

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «Дніпровська політехніка»

Інститут Електроенергетики
 (інститут)

Електротехнічний факультет
 (факультет)

Кафедра електроенергетики
 (повна назва)

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

студента Баланюк Вероніки Андріївни
 (ПІБ)

академічної групи 141М-20-1
 (шифр)

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

спеціалізації¹

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
 (офіційна назва)

на тему Розробка заходів щодо зниження електроспоживання промислового підприємства із застосуванням ВДЕ
 (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Півняк Г. Г.			
розділів:				
Розділ 1	Луценко І.М.			
Розділ 2	Луценко І.М.			
Розділ 3	Тимошенко Л.В.			
Рецензент	Чередниченко О.О.			
Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			

Дніпро
 2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:
 завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

(підпис)

Папаїка Ю. А.

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2022 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню магістра
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Баланюк В.А. академічної групи 141М-20-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
 спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

 (офіційна назва)

на тему Розробка заходів щодо зниження електроспоживання промислового підприємства із застосуванням ВДЕ

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.11.2021 р.
 № 969-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Розділ 1	Проаналізувати стан ринку ВДЕ та оцінити можливості їх впровадження з метою покриття власного споживання.	01.11.2021- 05.12.2021
Розділ 2	Розрахунок ФЕС та її технічних параметрів з метою подальшого моделювання режимів роботи.	05.12.2021- 22.12.2021
Розділ 3	Техніко-економічне обґрунтування запропонованих заходів.	23.12.2021- 10.01.2022

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Півняк Г. Г.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Баланюк В.А.

(прізвище, ініціали) РЕФЕРАТ

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ІНВЕРТОР, ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ, ПІДВИЩУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, СТРУМ, ГРАФІКИ ГЕНЕРАЦІЇ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.

Пояснювальна записка: 101 стор., 41 рис., 16 табл., 3 додатків, 21 джерел.

Об'єкт дослідження - режим роботи підприємства Харківського заводу підйомно-транспортного устаткування за рахунок встановлення власної фотоелектричної станції (ФЕС).

Предмет дослідження – графіки генерації ФЕС у різний період часу.

Мета дипломного проекту – зменшення споживання електричної енергії підприємством за рахунок встановлення власної ФЕС.

В аналітичній частині роботи було проаналізовано сучасний стан ринку ВДЕ та проведено оцінку їх впровадження на об'єкті дослідження

В основній частині роботи виконано обґрунтування доцільності використання ВДЕ шляхом проведенням розрахунків та вибору основного комутаційного обладнання, силових кабелів, перетворювальної техніки та фотоелектричних модулів.

Виконано моделювання добової генерації ФЕС та споживання електричної енергії підприємством.

Розроблено техніко-економічне обґрунтування оцінки можливості та обсягів впровадження ВДЕ для повного або часткового покриття власного споживання шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат та визначенням терміну окупності.

Практичне значення одержаних результатів полягає у декарбонізації виробничих процесів підприємства та одночасним зменшенням плати за спожиту електроенергію шляхом встановлення фотоелектричної станції на власне електроспоживання.

РЕФЕРАТ

ФОТОЕЛЕКТРИЧНА СТАНЦІЯ, ІНВЕРТОР, ФОТОЕЛЕКТРИЧНИЙ МОДУЛЬ, ПІДВИЩУВАЛЬНА ПІДСТАНЦІЯ, СТРУМ, ГРАФІКИ ГЕНЕРАЦІЇ, ТРАНСФОРМАТОР, ВИРОБНИЦТВО ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.

Пояснювальна записка: 101 стор., 41 рис., 16 табл., 3 додатків, 21 джерел.

Об'єкт дослідження - режим роботи підприємства Харківського заводу підйомно-транспортного устаткування за рахунок встановлення власної фотоелектричної станції (ФЕС).

Предмет дослідження – графіки генерації ФЕС у різний період часу.

Мета дипломного проекту – зменшення споживання електричної енергії підприємством за рахунок встановлення власної ФЕС.

В аналітичній частині роботи було проаналізовано сучасний стан ринку ВДЕ та проведено оцінку їх впровадження на об'єкті дослідження

В основній частині роботи виконано обґрунтування доцільності використання ВДЕ шляхом проведенням розрахунків та вибору основного комутаційного обладнання, силових кабелів, перетворювальної техніки та фотоелектричних модулів.

Виконано моделювання добової генерації ФЕС та споживання електричної енергії підприємством.

Розроблено техніко-економічне обґрунтування оцінки можливості та обсягів впровадження ВДЕ для повного або часткового покриття власного споживання шляхом розрахунків капітальних і експлуатаційних витрат та визначенням терміну окупності.

Практичне значення одержаних результатів полягає у декарбонізації виробничих процесів підприємства та одночасним зменшенням плати за спожиту електроенергію шляхом встановлення фотоелектричної станції на власне електроспоживання.

Скорочення та умовні позначення

ФЕС – фотоелектростанція

ФЕМ – фотоелектричний модуль

СЕС – сонячна електростанція

ГОСТ – Державний стандарт

ХЗПТУ – Харківський завод підйомно-транспортного устаткування

ТП – трансформаторна підстанція

КЗ – коротке замикання

ВН – висока напруга

НН – низька напруга

САПР – система автоматичного проектування і розрахунків

ДСТУ – державний стандарт України

ПУЕ – правила улаштування електроустановок

ПТЕЕС – правила технічної експлуатації електроустановок споживачів

ПБЕЕС – правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів

ВСТУП	7
1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	
1.1 Європейський зелений курс Green Deal	9
1.2 Механізмом введення податку на продукцію, що має “вуглецевий слід” (СВАМ)	11
1.3 Аналіз ринку ВДЕ та структур децентралізованих систем	13
1.4 Загальна характеристика підприємства ХЗПТУ	15
1.5 Оцінка можливості та обсягів впровадження ВДЕ для повного або часткового покриття власного споживання	20
1.6 Аналіз режиму електроспоживання підприємства	23
2 ОСНОВНА ЧАСТИНА	
2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів	24
2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ	26
2.3 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання	30
2.3.1 Потужність інвертора і сонячних панелей.	39
2.3.2 Відповідність потужності сонячних панелей	33
2.4 Розрахунок параметрів та схеми з’єднань ФЕМ	36
2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ	41
2.6 Визначення місця розташування інвертора.	44
2.7 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму	45
2.8 Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму	45
2.9 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів	46
2.10 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів.	47
2.11 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ	48
2.12 Вибір перерізів кабелю 6 кВ.	52
2.13 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4 - 6 кВ.	56
2.14 Розрахунок струмів КЗ мережі 6 кВ згідно ГОСТ Р 52735-2007 [3].	57

2.15 Розрахунок струмів КЗ мережі 0,4 кВ згідно ГОСТ 28249-93 [4]	58
2.16 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ	60
2.16.1 Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{ном}=0,4$ кВ КТП.	60
2.17 Вибір комутаційного обладнання 6 кВ	61
2.18 Визначення річної продуктивності ФЕС	64
2.19 Моделювання режимів роботи ФЕМ.	70
3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	85
Вступ	86
3.1 Розрахунок капітальних витрат	89
3.2 Розрахунок експлуатаційних затрат	90
3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань	90
3.2.2 Визначення річних втрат на технічне обслуговування та поточний ремонт	90
3.2.3 Визначення інших витрат	90
3.2.4 Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення	
Висновок до розділ	95
ВИСНОВКИ	96
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	97
ДОДАТОК А	101
ДОДАТОК Б	102
ДОДАТОК В	103

Вступ

Широке застосування електроенергії пояснюється її цінними властивостями, можливістю ефективного перетворення в інші види енергії (механічну, теплову, хімічну) з метою приведення в дію машин і механізмів, отримання теплоти і світла, зміни хімічного складу речовини, виробництва і обробки матеріалів.

Перетворення електричної енергії в механічну за допомогою електродвигунів дозволяє найбільш зручно, механічно досконало і економічно вигідно приводити в дію багаточисельні і різноманітні робочі машини та механізми. Електрифікація робочих машин дає можливість не тільки механізувати, але і максимально автоматизувати силові процеси.

В теперішній час, на виробництво електричної енергії використовується близько третини всіх енергоресурсів.

Повна електрифікація означає використання електроенергії всюди - в промисловості, на транспорті, в сільському господарстві, в побуті.

Важливою метою є раціональне використання електричної енергії, максимальне скорочення втрат в процесі її споживання, виробництва, передачі і розподілу.

За рахунок технологічного розвитку, в усьому світі виникає швидке зростання споживання енергії. Щоб ресурсів планети вистачило людству в майбутньому, люди шукають різні шляхи і рішення: використовуються альтернативні природні джерела енергії, були винайдені екологічні технології отримання енергії шляхом переробки сміття та різних побутових відходів, технологічне обладнання з року в рік модернізується з метою зменшення споживання енергії.

Розвиток економіки України значною мірою залежить від вирішення завдання забезпечення електроенергією. Недостатній обсяг власних енергоресурсів змушує країну до значного імпорту. В умовах скорочення світових запасів вугілля, газу, нафти та зростання на них цін, вирішення енергетичних проблем лише за допомогою імпорту є недостатнім.

Сьогодні світ намагається вирішувати проблему енергоносіїв на основі нових підходів, в основі яких є:

- вдосконалення технологічного процесу виробництва, енерго-ефективність обладнання та енергозбереження. У Європі ціна на електроенергію значно вища ніж в Україні, тому кожен відповідальний та освічений громадянин намагається обирати технологічне обладнання, що буде споживати якомога менше енергії;
- розширення виробництва енергії за рахунок поновлюваних джерел. В економічно розвинених країнах частка енергії, виробленої завдяки відновлюваним джерелам зростає.

Україна є енергодефіцитною державою, яка імпортує 75 % природного газу та 85 % нафти і нафтопродуктів. Така структура паливно-енергетичного балансу є критичною і неприйнятною з точки зору енергетичної безпеки.

Виходячи з цього, одним з основних завдань Української держави є суттєве зменшення неефективного споживання енергетичних ресурсів. Вирішити це завдання неможливо без цілеспрямованої енергетичної політики, де адекватно враховувалися б можливості України щодо власного видобутку вугілля, розвитку поновлюваної енергетики і енергозбереження, переходу економіки до широкого впровадження у виробництво інноваційних енергоефективних технологій.

Існує потенціал для підвищення енергоефективності у всіх секторах, починаючи від підвищення ефективності техніки та транспортних засобів і закінчуючи встановленням стандартів енергозбереження будівель. Економія енергії зазвичай є вигіднішою, ніж виробництво енергії.

Енергоефективність – це в першу чергу зниження викидів, також зменшення рахунків за енергію і енергетична безпека. Ціна на енергію з кожним роком зростає, це змушує підприємства та їх власників витратити їх прибуток на впровадження заходів з підвищення енергоефективності

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1 Європейський зелений курс Green Deal.

Європейський зелений курс (European Green Deal) – це програма дій, в центрі якої амбіційний план переходу до кліматично нейтральної Європи до 2050 року. Також опубліковано план оцінки впливу, який дозволить зменшити викиди парникових газів до 2030 року 50 - 55 % порівняно з рівнями викидів 1990 року. Цей документ передбачає перегляд кожного діючого закону та можливу зміну його на кліматично вигідніший, а також введення нового законодавства щодо економіки, оновлення будівель, біорізноманіття, агросектора, енергетики та інновацій.

Загалом стратегії European Green Deal стосуються нижче наведених ключових напрямів:

- Зміна клімату. Посилення кліматичних амбіцій ЄС до 2050 років. Амбіції щодо нульового забруднення для вільного від токсичних речовин навколишнього середовища.
- Енергетика та енергоефективність. Забезпечення чистоти, доступної та безпечної енергії.
- Мобілізація промисловості для чистої та циркулярної економіки;
- Прискорення переходу до стійкої та розумний мобільності.
- Збереження та відновлення екосистем і біорізноманіття.
- Нульового забруднення для вільного від токсичних речовин навколишнього середовища.
- Справедлива, здорова та безпечна до навколишнього середовища продовольча система - «з лану до столу».
- Будівництва та реконструкції в енергоефективних та ресурсощадний спосіб.
- Мобілізація досліджень і розвиток інновацій;

Для України, як потенційного члена ЄС, також важливо сприяти та дотримуватись головних цілей вище зазначеного курсу. В 2020 році Кабінет

міністрів України на засіданні ухвалив постанову щодо утворення Міжвідомчої робочої групи з питань координації подолання наслідків зміни клімату в межах ініціативи Європейської комісії "Європейський зелений курс", а також положення про робочу групу та її склад. Пізніше було передано документ щодо участі та позиції України в "Європейському зеленому курсі". У документі уряд України пропонує встановити структурований і регулярний діалог з ЄС щодо ролі української сторони в розробленні ініціатив та реалізації політик у межах "Європейського зеленого курсу", розробити спільну Дорожню карту участі України у ЄЗК, а також зазначає перспективні напрями співпраці в межах ЄЗК.

Станом на 2020 рік - 40% торгового обороту України припадає на ЄС. Більше ніж 14 000 українських компаній задіяні в експорті до ЄС. Ці цифри збільшуються з кожним роком. Але в майбутньому на ринок ЄС зможуть потрапляти лише безпечні товари, які будуть відповідати стандартам ЄС та мати малий "вуглецевий слід", чи взагалі відсутність його.

Також для нашої країни співпраця з ЄС в питанні Європейського зеленого курсу можуть бути інші стимули:

- Для розвитку відновлюваної енергетики, суттєвого зменшення видобутку та використання викопного палива.
- Для переходу до стандартів циркулярної економіки, модернізації промисловості. І для декарбонізації - зменшення викидів і негативного впливу на довкілля).
- Для розвитку органічного сільського господарства - без пестицидів та хімікатів.
- Для реалізації ефективної природоохоронної державної політики, роботи в напрямку збереження флори і фауни.
- Для подальшої інтеграції та регіональної співпраці з країнами ЄС.

1.2 Механізмом введення податку на продукцію, що має "вуглецевий слід" (СВАМ)

14 липня 2021 року Єврокомісія опублікувала пакет з дванадцяти ініціатив “Fit for 55”, метою якого є продовження та поглиблення розпочатого раніше курсу та скорочення викидів ЄС на 55% до 2030 року. Даний пакет містить реформу системи торгівлі викидами (СТВ), перегляд Директиви щодо відновлюваної енергетики, посилення вимог по викидам для нових автомобілів тощо.

СВАМ – це механізм прикордонного коригування вуглецевих викидів (Carbon Border Adjustment Mechanism), який спрямований на створення рівних умов для виробників ЄС, на яких поширюються вуглецеві ціни ЄС. Він повинен вступити в силу в січні 2026 роки після трирічного перехідного періоду. Її основна мета - запобігання витоку вуглецю шляхом створення рівних умов для виробників.

СВАМ передбачає введення імпортного податку на імпорт в ЄС електроенергії, цементу, алюмінію, добрив і продукції чорної металургії в залежності від вмісту викидів в продукції і різниці між ціною системи торгівлі викидами ЄС і будь-якої ціни на вуглець, що сплачується в країні-виробнику.

Податок повинен сплачуватися імпортерами продукції з країн ЄС, що не входять в ЄС.

Замінюючи безкоштовні квоти в системі торгівлі викидами ЄС (ETS), СВАМ є довгоочікуваним кроком до повної інтерналізації витрат на викиди парникових газів на ринку ЄС.

Перший аналіз на основі експорту (Рисунок 2) показав, що Росія, Туреччина, Україна, Індія і Китай є одними з найбільш схильних до впливу СВАМ.

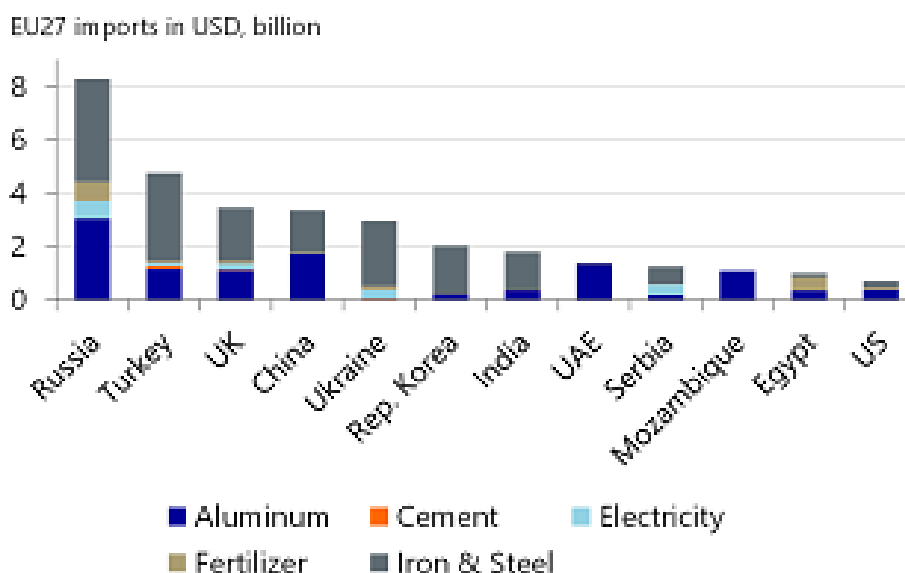


Рисунок 1.2. Експорт країн в ЄС різних товарів, млн. євро.

Серед цих пропозицій - нова додаткова система торгівлі викидами ЄС (ETS) для будівель і транспорту; поступове скасування безкоштовних квот на викиди для авіації і включення судноплавства в існуючу ETS ЄС; жорсткість стандартів викидів для автомобілів.

Однак СВММ представляється дуже складним, тому адміністративний тягар, швидше за все, буде високим, а витрати на нього можуть бути вищими за рівень самого імпортного збору. З огляду на обсяг паперової роботи, пов'язаної з відстеженням, Правила походження (ПП), перевірки на викиди мають проводити третя сторона.



Рисунок 1.3. Механізм роботи СВММ.

Кожного року імпортери матимуть подавати декларацію до спеціального органу. Ця декларація серед іншого включатиме інформацію про викиди, спродуковані під час виробництва товарів, що імпортуються.

Хоча СВAM теоретично міг би прискорити декарбонізацію електроенергії в Україні, він навряд чи матиме сильний ефект на окремих виробників. Вуглецеємність експорту електроенергії буде вираховуватись на основі середнього показника у мережі, а тому для індивідуальних виробників він не створить додаткового стимулу скорочувати викиди від генерації. Адже велику частку в електроенергетичному міксі України займає атомна генерація (51% у 2020 році), також зросла частка відновлюваних джерел (12%).

Тож сфери бізнесу, які в майбутньому будуть підлягати до додаткового податку на вуглецевий слід, повинні вже зараз працювати над модернізацією виробничого процесу та прискоренні зеленої трансформації споживаної підприємствами енергії.

1.3 Аналіз ринку ВДЕ та структур децентралізованих систем

Частка електрики, яка отримується від сонячної енергії в системі енергопостачання України продовжує зростати щороку. Частка сонячних та вітрових електростанцій у структурі виробництва електроенергії України за 2020 рік зросла вдвічі до 6,8% з 3,3% в порівнянні з 2019 році.

Встановлена потужність ВЕС та СЕС збільшилася на 41% або на 1,9 ГВт до 6,4 ГВт за 2020 рік. Загалом, сонячні та вітрові електростанції виробили 148,9 млрд кВт-год електроенергії за минулий рік.

Основний приріст виробництва та встановлених потужностей відновлюваної енергетики зафіксовано у сонячній генерації – 1,8 ГВт за 2020 рік.

У 2021 році також продовжиться зростання потужностей "зеленої" енергетики, серед них найрозповсюдженішими залишаються саме ВЕС та СЕС.

Пік виробництва СЕС у весняно-літній період припадає на денні години (з 12:00 до 17:00), що зможе зменшити споживання електроенергії з мережі та покрити частину потрібної енергії.

Для того щоб приблизно розрахувати можливу кількість кВт*годин електроенергії за рахунок СЕС потрібно провести низку досліджень, серед них «сонячний» потенціал (інсталяція) району, де знаходиться дане підприємство; швидкість вітру; температура; оптимальний кут нахилу панелей та інші.

Але потреба в точних прогнозах того, скільки енергії подаватиметься в мережу будь-якої миті – є також надзвичайно відповідальною. Точні прогнози погоди становлять основу тому зараз виробники покладаються на нові методи, що спеціалізуються на прогнозуванні СЕС.

На відміну від традиційної енергії з викопного палива, яке можна виробляти відповідно до попиту з повною передбачуваністю, генерація таких нестійких відновлюваних джерел, як СЕС в основному залежить від погоди.

У похмуру погоду та вночі вона може впасти майже до нуля. Це має наслідки для стабільності мережі і для стійкої роботи підприємства. Для таких прогнозів потрібні точні прогнози погоди.

Прогнозування сонячної енергії по суті відноситься до прогнозування погоди. Воно починається з моделювання положення Сонця по відношенню до певного місця на Землі, після чого моделюється пропускання сонячного випромінювання через атмосферу. Для цього використовуються спеціальні програми, автокалькулятори та станичні метеодані.

Найскладнішим аспектом моделювання проходження сонячного випромінювання через атмосферу Землі є правильна фіксація процесів розсіювання, поглинання та відбиття сонячного світла, що проходить через хмари.

Прогнози сонячної активності складаються із застосуванням таких методів:

- Статистичні методи.

- Супутникові фотографії.
- Чисельний прогноз погоди (погодні моделі).

Тобто для безперебійної та безвідмовної роботи СЕС в умовах розглянутого нами підприємства доцільне щоденне прогнозування генерації електроенергії, щоб за потребою замовити та придбати енергію з мережі у постачальника.

1.4 Загальна характеристика підприємства ХЗПТУ

Історія підприємства.

ТОВ «Харківський завод підйомно-транспортного устаткування» працює на ринку підйомно-транспортного устаткування з 1931 року. Основними замовниками нашої продукції є підприємства металургії, гірничо-видобувної промисловості, будівельної галузі та машинобудування. За 85 років своєї історії підприємство відвантажило замовникам в 40 країнах світу понад дев'ять тисяч мостових кранів різних типів і призначення. У лінійці нашої продукції ви знайдете сучасні мостові і козлові крани, канатні дороги, фунікулери, електроталі, грейфера, різні вантажозахватні пристосування, виготовлені відповідно до вимог національних і міжнародних стандартів.

Послідовність прийнятих на підприємстві організаційно-господарських рішень створила свій стиль управління, що дозволив зберегти підприємство і зробити його лідером кранобудування і підйомно-транспортної техніки в Україні і одним з провідних підприємств галузі на території країн СНД.

Постійність в обраному предметі праці дозволило сконцентрувати сили і матеріально-технічні ресурси на освоєнні нових типів продукції, а саме: спеціальних кранів для металургії, полегшених кранів для підприємств загального машинобудування, а також пасажирських і вантажних канатних доріг широкого спектру застосування.

Підтвердженням якості нашої продукції і правильності конструкторських рішень є стабільні замовлення на поставку від найбільших вітчизняних і

зарубіжних комбінатів: ВАТ "НЛМК", ПАТ "АрселорМіттал Кривий Ріг", ПАТ "Алчевський металургійний комбінат", ВАТ "ММК ім. Ілліча", ПАТ "Металургійний комбінат "Азовсталь", ВАТ "Магнітогорський металургійний комбінат", Череповецький меткомбінат (ВАТ "Северсталь"), ЗАТ "ОМК", ВАТ "Євраз НТМК", ВАТ "Євраз ЗСМК", ВАТ "ОЕМК", ВАТ "Уральська сталь" і багатьох інших металургійних підприємств. Наша компанія - багаторазово визнаний лідер вітчизняних бізнес-рейтингів в номінаціях "Кращий роботодавець" і "Краща торгова марка". Підприємство нагороджено дипломом Управління ядерних боєприпасів міністерства оборони США за поставку мостових кранів і почесним дипломом "Кращий постачальник" Закритого акціонерного товариства "Об'єднана металургійна компанія" (Москва, Росія).

Запорукою успіху в виконану і перспективну роботу ТОВ «Харківський завод підйомно-транспортного устаткування» був і буде його організований і високопрофесійний колектив, готовий у найкоротші терміни забезпечити розробку, виготовлення, поставку та запуск кранової техніки відповідно до найсучасніших вимог наших замовників.

Концепція послідовного розвитку нашого підприємства і вдосконалення його виробництва полягає в освоєнні нових методів проектування з застосуванням передових систем САПР, закупівлі і модернізації обладнання, інтеграції нових технологій зварювання, механічної обробки і фарбування, а також підбір і навчання персоналу.

Наше підприємство з упевненістю дивиться в майбутнє і запрошує до плідної співпраці всі зацікавлені підприємства та бізнес-структури.

Перелік і коротка характеристика основних виробництв ТОВ "ХЗПТУ"

Виготовлення вантажопідйомного обладнання виконується на основних виробничих площах, зазначених в табл.1.1.

