

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет

«Дніпровська політехніка»

Електроенергетики

(інститут)

Електротехнічний

(факультет)

Електроенергетики

(кафедра)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеня магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Павленко Ганни Геннадіївни
(ПІБ)

академічної групи 141М-22-1
(шифр)

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

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, елетротехніка
та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему Розробка системи видачі потужності напругою 35 кВ фотоелектричної станції 12
МВт

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
Кваліфікаційної роботи	Півняк Г.Г.			
Розділів:				
Вступна частина	Луценко І.М.			
Основна частина	Луценко І.М..			
Економічна частина	Тимошенко Л.В.			

Рецензент				
-----------	--	--	--	--

Нормоконтролер	Олішевський Г.С.			
----------------	---------------------	--	--	--

Дніпро

2023

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

Електроенергетики

(повна назва кафедри)

Папайка Ю.А.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ

на кваліфікаційну роботу

ступеня магістра

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Павленко Г.Г. академічної групи 141М-22-1

(прізвище та ініціали)

(шифр)

спеціальності 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

спеціалізації¹ _____

за освітньо-професійною програмою Електроенергетика, електротехніка

та електромеханіка

(офіційна назва)

на тему **Розробка системи видачі потужності напругою 35 кВ фотоелектричної станції 12 МВт**

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 13.11.2023 № 1372-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Вступна частина	Коротка характеристика об'єкта, дані про проєктовану потужність	22.10.2023 р.
Основна частина	Вибір основного електрообладнання фотоелектричної станції	26.11.2023 р.
Економічна частина	Розрахунок техніко-економічних показників проєкту	10.12.2023 р.

Завдання видано

_____ (підпис керівника)

_____ (прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.09.2023 р.

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: ___ с., ___ рис., ___ табл., ___ додатки, ___ джерел, презентація з ___ слайдів.

ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГІЯ, ОБЛАДНАННЯ, ПІДСТАНЦІЯ, СОНЯЧНА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЯ, ТРАНСФОРМАТОР

Об'єкт дослідження - РП-35 кВ для приєднання СЕС

Предмет дослідження - розробка системи видачі потужності напругою 35 кВ фотоелектричної станції 12 МВт.

Актуальність теми. В наш час електроенергія є невід'ємною частиною для розвитку та комфортного існування. Електроенергію споживають усі види господарської діяльності. Виробництво енергії традиційними джерелами є екологічно небезпечним, а також з кожним роком таке виробництво стає більш дорогим. Щорічно кількість запасів нафти та газу зменшується, а це в свою чергу призводить до збільшення вартості на них. Саме тому людство починає переходити на альтернативні джерела енергії.

У вступній частині надана коротка характеристика об'єкта, дані про проектну потужність об'єкта та задачі для проектування.

В спеціальній частині запропоновані основні технічні рішення. Виконаний вибір основного обладнання РП 35 кВ ФЕС, кабельної лінії 35 кВ. Проведений розрахунок короткого замикання СЕС, ємнісних струмів в мережі 35 кВ, РЗіА. Наведені основні архітектурні та будівельні рішення.

В економічній частині наведено розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат на спорудження РП-35 кВ для приєднання ФЕС 12 МВт.

Терміни та скорочення

ВДЕ – відновлювальні джерела енергії

ВРП – відкритий розподільчий пристрій

КЗ – коротке замикання

КЛ – кабельна лінія

КТП – комплектна трансформаторна підстанція

КРПЗ – комплектний розподільчий пристрій

ПС – підстанція

РП – розподільчий пункт

РПН – регулювання під навантаженням

СЕС – сонячна електрична станція

СШ – секція шин

Т – трансформатор

ТН – трансформатор напруги

ТС – трансформатор струму

РЗА – релейний захист і автоматика

ФЕМ – фотоелектричний модуль

ФЕС – фотоелектрична станція

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 ВСТУПНА ЧАСТИНА.....	
1.1 Коротка характеристика об'єкта.....	
1.2 Конфігурація сонячної електростанції.....	
1.3 Основні технічні характеристики ФЕС.....	
2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	
2.1 Вихідні дані для проектування.....	
2.2 Електротехнічні рішення.....	
2.3 Вибір основного обладнання.....	
2.4 Вибір силових трансформаторів.....	
2.5 Розрахунок кабельної лінії 35 кВ.....	
2.6 Розрахунок струмів короткого замикання СЕС.....	
2.7 Розрахунок ємнісних струмів в мережі 35 кВ.....	
2.8 Релейний захист та автоматика.....	
2.9 Основні архітектурні та будівельні рішення.	
3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА.....	
Вступ.....	
3.1 Розрахунок капітальних витрат.....	
3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	
3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань.....	
3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати.....	

