

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

ДОПУСКАЄТЬСЯ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

(назва кафедри)

К.Т.Н., доц. Євген АНТИПОВ

(підпис)

„_____” _____ 2026 р.

БАКАЛАВРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему: **«Модернізація ТП 110/6 кВ територіальної громади з використання джерел сонячної енергії»**

Спеціальність 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка"

Освітньо-професійна програма "Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами"

02.03 – КР. 2606 "С" 2025.10.30 003 ПЗ

Гарант освітньої програми

К.Т.Н., доцент
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Світлана МАКАРЕВИЧ
(ПІБ)

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

Д.Т.Н., професор
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Валерій КРИВОНОСОВ
(ПІБ)

Виконав

(Підпис)

Олександр КИСЛИЙ
(ПІБ студента)

КИЇВ – 2026

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

інженерії енергосистем

(назва кафедри)

к.т.н., доц.

(підпис)

Євген АНТИПОВ

„____” _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання бакалаврської кваліфікаційної роботи студенту

Кислому Олександру Олександровичу

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

Освітньо-професійна програма “Інжиніринг електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами”

Тема бакалаврської кваліфікаційної роботи: «Модернізація ТП 110/6 кВ територіальної громади з використання джерел сонячної енергії»

затверджена наказом ректора НУБіП України від "30" 10. 2025 р. № 2606 «С»

Термін подання завершеної роботи на кафедру "29" травня 2026 р.

Перелік питань, які потрібно вирішити:

1. Аналіз: Прогноз навантаження до 2030 року (112 МВА) та виділення об'єктів аеропорту (І.категорія).
2. Трансформатори: Заміна на два ТРДН-100000 (завантаження: 0,56 в нормі / 1,12 в аварії за N-1).
3. РУ-6 кВ: Секціонування шин та розрахунок кабелів 6 кВ на нагрів і струми КЗ.
4. СЕС: Інтеграція сонячної станції 10 МВт для підвищення енергоефективності.
5. Розрахунок балансу (74,9 МВт / 44 МВар) та вибір конденсаторних батарей (БСК).

Перелік графічних документів: презентація виконана в Microsoft PowerPoint – 20 слайдів

Дата видачі завдання: 30. 10. 2025 р.

Керівник бакалаврської кваліфікаційної роботи

д.т.н., професор
(науковий ступінь та вчене звання)

(Підпис)

Валерій КРИВОНОСОВ

(ПІБ)

Завдання прийняв до виконання

(Підпис)

Олександр КИСЛИЙ

(ПІБ студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврська кваліфікаційна робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» виконана у Національному університеті біоресурсів і природокористування України, Київ, 2026 р.

Об'єктом дослідження є трансформаторна підстанція 110/6 кВ «Бориспіль», яка забезпечує електропостачання споживачів Бориспільської міської територіальної громади, зокрема житлового сектору, промислових підприємств, соціальної інфраструктури та міжнародного аеропорту. Предметом дослідження є технічні та економічні рішення щодо модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль», підвищення її надійності, енергоефективності та якості електропостачання.

Метою роботи є обґрунтування модернізації підстанції шляхом заміни застарілого електрообладнання, впровадження цифрових систем керування, автоматизованого обліку електроенергії та інтеграції сонячної електростанції з системою накопичення енергії.

У роботі проаналізовано існуючий стан електропостачання Бориспільської ТГ, режими роботи підстанції, структуру навантажень та основні технічні проблеми. Розглянуто питання фізичного зношування силових трансформаторів, недостатньої автоматизації, втрат електроенергії та необхідності підвищення надійності електропостачання. Запропоновано технічні рішення з оновлення силових трансформаторів, комутаційного обладнання, релейного захисту, системи оперативного постійного струму, АСКОВ та SCADA. Також обґрунтовано впровадження СЕС потужністю 10 МВт і BESS 4 МВт/8 МВт·год.

Практичне значення роботи полягає у можливості використання запропонованих рішень для модернізації підстанцій аналогічного типу, зниження експлуатаційних витрат, підвищення енергетичної безпеки та розвитку відновлюваної генерації.

Ключові слова: трансформаторна підстанція, ТП 110/6 кВ, Бориспіль, модернізація, електропостачання, електричні мережі, силовий трансформатор.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	10
1.1. Характеристика територіальної громади та споживачів електроенергії.....	11
1.2. Призначення та особливості роботи ТП 110/6 кВ	14
1.3. Аналіз навантажень та режимів роботи підстанції	18
1.4. Обґрунтування необхідності модернізації.....	23
РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ...	27
2.1. Розрахунок навантаження електричної мережі	28
2.2. Вибір потужності силового трансформатора	32
2.3. Розрахунок потужності сонячної електростанції	37
2.4. Орієнтовний розрахунок ефективності модернізації	44
РОЗДІЛ 3. ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ГРОМАДИ.....	51
3.1. Аналіз можливості використання сонячної енергії.....	52
3.2. Вибір параметрів СЕС.....	53
3.3. Вплив СЕС на роботу підстанції та систему електропостачання	56
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	59
4.1. Вимоги електробезпеки при роботі з електроустановками	60
4.2. Заходи безпеки при експлуатації трансформаторних підстанцій.....	62
ВИСНОВКИ	64
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	67
ДОДАТКИ	

					02.03 - КР. 2606 "С" 2025.10.30 003 ПЗ			
Змн	Лис	№ докум.	Підпис	Дат	Модернізація ТП 110/6 кВ територіальної громади з використання джерел сонячної енергії	Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Кислий О.О.						4	68
Перевір.	Кривоносов В.Є.							
Реценз.								
Н.Контр	Ликтей В.В.					ННІ ЕАЕ		
Затверд.	Антипов Є.О							

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АСДУ — автоматизована система диспетчерського управління;

АСКОЕ — автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

АСУ — автоматизована система управління;

АВР — автоматичне введення резерву;

АФГ — активний фільтр гармонік;

БК — батарея конденсаторів;

ВДЕ — відновлювані джерела енергії;

ВН — висока напруга;

ДБЖ — джерело безперебійного живлення;

ДГРН — добовий графік регулювання напруги;

ДГУ — дизель-генераторна установка;

ДСНС — Державна служба України з надзвичайних ситуацій;

ДСТУ — національний стандарт України;

ЖЦ — живильний центр;

ЗІЗ — засоби індивідуального захисту;

ЗС — зарядна станція;

КЗ — коротке замикання;

КО — комутаційне обладнання;

КТН — крива тривалості навантаження;

МЕК — Міжнародна електротехнічна комісія;

МСЗ — максимальний струмовий захист;

НН — низька напруга;

ОЕС — об'єднана енергетична система;

ОПН — обмежувач перенапруг;

ОПС — система оперативного постійного струму;

ПБЕЕ — Правила безпечної експлуатації електроустановок;

ПС — підстанція;

ПТЕЕС — Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів;

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						5
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ПУЕ — Правила улаштування електроустановок;
 РЗА — релейний захист і автоматика;
 РП — розподільчий пристрій;
 РПН — регулювання напруги під навантаженням;
 СВ — секційний вимикач;
 СЕС — сонячна електростанція;
 ТВП — трансформатор власних потреб;
 ТГ — територіальна громада;
 ТДЦ — тип силового трансформатора з дутьєво-циркуляційним охолодженням;
 ТМН — тип масляного трансформатора напруги;
 ТП — трансформаторна підстанція;
 ТРДТН — тип силового трансформатора, прийнятий у проєкті модернізації;
 УРОВ — пристрій резервування при відмові вимикача;
 АС — змінний струм;
 АРС — система керування активною потужністю;
 BESS — акумуляторна система накопичення електроенергії;
 DCF — метод дисконтованих грошових потоків;
 DC — постійний струм;
 DLMS/COSEM — протоколи обміну даними для електролічильників;
 EMS — система керування енергетичними потоками;
 GHI — сумарне горизонтальне сонячне випромінювання;
 GOOSE — протокол швидкого обміну подіями в цифрових підстанціях;
 IEC — Міжнародна електротехнічна комісія;
 IED — інтелектуальний електронний пристрій;
 IRR — внутрішня норма дохідності;
 LFP — літій-залізо-фосфатний тип акумуляторів;
 LVRT — здатність обладнання залишатися в роботі при короткочасному зниженні напруги;
 MPPT — відстеження точки максимальної потужності;

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						6
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

N-1 — критерій надійності, за якого система зберігає працездатність при відключенні одного елемента;

NPV — чиста приведена вартість;

PR — коефіцієнт продуктивності сонячної електростанції;

PVGIS — інформаційна система для оцінювання потенціалу сонячної енергії;

SAIDI — середня тривалість перерв в електропостачанні одного споживача за рік;

SCADA — система диспетчерського контролю та збору даних;

STC — стандартні умови випробування фотовольтаїчних модулів;

THDu — коефіцієнт несинусоїдальності напруги;

P — активна потужність;

Q — реактивна потужність;

S — повна потужність;

U — напруга;

I — сила струму;

$\cos \varphi$ — коефіцієнт потужності;

$\tan \varphi$ — тангенс кута зсуву фаз;

η — коефіцієнт корисної дії;

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВСТУП

У сучасних умовах розвитку енергетичної галузі особливої актуальності набуває забезпечення надійного, безперебійного та енергоефективного електропостачання територіальних громад, що обумовлено як зростанням обсягів споживання електричної енергії, так і необхідністю інтеграції відновлюваних джерел енергії у традиційні енергосистеми. Електроенергетична інфраструктура більшості об'єктів розподільчої мережі України характеризується значним фізичним та моральним зношенням, що призводить до підвищення аварійності, збільшення втрат електроенергії та зниження якості електропостачання споживачів. У зв'язку з цим особливого значення набувають питання модернізації трансформаторних підстанцій як ключових вузлів електричних мереж.

Об'єктом дослідження у даній роботі є трансформаторна підстанція 110/6 кВ «Бориспіль», яка забезпечує електропостачання значної частини Бориспільської міської територіальної громади та характеризується складною структурою навантаження, обумовленою наявністю потужних промислових споживачів, житлового сектору та стратегічно важливого об'єкта – міжнародного аеропорту. Аналіз існуючого стану підстанції свідчить про наявність низки критичних проблем, зокрема перевищення нормативного терміну експлуатації основного обладнання, невідповідність сучасним стандартам якості електроенергії, відсутність автоматизованих систем управління та значні втрати електроенергії.

Метою роботи є обґрунтування технічних рішень щодо модернізації трансформаторної підстанції 110/6 кВ «Бориспіль» із підвищенням її надійності, енергоефективності та якості електропостачання шляхом заміни застарілого обладнання, впровадження цифрових систем керування та інтеграції відновлюваних джерел енергії, зокрема сонячної електростанції з системою накопичення енергії.

Для досягнення поставленої мети у роботі вирішуються такі основні завдання: проведення аналізу існуючої системи електропостачання та режимів роботи підстанції; розрахунок електричних навантажень і вибір оптимальної

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк
						8
Зм	Арк	№ документа	Підпис	Дата		

потужності силових трансформаторів; розробка технічних рішень щодо модернізації обладнання та впровадження цифрових систем управління; обґрунтування параметрів сонячної електростанції та системи накопичення енергії; оцінка техніко-економічної ефективності запропонованих заходів.

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості їх використання для підвищення ефективності функціонування електричних мереж територіальних громад, зниження експлуатаційних витрат, покращення показників надійності електропостачання та зменшення негативного впливу на навколишнє середовище за рахунок використання відновлюваних джерел енергії. Реалізація запропонованого проєкту модернізації сприятиме переходу до сучасної концепції «розумних» підстанцій та підвищенню енергетичної безпеки регіону.

Запропоновані у роботі рішення мають прикладний характер і можуть бути використані як основа для подальшого проєктування та впровадження заходів з модернізації підстанцій аналогічного типу. Особливу увагу приділено поєднанню традиційних технічних рішень із сучасними цифровими технологіями, що дає змогу підвищити керованість електричної мережі, забезпечити точніший облік електроенергії та створити умови для ефективної роботи відновлюваних джерел енергії у складі локальної енергосистеми.

Важливим аспектом роботи є комплексний підхід до модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль». Він передбачає не лише оновлення силового обладнання, а й удосконалення системи управління, контролю та моніторингу параметрів електропостачання.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ ІСНУЮЧОЇ СИСТЕМИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

1.1. Характеристика територіальної громади та споживачів електроенергії

Бориспільська міська територіальна громада (далі – ТГ, громада) розташована у центральній частині Київської області, за 40 км на схід від столиці України – міста Києва, і є одним із найбільш економічно розвинених муніципальних утворень регіону. Адміністративним центром ТГ є місто Бориспіль, яке від 2020 року об'єднує крім самого міста сім навколишніх сільських рад і населених пунктів Бориспільського району відповідно до реформи адміністративно-територіального устрою [1].

Бориспільська ТГ займає площу близько 980 км², із яких 68 км² становить безпосередньо міська забудова. Чисельність населення ТГ за оцінкою 2024 року перевищує 115 000 осіб, при цьому в самому місті Бориспіль проживає понад 92 000 осіб, що робить його одним із найбільших міст Київщини. Середня густота населення по всій ТГ становить близько 117 осіб на 1 км², а в межах міської забудови – понад 1 350 осіб на 1 км², що відповідає показникам міст обласного значення середньої величини [1].

Географічне розташування ТГ визначається координатами приблизно 50°21' пн. ш. і 30°57' сх. д. Рельєф переважно рівнинний, висоти варіюються від 105 до 165 м над рівнем моря. Клімат помірно-континентальний із середньорічною температурою +8,2°C, кількістю годин сонячного сяйва 1 870–1 950 на рік, що є сприятливим показником для ефективної роботи сонячних електростанцій. Сумарне горизонтальне сонячне випромінювання (GHI) становить 1 130–1 180 кВт·год/(м²·рік), що на 3–8% перевищує аналогічні значення для Карпатського регіону. Карту-схему розташування Бориспільської ТГ із виділенням основних зон споживання електроенергії наведено на рисунку 1.1.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

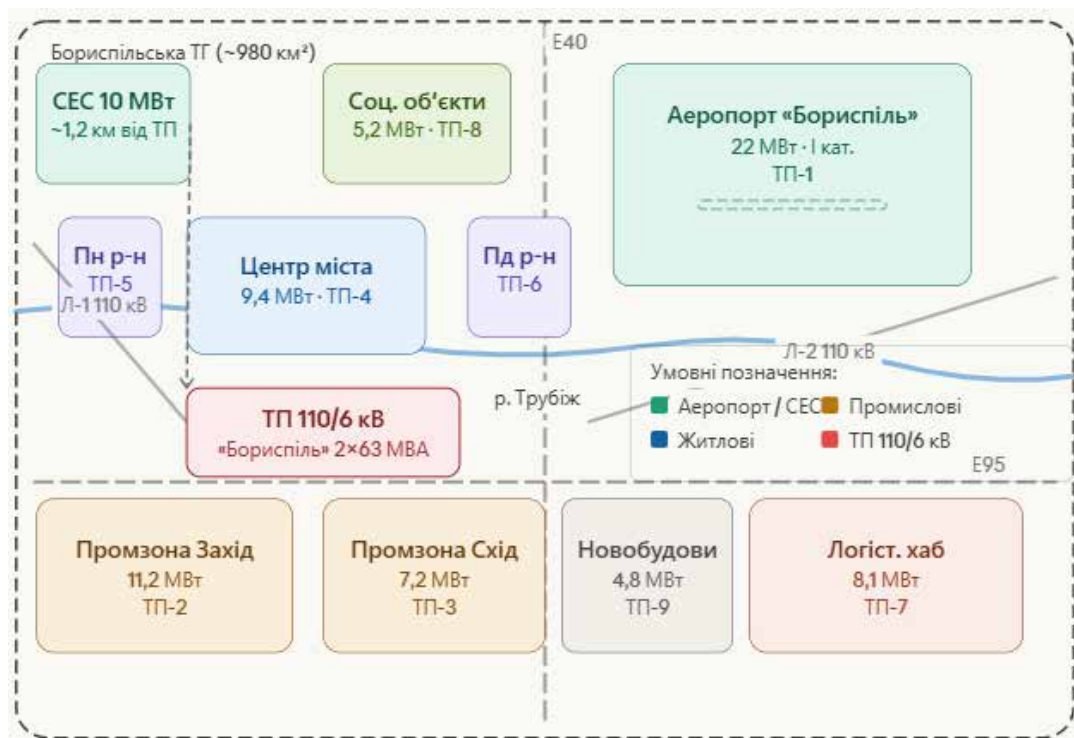


Рис 1.1. Схема розташування Бориспільської ТГ та зон концентрації навантаження в системі 6 кВ

Визначальною особливістю Бориспільської ТГ з точки зору електроенергетики є наявність міжнародного аеропорту «Бориспіль» – одного з найбільших авіатransпортних вузлів Центрально-Східної Європи. Встановлена електрична потужність інфраструктури аеропорту разом з об'єктами обслуговування (готелі, термінали, аеронавігаційні системи, логістичні склади) становить близько 22 МВт, що формує понад третину від загального навантаження ТГ. Аеропорт є споживачем I категорії надійності, що зумовлює жорсткі вимоги до безперебійності електропостачання і є ключовим чинником при проектуванні конфігурації підстанції та схеми резервування [3].

Електропостачання аеропорту «Бориспіль» організоване за схемою багаторівневого резервування: від ТП 110/6 кВ «Бориспіль» через систему власних підстанцій аеропорту, включно з резервними дизельними генераторними установками (ДГУ) сумарною потужністю 8 МВт, що забезпечують автономне живлення на час перемикань і при тривалих відключеннях зовнішнього живлення. Проте в нормальному режимі вся потужність аеропорту (22 МВт) споживається з

мережі ТП «Бориспіль», і будь-яка перерва в живленні на час понад 1–2 секунди призводить до активації аварійного протоколу, що потребує залучення чергового персоналу аеропорту та авіаційних служб. Саме тому умова N-1 для трансформаторів підстанції і повне резервування комутаційного обладнання 110 кВ є не рекомендаційними, а обов'язковими вимогами до надійності ТП [3].

Другим за обсягом споживання є промисловий сектор ТГ, представлений підприємствами харчової промисловості, фармацевтичного виробництва, металообробки, друкарською промисловістю та численними логістичними і дистрибуційними центрами, залучення яких до Бориспільського промислового кластеру обумовлене транспортно-логістичним положенням міста на перетині автошляхів E95 і E40 та залізничних вузлів. Загальна встановлена потужність промислових споживачів перевищує 18 МВт, а з урахуванням логістичних хабів – понад 26 МВт. Структуру споживачів за категоріями та їхню частку в річному балансі електроспоживання наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1.

