

Список використаної та рекомендованої для користування літератури

1. Твайделл Дж., Уэйр А. Возобновляемые источники энергии: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат. 1990. – 392 с.
2. Праховник А.В. Малая энергетика: распределенная генерация в системах энергоснабжения – К. : «Освіта України», 2007. – 464с.
3. Варламов Г.Б., Любчик Г.М., Маляренко В.А. Теплоенергетичні установки та екологічні аспекти виробництва енергії / Підручник. – К. : “Політехніка”, 2003. – 228 с.
4. Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. – К. : Вища школа, 1983. – 168 с.
5. Усковский В. М. Возобновляющиеся источники энергии / В. М. Усковский. – М. : Россельхозиздат, 1986. – 126 с.
6. Рубан С. С. Нетрадиционные источники энергии / С. С. Рубан. – М. : Энергия, 2003. – 326 с.
7. Кириллин В. А. Энергетика. Главные проблемы: В вопросах и ответах. / В.А. Кириллин. – М. : Знание, 1990. – 128 с.
8. Источники энергии. Факты, проблемы, решения. – М. : Наука и техника, 1997. – 110 с.
9. Голицын М. В. Альтернативные энергоносители / М. В. Голицын, А. М. Голицын. – М. : Наука, 2004. – 159 с.
10. Ляшков В.И., Кузьмин С.Н. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Учебное пособие. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2003. – 96 с.
11. А. Магомедов Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. – Махачкала: «Юпитер», 1996. – 245 с.
12. Золотницкий В.А. Новые газотопливные системы автомобилей / Под научн. ред. С.Н. Погребного. – М. : Издательский Дом Третий Рим, 2005. – 64 с.
13. Сабади П.Р. Солнечный дом / Пер. с англ. Н.Б.Гладковой. – М.: Стройиздат, 1981. – 113 с.
14. Системы солнечного тепло- и хладоснабжения / Р.Р. Авезов, М.А.

Барский–Зорин, И.М. Васильева и др.; Под ред. Э.В. Сарнацкого и С.А. Чистовича. – М.: Стройиздат, 1990. – 328 с.

15. Ушаков В.Г. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии / В.Г. Ушаков. – Новочеркасск: НГТУ, 1994. – 120 с.

16. Красовский Н.В. Ветроэнергетические ресурсы и перспективы их использования / Н.В. Красовский. – М.; СПб.: Знание, 1990. – 97 с.

17. Лучков Б.И. Солнечный дом, солнечный город / Б.И. Лучков // Наука и жизнь. – 2002. – № 12. – С. 26–31.

18. Левенберг В.Д. Энергетические установки без топлива. – Л. : Судостроение, 1987. – 104 с.

19. Н.Н. Громов Источники энергии на основе общеизвестных физических эффектов. – Нижний Новгород, 2001 г. – 25 с.

20. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 280 с.

21. Мала енергетика та її значення в регіональних системах майбутнього / В.Д. Білолід, К.В. Таранець // Проблеми загальної енергетики. – 2008. – №18. – С. 40–47.

22. Волшанин В.В. О классификации и терминологии нетрадиционных источников гидравлической энергии // Гидротехническое строительство. – 2001. – №2. – С. 52–56.

23. Лабейш В.Г. Гидравлические расчеты энергооборудования. – Л.: СЗПИ, 1991. – 88 с.

24. Лабейш В.Г. Природоохранные технологии в теплоэнергетике. – СПб.: СЗТУ, 2001. – 80 с.

25. Реєстр альтернативних видів палива Державного агентства з енергоефективності та енергозбереження України (Держенергоефективності). – Київ, 2011. – 42 с.

26. В.А. Маляренко. Энергосбережение и централизованное теплоснабжение в концепции развития коммунальной энергетики//Энергосбережение, энергетика, энергоаудит.–2007.–№3.–С.72–77.