3.5 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи.....	
3.6 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт.....	
3.7 Визначення інших витрат.....	
3.8 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення.....	
Висновок до економічної частини.....	
ВИСНОВОК.....	
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	
Додаток А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи.....	
Додаток Б Відгук керівника кваліфікаційної роботи.....	
Додаток В Відгуки керівників розділів.....	

ВСТУП

Боротьба зі зміною клімату є глобальним викликом, який вимагає широкої міжнародної співпраці, консенсус щодо якої знайшов відображення у низці послідовно укладених міжнародних угод: Рамкової Конвенції ООН про зміну клімату (РКЗК ООН), Кіотському протоколі, Паризькій угоді. Україна залишається активним учасником міжнародної боротьби зі зміною клімату і послідовно ратифікувала усі зазначені угоди.[14]

Україна стала однією з перших європейських країн, ратифікувавши 14 липня 2016 року Паризьку угоду, одним із аргументів чого стали питання суттєвих кліматичних змін на території України, що зумовлюють підвищення ризиків для здоров'я і життєдіяльності людини, природних екосистем та секторів економіки, а також питання забезпечення національної, екологічної, економічної та енергетичної безпеки України.

У листопаді 2018 року Європейська Комісія представила довгострокову стратегічну концепцію зниження викидів ПГ, показавши, яким чином Європа може прокласти шлях до кліматичної нейтральності – економіки з нетто-нульовими викидами ПГ до 2050 року. Вона містить сім основних стратегічних складових:

- максимізація енергоефективності;
- максимальне розгортання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та електрифікації;
- перехід до екологічно-чистого транспорту;
- запровадження циркулярної економіки (економіки замкнутого циклу);
- розробки «розумних» мереж та комунікацій;
- розширення біоенергетики та природного поглинання вуглецю;
- поглинання решти викидів CO₂ за рахунок технологій поглинання та зберігання вуглецю (carbon capture and storage).

Енергоефективність та ВДЕ стають визначальними напрямками енергетичного переходу України. Значний прогрес у покращенні ефективного

використання енергії дозволить суттєво зменшити потреби у виробництві додаткових обсягів енергоресурсів, необхідних для прогнозованого зростання ВВП та покращення добробуту громадян. У той же час, сама структура необхідних енергетичних ресурсів буде зазнавати суттєвих змін, передусім через випереджальну електрифікацію економіки (транспорт, промисловість, будівлі), що вимагатиме значного збільшення частки ВДЕ при виробництві електроенергії та відповідного зменшення використання викопних видів палива.

Енергетичний перехід є вирішальним для зростання економіки України, покращення рівня життя громадян, створення нових можливостей для молоді, збільшення конкурентоздатності українських підприємств та власного виробництва, просування України в світових рейтингах свобод та бізнесу.

Діджиталізація електричних мереж дозволить більш широко і надійно використовувати об'єкти відновлюваної енергетики, технології накопичування енергії, використовувати динамічне ціноутворення та залучати споживачів до управління попитом, дистанційного та “інтелектуального” керування енергоспоживанням.

Зміна структури економіки України має забезпечити поступовий «зелений» перехід та зменшення частки видобувних галузей в економіці та експорті.

Збільшення використання ВДЕ спричинятиме скорочення потреби у традиційному викопному паливі та згорання окремих видобувних галузей, передусім у вугільному секторі.

Декарбонізації у секторах видобутку та постачання енергоресурсів сприятиме скорочення втрат при транспортуванні природного газу, електроенергії та тепла, що потребуватиме істотної модернізації магістральних та розподільних мереж, децентралізації енергопостачання тощо.