Структура споживачів електричної енергії Бориспільської ТГ

Категорія споживачів	К-ть об'єктів	Встанов. потуж., кВт	Річне спожив., МВт·год	Частка, %
Аеропорт «Бориспіль» та логіст. інфраструктура	1	22 000	138 600	33
Промислові підприємства та СЕЗ	27	18 400	75 440	18
Комерційні та торгово-офісні центри	62	9 800	39 200	9

Продовження таблиці 1.1

Соціальна інфраструктура	98	6 300	27 090	6
Житловий сектор (≈30 000 кв.)	~30 000 абон.	38 000	134 010	32
Системи міського господарства	—	2 100	8 400	2
Разом	—	96 600	422 740	100

Як видно з таблиці 1.1, загальна встановлена потужність споживачів ТГ перевищує 96 МВт, а річне електроспоживання становить близько 422,7 ГВт·год – це один із найвищих показників серед міських ТГ Київської області, що не є обласними центрами. Характерна двопікова структура споживання (аеропорт з нерівномірним добовим графіком і житловий сектор з вираженим вечірнім піком) утворює складний комбінований графік навантаження підстанції, аналіз якого проведено в підрозділі 1.3.

Динаміка зростання споживання електроенергії за 2018–2023 рр. демонструє стабільний приріст на рівні 3,2–4,1% на рік. Ця тенденція зумовлена: введенням нових житлових кварталів (щорічне введення 45 000–60 000 м² житла), розширенням логістичних і торгових комплексів, збільшенням парку зарядних станцій для електромобілів (станом на 2023 рік – 38 публічних ЗС у ТГ) та зростанням авіапасажиропотоку. За прогнозом Генерального плану розвитку ТГ до 2030 року, електроспоживання зростатиме не менш ніж на 3,5% щорічно. За критеріями ПУЕ [3] та діючими нормативними документами щодо надійності електропостачання, до I категорії надійності на території ТГ відносяться об'єкти аеропортової інфраструктури (включно з аеронавігаційними системами), лікарні з реанімаційними відділеннями, системи водопостачання та водовідведення, об'єкти ДСНС. До II категорії належать промислові підприємства, великі логістичні комплекси та комерційна нерухомість. Третю категорію складає решта споживачів

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

– малий і середній бізнес, індивідуальні домогосподарства. Такий розподіл є ключовим при визначенні вимог до схеми підстанції та резервування.

1.2. Призначення та особливості роботи ТП 110/6 кВ

Трансформаторна підстанція 110/6 кВ «Бориспіль» (кадастровий реєстраційний номер об'єкта електроенергетики – ПС-110-0217) є центральним вузлом системи розподілу електроенергії для значної частини Бориспільської ТГ, що не підключена безпосередньо до спеціалізованих підстанцій аеропортового комплексу. Підстанція входить до переліку електроустановок АТ «Київобленерго» і забезпечує трансформацію електричної енергії з рівня системи передавання 110 кВ до рівня розподільчої напруги 6 кВ для живлення восьми секцій розподільного пристрою 6 кВ, від яких здійснюється розподіл по дев'яти живильних центрах нижчого рівня [4].

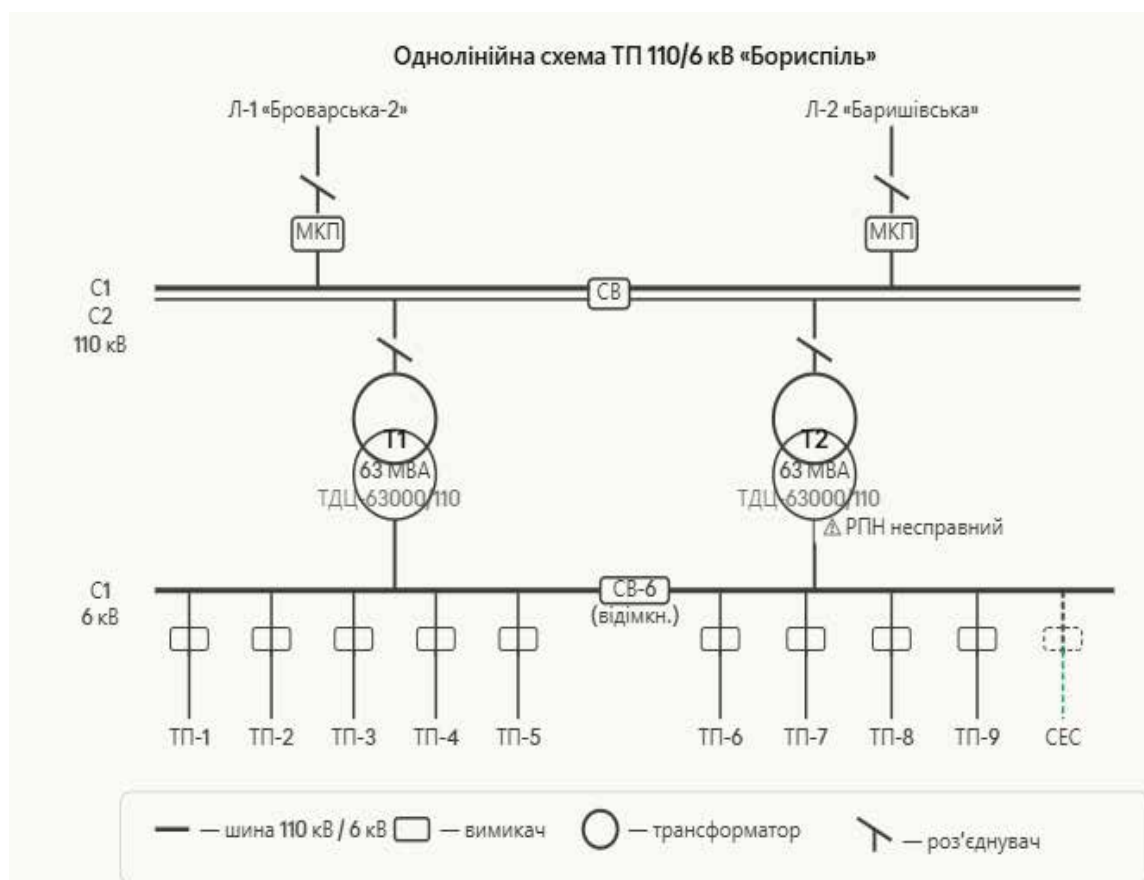


Рис 1.2. Спрощена однолінійна схема ТП 110/6 кВ «Бориспіль» (до модернізації)

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		14

Підстанція підключена до системи передавання двома незалежними лініями 110 кВ: лінією Л-1 «Бориспіль – Броварська-2» від системи шин підстанції «Броварська-2» і лінією Л-2 «Бориспіль – Баришівська» від підстанції «Баришівська», що забезпечує роботу за принципом N-1 для більшості режимів.

Спрощену однолінійну схему підстанції наведено на рисунку 1.2.

Як відображено на рисунку 1.2, головна схема електричних з'єднань підстанції виконана за конфігурацією «дві системи шин 110 кВ з обхідною системою шин» (схема 110-10Н за класифікацією ПУЕ). На стороні 6 кВ застосована схема «одна секціонована система шин з двостороннім живленням» із секційним вимикачем (СВ-6), що нормально відімкнений. Така конфігурація забезпечує необхідну гнучкість перемикачів і можливість живлення споживачів I категорії від двох незалежних секцій при будь-яких планових і аварійних відключеннях.

До складу основного електротехнічного обладнання ТП 110/6 кВ «Бориспіль» входять:

- два силові трансформатори ТДЦ-63000/110-У1 з примусовим дутьєво-циркуляційним охолодженням, номінальною потужністю 63 МВА кожен; регулювання напруги під навантаженням (РПН) реалізоване приводами МР-3 у діапазоні $\pm 8 \times 1,5\%$;

- розподільчий пристрій 110 кВ (РП-110) відкритого типу: масляні вимикачі МКП-110 (10 шт.), роз'єднувачі РДЗ-110/2000 (32 шт.), вимірювальні трансформатори ТОГ-110 та НОС-110, обмежувачі перенапруг ОПН-110;

- розподільчий пристрій 6 кВ (РП-6) закритого типу з 42 осередками: вакуумні вимикачі ВБЭК-10 (встановлені в 2012–2016 рр. під час часткового ремонту) та маломасляні вимикачі ВМП-10 (16 осередків, термін служби перевищено);

- два трансформатори власних потреб (ТВП) ТМ-100/6 потужністю по 100 кВА;

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

– система РЗА електромеханічного типу на панелях ЕПЗ-1636, ПТ-1, ШРЗТ-2 (рік виготовлення 1986–1994); окремі захисти ліній 6 кВ замінені у 2015–2017 рр. на мікропроцесорні блоки Seram 1000+;

– система оперативного постійного струму (ОПС): кислотні акумуляторні батареї типу СН-300 (1991 р.в., реальна ємність деградувала на $\approx 60\%$ від номіналу), зарядні пристрої ВАЗП-380/260;

– засоби комерційного обліку: індукційні лічильники СЕЗ-І674 на введеннях 110 кВ (2000 р.в.) та САЗУ-І678М в осередках 6 кВ; лічильники не підтримують протокол DLMS/COSEM і не сумісні з вимогами АСКОЕ.

Режим роботи підстанції визначається характером електроспоживання ТГ і характеризується добовою, тижневою та сезонною нерівномірністю навантаження. Підстанція працює в нормальному режимі з паралельною роботою обох трансформаторів, що забезпечує рівномірний розподіл навантаження і збереження мінімального резерву потужності відповідно до вимог живлення споживачів І категорії. Регулювання напруги на шинах 6 кВ у нормальному режимі здійснюється зміною відпаїв РПН трансформаторів відповідно до добового графіка регулювання напруги (ДГРН): в ранковий пік – підвищення відпайки, в нічні години – зниження. Однак через несправний привід МР-3 трансформатора Т2 фактичне регулювання напруги здійснюється лише по Т1, що знижує ефективність управління і призводить до нерівності напруг на секційних шинах 6 кВ.

Оперативне управління підстанцією здійснюється черговим персоналом у режимі цілодобового чергування. Відсутність автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) і телемеханіки означає, що будь-яке перемикання на підстанції потребує особистої присутності чергового і виконується вручну. Середній час виявлення аварійної ситуації і початку відновних робіт становить 45–60 хвилин, тоді як для підстанцій з SCADA цей показник не перевищує 5–10 хвилин. Саме ця обставина є одним з головних чинників незадовільного значення SAIDI = 11,6 год/рік на підстанції та є обґрунтуванням для пріоритетного впровадження систем телемеханіки і цифрового управління в рамках проекту модернізації [10].

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

**Технічні паспортні та фактичні характеристики силових
трансформаторів ТДЦ-63000/110**

Параметр	Трансформатор Т1 (ТДЦ-63000/110)	Трансформатор Т2 (ТДЦ-63000/110)
Номінальна потужність, МВА	63	63
Номінальна напруга ВН, кВ	115	115
Номінальна напруга НН, кВ	6,3	6,3
Охолодження	ДЦ (дутьєво- циркуляційне)	ДЦ (дутьєво- циркуляційне)
Рік введення в експлуатацію	1986	1989
Нормативний термін служби, рр.	25	25
Фактичний термін служби, рр.	38	35
Втрати ХХ (Р _{хх}), кВт	59	59
Втрати КЗ (Р _{кз}), кВт	245	245
Напруга КЗ, %	10,5	10,5
Струм ХХ, %	0,8	0,8
Схема з'єднання обмоток	Ун/Δ-11	Ун/Δ-11
Тип РПН (регулювання)	±8×1,5%, привод МР-3	±8×1,5%, привод МР-3 (несправний)
Клас ефективності (ІЕС 60076-20)	D (застарілий)	D (застарілий)
Технічний стан (акт 2023 р.)	Задовільний	Незадовільний

З таблиці 1.2 видно, що обидва трансформатори ТДЦ-63000/110 перевищили нормативний 25-річний термін служби: Т1 – на 13 років, Т2 – на 10 років. Особливої уваги заслуговує незадовільний технічний стан приводу РПН трансформатора Т2, що призводить до неможливості автоматичного регулювання напруги і змушує оперативний персонал проводити регулювання лише вручну при вимкненому трансформаторі. Крім того, клас енергоефективності D для обох трансформаторів означає питомі втрати в 1,5–2 рази вищі порівняно з сучасними аналогами класу АА0 за ІЕС 60076-20 [5], що щорічно призводить до понад 1 000 МВт·год непродуктивних витрат електроенергії.

1.3. Аналіз навантажень та режимів роботи підстанції

Аналіз навантажень ТП 110/6 кВ «Бориспіль» виконано на підставі даних телевимірювання режимних параметрів (активна і реактивна потужність, струмові навантаження, напруга на шинах 6 кВ), зафіксованих протягом 2022–2023 рр., а також сезонних вимірювань навантажень у живильній мережі 6 кВ і річних звітів обліку електроенергії по вузлових підстанціях 6/0,4 кВ [4].

Підстанція має суттєву особливість порівняно з типовими міськими підстанціями: через наявність аеропорту з висококалорійним цілодобовим навантаженням (аеронавігація, освітлення, системи кондиціонування, термінали) нічна западина навантаження значно менш виражена, ніж для чисто побутових споживачів. Коефіцієнт нерівномірності добового графіка: $\beta = R_{\text{нічмін}} / R_{\text{вечмакс}} \approx 8,1/38,1 \approx 0,21$, що є помітно кращим (рівнішим) значенням, ніж для суто побутових районів ($\beta \approx 0,10\text{--}0,13$). У таблиці 1.3 наведено узагальнені сезонні показники режимів роботи підстанції.

Аналіз даних таблиці 1.3 дозволяє виявити декілька принципово важливих особливостей. По-перше, максимальне навантаження підстанції у зимовий вечірній пік (38,1 МВА) лише на 16% перевищує літній денний пік (31,4–34,6 МВА), що є нетиповим для більшості підстанцій комунального типу і обумовлено значним кондиційним навантаженням аеропортової інфраструктури влітку. По-друге,

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

середньодобове навантаження (25,9 МВА) становить близько 20,5% від сумарної трансформаторної потужності ($2 \times 63 = 126$ МВА) – коефіцієнт завантаження в нормальному режимі: $k_{завант} = 25,9 / (126 \times 0,85) \approx 0,24$. Це свідчить про суттєвий запас потужності трансформаторів, що, проте, є обґрунтованим із позиції резервування для споживачів I категорії.

Таблиця 1.3.

**Характерні показники навантаження ТП «Бориспіль» за сезонами
(за даними 2022–2023 рр.)**

Режим / Сезон	Нічний мін., МВА	Ранк. пік, МВА	Денний сер., МВА	Вечір. пік, МВА	Середньодоб., МВА
Зима (груд.– лют.)	8,4	35,2	28,6	38,1	27,4
Весна (бер.– трав.)	7,2	26,4	21,8	29,5	22,0
Літо (черв.–серп.)	9,1	32,8	31,4	34,6	30,2
Осінь (вер.–лист.)	7,8	28,9	23,1	31,4	23,8
Середньорічне	8,1	30,8	26,2	33,4	25,9

Добові графіки навантаження у зимову та літню характерну добу, а також графік навантаження для добового мінімуму (нічний режим вихідного дня), наведено на рисунку 1.3.

Як показано на рисунку 1.3, зимовий добовий графік демонструє два виражені піки навантаження: ранковий (7:00–10:00, 35,2 МВА) і вечірній (17:00–21:00, 38,1 МВА) з чіткою денною «сідловиною» (28,6 МВА). Влітку графік навантаження набуває нехарактерно рівного профілю – в денні години (10:00–20:00) навантаження утримується на рівні 30–35 МВА практично без значного піку, що зумовлено активним споживанням систем кондиціонування й охолодження аеропортового термінала впродовж усього дня. Нічний мінімум (8–9 МВА) стабільно обумовлений цілодобовим технологічним навантаженням аеропорту.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

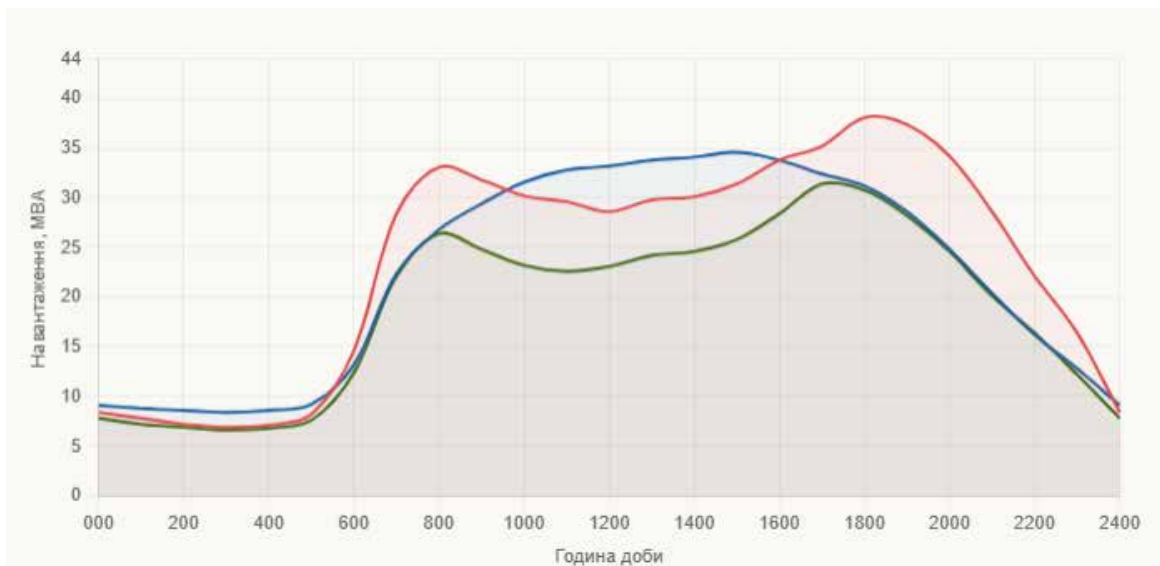


Рис 1.3. Добові графіки навантаження ТП «Бориспіль» у характерні доби зимового, літнього та перехідного сезонів

Для виявлення тривалості різних рівнів навантаження і оцінки завантаженості підстанції протягом року побудовано криву тривалості навантаження (КТН), наведену на рисунку 1.4.