Таблиця 1.1 - Виробничі площі ТОВ "ХЗПТУ"

№ п/п	Найменування об'єкта	Площа, м2
1	2	3
1	Кранове виробництво	11413
2	Механоскладальний цех	10664
3	Виробництво козлових кранів і металоконструкцій	8597
4	Тельферне виробництво	8748
5	Інструментальна ділянка	4605
6	Ливарно-ковальське виробництво	7655

Кранове виробництво: складання і зварювання металоконструкцій мостових кранів прольотом до 40 метрів, висотою підйому до 80 метрів, металоємністю понад 10000 т./рік. Технологічні лінії: механізована лінія для збір і зварювання головних балок мостових кранів, стапель для виставки мостових кранів, стапель збору і зварювання кінцевих балок з кантователем. Порізка заготовок на машинах термічного і плазмового різання типу «РАДІАН-2500Пл», «Кристал», згинання і вальцювання обичайок барабанів. збір і зварювання барабанів.

До складу цеху входять ділянки з наступним обладнанням:

- заготівельний: машини плазмового різання «РАДІАН-2500Пл», «Кристал», гільйотинні ножиці АКНА, ScTP 25/3150 «Erfurt», пресувальне обладнання, лістогиби ІВ 2144, РКХА, вальці 2680П, І2222;

-збірка головних балок: зварювальні автомати СЕЛМА, ESAB;

-збірка кінцевих балок і барабанів: зварювальні напівавтомати Fronius;

- стапельний: зварювальні напівавтомати А-547, Fronius.

Механозборний цех: збір і зварювання рам візків, збір та випробування візків; виготовлення кабін. Механічна обробка деталей і зборових одиниць для мостових і козлових кранів:

Токарська обробка: деталі \varnothing = до 1600 мм, L = до 6300 мм.

Карусельна обробка: деталі \varnothing = до 1600 мм, висотою Н = до 1000 мм.

Фрезерна обробка: деталі $H =$ до 400 мм, $B =$ до 600 мм, $L =$ до 1400 мм.

Стругальна обробка: деталі $B =$ до 1000 мм, $L =$ до 2300 мм.

Расточна обробка: деталі $L =$ до 3000 мм, $B =$ до 1200 мм, $H =$ до 2000 мм, розмір столу 2000x2000 мм.

Шліфувальна обробка:

а) зовнішня шліфовка $\varnothing =$ до 300 мм, $L =$ до 2000 мм;

б) плоска шліфовка: деталі $B =$ до 630 мм, $L =$ до 2000 мм.

Зубона різні роботи: прямозубі колеса $\varnothing =$ до 1000 мм, з модулем $m =$ до 12 мм.

До складу цеху входять ділянки з наступним обладнанням:

- механічний: верстати токарно-гвинторізні, фрезерні, шліфувальні, радіально-фрезерні, кругло-шліфувальні, карусельні, протяжної, зубо-фрезерні;

- збирання кабін: зварювальні напівавтомати А-547,

- збирання і зварювання візків: зварювальні напівавтомати А-547, СЕЛМА, універсальний стенд для збирання і зварювання;

- ділянку електромонтажу;

- термічна обробка: шахтні електропечі ПН-32, ПН-34М, піч камерна газова ГП01, ТВЧ установка МГЗ-102;

- нанесення гальванопокриття.

Виробництво козлових кранів і металоконструкцій: збирання і зварювання металоконструкцій кінцевих балок, траверс, вантажозахоплювальних пристроїв, грейферів; збирання і зварювання металоконструкцій козлових кранів, консольних кранів та кран-балок.

До складу цеху входять ділянки з наступним обладнанням:

- заготівельний: вальці, гільйотинні ножиці Н-481А, ST 10-2550 / 600Pels, машини термічного різання ГРАНАТ, КОМЕТА, АСШ-70, листозгинальні машини

ІБ-2222, XZM2000 / 12, пресове обладнання, розточувальні верстати SKODA W-160, SKODA W-160H, 2A656PФ11;

- холодного штампування: преси К2130, KB2132, РЕЕ II 250, КН-30;

- збирання: зварювальні напівавтомати А-547, машина контактного зварювання МТ2102-1, універсальний стенд для збирання і зварювання 17000x6000.

Тельферний виробництво: виготовлення та випробування електроталей в / п до 25т, візків монорейкових.

До складу цеху входять ділянки з наступним обладнанням:

- механічний: токарно-гвинторізні, фрезерні, агрегатні, токарні з ЧПУ, шліфувальні, ковальсько-пресове, протяжні, кругло-шліфувальні, расточні, зубофрезерні, зубошліфувальні;

- ділянку термічної обробки: шахтні електропечі СШЗ-6,6 / 7М, США-6.12-171А, установка ТВЧ ЛЗ-107;

- збирання та випробування талів;

- фарбувальний;

- заточне відділення.

Інструментально-експериментальна ділянка тельферного виробництва: виготовлення інструменту і оснастки.

До складу ділянки входять ділянки з наступним обладнанням:

- механічний: верстати токарно-гвинторізні, фрезерні, шліфувальні, карусельні, розточувальні, координатно-розточний, стругальний, ковальсько-пресове;

- слюсарний;

- ділянку термічної обробки: електропіч камерна Н-15, електропечі шахтні ПН-32, СШЗ-4.20

- шліфувальний: верстати кругло-шліфувальні, плоско-шліфувальні, всередині-шліфувальні;

-заточне відділення.

Ливарно-ковальське виробництво:

Сталеве лиття:

Колеса - від Ø 320 до Ø 900. Виливок - сталь 55СЛ ГОСТ977-88.

Термообробка - сорбітизація (гарт доріжки катання $h \geq$ (від 15 до 20), 300-350НВ. Вага виливків коліс - від 80 кг до 1200 кг.

Шківни гальмівні - від $\varnothing 160$ до $\varnothing 700$. Виливок - сталь 55СЛ ГОСТ977-88.

Вага виливків - від 14 кг до 400 кг.

Блоки - від $\varnothing 194$ до $\varnothing 1120$. Виливок - сталь 35Л ГОСТ 977-88. Вага виливків від 25 кг до 700 кг.

Букси - виливок сталь 25Л ГОСТ977-88. Вага виливків від 12 кг до 130 кг.

Маточини і маточини зубчасті - виливок сталь 35Л, 55СЛ, ГОСТ977-88. Вага виливків від 35кг до 640кг.

Інші - виливки сталі 25Л, 35Л, 55СЛ ГОСТ977-88. Вага виливків від 14 кг до 1200 кг.

Поковки: маса поковок до 200кг.

До складу цеху входять ділянки з наступним обладнанням:

- сталевого лиття: електросталеплавильна піч ДСП-1,5 (вага виливків до 1,5т);

- ковальський: преса, падаючі молота, печі нагріву деталей, сорбітизаційна установка, відпускні печі;

- виготовлення моделей: деревообробні верстати.

Крім основних площ, є допоміжні, складські, адміністративні та інші об'єкти.

1.5 Оцінка можливості та обсягів впровадження ВДЕ для повного або часткового покриття власного споживання

Виготовлення вантажопідйомного обладнання виконується на основних виробничих площах, зазначених в таблиці 1.1.

В додатку №1 наведено знімок зі супутника даного підприємства.

На основі режимних (літнього та зимового) замірів електроспоживання проводиться аналіз балансу електроспоживання та будується добовий графік навантаження, завдяки якому маємо побачити доцільність виростання наявних трансформаторів. Добові графіки показують зміну навантаження протягом доби.

Вони будуються за показниками лічильників активної та реактивної енергії в період 24 годин, кожену годину.

Графіки навантаження окремих споживачів відрізняються за формою внаслідок специфіки режиму роботи та сфери діяльності, наприклад, багатозмінної промислові підприємства (металургійні підприємства, вуглевидобувні, важке машинобудування) чи комунально-побутові, які мають 8-10 годинний робочий графік.

Дані про навантаження трансформаторів №1 та №2, що підключені до підприємства «ХЗПТО», складені за відомостями контрольних замірів струмів і напруги за літній і зимовий періоди.

Таблиця 1.2 – Дані режимних замірів навантаження трансформаторів

Період	Зима		Літо		Середньорічне споживання на обох трансформаторах
	Трансформатор №1	Трансформатор №2	Трансформатор №1	Трансформатор №2	
Час	<i>P, кВт</i>	<i>P, кВт</i>	<i>P, кВт</i>	<i>P, кВт</i>	<i>P, кВт</i>
1	2	3	4	5	6
00:00	2754	1704	1942,8	1068	1 867,20
01:00	2344	1488	1540,8	876	1 562,20
02:00	2200	1428	1446,0	804	1 469,50
03:00	2195	1416	1395,6	792	1 449,65
04:00	2179	1428	1426,8	792	1 456,45
05:00	2533	1644	1552,8	864	1 648,45
06:00	2911	1932	1772,4	1008	1 905,85
07:00	3046	2412	1951,2	1320	2 182,30
08:00	3071	2604	2089,2	1500	2 316,05
09:00	3071	3096	2224,8	2292	2 670,95
10:00	3102	3024	2292,0	2508	2 731,50
11:00	3109	2952	2252,4	1776	2 522,35
12:00	2990	2700	2228,4	1572	2 372,60
13:00	3018	2580	2295,6	1560	2 363,40

Кінець таблиці 1.2

1	2	3	4	5	6
14:00	3034	2556	2266,8	1536	2 348,20
15:00	3226	2400	2372,4	1440	2 359,60
16:00	3533	2412	2485,2	1416	2 461,55
17:00	3658	2388	2452,8	1368	2 466,70
18:00	3716	2616	2494,8	1344	2 542,70
19:00	3848	2652	2529,6	1380	2 602,40
20:00	3896	2652	2589,6	1512	2 662,40
21:00	3774	2208	2878,8	2040	2 725,20
22:00	3450	2016	2824,8	1992	2 570,70
23:00	2771	1680	2424,0	1428	2 075,75

Аналіз отриманих даних дозволив зробити висновок стосовно завантаження силових трансформаторів та побудувати графік середньорічного навантаження на трансформатори №1 та №2.

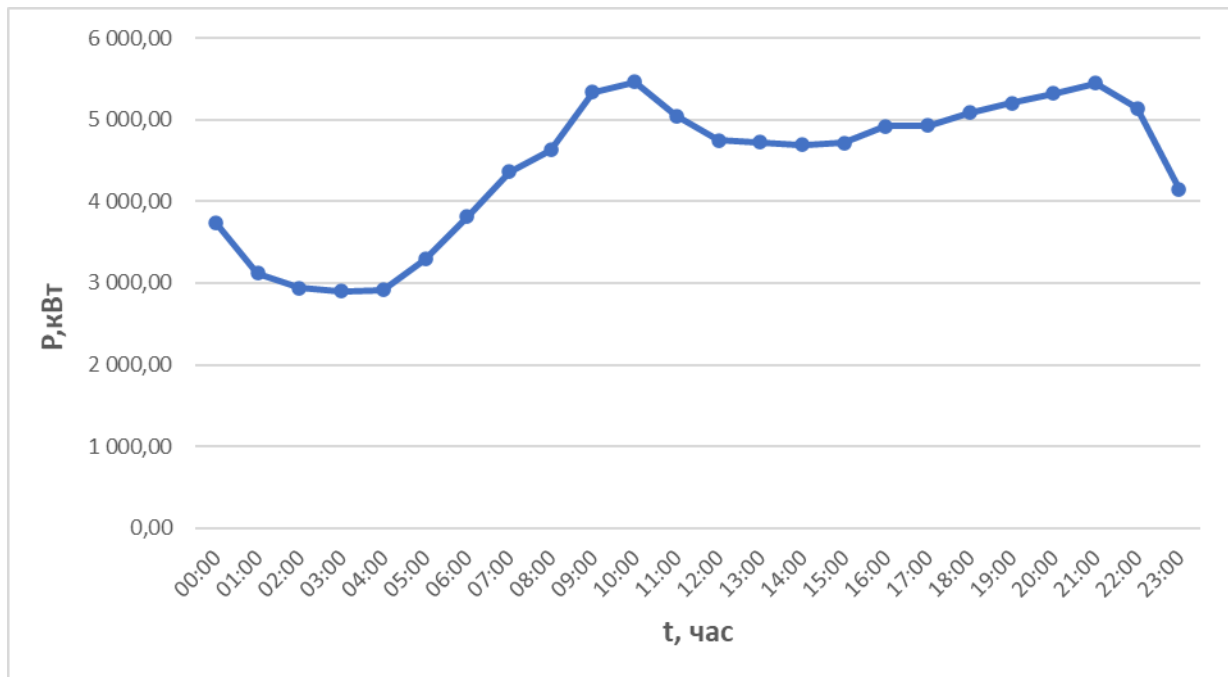


Рисунок 1.4 – Графік середньорічного споживання підприємства.

Проаналізувавши отриману інформацію можемо стверджувати, що доцільно використати енергію отриману завдяки “зелених” джерел, а саме сонячних панелей, які можуть буди розташовані на дахах будівель підприємства, щоб зменшити пікове навантаження на енергомережу.

1.6 Аналіз режиму електроспоживання підприємства

ТОВ «Харківський завод підйомно-транспортного устаткування» працює на ринку підйомно-транспортного устаткування з 1931 року. Основними замовниками нашої продукції є підприємства металургії, гірничо-видобувної промисловості, будівельної галузі та машинобудування. За 85 років своєї історії підприємство відвантажило замовникам в 40 країнах світу понад дев’ять тисяч мостових кранів різних типів і призначення. У лінійці нашої продукції ви знайдете сучасні мостові і козлові крани, канатні дороги, фунікулери, електроталі, грейфера, різні вантажозахватні пристосування, виготовлені відповідно до вимог національних і міжнародних стандартів.

На основі режимних замірів (таблиця 1.2) електроспоживання проводиться аналіз балансу електроспоживання та будується добовий графік навантаження, завдяки якому мажемо побачити доцільність виростання наявних трансформаторів. Добові графіки показують зміну навантаження протягом доби. Вони будуються за показниками лічильників активної та реактивної енергії в період 24 годин, кожену годину.

Графіки навантаження окремих споживачів відрізняються за формою внаслідок специфіки режиму роботи та сфери діяльності, наприклад, багатозмінної промислові підприємства (металургійні підприємства, вуглевидобувні, важне машинобудування) чи комунально-побутові, які мають 8-10 годинний робочий графік.

Підприємство ХЗПТО має виробничі площі, зазначені в табл.1.1., на дахах яких можливе встановлення СЕС для забезпечення частки власних потреб підприємства, супутнікові данні цих площь можно побачити в Додатку Г.

Проаналізувавши отриману інформацію можемо стверджувати, що доцільно використати енергію отриману завдяки “зелених” джерел, а саме сонячних панелей, які можуть буди розташовані на дахах будівель підприємства, для забезпечення часткових власних потреб підприємства. Оскільки, даний варіант зможе забезпечити безперебійну роботу деяких найважливіших виробництв в разі можливих аварій на головній знижувальній підстанції та проблемами енегропостачання.

В основному розділі необхідно провести розрахунки встановленої потужності майбутньої автономної сонячної електростанції та вибір усього необхідного обладнання для її нормативної роботи.

А також провести техніко-економічні розрахунки, щоб визначити капіталовкладення, які потрібні на початковому етапі реалізації проекту запропонованого в даній кваліфікаційній роботі. І крім тогу визначити термін окупності цього рішення.

2 ОСНОВНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вибір типу і параметрів фотоелектричних модулів.

Розрахунок і планування фотоелектричних установок з оформленням Зеленого тарифу відбувається на підставі існуючого законодавства, технічних умов, проекту об'єкту.

Точні розрахунки та інжиніринг систем енергопостачання з відновлювальними джерелами енергії є запорукою їх продуктивної та безаварійної експлуатації, істотної економії ресурсів і мінімізації зовнішнього енергоспоживання. Для правильного розрахунку таких систем енергопостачання і обліку різних параметрів, що впливають на їх продуктивність, використовуються спеціальні програми, автокалькулятори і статистичні метеодані - сонячна інсоляція, швидкість вітру, температура та інші умови. Не існує єдиного підходу до розрахунку всіх типів систем, тому виділимо основні параметри.

Кут нахилу панелей.

Кут нахилу розраховується за наступною формулою:

$$\beta = 0,76\varphi + 3,1^{\circ},$$

де β – кут нахилу активної поверхні панелі до горизонту, $^{\circ}$; φ – широта місцевості, де встановлюється ФЕС, $^{\circ}$.

У разі попереднього обчислення рекомендовано визначати приблизний кут нахилу ФЕБ відносно горизонту за формулою [2]:

$$\beta = \varphi \pm 15^{\circ}$$

Координати місця встановлення ФЕС в даному випадку обернемо з розташування підприємства – Харків.

Таблиця 2.1 – Координати міста Харкова.

Місто	Широта	Довгота
Харків	50° 00' пн.ш.	36° 15' сх.д.

2.2 Розрахунок приведених експлуатаційних параметрів ФЕМ

1. Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму проектом слід передбачити встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ певного типу, виробництва України (KNESS PV) або виробника зі списку TIER1 Bloomberg [4], які гарантують заявлені характеристики панелей та мають відповідні сертифікати якості.

2. Доцільно обирати монокристалічні модулі, які мають вищий ККД та ефективніше працюють у випадку хмарної погоди у порівнянні з полікристалічними, проте є дещо дорожчими. Порівняння доцільного варіанту повинно виконуватися шляхом проведення техніко-економічних розрахунків з обґрунтуванням доцільності кожного із запропонованих варіантів.

3. Для побудови промислових мережевих ФЕС рекомендується приймати фотоелектричні модулі з ККД не нижче 18% та потужністю STC не менше 300 Вт. Доцільно використовувати паспортні параметри модуля з відповідної технічної документації на продукцію.

4. Конструктивні параметри ФЕМ (Рис.4): до складу модуля входить приєднувальна коробка, яка інтегрована в його конструкцію. Кожна коробка має подовжені виводи (два PV кабеля довжиною 1000-1200 мм кожен) з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах).

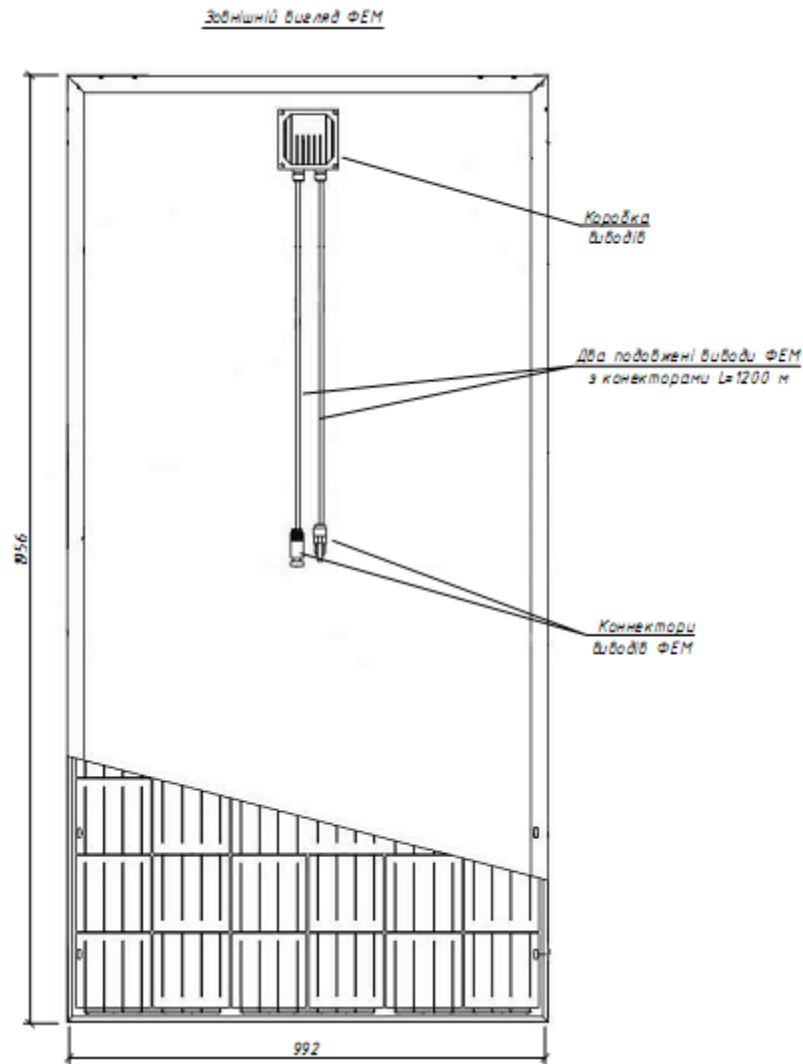


Рис.2.1. Конструктивні параметри ФЕМ

STC (Standard Test Conditions), що визначає стандартні тестові умови:

- рівень інсоляції повинен бути 1000 Вт на м²;
- температура сонячного модуля – 25°C;
- спектр випромінювання повинен відповідати відносній масі атмосфери 1,5;
- швидкість вітру 0 м/с.

Це відповідає орієнтації панелей на південь під кутом до горизонту в 37 ° і модулює наближені до весняних умов роботи модуля, на який сонячні промені опівдні падають перпендикулярно поверхні.

На практиці це означає, що тільки деколи фотопанелі зможуть видавати заявлену виробником потужність, вираховану за стандартом STC. Будь-яке відхилення від стандарту, наприклад, кута падіння сонячних променів або

температури модуля буде призводити до зниження фактично вироблюваної потужності.

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) - температура модуля при типових умовах експлуатації, яка стало однією з основних характеристик панелей.

NOCT визначається за таких умов:

- інсоляція 800 Вт/м²;
- температура повітря 20°C;
- орієнтації модуля на ПД.

Чим нижче NOCT панелі, тим краще вона буде працювати. Залежно від використовуваних матеріалів і якості монтажу, температура модуля може бути на 15-30°C вище температури навколишнього середовища. Чим вище це значення, тим більше енергії буде втрачатися.

Завжди потрібно звертати увагу на параметр NOCT при виборі фотомодуля – у якісного виробника він не перевищує 47 °C. Так само, дуже важливо знати, що NOCT має на увазі відкриту задню поверхню модуля для можливості природного охолодження. В іншому випадку, панелі перегріються і їх коефіцієнт корисної дії впаде.

За допомогою NOCT можна перерахувати потужність, заявлену в стандарті STC на більш реалістичний PTC (Photovoltaics Test Conditions), який враховує вже не температуру самого сонячного елемента, а температуру навколишнього середовища.

Очікувана температура модуля обчислюється з NOCT за формулою:

$$T_{PTC} = 20 + 1,389 \cdot (NOCT - 20) \cdot (0,9 - \eta)$$

Значення (0,9 - η) відображає частку сонячної енергії, що досягає модуля і перетворюється в тепло. Передбачається, що 10% енергії відбивається. Частина енергії перетворюється в електрику - це корисна енергія модуля, ККД, відсоток якого вказано в технічних характеристиках.

Якщо температура елемента для умов РТС визначена, то можна обчислити потужність по РТС з потужності STC за допомогою температурного коефіцієнта (зазначеного в технічних характеристиках) потужності (C_T):

$$P_{PТС} = P_{STC} \cdot (1 - C_T \cdot (T_{PТС} - 25^{\circ}C))$$

Оптимальним є значення співвідношення $P_{PТС} / P_{STC}$, що перевищує 88%. Якщо при перерахунку потужності на більш реальний стандарт панель втрачає понад 12% енергії, то використовувати такі панелі не рекомендується.

Наприклад, якісні модулі мають характеристики:

- сертифікована STC-потужність 500 Вт;
- NOCT = 45 ° C;
- ККД $\eta = 21,0\%$;
- температурний коефіцієнт потужності $C_T = 0,35\% / ^{\circ}C$ (0,0035 в.о.).

Підставивши значення в формули, можна легко підрахувати, що:

$$T_{PТС} = 20 + 1,389 \cdot (45 - 20) \cdot (0,9 - 2,11) = 43,926 ^{\circ}C$$

$$P_{PТС} = 500 \cdot (1 - 0,0035 \cdot (43,926 - 25^{\circ}C)) = 466,880 \text{ Вт}$$

Це складає $P_{PТС} / P_{STC} = 93,4\%$ від номіналу. Ні один зі стандартів випробувань для фотомодулів не описує їх роботу в реальних умовах.

Наприклад, в сонячний зимовий день фотомодуль може видати потужність, яка навіть перевищує номінальну. Так само, необхідно враховувати відомий рівень деградації панелей (20% за 25 років).

2.3 Вибір кількості та параметрів інверторного обладнання

Вибір інвертора повинен починатися з визначення типу сонячної фотоелектричної установки: мережова, автономна, гібридна. Кожна з перерахованих систем має свої особливості, під які підходить тільки спеціальний інвертор.

Наступний етап – це визначення потужності сонячних батарей, місце та спосіб їх установки.

Всі ці фактори впливають на вибір конкретної моделі інвертора та кількості контролерів МРРТ у ньому.

Потужність ФЕС визначається потужністю інверторного обладнання, встановленого на ній. Тому кількість інверторів може бути розрахована наступним чином:

$$N_{\text{інв}} = P_{\text{ФЕС}}/P_{\text{ном.інв}},$$

де $P_{\text{ФЕС}}$ – потужність фотоелектричної станції, відповідно до технічних умов, кВт;

$P_{\text{ном.інв}}$ – номінальна одинична потужність інвертора, прийнятого до встановлення, кВт.

Номінальна потужність мережевого інвертора на стороні змінного струму АС визначає максимальну потужність, яка може бути видана в мережу, до якої підключен інвертор. Цей параметр завжди вказується в технічному паспорті. Інвертор для оптимальної ефективності повинен працювати як можливо ближче до номінальної потужності. Ефективність перетворення (ККД) може складати до 98% в залежності від моделі. Якщо потужність генеруючого струму від сонячних батарей падає, наприклад, в похмурий день, коли сонячна інтенсивність не перевищує 200 Вт/м², ефективність інвертора різко падає.