В електроенергетиці мають відбуватися паралельні процеси модернізації, скорочення викидів ПГ та поступового скорочення вугільної генерації шляхом соціальної прийнятності.

Повне заміщення вугільних теплових електростанцій (ТЕС) до 2050 року відбуватиметься за рахунок розвитку сонячної та вітрової генерації, електростанцій на біомасі у поєднанні з новими високоманевровими генеруючими потужностями на газі (в більш віддаленій перспективі на синтетичному газі виробленому завдяки ВДЕ), технологіями акумулювання та зберігання електроенергії для балансування в енергосистемі та, можливо, новими технологіями ядерної енергетики.

Передбачається збільшення частки когенерації, і там, де буде економічно-доцільно, на спалювальних установках можуть використовуватись технології уловлювання та зберігання вуглецю (carbon capture and storage).

Частка атомної генерації в електроенергетичному балансі України зменшиться до рівня 20-25%, а гідроенергетики – залишиться на поточному рівні. Нові атомні потужності можуть будуватись на основі технології малих модульних ядерних реакторів. При цьому імпорту електроенергії не має відігравати суттєвої ролі в електрозабезпеченні секторів економіки, однак, разом із експортом електроенергії, відіграватиме вагомий роль для балансування Об'єднаної енергетичної системи України.

Як підтримувати «зелену» енергетику далі?

Найбільш перспективними напрямками розвитку є ті, що не потребують активного державного регулювання. Так, уже сьогодні сонячні станції для власного споживання підприємствами в Україні часто можуть конкурувати за строками окупності із «зеленим» тарифом. Водночас на державному рівні вже йде активна робота над механізмом net metering, або чистого енергоспоживання.

Фактично це взаємозалік надлишків енергії, виданих малими станціями ВДЕ у мережу, у наступних періодах.

Так звані корпоративні РРА теж мають значні перспективи в Україні. Це прямі договори купівлі-продажу енергії між споживачем і виробником енергії. Наприклад, власник вітрової електростанції укладає довгостроковий договір із промисловим підприємством, за яким він за домовленою ціною продає йому

електроенергію впродовж, скажімо, десяти років. Це зрозуміла бізнес-модель для виробника енергії та стабільні витрати на електроенергію для її споживача.

12 вересня у рамках Європейського зеленого курсу, планів REPowerEU та «Готові до 55» Європарламент схвалив оновлення Директиви про відновлювані джерела енергії з метою стимулювання використання ВДЕ в ЄС.

Оновлена Директива (REDIII) встановлює обов'язкову цільову частку ВДЕ в кінцевому споживанні енергії на рівні 42,5% до 2030 року, але з індикативним збільшенням до 45%. Попередня ціль становила 32%, втім згідно з останніми статистичними даними, у 2021 році частка ВДЕ в енергоспоживанні ЄС складала лише 21,8%. Таким чином, нова ціль закладає практично подвоєння частки ВДЕ в ЄС до 2030 року.

1 ВСТУПНА ЧАСТИНА

1.1 Коротка характеристика об'єкта

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію передбачено будівництво сонячної електростанції.

Реконструкція розподільчого пристрою 35 кВ ПС 35/10 кВ з встановленням на I секції шин 35 кВ додаткової лінійної комірки з усім необхідним устаткуванням для підключення проекрованої лінії 35 кВ видачі потужності, генерованої сонячною електростанцією. Під'єднання нової комірки до секції РП-35 кВ з шинуванням її до СШ 35 кВ гнучким сталевалюмінієвим проводом.

СЕС складається з масиву фотоелектричних модулів, інверторів (для отримання змінного сонячної електростанції струму), комплектних трансформаторних підстанцій (КТП-35/0,8 кВ для підвищення напруги та передачі електроенергії) та розподільчого пункту 35 кВ (для збору потужності СЕС та її видачі в мережу).

Дані про проектну потужність проекту

Відповідно до завдання на проектування передбачувана генерована потужність складає 11,9 МВт. Розрахунковий облік генерованої потужності встановлюється на вводі проектового РП 35 кВ та РП-0,8 кВ проектованих КТП 35/0,8 кВ та на стороні 0,4 кВ трансформатора власних потреб в розподільчому пункті 35 кВ.