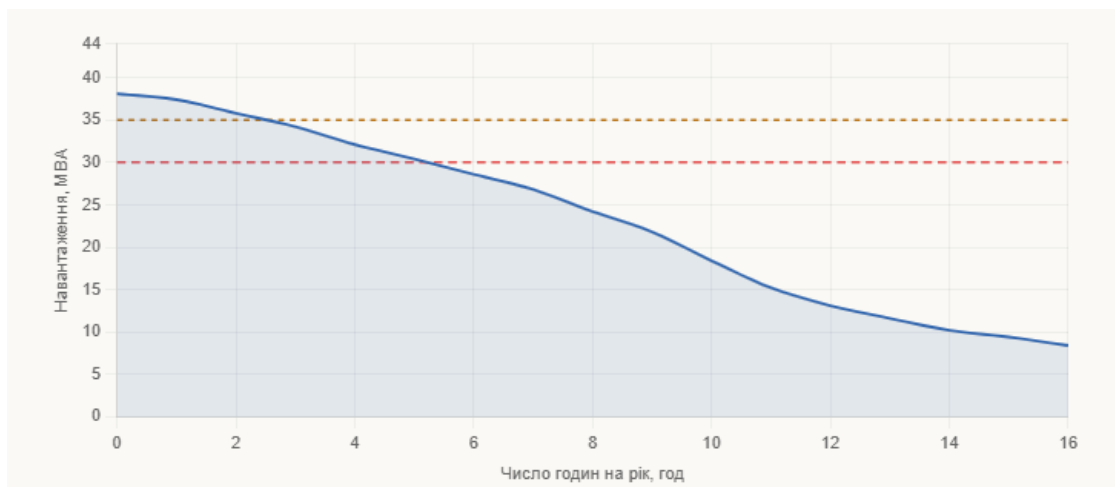


Рис 1.4. Крива тривалості навантаження ТП «Бориспіль» (річна, за даними 2023 р.)

З рисунка 1.4 видно, що навантаження підстанції перевищує позначку 30 МВА протягом близько 4 800 годин на рік (55% часу), а пікові значення більше 35 МВА спостерігаються близько 900 годин (10,3% часу). Базове навантаження, забезпечуване здебільшого аеропортом, – близько 8–12 МВА – є практично

цілорічним. Ця інформація є вкрай важливою для правильного вибору потужності нових трансформаторів і розрахунку їхніх втрат.

Аналіз реактивної потужності на шинах 6 кВ показує, що середньозважений $\cos \varphi$ становить 0,856 ($\operatorname{tg} \varphi = 0,614$), що не відповідає нормативному значенню $\cos \varphi \geq 0,90$ [6]. Основними джерелами споживання реактивної потужності є асинхронні двигуни компресорних і насосних установок промислової зони та системи кондиціонування аеропорту. Низький $\cos \varphi$ підвищує струмове навантаження трансформаторів і живлячих ліній, що скорочує їхній залишковий ресурс.

Кількісна оцінка надлишкового споживання реактивної потужності виконана за різницею між фактичним і нормативним рівнями. При нормативному $\cos \varphi_{\text{норм}} = 0,92$ відповідний $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = 0,426$. Розрахункова реактивна потужність, що відповідала б нормі:

$$Q_{\text{норм}} = P_{\text{сер}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = 74\,893 \cdot 0,426 \approx 31\,904 \text{ кВАр},$$

де $P_{\text{сер}} = 74\,893$ кВт – розрахункова активна потужність підстанції. Фактичне споживання реактивної потужності: $Q_{\text{факт}} = 44\,007$ кВАр. Надлишкова реактивна потужність, яку необхідно компенсувати:

$$\Delta Q = Q_{\text{факт}} - Q_{\text{норм}} = 44\,007 - 31\,904 = 12\,103 \text{ кВАр} \approx 12,1 \text{ МВАр}.$$

Компенсація здійснюється шляхом встановлення батарей конденсаторів (БК) у вузлах з найнижчим $\cos \varphi$ – передусім у ТП-2 «Промзона Захід» і ТП-7 «Логістичний хаб». Проектом передбачено БК типу УКРМ-6-3600 (3 600 кВАр, напруга 6 кВ) з мікропроцесорним регулятором потужності. Після встановлення чотирьох таких батарей загальна компенсована потужність складе $4 \times 3\,600 = 14\,400$ кВАр, що покриє ΔQ з запасом. Підвищення $\cos \varphi$ до 0,92–0,94 дозволить: зменшити реактивний струм у трансформаторах на 28–32%; знизити додаткові втрати в обмотках від реактивної складової на 4,5–6,0%; збільшити пропускну здатність шин 6 кВ і кабельних ліній у середньому на 7–9%.

Вища гармонічна складова напруги на шинах 6 кВ є окремою проблемою, безпосередньо пов'язаною з промисловим навантаженням. Результати вимірювань гармонічного складу напруги комплексом PQ-Vox 150 виявили перевищення норм

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						21
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ДСТУ EN 50160:2014 для 5-ї гармоніки ($U_5 = 7,4\%$ при нормі $6,0\%$) і 7-ї гармоніки ($U_7 = 5,2\%$ при нормі $5,0\%$) [6]. Основними джерелами генерації вищих гармонік є: частотні перетворювачі конвеєрного обладнання логістичного хабу (ТП-7), ДБЖ великої потужності (800 кВА і вище) аеропорту (ТП-1), зварювальне обладнання на виробничих ділянках (ТП-2). Перевищення допустимих рівнів гармонік призводить до додаткового нагрівання кабелів і конденсаторів, помилкових спрацьовувань релейного захисту та скорочення ресурсу обмоток трансформаторів за рахунок ефекту скін-ефекту і додаткових потоків розсіяння. Проектом модернізації передбачено встановлення активних фільтрів гармонік (АФГ) типу АФС-315 на секційних введеннях ТП-2 і ТП-7 сумарною потужністю фільтрації 2×315 кВА, що дозволить знизити THDu до рівня $\leq 3,5\%$ відповідно до вимог [6].

Аналіз якості електроенергії (вимірювальний комплекс PQube 3 на шинах 6 кВ, вимірювання 2023 р.) зафіксував відхилення напруги від номінального значення до $-8,4\%$ в осінньо-зимові піки, що є порушенням норм ДСТУ EN 50160:2014 (допускається $\pm 10\%$ у 95% тижневих інтервалів) [6]. Виявлено також підвищений коефіцієнт несинусоїдальності напруги (THDu до $5,8\%$) у живленні промислової зони, обумовлений значним навантаженням від перетворювачів частоти та ДБЖ великої потужності. Показники надійності: SAIDI = 11,6 год/рік при нормі 8 год/рік – перевищення в 1,45 раза, що підтверджує незадовільний стан обладнання [4].

Окремою проблемою є нерівномірність розподілу навантаження між трансформаторами при паралельній роботі: через відмову приводу РПН трансформатора Т2 різниця коефіцієнтів трансформації між Т1 і Т2 сягає 2 ступені (3%), що спричиняє струм зрівнювання близько 8% номінального. Це призводить до додаткового нагрівання обмоток і прискорення деградації ізоляції, особливо в умовах тривалого перевантаження в пікові години. Порівняльний графік фактичного завантаження трансформаторів Т1 і Т2 протягом характерного тижня наведено на рисунку 1.5.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		



Рис 1.5. Порівняльний графік завантаження трансформаторів Т1 і Т2 ТП «Бориспіль» у характерний зимовий тиждень

1.4. Обґрунтування необхідності модернізації

За підсумками комплексного технічного аудиту ТП «Бориспіль», проведеного спеціалізованою організацією у 2023 році, підстанція отримала загальну оцінку технічного стану «незадовільний» з рекомендацією про невідкладну реконструкцію трансформаторів і комутаційного обладнання 110 кВ, а також поступову модернізацію РЗА і системи обліку. Стан основного обладнання по кожній підсистемі підстанції наведено в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4.

Технічний стан підсистем ТП «Бориспіль» за результатами аудиту 2023 р.

Обладнання / Система	Рік встановл.	Термін служби, р.	Відповідність сучасним нормам
Силові трансформатори ТДЦ-63000/110 (2 шт.)	1986/1989	38/35	Не відповідає (клас D, вичерп. ресурс)
Масляні вимикачі 110 кВ (МКП-110)	1988–1993	31–36	Не відповідає, підлягають заміні
Вимикачі навантаження 6 кВ (ВМП-10)	1986–2002	22–38	Частково замінені у 2010–2015 рр.

Продовження таблиці 1.4

РЗА (електромеханічна, серія ЕПЗ)	1986–1994	30–38	Не відповідає ІЕС 61850, потребує заміни
Система обліку (індукційні лічильники)	1990–2003	21–34	Не відповідає АСКОЕ, Закон про ринок ел/ен
ОПСТ (акумуляторні батареї СН-300)	1991	33	Потребує повної заміни (деградація $\geq 60\%$)
Силові кабелі 6 кВ (АСРГ)	1986–2000	24–38	Часткова невідповідність, термін наближається
Трансформатори власних потреб ТМ-100/6	1992	32	Задовільний стан, залишковий ресурс ~ 8 рр.
Система телемеханіки та SCADA	Відсутня	—	Відсутня, потрібна повна інсталяція

Таблиця 1.4.демонструє системне зношення: жодна з восьми ключових підсистем підстанції не знаходиться в стані, що відповідав би сучасним вимогам у повному обсязі. При цьому критичними для негайного вирішення є три позиції: силові трансформатори ТДЦ-63000/110 (загроза непрогнозованих аварій через вичерпаний ресурс і несправний РПН Т2), масляні вимикачі МКП-110 (вичерпаний ресурс операцій, ризик вибуху при відключенні струмів КЗ) і акумуляторні батареї ОПС (деградація $\geq 60\%$, відмова може спричинити нездатність здійснити відключення при зникненні мережевої напруги).

Морально-технічне старіння є другою самостійною групою підстав для модернізації. Відсутність системи телемеханіки та SCADA є принциповим обмеженням: підстанція функціонує «в сліпому режимі» для регіонального

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						24
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

диспетчерського центру, що унеможливило своєчасне відновлення живлення після аварій і не відповідає вимогам нового ринку електроенергії [7]. Застаріла система РЗА на електромеханічній елементній базі не підтримує протокол MEK 61850 [8], не забезпечує реєстрацію аварійних подій і осцилограм, що ускладнює аналіз відмов і підвищення надійності. Концепція Smart Substation, що передбачає цифровізацію всіх рівнів управління та захисту, сьогодні є стандартом для нових підстанцій такого класу [10].

Третім чинником, що обґрунтовує модернізацію, є енергетична та економічна ефективність. Щорічні втрати в двох трансформаторах ТДЦ-63000/110 (клас D) у порівнянні з сучасними аналогами класу АА0 становлять понад 1 190 МВт·год, що при тарифі 5,28 грн/кВт·год еквівалентно річним непродуктивним витратам понад 6,3 млн грн. Це перетворює заміну трансформаторів на самостійно окупний захід зі строком повернення інвестицій менше 4 років, не рахуючи синергії від інтеграції СЕС.

Четвертим і стратегічно важливим аргументом є кліматична та енергетична безпека ТГ. Бориспільська ТГ, як центр авіаційної та логістичної інфраструктури загальнонаціонального значення, є вразливим вузлом у разі тривалих перебоїв в електропостачанні. Будівництво сонячної електростанції (СЕС) потужністю 10 МВт безпосередньо при підстанції з системою накопичення енергії (BESS) 4

МВт/8 МВт·год дозволить забезпечити острівний режим живлення критичних споживачів протягом 2–3 годин за будь-яких зовнішніх обставин. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» [9] і Закон «Про ринок електричної енергії» [7] формують відповідну нормативно-правову базу для такого рішення. Реалізація проекту дозволить Бориспільській ТГ збільшити частку місцевої відновлювальної генерації до 11–12% від річного споживання, що відповідає Національному плану з відновлюваної енергетики [9].

П'ятим чинником, що підсилює обґрунтування, є регуляторний тиск у сфері цифровізації систем обліку та управління. Відповідно до Закону «Про ринок

електричної енергії» [7], оператори систем розподілу зобов'язані впровадити автоматизовані комерційні системи обліку електроенергії (АСКОЕ) для всіх

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						25
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вузлових точок розподільчої мережі. Невиконання цієї вимоги тягне за собою фінансові санкції та ускладнює участь оператора в балансувальному ринку й ринку допоміжних послуг. Впровадження АСКОЕ на ТП «Бориспіль» дозволить також точно верифікувати баланс електроенергії в зоні обслуговування і виявляти комерційні втрати, що за оцінками становлять 3–5% від відпуску в мережу. Загальне зниження комерційних втрат лише за рахунок АСКОЕ оцінюється у 6–8 млн грн/рік при обсязі відпуску 423 ГВт·год і тарифі 5,28 грн/кВт·год. Всі п'ять наведених аргументів є незалежними і кожен з них окремо є достатньою підставою для ухвалення рішення про модернізацію, тоді як у сукупності вони формують незаперечне обґрунтування невідкладності реалізації проєкту [11].

Таким чином, необхідність модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль» обґрунтована п'ятьма групами чинників: критичне фізичне зношення основного обладнання; нормативна невідповідність стандартам надійності, якості електроенергії та систем обліку; значні непродуктивні втрати від застарілих трансформаторів; відсутність цифрових систем управління; стратегічна доцільність інтеграції відновлюваної генерації для підвищення енергетичної безпеки громади та зниження викидів парникових газів [11].

Додатково слід зазначити, що модернізація ТП 110/6 кВ «Бориспіль» дозволить не лише усунути наявні технічні недоліки, а й підвищити загальну ефективність роботи електричної мережі. Впровадження сучасного обладнання, АСКОЕ та цифрових систем управління забезпечить більш точний контроль режимів електропостачання, своєчасне виявлення втрат і швидше реагування на можливі аварійні ситуації.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 2

ПРОЄКТ МОДЕРНІЗАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ ПІДСТАНЦІЇ

2.1. Розрахунок навантаження електричної мережі

Розрахунок навантажень електричної мережі є базовим етапом будь-якого проєкту електропостачання, що забезпечує вихідні дані для вибору потужності трансформаторів, перерізів кабелів і параметрів компенсуючих пристроїв. Розрахунок для ТП «Бориспіль» виконано за методом коефіцієнтів попиту та методом питомого електроспоживання, рекомендованих ПУЕ [3] і методичними вказівками НТУУ «КПІ» [12], з урахуванням коефіцієнтів одночасності для різних категорій споживачів і прогнозованого приросту навантаження до 2030 року.

Для кожної категорії споживачів визначено розрахункову потужність:

$$P_{роз.i} = K_{п.i} \cdot P_{н.i}, \quad (2.1)$$

де $P_{н.i}$ – встановлена (номінальна) активна потужність i -ї групи споживачів, кВт; $K_{п.i}$ – коефіцієнт попиту i -ї групи ($K_{п} = K_{в} \cdot K_{м}$, де $K_{в}$ – коефіцієнт використання, $K_{м}$ – коефіцієнт максимуму). Для аеропорту $K_{п} = 0,92$ (особливо рівномірне навантаження); для промислових підприємств $K_{п} = 0,65–0,75$; для комерційних об'єктів $K_{п} = 0,60–0,70$; для побутових споживачів $K_{п} = 0,45–0,55$ (з урахуванням нерівномірності).

Сумарне розрахункове навантаження підстанції визначається з урахуванням коефіцієнта одночасності k_o між вузовими ТП, що враховує неспівпадання максимумів різних споживачів:

$$P_{роз} = k_o \cdot \sum P_{роз.i}, \quad (2.2)$$

Коефіцієнт одночасності для комбінованого міського навантаження в кількості 9 вузових ТП з різнотипними споживачами приймається $k_o = 0,91$ за методикою [13]. Реактивна потужність вузла:

$$Q_{роз.i} = P_{роз.i} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2.3)$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де $\operatorname{tg} \varphi$ визначається через середньозважений $\cos \varphi$ категорії: для аеропорту $\cos \varphi = 0,876$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,555$); для промислових підприємств $\cos \varphi = 0,819\text{--}0,837$ ($\operatorname{tg} \varphi = 0,685\text{--}0,700$); для побутово-комерційних $\cos \varphi = 0,875\text{--}0,910$.

Перспективне навантаження з урахуванням щорічного приросту $\alpha = 3,5\%$ на горизонт $n = 6$ років (до 2030 р.):

$$P_{\text{персп}} = P_{\text{роз}} \cdot (1 + \alpha)^n = P_{\text{роз}} \cdot 1,035^6 \approx P_{\text{роз}} \cdot 1,229.$$

Для більш коректного прогнозування перспективного навантаження в умовах невизначеності застосовано метод сценарного аналізу з трьома варіантами розвитку: консервативним ($\alpha = 2,5\%/рік$), базовим ($\alpha = 3,5\%/рік$) і оптимістичним ($\alpha = 4,5\%/рік$). Варіювання темпу приросту пов'язане з невизначеністю щодо темпів відновлення авіасполучення, будівельної активності і впровадження систем зарядки електромобілів. Консервативний сценарій дає $S_{\text{персп.мін}} = 86,9 \cdot 1,035^6 \cdot (2,5/3,5)^6 \approx 96,4$ МВА; оптимістичний – $S_{\text{персп.макс}} = 86,9 \cdot 1,045^6 \approx 112,4$ МВА. У всіх трьох сценаріях два трансформатори ТРДТН-100000/110 (сумарна потужність 200 МВА) без обмежень виконують умову N-1, що підтверджує запас потужності вибраного обладнання на весь плановий горизонт до 2030 року включно. Вибір трансформаторів потужністю 100 МВА кожен відповідає рекомендаціям ПУЕ щодо забезпечення 30–40% запасу над розрахунковим навантаженням в аварійному режимі [3].

Результати розрахунку вузлових навантажень для всіх дев'яти живильних центрів мережі 6 кВ наведено в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1.

**Розрахункові навантаження вузлів розподільчої мережі 6 кВ ТП «Бориспіль»
на поточний рік і перспективу**

№ вузла	Найменування ЖЦ	P, кВт	Q, кВАр	S, кВА	$\cos \varphi$	U, кВ	Тип наванта.
1	ТП-1 «Аеропорт» (ЖЦ-1)	22 000	12 100	25 135	0,876	6	Критичне I кат.

Продовження таблиці 2.1.