Потужність за постійним струмом (DC), як правило не фіксована і визначається на основі вихідної потужності. Оптимальний діапазон потужності сонячних батарей складає від 80 до 120% від номінальної вихідної потужності

інвертора. Виробники інверторів зазвичай рекомендують трохи «перенавантажувати» інвертор по стороні постійного струму, оскільки потужність сонячних батарей завжди задається для умов STC, які рідко досягаються на практиці. Енергія порядку 1000 Вт/м² протягом всього року становить всього від декількох днів до декількох годин, що становить лише 1-2% від загального часу сонячного випромінювання. В час, що залишився потужність сонячного випромінювання не перевищує 800-900 Вт/м². Це означає, що 98% часу сонячні батареї працюють максимум на 80-90% від їх потужності.

Крім того, потужність сонячних батарей падає з часом експлуатації, це пов'язано з ефектом деградації кремнієвих фотоелементів. Цей процес проходить доволі повільно, но вже в перший рік роботи продуктивність падає в середньому на 1-2%. З цього слідує, що сонячні батареї ніколи не досягнуть номінальної потужності для умов STC, заданої заводом-виробником.

ВХІДНІ ДАНІ

Кількість MPP трекерів	1
Макс. вхідний струм ($I_{dc\ max_inverter}$)	175 A
Діапазон вхідної напруги постійного струму ($U_{dc\ min} - U_{dc\ max}$)	580 - 1000 V
Стартова напруга живлення ($U_{dc\ start}$)	650 V
Діапазон напруги MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	580 - 930 V
Макс. Потужність PV генератора ($P_{dc\ max}$)	150 кВт пік
Макс. вхідний струм PV1 ($I_{dc\ max, PV1}$)	100 A
Макс. вхідний струм PV2 ($I_{dc\ max, PV2}$)	100 A
Макс. струм короткого замикання PV1 ($I_{sc\ max, PV1}$)	125 A
Макс. струм короткого замикання PV2 ($I_{sc\ max, PV2}$)	125 A
Макс. інвертор струму короткого замикання ($I_{sc\ max, inverter}$)	250 A
Макс. потужність PV системи PV1 ($P_{dc\ max, PV1}$)	79 кВт пік
Макс. потужність PV системи PV2 ($P_{dc\ max, PV2}$)	79 кВт пік
Кількість з'єднань постійного струму PV1	1
Кількість з'єднань постійного струму PV2	1
Макс. Номінальний розмір запобіжника змінного струму	355 A

ВИХІДНІ ДАНІ

Номінальна потужність змінного струму (P_{ac})	100 кВт
Макс. вихідна потужність ($P_{ac\ max}$)	100 кВА
Вихідний струм змінного струму (I_{ac})	151,5 A при 220 В змінного струму, 144,9 A при 230 В змінного струму
Підключення до мережі (U_{ac})	3~ NPE 380/220, 3~ NPE 400/230 V
Діапазон напруг змінного струму ($U_{min} - U_{max}$)	180 - 270 V
Частота (f_z)	50 / 60 Гц
Діапазон частот ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Гц
Повне гармонійне спотворення	<3,0%
Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{ac}$)	0 - 1 інд./кап.

ЕФЕКТИВНІСТЬ

Макс. ефективність (PV - сітка)	98,5 %
Європейська ефективність (ηEU)	98,2 / 97,7 / 97,3 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 5% P_{ac} ³⁾	95,57 / 90,89 / 89,19 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 10% P_{ac} ³⁾	97,32 / 95,55 / 93,75 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 20% P_{ac} ³⁾	98,23 / 97,39 / 96,79 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 25% P_{ac} ³⁾	98,33 / 97,70 / 97,27 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 30% P_{ac} ³⁾	98,44 / 97,91 / 97,54 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 50% P_{ac} ³⁾	98,49 / 98,19 / 98,02 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 75% P_{ac} ³⁾	98,38 / 98,19 / 98,05 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
η при 100% P_{ac} ³⁾	98,21 / 98,05 / 97,91 (580 В постійного струму / 800 В постійного струму / 930 В постійного струму)
Ефективність адаптації MPP	99,9

Рисунок 2.2 - Технічні характеристики інвертора.

Обираємо інвертор фірми FRONIUS моделі TAURO ECO 100-3-D.



Рисунок 2.3 – Загальний вид інвертора

Робочий діапазон інвертора знаходиться між значеннями напруги старту $U_{dc \text{ start}}$ і максимальною напругою $U_{dc \text{ max}}$. Як тільки напруга постійного струму зі сторони сонячних батарей досягає значення $U_{dc \text{ start}}$, перетворювач активується і починає пошук точки максимальної потужності MPP. Якщо ця точка знаходиться між $U_{dc \text{ min}}$ і $U_{dc \text{ start}}$, інвертор запуститься і почне працювати. Поки напруга не перевищує мінімальне значення діапазону MPPТ $U_{mpp \text{ min}} - U_{mpp \text{ max}}$, інвертор працює з неповною потужністю. Найвища ефективність перетворювача досягається з напругою U_{nom} , так що конфігурація ланцюгів сонячних батарей повинна видавати напругу, близьку до U_{nom} інвертора.

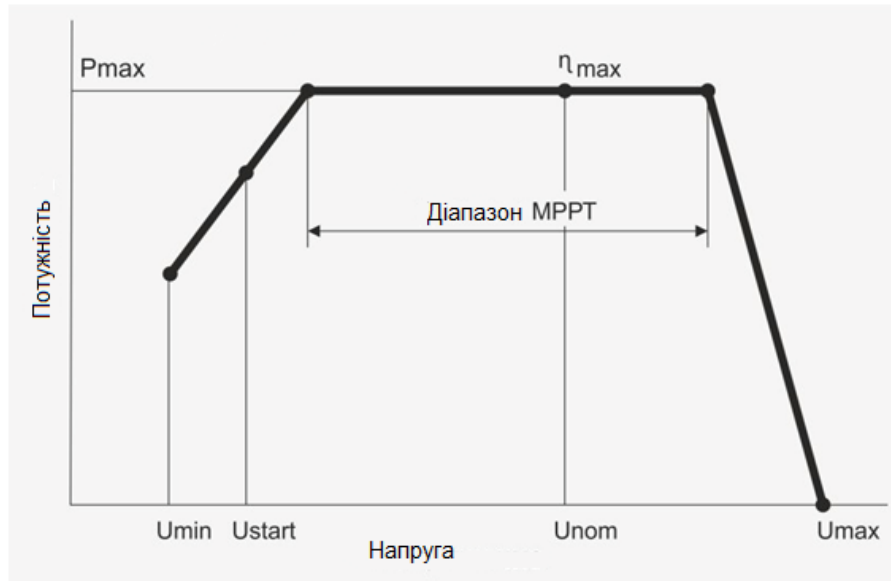


Рис.2.4. Графік роботи інвертора сонячної електростанції

2.3.2 Відповідність потужності сонячних панелей

Кожен інвертор має діапазон напруги MPPT, вказаний в технічному паспорті. Цей параметр визначає, при якій напрузі на вході постійного струму інвертора буде виявлена максимальна точка потужності алгоритмом MPP. Іншим важливим параметром, є мінімальна напруга перемикання інвертора. Це значення напруги PV-модулей, при яких інвертор запускається і починає генерувати енергію. У нашому випадку (таблиця нижче) діапазон MPPT становить 200-800 В, а мінімальна напруга — 200 В.

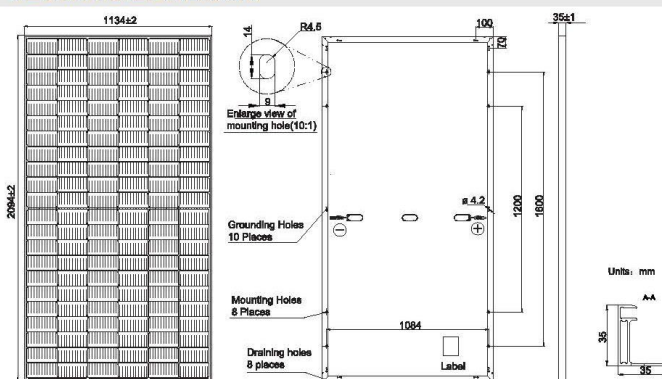
Обидва вказані значення визначають структуру підключення сонячних панелей в стрінг (ланцюг), їх кількість і спосіб з'єднання (послідовний, паралельний, паралельно-послідовний). Кожна панель в стрінгі генерує певну напругу та струм в залежності від миттєвого освітлення і відповідає вольт-амперній характеристиці. Сонячні модулі, підключені одна к одній, в залежності від схеми (послідово, паралельно), додають напругу чи струм. В будь-якому випадку ця сума не може перевищувати допустимих значень для обраної моделі інвертора на стороні постійного струму.

Для прикладу розглянемо, як розраховується кількість панелей в стрінг у відповідності з технічними параметрами інвертора. Для розрахунків обираємо ФЕМ потужністю 500 Вт, з характеристиками наведеними нижче.

Серед цих параметрів найбільш важливими для нас:

- максимальна потужність $P_{\text{mpp}} - 500 \text{ Вт.};$
- допуск потужності $\pm DP_{\text{mpp}} - 0...5 \text{ Вт.};$
- напруга холостого ходу $U_{\text{oc}} - 45,59 \text{ В.};$
- струм короткого замикання $I_{\text{sc}} - 13,93 \text{ А.};$
- напруга при максимальній потужності $U_{\text{mpp}} - 38,35 \text{ В.};$
- струм при максимальній потужності $I_{\text{mpp}} - 13,04 \text{ А.};$
- робоча температура модуля в номінальних умовах NOCT – $45 \pm 2^\circ\text{C}.$

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	26.3kg±3%
Dimensions	2094±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	480	485	490	495	500	505
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	45.07	45.20	45.33	45.46	45.59	45.72
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	37.62	37.81	37.99	38.17	38.35	38.53
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.85	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.2	20.4	20.6	20.8	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

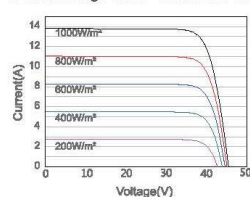
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

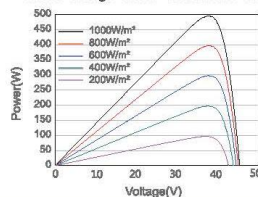
TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	363	367	370	374	378	382	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	42.15	42.30	42.43	42.58	42.72	42.86	Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	35.54	35.67	35.76	35.84	35.93	36.02	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.99	11.06	11.13	11.20	11.27	11.34	Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.21	10.28	10.36	10.44	10.52	10.60	Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						NOCT	45±2°C
							Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

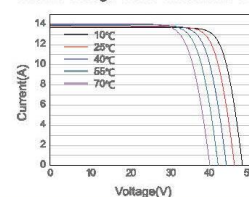
Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Power-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20200923A

Рисунок 2.5 - Технічні характеристики ФЕМ.

Обираємо сонячну панель фірми JA Solar моделі JAM66S30-500/MR.

Температурні коефіцієнти дозволяють розрахувати напругу і потужність, що генеруються сонячною панеллю в граничних умовах, з постійним значенням

сонячної радіації. В Україні панелі можуть працювати в температурному діапазоні від -25 до $+70$ °C тому для таких граничних умов проводяться розрахунки.

2.4 Розрахунок параметрів та схеми з'єднань ФЕМ

Струм, що генерується сонячними батареями, залежить від типу з'єднання. В послідовному з'єднанні сила струму дорівнює значенню найбільш слабкого звена в стринзі, наприклад, частково затемненій панелі. При паралельному з'єднанні струм дорівнює сумі струмів від окремих панелей. Значення струму також залежить від температури, чим вона вище, тим вище струм, що генерується. Зміна інтенсивності струму в залежності від температури визначається коефіцієнтом I_{sc} панелі (в нашому випадку $0,04$ %/K).

Максимальний струм, який може генерувати одна панель, можна розрахувати за формулою:

$$I_{SC(T_r)} = I_{SC} \left(1 + \frac{(T_r - 25) \cdot \alpha_T}{100} \right) = 13,93 \cdot \left(1 + \frac{(70 - 25) \cdot 0,45}{100} \right) = 14,21 \text{ A,}$$

де $I_{sc(T_r)}$ — значення струму сонячної панелі при 70 °C; I_{sc} — значення струму короткого замикання в умовах STC, вказане в характеристиці модуля, A; T_r — максимальна температура (70 °C); α_T — температурний коефіцієнт I_{sc} ($0,04$ %/K).

Максимальна напруга в колі. На відміну від струму напруга, що генерується сонячною панеллю, збільшиться при падінні температури панелі. Розрахунки проводять для граничної температури батареї рівної -25 °C. Теоретично більш висока напруга буде мати місце при подальшому падінні температури, однак на практиці зимою практично неможливо отримати температуру на сонячному модулі менш ніж -25 °C в умовах необхідної освітленості для початку генерації енергії. При розрахунку максимальної напруги враховуються: напруга холостого ходу, температурний коефіцієнт β_T .

Значення максимальної напруги розраховується за формулою:

$$U_{OC(Tr)} = U_{OC} \left(1 + \frac{(Tr - 25)\beta_T}{100} \right),$$

де $U_{OC(Tr)}$ — значення напруги при температурі — 25 °C; U_{OC} — напруга холостого ходу (45,59 В); T_r — мінімальна робоча температура (-25 °C); β_T — температурний коефіцієнт модуля (-0,275%/°C).

Отже:

$$U_{OC(Tr)} = 45,59 \cdot \left(1 + \frac{(-25 - 25) \cdot (-0,275)}{100} \right) = 51,86 \text{ В}$$

Грунтуючись на цьому значенні, ми можемо підрахувати кількість модулів в стрінгу, з'єднаних послідовно.

$$N_{max} \leq \frac{U_{DC \max}}{U_{OC(TR)}}$$

де $U_{DC \max}$ — максимально допустиме значення напруги на вході перетворювача.

$$N_{max} \leq \frac{1000}{51,86} = 19,28 \text{ штук.}$$

Округляючи до цілого числа в менший бік, отримаємо, що в один стрінг можна установити до 19 сонячних панелей.

Кожний інвертор має мінімальну напругу на вході, в даному випадку - 580 В.

В свою чергу, модулі досягають мінімальної робочої напруги при граничній температурі 70° C. Тому мінімальна кількість панелей в стрінгу розраховується для цієї ж температури, округляючи значення вгору.

Для визначення напруги при максимальній температурі (70 ° C) використовуємо формулу:

$$U_{OC(Tmax)} = U_{OC} \cdot \left(1 + \frac{(T_{max} - 25) \cdot \beta_T}{100} \right) =$$

$$= 45,59 \cdot \left(1 + \frac{(70 - 25) \cdot (-0,275)}{100} \right) = 39,95 \text{ В.}$$

Мінімальна кількість ФЕМ:

$$N_{min} \geq U_{DC \text{ start}} / U_{OC(Tmax)}$$

$$N_{min} \geq \frac{580}{39,95} = 14,52 \text{ штук,}$$

де $U_{dcstart}$ —початкова напруга (580 В).

Приймаємо найближче ціле значення в більший бік, таким чином рекомендується встановлювати послідовно не менше 15 модулів в один стрінг.

Інвертор має оптимальний діапазон напруги для роботи MPP трекера. В нашому випадку Діапазон напруги для роботи MPP трекера інвертора TAURO ECO 100-3-D в межах — 580-930 В.

При визначенні кількості модулів, що підключені до одного входу MPP, необхідно визначити кількість панелей, при якому все коло буде генерувати напругу в робочому діапазоні MPPT при певних умовах. В цьому випадку підраховується максимальна і мінімальна напруга сонячної панелі для умов MPPT, при цьому максимальне значення напруги підраховується при -25 ° C та мінімальне значення при +70 ° C. На основі цих значень розраховується оптимальна кількість панелей за формулою:

Напруга сонячної панелі при 70 °C:

$$\begin{aligned}
 U_{MPP(Tmax)} &= U_{MPP(STC)} \left(1 + \frac{(T_{max} - 25)\beta_T}{100} \right) = \\
 &= 38,35 \cdot \left(1 + \frac{(70 - 25) \cdot (-0,275)}{100} \right) = 33,6 \text{ В},
 \end{aligned}$$

де $U_{MPP(stc)}$ — оптимальна напруга МРРТ, В.

Визначимо кількість модулів в колі з урахуванням МРР трекера інвертора:

$$N_{min} \cdot U_{MPP(Tmax)} \geq U_{DC min}$$

Таким чином:

$$N_{min} \geq \frac{U_{DC min}}{U_{MPP(Tmax)}} = \frac{580}{33,6} = 17,260 \text{ штук}$$

Отриманий результат округляємо до найближчого більшого значення. Таким чином, рекомендується встановити не менше 18 модулів у стрінг для оптимальної роботи МРРТ інвертора.

Зазвичай виробники рекомендують приєднувати до інвертора ФЕМ сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора для оптимальної роботи перетворювача. В нашому випадку інвертор має номінальну вихідну потужність $P_{ac,r} = 100\ 000$ Вт. Таким чином, оптимальне значення сумарної потужності сонячних батарей знаходиться в діапазоні 80 000 – 120 000 Вт.

Іноді виробники допускають і більшу кількість сонячних панелей з співвідношенням до 1,6. Таке підключення може бути виправдано у випадку підключення кіл панелей з різним орієнтуванням відносно півдня, наявністю ділянок з затіненням та/або в регіонах з низькою сонячною інтенсивністю.

Проектуючи систему з таким перевантаженням, слідє переконатися, що виробник допускає такий варіант і що інвертор не втратить гарантію при такому виді монтажу.

Розрахуємо кількість модулів згідно з рекомендуєчим діапазоном:

$$P_{ac,r} \cdot 0.8/P_{mpp} \leq N_{sum\ gen} \leq P_{ac,r} \cdot 1.2/P_{mpp},$$

де $P_{ac,r}$ — номінальна потужність інвертора.

Отримані значення округляєм до найближчого цілого числа в більшу сторону для мінімального значення, і в меньшу сторону для максимального значення:

$$\frac{100\ 000 \cdot 0,8}{500} \leq N_{sum\ gen} \leq \frac{100\ 000 \cdot 1,2}{500},$$

$$160 \leq N_{sum\ gen} \leq 240.$$

Таким чином, оптимальна кількість сонячних елементів повинна бути в діапазоні від 160 до 240 штук.

Згідно з розрахунками, до інвертора 100 кВт TAURO ECO 100-3-D рекомендується приєднувати від 160 до 240 сонячних панелей JAM66S30-500/MR. При цьому в одному стрінгу повинно бути від 14 до 19 панелей приєднаних послідовно. На один із входів MPP можливе паралельне підключення панелей не більш ніж в 2 ряди.

2.5 Визначення конструктивних параметрів окремого «стола» ФЕМ

ФЕМ встановлюються на металоконструкції (стіл) з кутом нахилу φ .

У прикладі, наведеному нижче, столи виконуються фотоелектричними модулями у вигляді 1 збірок по 18 сонячних модулів в кожній (кількість модулів у збірці-стрінгу визначається з розрахунку оптимальної їх кількості для роботи інвертора у корисному діапазоні напруги).

Особливості конструкції:

1. На кожному столі розташовують по 2 («вертикальне» розташування ФЕМ) або по 4 («горизонтальне» розташування ФЕМ) ряди сонячних панелей. З'єднання одного ряду сонячних панелей здійснюється послідовно між собою, утворюючи один стрінг. З'єднання ряду панелей в один стрінг здійснюється заводськими подовженими виводами і конекторами. Кожен стрінг підключається проводом PV 6 мм² із застосуванням конекторів PV-C1F-S (+) та PV-C1F-S (-).

2. Кожен стрінг прокладається по конструкціях столу. Кріплення виконують за допомогою хомутів з поліаміду кожні 50-70 см.

3. Прокладка стрінгів між столами (0,4 м) здійснюється в ПЕ трубі Ø40 мм довжиною 2 м. Кріплення труби до конструкції столу виконано за допомогою хомутів з поліаміду. Якщо відстань між столами в одному ряді більше 0,4 м.

4. Інвертор встановлюється на окремій інверторній підстанції. Підключення проводів від стрінгів до інвертора виконується з лівого боку.

5. Проводи стрінгів від столів одного ряду, на якому розташований інвертор, опускаються до інвертору в трубі з кріпленням хомутами до конструкцій столу, на яких встановлений інвертор.

6. Відстань між сусідніми столами в одному ряді приймається рівною 0,4 м.

Довжина стола визначається за геометричними розмірами ФЕМ та їх кількості в одному стрінгу з урахуванням технологічних відстаней між панелями для їх кріплення до металоконструкцій (приймається за конкретними розмірами кріплень). Приймаємо відстань між панелями – $\Delta_{\text{фем}} = 0,02$ м.

Таким чином, довжина столу обчислиться:

$$L_{\text{ст}} = N_{\text{ФЕМ}} \cdot (b_{\text{ФЕМ}} + \Delta_{\text{фем}}),$$

де $b_{\text{ФЕМ}}$ – ширина модуля, м

Наприклад, для 18 фотомодулів у стрінгу:

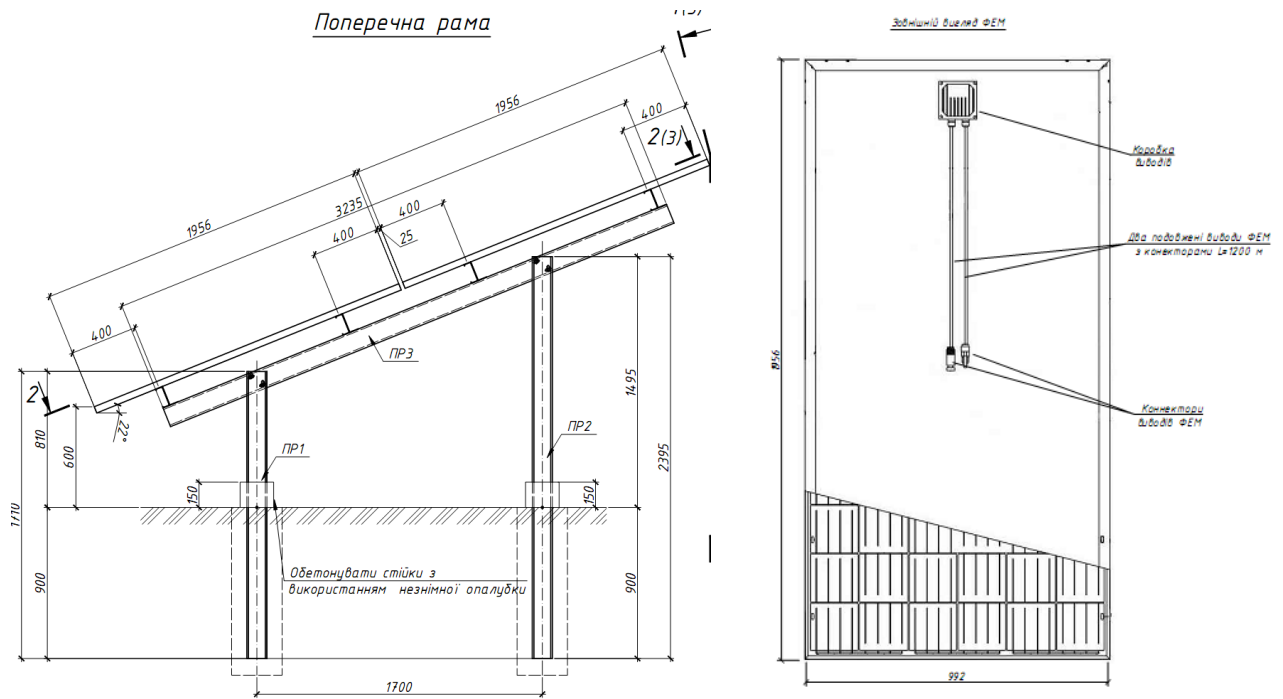


Рисунок 2.7 – Конструктивне виконання ФЕМ та рами для нього.

$$\begin{aligned}
 L_{\text{СТ}} &= N_{\text{ФЕМ}} \cdot b_{\text{ФЕМ}} + (N_{\text{ФЕМ}} - 1) \cdot \Delta_{\text{ФЕМ}} = \\
 &= 17 \cdot 0,992 + (17 - 1) \cdot 0,02 = 17,2 \text{ м}
 \end{aligned}$$

7. Відстань між столами паралельних рядів:

- 1) За координатами місцевості визначаємо кут сонця 21 грудня о 12:00 на сайті (якщо немає точних даних кут застосовуємо 19 градусів) [5].
- 2) Враховуємо рельєф майданчика і прорисовуємо схил.
- 3) Далі прорисовуємо 1: 1 конструктив столу з потрібним кутом (кут нахилу столу визначаємо в PV syst) і рухаємо столи уникаючи затінення.

Альтернативний спосіб. Деякі джерела рекомендують приймати відстань між рядами не менше $1,7 \cdot H_{\text{СТ}}$, де $H_{\text{СТ}}$ – висота столу сонячних панелей, яка визначається геометрично за параметрами столу.

