

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ
Завідувач кафедри
Інженерії енергосистем
(назва кафедри)

к.т.н., доц. _____ Є. О. Антипов
(підпис)

„_____” _____ 2025 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: “Вибір обладнання ТП 10/0,4кВ в умовах використання відно-
влюваних джерел електроенергії м’ясопереробного підприємс-
тва”

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеха-
ніка"

02.03 – КР. 2055 "С" 2024.11.18 ___ ПЗ

Гарант освітньої програми

_____ к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

_____ О. Ю. Синявський

(ПІБ)

Керівник

_____ д.т.н., професор

(науковий ступінь та вчене звання)

_____ (Підпис)

_____ В. Є. Кривоносов

(ПІБ)

Виконав

_____ (Підпис)

КИЇВ – 2025

_____ Д. В. Бачиш

(ПІБ студента)

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БІОРЕСУРСІВ
І ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ЕНЕРГЕТИКИ, АВТОМАТИКИ І ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доц. _____ С. О. Антипов
(підпис)

» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Бачиш Дмитро Володимирович

Спеціальність (напрямок підготовки): 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: "Вибір обладнання ТП 10/0,4кВ в умовах використання відновлюваних джерел електроенергії м'ясопереробного підприємства"

затверджена наказом ректора НУБіП України від "18" 11. 2024 р. № 2055 "С"

Термін подання завершеного проекту на кафедру "01" травня 2025 р.

Вихідні дані до бакалаврської кваліфікаційної роботи: каталоги електрообладнання; вимоги ПУЕ; ситуаційний план електропостачання, електричне навантаження

Перелік питань, які потрібно вирішити: характеристика об'єкту електропостачання; розрахунок електротехнічного обладнання системи електропостачання; розрахунок надійності електропостачання приватного домогосподарства; розрахунок пропускної здатності системи електропостачання; розрахунок та вибір схеми підключення резервної електростанції; заходи з охорони праці і техніки безпеки. протипожежні заходи

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint

Дата видачі завдання: 26. 02. 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

к.т.н., доцент

(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

В. Є. Кривоносов

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання Д. В. Бачиш

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ЗАСТОСУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВ.....	5
1.1 Розвиток ВДЕ в світі та в Україні.....	5
1.2 Практика застосування ВДЕ для підприємств.....	11
2 ХАРАКТЕРИСТИКА М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА.....	25
2.1 Коротка характеристика підприємства.....	25
2.2 Розрахунок електричних навантажень.....	26
2.3 Вибір ТП підприємства.....	31
2.4 Вибір конденсаторних установок.....	38
3 ВПРОВАДЖЕННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ..	41
3.1 Вибір та розміщення сонячних панелей.....	41
3.2 Вибір інвертора.....	47
3.3 Вибір струмопровідних частин.....	49
3.3.1. Вибір рядкового кабелю.....	49
3.3.2. Вибір кабелю постійного струму.....	50
3.3.3. Вибір кабелю змінного струму.....	52
3.4 Вибір запобіжника.....	53
3.5 Вибір роз'єднувача для запобіжника.....	54
3.6 Вибір пристрою захисту від імпульсних перенапруг.....	55
3.7 Вибір автоматичного вимикача.....	55
4 РОЗРАХУНОК ВИРОБЛЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	59
4.1 Розрахунок сонячної інсоляції на похилу поверхню.....	59
4.2. Розрахунок вироблення сонячної електроенергії.....	61
5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	64
5.1 Основні вкладення в обладнання.....	64

5.2 Розрахунок прибутку станції.....	65
6 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	68
6.1 Загальні питання охорони праці.....	68
6.2 Характеристика та аналіз умов роботи при проектуванні системи.....	68
6.2.1 Виробнича санітарія.....	68
6.2.2 Параметри мікроклімату.....	69
6.2.3 Виробниче освітлення.....	70
6.2.4 Шум і вібрація.....	71
6.2.5 Електромагнітні випромінювання.....	71
6.2.6 Електробезпека.....	72
6.3 Пожежна безпека	73
ВИСНОВКИ.....	75
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ.....	76

ВСТУП

У сучасних умовах енергетичного переходу та зростання вартості традиційних енергоресурсів особливу увагу приділяють питанням ефективного використання електроенергії, модернізації енергетичної інфраструктури та інтеграції відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) у промисловість. Однією з актуальних тенденцій є впровадження ВДЕ, зокрема сонячної та біоенергетики, у виробничі процеси підприємств, що дозволяє не лише зменшити залежність від централізованого електропостачання, але й підвищити енергоефективність та екологічність виробництва. [1]

М'ясопереробні підприємства, як енергоємні об'єкти з безперервними технологічними циклами, потребують надійного, стабільного та якісного електропостачання. Особливе значення тут має правильний вибір та проектування трансформаторної підстанції (ТП) 10/0,4 кВ, яка є ключовим елементом у системі енергозабезпечення. Урахування специфіки енергоспоживання м'ясопереробного виробництва, а також інтеграція альтернативних джерел енергії вимагає сучасного підходу до вибору обладнання ТП, що забезпечить оптимальне поєднання надійності, енергоефективності та економічної доцільності.

В дипломній роботі розглядається комплексне техніко-економічне обґрунтування вибору обладнання трансформаторної підстанції з урахуванням використання відновлюваних джерел енергії на м'ясопереробному підприємстві. Основна увага приділяється аналізу навантаження, вибору трансформатора, комутаційної та захисної апаратури, а також побудові схеми електропостачання з урахуванням можливості генерації електроенергії з альтернативних джерел.

Метою дипломної роботи є обґрунтування вибору обладнання трансформаторної підстанції 10/0,4 кВ для м'ясопереробного підприємства з урахуванням специфіки енергоспоживання та інтеграції відновлюваних джерел електроенергії з метою забезпечення надійного, ефективного та сталого електропостачання.

1 ЗАСТОСУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ В УМОВАХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1 Розвиток ВДЕ в світі та в Україні

Розвиток «зеленої» електроенергії бере свій початок з початку 2000р., в той час було доволі складно передбачити ситуацію щодо відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та їхньої здатності конкурувати з викопним паливом. На той час «сучасні» ВДЕ, такі як вітер, сонячна, гідро- та геотермальна енергія, а також біопаливо, вважалися «альтернативною енергетикою» та сприймалися як вузька, малоперспективна і дорога ніша.

Протягом перших десяти років XXI століття інтерес до технологій відновлюваної енергетики поступово зростав з боку урядів, інвесторів та громадськості. Це призвело до зміни пріоритетів енергетичної політики у більшості країн і стимулювало збільшення інвестицій у будівництво сонячних, вітрових електростанцій та установок на біопаливі. У результаті у 2010 році глобальні інвестиції в нові генеруючі потужності ВДЕ досягли \$239 млрд. Втім, на початку XXI століття все ще існувала значна невизначеність щодо майбутнього розвитку відновлюваних джерел енергії. [2]

З 2016 року відновлювана енергетика почала швидко розвиватися завдяки зміні інвестиційних пріоритетів у більшості країн. Сприяли цьому й міжнародні фінансові інституції, такі як ЄІБ, ЄБРР та Світовий банк, що надали кредити для приватних банків для підтримки проєктів у галузі вітроенергетики та сонячної енергетики. На сьогодні світові вклади в енергетичний сектор, що працює на ВДЕ, залишаються доволі меншими від об'ємів, що необхідні для виходу на стабільний розвиток. У 2020 р. сумарний об'єм світових інвестицій в проєкти енергосектору становив \$1,9 трлн, або 1,9% світового ВВП, з яких у сектор виробництва, передачі та розподілу спрямовано \$775 млрд інвестицій, із них \$305 млрд – у сектор відновлюваної енергетики. Інвестиції у потужності ВДЕ у 2019 р. становили приблизно у 2,5 рази більше за глобальні

інвестиції у будівництво потужностей, що працюють на вугіллі або газі. Сектором ВДЕ, у який було спрямовано найбільші обсяги інвестицій, є сонячна енергетика (44,4%), яка конкурує з вітровою (29,6%) та гідроенергетикою (17,7%). [3]

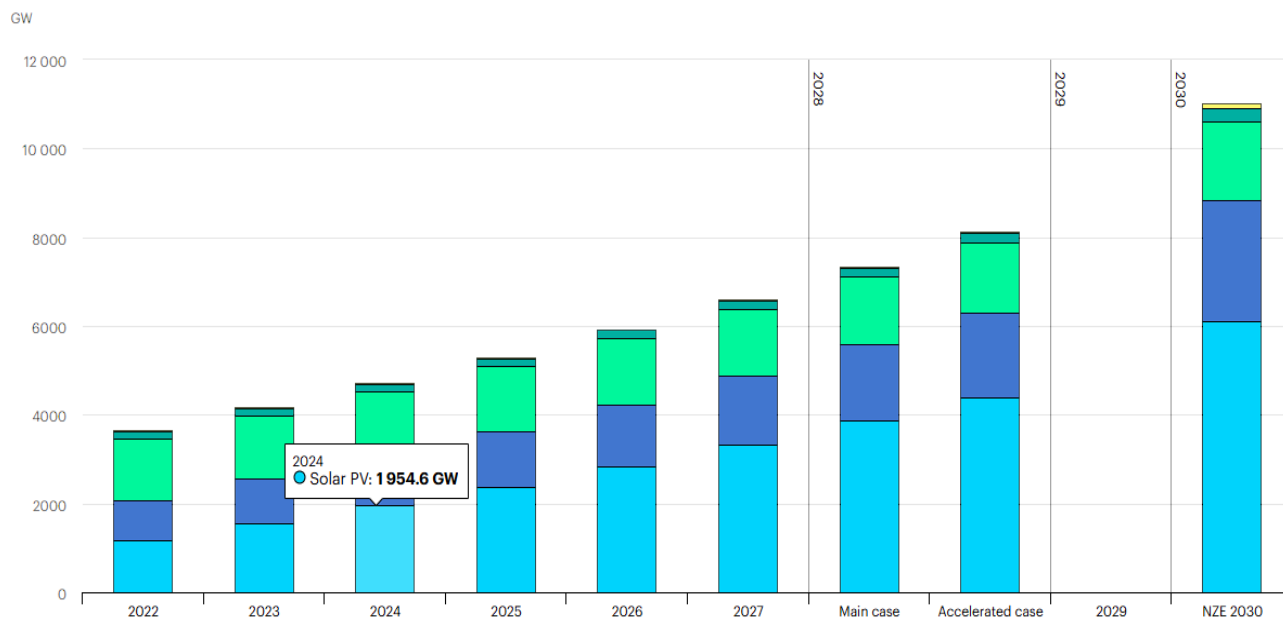


Рисунок 1.1 - Сукупна потужність відновлюваної електроенергії в світі

В минулі 11 років інвестиційний ринок ВДЕ дуже змінився по різним причинам. Початок розвитку ВДЕ (з 2000-го) розпочався США та Європі. Згодом осередки на отримання «зелених» інвестицій у ВДЕ перемістились з ЄС та США до Азійського регіону: Китаю та Індії. Так, станом на I півріччя 2019 р. Китаєм закумульовано найбільший обсяг інвестицій – \$758 млрд, на США припало \$356 млрд, Японію – \$202 млрд. У Європі інвестовано \$698 млрд, причому найбільше – \$179 млрд – у Німеччині, \$122 млрд – у Великій Британії. Ще однією країною, яка набирає популярності на ринку відновлюваної енергетики, є Індія – \$90 млрд. Україна з 1,2 млрд євро входить до європейської десятки за обсягом інвестицій у «зелену» енергетику.

На європейському ринку збільшилися інвестиції у сонячні та вітрові потужності в Іспанії, Швеції та Норвегії. Один із головних ініціаторів переходу на ВДЕ –

Німеччина за перші шість місяців 2019 р. зафіксувала зменшення інвестування на 42%, до \$2,1 млрд, тоді як Велика Британія, Швеція, Франція та Україна зафіксували зростання на 35% (досягнувши \$2,5 млрд), 212% (\$2,5 млрд), 75% (\$567 млн) та 60% (\$1,7 млрд) відповідно. [4]

У 2019 р. було профінансовано нові проекти відновлюваної енергетики: \$4,2 млрд було вкладено в четверту чергу електростанції «Сонячний парк імені Мохаммеда ібн Рашид аль-Мактума» в Дубаї (ОАЕ) потужністю 950 МВт і близько \$5,7 млрд у будівництво двох прибережних ВЕС на Тайвані: Yunlin Yunneng потужністю 640 МВт компанії WPD і Greater Changhua потужністю 900 МВт компанії Ørsted. Японія залучила \$8,7 млрд інвестицій, Індія – \$5,9 млрд, а Бразилія – \$1,4 млрд. Уведення в експлуатацію у Єгипті сонячного парку Benban потужністю понад 1,5 ГВт робить його найбільшим у світі.

Хоча за останні два десятиліття нові потужності відновлюваної енергетики зростали, проте на ВДЕ все ще припадає відносно невелика частка у світовому виробництві електроенергії: за даними Центру співробітництва Франкфуртської школи ЮНЕП (Frankfurt School`s UNEP Center), вона становить близько 13%.

За даними Міжнародної енергетичної агенції (IEA World Energy Balances, 2019) відновлювані ресурси (гідро-, вітрова, сонячна енергія та ін.) становлять значну частину в загальному постачанні первинної енергії у світі, а також у країнах Європи.

У 2018 р. відновлювані ресурси забезпечували майже 45% світового зростання виробництва електроенергії: виробництво збільшилось на 450 Терават-годин (ТВт·год.). Нині частка відновлюваних джерел становить 25% у виробництві енергії у світі. У 2018 р. було введено в дію приблизно 180 ГВт нових потужностей відновлюваних джерел енергії. Потужності відновлюваної енергетики в світі представлено на рисунку 1.1. Найінтенсивніший розвиток відновлюваних ресурсів планує Китай. [4]

Виробництво електроенергії з відновлюваних джерел у розвинених країнах у 2018 р. досягло 2 862,1 ТВт·год., що на 4,9% більше, ніж у попередньому році (у 2017

р. було 2 727,5 ТВт·год.). Це становило 25,8% від загальної генерації електроенергії і дорівнювало видобутку енергії з вугілля. Починаючи з 1990 р. виробництво відновлюваної енергії зростало кожного року в середньому на 2,8% [6]. У 2020 р. вперше в історії частка ВДЕ у структурі електроенергетики Європи перевищила частку викопного палива. Згідно зі звітом аналітичних центрів Ember і Agora Energiewende, з ВДЕ було вироблено 38% усієї електроенергії, а з викопного палива – 37%. Це зумовлено розширенням використання енергії, отриманої від вітру і сонця.

У 2023 році глобальне щорічне збільшення потужностей відновлюваних джерел зросло майже на 50% до майже 510 гігават (ГВт), що є найшвидшим темпом зростання за останні два десятиліття. Це вже 22-й рік поспіль, коли збільшення потужностей відновлюваних джерел встановлює новий рекорд. У той час як збільшення потужностей відновлюваної енергетики в Європі, Сполучених Штатах і Бразилії досягло найвищого рівня за весь час, прискорення Китаю було надзвичайним. У 2023 році в Китаї було введено в експлуатацію стільки ж сонячних фотоелектричних установок, скільки в усьому світі в 2022 році, у той час як кількість вітрових електростанцій також зросла на 66% порівняно з попереднім роком. В усьому світі лише сонячна фотоелектрична енергетика спричинила три чверті доданих потужностей відновлюваних джерел у всьому світі.

Загальні тенденції сфери виробництва електроенергії з ВДЕ:

На початок 2024 року встановлена потужність об'єктів ВДЕ в Україні зросла на 238 МВт, у порівнянні з 2022 роком і загалом становить 8773 МВт. Наразі у секторі працює понад одна тисяча компаній, що експлуатують понад 1767 об'єктів/установок ВДЕ. Близько 157 МВт нових потужностей ВЕС, 56 МВт СЕС і 23 МВт на біомасі отримали «зелений» тариф. [5]

Загальний обсяг виробництва «зеленої» електроенергії не змінився, порівняно з 2022 роком, і досяг близько 8 млн МВт·год. Найбільше падіння обсягів виробництва

електроенергії в 2023 році було зафіксовано на ВЕС – 43%, на інших об'єктах відбулося зростання обсягів виробництва на 10-61%.

Виробництво електроенергії з біомаси:

Потужність ТЕС/ТЕЦ, що працюють на біомасі, зросла на 23,6 МВт і становить 178 МВт, загалом це 24 об'єкти/установки. Близько 110 МВт потужностей ТЕС/ТЕЦ працюють на лущинні соняшника і 67 МВт використовують деревну тріску.

Річний обсяг виробництва електроенергії зріс на 61% з 288 млн кВт·год до 464 млн кВт·год. Загалом по Україні коефіцієнт використання встановленої потужності ТЕС/ТЕЦ на біомасі зріс з 21% до 34%. Понад 78% електроенергії було вироблено з лущиння соняшника.