27. В.А. Малярєнко, О.І.Яковлєв, І.Г.Жиганов. Розвиток біоенергетики – важливий шлях підвищення енергозалежності сільгоспвиробника// Энергосбережение, энергетика, энергоаудит. –2006. – №12. – С.8–20.
28. Про заходи щодо стабілізації становища в паливно–енергетичному комплексі: Постанова від 22 березня 2000 року №538/ Україна. Кабінет Міністрів; Україна.Кабінет Міністрів //Офіційний вісник України. – 2000. – № 12 . – С. 128–139
29. Гайдук В. Розвиток паливно–енергетичного комплексу України як основи її економічної безпеки //Економіка України. – 2001. – № 5. – С. 4–7
30. Добірка статей про паливно–енергетичний комплекс //Вісник Національної Академії наук України. – 1999. – № 9. – С. 3–34
31. Концепція державної енергетичної політики України на період до 2020 року //Національна безпека і оборона. – 2001. – № 2. – С. 2–54
32. Мельничук Л. Паливно–енергетичний комплекс України //Колега. – 2001. – № 4–5. – С. 2 – 9
33. Пендзин О. Аналіз сучасного стану паливно–енергетичного комплексу України //Євроатлантикінформ. – 2006. – № 2. – С. 17–26
34. Повний С. Паливно–енергетичний комплекс як об’єкт державного управління //Вісник Національної академії державного управління при Президентіві України. – 2005. – № 1. – С. 262–266.
35. Семенов Г. Трансформація економіки та енергетичний потенціал України в період кризи //Економіка. Фінанси. Право. – 2000. – № 1. – С. 3–7.
36. Яснюк Т. Стан і перспективи регіонального розвитку паливно–енергетичного комплексу України //Краєзнавство. Географія. Туризм.. – 2003. – № 2. – С. 2–5.
37. Самойлік М.С., Чудан К.А., Шуліка А.О. Оцінка біоенергетичного потенціалу Полтавської області. – Вісник Полтавської державної аграрної академії. – 2011. – №1. – С. 36–41.
38. Агроекологічний атлас Полтавщини / В.М. Писаренко, Ю.С. Голік, П.В. Писаренко [та ін.]. – Полтава: Оріяна, 2009. – 70 с.

39. *World Energy Outlook –2015*, OECD/IEA, Paris.
40. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. // Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України: [Електронний ресурс]: <http://mpe.kmu.gov.ua>.
41. Енергетика України: стан і тенденції розвитку // Національна безпека і оборона. – 2012. – № 6(135). – С. 2–41.
42. Аналітична записка БАУ № 13 (2015) «АНАЛІЗ ЕНЕРГЕТИЧНИХ СТРАТЕГІЙ КРАЇН ЄС ТА СВІТУ І РОЛІ В НИХ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ».
43. Альтернативные энергоносители / М.В. Голицын, А.М. Голицын, Н.В. Пронина; Отв. ред. Г.С. Голицын. – М. : Наука, 2004. – 159 с.
44. Денисенко Г.И. Возобновляемые источники энергии. – К. : Вища школа, 1983. – 168 с.
45. Лабейш В. Г. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии / В.Г. Лабейш. – СПб. : СЗТУ, 2003. – 80 с.
46. С.М. Бойко, О. М. Сінчук, І. О. Сінчук, І. А. Мінаков Алгоритм вибору нетрадиційних та відновлювальних джерел електричної енергії до локальної системи електропостачання підприємств гірничо-видобувного комплексу *Electronics and Communications, Volume 21, №5(94), 2016* с. 6-13
47. С.М. Бойко, Особливості електропостачання підприємств гірничо-видобувного комплексу з використання відновлювальних джерел електроенергії Всеукраїнська науково-практична конференцію «Актуальність питання гірничо-металургійного виробництва»: Збірник тез доповідей. Кривий Ріг: ДВНЗ «КНУ», 2016 С. 47-48.
48. Розен Віктор Петрович. Формування енергоефективних режимів електроспоживання виробничих систем. – Дисертація д-ра техн. наук: 05.09.03, Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун-т". – Д., 2013.– 360 с.
49. Malyshenko S.P., Borzenko V.I., Dunikov D.O., Nazarova O.V. Metal hydride technologies of hydrogen energy storage for independent power supply systems

constructed on the basis of renewable sources of energy // Thermal Engineering (English translation of Teploenergetika). 2012. T. 59. № 6. – С. 468-478.

50. Шпильрайн Э.Э., Малышенко С.П., Кулешов Г.Г. Введение в водородную энергетику. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264.

51. Andrews J., Shabani B. Re-envisioning the role of hydrogen in a sustainable energy economy // International Journal of Hydrogen Energy. 2012. T. 37. № 2. – С. 1184-1203.

52. Gahleitner G. Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications // International Journal of Hydrogen Energy. 2013. T. 38. № 5. – С. 2039-2061.

53. Emonts B., Schiebahn S., Görner K., Lindenberger D., Markewitz P., Merten F., Stolten D. Reenergizing energy supply: Electrolytically-produced hydrogen as a flexible energy storage medium and fuel for road transport // Journal of Power Sources. 2017. T. 342. – С. 320-326.

54. Anastasiadis A.G., Konstantinopoulos S.A., Kondylis G.P., Vokas G.A., Papageorgas P. Effect of fuel cell units in economic and environmental dispatch of a Microgrid with penetration of photovoltaic and micro turbine units // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. T. 42. № 5. – С. 3479-3486.