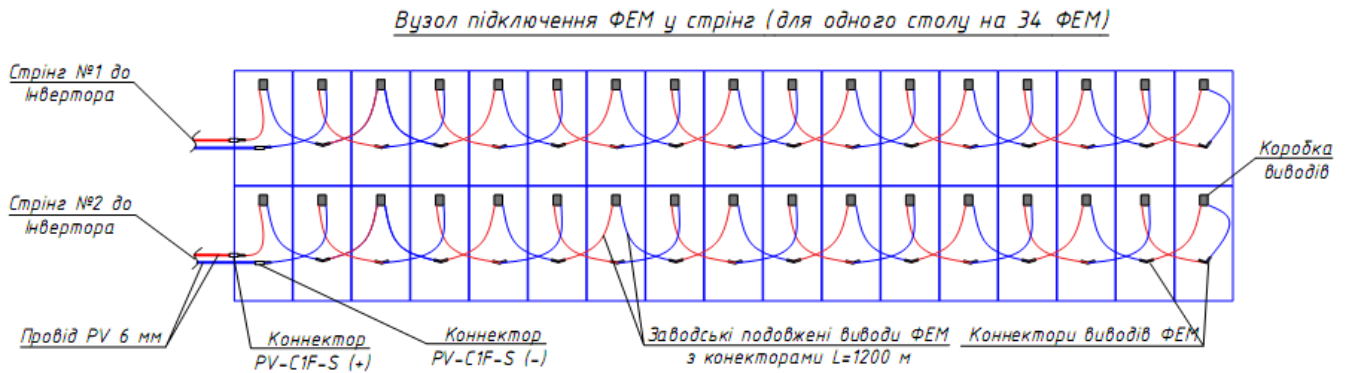


Рисунок 2.8 - Конструктивне виконання одного столу ФЕМ.

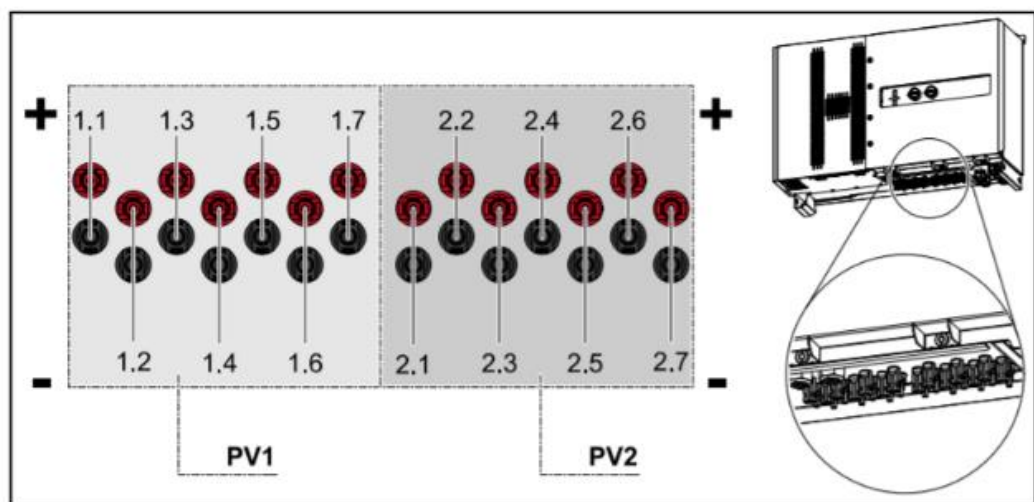


Рисунок 2.9 – Схема підключення виводів столів до МРРТ-входів інвертора.

2.6 Визначення місця розташування інвертора.

Інвертори ФЕС є першою перетворювальною ланкою енергії з постійного струму у змінний для ФЕМ.

Місце розташування інвертора визначається з позицій його рівновіддаленості від крайніх столів ФЕМ, які до нього підключаються, що дозволяє зменшити протяжність мереж постійного струму та знизити втрати потужності і напруги в них. Тобто, доцільним місцем встановлення інвертора є середній стіл з фотоелектричними модулями, якщо таких столів декілька, а розташування є рядним, і кожен з них працює на окремий МРРТ-вхід.

Або, як вашому випадку всі інвертори будуть розміщені в окремій наземній інверторній підстанції (див. приклад нижче).



Рисунок 2.13 - Приклад окремої інверторної підстанції.

2.7 Вибір параметрів кабельних ліній мережі постійного струму.

Мережа постійного струму ФЕС, окремих столів та фотоелектричних модулів виконується кабелем PV перерізом 6 мм^2 з мідними жилами.

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом $1 \times 6 \text{ мм}^2$ в збірки (стрінги) з оптимально вибраною кількістю сонячних модулів. Розраховується довжина кабелю в межах кожної збірки за паспортними параметрами прийнятих до встановлення ФЕМ.

За визначеним місцем розташування інвертора розраховується довжина кабелю постійного струму від виводів кожної збірки до інвертора з урахуванням визначених проектом переходів та опусів та із забезпеченням запасу кабелю в 1%.

Складається кабельний журнал, у якому відображається довжина кабельної мережі в напрямку від окремого столу до інвертора.

Після цього виконується розрахунок сумарної довжини мережі постійного струму та є можливістю оцінки втрат електричної енергії в мережі конкретного інвертора.

За стандартами потрібно на СЕС потрібен бути кабельний журнал. Його роблять після закінчення будівництва. Кожному столу ФЕМ присвоюється номер та буква поля, на якому він розташований (це доцільно робити у випадку ФЕС значної потужності, коли кожне поле ФЕМ буде підключатися до окремої КТП).

2.8 Визначення сумарних втрат потужності в мережі постійного струму

Для електричних мереж постійного струму розрахунок втрат потужності виконується, виходячи з наведених вище міркувань.

$$\Delta P_{DC} = 2I_{стр}^2 l_{кл.DC} R_0$$

де R_0 – питомий опір КЛ постійного струму, який дорівнює для кабелю перерізом 6 мм² можна прийняти значенням 3,1 Ом/км; $I_{стр}^2$ – струм, який протікає через стрінг (збірку) ФЕМ, А.

Втрати в мережі постійного струму складають, %:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P_{DC}}{P_{інв}} 100\%$$

Таким чином, точні розрахунки втрат в мережі постійного струму можна провести за наведеними вище співвідношеннями, або прийняти їх на рівні 0,5-2%, тобто ККД мережі DC прийняти на рівні 0,98-0,995.

2.9 Визначення загальної кількості фотоелектричних модулів.

Втрати в мережі постійного струму та неоптимальні умови роботи ФЕМ доцільно компенсувати шляхом додаткового встановлення сонячних модулів в ланцюгах інверторів з урахуванням ККД інвертора та ККД мережі DC.

Кількість ФЕМ, які мають бути підключені до одного інвертора, можна визначити зі співвідношення та округлити до більшого парного числа, враховуючи переважну парну кількість панелей, що формують стіл ФЕМ:

$$N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} = \frac{P_{\text{інв}}}{P_{\text{PTC}} \cdot \eta_{\text{інв}} \cdot \eta_{\text{DC}}} = \frac{100\,000}{466,8 \cdot 0,985 \cdot 0,98} = 221,8 \text{ штук,}$$

де $\eta_{\text{інв}}$ - ККД інвертора відповідно до паспортних даних, як правило, становить 0,97-0,985.

Але оскільки виробники інверторів рекомендують приєднувати до інвертора сонячні панелі сумарної потужності в співвідношенні 0,8-1,2 до номінальної вихідної потужності інвертора для оптимальної роботи перетворювача – обираємо 252 ФЕМ будуть під'єднанні до одного інвертора. В нашому випадку це співвідношення 1.25 - при максимальній піковій генерації.

Кількість ФЕМ, які формують ФЕС, можна визначити зі співвідношення за кількістю інверторного обладнання:

$$N_{\text{ФЕМ}}^{\Sigma} = N_{\text{ФЕМ}}^{\text{інв}} \cdot N_{\text{інв}} = 252 \cdot 42 = 10\,584 \text{ штуки.}$$

2.10 Вибір номінальної потужності та кількості силових підвищувальних трансформаторів.

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) вибраного типу.

ФЕМ послідовно з'єднуються кабелями постійного струму (PV кабелями) перерізом $1 \times 6 \text{ мм}^2$ в збірки по 14 сонячних модулів.

Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів передається до інверторів постійного струму в змінний обраного типу.

Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-1, перерізом жил $3 \times A + 1 \times B \text{ мм}^2$ передається до КТП 0,4/(6-35) кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю $S_{\text{ном.т}}$, кВА.

Вибір номінальної потужності КТП доцільно виконувати із діапазону:

$S_{\text{ном.т}} = 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500 \text{ кВА}$ та передбачати номінальний коефіцієнт завантаження трансформаторів, близький до 0,85-0,95. Переваги слід надавати маслonaповненим трансформаторам типу ТМ вітчизняного чи закордонного виробництва.

Вибір оптимальної потужності та кількості трансформаторів є задачею, вирішення якої вимагає розгляду кількох варіантів щодо прийняття номінальної потужності та їх техніко-економічного обґрунтування шляхом порівняння капітальних та експлуатаційних витрат.

Також кількість та потужність встановлюваних КТП залежить від конфігурації земельної ділянки під спорудження ФЕС та поділ ділянки на відповідні «поля» з їх підключенням до окремої КТП.

На сьогодні в нормативній документації щодо спорудження ФЕС є вимога щодо забезпечення обмеження генерації від сонячних станцій для післяаварійних режимів роботи централізованої мережі до 50 %.

Тому доцільно по можливості встановлювати не менше двох КТП, що спростить реалізацію відповідного обмеження простим відключенням частини електроустановки.

Наприклад для ФЕС для ФЕС потужністю 4.2 МВт доцільно встановити 2 трансформатора типу ТМ-2000/0,4/6-35. У цьому випадку одинична потужність трансформатора повинна бути кратна потужності інвертора. Проте, враховуючи той факт, що виробники «звикли» до того, що трансформатори переважно недовантажуються, можливі варіанти виходу з ладу обладнання, яке буде завантажено на 100 % через невідповідність заявлених характеристик заводом-виробників фактичним показником. Тому запас потужності трансформаторів на рівні 10-15% є в певних випадках доцільним.

Таким чином

$$N_T \geq \frac{P_{\text{ФЕС}}}{0,9S_{\text{ном.Т}}} = \frac{4\,200}{0,9 \cdot 2000} = 2,33$$

Оскільки максимальну потужність (4,2МВт) дана СЕС генерує незначній проміжок часу, то обираємо найближче ціле число в меншу сторону, тобто 2 трансформатора.

Потрібно на даному етапі також узгодити потужність трансформаторів та кількість інверторів, які будуть підключені до них з перевіркою, що вся інверторна потужність покривається трансформаторною потужністю.

2.11 Вибір параметрів кабельних ліній напругою 0,4 кВ

Для передачі генерованої потужності від інвертору до КТП (6-35)/0,4 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю $S_{\text{ном.Т}}$, кВА застосовується чотирипровідний силовий кабель з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену з перерізами жил $3 \times A + 1 \times B$ мм².

Напрямок трас кабельних ліній вибирається з урахуванням розташування інверторів, КТП 6-35/0,4 кВ та металоконструкцій (столів).

Кабельні лінії збору потужності 0,4 кВ прокладаються як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму, власних потреб та мережами системи моніторингу.

Рекомендації та вимоги:

1. Усі роботи виконувати тільки після отримання дозволу в установленому порядку і відповідно до правил виконання робіт.

2. Для захисту кабелю від вологи та бруду на момент прокладки використовувати термоусадочний кабельні капи. Після прокладки кожного кабелю виконати його маркування з обох сторін з застосуванням кабельного маркування.

3. Всі електромонтажні роботи виконувати згідно з ПУЕ, ПТЕЕС і ПБЕЕС.

4. Після виконання будівельно-монтажних робіт відновити благоустрій територій


Виконаємо розрахунок кабелю 0,4 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 0,4 кВ від інвертора до КТП з перевірками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- за втратами напруги.

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для інвертора потужністю 100 кВт:

$$I_M^{інв} = \frac{P_{інв}^{ном}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,99} = 153,469 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПвВГ-1 3х70+1х35 мм², $I_{доп.пасп} = 195 \text{ А}$ (прокладка в ґрунті на глибині не менше 0,7 м).



АПВВГ 3x70+1x35 (ож)-1 ГОСТ 16442-80, ТУ У 31.3-00214534-048:2007		
Кабели силовые с алюминиевыми ТПЖ, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с наружной оболочкой из ПВХ пластиката		
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ:		
Номинальное напряжение	кВ	1
Число и номинальное сечение токопроводящих жил	мм ²	3 x 70 + 1 x 35
Толщина фазной изоляции	мм	1.1
Длительно допустимые токовые нагрузки на переменном токе промышленной частоты *		
• при прокладке в воздухе	А	203
• при прокладке в грунте	А	195
Максимально допустимая температура жилы		
• длительно	°С	+90
• в аварийном режиме	°С	+130
• при коротком замыкании	°С	+250
Диапазон рабочих температур	°С	-50 ... +50
Минимальный радиус изгиба при прокладке	мм	225
Расчетный наружный диаметр кабеля (справочно)**	мм	30
Масса кабеля (ориентировочно)	кг/км	1030
Расчетная строительная длина кабеля и масса брутто при поставке на барабанах	м, т	№ 14: 700 • 0.9 № 16а: 1120 • 1.4

Рисунок 2.15 – Технічні характеристики кабелю АПВВГ 3x70+1x35.

Кабелі АПВВГ до 1 кВ [6]:

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{\text{доп}},$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

$I_{\text{доп}}$ - максимальний розрахунковий струм.

Розрахунок виконуємо згідно [14] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_{(m)} = 1,1$ – коефіцієнт навантаження.

$$I_{240} = I_{\text{доп.пасп}} \cdot k_3 \cdot k_m = 195 \cdot 0,96 \cdot 1,1 = 205,9 \text{ А.}$$

$$184 \text{ А} < 216,2 \text{ А} - \text{умова виконується.}$$

Переріз жили 70 мм² у заданих умовах прокладання достатній.

Враховуючи нетривалий режим роботи СЕС по генерації сонячної електроенергії обраний номінальний переріз 70 мм² забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

Перевіряємо кабелі на термічну стійкість при протіканні струмів короткого замикання. Умова перевірки:

$$F_{min},$$

де F_{min} – мінімальний переріз провідника, що відповідає вимозі його термічної стійкості при короткому замиканні, мм².

$$F_{min} \leq \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{відк} + T_a}}{C},$$

де I_{∞} – струм КЗ, А; $t_{відк}$ – час протікання струму КЗ, с; T_a – постійна часу затухання аперіодичної складової струму КЗ, рівна для розподільчих мереж напругою 0,4 кВ - 0,01 с; C – постійна, що визначається в залежності від заданої ПУЕ кінцевої температури нагріву жил і напруги, А·с^{-1/2}/мм².

Згідно ПУЕ час дії струму КЗ складається з часу дії основного релейного захисту даного ланцюга $t_{рз}$ і повного часу відключення вимикача $t_{відк.в}$ (для випадку із запобіжниками – це час спрацьовування запобіжника).

Для електричних мереж загального призначення норми відхилень напруги δU_y регламентовані ГОСТ 13109-97.

Перевірка по відхиленням напруги зводиться до визначення фактичної і допустимої втрати напруги.

Втрати напруги в елементах електричної мережі визначаються за формулами:

- для електричних мереж 3-х фазного струму

$$\Delta U = 100 \frac{\sqrt{3} I_M l}{U_{ном}} (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi), \%$$

де I_M – максимальний розрахунковий струм лінії 0,4 кВ, А (в нашому випадку – це струм, який знаходиться за номінальною потужністю інвертора)

l – довжина лінії, км;

r_0 – питомий опір лінії, Ом/км (паспортні дані вибраного кабелю);

Можна знехтувати складовою, яка містить $\sin\varphi$, оскільки режим роботи мережі характеризується активним навантаженням з $\cos\varphi$ близьким до одиниці.

2.12 Вибір перерізів кабелю 6 кВ.

Виконаємо розрахунок кабелю 6 кВ з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 6 кВ для підключення 1-го трансформатора.

Вибір кабельних ліній з ізоляцією зі зшитого поліетилену виконується у порядку, наведеному нижче за технічними характеристиками підприємства-виробника – «Завод Південкабель».

Приклад. Виконаємо розрахунок кабелю з ізоляцією із зшитого поліетилену для мережі 6 кВ з перевіркою за наступними показниками:

- по допустимому тривалому струму навантаження;
- по допустимому струму короткого замикання по жилі;
- по допустимому струму короткого замикання по екрану;
- за втратами напруги.

Розраховуємо струмове навантаження на 1 фазу для СЕС потужністю 2,1 МВт (для 1 трансформатора):

$$I_M^{\text{ФЕС}} = \frac{P_M^{\text{ПП}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cos \varphi} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,99} = 204,115 \text{ А}$$

Приймаємо кабель марки АПвЕгаПу – 3 кабелі 1x240/50мм², $I_{\text{доп.пасп}} = 373 \text{ А}$ (прокладка в площині в ґрунті) [5].

$U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$ - напруга мережі;

$S_k^6 = 200 \text{ МВА}$ (потужність КЗ на шинах 6 кВ приймаючої підстанції)

Розрахунок струму КЗ за заданою потужністю КЗ:

$$I_K^{(3)} = \frac{S_k^6}{\sqrt{3}U_{cp}} = \frac{200}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1,925 \text{ кА},$$

де $I_{к.з. (3ф)} = 9,6 \text{ кА}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання на шинах РП 35 кВ

$t_n = 1 \text{ с}$ - повний час тривалості короткого замикання;

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_{доп},$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

де P_p - максимальна розрахункова потужність.

Розрахунок виконуємо згідно [7] (Додаток Ж) з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї за схемою "площина":

Відповідно до таблиці 8.9 тривалий допустимий струм алюмінієвої жили кабелю перерізом 240 мм^2 у стандартних умовах $I_c = 373 \text{ А}$. Тривалий допустимий струм в амперах у заданих умовах прокладання кабелю розраховуємо за значеннями поправочних коефіцієнтів:

$k_2 = 0,95$ (кабель напругою 6 кВ прокладається на глибині 1,25 м, таблиця 8.13),

$k_3 = 0,96$ (таблиця 8.16, для температури землі влітку на рівні 25°C),

$k_4 = 1,05$ (додаток В, СОУ-Н МПЕ 40.1.20.509 2005) – для нормальних ґрунтів, питомий опір і характеристики якого визначаються після проведення геодезичних

вишукувань для літнього періоду з кількістю кабелів у траншеї 3 і більше та коефіцієнті попереднього завантаження менше 0,8;

$k(m) = 1,1$ – коефіцієнт навантаження.

$$I_{240} = I_c \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_m = 373 \cdot 0,95 \cdot 0,96 \cdot 1,05 \cdot 1,1 = 392 \text{ A.}$$

$325 \text{ A} < 392 \text{ A}$ - умова виконується.

Переріз жили 240 мм^2 у заданих умовах прокладання достатній.

Обраний номінальний переріз 240 мм^2 забезпечує пропускну здатність КЛ на всій довжині траси в заданих умовах прокладання.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з.(3ф)} < I_{к.з.ж}$$

де $I_{к.з.(3ф)}$ - максимальний струм 3-х фазного короткого замикання;

$I_{к.з.ж}$ - максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА.

$$I_{к.з.ж} = I_{к.з.табл.} / \sqrt{t_{п}}$$

де $I_{к.з.табл.}$ - допустимий струм к.з. по жилі (при тривалості к.з. 1 с) з таблиці 2.25 [8] (22,7 кА);

$t_{п}$ - повний час тривалості короткого замикання.

$$I_{к.з.ж} = 22,7 / \sqrt{1} = 22,7 \text{ (кА)}$$

$1,925 < 22,7 \text{ (кА)}$ - умова виконується.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану.
Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{к.з. (2ф)} < I_{к.з.е}$$

$$I_{к.з. (2ф)} = I_{к.з. (3ф)} \cdot 0.87$$

$$I_{к.з.е} = I_{к.з.табл.е} / \sqrt{t_{п}}$$

де $I_{к.з.табл.е}$ - допустимий струм к.з. по екрану (при тривалості к.з. - 1 с.) з табл. 2.27 [9] (50 мм² - 10,2 кА).

$$I_{к.з. (2ф)} = 1,925 \cdot 0,87 = 1,675 \text{ (кА)}$$

$$I_{к.з.е} = 10,2 / \sqrt{1} = 10,2 \text{ (кА)}$$

1,675 < 10,2 (кА) - умова виконується.

На підставі результатів перевірки кабелю 35 кВ по допустимому струму короткого замикання по жилі та по екрану номінальний переріз на ділянці від РП-35 до приймаючої підстанції складає 240/50 мм².

2.13 Розрахунок струмів КЗ в мережах 0,4 - 6 кВ.

Для вибору та перевірки комутаційної апаратури та кабельних ліній необхідно виконати розрахунки струмів КЗ в характерних точках схеми.

Мережі 6 кВ

Розрахунок струмів короткого замикання виконуємо в наступних точках:

K_1 – струм короткого замикання на шинах 6 кВ мережі живлення;

K_2 – струм короткого замикання в кінці кабельної лінії на 6 кВ, на вводах трансформатора 6 кВ;

K_3 – струм короткого замикання на стороні 0,4 кВ (шини 0,4 кВ);

K_4 – в кінці кабельної лінії 0,4 кВ (в точці підключення КЛ-0,4 кВ до інвертора).

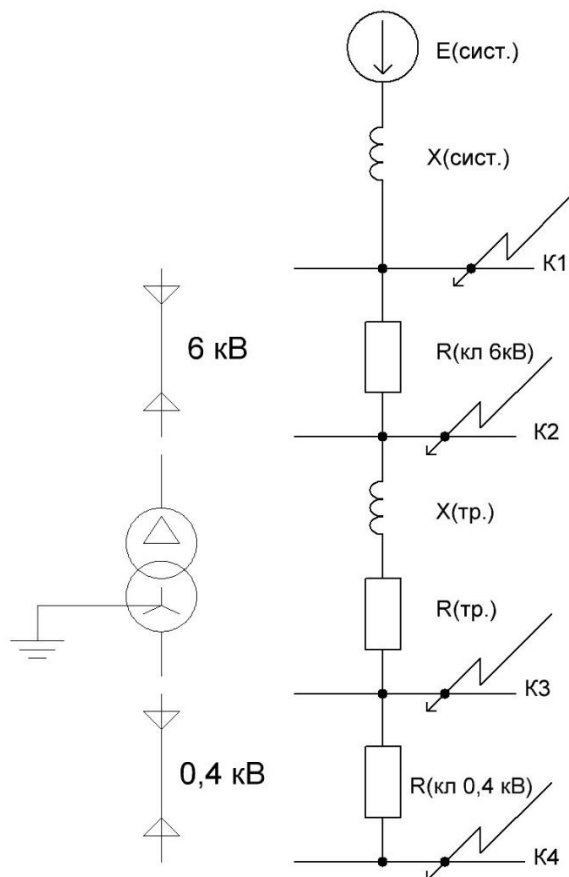


Рисунок 2.17 - Розрахункова точка K_3 в мережі 0,4 - 6 кВ.

2.14 Розрахунок струмів КЗ мережі 6 кВ згідно ГОСТ Р 52735-2007 [3].

Розраховуємо струм КЗ у точці К1 (від потужності системи):

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{S_{\text{сист.}}}{\sqrt{3}U_{\text{сер.ном.}}} = \frac{50 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 6 \text{ кВ}} = 4,811 \text{ кА}$$

Розраховуємо опір системи:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{сер.ном.}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз(К1)}}} = \frac{6,3 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \cdot 4,81 \text{ кА}} = 0,756 \text{ Ом}$$

Опір КЛ-6 кВ довжиною $l = 1,5$ км:

- активний:

$$R_{\text{КЛ6 кВ*}} = R_0 l_1 = 0,443 \cdot 1,5 = 0,665 \text{ мОм},$$

де $R_0 = 0,443$ мОм/км – питомий опір кабельної лінії 6 кВ таблиця 2.29 [7].

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{U_{\text{с.р.}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma \text{КЛ1}}^2 + X_{\text{сист.}}^2}} = \frac{6,3 \text{ кВ}}{\sqrt{3} \sqrt{0,665^2 + 0,756^2}} = 3,588 \text{ кА}$$

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,588 = 3,107 \text{ кА}$$

2.15 Розрахунок струмів КЗ мережі 0,4 кВ згідно ГОСТ 28249-93 [4]

$U_{\text{ср.н}}=0,4$ кВ – середня напруга на низькій стороні трансформатора.

Розраховуємо струми КЗ для точки K_3 (шини 0,4 кВ КТП):

2) опір трансформатора КТП: приймаємо, що встановлені ТМ-2000/0,4/6-35.

Таблиця 2.2 – Технічні характеристики трансформаторів ТМ.