Лише декілька компаній мають середній річний рівень завантаженості понад 65%, а деякі компанії відновили свою роботу у 2023 році, проте не змогли достатньо наростити обсяги виробництва. На жаль, понад 5 об'єктів так і не відновили свою роботу на ринку.

Виробництво електроенергії з біогазу:

Загальна встановлена потужність біогазових комплексів не змінилась і становить 135 МВт. Середній коефіцієнт використання встановленої електричної потужності установок на біогазі становить 49%.

Загальний обсяг виробництва електричної енергії з біогазу зріс на 15% до 580 млн кВт·год. З усієї кількості 20 установок не здійснювали виробництво електроенергії взагалі. Лише 5 об'єктів мали показники використання встановленої потужності на рівні 75-82%. [5]

Згідно з існуючою політикою та ринковими умовами, прогнозується, що глобальна відновлювана потужність досягне 7300 ГВт до 2028 року. Ця траєкторія зростання дозволить збільшити глобальну потужність у 2,5 рази від поточного рівня до 2030 року. Світ може досягти понад 11 000 ГВт до 2030 року, подолавши поточні

виклики. Ці виклики поділяються на чотири основні категорії та відрізняються залежно від країни:

- 1) політична невизначеність і запізніле реагування політики на нове макроекономічне середовище;
- 2) недостатні інвестиції в мережеву інфраструктуру, що перешкоджає швидшому розширенню відновлюваних джерел енергії;
- 3) громіздкі адміністративні бар'єри та дозвільні процедури та проблеми соціального сприйняття;
- 4) недостатнє фінансування в країнах з економікою, що формується, і в економіці, що розвивається.

Аналіз показує, що вирішення цих проблем може призвести до майже на 21% більшого зростання відновлюваних джерел енергії. [6]



Рисунок 1.2 – Виробництво електроенергії з ВДЕ в Україні

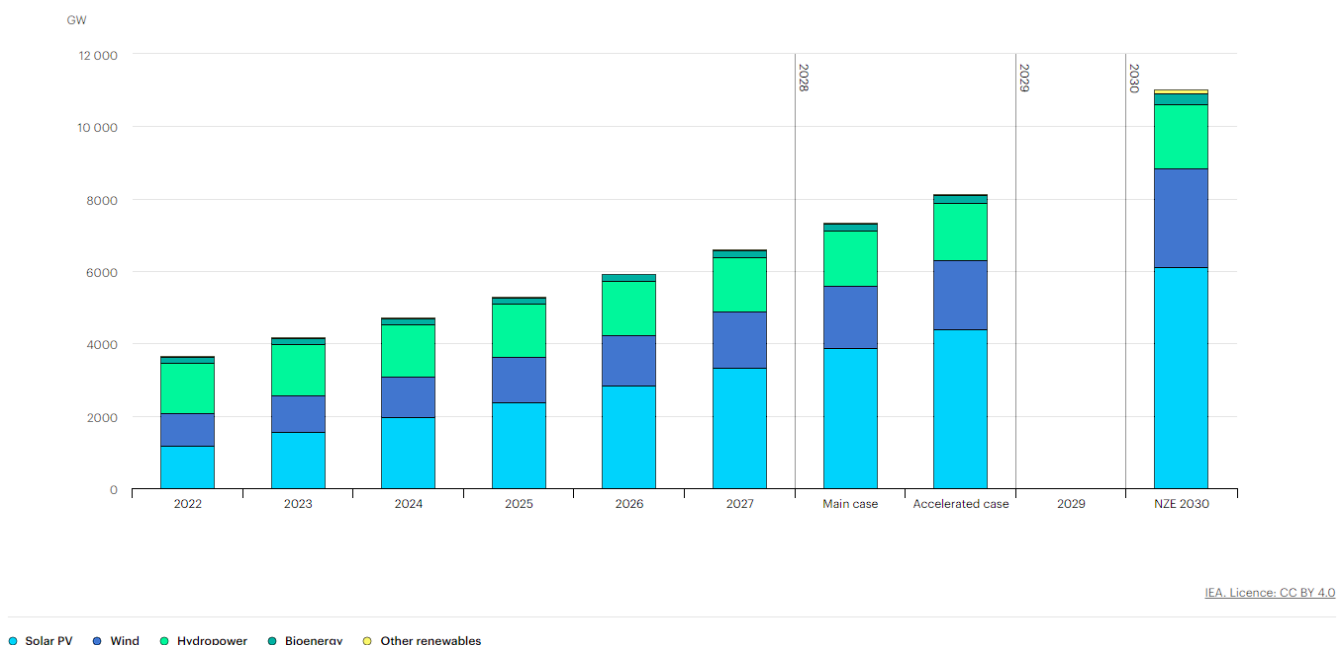


Рисунок 1.3 – Збільшення частки виробництва електричної енергії ВДЕ у період з 2022-2025 рр.

1.2 Практика застосування ВДЕ для підприємств

Сонячна енергетика - одна з найперспективніших і динамічно розвиваються галузей відновлюваної (нетрадиційної) енергії. Щорічний приріст потужностей, що вводяться в експлуатацію, протягом 2000-2016 років становить близько 50%. Всього за півтора десятка років частка сонячної електрики в світовій енергетиці перевищила позначку в 5%.

Удосконалення технології виготовлення фотоелектричних модулів призвело до істотного зниження собівартості сонячної електрики - в більш ніж в 30 країнах (Німеччина, Чилі, Австралія, Мексика) вона стала дешевше, ніж одержуване з традиційних (нафта, газ, вугілля) джерел. За останні 10 років інвестиції в сонячну енергетику склали близько 300 мільярдів доларів. Найбільш показовий приклад успішності застосування сонячних технологій - острів Тау (Американське Самоа), який раніше

повністю залежав від поставок дизельного палива, після установки сучасної СЕС став повністю незалежним.

Головне завдання науковців в цей час - необхідність так вдосконалити наявні технології, щоб якнайбільше збільшити їх ККД. Сонячні електростанції перетворюють енергію сонячної радіації в електроенергію. Вони бувають 3-х видів:

- фотоелектричні - безпосередньо перетворюють сонячну енергію в електроенергію за допомогою фотоелектричного елемента;
- термодинамічні - перетворюють сонячну енергію в теплову, а потім в електричну; потужність термодинамічних сонячних електростанцій вища, ніж потужність фотоелектричних станцій;
- концентруючі сонячні електростанції працюють за тим самим принципом, що й сонячні електростанції, які працюють за допомогою фотоелементів. Додатковим елементом є використання лінз і дзеркал, щоб зібрати енергію променів сонця. Сонячне світло спрямовують у фотоелектричні комірки, де його перетворюють у теплову енергію. Зазвичай, такий тип електростанцій використовують дуже великі компанії, які таким чином утилізують сонячну енергію.

Типова фотоелектрична станція складається з наступних елементів:

- Сонячні панелі - служать для перетворення сонячного випромінювання, що надходить на їх поверхню, в постійний струм.

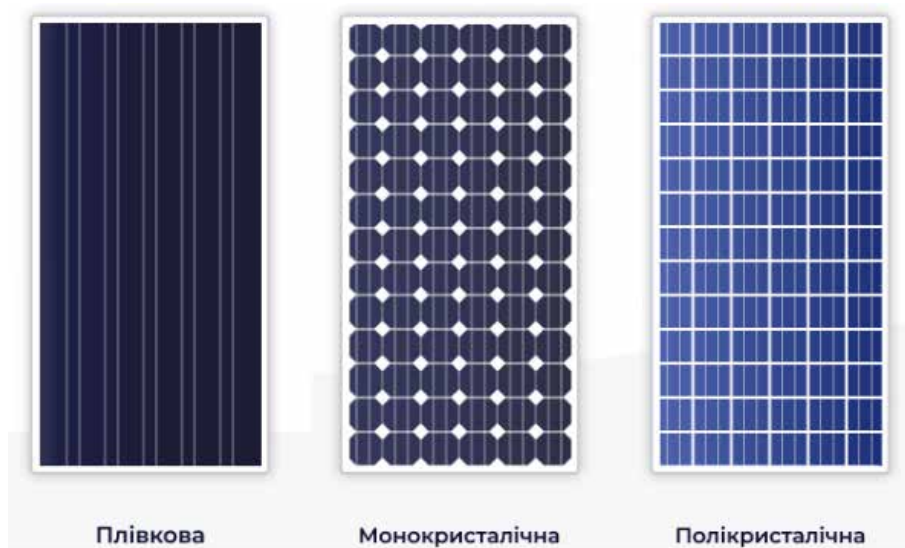


Рисунок 1.4 – Типи сонячних панелей

Пластини з монокристалом мають найвищий ККД, вони можуть зібрати до 21-23% енергії падаючого на них світла. Однак, повний ККД модулів у них буває тільки за прямих сонячних променів. Слабке і розсіяне світло помітно знижує їх віддачу;

Полікристалічні пластини мають менший ККД, до 17-18%, і трохи краще ловлять розсіяне світло. До того ж, їх ціновий клас дешевше в порівнянні з монокристалічними панелями тієї ж потужності.

У модулях плівкових панелей на спеціальну підкладку наноситься тонка плівка з аморфного кремнію. Основна їх відмінність – низька вартість, а також невеликі розміри. Але дуже мала продуктивність і занадто короткий термін служби (2-3 роки) поки не дають можливості застосовувати цей клас панелей в «зеленій енергетиці». Причому, їх і без того малий ККД починає знижуватися практично відразу ж через вигорання плівки батарей.

В таблиці 1.1 наведені порівняльні характеристики відомих виробників сонячних панелей.

Як можна бачити боротьба тут йде буквально за кожен десяту відсотка.

	Leapton lp72-375m perc 5bb	LG NeOn 340 W	BenQ SunForte PM096B00 333W	JA Solar JAM72S03-375/PR 375 Wp
Виробник	Leapton	LG	BenQ	JA Solar
Країна виробник	Китай	Південа Корея	Тайвань	Китай
Тип панелі	Монокристалічний			
Матеріал виготовлення модуля	Чистий кремній			
Матеріал рамки	Алюміній			
Потужність (Вт)	375	340	333	375
Струм при максимальній потужності (А)	9,39	9,86	6,13	9,48
Напруга при максимальній потужності (В)	39,4	34,5	54,7	39,58
Струм короткого замикання (А)	9,92	10,53	6,27	10,03
Напруга холостого ходу (В)	48,09	41,1	64,8	47,78
Кількість елементів (шт.)	72,0	60	96	144
Мінімальна робоча температура (град.)	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0
Максимальна робоча температура (град.)	85,0	90,0	80,0	85,0
Ступінь захисту IP	IP67	IP68	IP67	IP67
ККД, не менше (%)	19,1	19,8	19,6	18,92
Гарантійний строк (мес)	60	300	120	144
Вага (кг)	21,5	17,1	18,6	22,5

Таблиця 1.1 – Порівняння відомих виробників сонячних панелей

– Мережеві інвертори, їх функціональне призначення - перетворення постійного струму (DC), що надходить від сонячних батарей, в змінний струм з промислової частотою.

В таблиці 1.2 наведені переваги та недоліки відомих виробників інверторів.

Huawei Sun 2000-17KTL - ходова модель від тайванської компанії "Хуавей" призначена для середніх домашніх установок. У перетворювача потужністю 17 кВт три трекери та ефективність до 98,6%. Головна особливість пристрою – широкий діапазон вхідної напруги MPPT, що дозволяє підключати сонячні батареї різної потужності.

Huawei Sun 2000-33KTL - ще один витвір компанії Huawei, але для потужних станцій. Перетворювач генерує до 33 кВт-год, має чотири MPPT із максимально широким діапазоном напруг (200-950 В). Завдяки цій особливості модель ідеально підходить для проблемних систем: частково затінених, з різноорієнтованими PV масивами, з сонячними панелями різного ступеня зношеності.

Fronius SYMO 10.0-3-M - Європейський продукт високої якості є елементом комплексного рішення для дому. Для своїх інверторів Fronius розробляє сонячні акумулятори для зберігання енергії та системи моніторингу. Усі пристрої, створювані австрійською компанією, можуть бути частиною розумних мереж електропостачання (Smart Grid). Серія перетворювачів струму SYMO створена для малих та середніх приватних фотоелектростанцій.

Fronius ECO 27.0-3-S - інвертори серії ECO мають ті ж особливості, що й усі моделі фірми «Фроніус»: дизайн SuperFlex, кріплення SnapINverter для легкого монтажу, доступ до сонячного онлайн порталу. Лінійка представлена двома перетворювачами струму для середніх та великих домашніх установок потужністю 25 кВт та 27 кВт. Інвертор ECO 27.0-3-S з одним MPPT – найкраще рішення для наземних та дахових систем простої конфігурації.

SMA Sunny Tripower 25000 TL - потужний добротний інвертор від німецької компанії SMA має 2 MPPT та високий ККД (до 98,5%). Базовий функціонал пристрою задовольнить найвибагливіших клієнтів, які цінують комфорт та технологічність. Інвертори SMA легко монтуються та підключаються, оснащені комплексним захистом Optiprotect, мають вбудовану функцію управління мережею та доступ до онлайн порталу.

Omron KP 100L-OD-EU - Японський перетворювач струму з трьома MPPT та вихідною потужністю 10 кВт. Компанія «Омрон» давно зарекомендувала себе як виробник високотехнологічного, функціонального та надійного обладнання. Працюючи понад 85 років, вона постачає ринку медичне устаткування, виробничі автоматичні системи, компоненти електроніки.

Altek AKSG-30K-TM - потужний, простий у обслуговуванні перетворювач китайського виробництва. Інвертор призначений для великих установок приватних будинків, має три MPPT та п'ять режимів роботи. Може здійснювати самодіагностику з метою виявлення та виправлення помилок.

- Система моніторингу та управління СЕС - призначена для контролю параметрів роботи, а також справності всіх компонентів ФЕС.

- Лічильники - забезпечують моніторинг продуктивності СЕС, а також обліку кількості електроенергії, яка реалізується в зовнішню загальну мережу за зеленим тарифом.

- Несучі ферми (металеві опорні конструкції) - служать для монтажу сонячних панелей (батареї) на земній поверхні, фасадах будинків, дахах і т.д. Крім статичних конструкцій, можуть використовуватися рухомі поворотні сонячні трекери для встановлення сонячних батарей.

Таблиця 1.2 – Переваги та недоліки відомих виробників інверторів

Модель інвертору	Переваги	Недоліки
Huawei Sun 2000-17KTL	Гнучкість. Компактність. Продуктивність. Бюджетність. Гарантія – від 5 років.	Мінімум функцій. Базовий пакет зв'язку.
Huawei Sun 2000-33KTL	Найкраща ціна за кожен кВт потужності. Широкий діапазон вхідної напруги. Максимальна кількість МРРТ. ККД – до 98,6%. Тиха робота.	Порівняно великі габарити. Функціонал без надмірностей.
Fronius SYMO 10.0-3-M	Мала вага та компактність. Високий рівень захисту корпусу. Можливість відстежувати та коригувати роботу станції на модульному рівні. Гнучкий дизайн (технологія Super-Flex). Простий та швидкий монтаж завдяки системі кріплень SnapINverter.	Висока ціна. Ефективність – до 98%.
Fronius ECO 27.0-3-S	Оптимальне поєднання ціни та якості. Компактність та легкість. Мінімум втрат енергії під час перетворення (ККД до 98,3%). Комунікативність та інформативність. Підвищена вологостійкість корпусу.	Усього один МРРТ. Невеликий діапазон вхідної напруги МРРТ.
SMA Sunny Tripower 25000 TL	Надійність та довговічність. Максимальна продуктивність. Гнучкість завдяки технології MultiString. Простий монтаж та експлуатація. Управління енергопотоками.	Громіздкий та важкий. Шумний.
Omron KP 100L-OD-EU	Невелика вага та габарити. 3 МРРТ із широким діапазоном вхідних напруг. Можливість підключення кількох таких інверторів.	Великі втрати електроенергії проти іншими перетворювачами. Мінімум інтелектуальних функцій.
Altek AKSG-30K-TM	Низька ціна. Підходить системам із складною конфігурацією. 5 режимів роботи.	Масивний та важкий. Мінімальний захист.

- Провідні лінії електропередач (ЛЕП) - забезпечує з'єднання СЕС із загальною (централізованою) мережею.