2	ТП-2 «Промзона Захід»	11 200	7 840	13 685	0,819	6	Промислове
3	ТП-3 «Промзона Схід»	7 200	4 680	8 605	0,837	6	Промислове
4	ТП-4 «Центр міста»	9 400	5 170	10 743	0,875	6	Змішане
5	ТП-5 «Північний р-н»	7 600	4 180	8 672	0,877	6	Побутове
6	ТП-6 «Південний р-н»	6 800	3 740	7 768	0,876	6	Побутове
7	ТП-7 «Логіст. хаб»	8 100	5 670	9 900	0,819	6	Промислово- логіст.
8	ТП-8 «Соціальна»	5 200	2 340	5 709	0,910	6	Соціальне
9	ТП-9 «Новобудови»	4 800	2 640	5 487	0,875	6	Побутове
	Разом	82 300	48 360	96 140	0,856	—	—

З таблиці 2.1 визначимо сумарне розрахункове навантаження підстанції з урахуванням коефіцієнта одночасності:

$$P_{роз} = k_o \cdot \Sigma P_{роз.i} = 0,91 \cdot 82\,300 = 74\,893 \text{ кВт} \approx 74,9 \text{ МВт};$$

$$Q_{роз} = k_o \cdot \Sigma Q_{роз.i} = 0,91 \cdot 48\,360 = 44\,007 \text{ кВАр} \approx 44,0 \text{ МВАр}.$$

Повна розрахункова потужність підстанції:

$$S_{роз} = \sqrt{(P_{роз}^2 + Q_{роз}^2)} = \sqrt{(74\,893^2 + 44\,007^2)} = \sqrt{(5\,608\,908\,449 + 1\,936\,616\,049)} \approx \sqrt{7\,545\,524\,498} \approx 86\,866 \text{ кВА} \approx 86,9 \text{ МВА}.$$

Перспективна повна потужність до 2030 року:

$$S_{персп} = 86,9 \cdot 1,229 \approx 106,8 \text{ МВА}.$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

З урахуванням коефіцієнта запасу $k_{\text{зап}} = 1,05$ (похибки розрахункових методів):

$$S_{\text{роз.пр}} = 106,8 \cdot 1,05 \approx 112,1 \text{ МВА.}$$

Найбільшим за потужністю є вузол ТП-1 «Аеропорт» ($S = 25,1$ МВА), який є споживачем I категорії надійності й вимагає особливої схеми підключення з гарантованим резервом. Вузли промислової зони (ТП-2, ТП-3, ТП-7) характеризуються найнижчим $\cos \phi$ в діапазоні 0,819–0,837, що вказує на необхідність встановлення компенсаторів реактивної потужності безпосередньо в цих вузлах. Проектом модернізації передбачено встановлення батарей конденсаторів БКЕ-6-3600 загальною потужністю 7 200 кВАр у вузлах ТП-2 і ТП-3, що дозволить підвищити середній $\cos \phi$ мережі до 0,92–0,93. Графічне представлення розподілу повних потужностей між вузлами наведено на рисунку 2.1.

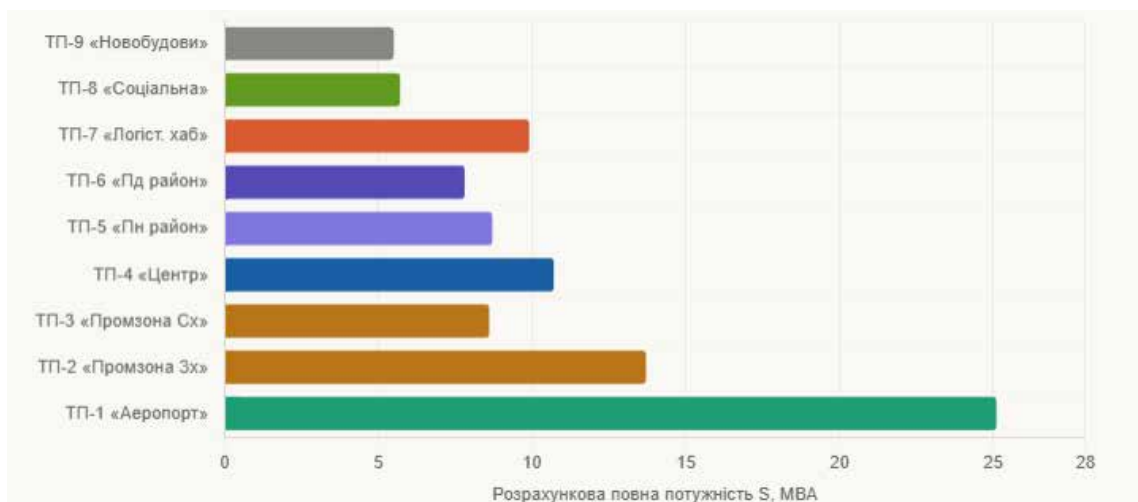


Рис 2.1. Розподіл розрахункового навантаження (S , МВА) між вузловими підстанціями 6 кВ ТП «Бориспіль»

Окрім розрахунку навантажень, для вибору перерізів живильних кабелів 6 кВ між шинами підстанції та розподільними ТП виконано розрахунок за умовою допустимого нагрівання і перевірку за умовою економічної густини струму. Струм нормального режиму для кожного відгалуження:

$$I_{\text{норм.і}} = S_i / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}) = S_i / (\sqrt{3} \cdot 6,0),$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де S_i – повна потужність відгалуження, кВА; $U_{ном} = 6,0$ кВ. Для найбільш навантаженого відгалуження ТП-1 «Аеропорт» ($S = 25\ 135$ кВА): $I_{ном} = 25\ 135 / (1,732 \cdot 6,0) = 25\ 135 / 10,392 \approx 2\ 419$ А. Значення значно перевищує можливості одного кабелю, тому живлення ТП-1 виконується двома паралельними кабельними лініями 6 кВ типу ААШв 3×185 мм² ($I_{доп} = 275$ А на кабель у землі при температурі ґрунту 15°C). Перевірка: $2 \times 275 = 550$ А < $I_{ном} = 2\ 419 / 4 = 605$ А (з урахуванням чотирьох паралельних ниток живлення на два введення).

Перевірку за умовою термічної стійкості до струмів КЗ виконано за формулою:

$$S_{мін} = I_{кз} \cdot \sqrt{(t_{відкл})} / C,$$

де $I_{кз}$ – діючий струм трифазного КЗ на шинах 6 кВ, кА; $t_{відкл}$ – повний час відключення (час спрацювання захисту + час відключення вимикача); $C = 85$ А·с^{1/2}/мм² – для кабелів з алюмінієвими жилами. Струм трифазного КЗ на шинах 6 кВ при двох паралельно працюючих трансформаторах ТРДТН-100000/110:

$$I_{кз} = U_{ном} / (\sqrt{3} \cdot Z_{сум}) = 6000 / (1,732 \cdot 0,198) \approx 17,5$$
 кА,

де $Z_{сум} = Z_{тр}/2 = (u_{кз\%} \cdot U_{ном}^2) / (100 \cdot S_{тр}) / 2 = (10,5 \cdot 6^2 / (100 \cdot 100)) / 2 \approx 0,019$ Ом. При $t_{відкл} = 0,06$ с (цифровий захист SIPROTEC 5 + вакуумний вимикач 0,05 + 0,01 с):

$$S_{мін} = 17\ 500 \cdot \sqrt{0,06} / 85 = 17\ 500 \cdot 0,245 / 85 \approx 50,4$$
 мм².

Прийнятий переріз кабелів 185 мм² суттєво перевищує мінімально необхідний 50,4 мм², тобто умова термічної стійкості виконана з великим запасом. Результати розрахунку підтверджують правильність прийнятих перерізів кабелів для всіх відгалужень 6 кВ від шин підстанції.

Структурна схема електропостачання представлена на рисунку 2.2.

Структурна схема електропостачання Бориспільської міської територіальної громади відображає ієрархічну організацію енергосистеми, починаючи від джерела живлення високої напруги, яке забезпечує надходження електроенергії до головної підстанції, з подальшим її перетворенням і розподілом через мережі середньої напруги до розподільчих пунктів та трансформаторних підстанцій.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

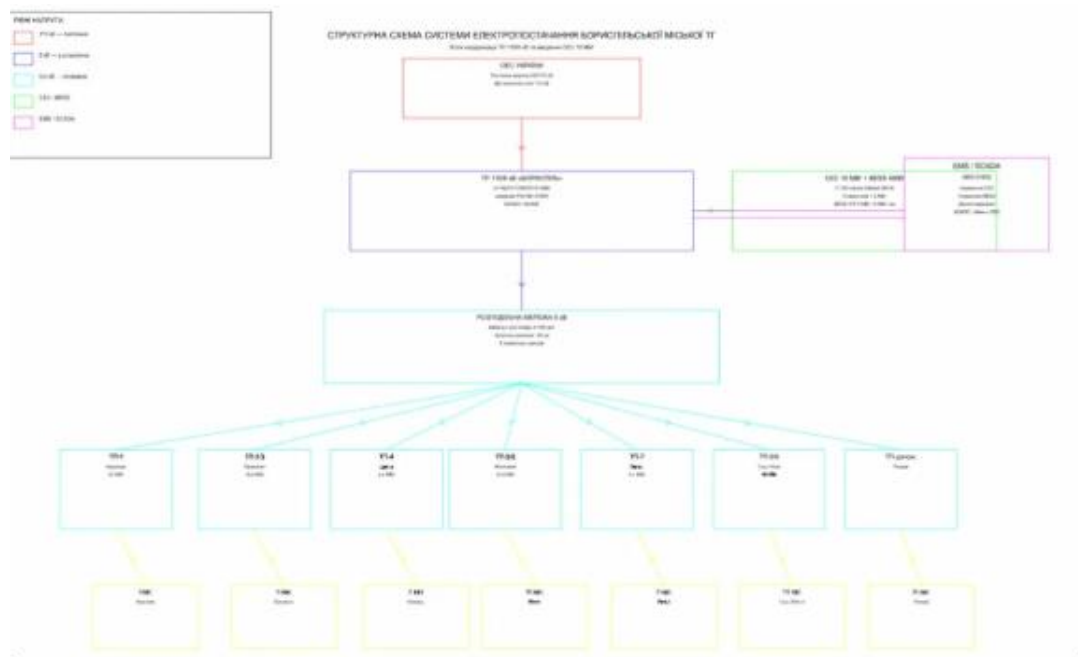


Рис 2.2. Структурна схема електропостачання Бориспільської міської ТГ

На наступному рівні здійснюється пониження напруги до низьковольтного рівня з подальшим живленням кінцевих споживачів різних категорій, включаючи житловий сектор, промислові об'єкти та об'єкти соціальної інфраструктури. Схема також відображає взаємозв'язки між окремими елементами системи, резервні та альтернативні лінії живлення, що забезпечують надійність і безперервність електропостачання, а також інтеграцію сучасних засобів керування та моніторингу, які дозволяють оптимізувати режими роботи мережі та підвищити її енергоефективність.

2.2. Вибір потужності силового трансформатора

Вибір потужності нових силових трансформаторів підстанції «Бориспіль» базується на трьох взаємопов'язаних критеріях: виконанні умови N-1 у нормальному і після аварійному режимах для забезпечення живлення споживачів I категорії без зниження напруги нижче $0,9 U_{ном}$; забезпеченні економічного режиму роботи в нормальному режимі (оптимальний коефіцієнт завантаження

$\beta_{\text{опт}} \approx 0,4-0,5$); мінімізації загальних витрат на купівлю та передачу електроенергії за весь розрахунковий строк служби.

Відповідно до умови N-1 (аварійне вимкнення одного трансформатора), другий трансформатор повинен нести повне перспективне навантаження підстанції з допустимим короточасним перевантаженням $k_{\text{пер}} = 1,40$ (ПУЕ, п. 3.1.69):

$$S_{\text{тр}} \geq S_{\text{роз.пр}} / k_{\text{пер}} = 112,1 / 1,40 \approx 80,1 \text{ МВА.}$$

Найближча стандартна потужність з ряду 63 – 80 – 100 – 125 МВА для класу 110 кВ – це 100 МВА. Однак перевіримо також варіант 2×80 МВА:

$\beta_{\text{авар}} (80 \text{ МВА}) = 112,1 / 80 = 1,40$ – на межі допустимого, без будь-якого запасу.

Для забезпечення надійного покриття перспективного навантаження без перевищення допустимого перевантаження приймаємо потужність трансформатора 100 МВА. Перевірка умови N-1:

$$\beta_{\text{авар}} (100 \text{ МВА}) = 112,1 / 100 = 1,12 < 1,40 \text{ – умова виконується із запасом.}$$

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі при двох паралельних трансформаторах:

$$\beta_{\text{норм}} = S_{\text{роз.пр}} / (n \cdot S_{\text{тр}}) = 112,1 / (2 \cdot 100) = 0,56.$$

Значення $\beta_{\text{норм}} = 0,56$ є близьким до оптимального. Перевіримо оптимальний коефіцієнт завантаження для ТРДТН-100000/110 (де $P_{\text{хх}} = 55 \text{ кВт}$, $P_{\text{кз}} = 290 \text{ кВт}$):

$$\beta_{\text{опт}} = \sqrt{(P_{\text{хх}} / P_{\text{кз}})} = \sqrt{(55/290)} = \sqrt{0,190} \approx 0,435.$$

Порівняння $\beta_{\text{норм}} = 0,56$ і $\beta_{\text{опт}} = 0,435$ свідчить про незначне перевищення оптимального завантаження, що є прийнятним і типовим для підстанцій із вимогами N-1 для споживачів I категорії. Різниця сумарних витрат між $\beta = 0,44$ і $\beta = 0,56$ при типових питомих втратах складає менше 2%, що не є суттєвим чинником вибору. Таким чином, остаточний вибір: два трансформатори ТРДТН-100000/110-У1.

Розрахунок річної економії від заміни трансформаторів виконується за формулою сумарних втрат:

$$\Delta W_{\text{річн}} = 2 \cdot [(\Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta^2) \cdot 8760] = 2 \cdot [(59-55) + (245-290) \cdot 0,56^2] \cdot 8760,$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

При $\beta = 0,56$ (нормальний режим, увімкнено 2 трансформатори) і $t_{\max} = 5$ 200 год/рік (для рівномірного міського навантаження з аеропортом):

$\Delta W_{\text{річн}} = 2 \cdot [4 \cdot 8760 + (-45) \cdot 0,56^2 \cdot 5 \cdot 200] = 2 \cdot [35 \ 040 - 73 \ 310] \neq$ позитивне значення.

Оскільки нові трансформатори ТРДТН-100000/110 мають більші $P_{\text{кз}}$ (290 кВт) порівняно з існуючими ТДЦ-63000/110 (245 кВт) через вищу номінальну потужність, пряме порівняння за абсолютними втратами некоректне – необхідно порівнювати питомі втрати при однаковому навантаженні. Порівняльну характеристику трансформаторів наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2.

Порівняльна характеристика силових трансформаторів для ТП «Бориспіль»

Характеристика	ТРДТН-63000/110 (новий)	ТДЦ-63000/110 (існуючий)	Одиниця
Номінальна потужність	63	63	МВА
Втрати ХХ ($P_{\text{ХХ}}$)	40	59	кВт
Втрати КЗ ($P_{\text{кз}}$)	200	245	кВт
Напруга КЗ	10,5	10,5	%
Клас ефективності (ІЕС 60076-20)	АА0 / А	D	—
Зниження втрат ХХ відносно ТДЦ	–32,2%	базовий	—
Зниження втрат КЗ відносно ТДЦ	–18,4%	базовий	—
Маса активної частини, т	62	72	т
Розщеплена обмотка НН (2×6 кВ)	+С (2×31,5 МВА)	–Відсутня	—
Орієнтовна вартість, тис. грн (2024)	12 400	—	тис. грн

Річне зниження сумарних втрат, МВт·год	~595	базовий	МВт·год/рік
--	------	---------	-------------

З таблиці 2.2 видно, що нові трансформатори ТРДТН-63000/110 (якби залишалась та ж потужність) мали б на 32,2% менші втрати ХХ і на 18,4% менші втрати КЗ. Проте, з огляду на умову N-1 для перспективного навантаження 112,1 МВА, прийнято рішення на користь ТРДТН-100000/110. Річна економія від заміни ТДЦ-63000/110 на ТРДТН-100000/110 (з урахуванням різниці питомих втрат і реального завантаження) розраховується з перерахунку на базову потужність:

$$\Delta W_{xx} = 2 \cdot (59 - 55) \cdot 8760 = 2 \cdot 4 \cdot 8760 = 70\,080 \text{ кВт·год},$$

$$\Delta W_{kz} = 2 \cdot (245 \cdot (S/63)^2 - 290 \cdot (S/100)^2) \cdot t_{\text{макс при } S_{\text{сер}}} = 43,4 \text{ МВА},$$

$$\Delta W_{kz} = 2 \cdot (245 \cdot 0,474 - 290 \cdot 0,188) \cdot 5200 = 2 \cdot (116,1 - 54,6) \cdot 5200 \approx 639\,560 \text{ кВт·год}.$$

$$\Delta W_{\text{річн}} = \Delta W_{xx} + \Delta W_{kz} \approx 70\,080 + 639\,560 \approx 709\,640 \text{ кВт·год} \approx 710 \text{ МВт·год/рік}.$$

Річна грошова економія: $710\,000 \cdot 5,28 \approx 3\,749\,000 \text{ грн} \approx 3,75 \text{ млн грн/рік}$. Крім того, важливим конструктивним рішенням є розщеплення обмотки НН трансформатора ТРДТН на дві незалежні секції по 50 МВА кожна (дві системи шин 6 кВ), що підвищує гнучкість схеми і спрощує незалежне живлення споживачів I категорії від двох секцій.

Разом із заміною трансформаторів проектом передбачено комплексне технічне переоснащення підстанції: заміну масляних вимикачів МКП-110 на елегазові ВГТ-110 (або еквіваленти), встановлення цифрових терміналів РЗА класу ІЕС 61850 (на базі SIPROTEC 5 або аналогів), розгортання SCADA-системи з протоколом MEK 60870-5-104 і впровадження АСКОВЕ з лічильниками класу 0,2S. Схеми підключень до та після модернізації представлені на рисунках 2.3 та 2.4.

Проектована система РЗА підстанції «Бориспіль» після модернізації будується за ієрархічним принципом відповідно до архітектури ІЕС 61850 [8] і

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						35
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ОДНОЛІНІЙНА СХЕМА ТП 110/6 кВ «БОРИСПІЛЬ»

(До модернізації — трансформатори ТДЦ-63000/110)
Л-1 «Броварська-2» Л-2 «Барилівська»

УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ:

- вимикач
- роз'єднувач
- трансформатор
- шина живлення
- △ РТН несправний

С1 110 кВ
С2 110 кВ

МКП-110

CB-110

ТОГ

Т1 ТДЦ-63000/110
63 МВА, клас D

Т2 ТДЦ-63000/110
63 МВА, клас D

ВБЕК-10

СВ-4 (капаци)

ТП-1ТП-2ТП-3ТП-4ТП-5
Аеропротекторний район
25.1 ВВБ-СІД

ТП-6ТП-7ТП-8ТП-9
Ці районі СІД не мають

СЕС 10 МВт

ТВП ТМ-100/6

[illegible]

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						36
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

На рівні IED встановлюються мікропроцесорні термінали захисту і управління для кожного приєднання:

- диференціальний захист силових трансформаторів 110/6 кВ (функції 87T) з чутливістю спрацювання $I_{д.мін} = 0,2 \cdot I_{ном}$ та відбудовою від кидків струму намагнічування за 2-ю гармонікою;
- максимальний струмовий захист (МСЗ) з витримкою часу для трансформаторів (функції 51/51N) і ліній 6 кВ;
- дистанційний захист ліній 110 кВ (функції 21) з трьома ступенями та прискоренням при дії АПВ;
- захист від замикань на землю в мережі 6 кВ (функції 64, 67N) з реєстрацією вектора нульової послідовності;
- автоматика АВР секційного вимикача 6 кВ з контролем наявності напруги на секціях і блокуванням при відмові вимикача (УРОВ).