Позначення	Номінальна потужність, кВА	Втрати холостого ходу, Вт	Втрати короткого замикання, Вт	Напруга короткого замыканія, %	Струм холостого ходу, %
ТМ-2000/6/0,4	2000	2400	21000	6,0	0,5

Опір трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н.т}}^2} \cdot \left(\frac{U_{\text{ср.осн}}^2}{U_{\text{ср.і}}^2} \right) = \frac{21 \cdot 6^2 \cdot 0,4^2}{2000^2} \cdot 10^6 = 0,84 \text{ мОм}$$

$$X_m = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - \left(\frac{100 P_{\text{к.ном}}}{S_{\text{т.ном}}} \right)^2} \cdot \frac{U_{\text{нн ном.}}^2}{S_{\text{т.ном}}} \cdot 10^4 = \sqrt{6^2 - \left(\frac{100 \cdot 21}{2000} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{2000} \cdot 10^4 = 4,726 \text{ мОм}$$

Приведення опору кабельних ліній 6 кВ на сторону 0,4 кВ за допомогою коефіцієнта трансформації:

$$R_{\text{кл 6кВ (0,4 кВ)}} = R_{\text{кл 6кВ}} \cdot K^2 =$$

$$= 0,665 \cdot \left(\frac{400}{6300}\right)^2 = 2,68 \text{ мОм},$$

де K – коефіцієнт трансформації трансформатора.

Приведення опору системи до сторони 0,4 кВ.

$$X_{\text{сист.}(0,4\text{кВ})} = X_{\text{сист.}} \cdot K^2 = 0,756 \cdot \left(\frac{400}{6300}\right)^2 = 3,048 \text{ мОм}$$

4) опір кабельної лінії від трансформатора до інвертора:

Опір КЛ-0,4 кВ довжиною $l_2 = 1$ км:

- активний:

$$R_{\text{КЛ } 0,4} = R_0 l_2 = 0,342 \cdot 1 = 0,342 \text{ мОм},$$

де $R_0 = 0,342$ мОм/км – питомий опір кабельної лінії 0,4 кВ таблиця 2.33 [7];

Розраховуємо струми короткого замикання в точці K_3 :

- струм трьохфазного КЗ:

$$\begin{aligned} I_{\text{КЗ}}^{(3)} &= \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_m + R_{\text{кл } 6\text{кВ}}(0,4 \text{ кВ}))^2 + (X_{\text{сист.}(0,4 \text{ кВ})} + X_m)^2}} = \\ &= \frac{400 \text{ В}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,84 + 2,68)^2 + (3,048 + 4,726)^2}} = 27,062 \text{ кА} \end{aligned}$$

- струм двофазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 27,062 = 23,436 \text{ кА}$$

Розраховуємо струми короткого замикання в точці **К₄** (кабельна лінія 0,4 кВ):

- струм трьохфазного КЗ:

$$I_{K4}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_m + R_{\text{кл } 6\text{кВ}}(0,4 \text{ кВ}) + R_{\text{кл } 0,4\text{кВ}})^2 + (X_{\text{сист.}(0,4 \text{ кВ})} + X_m)^2}} =$$

$$= \frac{400 \text{ В}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,84 + 2,68 + 0,342)^2 + (3,048 + 4,726)^2}} = 26,605 \text{ кА}$$

- струм двофазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K3}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 26,605 = 23,04 \text{ кА}$$

2.16 Вибір параметрів комутаційної захисної апаратури в мережі 0,4 кВ.

2.16.1 Вибір ввідних вимикачів на стороні $U_{\text{ном}}=0,4$ кВ КТП.

Для підключення розподільчого щита 0,4 кВ (всі приєднання інверторів окремої КТП) до трансформатора приймаємо автоматичні вимикачі серії ВА55-43. Вибір ведемо за розрахунковим струмом нормальноного режиму Згідно ПУЕ допускається перевантаження трансформатора на 40 %. Наприклад, для тарнсформатора 1000 кВА

$$I_p = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3}U_{\text{нн}}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2886 \text{ А}$$

Умови вибору:

- за номінальною напругою: $380 < 400$ (В);

- за номінальним струмом автомата: $2886 < 3200$ (А);
- за номінальним струмом розчеплювача: $2886 < 3200$ (А).

Приймаємо автомат типу NA1-3200-2500M/3: $I_{н.авт} = 3200$ А; $I_{нр} = 3200$ А.

Вибираємо уставки автомата:

1. Струм спрацьовування захисту від перевантаження

$$I_{спр.п} = 1,25 \cdot I_{нр} = 2886 \text{ А}$$

2. Уставка струму спрацьовування захисту від КЗ $I_{св}$ ($P_{ген.пік} = 2100$ кВт)

$$I_{св} \geq 1,25 i_{пік} = 1,25 \cdot (2100 \text{ кВт} / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \text{ кВ})) = 3032 \text{ А}$$

3. Уставка часу спрацьовування захисту при перевантаженні, рівному $1,25 \cdot I_{н.р} = 2886$ А. Приймаємо $t_{пер} = 1000$ с (потрібно дивитися часо-струмову характеристику апарата).

4. Уставка часу спрацьовування захисту при струмах КЗ $t_{св}$. Приймаємо $t_{св} = 0,2$ с, що в 2 рази більше часу спрацьовування захисту на найнижчому рівні розподілу електроенергії.

5. Струм спрацьовування миттєвого захисту 40 кА (за паспортними параметрами автоматичного вимикача).

2.17 Вибір комутаційного обладнання 6 кВ

Обираємо роз'єднувач зі сторони 6 кВ: обираємо роз'єднувач з двома парами заземлючих ножей.

Вибір виконується за наступними умовами:

1) за номінальною напругою $U_n \geq U_{уст}$

2) за номінальним струмом $I_n \geq I_{рф}$

3) динамічна стійкість проходження струмів КЗ $i_{дин} \geq i_y$

4) термічна стійкість проходження струмів КЗ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Обираємо роз'єднувачі і заносимо дані до таблиці

Таблиця 2.3 - Вибір роз'єднувачів 6 кВ.

Тип роз'єднувача - РВЗ-6/1000 I УЗ		
Умови вибору	Каталог	Розрахунок
$U_n \geq U_{уст}$	6 кВ	6 кВ
$I_n \geq I_{рф}$	1000 А	$R_{ФЕС1/2}/(1,73U_{ном.ВН}) =$ $= 2100/(1,73 \cdot 6) = 202,3 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	32 кА	3,588 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	1200 кА/с ²	1024 кА/с ²

Розрахункові струми для вибору вимикачів та перевірка їх на електродинамічну і термічну стійкість визначаються для найбільш тяжких умов, які можливі при експлуатації.

Вибір ввідних вимикачів 35 кВ. Проводимо перевірку вимикача по всім вимогам.

Умови вибору вимикачів:

1) за номінальною напругою:

$$U_n \geq U_{уст}$$

2) за номінальним струмом:

$$I_n \geq I_{рф}$$

3) за струмом відключення:

$$I_{отк.ном} \geq I_{nt}$$

4) перевірка по повному струму відключення:

$$\sqrt{2}I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{nt} + i_{ат}$$

5) динамічна стійкість проходженню струмів КЗ:

$$i_{дин} \geq i_y$$

б) термічна стійкість проходження струмів КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$$

Таблиця 2.4 - Результати вибору вимикачів 35 кВ

Тип вимикача	Ввідний вимикач <i>ВВ/TEL-10-8/1000 У2</i>	
	катал.	розр.
Умови вибору	катал.	розр.
$U_H \geq U_{уст}, кВ$	10 кВ	6 кВ
$I_H \geq I_{рф}, А$	1000 А	202,3 А
$I_{отк.ном} \geq I_{пт}, кА$	8 кА	4,811 кА
$\sqrt{2}I_{відк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном\%}}{100}\right) \geq \sqrt{2}I_{пт} + i_{ат}$	45,5 кА	4,811 кА
$i_{дин} \geq i_y, кА$	64 кА	6,84 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k кА^2 \cdot с$	1875	46,3 кА ² · с

Таким чином приймаємо для ліній вводу високої напруги і секційного вимикача вакуумні вимикачі зовнішньої установки *ВВ/TEL-10-8/1000 У2*, які є розробкою ЗАО «Таврида Електрик».

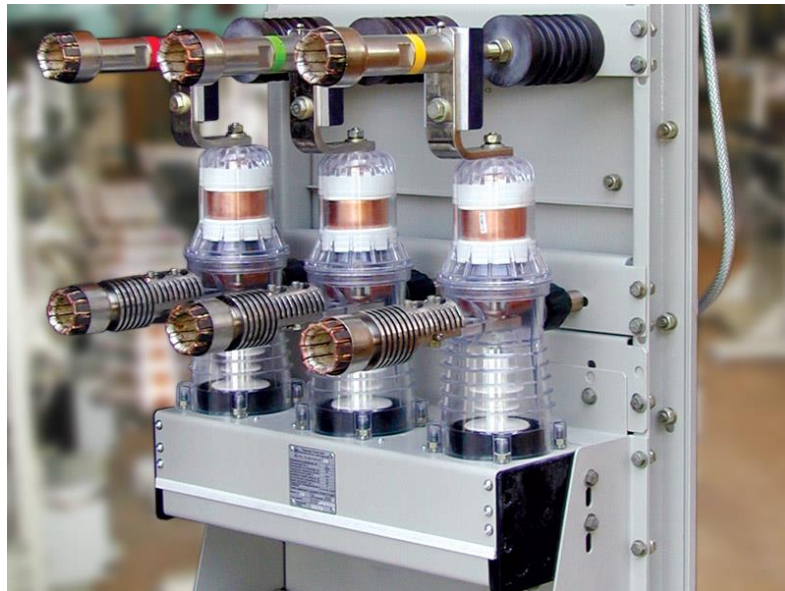


Рисунок 2.18 – Загальний вид BB/TEL-10-8/1000 U2.

2.18 Визначення річної продуктивності ФЕС

Річна кількість електроенергії виробленої за річний період даної СЕС визначаємо наступним чином:

$$W_P = S_{\Sigma \text{ФЕМ}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}} \cdot Ins_P \cdot n = 25\,166 \cdot 0,211 \cdot 3,26 \cdot 365 = \\ = 6\,318\,400 \text{ кВт} \cdot \text{год.},$$

де $S_{\Sigma \text{ФЕМ}}$ – сумарна площа всіх панелей, м^2 ; $\eta_{\text{ФЕМ}}$ – ККД фотоелектричного модуля, 21%; Ins_P – середньорічна інсоляція у Харкові, $\text{кВт} \cdot \text{год.}$; n – кількість днів в році, днів.

Таблиця 2.5 - Середній місячний рівень сонячної радіації/інсоляція в містах України ($\text{кВт} \cdot \text{год} / \text{м}^2 / \text{день}$).

Дані NASA за останні 20 років													
Регіони / Місяці	Січень	Лютий	Березень	Квітень	Травень	Червень	Липень	Серпень	Вересень	Жовтень	Листопад	Грудень	Середнє
Харків	1,19	2,02	3,05	3,92	5,38	5,46	5,56	4,88	3,49	2,1	1,19	0,9	3,26

Розрахунок генерації СЕС за кожен місяць за формулою:

$$P_{\Sigma \text{ ген. міс.}} = S_{\Sigma \text{ ФЕМ}} \cdot n_{\text{дн.}} \cdot K_{\text{інс}} \cdot \eta_{\text{ФЕМ}},$$

де $n_{\text{дн.}}$ – кількість днів у місяці; $K_{\text{інс}}$ – коефіцієнт інсоляції в залежності від місяця року.

Результати розрахунку приведені в таблиці 2.6.

Таблиця 2.6 – Данні для розрахунку кількості генерації електроенергії СЕС і отримані результати.

Місяц	Кількість днів	Коефіцієнт інсоляції	Вироблення, кВт*год
1	2	3	4
Січень	31	1,19	195 893,86
Лютий	28	2,02	300 345,81
Березень	30	3,05	485 884,75
Квітень	31	3,92	645 297,43
Травень	30	5,38	857 068,84
Червень	31	5,46	898 807,14
Липень	30	5,56	885 744,01
Серпень	31	4,88	803 329,45
Вересень	30	3,49	555 979,60
Жовтень	31	2,1	345 695,05
Листопад	30	1,19	189 574,71
Грудень	31	0,9	148 155,02

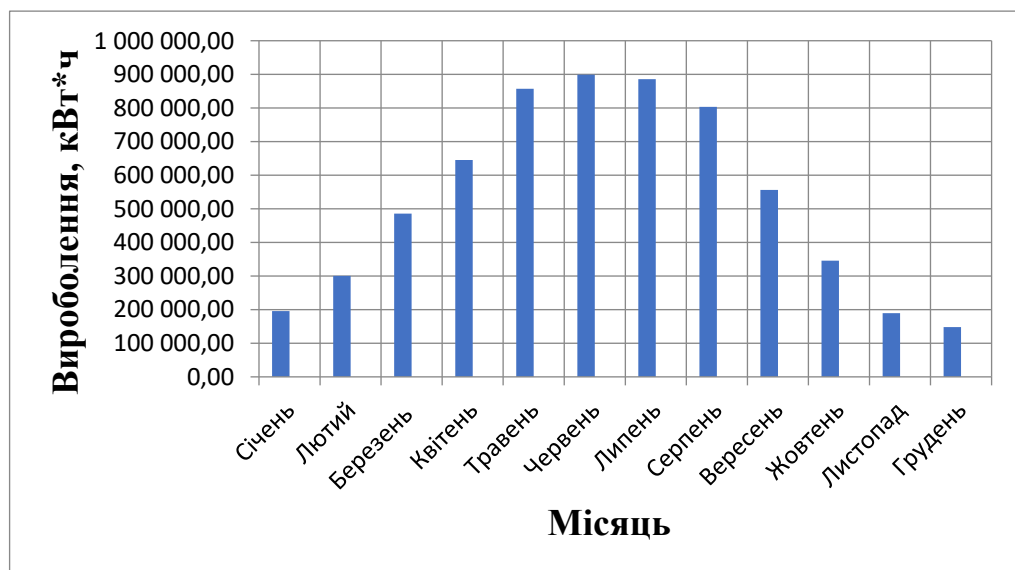


Рисунок 2.19 – Річна генерація СЕС.

Таблиця 2.7 – Данні погодинної інсоляції сонця.

Місяць	Години доби / Інсоляція, кВт/м ²											
	0-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00
Січень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,08	0,22	0,29
Лютий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,10	0,20	0,35	0,39
Березень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,20	0,30	0,45	0,54
Квітень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60
Травень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70
Червень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,20	0,30	0,40	0,50	0,60	0,72
Липень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,12	0,25	0,30	0,40	0,50	0,60	0,75
Серпень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,20	0,30	0,40	0,45	0,50	0,65
Вересень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,15	0,20	0,35	0,45	0,60
Жовтень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,05	0,10	0,15	0,25	0,30	0,35
Листопад	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,08	0,22	0,27
Грудень	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,05	0,15	0,25
Середнє по року	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,04	0,10	0,15	0,22	0,31	0,41	0,51

Кінець таблиця 2.7

Місяць	Години доби / Інсоляція, кВт/м ²											
	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
Січень	0,30	0,22	0,08	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Лютий	0,40	0,35	0,20	0,10	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Березень	0,55	0,45	0,30	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Квітень	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Травень	0,70	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Червень	0,72	0,60	0,50	0,40	0,30	0,20	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Липень	0,75	0,60	0,50	0,40	0,30	0,25	0,12	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
Серпень	0,65	0,50	0,45	0,40	0,30	0,20	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Вересень	0,60	0,45	0,35	0,20	0,15	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Жовтень	0,35	0,30	0,25	0,15	0,10	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Листопад	0,30	0,22	0,08	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Грудень	0,25	0,20	0,05	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Середнє по року	0,51	0,42	0,31	0,22	0,15	0,10	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00

На базі розрахунку даних приведених у таблиці 2.7 розрахуємо продуктивність ФЕС.

Таблиця 2.8 - Продуктивність ФЕС за місяць, кВт*год.

Місяць	Продуктивність ФЕС за місяць, кВт*год											
	0-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00
Січень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	106,2	424,8	1168,2	1539,9
Лютий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	106,2	531,0	1062,0	1858,5	2070,9
Березень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	531,0	1062,0	1593,0	2389,5	2867,4
Квітень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	531,0	1062,0	1593,0	2124,0	2655,0	3186,0
Травень	0,0	0,0	0,0	0,0	261,8	531,0	1062,0	1593,0	2124,0	2655,0	3186,0	3717,0
Червень	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	531,0	1062,0	1593,0	2124,0	2655,0	3186,0	3823,2
Липень	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	637,2	1327,5	1593,0	2124,0	2655,0	3186,0	3982,5
Серпень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	371,7	1062,0	1593,0	2124,0	2389,5	2655,0	3451,5
Вересень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	531,0	796,5	1062,0	1858,5	2389,5	3186,0
Жовтень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,5	531,0	796,5	1327,5	1593,0	1858,5
Листопад	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	106,2	424,8	1168,2	1433,7
Грудень	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	106,2	265,5	796,5	1327,5
Середнє по року	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	106,2	424,8	1168,2	1539,9

Кінець таблиця 2.8

Місяць	Години доби / Інсоляція, кВт/м ²											
	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
Січень	1593,0	1168,2	424,8	106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Лютий	2124,0	1858,5	1062,0	531,0	106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Березень	2920,5	2389,5	1593,0	1062,0	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Квітень	3186,0	2655,0	2124,0	1593,0	1062,0	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Травень	3717,0	3186,0	2655,0	2124,0	1593,0	1062,0	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Червень	3823,2	3186,0	2655,0	2124,0	1593,0	1062,0	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Липень	3982,5	3186,0	2655,0	2124,0	1593,0	1327,5	637,2	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Серпень	3451,5	2655,0	2389,5	2124,0	1593,0	1062,0	371,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вересень	3186,0	2389,5	1858,5	1062,0	796,5	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Жовтень	1858,5	1593,0	1327,5	796,5	531,0	265,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Листопад	1593,0	1168,2	424,8	106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Грудень	1327,5	1062,0	265,5	106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Середнє по року	1593,0	1168,2	424,8	106,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Завдяки даним з таблиці 2.8 будуємо графік добової генерації.

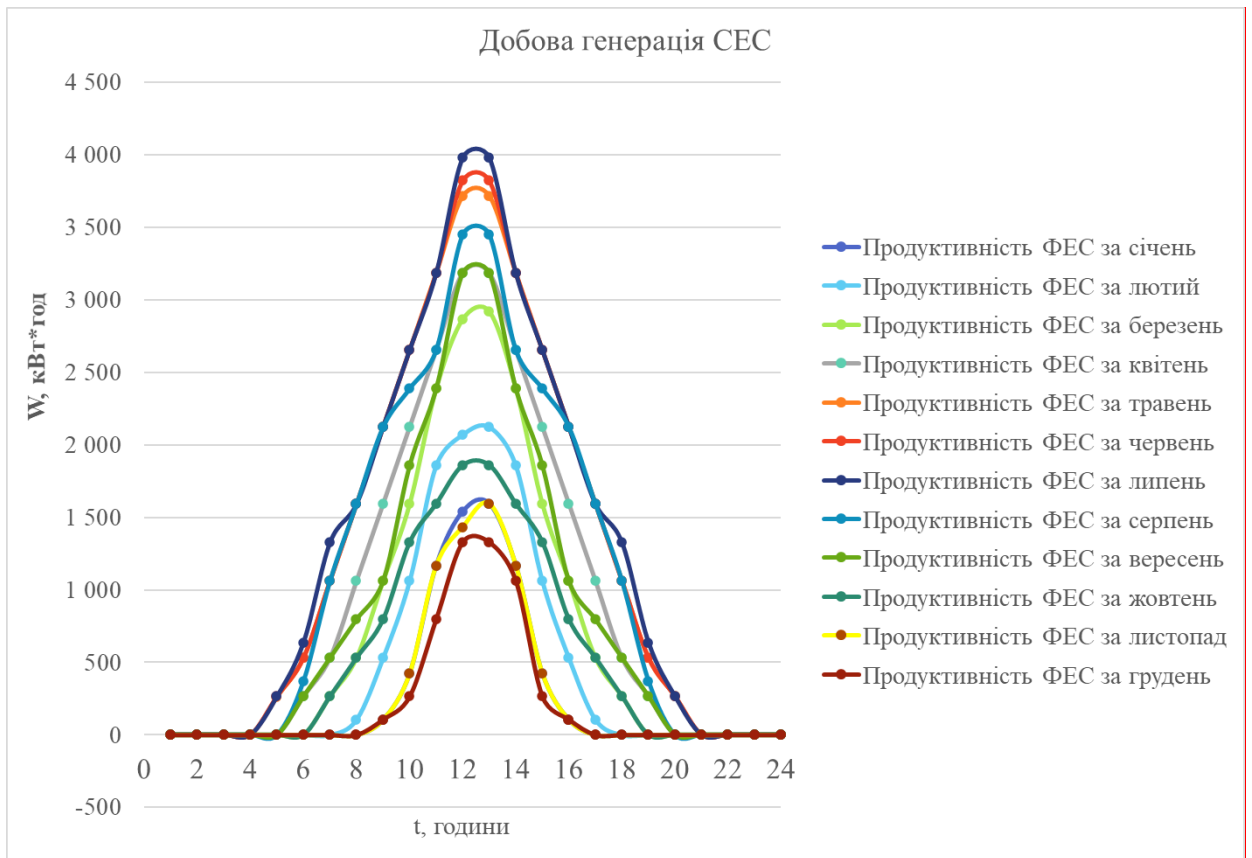


Рисунок 2.20 – Добова генерація СЕС в залежності від місяця року.

З усіх вище отриманих графіків і розрахунків отримуємо річний графік генерції СЕС та споживання підприємством.

2.19 Моделивання режимів роботи ФЕМ.

На підставі даних добової генерації, наведених на рисунку 2.20 та даних режимних замірів навантаження трансформаторів (таблиця 1.2) моделюємо режими роботи ФЕС та споживання електроенергії без ФЕС та з нею.

Таблиця 2.9 – Режими роботи ФЕС.

	0-1:00	1:00-2:00	2:00-3:00	3:00-4:00	4:00-5:00	5:00-6:00	6:00-7:00	7:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-11:00
Добове споживання (без ФЕС зима), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4843,00	5458,00	5675,00	6167,00	6126,00
Добове споживання (без ФЕС літо), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	2218,80	2416,80	2780,40	3271,20	3589,20	4516,80	4800,00
Добове споживання з ФЕС (січень), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4843,00	5458,00	5568,80	5742,20	4957,79
Добове споживання з ФЕС (лютий), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4843,00	5351,80	5144,00	5104,99	4267,49
Добове споживання з ФЕС (березень), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4577,50	4927,00	4612,99	4573,99	3736,49
Добове споживання з ФЕС (квітень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	2218,80	2151,30	2249,40	2209,19	1996,19	2392,79	2144,99
Добове споживання з ФЕС (травень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	1957,02	1885,80	1718,39	1678,19	1465,19	1861,79	1613,98
Добове споживання з ФЕС (червень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	1953,30	1885,80	1718,39	1678,19	1465,19	1861,79	1613,98
Добове споживання з ФЕС (липень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	1953,30	1779,60	1452,89	1678,19	1465,19	1861,79	1613,98
Добове споживання з ФЕС (серпень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	2218,80	2045,10	1718,39	1678,19	1465,19	2127,29	2144,99
Добове споживання з ФЕС (вересень), кВт*год	3010,80	2416,80	2250,00	2187,60	2218,80	2151,30	2249,40	2474,70	2527,19	2658,29	2410,49
Добове споживання з ФЕС (жовтень), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4577,50	4927,00	4878,50	4839,49	4532,99
Добове споживання з ФЕС (листопад), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4843,00	5458,00	5568,80	5742,20	4957,79
Добове споживання з ФЕС (грудень), кВт*год	4458,00	3832,00	3628,00	3611,00	3607,00	4177,00	4843,00	5458,00	5568,80	5901,50	5329,50

Кінець таблиці 2.9

	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00
Добове споживання (без ФЕС зима), кВт*год	6061,00	5690,00	5598,00	5590,00	5626,00	5945,00	6046,00	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання (без ФЕС літо), кВт*год	4028,40	3800,40	3855,60	3802,80	3812,40	3901,20	3820,80	3838,80	3909,60	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (січень), кВт*год	4521,09	4096,99	4429,79	5165,20	5519,80	5945,00	6046,00	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання з ФЕС (лютий), кВт*год	3990,09	3565,99	3739,49	4527,99	5095,00	5838,80	6046,00	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання з ФЕС (березень), кВт*год	3193,59	2769,49	3208,49	3996,99	4563,99	5414,00	5780,50	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання з ФЕС (квітень), кВт*год	842,38	614,38	1200,59	1678,79	2219,39	2839,19	3289,80	3573,30	3909,60	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (травень), кВт*год	311,38	83,38	669,58	1147,79	1688,39	2308,19	2758,79	3307,80	3644,10	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (червень), кВт*год	205,18	-22,82	669,58	1147,79	1688,39	2308,19	2758,79	3307,80	3644,10	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (липень), кВт*год	45,88	-182,12	669,58	1147,79	1688,39	2308,19	2493,29	3201,60	3644,10	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (серпень), кВт*год	576,88	348,88	1200,59	1413,29	1688,39	2308,19	2758,79	3467,10	3909,60	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (вересень), кВт*год	842,38	614,38	1466,09	1944,29	2750,39	3104,70	3289,80	3573,30	3909,60	4101,60	4918,80	4816,80	3852,00
Добове споживання з ФЕС (жовтень), кВт*год	4202,49	3831,49	4004,99	4262,49	4829,50	5414,00	5780,50	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання з ФЕС (листопад), кВт*год	4627,29	4096,99	4429,79	5165,20	5519,80	5945,00	6046,00	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00
Добове споживання з ФЕС (грудень), кВт*год	4733,49	4362,49	4535,99	5324,50	5519,80	5945,00	6046,00	6332,00	6500,00	6548,00	5982,00	5466,00	4451,00

Базуючись на даних з таблиці 2.9 побудуємо графіки роботи ФЕС.