- Акумуляторні батареї. Порівняльна характеристика виробників батарей наведена в таблиці 1.3

Параметр, який використовували для порівняння – це виробництво ємності за певного режиму розряду (для уніфікації взяли ємність при 10-годинному розряді) на кількість циклів за певної глибини розряду. Розраховали цей параметр для глибини розряду 30, 50 та 100%. Кінцева напруга розряду – 1,75В / ел., що відповідає 10,5В для 12В акумулятора. Результати розрахунків на 50% глибини розряду представлені в таблиці нижче:

Таблиця 1.3 – Порівняльна характеристика виробників батарей

Модель акумуляторної батареї	Ємність, А·г			Глибина розряду			$C_{10} \cdot N_{50\%}$	
	C_5	C_{10}	C_{20}	30%	50%	100%	Абсолютне значення	Приведене значення
Haze HZB12-200	161	178	199	900	550	200	48950	1
Leoch DJM12200	170	200	212	1200	500	250	50000	1,02
Delta DTM 12200	180	200	–	1200	450	210	45000	0,92
Prosolar-R RA12-200D	172	204	210	1400	850	350	86700	1,77
Prosolar-R RL2200D	175	203	210	1400	850	350	86275	1,76
Haze HZY12-200	158	173	193	1150	700	400	60550	1,24
Leoch LPG 12200	160	186	200	1550	700	300	65100	1,33
Delta GX 12-200	180	201	200	1900	750	350	75375	1,54
Prosolar-R RA12-200DG	160	185	190	1900	1100	450	101750	2,08
Sonnenschein A600 4OpZv200	195	210		2400	1450	650	152250	3,11
Prosolar OPzV2-200	170	204	216	2600	1800	800	152250	3,75

Як видно з таблиці, акумулятори глибокого циклування Prosolar-R сильно виграють у популярних на ринку акумуляторів загального призначення. За ціни на 15-20% вище, вони забезпечують корисною функцією – запасеною протягом терміну служби енергією – приблизно на 70% більше. Це стосується як гелевих, так і AGM акумуляторів. Найкращими показниками як за загальною ємністю, що запасється за термін служби, так і за вартістю запасеного А·г, мають акумулятори з трубчастими електродами Prosolar OPzV2.

Схеми організації сонячних електростанцій:

1) Автономна станція для споживачів змінного струму - основне або додаткове джерело електроенергії. Основними елементами сонячної системи є: фотопанелі, акумуляторні батареї, контролер заряду і інвертор.

Сонячне випромінювання не постійно в часі, тому вироблення фотомодулів не завжди відповідає споживанню енергії.

Для накопичення надлишкової електроенергії і використанні її в випадках коли споживання перевищує вироблення використовують акумуляторні батареї.

Підключення фотопанелей безпосередньо до акумуляторних батарей для їх заряду неприпустимо, оскільки це може привести до їх пошкоджень, які спричинять за собою вихід з ладу.

Саме для захисту акумуляторних батарей від перезарядження і для підтримки оптимальної роботи АКБ використовують контролер заряду.

Оскільки більшість споживачів електроенергії використовують змінний струм, а фотопанелі і акумуляторні батареї видають постійний, виникає необхідність в перетворенні струму з постійного на змінний. Цю функцію виконує інвертор.

У разі необхідності підключення навантаження постійного струму – її можна безпосередньо підключити до вихідних клем контролера заряду.

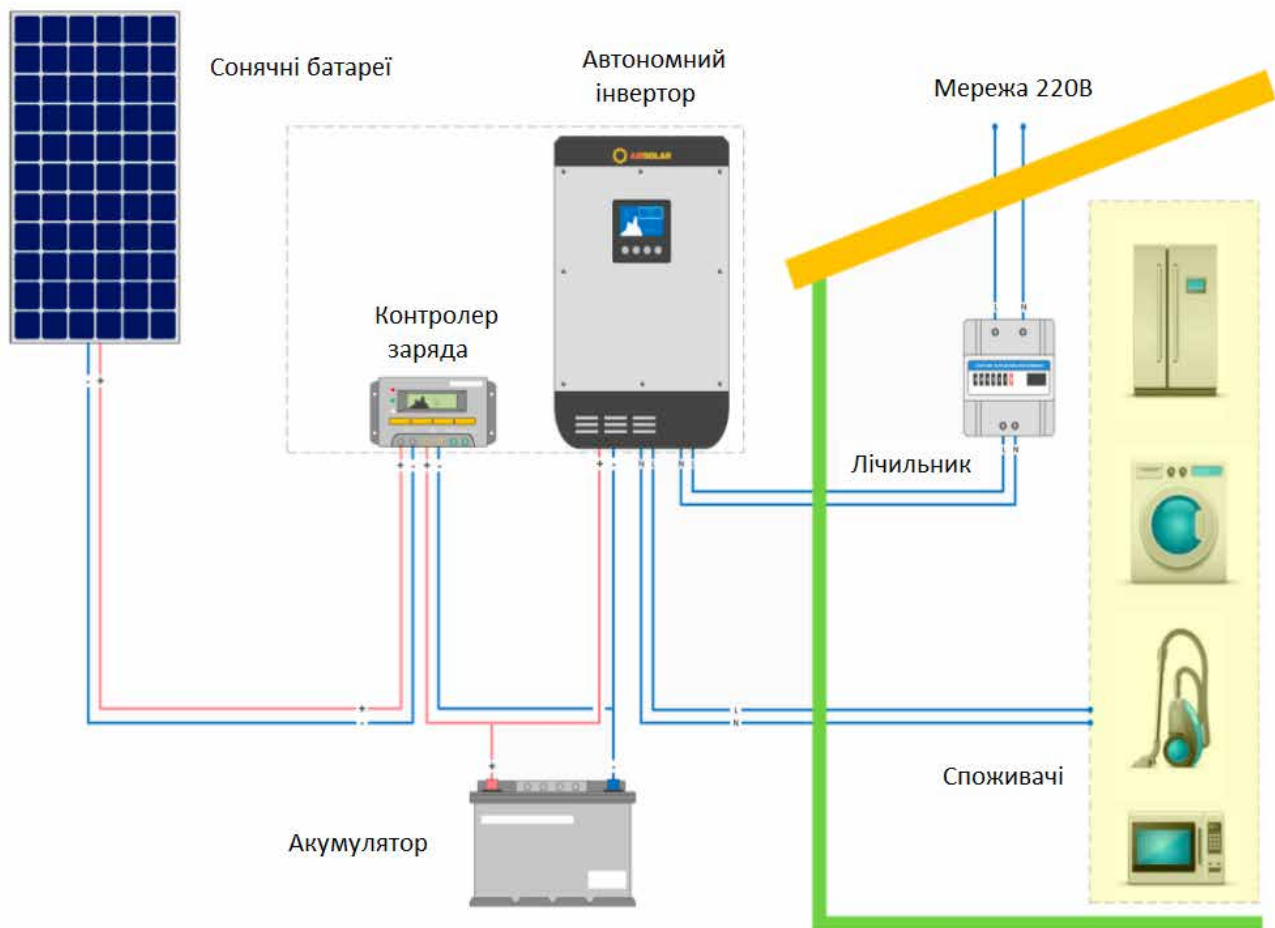


Рисунок 1.5 – Структура автономної станції для споживачів змінного струму

2) Мережева станція для приватного використання - призначена для часткового електропостачання споживачів або вироблення енергії за зеленим тарифом. Основними елементами сонячної системи є: фотопанелі і мережевий інвертор.

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

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

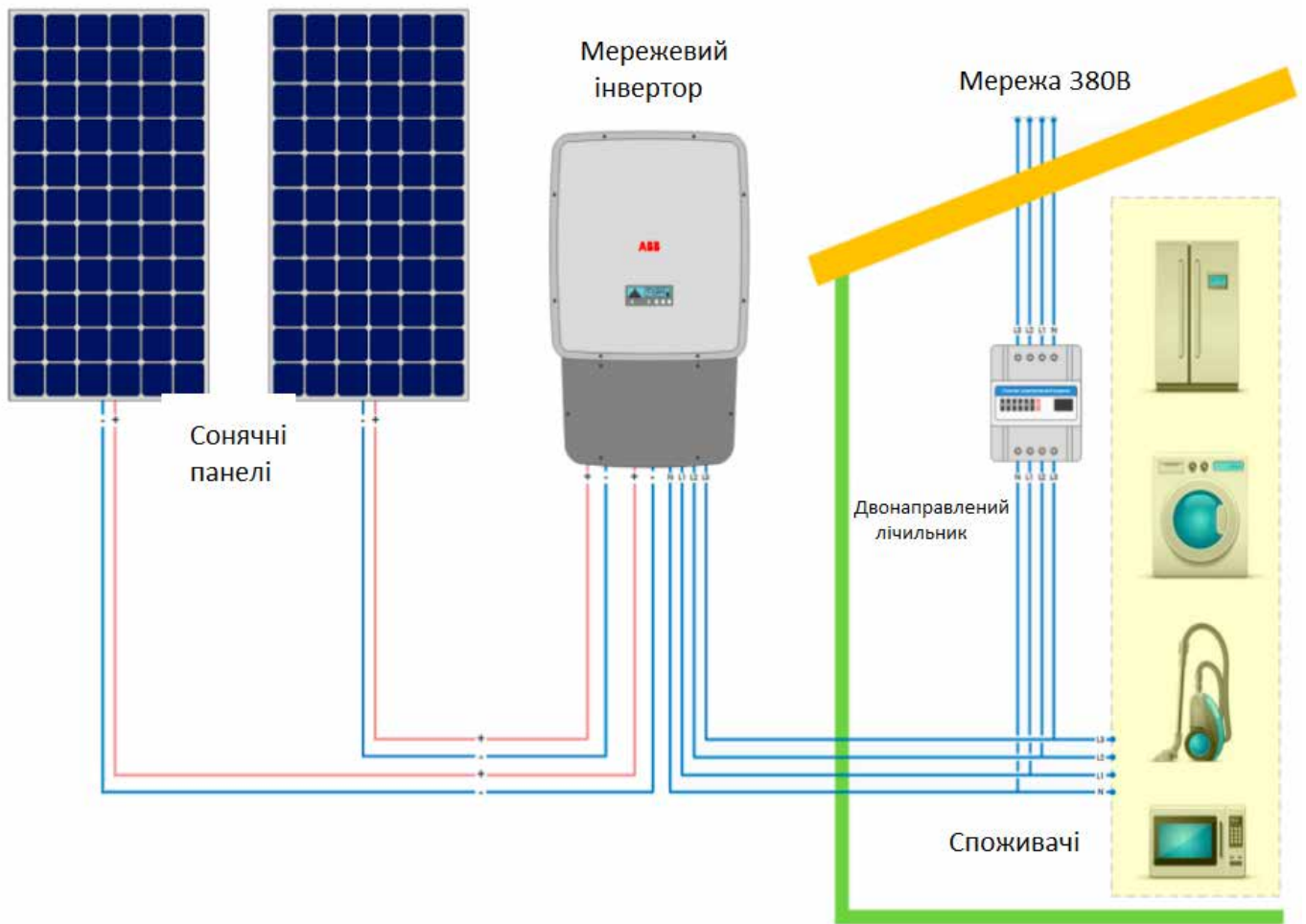


Рисунок 1.6 – Структура мережевої станції

3) Промислова сонячна електростанція – великі сонячні електростанції призначені для вироблення енергії в рамках промислового зеленого тарифу. Основними елементами промислової сонячної системи є: фотопанелі і стрінгові або центральні промислові мережеві інвертори.

Фотопанелі підключаються до інверторів, які перетворюють постійний струм з фотопанелей в змінний струм для генерації електроенергії в мережу. Підключення інвертора до загальної мережі виконується через трансформатор.

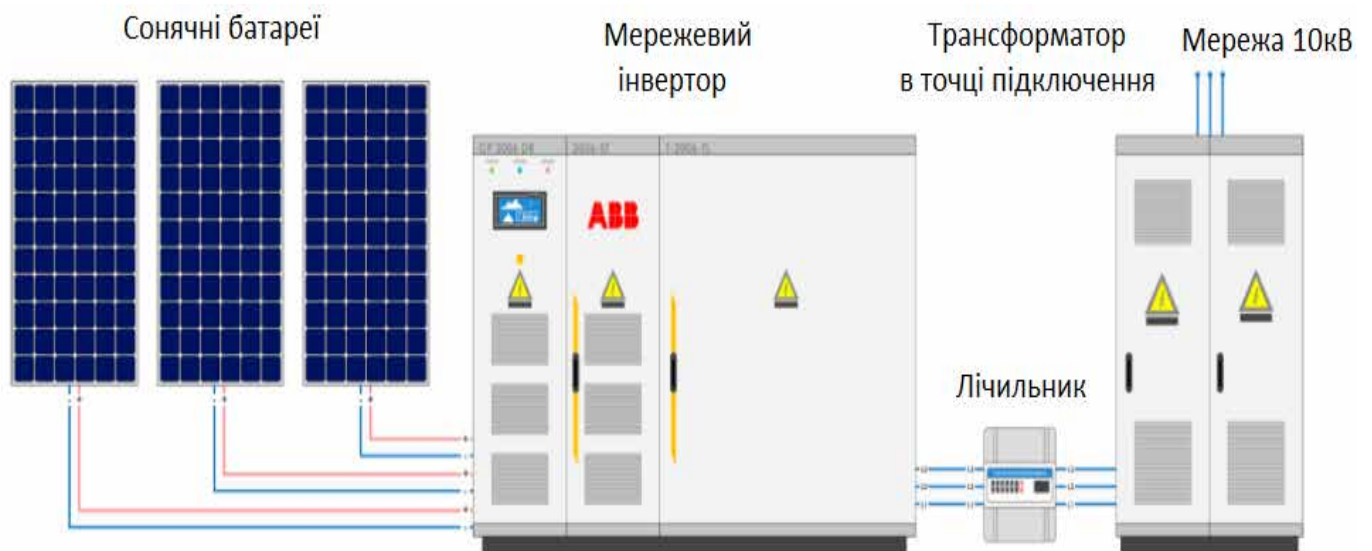


Рисунок 1.7 – Структура промислової станції

Основні переваги сонячних електростанцій:

- Використання безкоштовної, відновлюваної енергії, доступною практично в необмежених обсягах - сонячного випромінювання. Яке, крім іншого, немає необхідності доставляти до місця генерації електрики;
- Висока надійність - сучасні сонячні батареї можуть ефективно експлуатуватися протягом 25 років. Крім того, станція не має рухомих / обертових частин, які особливо швидко зношуються і вимагають заміни;
- Низькі витрати на експлуатацію – сучасна сонячна електростанція відрізняється високим ступенем автоматизації всіх процесів, тому вимагає мінімальної кількості обслуговуючого персоналу;
- Технічне обслуговування сонячних станцій для підтримки працездатності станції дуже маловитратне і не вимагає проведення трудомістких дорогих операцій;
- Можливість задіяти під будівництво сонячної електростанції не тільки вільні площі, а й ті, які використовуються малоефективно або взагалі не використовуються, наприклад, фасади і дахи будинків - це не тільки дозволяє заощадити територію, але і значно знижує капіталовкладення в будівництво СЕС;

- Висока швидкість повернення інвестицій - на сьогоднішній день, інвестиції в сонячну енергетику окупаються швидше, ніж в нафтогазову галузь;
- Можливість інсталяції обладнання в місцях, де централізоване енергозабезпечення відсутня;
- Варіативність по потужності сонячних електростанцій - це дає можливість виробляти необхідну кількість електроенергії і використовувати її максимально ефективно;
- Можливість створення повністю автономних систем енергозабезпечення при використанні систем накопичення енергії (аккумуляторних батарей великої ємності);
- Висока автоматизація всіх процесів, що дозволяє легко контролювати всі процеси, що відбуваються на станції, і оптимізувати режими генераціїю.

Основні недоліки сонячних електростанцій:

- Підходить не для всіх конструкцій даху;
- Незручності в разі переїзду;
- Малі заощадження за малого споживання;
- Встановлення сонячних електростанцій потребує значних площ (якщо це мережева ФЕС);
- Мінливість сонячної активності.



Рисунок 1.8 – Приклад ФЕС



Рисунок 1.9 – Приклад ФЕС

2 ХАРАКТЕРИСТИКА М'ЯСОПЕРЕРОБНОГО ПІДПРИЄМСТВА

2.1 Коротка характеристика підприємства

М'ясопереробне підприємство є комплексом спеціалізованих виробничих, допоміжних та інженерних об'єктів, призначених для переробки забійної сировини та виготовлення широкого асортименту м'ясної продукції. До основних завдань підприємства належить забезпечення повного циклу обробки м'яса - від приймання сировини до випуску готової продукції, що відповідає санітарно-гігієнічним нормам і стандартам якості.

Структура та основні виробничі підрозділи підприємства:

1. Приймально-охолоджувальний цех - призначений для приймання забійної сировини (охолодженої або замороженої), первинної обробки, зберігання у холодильниках. Основне обладнання - холодильні установки, компресори, вагові платформи. Встановлена потужність – 150 кВт.

2. Цех обвалювання та жилування м'яса – призначений для розбирання туш на окремі частини, видалення кісток, жил, хрящів. До технологічних процесів відносяться ручна та механізована обвалка, транспортування сировини. З обладнання це - обвалювальні столи, пили, конвеєри. Встановлена потужність – 120 кВт.

3. Цех подрібнення та приготування фаршу – в цьому цеху відбувається подрібнення м'ясної сировини, приготування фаршу відповідно до рецептур, за допомогою вовчків (промислові м'ясорубки), кутерів, мішалок. Встановлена потужність – 160 кВт.

4. Ковбасний цех - виготовлення варених, копчених, сирокочених ковбас та м'ясних делікатесів. Серед основних технологічних процесів варто виділити шприцювання, термічну обробку, копчення, варіння. З обладнання це - шприци, кліпсатори, термокамери, копильні. Встановлена потужність – 180 кВт.