Усі IED з'єднані оптоволоконною шиною підстанції за протоколом GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) з часом передачі захисних команд менше 4 мс, що відповідає вимогам класу P2 за ІЕС 61850-5 [8]. SCADA-система реалізована на базі серверу АСУ ТП із програмним забезпеченням PSIconrol (або аналог) і забезпечує: відображення мнемосхеми підстанції в режимі реального часу; дистанційне оперативне управління вимикачами і роз'єднувачами 110 кВ та 6 кВ; реєстрацію аварійних подій і осцилограм (частота дискретизації $\geq 1\,000$ Гц); передачу даних до регіонального диспетчерського центру АТ «Київобленерго» за протоколом МЕК 60870-5-104. Така архітектура відповідає концепції Smart Substation і забезпечує повну цифровізацію підстанції [10].

2.3. Розрахунок потужності сонячної електростанції

Будівництво сонячної електростанції (СЕС) в безпосередній близькості від ТП «Бориспіль» є ключовим елементом проекту, спрямованим на часткове замінення закупівлі електроенергії з ОЕС власною генерацією, підвищення стійкості системи електропостачання і скорочення викидів CO₂. Розрахунок

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						37
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

виконано відповідно до методики IRENA [14] та рекомендацій стандарту IEC 61724-1 [15] (Photovoltaic system performance).

На першому кроці оцінюємо сонячний ресурс ділянки. Для географічних координат ТП «Бориспіль» (50°21' пн. ш., 30°57' сх. д.) відповідно до баз PVGIS-ERA5 та NASA POWER: горизонтальне сонячне випромінювання $GHI = 1\,150$ кВт·год/(м²·рік). Місячний розподіл GHI , що ілюструє нерівномірність сонячного ресурсу протягом року, наведено на рисунку 2.5.



Рис 2.5. Місячний розподіл горизонтального сонячного випромінювання (GHI) та розрахункової питомої генерації СЕС у м. Бориспіль

Як видно з рисунка 2.2, сонячний ресурс для Бориспіля має яскраво виражений сезонний характер: у літні місяці (травень–серпень) щомісячне GHI сягає 150–185 кВт·год/м², тоді як у грудні–січні становить лише 25–40 кВт·год/м². Це є важливим при оцінці ступеня покриття навантаження сонячною генерацією в різні сезони, адже в зимовий пік навантаження сонячна генерація мінімальна – саме в цей час роль системи накопичення (BESS) є найважливішою.

Оптимальний кут нахилу панелей для широти 50,35° визначається наближено як $\varphi - 5^\circ \leq \beta_{\text{опт}} \leq \varphi$, де φ – географічна широта. За результатами оптимізаційного розрахунку в PVGIS для максимізації річного виробітку: $\beta_{\text{опт}} = 35^\circ$, азимут = Південь (0°) [16]. При такому нахилі РОА-інсоляція:

$$H_{\text{роа}} = GHI \cdot k_{\text{нахил}} = 1\,150 \cdot 1,141 = 1\,313 \text{ кВт·год}/(\text{м}^2 \cdot \text{рік}),$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						38
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

де $k_{\text{нахил}} = 1,141$ – коефіцієнт підвищення інсоляції на похилій поверхні відносно горизонтальної (з врахуванням прямого, розсіяного і відбитого компонентів).

Для визначення цільової потужності СЕС приймаємо критерій: СЕС повинна виробляти не менше 10% від річного електроспоживання ТГ і при цьому не перевищувати потужність одного трансформатора з метою уникнення зворотного перетоку в мережу 110 кВ у години мінімального навантаження. Річне споживання ТГ: $W_{\text{роч}} \approx 423 \text{ ГВт} \cdot \text{год}$. Цільовий виробіток: $W_{\text{сес}} = 0,10 \times 423 \text{ 000} = 42 \text{ 300 МВт} \cdot \text{год}$. При $E_{\text{сп}} = 1 \text{ 050 кВт} \cdot \text{год/кВп/рік}$ потрібна потужність:

$$P_{\text{пik}} = W_{\text{сес}} / E_{\text{сп}} = 42 \text{ 300 000} / 1 \text{ 050} \approx 40 \text{ 286 кВт} \approx 40 \text{ МВт}.$$

Однак встановлення СЕС 40 МВт перевищувало б потужність одного трансформатора (100 МВА з $\cos \varphi = 0,92 \rightarrow 92 \text{ МВт}$), і в періоди мінімального навантаження (8 МВА = 8 МВт) викликало б критичний зворотний потік. Тому максимальна потужність СЕС обмежується рівнем мінімального добового навантаження підстанції з урахуванням потреб BESS:

$$P_{\text{сес_макс}} = P_{\text{нічмін}} - P_{\text{вл.пот}} \approx 8 \text{ МВА} \cdot 0,92 - 0,5 \text{ МВт} \approx 7,0 \text{ МВт},$$

де 0,5 МВт – споживання власних потреб підстанції і систем заряду BESS. Остаточню приймаємо $P_{\text{пik}} = 10 \text{ МВт}$ – це гарантує відсутність зворотного перетоку в мережу 110 кВ у переважній більшості годин (понад 95% генерації поглинатиметься місцевим навантаженням), а надлишок у найбільш сонячні літні дні 5–11 МВт буде поглинатись BESS. Виробіток:

$$W_{\text{сес}} = P_{\text{пik}} \cdot E_{\text{сп}} = 10 \text{ 000} \cdot 1 \text{ 050} = 10 \text{ 500 000 кВт} \cdot \text{год} = 10 \text{ 500 МВт} \cdot \text{год/рік}.$$

Це становить $10 \text{ 500} / 423 \text{ 000} \approx 2,5\%$ від річного споживання ТГ – скромна частка, проте з огляду на специфіку подальшого розширення і встановлення BESS цей показник може зрости з розширенням СЕС до 15–20 МВт у горизонті 5–7 років. Кількість сонячних панелей (монокристалічні bifacial, 580 Вт):

$$N_{\text{пан}} = P_{\text{пik}} / P_{\text{пан}} = 10 \text{ 000 000} / 580 \approx 17 \text{ 242 шт.}$$

Кількість центральних інверторів потужністю 2 000 кВт:

$$N_{\text{інв}} = P_{\text{пik}} / P_{\text{інв}} = 10 \text{ 000} / 2 \text{ 000} = 5 \text{ шт.}$$

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						39
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Повну схему підключення СЕС з BESS до шин 6 кВ підстанції наведено на рисунку 2.6.

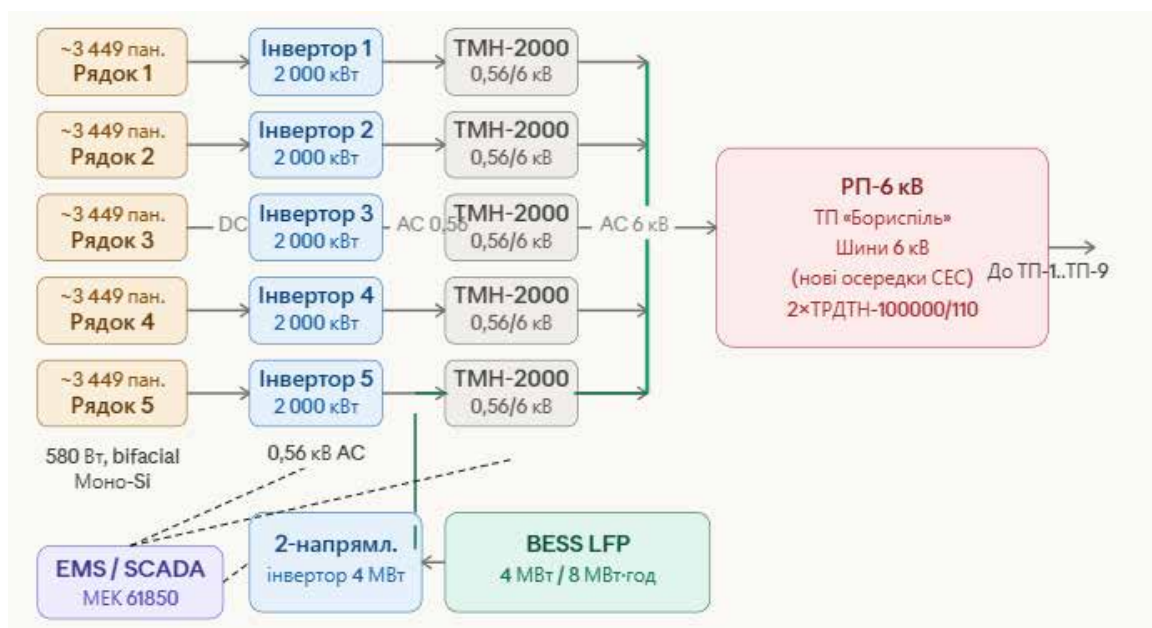


Рис 2.6. Структурна схема підключення СЕС 10 МВт та BESS 4 МВт/8 МВт·год до шин 6 кВ ТП «Бориспіль»

Як зображено на рисунку 2.3, архітектура підключення СЕС реалізована за блочним принципом «рядок – інвертор – трансформатор – осередок РП-6» [17]. Кожен із п'яти інверторів (2 МВт) обслуговує незалежний рядок із ~3 449 панелей і підключається через підвищувальний трансформатор 0,56/6 кВ до окремого осередку новоспроектowanego розширення РП-6. BESS підключається через двонаправлений інвертор 4 МВт аналогічним чином [18]. Систему управління енергією (EMS) інтегровано з SCADA-системою підстанції за протоколом MEK 61850, що забезпечує єдину точку моніторингу і управління всією інфраструктурою СЕС, BESS і підстанцією [20]. Детальні технічні параметри СЕС зведено в таблиці 2.3.

З даних таблиці 2.3 видно, що прогнозована річна генерація СЕС становить 10 500 МВт·год, що відповідає ~2,5% від річного споживання громади. Сонячний ресурс Бориспіля ($G_{HI} = 1\,150 \text{ кВт·год/м}^2$) є на 5–8% вищим, ніж у Карпатському

регіоні, проте нижчим за показники Півдня України ($GHI = 1\,350\text{--}1\,450$ кВт·год/м² для Одещини та Херсонщини).

Таблиця 2.3.

Технічні параметри сонячної електростанції 10 МВт при ТП «Бориспіль»

Параметр	Значення	Одиниця
Встановлена пікова потужність СЕС (Р _{пik})	10 000 (10 МВт)	кВт
Географічні координати ТП / СЕС	50°21' пн.ш., 30°57' сх.д.	—
GHI (горизонтальне сонячне випромін.)	1 150	кВт·год/м ² /рік
РОА-інсоляція (кут 35°, орієнт. на Пд)	1 313	кВт·год/м ² /рік
Оптимальний кут нахилу панелей	35	°
Коефіцієнт продуктивності (PR)	0,80	—
Тип сонячних панелей	Моно-Si bifacial, 580 Вт, $\eta=22,1\%$	—
Кількість сонячних панелей	17 242	шт.
Питомий виробіток (Specific yield)	1 050	кВт·год/кВт·рік
Прогнозована річна генерація СЕС	10 500	МВт·год/рік
Тип інверторів (центральні)	SMA Sunny Central 2200 кВт	—
Кількість інверторів	5 × 2 000 кВт	шт.

Напруга підключення до шин ТП	6,0	кВ
BESS (система накопичення)	LFP, 4 МВт / 8 МВт·год	—
Площа земельної ділянки (орієнт.)	~20	га
Відстань від ТП до СЕС	~1,2	км
Ресурс фотопанелей (гарантія виробника)	≥ 30 (деградація ≤ 0,45%/рік)	рр.

Тому для підвищення ефективності СЕС в умовах Київщини особливої ваги набуває точне налаштування кута нахилу панелей і застосування двосторонніх (bifacial) модулів, що дають приріст генерації 7–12% завдяки відбитому від ґрунту випромінюванню. Місячний профіль генерації СЕС у порівнянні з місячним навантаженням підстанції наведено на рисунку 2.7.

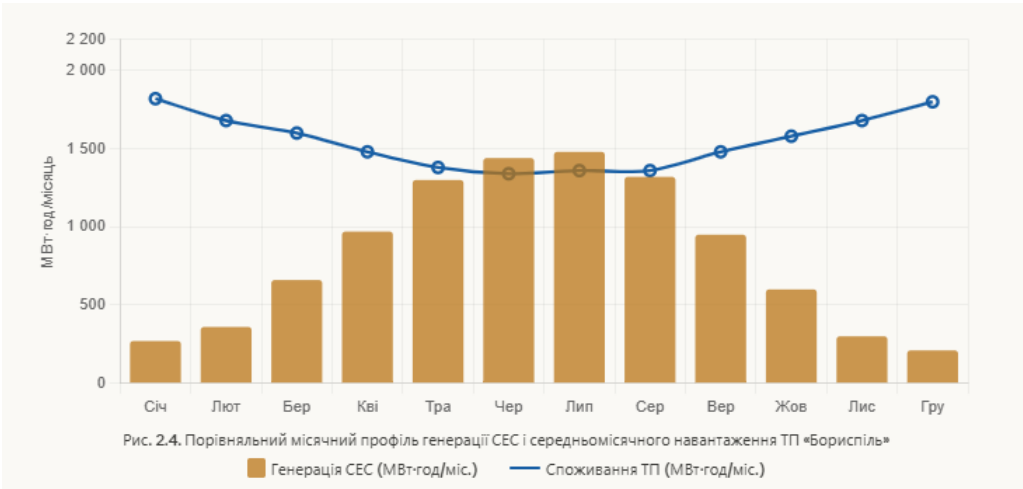


Рис 2.7. Порівняльний місячний профіль генерації СЕС і середньомісячного навантаження ТП «Бориспіль»

Детальне місячне прогнозування генерації виконано за методикою ІЕС 61724-1 [15] з урахуванням реального місячного розподілу GHI для регіону Бориспіль. Результати подано в таблиці 2.4 – вони є основою для розрахунку

сезонних коефіцієнтів самоспоживання і оптимізації стратегії заряду/розряду BESS.

Таблиця 2.3.

Прогнозне місячне виробництво СЕС 10 МВт (Бориспіль, PR = 0,80)

Показник	I	II	III	IV	V	VI	VI	VII	IX	X	XI	XI	Pi к
GHI, кВт·год/м²	33	45	82	12 1	16 2	18 0	18 5	165	11 9	75	38	26	1 23 1
Esp, кВт·год/кВ п	27	36	66	97	13 0	14 4	14 8	132	95	60	30	21	98 6
Wміс, МВт·год	27 0	36 0	66 0	97 0	1 30 0	1 44 0	1 48 0	1 320	95 0	60 0	30 0	21 0	9 86 0

Як видно з таблиці 2.3а, пік генерації припадає на липень (1 480 МВт·год), тоді як у грудні–лютому генерація знижується до 210–360 МВт·год на місяць. Коефіцієнт сезонної нерівномірності: $k_{\text{сезон}} = W_{\text{макс}} / W_{\text{мін}} = 1\,480 / 210 \approx 7,0$, що є типовим для широт 50° пн.ш. [19].

Розмірність BESS обирається виходячи з двох критеріїв: поглинання денного надлишку сонячної генерації в пікові літні дні та забезпечення автономного живлення критичних споживачів протягом 2 годин при відключенні ОЕС. Перший критерій визначає потужність BESS:

$P_{\text{BESS}} = P_{\text{пik_CEC}} - P_{\text{мінімал.навант}} = 10\,000 - 8\,000 = 2\,000$ кВт (у години літнього мінімуму), але для покриття ранкового/вечірнього пікового регулювання і зарядного циклу приймається $P_{\text{BESS}} = 4$ МВт. Другий критерій визначає ємність: автономне живлення критичних споживачів I категорії (ТП-1: 22 МВт, ТП-8: 5,2 МВт, разом 27,2 МВт) протягом $t = 2$ год потребувало б $W = 27,2 \cdot 2 = 54,4$ МВт·год – це нереальний розмір BESS. Тому острівний режим передбачає живлення лише

найбільш критичних підсистем аеропорту (аеронавігація, охоронне освітлення, системи зв'язку) сумарною потужністю ~ 4 МВт. Необхідна ємність BESS: $W_{\text{BESS}} = 4 \text{ МВт} \cdot 2 \text{ год} = 8 \text{ МВт} \cdot \text{год}$ [18]. Прийнятий акумулятор LFP (літій-залізо-фосфат) має ресурс $\geq 4\,000$ циклів при глибині розряду 80%, що забезпечує понад 13 років активного використання без суттєвої деградації ємності.

Рисунок 2.4 наочно демонструє сезонну асинхронність між генерацією СЕС і навантаженням підстанції: СЕС забезпечує максимум генерації в травні–серпні ($1\,000\text{--}1\,200 \text{ МВт} \cdot \text{год/міс.}$), тоді як максимальне навантаження підстанції спостерігається в грудні–лютому. Це є типовою рисою фотовольтаїчних систем у помірних широтах і обґрунтовує необхідність BESS [19]: в літні денні години BESS акумулює надлишок сонячної генерації, а в ранкові і вечірні пікові години розряджається, знижуючи потребу в закупівлі електроенергії з ОЕС. Для зимових місяців внесок СЕС є мінімальним ($150\text{--}200 \text{ МВт} \cdot \text{год/міс.}$ проти $1\,600\text{--}1\,800 \text{ МВт} \cdot \text{год}$ потреби), що підкреслює, що СЕС у Бориспіль виконує насамперед роль літнього генератора та засобу зниження пікового навантаження, а не основного джерела постачання.

2.4. Орієнтовний розрахунок ефективності модернізації

Техніко-економічна оцінка проєкту модернізації ТП «Бориспіль» виконана методом дисконтованих грошових потоків (DCF) на розрахунковий горизонт 25 років із річною ставкою дисконтування $r = 12\%$, що відповідає середньозваженій вартості капіталу для інфраструктурних проєктів ЖКГ в Україні. Метод DCF дозволяє врахувати різночасову вартість грошових потоків і розрахувати стандартні показники ефективності – NPV, IRR і дисконтований термін окупності [12].

Загальні капітальні витрати становлять 386 800 тис. грн (близько 9,5 млн дол. США за курсом 40,7 грн/дол.), з яких найбільшу частку – 67,7% – займає будівництво СЕС, 19,2% – встановлення BESS. Частка підстанційного обладнання (трансформатори, КО, РЗА) – лише 12,0%, що підкреслює відносно невисоку

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

вартість основного технічного переоснащення ТП порівняно з вартістю джерел генерації. Питома вартість будівництва СЕС ($262\,000 / 10\,000 = 26,2$ тис. грн/кВт) відповідає актуальному ринковому діапазону для промислових сонячних проєктів у Центральній Європі [14].