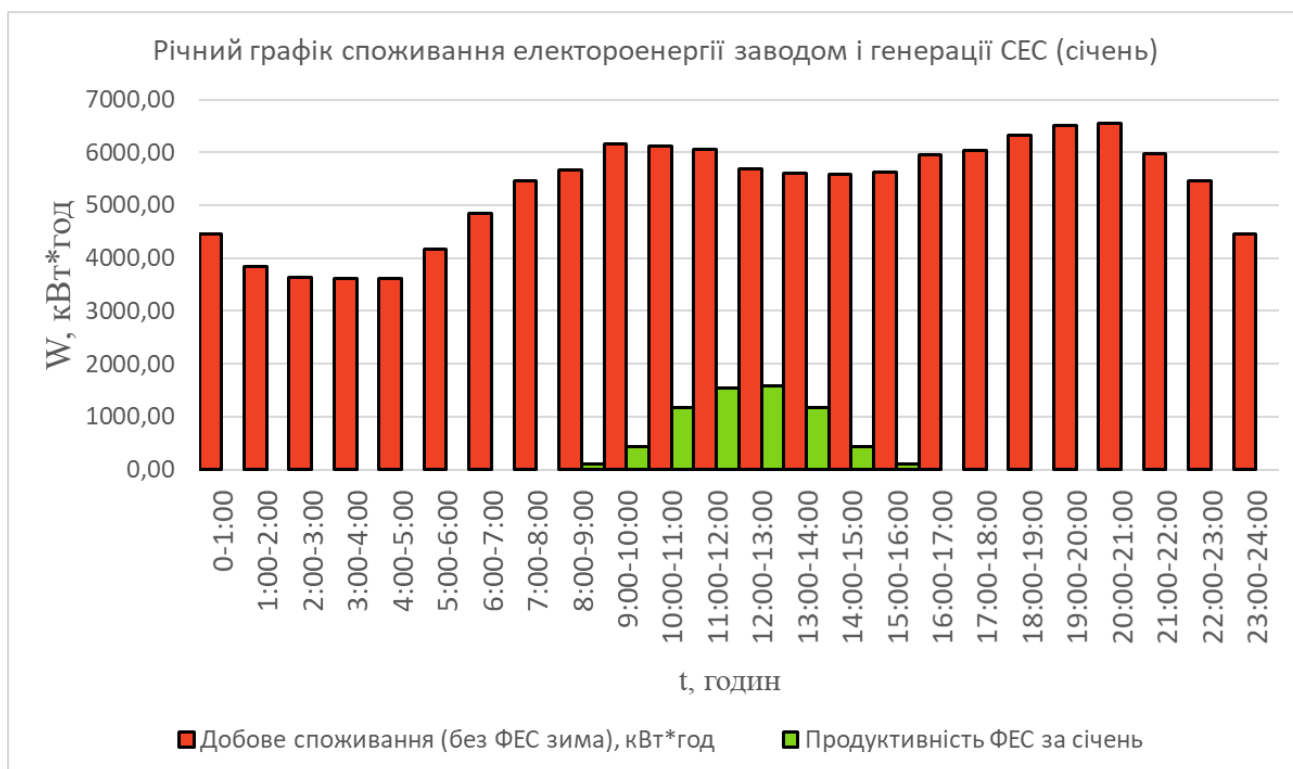


Рисунок 2.22 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (січень)



Рисунок 2.23 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (січень)

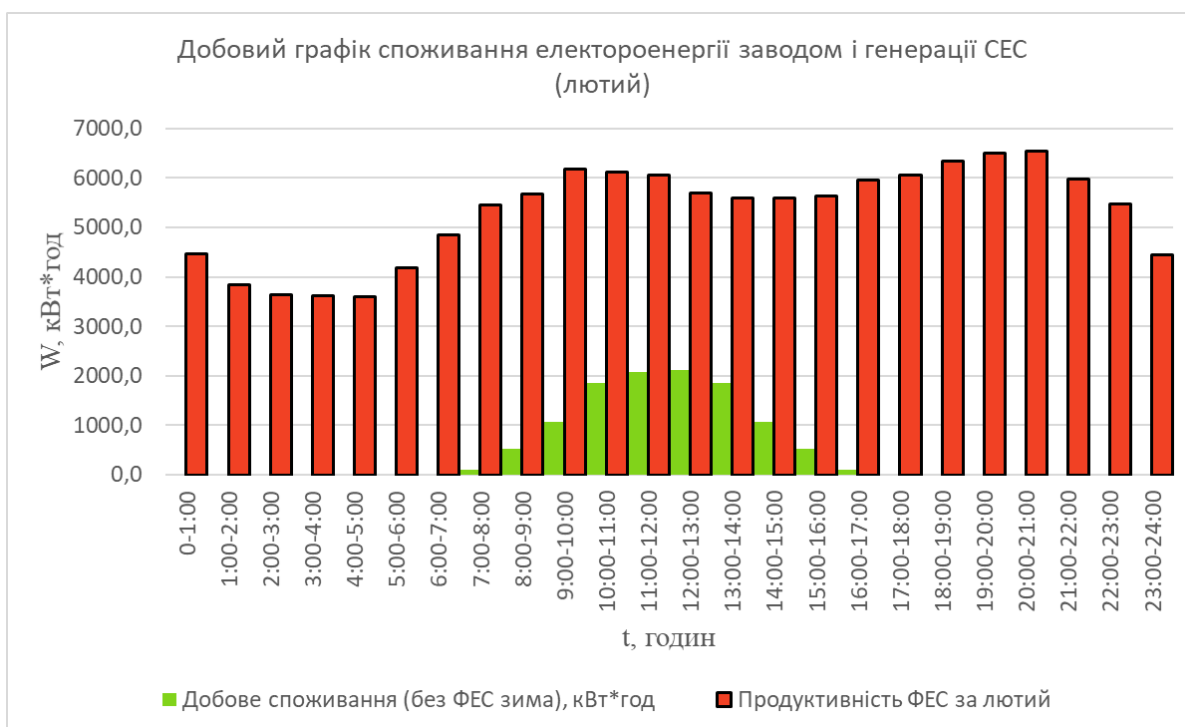


Рисунок 2.24 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (лютий)

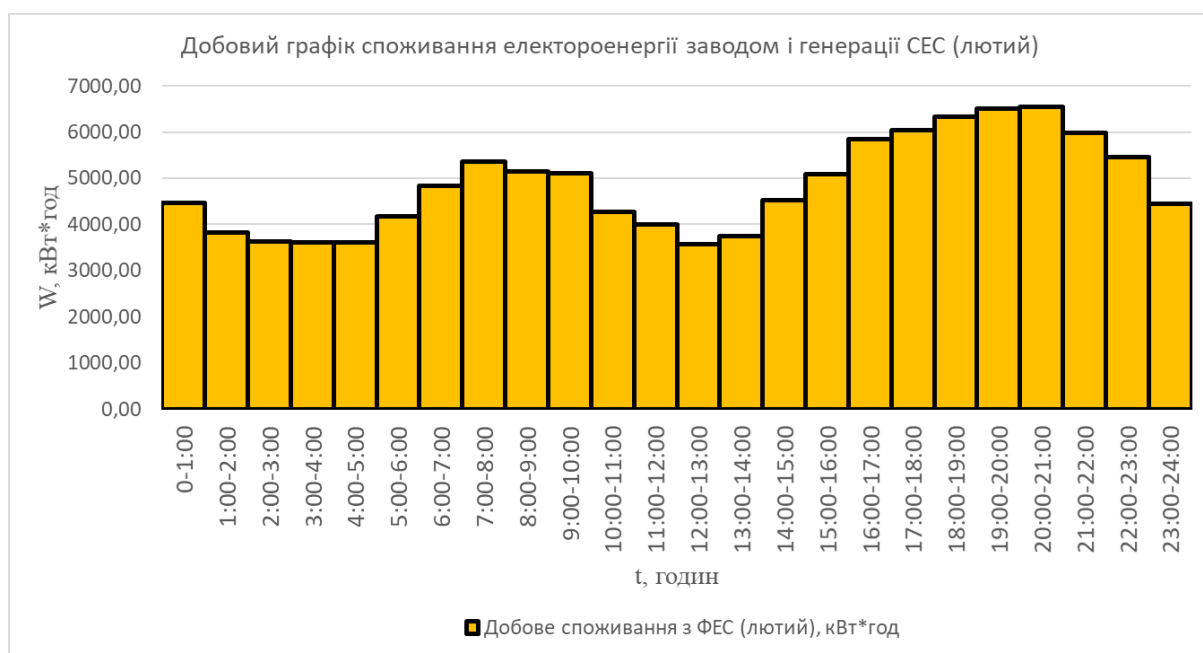


Рисунок 2.25 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (лютий)

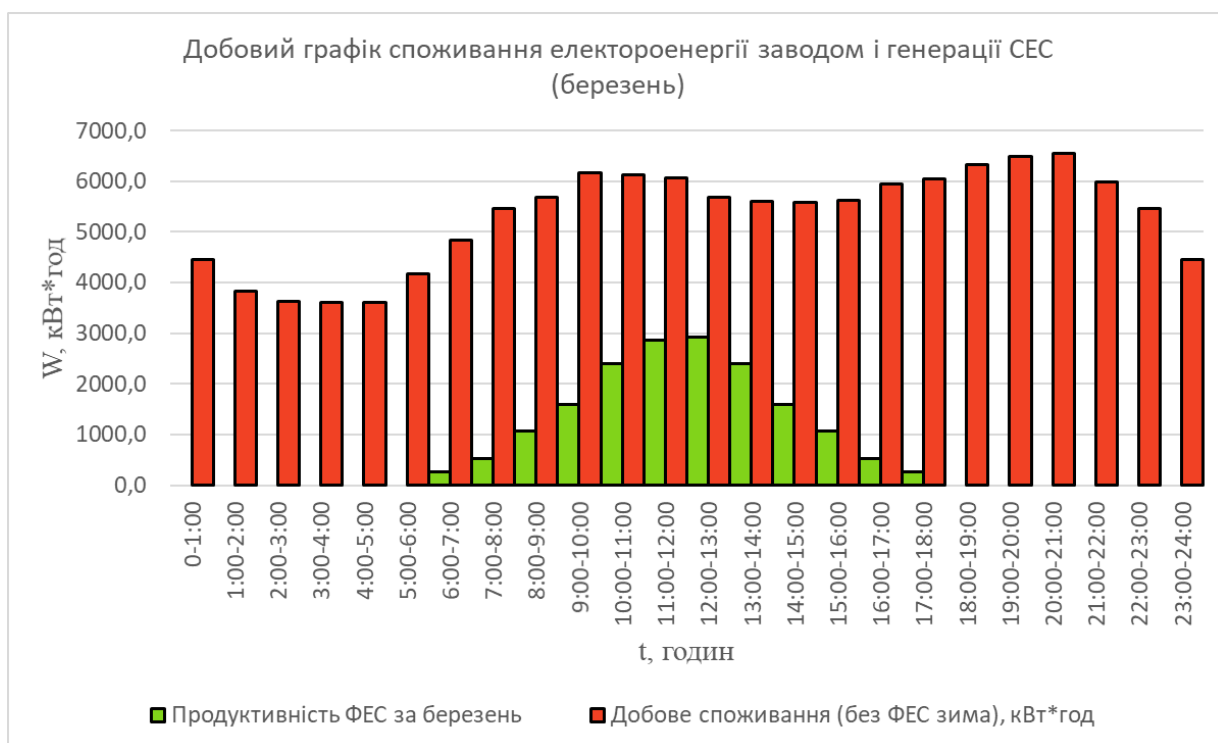


Рисунок 2.26 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (березень)

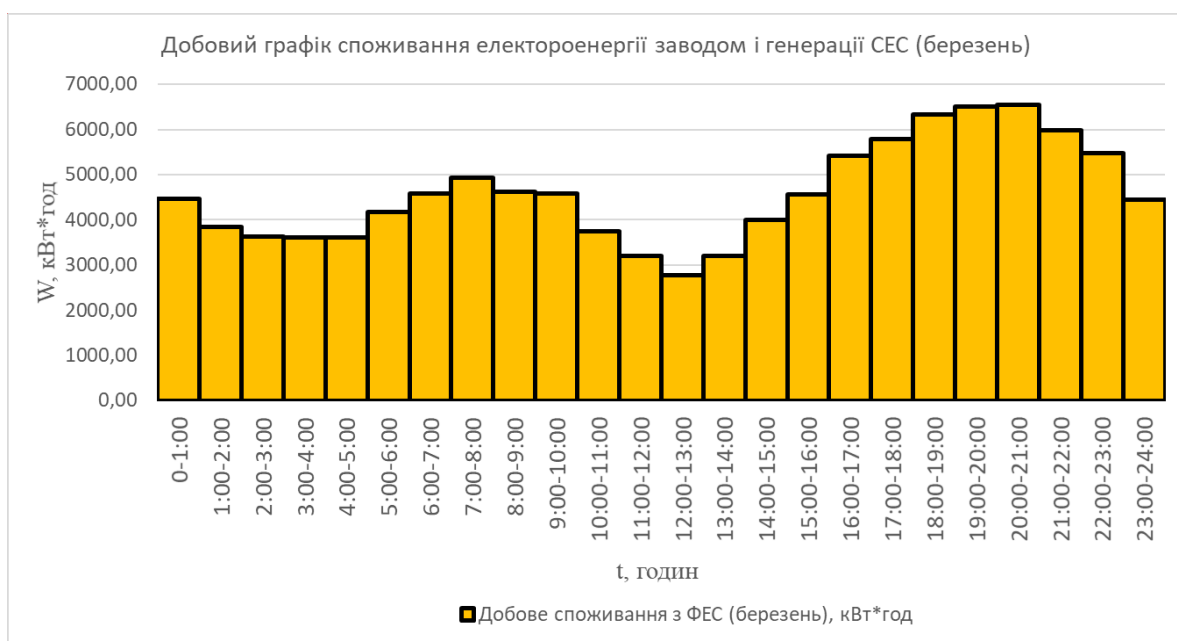


Рисунок 2.27 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (березень)

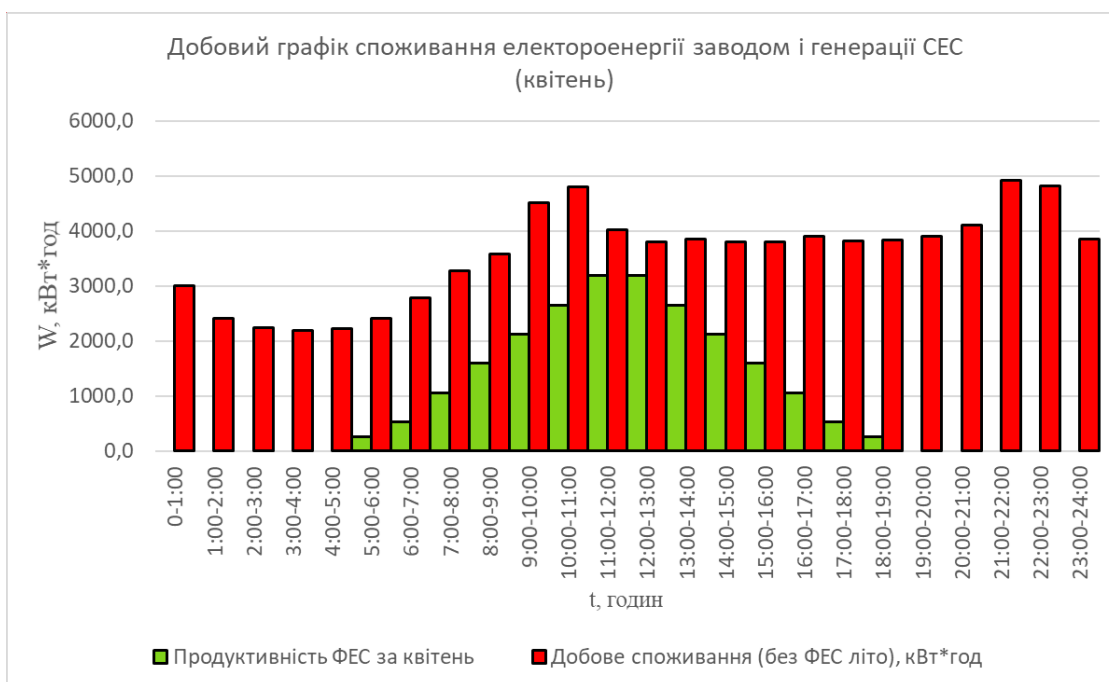


Рисунок 2.28 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (квітень)

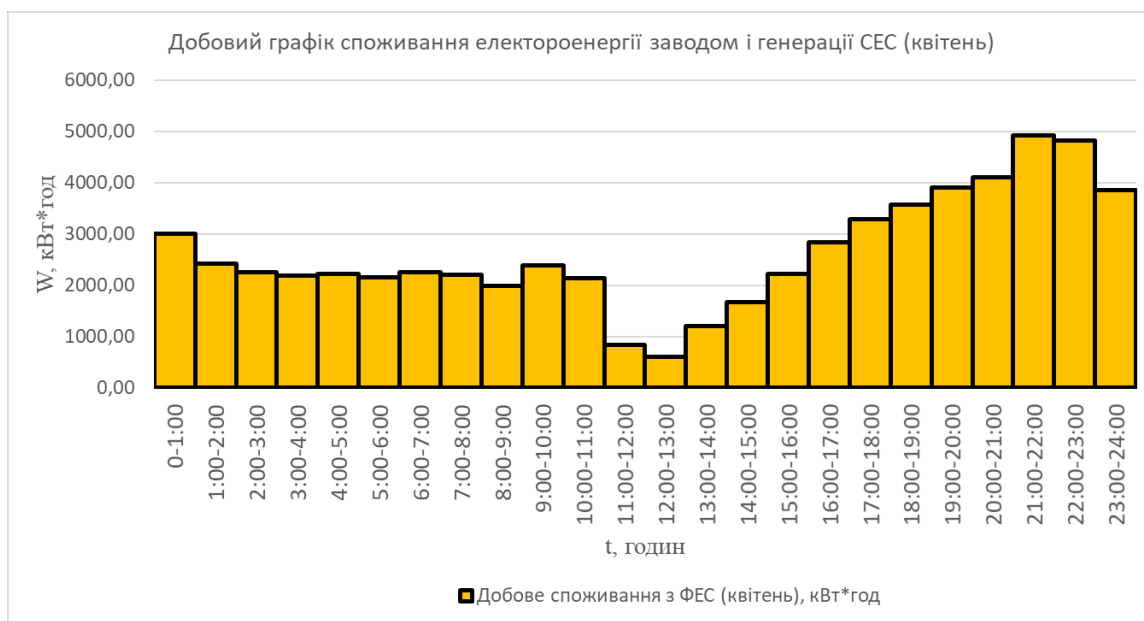


Рисунок 2.29 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (квітень)

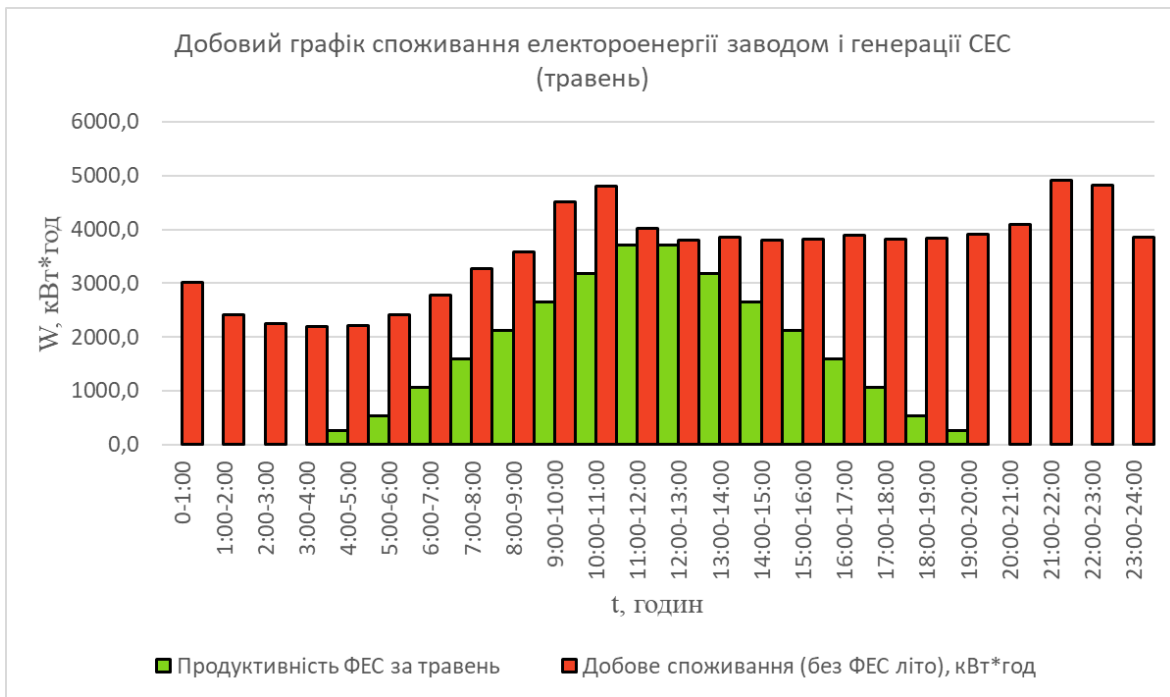


Рисунок 2.30 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (травень)



Рисунок 2.31 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (травень)

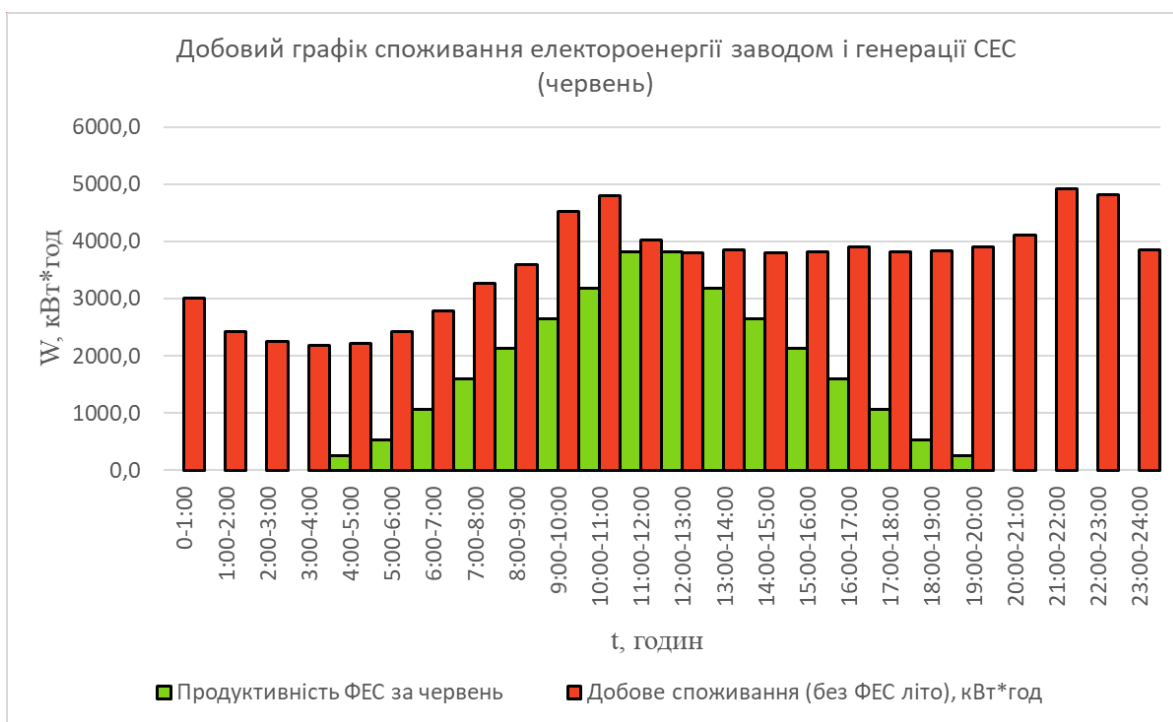


Рисунок 2.32 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (червень)