5. Цех напівфабрикатів - виробництво заморожених та охолоджених м'ясних напівфабрикатів. Обладнання - прес-форми, формувальні машини, лінії упаковки, шоківі заморозки. Встановлена потужність – 130 кВт.

6. Холодильні склади - для короткого та довгострокового зберігання сировини та готової продукції при різних температурних режимах, завдяки холодильним машинам, морозильним камерам, автоматичним стелажам. Встановлена потужність – 200 кВт.

7. Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення - сюди входять лабораторія, побутові кімнати персоналу, санітарні зони, електрощитова, насосна станція. Встановлена потужність – 60 кВт.

Загальна встановлена електрична потужність м'ясопереробного підприємства становить 1000 кВт. Основними споживачами електроенергії є холодильне обладнання, термічні камери, електроприводи машин та освітлення. Енергоспоживання має виражений добовий графік із піками навантаження у період активного виробництва з 6:00 до 20:00.

Підприємство працює в три зміни, технологічний процес є безперервним, що вимагає високого рівня надійності та стабільності електропостачання. У зв'язку з цим доцільним є впровадження трансформаторної підстанції з урахуванням резервного живлення, а також можливістю використання відновлюваних джерел енергії наприклад, сонячні панелі на дахах цехів, складів.

2.2 Розрахунок електричних навантажень

При передпроектним опрацюванням (схема розвитку, техніко-економічне обґрунтування, техніко-економічний розрахунок) повинно визначатися результуюча електричне навантаження підприємства, що дозволяє вирішити питання його приєднання до мереж енергосистеми і намітити схему електропостачання промислового підприємства на напрузі мережі енергосистеми в точці балансового розмежування. На цих стадіях розрахунок електричних навантажень на формі Ф636-92 не проводиться. Очікувана електричне навантаження визначається або за фактичним електроспоживанням підприємства-аналога, або по достовірному значенням коефіцієнта попиту при наявності даних про встановленої потужності всіх електроприймачів, або за питомими показниками електроспоживання.

Таблиця 2.1 – Електричне навантаження по цехам підприємства

№ цеху	Найменування цехів	P_n , кВт	Коефіцієнт попиту K_{Π}	Коефіцієнт використання K_B	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1	Приймально-охолоджувальний цех	150	0,85	0,65	0,85	0,620
2	Цех обвалювання та жилування м'яса	120	0,8	0,6	0,9	0,484
3	Цех подрібнення та приготування фаршу	160	0,85	0,7	0,88	0,540
4	Ковбасний цех	180	0,9	0,75	0,92	0,426
5	Цех напівфабрикатів	130	0,75	0,6	0,9	0,484
6	Холодильні склади	200	0,9	0,8	0,8	0,750
7	Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення	60	0,6	0,5	0,95	0,329

Точність очікуваної електричного навантаження залежить в значній мірі від повноти наявної статистичної інформації по електроспоживанню діючих промислових підприємств галузі. На жаль, ця інформація в більшості випадків недостатня або взагалі відсутня, що дуже ускладнює визначення достовірного значення очікуваної електричного навантаження. Тому найважливішим завданням головних проектних організацій є створення повноцінного банку даних по електроспоживанню підприємств галузі.

При визначенні очікуваної електричного навантаження підприємства за питомими показниками електроспоживання (наприклад, питомої витрати

електроенергії на одиницю продукції) слід мати на увазі, що показники питомих витрат повинні включати в себе не тільки електроспоживання основних технологічних механізмів, а й електроспоживання допоміжних механізмів, що забезпечують технологічний процес (водопостачання, газопостачання, сантехнічні пристрої, очисні установки і т.п.). Частка останніх в електроспоживанні значна і має тенденцію до зростання особливо у зв'язку з необхідністю виконання вимог по екології.

У даному дипломному проекті ми визначаємо електричні потужності за допомогою спеціального методу, який носить назву «Метод коефіцієнта попиту».

Для визначення розрахункових навантажень по цьому методу необхідно знати встановлену потужність $P_{\text{ном}}$ групи приймачів, коефіцієнти потужності, попиту $K_{\text{п}}$ даної групи, що визначаються по довідникам.

Розрахункове навантаження групи однорідних по режиму роботи приймачів визначають по формулах:

$$P_p = K_{\text{п}} \cdot P_{\text{ном}}; \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi; \quad (2.2)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (2.3)$$

де P_p – активна розрахункова потужність цеху, кВт;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт попиту (значення для цехів окремих галузей)

$P_{\text{ном}}$ – номінальна (встановлена) потужність, кВт;

Q_p – реактивна розрахункова потужність цеха. кВАр;

$\text{tg}\varphi$ – номінальний коефіцієнт реактивної потужності .

Для подальшої роботи, необхідно зробити розрахунок середніх навантажень. Середня потужність – це середня потужність за найбільш навантажену зміну.

$$P_{\text{см}} = K_{\text{в}} \cdot P_{\text{ном}}; \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi; \quad (2.5)$$

$$S_{\text{см}} = \sqrt{P_{\text{см}}^2 + Q_{\text{см}}^2}, \quad (2.6)$$

де $K_{\text{в}}$ – коефіцієнт використання, який характеризує використання активної потужності.

Виконаємо розрахунок для - приймально-охолоджувального цеху:

$$P_p = 0,85 \cdot 150 = 127,5 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 127,5 \cdot 0,62 = 79,02 \text{ кВАр}$$

$$S_p = \sqrt{127,5^2 + 79,02^2} = 150 \text{ кВА}$$

$$P_{\text{сн}} = 0,65 \cdot 150 = 97,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{сн}} = 97,5 \cdot 0,62 = 60,43 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{сн}} = \sqrt{97,5^2 + 60,43^2} = 114,71 \text{ кВА}$$

Для всіх інших цехів розрахунки аналогічні. Отримані дані заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахункові та середні потужності цехів

Номер об'єкта	Назва об'єкта	Активна розрахункова потужність P_p , кВт	Реактивна розрахункова потужність Q_p , кВАр	Повна розрахункова потужність S_p , кВА	Активна середня потужність $P_{см}$, кВт	Реактивна середня потужність $Q_{см}$, кВАр	Повна середня потужність $S_{см}$, кВА
1	Приймально-охолоджувальний цех	127,5	79,02	150,00	97,5	60,43	114,71
2	Цех обвалювання та жилування м'яса	96	46,49	106,67	72	34,87	80,00
3	Цех подрібнення та приготування фаршу	136	73,41	154,55	112	60,45	127,27
4	Ковбасний цех	162	69,01	176,09	135	57,51	146,74
5	Цех напівфабрикатів	97,5	47,22	108,33	78	37,78	86,67
6	Холодильні склади	180	135,00	225,00	160	120,00	200,00
7	Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення	36	11,83	37,89	30	9,86	31,58
Σ		835,00	461,98	958,53	684,50	380,89	786,96

2.3 Вибір ТП підприємства

Схема електричних з'єднань головної понижувальної підстанції вибирається на підставі вимог до надійності, економічності і маневреності, з урахуванням перспективи розвитку.

При виборі принципової схеми необхідно визначити число, тип і параметри обладнання і апаратури, і в першу чергу головних трансформаторів, вимикачів та іншої комутаційної апаратури, раціональну їх розстановку в схемі, а також вирішити ряд питань захисту, управління, ступеня автоматизації і експлуатаційного обслуговування підстанції.

Напруги, які використовують для схем зовнішнього електропостачання промислових підприємств, залежать від наявних напруг мереж енергосистем у зоні розташування підприємства та від його навантаження. Залежно від значення навантаження підприємства поділяють на малі (встановлена потужність до 5 МВт), середні (від 5 до 75 МВт) та великі (75 МВт і більше).

Для електропостачання малих підприємств використовуються мережі напругою 10(6) або 35 кВ з живленням від ближчої ПС 110 кВ. Для електропостачання середніх та великих підприємств, як правило, застосовують мережі 110 кВ, а в окремих випадках - мережі напругою понад 110 кВ.

Серед електроприймачів промислових підприємств значну частину становлять приймачі першої та другої категорій за надійністю, тому їх живлення повинно бути забезпечено не менше ніж двома лініями від двох незалежних джерел живлення. Вибір ліній та трансформаторів здійснюється за пропускною здатністю так, щоб під час виходу з ладу одного з елементів інший з врахуванням допустимого перевантаження забезпечував живлення приймачів I та II категорій протягом часу, необхідного для відновлення нормальної схеми.

Дане підприємство належить до I категорії надійності, схема електропостачання буде будуватися з двома незалежними лініями живлення. З точки зору навантаження підприємство належить до середніх.

Схеми приєднання підстанцій до мережі, кількість приєднань до однієї лінії вибирають в залежності від значення навантаження та відповідальності

споживачів, довжини ділянки мережі, доцільності її секціонування та необхідності транзиту потужності. Для деяких груп споживачів (тягові підстанції залізниць, насосні та компресорні станції магістральних трубопроводів тощо) ці питання регламентовані галузевими нормативними документами.

Для проєктованого підприємства вибираємо схему - два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній, застосовується на відгалужувальних і тупикових підстанціях з РП ВН 35-220 кВ [2].

У нормальному режимі при роботі двох ліній і двох трансформаторів перемичка розімкнута. Перемичка допускає такі режими роботи: паралельне живлення двох трансформаторів по одній з ліній (W1 або W2); живлення трансформатора T1 по лінії W2 або живлення трансформатора T2 по лінії W1.

Паралельне живлення двома лініями одного трансформатора не допускається, так як при такому режимі різко знижується надійність мережі живлення.

Враховуючи ці фактори зобразимо схему зовнішнього електропостачання на рисунку 2.1.

При проєктуванні розвитку електричної мережі одночасно з розробкою питання про конфігурацію електричної мережі вирішується питання про вибір її номінального значення. Вибір напруги здійснюється з шкали номінальних значень, встановлених.

Номінальна напруга залежить від багатьох факторів, тому завдання його вибору не може мати однозначного вирішення. При проєктуванні електричних мереж використовується декілька підходів. Одним з таких підходів є вибір $U_{ном}$ за емпіричними формулами.

Але як відомо з вихідних даних підприємство живиться по ЛЕП з напругою 10кВ, отже приймаємо ці дані для подальших розрахунків.

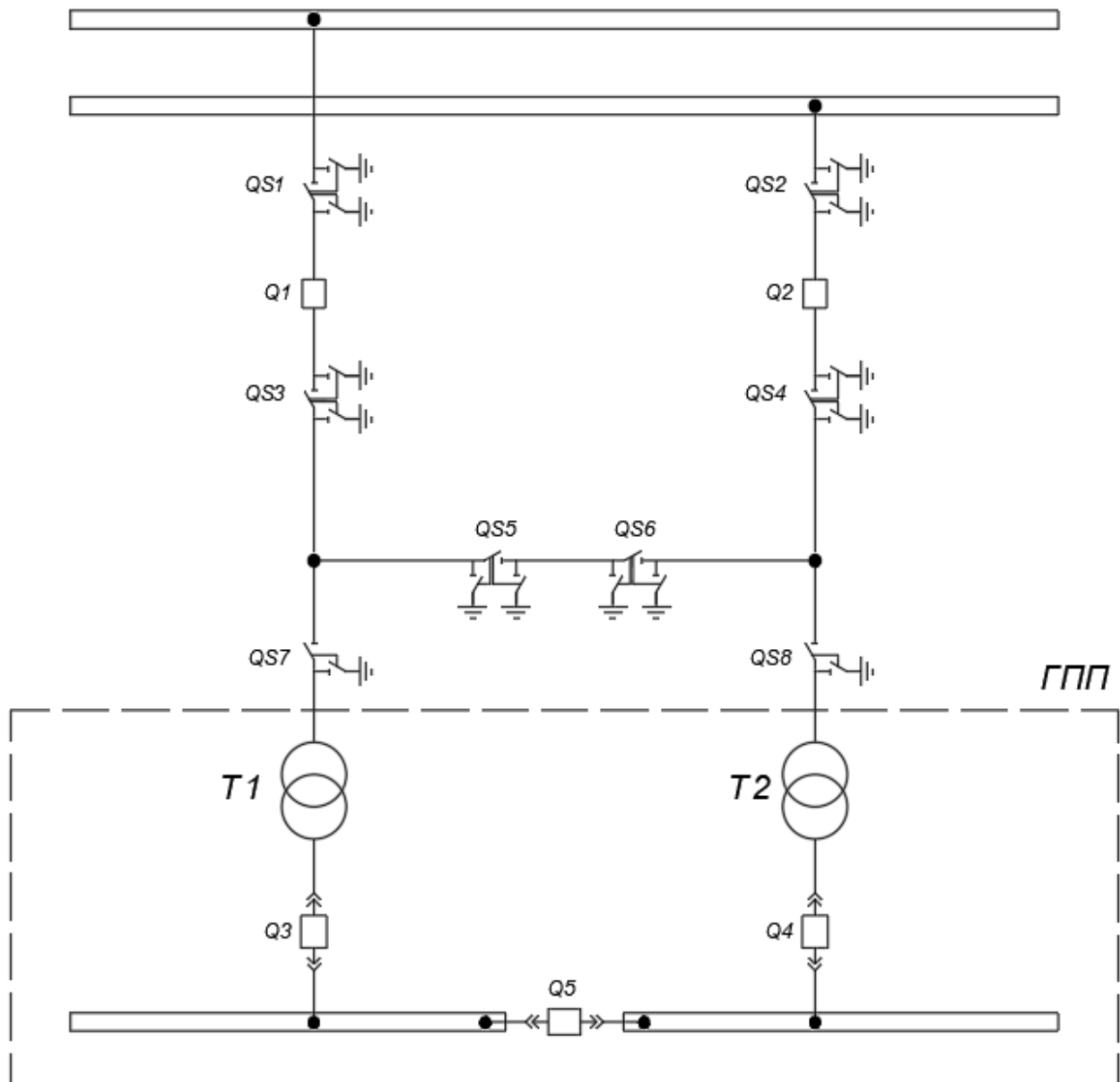


Рисунок 2.1 – Зовнішня схема електропостачання проектного підприємства

Орієнтовно попередній вибір оптимальної напруги, кВ, може бути зроблено

Струм, А, що буде протікати по ЛЕП у випадку, при напрузі 10кВ визначаємо

за наступною формулою:

$$I = \frac{S_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (2.7)$$

$$I = \frac{959 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 56 \text{ A.}$$

Мінімально переріз проводу, мм, що буде витримувати струм I визначається за наступною формулою:

$$F = \frac{I}{\rho}, \quad (2.8)$$

де ρ – коефіцієнт густини струму, що дорівнює 1,1.

$$F = \frac{56}{1,1} = 51 \text{ мм.}$$

Обираємо провід АС-95, тому що АС-70 не проходить перевірку на допустимі втрати напруги.

За отриманим значенням у формулі (2.8) був обраний провід АС-95. Необхідно визначити його активні та реактивні опори, згідно з його характеристик за формулами:

$$R = r_0 \cdot L; \quad (2.9)$$

$$X = q_0 \cdot L. \quad (2.10)$$

Розрахунки параметрів лінії з обраним проводом заносимо до таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Параметри лінії з проводом АС-95

Кабель	Переріз проводу F, мм	Активний опір r_0 , Ом/км	Реактивний опір q_0 , Ом/км	Активний опір лінії R, Ом	Реактивний опір лінії X, Ом
АС-95	95	0,33	0,234	3,3	2,34

Втрати потужності вздовж всієї лінії визначатимуться за наступними формулами:

$$P_{\text{втрат}} = I^2 \cdot R_1; \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{втрат}} = I^2 \cdot X_1; \quad (2.12)$$

$$S_{\text{втрат}} = \sqrt{P_{\text{втрат}}^2 + Q_{\text{втрат}}^2}. \quad (2.13)$$

Значення втрати рівня напруги, V , при заданих параметрах лінії визначається за наступною формулою:

$$\Delta U = \frac{P_{p\Sigma} \cdot R_1 + Q_{p\Sigma} \cdot X_1}{U_1}. \quad (2.14)$$

Необхідно перевірити дотримання норм якості електричної енергії. Встановлено два рівня норм якості електроенергії: нормально допустимі та гранично допустимі.

Відхилення напруги характеризується показником - усталене відхилення напруги. Для споживачів електричної енергії нормовані значення дорівнюють відповідно $\pm 5\%$ і $\pm 10\%$ від номінального значення напруги мережі. За формулою визначаються максимально допустимим значенням падіння напруги:

$$\Delta U_{\text{гр}} = \frac{U}{100} \cdot 5. \quad (2.15)$$

Всі розрахунки втрат зведені до таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Розрахункові дані ЛЕП

Рівень на-пруги U , кВ	Струм в лінії I , А	Втрати активної потужності P , кВт	Втрати реактивної потужності Q , кВАр	Втрати повної потужності S , кВА	Втрати рівня напруги в ЛЕП U , В	Норма втрат рівня напруги U , В
10	56	10,35	7,34	12,69	425	500

Номінальна потужність кожного трансформатора ТП, як правило, визначається аварійним режимом роботи: при установці двох трансформаторів їх потужність вибирається така, щоб при виході з роботи одного з них залишився міг забезпечити нормальне електропостачання споживачів з допустимим аварійним перевантаженням.