Склад і характеристика об'єкту

До складу проекту сонячної електростанції входять:

- інверторне обладнання одиничною потужністю 185 кВт (68 шт.);
- фотоелектричні модулі одиничною потужністю 330 Вт (38668 шт.);
- комплектні трансформаторні підстанції 35/0,8 кВ з силовим трансформатором потужністю 2500 кВА (5 шт.);
- розподільчий пункт 35 кВ (1 шт.);
- виробничий корпус №1 (1 шт.);

- виробничий корпус №2 (1 шт.).

1.2 Конфігурація сонячної електростанції

Передбачено проектування сонячної електростанції сумарною інверторною (АС) потужністю 11,9 МВт, яка складається із чотирьох полів встановленою інверторною (АС) потужністю 2450 кВт (пік) та одного поля з інверторною (АС) потужністю 2100 кВт (пік). Сумарна панельна (DC) потужністю складатиме 12,76 МВт, три поля панельною (DC) потужністю 2587,2 кВт (пік), одного поля панельною (DC) потужністю 2670,36 кВт (пік) та одного поля панельною (DC) потужністю 2328,48 кВт (пік). Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного струму на опорних конструкціях встановлюється масив фотоелектричних модулів (ФЕМ) типу TALLMAX TSM-PE14A з максимальною потужністю 330 Вт (пік). ФЕМ послідовно з'єднуються власними кабелями постійного струму в стрінги по 28 фотоелектричних модулів. Далі генерована потужність від збірок ФЕМ за допомогою PV кабелів перерізом 6 мм² передається до інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1. Від інверторів генерована потужність кабельними лініями марки АПВВГ-3, перерізом жил 3x95 мм² та 3x150 мм² передається до КТП 35/0,8 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА. Внутрішньомайданчикові мережі 35 кВ виконано кабельною лінією. Для прокладки лінії 35 кВ в траншеї типу Т-11 та Т-13 передбачено кабелі марки АПВЕгаПу-45 перерізом жил 1x95 мм² та 1x50 мм³ з екраном 25 мм².

1.3 Основні технічні характеристики ФЕС

Фотоелектричні модулі

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію постійного проекту передбачено встановлення фотоелектричних модулів ФЕМ типу TSM-PE14A, виробництва "TALLMAX", модулі мультикристалічні.[13]

До складу модуля входять приєднувальні коробки, які інтегровані в його конструкцію. Кожна коробка має два PV кабелю, довжиною 1200 мм, з конекторами плюсового і мінусового виводів для швидкої комутації та виключення помилкових з'єднань. Модуль обрамлений в алюмінієву раму з технологічними отворами для його механічної фіксації на опорних металевих конструкціях (столах). Основні технічні характеристики ФЕМ наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 - Основні технічні характеристики TSM-PE14A, "TALLMAX"

Параметри	Величина	
	STC	NOCT
<u>Електричні параметри</u>		
Максимальна потужність, Вт	330	24,5
Напруга максимальної потужності, В	37,4	34,6
Струм максимальної потужності, А	8,83	7,08
Ефективність модуля STC, %	17,0	
Максимальна напруга збірки, В	1500	
<u>Температурні характеристики</u>		
Температурний коефіцієнт для потужності, %/ °C	-0,41	
Температурний коефіцієнт для напруги холостого ходу, %/ °C	-0,32	

Продовження таблиці 1.1

Температурний коефіцієнт для струму короткого замикання, %/ °С	0,05
<u>Механічні параметри</u>	
Діапазон робочих напруг, °С	-40...+85
Номінальна робоча температура комірок (NOCT), °С	44±2
Габаритні розміри, мм	1960 x 992 x 40
Маса, кг	22,5

ФЕМ встановлюються на комплект опорних металоконструкцій (стіл) з кутом нахилу 25°. Кут нахилу обрано оптимальним з урахування кута нахилу сонця для майданчика на якому будується фотоелектрична станція та згідно розробленої моделі у програмі PVsyst.