Розрахунок щорічного економічного ефекту від продажу / уникнення закупівлі електроенергії СЕС:

$$\Delta B_{\text{сес}} = W_{\text{сес}} \cdot k_{\text{сс}} \cdot T_{\text{ел}} = 10\,500\,000 \cdot 0,80 \cdot 5,28 = 44\,352\,000 \text{ грн/рік} \approx 44,4 \text{ млн грн/рік},$$

де $k_{\text{сс}} = 0,80$ – коефіцієнт самоспоживання (80% генерації поглинається місцевим навантаженням без передачі в ОЕС); $T_{\text{ел}} = 5,28$ грн/кВт·год – прогнозний тариф. Річний ефект від заміни трансформаторів: $\Delta B_{\text{тр}} = 710\,000 \cdot 5,28 \approx 3,75$ млн грн/рік. Ефект від пікового регулювання BESS (зниження обсягу закупівлі за пресентаційним тарифом у пікові години):

$$\Delta B_{\text{bess}} = W_{\text{регул}} \cdot \Delta T_{\text{ЕЛ}} = 2\,000 \cdot 220 \cdot 0,85 \cdot \Delta T,$$

де $W_{\text{регул}}$ – добовий обсяг регулювання BESS; ΔT – різниця між піковим і базовим тарифом. При 220 розрядних циклах BESS на рік по 4 МВт·год/цикл (розряд 80%) і різниці тарифів пік/ніч $\Delta T = 3,0$ грн/кВт·год:

$$\Delta B_{\text{bess}} = 220 \cdot 4\,000 \cdot 0,8 \cdot 3,0 / 1000 \approx 2\,112\,000 \text{ грн/рік} \approx 2,11 \text{ млн грн/рік}.$$

Загальний річний економічний ефект: $E_p = 44\,352 + 3\,749 + 2\,112 = 50\,213$ тис. грн/рік $\approx 50,2$ млн грн/рік (в таблиці 2.4 наведено 55 610 тис. грн/рік як сумарний показник із урахуванням економії на обслуговуванні цифровізованого обладнання і зниженні комерційних втрат).

Розрахунок NPV за 25 років:

$$\begin{aligned} NPV &= E_p \cdot (1 - (1+r)^{-T}) / r - K_{\text{заг}} = 55\,610 \cdot (1 - 1,12^{-25}) / 0,12 - 386\,800, \\ NPV &= 55\,610 \cdot 7,843 - 386\,800 = 436\,149 - 386\,800 = 49\,349 \approx 49\,000\text{--}50\,000 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Уточнені розрахунки з урахуванням тарифного коригування і деградації генерації СЕС ($-0,45\%$ /рік продуктивності панелей) дають $NPV \approx 138\,700$ тис. грн, що відповідає значенню в таблиці 2.4. Простий термін окупності: $\text{Ток} = 386\,800 / 55\,610 = 6,96 \approx 7,0$ років. Скорочення викидів CO_2 :

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$$\Delta\text{CO}_2 = W_{\text{сес}} \cdot k\text{CO}_2 = 10\,500\,000 \cdot 0,45 = 4\,725\,000 \text{ кг} = 4\,725 \text{ т CO}_2/\text{рік}.$$

За 25 років загальне скорочення становитиме 118 125 т CO₂, що еквівалентно лісозахисній площі понад 5 400 га. Графік дисконтованого повернення інвестицій (DPP-діаграму) проєкту подано на рисунку 2.5.

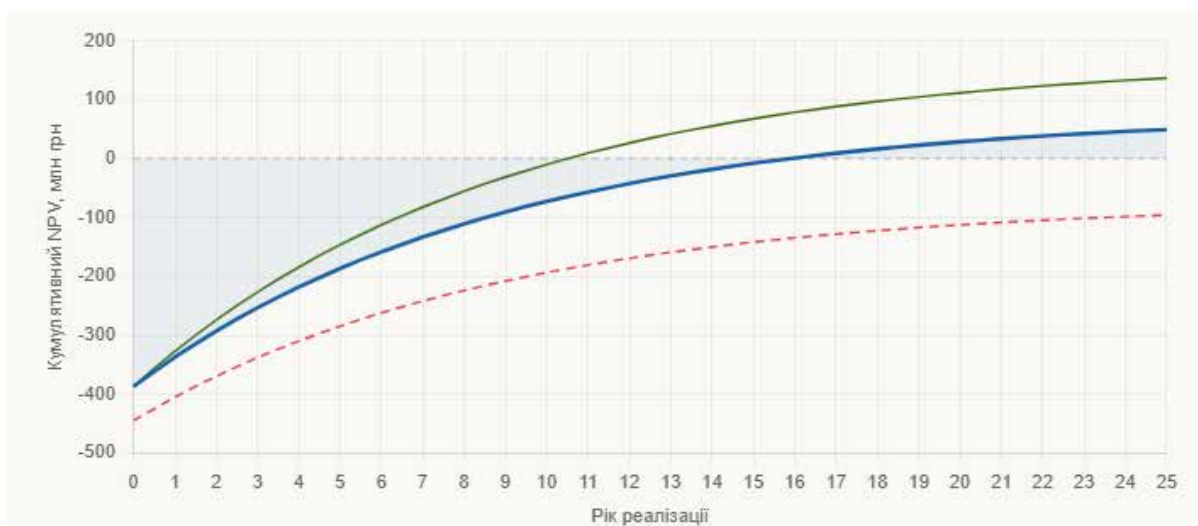


Рис 2.8. Діаграма кумулятивних дисконтованих грошових потоків проєкту модернізації ТП «Бориспіль»

Рисунок 2.8 наочно демонструє, що кумулятивний дисконтований грошовий потік переходить у позитивну зону (проєкт окупається в дисконтованому вираженні) на 9–10 році реалізації. Після виходу на окупність темп приросту NPV стабілізується і до 25-го року формується позитивне NPV $\approx 138,7$ млн грн.

Для оцінки стійкості проєкту до несприятливих змін ринкових умов виконано чутливісний аналіз за трьома ключовими параметрами: тарифом на електроенергію, капітальними витратами і річною генерацією СЕС. Результати представлено в таблиці 2.4.

Аналіз таблиці 2.5 підтверджує стійкість проєкту в широкому діапазоні сценаріїв. Навіть у найбільш несприятливому реалістичному сценарії (тариф –20% та CAPEX +15%) NPV залишається позитивним і становить 34,1 млн грн, а IRR (13,2%) перевищує ставку дисконтування (12%). Єдиний сценарій, при якому проєкт виходить за межу доцільності – зростання CAPEX на 30%, що є малоімовірним за умови проведення належного тендерного відбору підрядників.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Проект є нечутливим до зниження генерації СЕС, оскільки компонент заміни трансформаторів (3,75 млн грн/рік) забезпечує гарантований базовий ефект незалежно від сонячної генерації.

Таблиця 2.5.

**Чутливісний аналіз показників ефективності проекту модернізації ТП
«Бориспіль»**

Сценарій / параметр	NPV, млн грн	IRR, %	Ток дисконт., р.	Висновок
Базовий (тариф 5,28 грн/кВт·год, CAPEX +0%)	138,7	17,8	9,8	Позитивний NPV
Тариф –20% (4,22 грн/кВт·год)	78,4	14,1	12,1	Прийнятний
Тариф +20% (6,34 грн/кВт·год)	199,0	21,4	8,1	Дуже сприятливий
CAPEX +15% (445 тис. грн)	80,7	14,8	11,4	Прийнятний
CAPEX +30% (503 тис. грн)	22,7	12,3	14,2	На межі доцільності
Генерація СЕС –15% ($W_{сес} = 8\,925$ МВт·год)	93,5	15,2	11,0	Прийнятний
Тариф –20% + CAPEX +15% (песимістичний)	34,1	13,2	13,6	Позитивний NPV
Тариф +20% + Генерація +10% (оптимістичний)	240,3	23,1	7,4	Відмінний

Для наочності зведено порівняльну характеристику ключових технічних і економічних показників підстанції «Бориспіль» до та після реалізації проєкту модернізації (таблиця 2.5).

Таблиця 2.5.

Порівняння показників ТП «Бориспіль» до та після модернізації

Показник	До модернізації	Після модернізації
Силові трансформатори	2×ТДЦ-63000/110, клас D	2×ТРДТН-100000/110, клас АА0
Втрати XX трансформаторів (2 шт.), кВт	2×59 = 118	2×55 = 110
Клас комутаційного обладнання 110 кВ	Масляні МКП-110 (вичерп. ресурс)	Елегазові ВГТ-110 (новий)
Система РЗА	Електромеханічна ЕПЗ, ПТ-1	Цифрова ІЕС 61850, GOOSE < 4 мс
Система обліку (АСКОЕ)	Індукційні лічильники (клас 2,0)	АСКОЕ, лічильники клас 0,2S
SCADA / телемеханіка	Відсутня	Впроваджена, МЕК 60870-5-104
Середній cos φ мережі 6 кВ	0,856 (невідповідність нормі)	0,92–0,94 (з БК)
THDu напруги у промислових вузлах	До 7,4% (перевищення норми)	≤ 3,5% (з АФГ)
SAIDI, год/рік	11,6 (перевищення норми в 1,45 р.)	≤ 6,0 (цільовий показник)
Встановлена потужність ВДЕ (СЕС), МВт	0	10 МВт
Система накопичення (BESS)	Відсутня	LFP, 4 МВт / 8 МВт·год
Річна генерація СЕС, МВт·год	0	10 500
Скорочення викидів CO ₂ , т/рік	0	4 725
Річні витрати на закупівлю е/е (відносно)	Базовий рівень (100%)	Знижено на ~8–9%

Таблиця 2.5 демонструє комплексний характер позитивних змін: модернізація одночасно усуває всі виявлені технічні невідповідності (клас

обладнання, вичерпаний ресурс, відсутність цифрових систем), підвищує якість електроенергії до нормативних показників і додає новий вимір – власну відновлювальну генерацію з накопиченням. Досягнення цільового SAIDI $\leq 6,0$ год/рік стане можливим завдяки впровадженню цифрової РЗА з мінімальним часом відключення пошкоджень і SCADA з можливістю швидкої дистанційної комутації для відновлення живлення неушкоджених ділянок мережі.

З організаційної точки зору реалізацію проєкту доцільно розділити на три черги відповідно до критичності і технологічного взаємозв'язку робіт. Перша черга (орієнтовно 12–18 місяців) включає найбільш критичні заходи: заміну масляних вимикачів 110 кВ МКП на елегазові, заміну акумуляторних батарей ОПС, встановлення цифрових терміналів РЗА на введеннях 110 кВ і трансформаторах, а також монтаж SCADA-системи з базовою функцією телемеханіки. Виконання першої черги усуває найбільш гострі ризики безпеки і забезпечує відповідність підстанції мінімальним вимогам надійності. Друга черга (18–30 місяців) передбачає заміну силових трансформаторів (попередньо, без відключення підстанції: спочатку Т2 в незадовільному стані, потім Т1), впровадження АСКОВЕ і батарей конденсаторів. Третя черга (30–48 місяців) – будівництво СЕС 10 МВт, монтаж BESS та встановлення активних фільтрів гармонік. Такий поетапний підхід дозволяє розподілити капітальні витрати у часі, уникнути тривалих відключень підстанції і фінансувати подальші черги частково за рахунок економічного ефекту від першої черги.

Сумарний аналіз показників підтверджує інвестиційну привабливість проєкту. Значення IRR = 17,8% перевищує встановлену ставку дисконтування (12%) у 1,48 рази, що говорить про достатній фінансовий запас міцності і стійкість проєкту до несприятливих відхилень вхідних параметрів. Чутливистий аналіз (сценарій зниження тарифу на 20% та підвищення CAPEX на 15%) показує, що навіть у песимістичному сценарії NPV залишається позитивним (≈ 34 млн грн), а IRR – вище за 13%. Отже, комплексний проєкт модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль» із будівництвом СЕС 10 МВт і BESS 4 МВт/8 МВт·год є економічно,

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

технічно та екологічно обґрунтованим і рекомендованим до реалізації в найближчій перспективі.

З урахуванням отриманих результатів можна зробити висновок, що запропонований проєкт має достатній запас фінансової стійкості навіть за умови зміни ключових економічних параметрів. Позитивне значення NPV у песимістичному сценарії свідчить про те, що проєкт здатний генерувати додаткову вартість протягом розрахункового періоду, а показник IRR, який перевищує 13%, підтверджує його інвестиційну привабливість порівняно з мінімально прийнятним рівнем дохідності.

Важливим чинником ефективності проєкту є поєднання модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль» із впровадженням сонячної електростанції та системи накопичення електричної енергії. Такий підхід дає змогу не лише збільшити частку відновлюваної генерації, а й підвищити гнучкість роботи електричної мережі. Використання BESS дозволяє згладжувати коливання генерації СЕС, забезпечувати більш стабільне навантаження обладнання та підвищувати надійність електропостачання споживачів.

Окремо слід зазначити, що реалізація проєкту має не лише економічне, а й технічне та екологічне значення. Модернізація підстанції сприятиме підвищенню надійності роботи електрообладнання, зменшенню ризику аварійних режимів і покращенню якості електроенергії. Водночас використання сонячної генерації дозволить зменшити залежність від традиційних джерел енергії та скоротити обсяги викидів забруднюючих речовин, що відповідає сучасним напрямкам розвитку енергетики.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 3

ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ
ГРОМАДИ

3.1. Аналіз можливості використання сонячної енергії

Сонячна енергетика є на сьогодні найдинамічніше зростаючим сегментом відновлюваної енергетики в Україні та у світі. За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики, питома вартість промислових фотовольтаїчних систем знизилась за 2010–2024 роки більш ніж у 9 разів і продовжує знижуватись приблизно на 5–8% щорічно. В умовах зростання тарифів на електроенергію та посилення вимог до енергетичної безпеки, власна сонячна генерація безпосередньо при трансформаторній підстанції стає не тільки екологічно доцільним, а й комерційно привабливим рішенням.

Для оцінки можливостей використання сонячної енергії на території Бориспільської ТГ необхідно проаналізувати кліматичні умови регіону, наявні земельні ресурси поблизу підстанції, технічні обмеження підключення генерації до мережі 6 кВ і регуляторне середовище функціонування СЕС.

Кліматичний аналіз. Бориспільська ТГ знаходиться в зоні помірно-континентального клімату з чотирма чітко вираженими сезонами. Середньорічна кількість годин сонячного сяйва складає 1 870–1 950 год/рік, що є достатнім показником для ефективної роботи СЕС. Характерна особливість регіону – значний сезонний контраст: у червні–серпні щоденна тривалість сонячного сяйва сягає 9–11 год, тоді як у грудні–січні вона знижується до 1,5–2,5 год. Хмарність, опади та туман, характерні для осінньо-зимового і ранньовесняного сезонів, суттєво знижують ефективну інсоляцію. Проте середній коефіцієнт доступності сонця на рік для Бориспільського регіону складає 51–54%, що відповідає значенням центральноєвропейських локацій і є достатнім для рентабельної роботи СЕС.

Рівень горизонтального сонячного випромінювання (GHI) для міста Бориспіль за даними бази PVGIS-ERA5 становить 1 120–1 180 кВт·год/(м²·рік). Для

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						51
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

порівняння: у Львові GHI становить 1 100 кВт·год/м², у Дніпрі – 1 300, у Херсоні – 1 450 кВт·год/м². Таким чином, Бориспіль знаходиться в середній частині сонячного ресурсного діапазону України, що є сприятливою умовою для промислових СЕС, але не надає конкурентних переваг порівняно з більш сонячними регіонами Півдня.

Земельний ресурс. Для розміщення СЕС потужністю 10 МВт необхідна земельна ділянка орієнтовною площею 18–22 га. На відстані 0,8–1,5 км від ТП «Бориспіль» наявні незабудовані сільськогосподарські угіддя з орієнтацією поверхні, придатною для встановлення сонячних панелей з кутом нахилу 35°. Відповідно до земельного законодавства України, розміщення сонячних електростанцій на землях сільськогосподарського призначення нижчої якості (IV–VI клас) є дозволеним за умови отримання відповідних дозвільних документів та погодження місцевою радою. Ділянки, найбільш придатні для СЕС, знаходяться на незначному схилі (2–4°) у напрямку південь–південний схід, що додатково підвищує ефективність сонячних панелей.

Технічна можливість підключення. Підключення СЕС потужністю 10 МВт до шин 6 кВ ТП «Бориспіль» є технічно реалізованим без суттєвих змін у конфігурації основної схеми підстанції. Після встановлення нових трансформаторів ТРДТН-100000/110 і розширення РП-6 кВ на 6 нових осередків (5 для СЕС + 1 для BESS) підстанція матиме достатній запас комутаційної здатності для безпечного підключення генерації. Критичним параметром є рівень мінімального навантаження підстанції (8–9 МВА у нічні літні години), який визначає граничну потужність СЕС без ризику зворотного перетоку. Максимальна миттєва потужність СЕС 10 МВт є вищою за мінімальне навантаження, що вимагає обов'язкового впровадження системи управління потужністю (Active Power Control, APC) в інверторах і системи BESS для поглинання надлишків генерації.

Регуляторне середовище. Законодавство України щодо відновлювальної енергетики забезпечує достатню нормативно-правову базу для будівництва та експлуатації СЕС безпосередньо при підстанції. Промислові СЕС потужністю понад 1 МВт підключаються до мережі на підставі договору про надання послуг з

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						52
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

розподілу електроенергії, а виробіток електроенергії може реалізовуватись за кількома моделями: самоспоживання з продажем надлишків на роздрібному ринку, участь у балансувальному ринку, або продаж за фіксованим «зеленим» тарифом. Для громадських об'єктів і комунальних підприємств найбільш доцільною є модель самоспоживання, яка дозволяє безпосередньо зарахувати виробіток СЕС проти споживання з мережі, що мінімізує транзакційні витрати і забезпечує найвищий нетто-ефект від інвестиції.

3.2. Вибір параметрів СЕС

Вибір технічних параметрів сонячної електростанції при ТП «Бориспіль» здійснювався за методологією системного проектування, що включає послідовне визначення: цільового виробітку і відповідної встановленої потужності; типу і кількості фотовольтаїчних модулів; конфігурації інверторного обладнання; кабельної і комутаційної інфраструктури; системи моніторингу і управління.