Для двохтрансформаторної підстанції:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{P_{\text{max}} \cdot k_{1-2}}{k_{\text{п.н}} \cdot \cos \varphi}, \quad (2.16)$$

де P_{max} – максимальна активна розрахункова потужність підприємства кВт;

k_{1-2} – коефіцієнт участі в навантаженні споживачів 1-ї та 2-ї категорії;

$k_{\text{п.н}}$ – коефіцієнт допустимого аварійного перевантаження;

$\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності підприємства.

Для середніх підприємств, де приблизно до 25% споживачів з числа маловідповідальних в аварійному режимі можуть бути відключені, k_{1-2} зазвичай приймається рівним 0,75–0,85. При проектуванні $k_{\text{п.н}}$ приймають рівному 1,4, при аварії з одним трансформатором електроспоживання споживачів забезпечується за рахунок перевантаження на 40% трансформатора, що залишився в роботі.

Тоді:

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{959 \cdot 0,75}{1,4 \cdot 0,885} = 580 \text{ кВА.}$$

Згідно розрахунковим значення повної потужності обираємо трансформатори ТМ-630.

Таблиця 2.5 – Параметри трансформаторів ГПП

Тип	S , кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$P_{\text{кз}}$, кВт	$P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
ТМ-630	630	10	0,4	7,8	1,2	6	1,3

Втрати реактивної потужності в трансформаторах на холостому ході та короткому замиканні розраховуються по формулам:

$$\Delta Q_{\text{хх}} = S \cdot \frac{I_{\text{хх}}}{100}; \quad (2.17)$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = S \cdot \frac{U_{\text{кз}}}{100}. \quad (2.18)$$

де S – фактична повна потужність, що передається одним трансформатором ГПП.

Оскільки трансформатори однакові:

$$\Delta Q_{\text{хх}} = 630 \cdot \frac{1,3}{100} = 8,19 \text{ кВАр};$$

$$\Delta Q_{\text{кз}} = 630 \cdot \frac{6}{100} = 37,8 \text{ кВАр.}$$

Визначимо коефіцієнт завантаження трансформаторів ГПП:

$$K_3 = \frac{P_p}{n \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (2.19)$$

$$K_3 = \frac{959}{2 \cdot 630} = 0,761.$$

Сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах ГПП з урахуванням установки КП:

$$\Delta Q_{\text{ТГПП}} = (\Delta Q_{\text{ХХ}} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{\text{КЗ}}) \cdot n; \quad (2.20)$$

$$Q_{\text{ТГПП}} = (8,19 + 0,761^2 \cdot 37,8) \cdot 2 = 60,2 \text{ кВАр.}$$

2.4 Вибір конденсаторних установок

Для початку оберемо місце де будемо встановлювати конденсаторі установки (КУ). Приймаємо рішення, що всі КУ будуть підключено до шин 0,4кВ ГРЩ цехів підприємства. Це дозволить розвантажити від перетоку реактивної потужності трансформатори ГПП, всі кабельні лінії до ГРЩ цехів та живлячі лінії 10кВ.

Розрахуємо КУ для приймально-охолоджувального цеху.

Максимальне значення споживання реактивної потужності цехом №1 (табл. 2.2), становить – 79,02 кВАр. Тому потрібно повністю покрити дане споживання - потужністю КУ. Приймаємо рішення до встановлення КУ потужністю 90кВАр. Потужність 90кВАр враховує в себе запас потужності в 10%.

Так як погодинні графіки споживання електричної енергії відсутні і не відома потужність найменших споживачів, обираємо мінімальний шаг ступені - 5кВАр.

Технічні характеристики наведено в табл. 2.6.

Виробник	Потужність, кВАр	Мін. ступень, кВАр	Конфігурація, кВАр
ВЕГ	90	5	5+10+20+25+30

Розрахунок КУ для інших ГРЩ цехів виконується по наведеному прикладу. Отримані результати зведемо в табл. 2.7.

Таблиця 2.7 – Вибір КУ для ГРЩ цехів

Назва цеху	Потужність, кВАр	Мін. ступень, кВАр	Конфігурація, кВАр
Приймально-охолоджувальний цех	90	5	5+10+20+25+30
Цех обвалювання та жилювання м'яса	55	5	5+10+20+20
Цех подрібнення та приготування фаршу	80	5	5+10+20+20+25
Ковбасний цех	75		5+10+15+20+25
Цех напівфабрикатів	55	+	5+10+20+20
Холодильні склади	150	10	10+20+20+40+60
Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення	15	2,5	2,5+5+7,5

На рис. 2.2 покажемо схему електропостачання підприємства.

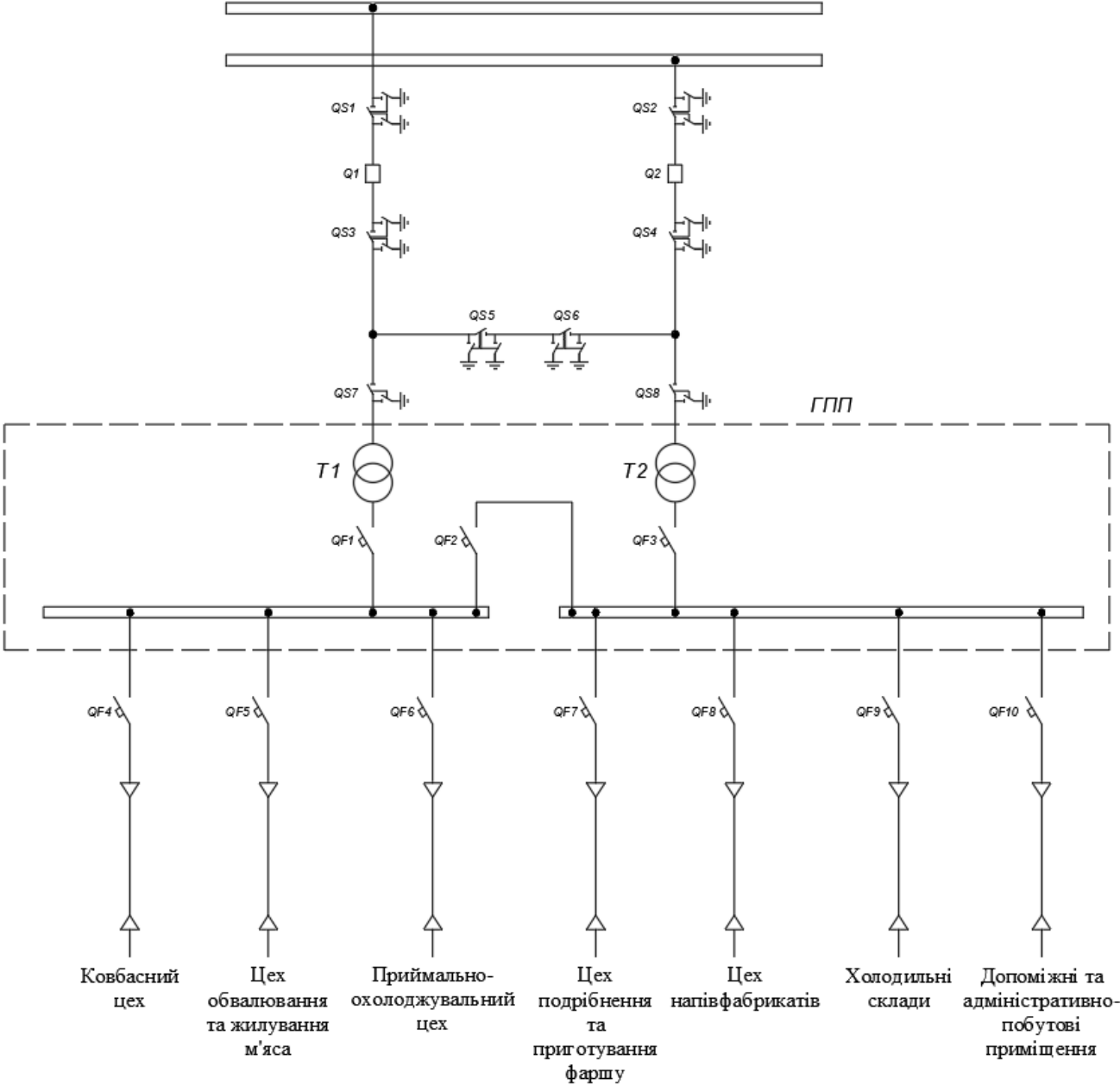


Рисунок 2.2 – Схема електропостачання підприємства

3 ВПРОВАДЖЕННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

3.1 Вибір та розміщення сонячних панелей

Для нашого підприємства виконаємо проектування СЕС на дахах цехів, так як форма даху кожного цеху має рівну поверхню та відсутнє затінення, а загальна площа об'єкту не дозволяє збудувати повноціну наземну промислову СЕС, тому що крім цехів є ще інженерні комунікації, підсобні приміщення та зовнішні майданчики, які теж займають місця.

В таблиці 3.1 приведемо площі цехів.

Таблиця 3.1 – Площі цехів

Назва цеху	Площа, м ²
Приймально-охолоджувальний цех	400
Цех обвалювання та жилування м'яса	350
Цех подрібнення та приготування фаршу	300
Ковбасний цех	600
Цех напівфабрикатів	350
Холодильні склади	700
Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення	250

Розташування цехів покажемо на рисунку 3.1.

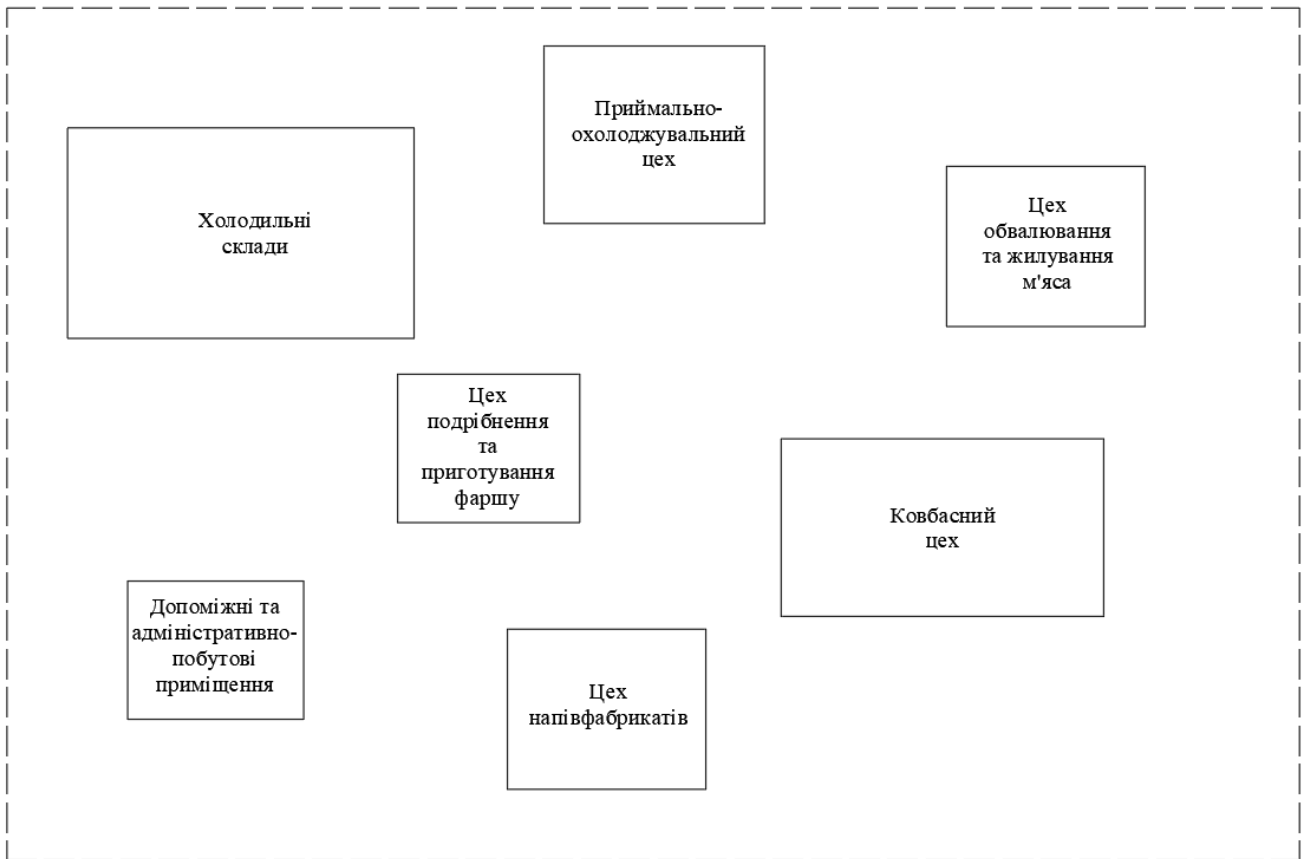


Рисунок 3.1 – Генплан підприємства

Установку сонячних панелей слід проводити на спеціальних конструкціях, здатних забезпечити їхню оптимальну орієнтацію на сонці та надійне кріплення до різних типів поверхонь.

Оптимальний кут нахилу сонячних панелей залежить від широти місцевості, а також може бути змінений залежно від того, якої оптимізації у виробництві енергії необхідно досягти – наше підприємство знаходиться в Харківській області.

Так, він може бути зменшений від оптимального значення, якщо фотоелектрична система працює в літній період (літній оптимум), або збільшений, якщо система експлуатується в основному в осінньо-зимовий період, або прийнятий середнім за значенням, якщо фотоелектрична система призначена для цілорічної експлуатації.

Кут висоти сонця визначається за формулою:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi + \delta \quad (3.1)$$

де: φ – значення широти місцевості де проектується ФЕС;

δ – кут нахилу Сонця.

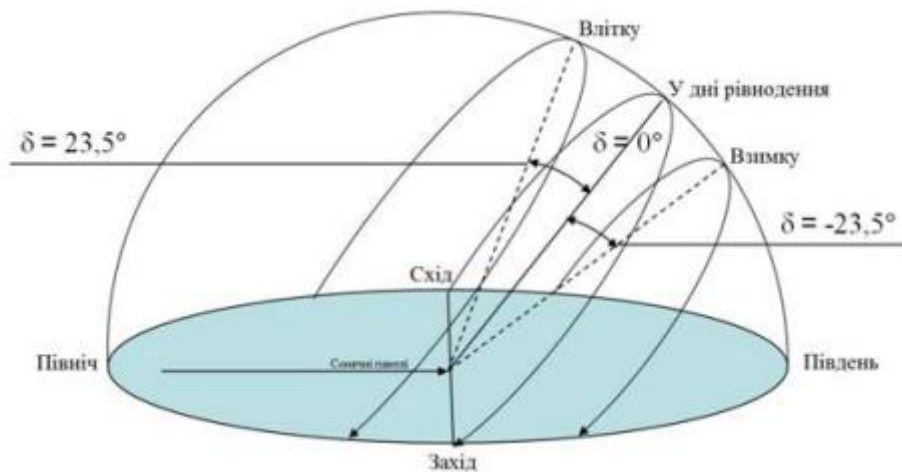


Рисунок 3.2– Кут нахилу Сонця впродовж року

Для днів рівнодення — 21 березня та 23 вересня (сонце в зеніті на екваторі) матиме місце наступна формула:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi \quad (3.2)$$

$$\alpha = 90^\circ - 50,014^\circ \approx 40^\circ$$

Для днів сонцестояння – 22 червня та 22 грудня – має місце формула:

$$\alpha = 90^\circ - \varphi \pm 23,5^\circ \quad (3.3)$$

Для 22 червня у Північній півкулі використовується формула:

$$\alpha = 90^\circ - (\varphi - 23,5^\circ) \quad (3.4)$$

$$\alpha = 90^\circ - (50,014^\circ - 23,5^\circ) \approx 63,5^\circ$$

Для 22 грудня у Північній півкулі використовується формула:

$$\alpha = 90^\circ - (\varphi + 23,5^\circ) \quad (3.5)$$

$$\alpha = 90^\circ - (50,014^\circ + 23,5^\circ) \approx 16,5^\circ$$

Дані розрахунків зводяться в таблиці 3.2.

Куту падіння сонячних променів відповідає оптимальне значення кута нахилу панелей.