55. Fathabadi H. Novel standalone hybrid solar/wind/fuel cell power generation system for remote areas // Solar Energy. 2017. T. 146. – С. 30-43.

56. REN21. Renewables 2016 Global Status Report. – Paris : REN21 Secretariat, 2019.

57. IEA. World Energy Outlook 2016. – Paris : IEA, 2020.

58. International Electrotechnical Commission. Electrical Energy Storage: White Paper. – Geneva: IEC, 2011.

59. U.S. Energy Information Administration. International Energy Outlook 2016 with Projections to 2040 www.eia.gov/forecasts/ieo. 2016.

60. Kliez M. BMW Group hydrogen fuel cell technology as a path towards zero emission mobility. WHEC2016, Zaragoza, Spain, June 13, 2016.

61. International Energy Agency. Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy – 2014 edition. –Paris: OECD/IEA, 2014.
62. Фортов В.Е., Попель О.С. Энергетика в современном мире. – Долгопрудный: Издательский дом "Интеллект", 2011. – 168.
63. Chen H., Cong T.N., Yang W., Tan C., Li Y., Ding Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review // Progress in Natural Science. 2009. T. 19. № 3. – С. 291-312.
64. Beaudin M., Zareipour H., Schellenberglabe A., Rosehart W. Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review // Energy for Sustainable Development. 2010. T. 14. № 4. – С. 302-314.
65. Nair N.-K.C., Garimella N. Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration // Energy and Buildings. 2010. T. 42. № 11. – С. 2124-2130.
66. Díaz-González F., Sumper A., Gomis-Bellmunt O., Villafañila-Robles R. A review of energy storage technologies for wind power applications // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012. T. 16. № 4. – С. 2154-2171.
67. Ferreira H.L., Garde R., Fulli G., Kling W., Lopes J.P. Characterisation of electrical energy storage technologies // Energy. 2013. T. 53. № 0. – С. 288-298.
68. Aneke M., Wang M. Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review // Applied Energy. 2016. T. 179. – С. 350-377.
69. Leadbetter J., Swan L.G. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity // Journal of Power Sources. 2012. T. 216. № 0. – С. 376-386.
70. Zoulas E.I., Lymberopoulos N. Hydrogen-based autonomous power systems: techno-economic analysis of the integration of hydrogen in autonomous power systems. : Springer, 2008.
71. Hydrogen and Fuel Cells: Fundamentals, Technologies and Applications. Ed. Stolten D. – Weinheim, Germany : WILEY-VCH Verlag GmbH, 2010. – 877.

72. Schoenung S., Hassenzahl W. Long- vs. Short-Term Energy Storage Technologies Analysis: A Life-Cycle Cost Study. : Sandia report SAND2003-2783 2003.
73. Steward D., Saur G., Penev M., Ramsden T. Lifecycle Cost Analysis of Hydrogen Versus Other Technologies for Electrical Energy Storage. Technical Report NREL/TP-560-46719. 2009.
74. Felgenhauer M., Hamacher T. State-of-the-art of commercial electrolyzers and on-site hydrogen generation for logistic vehicles in South Carolina // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. T. 40. № 5. – С. 2084-2090.
75. Gupta R.B. Hydrogen fuel: production, transport, and storage. : CRC Press, 2008.
76. DOE. Energy requirements for hydrogen gas compression and liquefaction as related to vehicle storage needs. DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record, July 7th, 2009 2009.
77. Zhang X., Chan S.H., Ho H.K., Tan S.-C., Li M., Li G., Li J., Feng Z. Towards a smart energy network: The roles of fuel/electrolysis cells and technological perspectives // International Journal of Hydrogen Energy. 2015. T. 40. № 21. – С. 6866-6919.
78. International Energy Agency. Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells – 2014 edition. – Paris : OECD/IEA, 2014.
79. Hydrogen Production & Distribution, IEA Energy Technology
80. U. S. Department of Energy, <http://www.energy.gov/>
81. Ольховский Г.Г., Казарян В.А., Столяревский А.Я. «Воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ)». М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2011. – 360 с.
82. Ольховский Г.Г., Казарян В.А., Столяревский А.Я. «Методы регулирования неравномерности электропотребления». М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 712 с.

НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Бойко Сергій Миколайович

Сінчук Ігор Олегович

Жуков Олексій Анатолійович

Савицький Олександр Іванович

КОМПЛЕКСНЕ ВИКОРИСТАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

ПІДРУЧНИК

**Під редакцією
доктора техн. наук,
професора Сінчука О.М.**

Підписано до друку _____
Формат __х__/__. Ум. др. арк. ____
Тираж 300 прим.