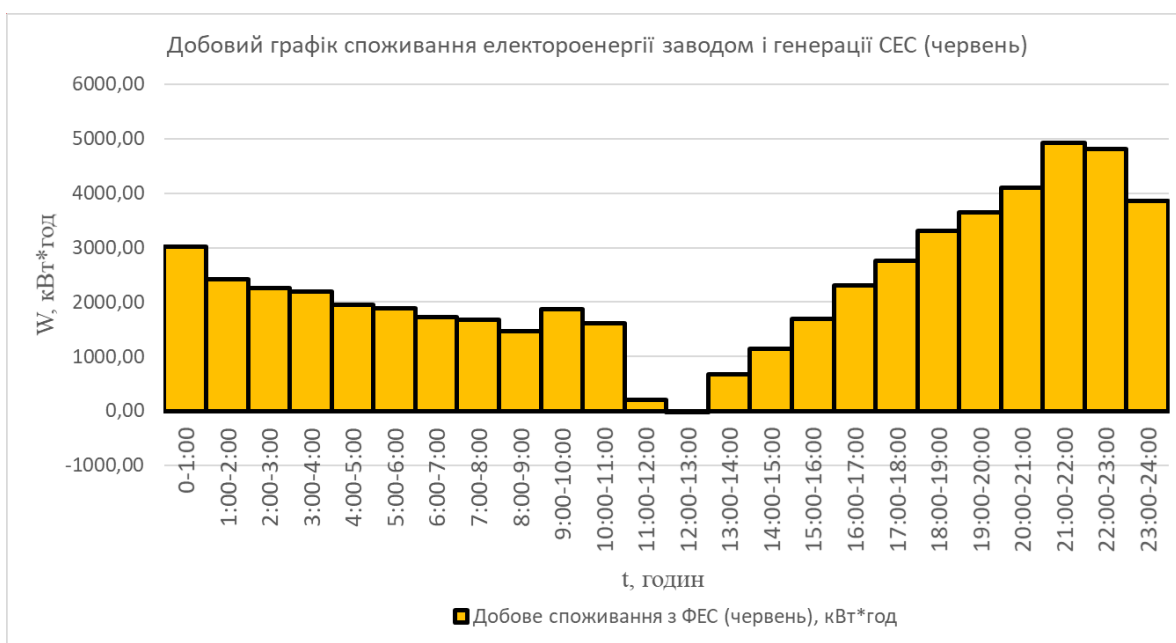


Рисунок 2.33 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (червень)

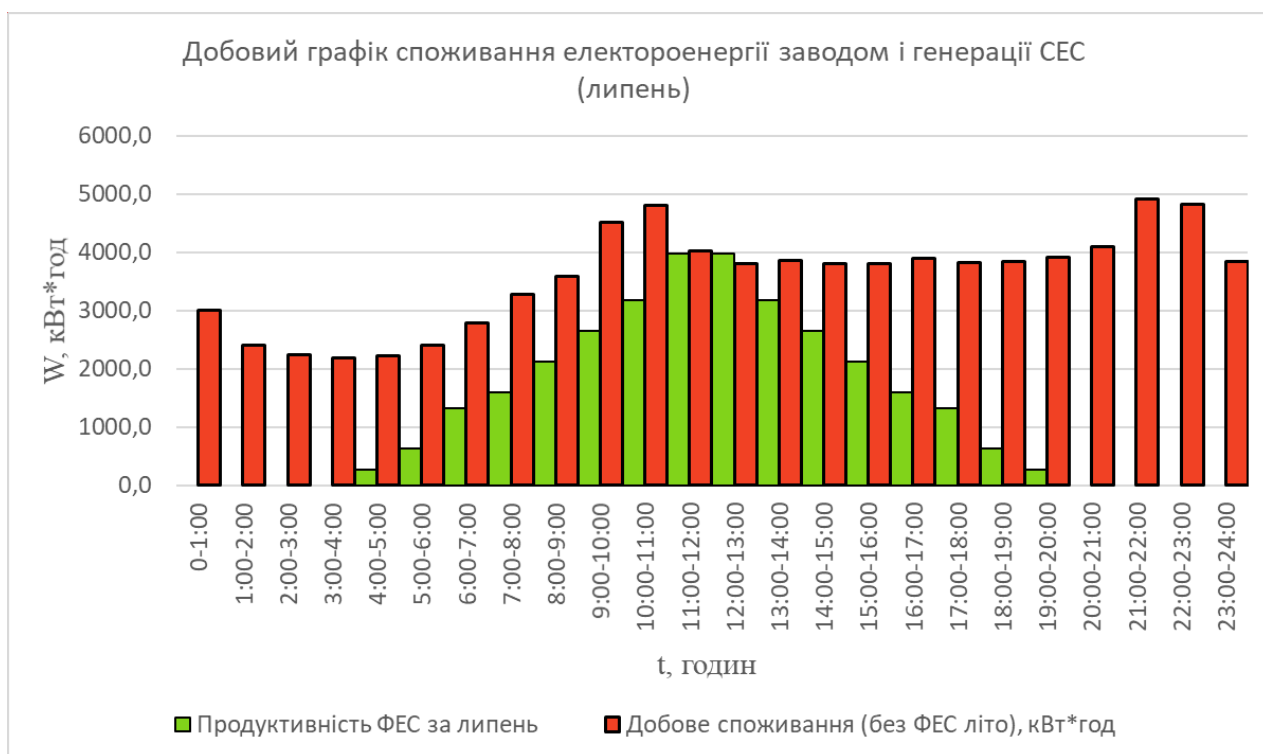


Рисунок 2.34 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (липень)

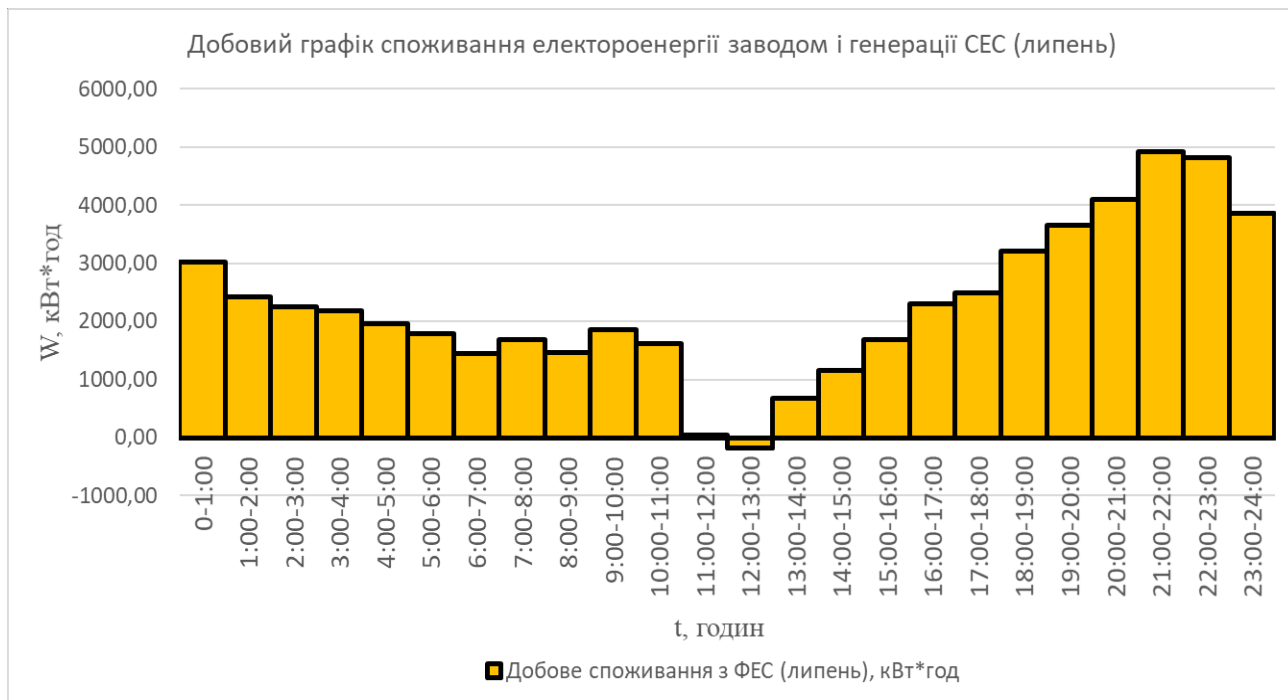


Рисунок 2.35 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (липень)

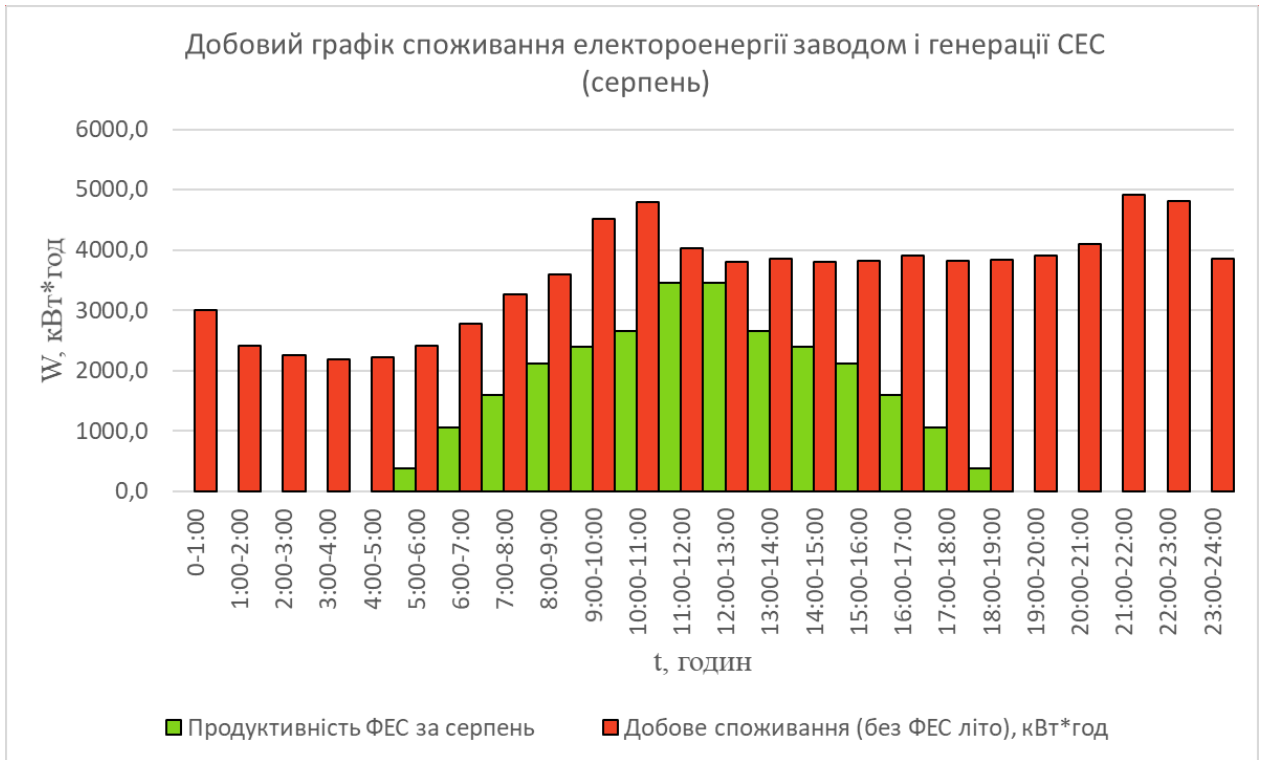


Рисунок 2.36 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (серпень)

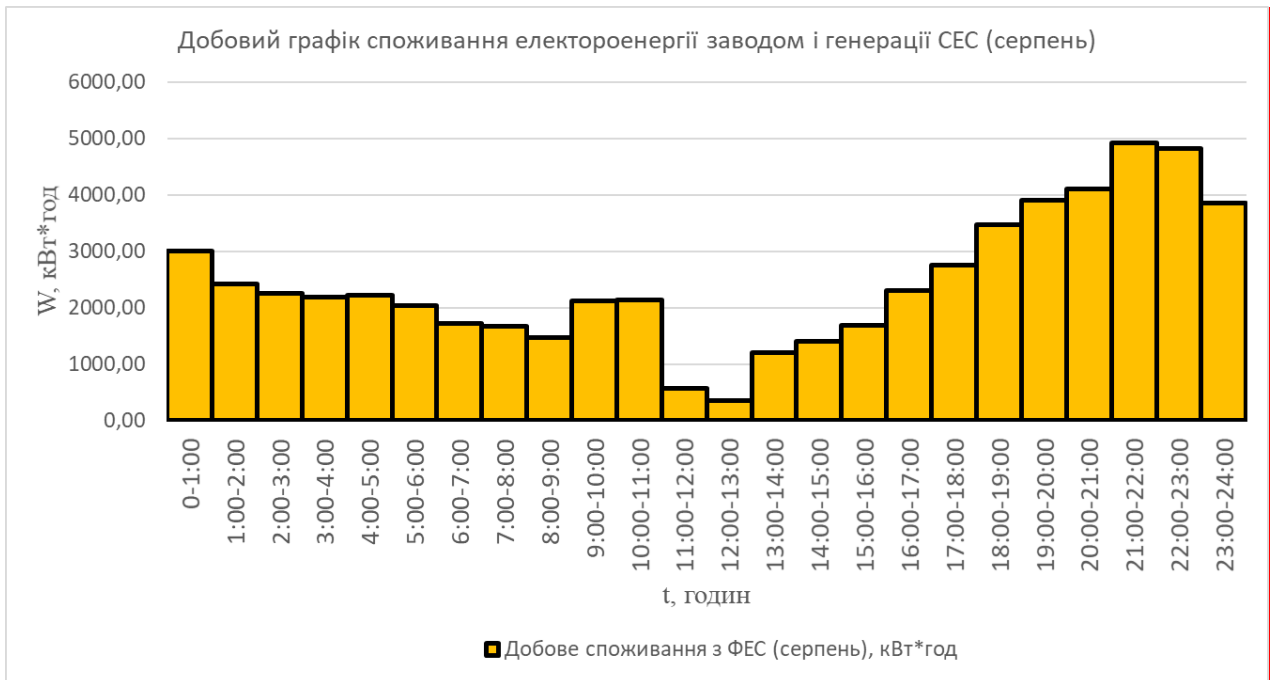


Рисунок 2.37 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (серпень)

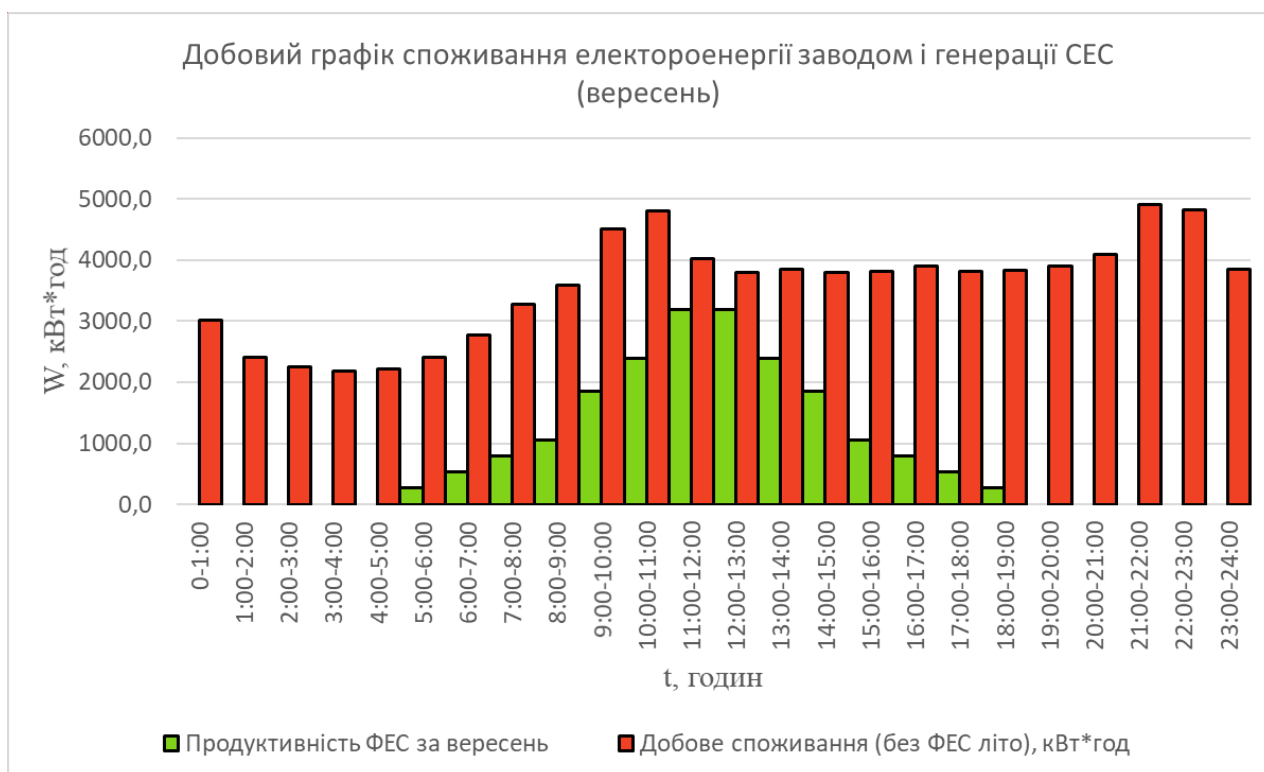


Рисунок 2.38 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (вересень)

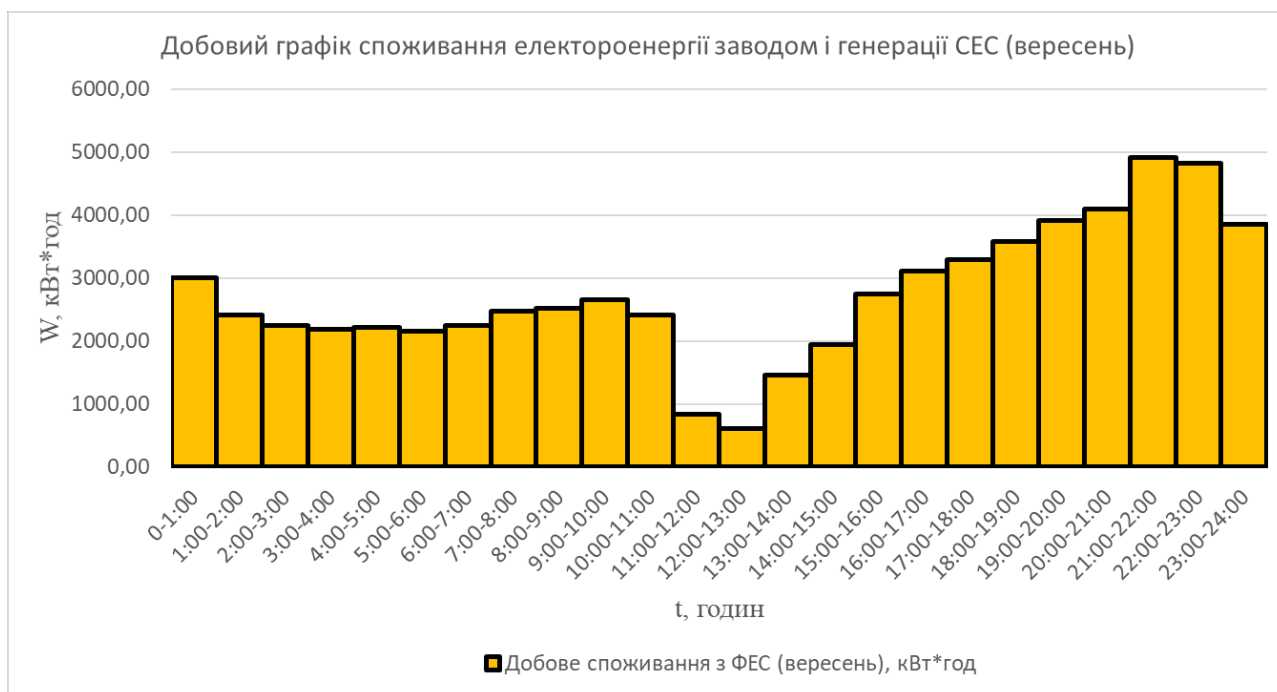


Рисунок 2.39 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (липень)

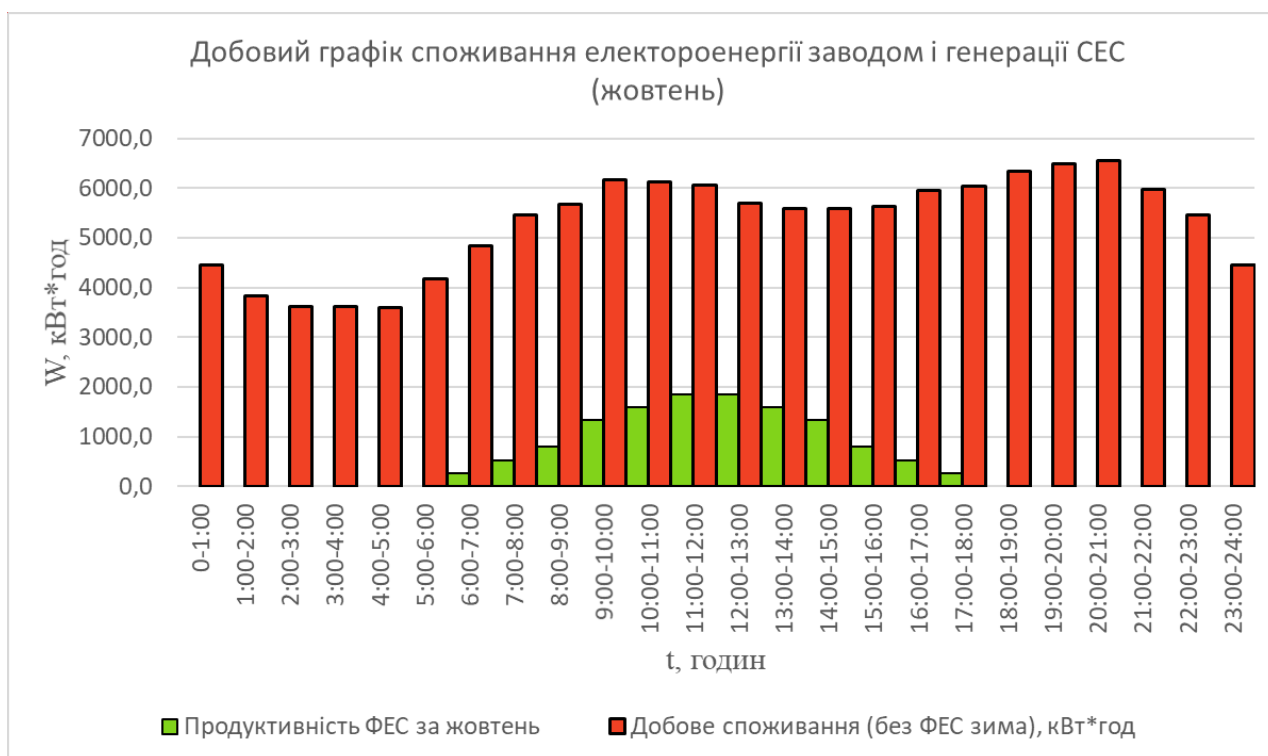


Рисунок 2.40 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (жовтень)



Рисунок 2.41 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (жовтень)

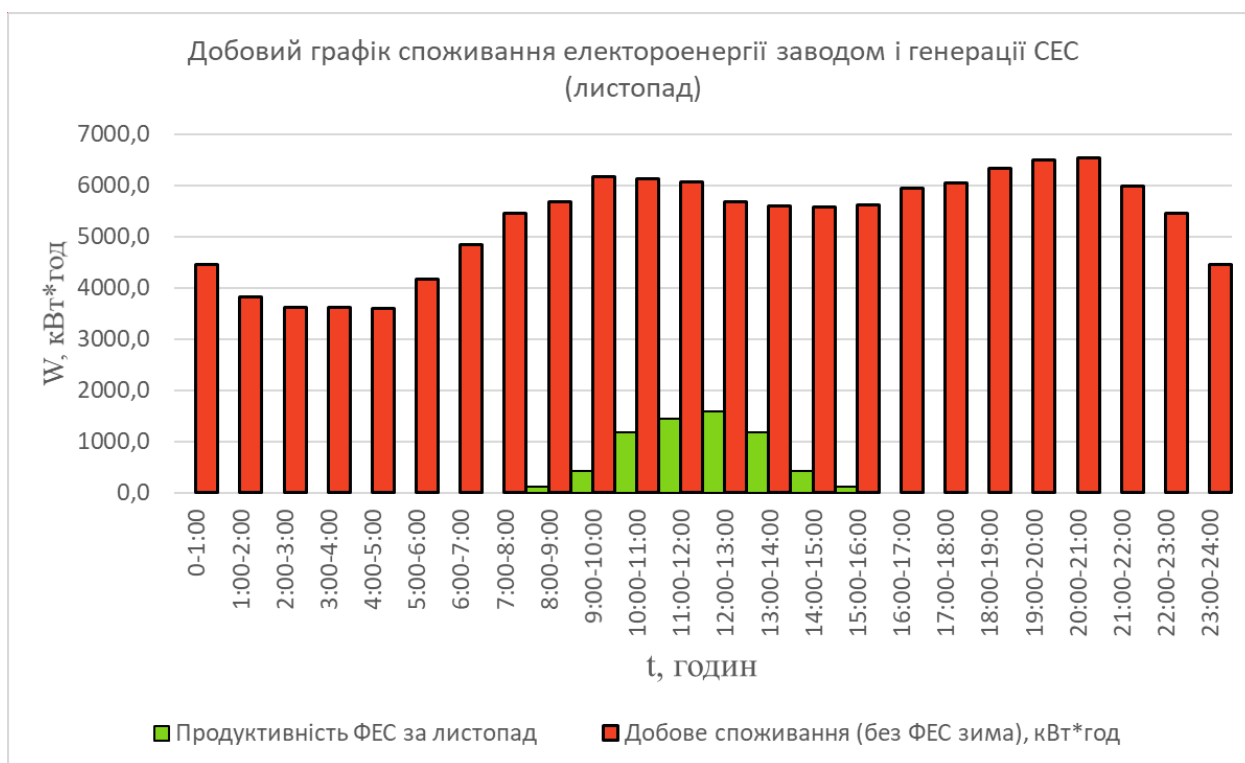


Рисунок 2.42 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (листопад)