Таблиця 3.2 – Дані розрахунків кутів нахилу панелей

Пора року	Кут падіння сонячних променів α , °	Оптимальний кут нахилу панелей β , °
22 червня	63,5	35
21 березня та 23 вересня	40	45
22 грудня	16,5	65

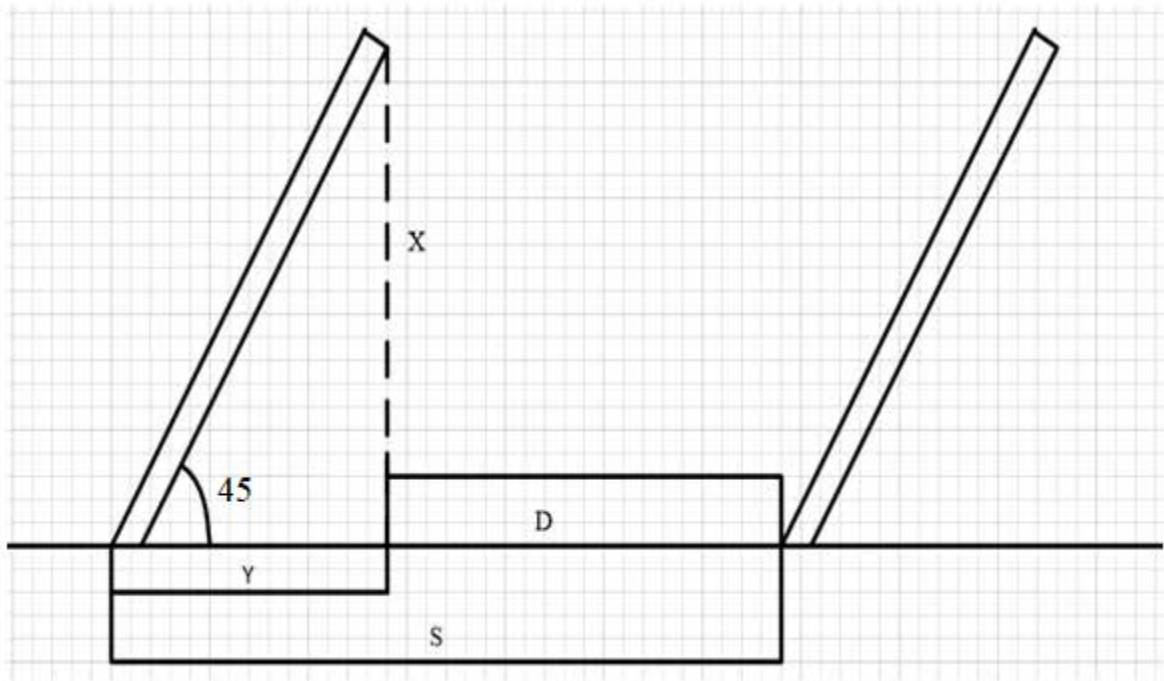
Панелі розміщуємо під кутом 45° , який являється оптимальним для всього року. Для всіх будівель приймаємо однакові панелі потужністю 600 Вт типу - Longi Solar LR7-72HGD-600M.

Технічні характеристики наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Характеристики сонячної панелі

Номінальна потужність, Вт	Напруга при максимальній потужності, В	Максимальна сила струму, А	Напруга холостого ходу, В	Струм короткого замикання, А	Висота/ширина, м
600	44	13,75	52,44	14,61	2,382/1,13 4

Розрахуємо оптимальний кут нахилу. Розрахунок буде вестись для куту нахилу 60° , що відповідає зимньому періоду адже саме у цей час затінення може бути найбільше. Параметри для розрахунку показані на рис. 3.3.



X – висота; Y – ширина; D – відстань між панелями; S – загальна відстань; α – кут нахилу панелі

Рисунок 3.3 – Основні параметри для розрахунку відстані панелей

Розрахуємо висоту X , м, та ширину Y , м:

$$X = 2,382 \cdot \sin \alpha, \quad (3.6)$$

$$Y = 2,382 \cdot \cos \alpha. \quad (3.7)$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$X = 2,382 \cdot \sin 60^\circ = 1,68 \text{ м},$$

$$Y = 2,382 \cdot \cos 60^\circ = 1,19 \text{ м}.$$

Відстань між панелями знаходиться, м :

$$D = X \cdot 1,7, \quad (3.8)$$

$$D = 1,68 \cdot 1,7 = 2,85 \text{ м.}$$

Загальна відстань знаходиться, м:

$$S = Y + D, \quad (3.9)$$

$$S = 1,68 + 2,85 = 4,53 \text{ м.}$$

Загальна площа $S_{\text{заг}}$, м² що буде займати одна панель розраховується:

$$S_{\text{заг}} = 0,99 \cdot S, \quad (3.10)$$

$$S_{\text{заг}} = 0,99 \cdot 4,53 = 4,48 \text{ м}^2$$

Розрахуємо СЕС для приймально-охолоджувального цеху, площа даху 400м².

Вся площа даху придатна для встановлення панелей, на ній можна розмістити 88 панелей, загальна номінальна потужність дахової СЕС – 52,8 кВт.

Для збільшення напруги сонячні панелі групуються у фотоелектричний масив, який буде складатися з 88 панелей, який в свою чергу буде поділений на 8 рядків з'єднаних паралельно по 11 панелей послідовно.

Напруга $U_{\text{ряд}}$, В, та струм $I_{\text{ряд}}$, А, одного рядку при послідовному з'єднанні розраховується відповідно:

$$U_{\text{ряд}} = n_{\text{п}} \cdot U_{\text{п}}, \quad (3.11)$$

$$I_{\text{ряд}} = I_{\text{п}}, \quad (3.12)$$

де: $U_{\text{ряд}}$ – напруга однієї сонячної панелі;

$n_{\text{п}}$ – кількість панелей у рядку;

$I_{\text{п}}$ – струм однієї сонячної панелі;

Напруга $U_{\text{мас}}$, В, та струм $I_{\text{мас}}$, А, одного масиву при паралельному з'єднанні рядків розраховується відповідно:

$$U_{\text{мас}} = U_{\text{ряд}}, \quad (3.13)$$

$$I_{\text{мас}} = n_{\text{ряд}} \cdot I_{\text{ряд}}, \quad (3.14)$$

де: $U_{\text{ряд}}$ – напруга однієї сонячної панелі;

$I_{\text{ряд}}$ – струм однієї сонячної панелі;

$n_{\text{ряд}}$ – кількість рядків.

Загальна встановлена потужність станції $P_{\text{заг}}$, кВт, розраховується:

$$P_{\text{заг}} = P_{\text{панелі}} \cdot n_{\text{панелей}}, \quad (3.15)$$

$$P_{\text{заг}} = 0,6 \cdot 88 = 52,8 \text{ кВт.}$$

3.2. Вибір інвертора

Для перетворення постійного струму в змінний необхідно обрати мережевий інвертор.

Для кожного фотоелектричного масиву обирається окремий інвертор. Вибір проводиться по потужності за такою умовою:

$$P_{\text{інв}} \geq P_{\text{заг}}, \quad (3.16)$$

де: $P_{\text{інв}}$ – максимальна вихідна потужність інвертора, кВт;

$P_{\text{мас}}$ – потужність фотоелектричного масиву, кВт.

$$60 = 52,8 \text{ кВт.}$$

Умова виконується.

За такою умовою був обран мережевий інвертор Growatt MAX 60KTL3 LV.

Його особливості:

1) Високе вироблення:

- Номінальна потужність до 60кВт;
- Максимальна ефективність 99%;
- 6 МРРТ, підходить для горбистої місцевості і великого даху.

2) Розумний:

- 24/7 моніторинг;
- Розумна діагностика стрінгів.

3) Безпечний і надійний:

- Захист від перенапруги для DC і AC;
- Клас II Додаткова функція Anti-PID і AFCI Клас захисту IP65.

4) Просте обслуговування;

- Інтелектуальний моніторинг 12-і стрінгів;
- Розумне локальне і дистанційне обслуговування, що економить час і

вартість обслуговування.

Характеристики обраного інвертора наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Характеристики мережевого інвертора Growatt MAX 60KTL3

LV

Максимальна потужність модулів, які підключаються, кВт	Номінальна вихідна потужність AC, кВт	Максимальна вихідна потужність AC, кВА	Номінальна напруга AC/кількість фаз, В	Система охолодження	ККД, %
70	60	66,6	230/478	Природна	99

Кількість інверторів дорівнює кількості фотоелектричних масивів, а саме 1.

3.3. Вибір струмопровідних частин

3.3.1. Вибір рядкового кабелю

Вибір рядкового кабелю здійснюється по перетину. Розрахунок перетину рядкового кабелю $S_{\text{ряд}}$, мм² виконується за формулою:

$$S_{\text{ряд}} = \frac{2 \cdot l_{\text{ряд}} \cdot I_{\text{ряд}}^2}{v \cdot P_{\text{ряд}} \cdot \gamma}, \quad (3.17)$$

де $l_{\text{ряд}}$ – довжина рядкового модулю, м, що дорівнює 65;

v – коефіцієнт втрат, що дорівнює 0,01;

$P_{\text{ряд}}$ – потужність рядку в стандартних умовах випробувань, Вт;

$I_{\text{ряд}}$ – струм рядку, А;

γ – електрична провідність, м/(Ом·мм²) (для міді $\gamma_{\text{Cu}} = 56$).

Підставляємо значення та отримуємо:

$$S_{\text{ряд}} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 13,75^2}{0,01 \cdot 6655 \cdot 56} = 4,07 \text{ мм}^2.$$

Отримане розрахункове значення $S_{\text{ряд}}$ округлюється до наступного найбільшого значення в ряді стандартних перетинів кабелю (2,5; 4; 6 мм²), тому $S_{\text{ряд}}$ обираємо рівним 6 мм².

По перетину обирається рядковий кабель характеристики якого наведені в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Характеристики рядкового кабелю

Площа перетину, мм ²	Максимальна робоча напруга, В	Максимальний робочий струм, А	Зовнішній діаметр, мм	Діапазон робочої температури, С°
6	до 1800	41	6,5	від -40 до +90

Розрахунок загальних витрат у рядкових кабелях у стандартних умовах випробувань $P_{\text{ряд}}$, Вт, для обраного перетину виконується по формулі:

$$P_{\text{заг}} = \frac{2 \cdot n \cdot l_{\text{ряд}} \cdot I_{\text{ряд}}^2}{S_{\text{ряд}} \cdot \gamma}, \quad (3.18)$$

де n – кількість рядків у ФЕС, що дорівнює 6.

Підставляємо значення та отримуємо:

$$P_{\text{заг}} = \frac{2 \cdot 8 \cdot 40 \cdot 13,75^2}{6 \cdot 56} = 360 \text{ Вт.}$$

3.3.2. Вибір кабелю постійного струму

Вибір головного кабелю постійного струму виконується по перетину. Перетин головного кабелю постійного струму $S_{\text{каб}}$, мм² визначається відповідно з допустимим тривалим струмом кабелю за формулою:

$$S_{\text{каб}} = \frac{2 \cdot l_{\text{каб}} \cdot I_{\text{ном}}^2}{(v \cdot P_{\text{ФЕМ}} - P_{\text{заг}}) \cdot \gamma}, \quad (3.19)$$

де $l_{\text{каб}}$ – довжина головного кабелю постійного струму, м, що дорівнює 6;

$I_{\text{ном}}$ – номінальний струм фотоелектричного масиву, А;

$P_{\text{ФЕМ}}$ – номінальна потужність фотоелектричного масиву, Вт.

Підставляємо значення та отримуємо:

$$S_{\text{каб}} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 110^2}{(0,01 \cdot 60000 - 360) \cdot 56} = 7,2 \text{ мм}^2.$$

Оскільки перетин для головного кабелю постійного струму не може бути менше 10 мм², то обираємо кабель КВВГ 4×10 мм², його характеристики наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Характеристики головного кабелю постійного струму

Площа перетину, мм ²	Максимальна робоча напруга, В	Кількість жил	Ізоляція	Діапазон робочої температури, С°
4×10	1000	4	Полівінілхлоридний пластикат	від -50 до +50

Розрахунок втрат потужності в головному кабелі постійного струму $P_{\text{каб}}$, Вт для обраного перетину виконується за формулою:

$$P_{\text{каб}} = \frac{2 \cdot l_{\text{каб}} \cdot I_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{каб}} \cdot \gamma}. \quad (3.20)$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$P_{\text{каб}} = \frac{2 \cdot 4 \cdot 110^2}{10 \cdot 56} = 173 \text{ Вт.}$$

3.3.3. Вибір кабелю змінного струму

Вибір кабелю змінного струму виконується по перетину. Розрахунок перетину $S_{\text{каб}\sim}$, мм² трифазного кабелю змінного струму виконується за формулою:

$$S_{\text{каб}\sim} = \frac{\sqrt{3} \cdot l_{\text{каб}\sim} \cdot I_{\text{ном}\sim} \cdot \cos\varphi}{\Delta U_{\%} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \gamma}, \quad (3.21)$$

де $l_{\text{каб}\sim}$ – довжина кабелю змінного струму, м, що дорівнює 120;

$I_{\text{ном}\sim}$ – номінальний вихідний струм інвертора, А;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності (0,8-1);

$\Delta U_{\%}$ – втрати напруги в кабельній лінії, приймається рівним 3% (європейський норматив).

$U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга мережі, В (для трифазної мережі – 380 В).

Підставляємо значення та отримуємо:

$$S_{\text{каб}\sim} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 110 \cdot 0,9}{3 \cdot 380 \cdot 56} = 32,2 \text{ мм}^2.$$

По перетину обирається кабель змінного струму характеристики якого наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Характеристики трифазного кабелю змінного струму

Площа перетину, мм ²	Максимальна робоча напруга, В	Максимальний робочий струм, А	Кількість жил	Ізоляція	Діапазон робочої температури, С°
3×35	до 600	140	3	Полівінілхлоридний пластикат	від -50 до +50

Розрахунок втрат потужності в кабелі змінного струму $P_{\text{каб}\sim}$, Вт для обраного перетину виконується за формулою:

$$P_{\text{каб}\sim} = \frac{\sqrt{3} \cdot l_{\text{каб}\sim} \cdot I_{\text{ном}\sim} \cdot \cos\varphi}{S_{\text{каб}\sim} \cdot \gamma}, \quad (3.22)$$

Підставляємо значення та отримуємо:

$$P_{\text{каб}\sim} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120 \cdot 110 \cdot 0,9}{35 \cdot 56} = 10,5 \text{ Вт.}$$

3.4 Вибір запобіжника

Запобіжник встановлюється після кожного рядку у масиві. Вибір запобіжника виконується по номінальній напрузі запобіжника:

$$U_{\text{ном.з}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.23)$$

де $U_{\text{ном.з}}$ – номінальна напруга запобіжника, В;

$U_{\text{уст}}$ – напруга електроустановки, В.

$$1000 \text{ В} > 484 \text{ В.}$$

Умова виконується.

За такою умовою був обран циліндричний запобіжник CH10x38 gPV 15A/1000V, його характеристики наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Характеристики циліндричного запобіжника

Номінальна напруга АС, В	Номінальний струм, А	Вимикаюча здатність АС, кА	Матеріал
1000	15	10	Кераміка

3.5 Вибір роз'єднувача для запобіжника

Роз'єднувач виконує функцію утримувача для циліндричних запобіжників, має індикацію стану запобіжника та у відключеному стані забезпечують видимий розрив ланцюга. Вибір виконується по номінальній напрузі та номінальному струму роз'єднувача:

$$U_{\text{ном.р}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.24)$$

де $U_{\text{ном.р}}$ – номінальна напруга роз'єднувача, В;

$U_{\text{уст}}$ – напруга електроустановки, В.

$$1000 \text{ В} > 484 \text{ В.}$$

Умова виконується.

$$I_{\text{ном.р}} \geq I_{\text{уст}}, \quad (3.25)$$

де $I_{\text{ном.р}}$ – номінальний струм роз'єднувача, А;

$I_{\text{уст}}$ – струм електроустановки, А.

$$25 \text{ А} > 13,75 \text{ А.}$$

Умова виконується.

За такими умовами був обран роз'єднувач ETI PCF 25 DC 1р 1000V , його характеристики наведені в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Характеристики роз'єднувача запобіжника

Номінальна напруга, В	Номінальний струм, А	Максимальна втрата потужності, Вт
1000	25	3

3.6 Вибір пристрою захисту від імпульсних перенапруг

Пристрій захисту від імпульсних перенапруг (ПЗІП) – пристрій, який призначений для обмеження перехідних перенапруг і відведення імпульсів струму. Оскільки на підприємстві вже є система захисту від блискавки і фотоелектрична система до неї буде приєднана, то в якості надійного захисту використовується ПЗІП класу II. Характеристики обраного ПЗІП наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Характеристики ПЗІП АВВ OVR PV MC

Номінальна напруга системи, В	Максимальний розрядний струм, кА	Номінальний розрядний струм, кА	Клас
1000	70	20	II

3.7 Вибір автоматичного вимикача

Автоматичний вимикач силовий призначений для комутацій і захисту від коротких замикань і перевантажень в ланцюгах постійного струму. Він особливо актуальний в потужних сонячних електростанціях і системах безперебійного живлення великої потужності.