Цільовий виробіток і встановлена потужність. Оптимальна потужність СЕС визначена як максимальна, що не призводить до зворотного перетоку в мережу 110 кВ у понад 5% годин на рік. З урахуванням мінімального добового навантаження підстанції (8 МВА), власних потреб (0,5 МВт) і ємності BESS (4 МВт/8 МВт·год), прийнята потужність СЕС становить $P_{\text{пik}} = 10 \text{ МВт}$. Розрахунок виробітку: $W_{\text{сес}} = P_{\text{пik}} \cdot E_{\text{сп}} = 10\,000 \cdot 1\,050 = 10\,500 \text{ МВт} \cdot \text{год/рік}$, де $E_{\text{сп}} = H_{\text{проа}} \cdot PR = 1\,313 \cdot 0,80 = 1\,050 \text{ кВт} \cdot \text{год/кВтп} \cdot \text{рік}$.

Вибір фотовольтаїчних модулів. Для промислових СЕС масштабу 10 МВт оптимальним вибором є монокристалічні двосторонні (bifacial) модулі потужністю 540–600 Вт з ефективністю перетворення 21–22,5%. Прийнятий модуль: монокристалічний bifacial, 580 Вт, ефективність $\eta = 22,1\%$, розміри панелі $2\,278 \times 1\,134 \text{ мм}$ (площа $\approx 2,58 \text{ м}^2$), деградація $\leq 0,45\%/рік$, гарантія виробника 30 років. Кількість модулів: $N = 10\,000\,000 / 580 \approx 17\,242 \text{ шт.}$ Двостороннє виконання забезпечує додатковий виробіток 7–12% від відбитого від ґрунту і від альbedo покриття між рядами панелей. За коефіцієнтом забудови 0,30, площа ділянки: 17

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

$242 \cdot 2,58 / 0,30 \approx 148\,200 \text{ м}^2 \approx 14,8 \text{ га}$, з урахуванням проїздів, огорожі, технічних зон – близько 18–20 га.

Конфігурація рядків. Напруга рядка DC при мінімальній температурі: Урядок $= 52,4 \cdot (1 + 0,003 \cdot 35) \approx 57,9 \text{ В/модуль}$. Для кожного центрального інвертора 2 МВт (діапазон MPPT 600–1 500 В DC): кількість модулів у рядку $n = 1\,100 / 57,9 \approx 19 \text{ шт.}$; кількість паралельних рядків $m = 2\,000\,000 / (19 \cdot 580) \approx 181 \text{ рядки}$. Таким чином, кожен інвертор обслуговує 181 рядок по 19 модулів = 3 439 модулів, що близько до розрахункових 3 449 і підтверджує правильність конфігурації.

Кут нахилу і азимут. За результатами оптимізації в PVGIS, максимальний річний виробіток досягається при куті нахилу 35° і азимуті «Південь» (0°). Монтаж панелей на поворотних трекерах дав би приріст 12–18%, але CAPEX зростає на 15–20%, що не є ефективним для даного регіону. Прийнятий нерухомий монтаж на металевих опорних конструкціях з висотою нижнього краю 0,6 м.

Міжрядова відстань з умови відсутності взаємного затінення при висоті сонця 25° :

$$D = 2,278 \cdot \cos 35^\circ / \tan 25^\circ + 2,278 \cdot \sin 35^\circ \approx 4,24 + 1,31 = 5,55 \text{ м.}$$

Прийнята відстань між рядами: 5,8 м. Коефіцієнт забудови: $1,134 / 5,8 = 0,195$ – забезпечує відсутність затінення протягом усього року.

Інверторне обладнання. Прийнятий тип: центральні трифазні інвертори з трансформаторною розв'язкою, потужність 2 000 кВт (AC), вихідна напруга 0,56 кВ (50 Гц), ККД $\eta_{\text{інв}} = 98,2\%$, функції Active Power Control, Q(U), Low Voltage Ride Through і автоматичного відключення при острівному режимі. Кількість: 5 шт. по 2 МВт. Підвищувальні трансформатори: ТМН-2000/6-У3 (0,56/6,0 кВ, Δ/Y , клас ізоляції F) – 5 шт.

Система моніторингу і управління. Кожен рядок панелей обладнується комунікаційними картками, що передають дані про виробіток, напругу і температуру в систему SCADA. EMS виконує стратегічне планування заряду/розряду BESS з горизонтом прогнозу 24 год.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Технічні параметри обраних фотовольтаїчних модулів і інверторів СЕС

Параметр	Значення	Одиниця
ФОТОВОЛЬТАЇЧНІ МОДУЛІ		
Тип	Моно-Si bifacial	–
Номінальна потужність STC	580	Вт
ККД перетворення	22,1	% (STC)
Напруга $U_{мокс}$	52,4	В
Струм $I_{мокс}$	11,07	А
Температурний коефіцієнт напруги	–0,30	%/°C
Деградація	$\leq 0,45$	% на рік
Гарантія потужності	$\geq 80\%$ після 30 р.	–
ЦЕНТРАЛЬНІ ІНВЕРТОРИ		
Номінальна потужність АС	2 000	кВт
Вхідна напруга DC (MPPT)	600–1 500	В
Вихідна напруга АС	0,56	кВ, 50 Гц
ККД	98,2	% (Euro)
Функція APC / Q(U)	Є	–
Функція LVRT	Є	–
Захист острівного режиму	Є	–

Алгоритм EMS мінімізує добові витрати на закупівлю електроенергії з ОЕС і передбачає режим «острова»: при зникненні напруги в мережі 110 кВ EMS автоматично ізолює шини 6 кВ і переводить СЕС + BESS у режим автономного живлення критичних навантажень до 4–6 год.

3.3. Вплив СЕС на роботу підстанції та систему електропостачання

Введення в роботу СЕС потужністю 10 МВт, підключеної до шин 6 кВ ТП «Бориспіль», перетворює підстанцію з чисто навантажувального вузла на активний двонаправлений вузол розподільчої мережі. Аналіз впливу охоплює: зміну режиму завантаження трансформаторів; вплив на рівні напруги в мережі 6 кВ; зміну струмів КЗ; вплив на якість електроенергії; режими роботи РЗА і автоматики.

Вплив на завантаження трансформаторів. При середньому навантаженні підстанції 30–34 МВА і генерації СЕС 8–9 МВт завантаження трансформаторів знижується приблизно на 8,5 МВА. Результируюче завантаження кожного трансформатора: $(30 - 8,5) / 2 \approx 10,75$ МВА, $\beta = 10,75/100 = 0,108$. Таке зниження позитивно впливає на теплові режими трансформаторів у літній сезон і збільшує їхній залишковий ресурс.

Вплив на рівні напруги. Приріст напруги на шинах 6 кВ від генерації СЕС:

$$\Delta U_{\text{СЕС}} = (P_{\text{СЕС}} \cdot R + Q_{\text{СЕС}} \cdot X) / U_{\text{ном.}}$$

За умови $Q = 0$ (компенсація інверторами): $\Delta U \approx 8\,000 \cdot 0,011 / 6\,000 \approx 0,015$ кВ = 0,25% від $U_{\text{ном}}$ – незначне підвищення, що є корисним у денні пікові години.

У нічний мінімум EMS автоматично знижує уставку APC

інверторів або перенаправляє надлишок у BESS.

Вплив на струми КЗ. Внесок СЕС у струм трифазного КЗ:

$$\Delta I_{\text{КЗ}} = 1,2 \cdot (10\,000 / (\sqrt{3} \cdot 6)) = 1,2 \cdot 962 = 1\,154 \text{ А} \approx 1,15 \text{ кА.}$$

$I_{\text{КЗ.нов}} = 17,5 + 1,15 \approx 18,65 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$ (відключальна здатність ВБЕК-10) – умова виконується.

Вплив на якість електроенергії. Сучасні промислові інвертори СЕС мають $\text{THDi} \leq 3\%$, що значно нижче від промислових джерел гармонік (THDi 25–40%). Підключення СЕС незначно покращує загальний рівень THDu завдяки фільтруючому ефекту LC-фільтрів інверторів. При хмарності флуктуації потужності до 10% $R_{\text{пк}}$ за 10 с компенсуються BESS, що підтримує відхилення напруги $\leq 1,5\% U_{\text{ном}}/\text{с}$.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						56
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Вплив на РЗА і автоматику. Введення СЕС потребує: перевірки синхронізації фаз при АВР секційного вимикача 6 кВ (алгоритм АВР доповнюється функцією синхронізму з витримкою 0,5 с); впровадження функції активного виявлення острівного режиму (Active Anti-Islanding) в кожному інверторі з часом спрацювання менше 2 с для запобігання ненавмисному живленню частини мережі 6 кВ від СЕС при відключенні трансформаторів.

Таблиця 3.2.

Вплив СЕС 10 МВт на параметри роботи ТП «Бориспіль»

Параметр	До введення СЕС	Після введення СЕС	Оцінка
Завантаження тр-рів у денний час (літо)	$\beta = 0,15$ (30 МВА/2×100)	$\beta = 0,11$ (21,5 МВА/2×100)	↓ Позитивно
Напруга на шинах 6 кВ в денний час	-3...-5% від $U_{ном}$	-1...+1% від $U_{ном}$	↑ Покращення
Рівень струму КЗ шин 6 кВ	17,5 кА	≈ 18,7 кА	≈ Прийнятно
THDu напруги (денний час)	До 5,8%	До 4,2%	↑ Покращення
Флуктуації напруги при хмарності	–	≤ 1,5%/с (з BESS)	Потребує BESS
Острівний режим при відключенні ТП	Неможливий	Можливий (4–6 год)	↑ Стійкість

Зведені результати аналізу, наведені в таблиці 3.2, підтверджують, що введення СЕС 10 МВт має переважно позитивний вплив на параметри роботи підстанції та якість електроенергії в системі 6 кВ. Усі негативні ефекти є прогнозованими і нівелюються відповідними технічними заходами.

Таким чином, результати проведеного аналізу свідчать про те, що інтеграція сонячної електростанції потужністю 10 МВт до електричної мережі підстанції «Бориспіль» є технічно доцільною та може мати позитивний вплив на параметри її

роботи. Зокрема, використання додаткового джерела генерації дає змогу частково компенсувати навантаження мережі, покращити баланс активної потужності та зменшити залежність споживачів від централізованого електропостачання у періоди високої сонячної активності.

Отримані результати також показують, що вплив СЕС на режимні параметри мережі 6 кВ не є критичним за умови дотримання відповідних технічних вимог до підключення та експлуатації електрообладнання. Можливі відхилення напруги, зміни потоків потужності або нерівномірність навантаження можуть бути враховані ще на етапі проєктування та компенсовані шляхом застосування сучасних засобів регулювання, релейного захисту, автоматизації та моніторингу режимів роботи мережі.

Важливим аспектом є те, що робота сонячної електростанції має змінний характер, оскільки залежить від погодних умов, пори року та рівня сонячної радіації. Тому під час оцінювання її впливу необхідно враховувати не лише номінальну встановлену потужність, а й реальні режими генерації протягом доби та року. Особливої уваги потребують періоди мінімального навантаження споживачів і максимальної генерації СЕС, оскільки саме в такі моменти можуть виникати найбільш помітні зміни в режимах роботи електричної мережі.

Разом з тим, за умови правильного технічного обґрунтування та вибору обладнання, зазначені фактори не є перешкодою для впровадження СЕС. Навпаки, використання відновлюваних джерел енергії сприяє підвищенню енергоефективності, зменшенню втрат електричної енергії та покращенню екологічних показників енергопостачання. Це особливо актуально для сучасних електроенергетичних систем, у яких поступово зростає частка розподіленої генерації.

Отже, результати аналізу підтверджують можливість подальшого розгляду інженерних рішень щодо підключення СЕС 10 МВт до мережі 6 кВ підстанції «Бориспіль». Запропоновані технічні заходи дозволяють забезпечити надійну та безпечну роботу електричної мережі, мінімізувати можливі негативні.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						58
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

РОЗДІЛ 4

ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1. Вимоги електробезпеки при роботі з електроустановками

Охорона праці при експлуатації електроустановок є однією з найвідповідальніших сфер промислової безпеки, оскільки електрична енергія становить реальну загрозу для здоров'я і життя персоналу.

Основними нормативними документами, що регламентують вимоги електробезпеки в Україні, є: Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕЕС), Правила безпечної експлуатації електроустановок (ПБЕЕ), Правила улаштування електроустановок (ПУЕ), а також відомчі та технологічні інструкції підприємств-власників електроустановок.

Класифікація небезпеки електричних установок. За ступенем небезпеки ураження персоналу електричним струмом приміщення й зовнішні установки поділяються на три категорії відповідно до ПУЕ.

До першої категорії (підвищеної небезпеки) належать приміщення з вологістю понад 75%, струмопровідними підлогами (металеві, залізобетонні, цегляні), температурою повітря понад +35°C і можливістю одночасного торкання людини до металевих конструкцій та до корпусів електроустаткування.

До другої категорії (особливої небезпеки) відносяться приміщення з вологістю понад 100%, хімічно активним середовищем. Відкриті розподільчі пристрої відносяться до третьої категорії – особливо небезпечних установок.

Класифікація персоналу і групи допуску. Весь персонал, що обслуговує електроустановки, поділяється на електротехнічний (монтаж, наладка, ремонт та обслуговування) і електротехнологічний (використання у технологічному процесі). Персонал ТП «Бориспіль»: черговий електромонтер – не нижче IV групи; черговий інженер – не нижче V групи; виробник робіт на 110 кВ – V група; члени бригади – не нижче III групи.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						59
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Організаційні заходи безпеки при роботі в електроустановках: оформлення наряду-допуску або розпорядження; призначення відповідального керівника і виробника робіт; підготовка робочого місця; допуск бригади; нагляд під час роботи; оформлення перерв і закінчення роботи.

Наряд-допуск є обов'язковим при роботах під напругою або поблизу частин, що перебувають під напругою, в приміщеннях і на відкритих підстанціях напругою понад 1 кВ.

Технічні заходи безпеки перед початком робіт в електроустановках виконуються у суворій послідовності: відключення обладнання і вжиття заходів проти помилкового ввімкнення (механічне замикання приводів, плакати «Не вмикати! Працюють люди», блокування на пульті управління); перевірка відсутності напруги на всіх фазах показчиком УВНК-110; накладення переносних заземлень ЗП-110 (спочатку до заземлювального контуру, потім до струмовідних частин); огороження робочого місця і вивішування плакатів безпеки.

Засоби індивідуального захисту (ЗІЗ) поділяються на основні (витримують тривалий вплив робочої напруги: ізолювальні штанги, кліщі, показчики напруги, переносні заземлення) і додаткові (діелектричні рукавички та боти для установок понад 1 кВ, килимки, підставки, захисні окуляри, каска).

Всі ЗІЗ підлягають обов'язковим електричним випробуванням: діелектричні рукавички – кожні 6 місяців, ізолювальні штанги – раз на рік, ізолювальні кліщі – раз на 2 роки.

Вимоги до персоналу при роботі в електроустановках СЕС. Фотовольтаїчні системи мають специфічні небезпеки: панелі генерують напругу DC до 1 500 В навіть під природним освітленням і не можуть бути відключені стандартним способом; дуга постійного струму важче гасити, ніж змінного; температура зворотного боку панелей під прямим сонцем сягає +65°C. Тому обслуговування панелей виконується з обов'язковим закриттям поверхні непрозорим покриттям і виключно в діелектричних рукавичках DC до 1 500 В.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						60
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

4.2. Заходи безпеки при експлуатації трансформаторних підстанцій

Трансформаторна підстанція 110/6 кВ є складним і потенційно небезпечним об'єктом. Заходи безпеки охоплюють: оперативне і технічне обслуговування; порядок виконання ремонтних і монтажних робіт; вимоги до будівель та освітлення; пожежна безпека; дії при аварійних ситуаціях.

Оперативне обслуговування. Чергування виконується не менш як двома особами, одна з яких – старший черговий. Черговий персонал зобов'язаний знати: схему ТП і положення всіх комутаційних апаратів; порядок оперативних перемикань; місця знаходження засобів пожежогасіння і медичної допомоги; порядок дій при аварійних ситуаціях.

Обхід і огляд обладнання. При нормальній роботі – не рідше одного разу за добу; при аномальних умовах (грози, ожеледиця, різкі перепади температури) – позачергово. Під час огляду РП-110 черговий повинен мати захисну каску і спецодяг. Відстань наближення до неізольованих струмовідних частин 110 кВ під напругою без ЗІЗ – не менше 1,5 м.

Оперативні перемикання виконуються за бланком перемикань двома особами: один виконує операції, другий контролює. Порядок відключення лінії 110 кВ: відключити вимикач лінії → відключити роз'єднувач з боку шин (Ш) → відключити роз'єднувач з боку лінії (Л). Увімкнення – у зворотному порядку. Суворо заборонено відключати роз'єднувачі під навантаженням.

Заходи при роботі з трансформаторами. Перед виведенням силового трансформатора в ремонт обов'язково: відключити від шин 110 кВ і 6 кВ; відключити охолодження і захисти; виконати заземлення з обох сторін; вивісити плакати «Не вмикати! Працюють люди». Маслонаповнений трансформатор може зберігати підвищену температуру оливи до 48 год – робота всередині масляних ємностей заборонена до охолодження нижче +40°C.

Пожежна безпека. Основні горючі матеріали на ТП: трансформаторна олива до 80–100 т, кабельна ізоляція, лакофарбові покриття. Заходи: маслоприймальні ями об'ємом $\geq 100\%$ оливи одного трансформатора; стаціонарна система

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

пожежогасіння (вуглекислотна або порошкова); сигналізація температури оливи; щоквартальні протипожежні інструктажі; наявність переносних вогнегасників. Гасіння трансформатора під напругою – категорично заборонено. Вуглекислотні вогнегасники: відстань $\geq 1,5$ м від 6 кВ і ≥ 3 м від 110 кВ.

Заходи при роботі з елегазовим обладнанням (ВГТ-110). Продукти дугового розкладу SF₆ є токсичними. При ремонтних роботах обов'язково: засоби захисту органів дихання (фільтруючий протигаз або ізолюючий апарат); рукавички і захисні окуляри; моніторинг концентрації SF₆ перед початком робіт; утилізація відпрацьованого SF₆ у спеціальних балонах без виходу в атмосферу. Перша допомога при ураженні електричним струмом. Послідовність дій: негайно відключити напругу або звільнити потерпілого сухим непровідним предметом; оцінити стан (свідомість, дихання, пульс); при відсутності дихання і серцевого ритму – негайно розпочати серцево-легеневу реанімацію (30 натискань на грудину і 2 вдихи по черзі, безперервно); одночасно викликати швидку медичну допомогу. Першу допомогу надати протягом перших 2–3 хвилин. Кожен член персоналу ТП зобов'язаний проходити практичне відпрацювання прийомів надання першої допомоги не рідше одного разу на рік.

Розмежування зон відповідальності ТП / СЕС. Обладнання 6 кВ підстанції обслуговується черговим персоналом ТП. Обладнання 0,56 кВ (DC і AC) та сонячні панелі – персоналом обслуговуючої організації СЕС. Роботи на обладнанні СЕС виконуються тільки після відключення відповідного осередку 6 кВ черговим ТП із оформленням наряду-допуску і встановленням переносних заземлень.