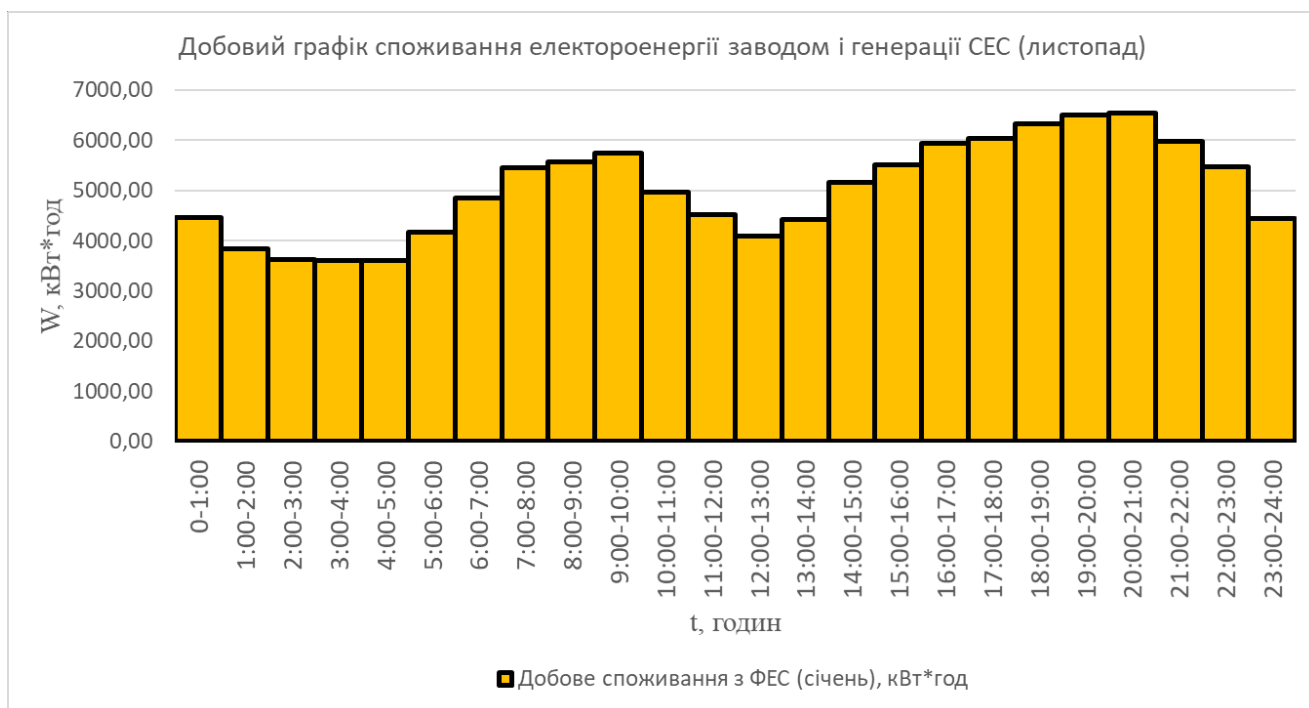


Рисунок 2.43 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (листопад)

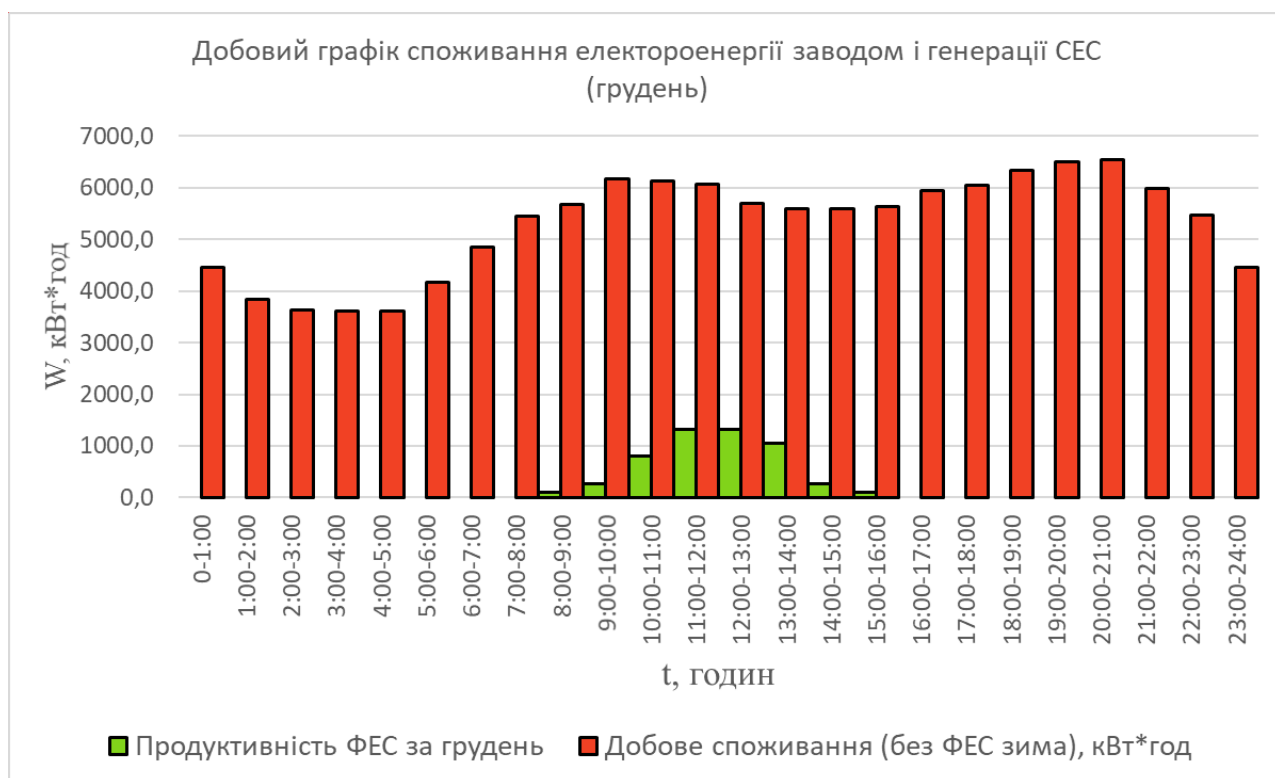


Рисунок 2.44 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (грудень)

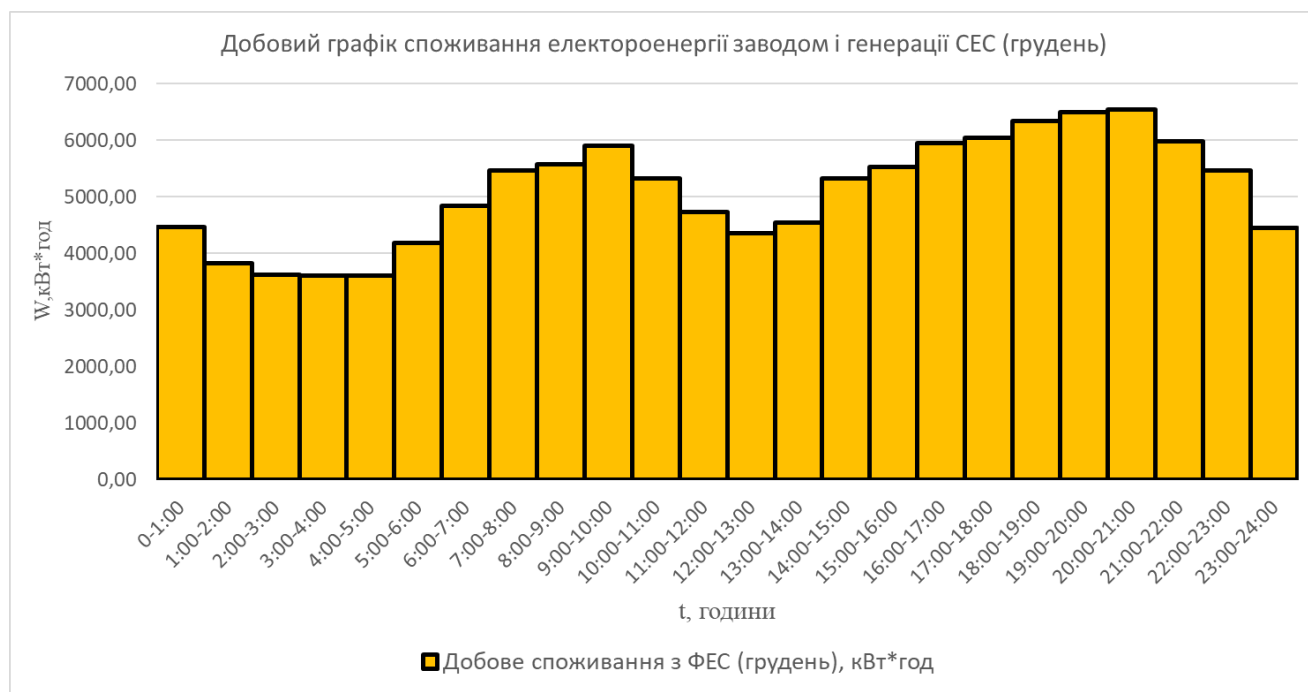


Рисунок 2.45 – Добовий графік споживання електроенергії заводом і генерації СЕС (грудень)

3 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

Вступ

Машинобудівна галузь є важливою складовою економіки будь-якої країни. Україна не є винятком, тому розвиток підприємств машинобудівної сфери посідає значне місце в економіці нашої держави. Не дивлячись на це, нагальними лишаються питання енергоефективності машинобудівного сектору.

Оскільки Україна не є енергонезалежною державою, доцільно впроваджувати заходи з енергоефективності. Тому що, недостатній обсяг власних енергоресурсів змушує нашу країну до значного імпорту.

В свою чергу заходи у сфері енергоефективності сприяють боротьбі зі змінами клімату та допомагають зменшити обсяг викидів парникових газів.

У кваліфікаційній роботі пропонується встановити на території підприємства власну сонячну електростанцію, що буде розміщена на дахах деяких будівель. Дана СЕС буде забезпечувати часткову або повну потребу заводу ТОВ «ХЗПТУ» в електроенергії, а залежності від періоду року та генерації.

Для обґрунтування економічної доцільності впровадження заходів щодо зниження електроспоживання завдяки застосуванню ВДЕ необхідно визначити величину проектних капіталовкладень, обсяг експлуатаційних витрат, а також показники економічної ефективності.

В дипломному проекті розглядається встановлення нової СЕС. Для її роботи потрібне наступне обладнання: силові трансформатори, автоматичні вимикачі, інвертор, сонячні панелі, кабелі, комірка КСО. Комірка КСО – це камера збірної одностороннього обслуговування, яка містить в собі вимикачі, роз'єднувачі, трансформатори струму.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

Капітальні вкладення - кошти, призначені для створення і придбання основних фондів і нематеріальних активів, що підлягають амортизації.

Капітальні інвестиції з реалізації науково-технічного рішення можуть включати:

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

Витрати на придбання технічного обладнання/ комплектуючих виробів та транспортних витрат зведені до табл. 3.1.

Таблиця 3.1- Зведення капітальних витрат.

Обладнання	Кількість, шт.	Ціна одиниці, грн.	Транспортні витрати*, грн.	Всього, грн.
1	2	3	4	5
Трансформатор ТМ-2000/6/0,4	2	1 200 000	40 000	2 440 000,00
Комірка КСО	1	80 000	3 500	83 500,00
Кабель АВБШБ 3х95	1 500 м.	777	10 000	1 175 500,00
Кабель АПВГ 3х70+1х35	1 000 м.	922	10 000	932 000,00
Автоматичний вимикач НА-1-3200-2500 М/3	3	52 505	1 980	159 495,00

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5
Інвертор TAURO ECO 100-3-D	42	286 630	7 000	12 045 460,00
Сонячні панелі JAM 66S30-500/MR	10 584	4 550	250 000	48 407 200,00
Автоматичний вимикач EB2S 160/3SH 160A3F	42	2 195	1 750	93 940,00
Невраховані/непередбачені витрати (пісок, щебінь, бетон, кріплення, металеві конструкції для ФЕМ)	20% від загальної ціни обладнання			13 067 420,00
Всього капітальних витрат				78 404 515,00

*Ціна доставки вказана з врахуванням кількості одиниць обладнання та тарифів на перевезення.

Вартість транспортних витрат розраховані за даними служби перевезень «Нова Пошта» за доставку вантажа зважаючи на вагу і габарити (табл. 3.2). Також було враховано відстані між Харковом, в якому знаходиться розглянута нами підстанція, та міста в якому знаходиться потрібне нам обладнання.

Таблиця 3.2 – Данні для розрахунку вартості транспортних витрат.

Обладнання	Вага, кг.	Габарити, мм.	Доставка з міста
1	2	3	4
Трансформатор ТМ-2000/6/0,4	4 400	2270x1300x1850	Дніпро
Комірка КСО	280	2630x750x1100	Харків
Кабель АВБШБ 3x95	4 560	500x400x410	Запоріжжя
Кабель АПВВг 3x70+1x35	3 551	400x210x250	Запоріжжя
Автоматичний вимикач НА-1-3200-2500 М/3	85	274x315x239	Київ
1	2	3	4

Інвертор TAURO ECO 100-3-D	500	725 x 510 x 225	Миколаїв
Сонячні панелі JAM 66S30-500/MR	28	2095x1134x35	Хмельницький
Автоматичний вимикач EB2S 160/3SH 160A3F	1	108x90x60	Київ

Розрахунок вартості доставки відбувався за тарифами «Нової Пошти». URL: <https://novaposhta.ua/delivery>.

Витрати на монтажні роботи (Z_M) та витрати на налагоджувальні роботи (Z_H) можна визначити наступним чином:

$$Z_{M+H} = \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{CM} \cdot K_{PP},$$

де $C_i = 30$ - чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних робіт, чол.;

$a_i = 78,5$ — годинна тарифна ставка працівника IV розряду, грн.;

$t_i = 300$ — час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних робіт, год.;

$K_d = 1,2$ — коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

$K_{CM} = 1,22$ — коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

$K_{PP} = 1,15$ — коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних робіт.

$$\begin{aligned} Z_{M+H} &= \sum (C_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{CM} \cdot K_{PP} = \\ &= (30 \cdot 78,5 \cdot 1\,000) \cdot 1,2 \cdot 1,22 \cdot 1,15 = 3\,964\,880 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Визначення проектних капіталовкладень:

$$\begin{aligned} K_{PP} &= K_{OB} (\sum_{i=1}^K C_i) + Z_{TЗС} + Z_{M+H} + Z_{PP} = \\ &= 78\,404\,515 + 3\,964\,880 + 1\,568\,090 = 83\,937\,485 \text{ грн,} \end{aligned}$$

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

k — кількість необхідних комплектуючих елементів;

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

$Z_{м+н}$ — витрати на монтажні та налагоджувальні роботи;

$Z_{пр}$ — інші одноразові вкладення грошових коштів (демонтаж старого обладнання та зберігання на складі нового устаткування), вартість якого приймаємо – 3% від загальної вартості обладнання.

3.2 Розрахунок експлуатаційних затрат

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

До основних експлуатаційних витрат по електротехнічному устаткуванню і енергомережі відносяться:

1. Амортизаційні відрахування (AO).
2. Заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_3).
3. Відрахування на соціальні заходи від заробітної плати (C_c).
4. Витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт устаткування (C_T).
5. Інші витрати ($C_{пр}$).

Таким чином, річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = AO + C_3 + C_c + C_T + C_{пр} . \quad (3.5)$$

Пункт 2 і 3 (C_3 і C_6), в даному випадку, відсутні, тому що на розглянутій підстанції відсутні працівники.

3.2.1 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання.

Таблиця 3.3 - Мінімально допустимі терміни корисного використання за окремими групами основних засобів.

Групи	Мінімально допустимі терміни корисного використання, років
група 3 – будівлі;	20
– споруди;	15
– передавальні пристрої	10
група 4 – машини і обладнання;	5
– електронно-обчислювальні машини, інші машини для автоматичної обробки інформації, пов'язані з ними засоби зчитування або друку інформації, комп'ютерні програми, інформаційні системи і т. д.	2
група 5 – транспортні засоби	5
група 6 – інструменти, прилади, інвентар (меблі)	4
група 9 - інші основні засоби	12

Обладнання в нашому проекті, зважаючи на таблицю 3.3, відноситься до 9-ї групи основних фондів «Інші основні засоби» мінімальний термін служби обладнання становить 12 років.

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

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л, \quad (3.6)$$

де Φ_{Π} - первісна вартість об'єкта основних засобів; $Л$ - розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Амортизаційні відрахування знаходяться за прямолінійним методом за наступною формулою:

$$AO = \Phi_{\Pi} \cdot H_a, \quad (3.7)$$

де H_a - норма амортизації.

Норма амортизації визначається за формулою:

$$H_a = (\Phi_{\Pi} - Л) / (\Phi_{\Pi} \cdot T_{\Pi}),$$

де T_{Π} - термін корисного використання (амортизаційний період); Φ_{Π} - повна (або переоцінена вартість) вартість об'єкта основних засобів.

Обсяг ліквідаційної вартості приймемо як 10% від початкової вартості обладнання.

$$Л = K_{\text{пр}} \cdot 0,2 = 83\,937\,485 \cdot 0,1 = 8\,393\,749 \text{ грн.}$$

Норма амортизації:

$$N_a = \frac{K_{\text{пр}} - Л}{K_{\text{пр}} \cdot T_{\text{мін}}} \cdot 100 \%,$$

$$N_a = \frac{83\,937\,485 - 8\,393\,749}{83\,937\,485 \cdot 12} = 0,075,$$

де $T_{\text{мін}}$ – мінімальний термін корисної експлуатації, рік.

Амортизаційні відрахування:

$$AO = \Phi_{\text{п}} \cdot N_a = 83\,937\,485 \cdot 0,075 = 6\,295\,311 \text{ грн.}$$

3.2.2 Визначення річних втрат на технічне обслуговування та поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного устаткування приймаємо на підставі фактичних даних, що до технічного обслуговування аналогічного обладнання – 100 000 грн.

$$C_{\text{т}} = 100\,000 \text{ грн.}$$

3.2.3 Визначення інших витрат

Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу. Зважаючи на відсутність заробітної плати – відсутні і інші витрати.

3.2.4 Визначення річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Річна економія від впровадження прийнятого науково-технічного рішення (*Екр*) полягає в зниженні споживання електроенергії від єдиної мережі та часткове

живлення від генерації власної СЕС. А в наслідок цього зниження витрат на електричну енергію підприємством.

Річні експлуатаційні витрати по об'єкту проектування складають:

$$C = A_0 + C_T$$

$$C = 6\,295\,311 + 100\,000 = 6\,395\,311 \text{ грн.}$$

Річна економія:

$$E_p = \Delta W_{\text{ел.ен}} \cdot C_T = 6\,318\,400 \cdot 3,2 = 20\,218\,880 \text{ грн.},$$

де $\Delta W_{\text{ел.ен}}$ – згенерованої електроенергії СЕС, кВт*год.; C_T – ціна тарифу на електроенергію (закупівельний тариф + послуга оператора системи передачі (Укренерго) + послуга оператора системи розподілу в залежності від класу напруги (обленерго) + Маржа електропостачальника).

Вирахуємо повну річну економію з витратами на експлуатаційні витрати:

$$E_p^{\text{повна}} = E_p - C = 20\,218\,880 - 6\,395\,311 = 13\,823\,569 \text{ грн}$$

Визначимо термін окупності капітальних витрат T_p , за скільки років вони окупляться за рахунок загальної економії від впровадження прийнятого технічного рішення:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{пр}}}{E_p^{\text{повна}}} = \frac{83\,937\,485}{13\,823\,569} = 6,07 \text{ років}$$

Що менше мінімального встановленого термін окупності (12 років.)

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

$$E_H = \frac{1}{T_{OK}} = \frac{1}{6,07} = 0,165.$$

Висновок до розділу

У даному розділі кваліфікаційній роботі був проведено розрахунок обсягів капітальних та експлуатаційних витрат для встановленої СЕС на території підприємства. Капітальні витрати складають - 83 937 485 грн, експлуатаційні витрати - 6 395 311 грн. Термін окупності – 6,07 років.

ВИСНОВКИ.

У кваліфікаційній роботі запропоновано заходи щодо зниження плати за електричну енергію промислового підприємства шляхом розробки проекту дахової фотоелектричної станції потужністю 4,2 МВт, що дозволить забезпечити покриття частини власного електроспоживання обсягом 6 318 400 кВт·год.

Результати моделювання режимів роботи підприємства з ФЕС дозволяють оцінити відповідні режими з прогнозуванням генерації годинних щодобових обсягів енергії протягом всього року. Це сприятиме підвищенню точності та оптимізації закупівлі погодинних обсягів електроенергії у енергопостачальника в умовах нового ринку електричної енергії з урахуванням генерації від ФЕС, що дозволить отримати суттєву економію коштів на електрозабезпечення технологічних процесів підприємства. Річне зниження плати за електроспоживання відповідно до розробленого проекту складе 20,218 млн. грн.

Використання «зеленої енергії» в технологічному процесі виробництва продукції забезпечить уникнення додаткового оподаткування на «вуглецевий слід», який планується до застосування на експортну продукцію до ЄС та регулюється механізмом прикордонного коригування вуглецевих викидів (Carbon Border Adjustment Mechanism - CBAM). Тому розроблені заходи сприятимуть підвищенню конкурентоздатності вітчизняної продукції на європейському ринку та зростанню національної економіки.

Техніко-економічне обґрунтування ефективності запропонованого проекту дозволило встановити наступні показники: капітальні вкладення – 83,9 млн. грн, експлуатаційні витрати – 6,4 млн. грн, зниження плати за електроенергію – 20,218 млн. грн; термін окупності проекту – 6 років.

В результаті проектування розроблена структура ФЕС, що відповідає всім сучасним вимогам та може бути впроваджена в конкретних умовах виробництва.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Правила устройства электроустановок. – Х.: Изд-во «Форт», 2009. – 704 с.
2. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
3. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 488 с.
4. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения допустимые нагрузки.
5. [1] Правила улаштування електроустановок: [арх. 15 березня 2020] / Міненерговугілля України. — Київ: [б. в.], 2017. — 617 с. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/%D0%9F%D0%A3%D0%95.pdf> .
6. [2] Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму с вищою напругою 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. / Міненерговугілля України — Х.: Видавництво «Індустрія», 2011. — 76 с.
7. Харківський завод підйомно-транспортного устаткування. - URL: <http://www.hzpto.com/ua>.
8. [5] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 496 с.
9. [4] ГОСТ 28249-93. Межгосударственный стандарт короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кв. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004630>.
10. Методичні вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни “Сонячна Енергетика” для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, Електротехніка Та Електромеханіка"/ І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.

11. Технические данные трехфазных масляных двухобмоточных трансформаторов. – URL: <https://forca.com.ua/info/spravka/tehnicheskie-dannye-trehfaznyh-maslyanyh-dvuhobmotochnyh-transformatorov.html>

12. [5] Методические указания по выбору ограничителей перенапряжений нелинейных производства предприятия «Таврида Электрик».

13. [4] ГОСТ Р 52735-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. - URL:<https://docs.cntd.ru/document/1200052838>

14. Логістична компанія «Нова Пошта». - URL: <https://novaposhta.ua/delivery>.

15. Авт. выключатель EB2S 160/3LF 160A 3P (16кА фикс.настр.), ETI, 4671811. - URL: <https://hager.kiev.ua/p274099586-avt-vyklyuchatel-eb2s.html>

16. ТАВРИДА ЭЛЕКТРИК УКРАИНА. производство вакуумного коммутационного оборудования. - URL: <http://tavrida-ua.com/products/vacuumswitch.html>.

17. Воздушный автоматический выключатель NA1-3200-2500M/3 mo-FX стационарный, э/п (ac220v) Chint [101047]. - URL: https://elnik.com.ua/p1334835766-vozdushnyj-avtomaticheskij-vyklyuchatel.html?source=merchant_center&gclid=Cj0KCQiAieWOBhCYARIsANcOw0wySkZrXIII5aoPvxOcPmsJ16-pfWc1_f2_Zkg5-keZSAsujO71TxEaAmvKEALw_wcB

18. [7] Керівництво з вибору, прокладки, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".

19. КСО. Камеры сборные одностороннего обслуживания. - URL: <https://flagma.ua/kso-kamery-sbornye-odnostoronnego-o1277809.html>

20. Технічні параметри сонячних панелей JA Solar. - URL: <https://www.jasolar.com//uploadfile/2020/1128/20201128122405600.pdf>

21. Fronius Tauro Eco The powerful inverter with a hard shell and a smart core. – URL: <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-tauro-eco/tauro-eco-50-3-d>

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4	ЕЕ.ОППм.21.01.ПЗ	Пояснювальна записка		
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8		ЕЕ.ОППм.21.01.ПМ			

ДОДАТОК Б

Відгук наукового керівника

ДОДАТОК В

Відгук керівника з економічної частини