Вибір автоматичного вимикача виконується по номінальній напрузі та струму:

$$U_{\text{ном.АВ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.26)$$

де $U_{\text{ном.АВ}}$ – номінальна напруга вимикача, В;

$U_{\text{уст}}$ – напруга електроустановки, В.

$$1000 \text{ В} > 484 \text{ В.}$$

Умова виконується.

$$I_{\text{ном.АВ}} \geq I_{\text{уст}}, \quad (3.27)$$

де $I_{\text{ном.АВ}}$ – номінальний струм вимикача, А;

$I_{\text{уст}}$ – струм електроустановки, А.

$$125 \text{ А} > 110 \text{ А}$$

Умова виконується.

За такими умовами був обран вимикач VD-125-4P-1000V DC , його характеристики наведені в таблиці 3.11.

Таблиця 3.11 – Характеристики силового автоматичного вимикача VD-125-4P-1000V DC

Номінальний струм, А	Робоча напруга, В	Напруга пробою ізоляції	Допустима імпульсна напруга, кВ	Абсолютна вимикаюча здібність, кА	Номінальна вимикаюча здібність, кА	Тип розщеплювача
до 125	до 1000	1000 В постійного струму	8	20	15	Магнітно-термічний

Вибір автоматичного вимикача для підключення інвертору виконується по номінальній напрузі та струму:

$$U_{\text{ном.АВ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (3.28)$$

де $U_{\text{ном.АВ}}$ – номінальна напруга вимикача, В;

$U_{уст}$ – напруга електроустановки, В.

$$380 \text{ В} = 380 \text{ В.}$$

Умова виконується.

$$I_{ном.АВ} \geq I_{уст}, \quad (3.28)$$

де $I_{ном.АВ}$ – номінальний струм вимикача, А;

$I_{уст}$ – струм електроустановки, А.

$$125 \text{ А} > 110 \text{ А.}$$

Умова виконується.

За такими умовами був обран вимикач Hager HLF380S, його характеристики наведені в таблиці 3.12.

Таблиця 3.12 – Характеристики автоматичного вимикача Hager HLF380S

Номінальний струм, А	Робоча напруга, В	Вимикаюча здібність, кА	Клас захисту
125	380	10	IP20

Для всіх інших СЕС на дахах цехів розрахунки аналогічні.

В таблиці 3.13 зведемо отримані дані по даховим СЕС.

Таблиця 3.13 – СЕС на даху цехів

Назва цеху	Кількість панелей на даху, шт.	Потужність СЕС, кВт
Приймально-охолоджувальний цех	88	52,8
Цех обвалювання та жилювання м'яса	78	46,8
Цех подрібнення та приготування фаршу	66	39,6
Ковбасний цех	132	79,2
Цех напівфабрикатів	78	46,8
Холодильні склади	156	93,6
Допоміжні та адміністративно-побутові приміщення	54	32,4
Разом		391,2

Завдяки даховим СЕС забезпечено генерацію активної енергії, величина якої становить 391,2кВт – або 47% від всієї встановленої активної енергії.

4 РОЗРАХУНОК ВИРОБЛЕННЯ СОНЯЧНОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕГІЇ

4.1 Розрахунок сонячної інсоляції на похилу поверхню

Інсоляцією називають повну радіацію, отриману поверхнею Землі. Дані по сонячній радіації в конкретній місцевості, в конкретний день або період часу можна отримати на сайті NASA з метеорологічними даними.

Розрахунок буде вестись по даним за 2020р. Дані сонячної радіації на горизонтальну поверхню $S_{horizontal}$ мають початкову розмірність МДж·день/м², для перекладу у кВт·год, скористуємось рівнянням (4.1):

$$1 \text{ кВт·год} = 3,6 \text{ МДж.} \quad (4.1)$$

Тому усі дані сонячної радіації поділимо на 3,6.

Розрахувати випромінювання, Вт/м², що падає на похилу поверхню S_{module} , за умови даної щільності потоку або на горизонтальній поверхні $S_{horizontal}$ можна, знаючи орієнтацію і кут установки сонячного модуля. Основні кути при плануванні сонячної панелі наведені на рис. 4.1.

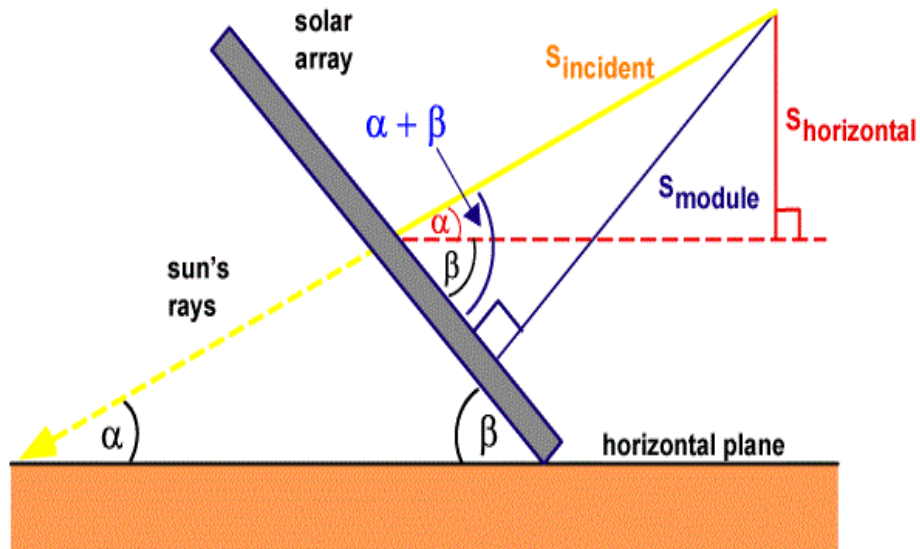
Кут висоти Сонця α в сонячний полудень для північної півкулі (4.2):

$$\alpha = 90 - \varphi + \delta, \quad (4.2)$$

де φ - широта місцевості

δ - кут схилення Сонця.

Широта місцевості φ показує, наскільки розглянута точка знаходиться на північ або південь від екватора, вказується зі знаком «+» для північної півкулі і «-» для південної півкулі.



β – кут нахилу сонячного модуля до горизонту, якщо модуль просто лежить на землі, то $\beta = 0^\circ$, якщо поставлений вертикально, то $\beta = 90^\circ$;
 α – кут висоти стояння Сонця (кут піднесення) це висота Сонця на небі, виміряна в градусах від горизонтального положення. На сході кут висоти дорівнює 0° і 90° - коли Сонце знаходиться вище за все на небі.

Рисунок 4.1 – Основні кути при плануванні сонячної панелі.

Кут схилення Сонця δ являє собою кут між екватором і уявною лінією, що з'єднує центри Землі і Сонця і який залежить від обертання Землі навколо Сонця: оскільки орбіта обертання має еліптичну форму і є нахиленою, кут відміни протягом року змінюється від $+23,45^\circ$ (в день літнього сонцестояння) до $-23,45^\circ$ (в день зимового сонцестояння), в дні весняного і осіннього рівнодення $\delta = 0$.

Кут схилення Сонця розраховується за формулою (4.3):

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + d}{365}\right), \quad (4.3)$$

де d – порядковий номер дня в році, відлічуваний від 1 січня (1 січня = 1).

Рівняння, що зв'язує S_{module} та $S_{horizontal}$ (4.4):

$$S_{module} = \frac{S_{horizontal} \cdot \sin(\alpha + \beta)}{\sin \alpha}, \quad (4.4)$$

Розрахунки наведені у додатку А в таблиці А.1.

4.2. Розрахунок вироблення сонячної електроенергії

Розрахунок вироблення сонячної електроенергії E , кВт·год, для приймально-охолоджувального цеху виконується за формулою (4.5):

$$E = \frac{S_{module} \cdot K_0 \cdot V_{\text{мод}} \cdot K_{\text{втрат}}}{U_{\text{іспит}}}, \quad (4.5)$$

де K_0 – поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальній площині на поверхню панелі, що дорівнює у зимній період 1,04, а в літній період 1,12;

$V_{\text{мод}}$ – загальна номінальна потужність сонячних панелей;

$K_{\text{втрат}}$ – коефіцієнт, що враховує втрати сонячної батареї при перетворенні і передачі електроенергії, що дорівнює у зимній період 0,5, а в літній період 0,7;

$U_{\text{іспит}}$ – інтенсивність сонячної радіації, при якій фотоелектричні модулі тестуються, що дорівнює 1 кВт/м².

Результати розрахунків наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Розрахунки вироблення сонячної електроенергії даховою СЕС приймально-охолоджувального цеху

Місяць	S_{module} кВт·год/м ² місяць,	E , кВт·год
січень	66,559	1827,444
лютий	103,742	2848,34
березень	178,994	6622,234
квітень	208,668	7720,082
травень	175,518	6493,632
червень	219,003	9065,673
липень	220,818	9140,805
серпень	218,267	9035,206
вересень	195,509	7233,239
жовтень	139,701	5168,512
листопад	75,96	2810,289
грудень	67,384	1850,095
Всього за рік	1870,124	69 815,55

Розрахункова генерація станції в розрізі року показана на рисунку 4.2.

Для всіх інших дахових СЕС розрахунки аналогічні.

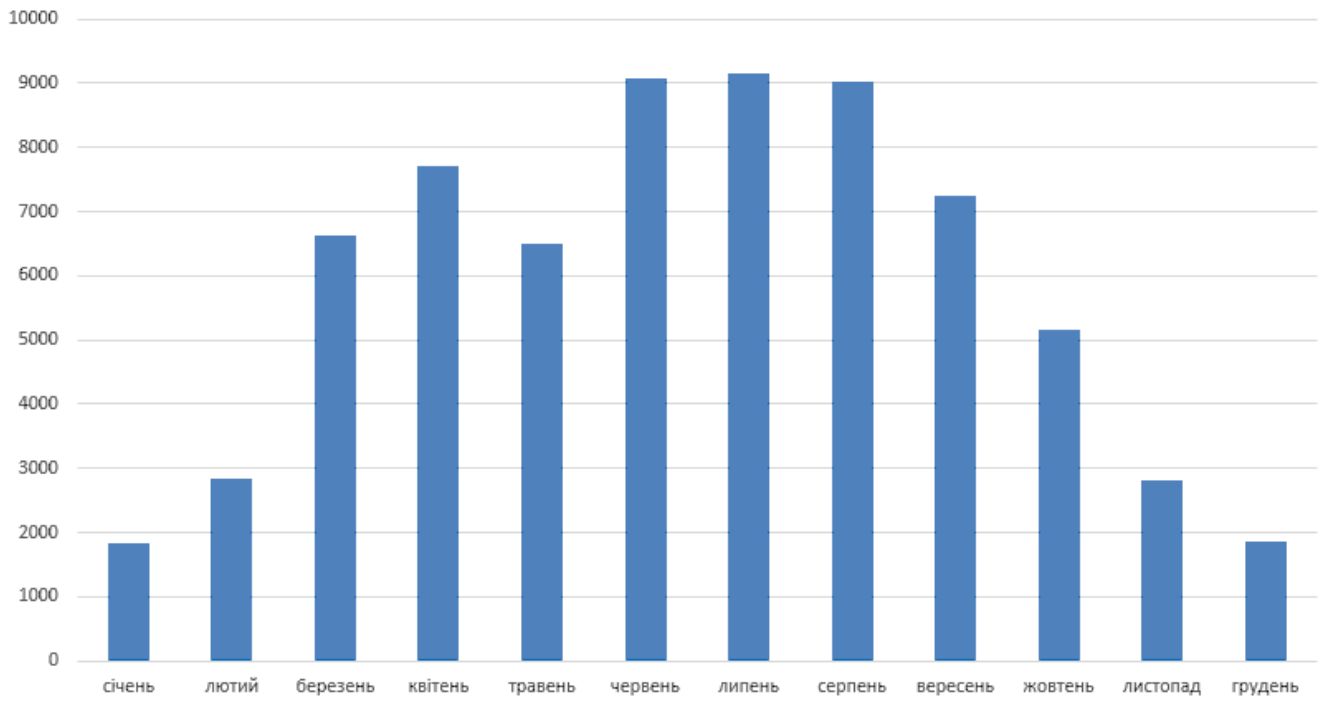


Рисунок 4.2 – Розрахункова генерація станції в розрізі року

5 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

5.1 Основні вкладення в обладнання

Основні вкладення в обладнання для дахової СЕС приймально-охолоджувального цеху наведені у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Витрати на обладнання для СЕС приймально-охолоджувального цеху

Найменування обладнання	Ціна за 1 одиницю, EUR	Кількість	Ціна всього
Сонячна панель, 600 Вт	75	88	6600,00
Сонячний інвертор Growatt MAX 60KTL3 LV	3200	1	3200,00
Лічильник для зеленого тарифу Itron ACE 6000	290	1	290,00
Силовий автоматичний вимикач BD-125-4P-1000V DC	80	1	80,00
Автоматичний вимикач ВА 55-41	690	1	690,00
Автоматичний вимикач Hager HLF380S	78	1	78,00
Роз'єднувач запобіжників ETI PCF 15 DC 1p 1000V	3,5	8	28,00
Запобіжник циліндричний CH10x38 gPV 15A/1000V	0,571	8	4,57
Обмежувач перенапруг ABB OVR PV MC	45,12	1	45,12
Система кріплення для сонячних панелей на плоскому даху	40	88	3520,00
Всього, EUR			14535,69

Далі складаємо кошторис будівництва дахової СЕС, усі витрати заносимо в таблицю 5.2

Таблиця 5.2. – Кошторис будівництва дахової СЕС 52,8 кВт

Найменування	Вартість, EUR з ПДВ
	Дахова СЕС, 52,8 кВт
Попередній аналіз (виїзд, огляд об'єкта, аналіз документів і оцінка можливості реалізації проекту). Підготовка концепції реалізації проекту і уточнення інвестицій	221,2
Передпроектні та проектні роботи, оформлення «Зеленого» тарифу та супровід проекту. (Включаючи: уточнення / оновлення вихідних даних, виготовлення проектно-кошторисної документації та її узгодження, отримання ліцензії на генерацію ел.енергії, твердження «зеленого» тарифу, підписання договору на продаж ел. енергії, технічне і юридичний супровід по проекту)	26548,7
Обладнання та матеріали	14535,69
Будівельно-монтажні роботи (Включаючи пуск і налагодження обладнання, навчання персоналу)	1018
Всього $K_{\text{буд}}$	42 324
EUR, Вт	0,9/Вт

5.2 Розрахунок прибутку станції

Ціна на зелений тариф змінюється в залежності від року введення в експлуатацію об'єкту електрогенерації. Ця ціна регулюється Законом України «Про внесення змін до деяких законів України щодо забезпечення конкурентних умов виробництва електроенергії з альтернативних джерел енергії», який прийнятий Верховною Радою України 4 червня 2015 року.

Особливість цього закону в тому, що зелений тариф (ціна, за якою держава купуватиме у виробника електроенергію) залежить від часу, коли об'єкт (сонячна електростанція, вітрова електростанція і т.д.) введені в експлуатацію. При цьому

вартість електроенергії (зелений тариф), що діяла на момент початку експлуатації об'єкта електрогенерації, зберігається на весь наступний час (для України – до 2030 року).

Для сонячних електростанцій, які будуть введені в експлуатацію в 2025 році, будуть діяти тарифи, які перелічені нижче:

- для дахових сонячних електростанцій – 12,4 євроцента за кВт,

Розрахунковий дохід станції наведен в таблиці 5.3.

Таблиця 5.3 – Розрахунковий дохід станції в євро

Місяць	кВт·год	Дохід, EUR
Січень	1827,444	226,6031
Лютий	2848,34	353,1942
Березень	6622,234	821,157
Квітень	7720,082	957,2902
Травень	6493,632	805,2104
Червень	9065,673	1124,143
Липень	9140,805	1133,46
Серпень	9035,206	1120,366
Вересень	7233,239	896,9216
Жовтень	5168,512	640,8955
Листопад	2810,289	348,4758
Грудень	1850,095	229,4118
Всього на рік	69 815,55	8657,128

Строк окупності $T_{ок}$, років розраховується по формулі (5.3):

$$T_{ок} = \frac{K_{буд}}{P}, \quad (5.1)$$

$$T_{\text{ок}} = \frac{42324}{8657,128} = 4,88 \approx 5 \text{ років}$$

В техніко-економічному обґрунтуванні були визначені основні витрати на обладнання та складено кошторис будівництва дахової СЕС. Розраховано щорічний прибуток станції, що становить 8657,128 євро. Термін окупності становить 5 років.

Ці дані актуальні на цей час, але можуть змінюватися кожний квартал згідно нормативів та курсу євро до гривні.

Запропоновані заходи є економічно доцільними та використання дахових сонячних станцій на промислових підприємствах має високу ступінь ефективності.

Для інших дахових СЕС розрахунки аналогічні.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Загальні питання охорони праці

Закон України "Про охорону праці" від 21.01.02р. [19] визначає основні положення відносно реалізації конституційного права громадян на охорону їх життя та здоров'я в процесі трудової діяльності, регулюється за допомогою відповідних державних органів. При виконанні дипломної роботи використовувався комп'ютер. Під час роботи за комп'ютером людина підлягає впливу ряду шкідливих факторів, що пов'язано з можливістю отримання травм та професійних захворювань.