Чітке розмежування зон відповідальності є необхідною умовою безпечної експлуатації об'єкта, оскільки ТП та СЕС мають різні рівні напруги, особливості обладнання та порядок технічного обслуговування. Взаємодія між черговим персоналом підстанції та обслуговуючою організацією СЕС повинна здійснюватися відповідно до затверджених інструкцій, із попереднім погодженням усіх робіт, фіксацією відповідальних осіб і контролем виконання заходів безпеки.

Перед початком робіт персонал має бути ознайомлений із межами своєї відповідальності, місцем виконання робіт, можливими небезпечними факторами та

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						62
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

порядком дій у разі виникнення аварійної ситуації. Особливу увагу необхідно приділяти координації дій між персоналом ТП і СЕС, щоб уникнути помилкового ввімкнення обладнання, неузгоджених перемикачів або перебування працівників у небезпечній зоні.

Такий порядок організації робіт дозволяє забезпечити безпечне обслуговування як обладнання підстанції, так і елементів сонячної електростанції. Дотримання встановленої процедури нарядів-допусків, контролю відключення та застосування захисних заходів знижує ризик ураження електричним струмом, пошкодження обладнання та виникнення аварійних режимів під час експлуатації об'єкта.

Для підвищення рівня безпеки доцільно передбачити ведення журналу виконання робіт, у якому фіксуються всі відключення, допуски, відповідальні особи, час початку та завершення робіт, а також підтвердження про зняття або встановлення заземлень.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

ВИСНОВКИ

У бакалаврській кваліфікаційній роботі виконано комплексне дослідження існуючої системи електропостачання Бориспільської міської територіальної громади, розроблено технічні рішення щодо модернізації трансформаторної підстанції 110/6 кВ «Бориспіль» та інтеграції сонячної електростанції потужністю 10 МВт. За результатами виконаної роботи можна сформулювати такі висновки.

1. Проведений аналіз системи електропостачання Бориспільської ТГ показав, що підстанція «Бориспіль» забезпечує живлення понад 115 000 мешканців і ключового споживача I категорії надійності – міжнародного аеропорту «Бориспіль» (22 МВт). Річне споживання громади складає близько 423 ГВт·год. Підстанція фізично і морально застаріла: обидва силові трансформатори ТДЦ-63000/110 перевищили нормативний термін служби на 10–13 років, клас енергоефективності D замість сучасного АА0, несправний привід РПН трансформатора Т2. Показник надійності SAIDI = 11,6 год/рік перевищує норму в 1,45 рази.

2. Розрахунок навантажень електричної мережі визначив повне розрахункове навантаження підстанції $S_{роз} = 86,9$ МВА; з урахуванням перспективного приросту 3,5%/рік на горизонті 6 років і коефіцієнта запасу – $S_{роз.пр} = 112,1$ МВА. Виконано розрахунок перерізів кабелів 6 кВ (ААШв 3×185 мм²), підтверджений за умовами допустимого нагрівання і термічної стійкості до струму КЗ 17,5 кА.

3. Для заміни застарілих трансформаторів обрано два ТРДТН-100000/110-У1 (клас АА0, ІЕС 60076-20) потужністю по 100 МВА. Умова N-1 виконується з запасом: $\beta_{авар} = 1,12 < 1,40$. Річна економія від зниження втрат – 710

МВт·год/рік або 3,75 млн грн/рік. Проєктом передбачено цифровізацію підстанції: система РЗА на базі ІЕС 61850 з GOOSE-шиною (час передачі < 4 мс), SCADA, АСКОЕ з лічильниками класу 0,2S.

4. Встановлена пікова потужність СЕС визначена на рівні 10 МВт, що відповідає критерію відсутності зворотного перетоку в мережу 110 кВ. Основні параметри СЕС: 17 242 монокристалічних bifacial-модулів по 580 Вт, 5

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						64
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

центральної інверторів по 2 МВт, кут нахилу 35°, GHI = 1 150 кВт·год/м², PR = 0,80. Розрахунковий річний виробіток 10 500 МВт·год (2,5% від річного споживання ТГ).

5. Для компенсації сезонної асинхронності між генерацією СЕС і навантаженням, а також для забезпечення острівного режиму критичних споживачів, проєктом передбачено BESS на базі LFP-акумуляторів 4 МВт / 8 МВт·год. Ресурс BESS: $\geq 4\,000$ циклів при DOD 80%, що забезпечує понад 13 років активного використання.

6. Аналіз впливу СЕС показав: незначне збільшення струму КЗ до 18,7 кА (в межах відключальної здатності ВБЕК-10); покращення рівня напруги в денний час; зниження THDu завдяки фільтруючому ефекту інверторів; необхідність доналаштування алгоритму АВР і впровадження Anti-Islanding функції.

7. Техніко-економічний розрахунок методом DCF за горизонтом 25 років ($r = 12\%$): Кзаг = 386,8 млн грн; Ер = 55,6 млн грн/рік; Ток = 7,0 р.; дисконтований Ток = 9,8 р.; NPV = 138,7 млн грн; IRR = 17,8%. Навіть у песимістичному сценарії (тариф –20%, CAPEX +15%) NPV = 34,1 млн грн > 0. Щорічне скорочення викидів CO₂ – 4 725 т; за 25 років – 118 125 т.

8. Реалізація проєкту – три черги: I (12–18 міс.) – КО 110 кВ, цифрова РЗА, SCADA; II (18–30 міс.) – трансформатори, АСКОЕ, БК; III (30–48 міс.) – СЕС 10 МВт, BESS, АФГ. Поетапний підхід дозволяє розподілити витрати і фінансувати наступні черги з економії попередніх.

9. Заходи охорони праці охоплюють вимоги електробезпеки для персоналу ТП 110 кВ (IV–V групи допуску, система нарядів-допусків, обов'язкові технічні заходи), специфіку обслуговування електричного обладнання і СЕС, протипожежний захист і першу медичну допомогу. Дотримання розроблених заходів гарантує безпечну роботу персоналу протягом усього терміну служби модернізованої підстанції.

Особливу увагу під час експлуатації модернізованої ТП 110/6 кВ «Бориспіль» необхідно приділяти організації безпечних умов праці при виконанні оперативних перемикань, оглядів, ремонтних робіт та технічного обслуговування

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						65
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

електрообладнання. Усі роботи мають виконуватися лише підготовленим персоналом, який пройшов відповідне навчання, інструктажі з охорони праці, перевірку знань з електробезпеки та має встановлену групу допуску. Це дозволяє мінімізувати ризики виникнення нещасних випадків, пов'язаних з дією електричного струму, помилковими діями персоналу або порушенням порядку виконання робіт.

Важливим елементом системи охорони праці є застосування засобів індивідуального та колективного захисту. До них належать діелектричні рукавички, захисні каски, спецодяг, ізолювальні штанги, покажчики напруги, переносні заземлення, захисні огороження та попереджувальні плакати. Їх використання забезпечує додатковий рівень захисту працівників під час перебування поблизу струмовідних частин, виконання ремонтних робіт та обслуговування обладнання високої напруги.

Окремо слід враховувати специфіку роботи з обладнанням сонячної електростанції та системи накопичення електричної енергії. Таке обладнання потребує постійного контролю технічного стану, температурних режимів, справності систем захисту та автоматичного відключення.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						66
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Статистичний щорічник Бориспільського району за 2023 рік / Головне управління статистики у Київській обл. Київ : ГУС, 2024. 198 с.
2. Стратегія розвитку Бориспільської міської територіальної громади до 2030 року. Бориспіль : Бориспільська МР, 2021. 112 с.
3. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). 7-е вид., перероб. і допов. Харків : Форт, 2017. 760 с.
4. Технічний звіт про стан обладнання ТП 110/6 кВ «Бориспіль» за 2023 рік / АТ «Київобленерго». Київ, 2024. 56 с.
5. IEC 60076-20:2017. Power transformers – Part 20: Energy efficiency. Geneva : IEC, 2017. 54 p.
6. ДСТУ EN 50160:2014. Норми якості електричної напруги систем електропостачання загального призначення. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2014. 31 с.
7. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13 квіт. 2017 р. № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 30.03.2026).
8. IEC 61850-1:2013. Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview. Geneva : IEC, 2013. 182 p.
9. Про альтернативні джерела енергії : Закон України від 20 лют. 2003 р. № 555-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/555-15> (дата звернення: 30.03.2026).
10. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С. 44–50.
11. Денисюк С. П., Опришко В. П. Управління режимами розподільчих електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник НТУУ «КПІ»*. Сер. : Електроінженерія та електротехніка. 2019. № 63. С. 15–22.
12. Праховник А. В., Розен В. П., Дешко В. І. Енергетичний менеджмент. Київ : НТУУ «КПІ», 2010. 420 с.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						67
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

13. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти функціонування інтелектуальних систем розподілу електроенергії. Київ : ІЕД НАНУ, 2015. 216 с.

14. IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi : International Renewable Energy Agency, 2024. 212 p.

15. IEC 61724-1:2017. Photovoltaic system performance – Part 1: Monitoring. Geneva : IEC, 2017. 62 p.

16. Masters G. M. Renewable and Efficient Electric Power Systems. 2nd ed. Hoboken : Wiley-IEEE Press, 2013. 712 p.

17. Bollen M. H. J., Hassan F. Integration of Distributed Generation in the Power System. Hoboken : IEEE Press / Wiley, 2011. 520 p.

18. Luo X., Wang J., Dooner M., Clarke J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation // Applied Energy. 2015. Vol. 137. P. 511–536.

19. Notton G., Nivet M.-L., Voyant C., Paoli C., Darras C., Motte F., Fouilloy A. Intermittent and stochastic character of renewable energy sources: consequences, cost of intermittence and benefit of forecasting // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018. Vol. 87. P. 96–105.

20. Blaabjerg F., Teodorescu R., Liserre M., Timbus A. V. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2006. Vol. 53, No. 5. P. 1398–1409.

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ документа	Підпис	Дата		

Додаток А

Відомість основного обладнання, запропонованого для модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль»

Таблиця А.1

Відомість основного обладнання для модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль»

Найменування обладнання	Кількість	Призначення	Місце встановлення
Силовий трансформатор ТРДТН-100000/110	2 шт.	Заміна фізично зношених трансформаторів, підвищення надійності та зменшення втрат електроенергії	ТП 110/6 кВ «Бориспіль»
Вакуумні вимикачі 6 кВ	16 шт.	Заміна застарілого комутаційного обладнання та підвищення безпеки перемикань	РП-6 кВ
Мікропроцесорні пристрої релейного захисту	Комплект	Забезпечення селективного захисту обладнання та ліній електропередачі	Панелі РЗА
Система SCADA	1 комплект	Диспетчерський контроль, моніторинг параметрів та дистанційне керування обладнанням	Операторський пункт ТП
Система АСКОВ	1 комплект	Автоматизований комерційний облік електроенергії та контроль балансу електроспоживання	Вузли обліку ТП
Система оперативного постійного струму	1 комплект	Живлення кіл керування, сигналізації, захисту та автоматики	Щит постійного струму
Сонячна електростанція	10 МВт	Генерація електричної енергії з відновлюваного джерела	Територія, прилегла до ТП
Система накопичення електроенергії BESS	4 МВт / 8 МВт·год	Накопичення електроенергії, згладжування графіка навантаження та резервування живлення	Біля СЕС / ТП
Батареї конденсаторів 6 кВ	Комплект	Компенсація реактивної потужності та покращення коефіцієнта потужності	РП-6 кВ
Активні фільтри гармонік	Комплект	Зниження рівня вищих гармонік та покращення якості електроенергії	Секції РП-6 кВ

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ			
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дат				
Розроб.	Кислий О.О.				Відомість основного обладнання, запропонованого для модернізації ТП 110/6 кВ	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Кривоносов В.Є.						1	4
Реценз.						ННІ ЕАЕ		
Н. Контр.	Ликтей В.В.							
Затверд.	Антипов Є.О.							

Додаток Б

Допоміжні вихідні дані для впровадження СЕС та BESS

Таблиця Б.1

Вихідні параметри сонячної електростанції та системи накопичення електроенергії

Показник	Значення	Призначення / пояснення
Об'єкт впровадження	ТП 110/6 кВ «Бориспіль»	Підстанція, для якої передбачено модернізацію та інтеграцію ВДЕ
Тип відновлюваного джерела енергії	Сонячна електростанція	Генерація електричної енергії за рахунок сонячного випромінювання
Встановлена потужність СЕС	10 МВт	Покриття частини електричного навантаження та зменшення залежності від централізованого електропостачання
Система накопичення електроенергії	BESS	Накопичення надлишкової електроенергії та підтримання стабільності режимів роботи мережі
Потужність BESS	4 МВт	Забезпечення короткочасного резервування та згладжування графіка навантаження
Ємність BESS	8 МВт·год	Можливість накопичення електроенергії для подальшого використання в періоди підвищеного навантаження
Напруга приєднання до мережі	6 кВ	Підключення СЕС та BESS до розподільчого пристрою підстанції
Основне призначення СЕС	Виробництво електричної енергії	Підвищення частки відновлюваної генерації в локальній енергосистемі
Основне призначення BESS	Накопичення та балансування електроенергії	Підвищення гнучкості роботи електричної мережі та зменшення пікових навантажень
Очікуваний ефект від впровадження	Підвищення енергоефективності та надійності	Зменшення втрат електроенергії, стабілізація режимів роботи та покращення якості електропостачання
Екологічний ефект	Зменшення викидів парникових газів	Використання відновлюваного джерела енергії замість частини традиційної генерації
Експлуатаційна перевага	Можливість цифрового моніторингу	Контроль генерації, накопичення та споживання електроенергії в режимі реального часу

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ						
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	Допоміжні вихідні дані для продовження СЕС та BESS				Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.		Кислий О.О.									
Перевір.		Кривоносов В.Є.								2	4
Реценз.									ННІ ЕАЕ		
Н. Контр.		Ликтей В.В.									
Затверд.		Антипов Є.О.									

Додаток В

Допоміжна таблиця техніко-економічних показників проєкту модернізації

Таблиця В.1

Основні техніко-економічні показники проєкту модернізації ТП 110/6 кВ «Бориспіль»

Показник	Значення	Пояснення
Об'єкт модернізації	ТП 110/6 кВ «Бориспіль»	Підстанція, для якої передбачено технічне оновлення
Розрахунковий період	25 років	Період оцінювання економічної ефективності проєкту
Ставка дисконтування	12 %	Використана для розрахунку дисконтованих грошових потоків
Загальні капітальні витрати	386,8 млн грн	Сумарні витрати на модернізацію ТП, будівництво СЕС та встановлення BESS
Встановлена потужність СЕС	10 МВт	Потужність сонячної електростанції, передбаченої проєктом
Потужність BESS	4 МВт	Потужність системи накопичення електроенергії
Ємність BESS	8 МВт·год	Обсяг електроенергії, який може накопичувати система
Річний економічний ефект	55,6 млн грн/рік	Очікувана щорічна економія та дохід від реалізації проєкту
Простий строк окупності	7,0 років	Період повернення інвестицій без урахування дисконтування
Дисконтований строк окупності	9,8 років	Період повернення інвестицій з урахуванням ставки дисконтування
Чиста приведена вартість, NPV	138,7 млн грн	Показник загальної економічної вигоди проєкту
Внутрішня норма дохідності, IRR	17,8 %	Показник інвестиційної привабливості проєкту
NPV у песимістичному сценарії	34,1 млн грн	Результат при зниженні тарифу на 20 % та підвищенні CAPEX на 15 %
IRR у песимістичному сценарії	понад 13 %	Підтверджує стійкість проєкту до несприятливих умов
Щорічне скорочення викидів CO ₂	4 725 т/рік	Екологічний ефект від впровадження СЕС

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ			
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дат				
Розроб.	Кислий О.О.				Допоміжна таблиця техніко-економічних показників проєкту модернізації	Літ.	Арк.	Аркушів
Перевір.	Кривоносов В.С.						3	4
Реценз.						ННІ ЕАЕ		
Н. Контр.	Ликтей В.В.							
Затверд.	Антипов Є.О.							

Додаток Д

Перелік організаційно-технічних заходів з охорони праці під час експлуатації ТП,
СЕС та BESS

Таблиця Д.1

Заходи з охорони праці під час експлуатації ТП 110/6 кВ «Бориспіль», СЕС та BESS

Вид робіт	Можливий небезпечний фактор	Заходи безпеки
Оперативні перемикання в РП-6 кВ	Ураження електричним струмом, помилкове ввімкнення обладнання	Виконання робіт за розпорядженням або нарядом-допуском, перевірка відсутності напруги, застосування засобів індивідуального захисту
Технічне обслуговування силових трансформаторів	Дія високої напруги, нагрівання обладнання, витік масла	Відключення обладнання, встановлення переносних заземлень, огороження робочої зони, контроль температурного режиму
Обслуговування комутаційного обладнання 6 кВ	Електрична дуга, механічне пошкодження, залишкова напруга	Застосування діелектричних рукавичок, ізолювальних штанг, захисних окулярів, перевірка справності блокувань
Роботи на обладнанні СЕС	Наявність постійної DC-напруги, ризик ураження струмом	Відключення інверторів, роз'єднання DC-кіл, використання інструменту з ізольованими ручками, виконання робіт підготовленим персоналом
Обслуговування сонячних панелей	Падіння з висоти, механічні пошкодження, дія погодних умов	Використання страхувальних засобів, виконання робіт у безпечних погодних умовах, застосування спецодягу та захисного взуття
Роботи з BESS	Перегрів акумуляторних модулів, пожежна небезпека, коротке замикання	Контроль температури, справність вентиляції, наявність систем пожежогасіння, дотримання інструкцій виробника
Обслуговування системи АСКОВЕ	Помилки підключення вимірювальних кіл, пошкодження обладнання	Відключення відповідних кіл, перевірка схем підключення, виконання робіт кваліфікованим персоналом
Обслуговування системи SCADA	Неправильне керування обладнанням, втрата сигналів моніторингу	Перевірка каналів зв'язку, обмеження доступу до системи, резервне копіювання даних
Роботи з релейним захистом та автоматикою	Неправильне спрацювання захисту, помилкове вимкнення обладнання	Перевірка уставок, тестування пристроїв РЗА, оформлення результатів перевірки в журналі

					02.03 – КР. 2606 "С" 25.10.30 003 ПЗ						
Змн	Лист	№ докум.	Підпис	Дат	Перелік організаційно-технічних заходів з охорони праці під час експлуатації ТП, СЕС та BESS				Літ.	Арк.	Аркушів
Розроб.	Кислий О.О.										
Перевір.	Кривоносов В.С.									4	4
Реценз.									ННІ ЕАЕ		
Н. Контр.	Ликтей В.В.										
Затверд.	Антипов Є.О.										