6.2 Характеристика та аналіз умов роботи при проектуванні системи

6.2.1 Виробнича санітарія

Дана робота розроблялась на робочому місці, яке знаходиться на другому поверсі п'ятиповерхового будинку. Площа приміщення складає 15 м^2 , що відповідає санітарним нормам, згідно з якими норма на одного працюючого повинна бути не менш 6 м^2 . Висота приміщення $3,0 \text{ м}$. Таким чином обсяг приміщення на одного працюючого складає 45 м^3 , по нормам - не менш 20 м^3 [20, 21]. Перелік шкідливих і небезпечних факторів, які діють при роботі на ПЕОМ наведений в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 - Шкідливі і небезпечні фактори виробничого середовища

Найменування факторів	Джерела їх виникнення	Параметр, що нормується та нормативне значення
1	2	3
Підвищений рівень шуму	Вентилятор, система освітлення, друкувальні прилади	Рівень звуку $L_A = 50 \text{ дБ (А) [22]}$
Підвищене значення напруги в електричній мережі	Блок живлення	$I = 0,6 \text{ мА}$ $U = 36 \text{ В [23]}$

Кінець таблиці 6.1

1	2	3
Підвищена пульсація світлового потоку	Газорозрядні лампи	К.п. = 5% [23]
Недолік природного освітлення	Неправильне планування розташування комп'ютера	КПО, e_N , E, лк[23]
Рівень електромагнітних випромінювань	ЕПТ монітора, системний блок, мережа живлення	Відстань - 50см навколо ПК 2-5 кГц – 25 В/м [20]
Ультрафіолетове випромінювання	Комп'ютер	Щільність потоку ультрафіолетового випромінювання 10 Вт/м [10]
Емоційні перенавантаження, напруга зорового аналізатору	Складність виконання завдання	Зниження реакції користувача на звук і світло на 40-50 % [20]
Вібрація	Вентиляційна система	Віброприскорення, m/c^2 ; віброшвидкість, м/с або їх рівні I_A , I_y , дБ; $L_v = 75$ дБ [24]
Виробничий пил	Статична електрика накопичена на поверхні комп'ютера	ГДК = 4 mg/m^3 [25]
Несприятливі температури мікроклімату	Незадовільна робота опалення або вентиляції	Температура ($t^\circ c$), вологість ($\varphi\%$), швидкість руху повітря (V м/с), [25-26]

6.2.2 Параметри мікроклімату

Оптимальні параметри мікроклімату встановлюються залежно від категорії робіт по фізичному навантаженню. Робота за комп'ютером визначається як легка - Іа.

Оптимальні параметри метеорологічних умов наведені у табл. 6.2

Таблиця 6.2 – Оптимальні параметри мікроклімату

Категорія робіт по вазі	Період року	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, V м/с
Легка – Іа	Холодний	22-24	40-60	0,1
	Теплий	23-25	40-60	од

Забезпечення необхідних параметрів мікроклімату досягається в теплий період року – кондиціюванням, у холодний - кондиціюванням і системою опалення, згідно з ДБН В.2.5-67:2013 [24].

6.2.3 Виробниче освітлення

Освітлення виробничих, службових і допоміжних приміщень регламентується ДБН В.2.5-28:2018 [14]. Виконувана робота відноситься до III розряду зорової праці. Мінімальний розмір об'єкта розрізнення від 0,3 до 0,5мм, фон світлий, контраст великий, під розряд зорових робіт - «В» забезпечений комбінованим освітленням: у світлий час доби - бокове однобічне природне освітлення - два віконних прорізи, у темний час загальне і/чи місцеве рівномірне штучне.

У табл. 6.3 представлені норми освітлення для даного розряду і точності зорових робіт.

Таблиця 6.3 - Характеристика виробничого освітлення

Точність зорових робіт	Мінімальний розмір об'єкта розрізнення, мм	Розряд зорових робіт	Характеристика типу фона	Контраст об'єкта розрізнення з фоном	Підрозряд зорових робіт	Нормоване значення параметрів освітлення	
						Природне, %	Штучне, лк
Високої точності	0,3 – 0,5	III	Світлий	Великий	В	1,2	400

Штучне освітлення нормується мінімальною освітленістю E_{min} , рівною 400лк і здійснюється світильниками типу ЛСП 2 x 80 з лампою ЛБ 80.

6.2.4 Шум і вібрація

Джерелами шуму в кабінеті може служити техніка: телефон, принтер, факс, комп'ютер.

Рівень шуму відповідно до ДСН 3.3.6.037-99 [25] не повинний перевищувати 50дБА. Рівень вібрації в умовах "комфорту" не повинен перевищувати 75 дБ. Для зменшення рівня звуку і вібрації застосовуються демпфируючі матеріали (гумова прокладка під принтер).

Основними методами захисту від шуму і вібрації є наступні:

- зниження шуму і вібрації в джерелі (підставки, шумопоглинальні корпуси) і на шляху поширення (ширми, шумопоглинальні стійки);
- застосування індивідуальних засобів та організаційно-профілактичних методів захисту.

6.2.5 Електромагнітні випромінювання

Повітря зовнішнього середовища містить позитивні та негативні іони, (табл. 6.4) [20].

Таблиця 6.4 - Рівні іонізації повітря при роботі на ПЕОМ

Рівні	Кількість іонів в 1 см ³ повітря	
	Позитивні	Негативні
Мінімально необхідні	400	600
Оптимальні	1500 – 3000	3000 – 5000
Максимально припустимі	50000	50000

Для захисту від електромагнітного випромінювання застосовується спеціальне покриття екрану дисплея, використовуються захисні екрани.

Напруга електромагнітних полів у діапазоні 1-12 кГц, 60-300 кГц по

магнітній і електричній складовій повинні відповідати вимогам до ДСанПіН 3.3.2-007-98 [26] табл. 6.5

Таблиця 6.5 – Допустимі параметри електричних неіонізуючих випромінювань і електростатичного поля

Види поля	Допустимі параметри поля		Допустима поверхнева щільність потоку (інтенсивність потоку енергії), Вт/м
	За електричною складовою(Е), В/м	За магнітною складовою(Н), А/м	
Напруженість			
60 кГц до 3 МГц	50	5	
3 кГц до 30 МГц	20		
30 кГц до 50 МГц	10	0,3	
30 кГц до 300 МГц	5		
300кГц до 300 ГГц			10
Електромагнітне поле оп-			
УФ-С (220 -280 нм)			0,001
УФ-В (280-320 нм)	—	—	0,01
УФ-А (320-400 нм)	—	—	10
В видимій частині спектру: 400- 760нм			10
В інфрачервоній частині спектру: 0,76-10,0нм			35-70
Напруженість електричного поля ВДТ			20 кВ/м

6.2.6 Електробезпека

При проектуванні систем електропостачання, монтажу силового електроустаткування й електричного висвітлення в будинках і приміщеннях для ЕОМ необхідно дотримуватися вимог нормативно-технічної документації. Комплекс необхідних заходів щодо охорони праці визначається, виходячи з видів

електроустановки, номінальної напруги, умов середовища, типу приміщення й доступності електроустаткування.

Документом ПУЕ:2017 [27] передбачені наступні заходи електробезпеки: конструктивні, експлуатаційні і схемно-конструктивні.

Конструктивні заходи: персональна ЕОМ відноситься до електроустановок до 1000 В закритого виконання, всі рубильники встановлені в закритих корпусах, всі струмоведучі частини розміщені в захисних коробах або покриті шаром ізоляції, який виключає можливість дотику до них. Комп'ютер має робочу ізоляцію і елементи заземлення.

Схемно-конструктивні заходи: в електричних мережах із глухозаземленою нейтраллю як схемно-конструктивну міру безпеки застосовують занулення – навмисне з'єднання металевих не струмоведучих частин комп'ютера, що у випадку аварії можуть виявитися під напругою, з нейтраллю. [20].

Експлуатаційні заходи: при роботі на ЕОМ необхідно дотримувати правила техніки безпеки при роботі з високою напругою; не підключати і не відключати кабелі при включеній напрузі мережі, технічне обслуговування і ремонт проводити тільки при вимкненому живленні [21].

6.3 Пожежна безпека

Відповідно до вимог Правила пожежної безпеки в Україні. (затв. наказ МВС України від 30.12.2014 № 1417) [28] і ДБН В 1.1.7-2016 [29] пожежна безпека забезпечується наступними заходами, що застосовуються до категорії В: системою запобігання пожеж; системою пожежного захисту; організаційними заходами щодо пожежної безпеки.

Запобігання пожежі досягається наступними заходами – запобігання утворенню горючого середовища; запобігання утворення у горючому середовищі джерел запалювання.

Для зменшення небезпеки утворення в горючому середовищі джерел запалювання передбачено:

- 1) використання устаткування, що відповідає класу пожежобезпечної зони

П—Па: ступінь захисту електроапаратури повинна бути не менш IP-44, ступінь захисту світильників IP-23, відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98 [30];

2) блискавковідвід будинків, споруджень і устаткування; для даного класу пожежонебезпеки, зони П-Па і місцевості із середньою грозовою діяльністю 20 і більше грозових годин у рік, встановлена III категорія блискавко-захисту відповідно до ДСТУ EN 62305-1:2012 [31];

3) забезпечення захисту від короткого замикання (контроль ізоляції, використання запобіжників);

4) застосування заземлення захисного екрана для стоку статичної електрики;

5) використання для гасіння пожежі у початковій стадії вуглекислого вогнегасника ВВ-2.

Організаційними заходами протипожежної профілактики є:

1) навчання виробничого персоналу протипожежним правилам;

2) видання необхідних інструкцій, плакатів, засобів наочної агітації, плану евакуації персоналу у випадку пожежі.

ВИСНОВКИ

У дипломній роботі було досліджено можливості впровадження ВДЕ в енергопостачання м'ясопереробного підприємства з метою підвищення енергоефективності та зменшення витрат на електроенергію. Аналіз сучасного стану розвитку ВДЕ в Україні та світі показав актуальність і перспективність використання таких технологій у промисловому секторі.

На основі характеристик м'ясопереробного підприємства було виконано розрахунок електричних навантажень, що дало змогу правильно обрати трансформаторну підстанцію та відповідні компенсуючі установки для підвищення якості електропостачання.

У технічній частині роботи проведено обґрунтований вибір обладнання для сонячної електростанції: сонячних панелей, інвертора, струмопровідних частин, засобів захисту (запобіжники, автоматичні вимикачі, пристрої захисту від перенапруги), що забезпечує надійну та безпечну роботу системи.

Розрахунок потенційного вироблення електроенергії від сонячної електростанції здійснено на основі кліматичних даних щодо інсоляції. Отримані результати свідчать про доцільність впровадження СЕС, з урахуванням річного виробітку електроенергії та можливості покриття частини потреб підприємства.

В економічній частині було проаналізовано вартість проєкту, обраховано потенційний прибуток від впровадження ВДЕ, термін окупності інвестицій. Встановлено, що впровадження сонячної електростанції є економічно доцільним, що підтверджено позитивними показниками рентабельності.

Розділ з охорони праці забезпечує відповідність роботи чинним нормативам.

Таким чином, виконана дипломна робота підтвердила ефективність застосування відновлюваних джерел енергії на промислових підприємствах, дозволило розробити обґрунтовані технічні рішення для інтеграції сонячної електростанції у систему енергопостачання м'ясопереробного підприємства, а також надало комплексне бачення економічних і технічних аспектів такого впровадження.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Бурбуло М. Й. Проектування систем електропостачання. Приклади розрахунків. Навчальний посібник. – 2-е вид., перероб. і доп. – Вінниця: УНІВЕРСУМ – Вінниця, 2005. – 148 с.
2. Туркин Д. Г. Проектування системи промислового підприємства: нав. пос. Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2008. – 192 с.
3. Хмельницький Є. Д. Конспект лекцій з дисципліни «Електропостачання промислових підприємств» для студентів напряму 6.050701 – електротехніка і електротехнології, 6.050702 – електромеханіка / Укладачі Є. Д. Хмельницький, О. О. Крупник. – Дніпродзержинськ, ДДТУ, 2015, 125 с.
4. Алюнов А. И. Онлайн электрик: Интерактивные расчеты систем электро-снабжения / А. И. Алюнов.
5. Сайт компанії ЕНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ [Електрон. ресурс] / Ред. Дьяков А.Ф. – М., 2014. – Режим доступа: <http://www.ackue.ru/activities/sozdanie-askue>
6. Ліх Т. В. Методичні рекомендації для виконання дипломного проекту з спеціальності 5.05070104 «Монтаж і експлуатація електроустаткування підприємств і цивільних споруд» напрямом «Проект електроустаткування підприємства, цеху, дільниці»/ Т. В. Ліх. – Чернігів, Чернігівський промислово-економічний коледж Київського національного університету технологій та дизайну, 2016р. – 75с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. – 2-е изд. – М.: Интернет Инжиниринг, 2006. – 672 с: ил.
8. Тарабин И. В. Компенсация реактивной мощности как метод повышения качества электрической энергии и сокращения потерь на примере данных «МРСК СИБИРИ» / И. В. Тарабин, Р. Б. Скоков Р.Б, С. А. Горбачев // Фундаментальные исследования. – 2015, №2 – С. 4876 – 4879.
9. Ефременко В. М. Выбор оптимальных способов компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий / В. М. Ефременко, Р. В. Беляевский, Н. В. Пономарев. – 2011, №3 – С. 81 – 84.

10. Деркач Н. С. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий / Н. С. Деркач. – Курган: Изд-во РИЦ Курганского государственного университета, 2016. – 14с.

11. Тептя В.В., Лежнюк П.Д., Лагутін В.М. Проектування електричної частини електричних станцій: Навчальний посібник. Вінниця: «ВНТУ», 2009. 194 с.

12. Дані про сонячні панелі. Режим доступу: <https://www.solargarden.com.ua/ru/product-category/solnechnye-panely-ot-600/>

13. Дані про інвертор. Режим доступу: <https://solar.huawei.com/ua/professionals/all-products/SUN2000-5-12K-MAP0>

14. Неклепаев Б.Н., Крючков І.П. Електрична частина електростанцій та підстанцій. Довідкові матеріали для курсового та дипломного проектування: Навчальний посібник для ВУЗів, 4-те видання, перероблене та доповнене. Москва: «Енергоатоміздат», 1989. 608 с.

15. Інформація щодо «зеленого» тарифу [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL <https://generacia.energy/zelenyj-tarif/budova-ses/>

16. Автоматичні вимикачі [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL. <https://volt-shop.com.ua/product/differentsialnyj-avtomat-ds-951-ac-c16-0-03a-abb/>

17. Запобіжники [Електронний ресурс]. – Режим доступу : URL. <https://www.eti.ua/>

18. Дані про сонячну інсоляцію. Режим доступу: <https://www.artenergy.com.ua/novosti/karta-solnechnoi-insoliatsii-ukrainy>

19. Закон України "Про охорону праці". від 14.10.92 № 2695-ХІІ (із змінами). ДСанПіН Захисту населення від впливу електромагнітних випромінювань Затв. наказом МОЗ України від 01.08.1996 № 239 (Із змінами)

20. ДСН 3.3.6.037-99 Санітарні норми виробничого шуму, ультра звуку та інфразвуку. Затв. Постан. Головного держсанлікаря від 01.12.1999 р. № 37

21. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом. Затвер. наказ Мінрегіон України від 01.07. 2016 №204 "Про прийняття національного стандарту

22. ДБН В.2.5-28:2018 Державні будівельні норми. Природне і штучне освітлення. – К. : Наказ Мінрегіон України № 264 від 03.10.2018. Чинний з 2019-03-01
23. ДСТУ ГОСТ 12.1.012:2008. Вібраційна безпека. Загальні вимоги. - Чинний з 01.02.2009.
24. ДБН В.2.5-67: 2013 Державні будівельні норми. Інженерне обладнання будинків і споруд. Опалення, вентиляція та кондиціонування. – К.: Мінрегіон України, 2013.
25. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. - Затвердж. постановою Головного держсанлікаря України від 01.12.1999, №42.
26. НПАОП 0.00-1.28-10 Правила охорони праці під час експлуатації електронно-обчислювальних машин. Від 26.03.2010 наказ № 65 Держгірпромнагляд
27. Правила улаштування електроустановок. Глава 1.7 Заземлення та захисні заходи від ураження електричним струмом: наказ Міненерговугілля України від 21.07.2017 р. № 476.
28. Правила пожежної безпеки в Україні. Затв. наказ МВС України від 30.12.2014 № 1417 Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні (із змінами)
29. ДБН В 1.1.7-2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги – К.:Мінрегіон, 2017
30. НПАОП 40.1-1.21-98 Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Від 09.01.1998 Наказ № 4 Держнаглядохоронпраці України
31. ДСТУ EN 62305-1:2012: Наказ Мін. Економічного розвитку і торгівлі України №640 від 28.05.2012 (EN 62305-1:2011, IDT)