Фотоелектричні модулі типу TSM-PE14A кожен 330 Вт збираються в збірку по 28 шт. Кількість панелей в стрінгу обрана для зручності монтажу та розрахунку PVsyst для виходу на панельну потужність.

Мережі постійного струму

Для підключення збірок від фотоелектричних модулів (ФЕМ) до інвертору передбачено одножильний кабель постійного струму напругою до 1,5 кВ (PV кабель), з мідною жилою, з подвійною ізоляцією стійкою до ультрафіолетового випромінювання марки PV, перерізом жили 1x6 мм². Для зручності монтажу проводи від кожного стрінгу (2 шт.) стягуються між собою хомутами.

Прокладку мереж постійного струму від ФЕМ до інвертору передбачено на конструкціях та в траншеях як сумісно з мережами 0,8 кВ та системи моніторингу, так і лише окрема в траншеях типу Т-3 та Т-5. Переходи PV проводів між столами виконуються в жорсткій ПВХ трубі ø50 мм стійкій до ультрафіолетового випромінювання. При прокладці PV проводів в траншеї їх

протягують в ПЕ трубу $\varnothing 32$ мм (не більше 4 проводів в одній трубі), підйоми і опуски проводів виконують вздовж стійок столів в ПЕ трубі $\varnothing 32$ мм.

Інвертор

Інвертори перетворять електроенергію постійного струму, яку виробляють фотоелектричні модулі в електроенергію змінного трифазного струму синусоїдальної форми. Передбачено установку інверторів постійного струму в змінний типу SUN2000-185KTL-N1 виробництва «HUAWEI».

На 47 інверторів підключається 20 стрінгів по 28 шт. фотоелектричних модулів, на 21 інвертор підключається 21 стрінг по 28 шт. фотоелектричних модулів.

Інвертер на 18 входів (стандартно по 2 стрінгів на 1 MPPT-трекер). При підключенні до одного MPPT-трекера трьох стрінгів на один із входів використовується здвоєний конектор для паралельного підключення стрінгів, ланцюг захищається запобіжниками 15 А на плюсових підключеннях. Основні технічні характеристики інвертору наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 - Основні технічні характеристики інвертору HUAWEI SUN2000-185KTL-N1

<u>Параметр</u>	<u>Значення</u>
Ефективність, %	98,69
<u>Вхідні параметри</u>	
Максимальна напруга, В	1 500
Максимальна потужність, Вт	185 000
Діапазон робочої напруги MPPT контролера, В	500-1500
Кількість входів постійного струму на один MPPT контролерів	18
Кількість MPPT контролерів	9

Продовження таблиці 1.2

<u>Вихідні параметри</u>	
Номінальна активна потужність, Вт	185 000
Номінальна напруга, В	800
Максимальна струм, А	134,9
Частота мережі, Гц	50/60
<u>Механічні параметри</u>	
Габаритні розміри, Д x Ш x В, мм	1035 x 700 x 365
Маса, кг	84
Рівень захисту по ГОСТ 14254-96	IP66

Мережі 0,8 кВ генерованих потужностей

Для передачі генерованої потужності від інвертору до КТП 35/0,8 кВ з підвищувальними трансформаторами потужністю 2500 кВА застосовується кабель силовий з алюмінієвими токопровідними жилами, з ізоляцією із зшитого поліетилену типу АПВВГ-3.

Напрямок трас кабельних ліній вибрано з урахуванням розташування інверторів, КТП 35/0,8 кВ та опорних стійок металокопункцій (столів).

Кабельні лінії збору потужності 0,8 кВ прокладаються в траншеях типу Т-3, Т-5, Т-7, Т-9 як окремо, так і сумісно з мережами постійного струму, власних потреб та мережами системи моніторингу. Відстань між сусідніми кабелями у траншеї прийнята не менше 0,1 м, а між кабелями системи моніторингу і кабельною лінією 0,8 кВ не менше 0,25 м, від краю стінки до кабелів не менше 0,1 м, до кабелів у сусідніх траншеях має складати не менше 0,5 м, до фундаментів не менше 0,75 м, до заземлювачів не менше 0,3 м, до бровки проїздів не менше 1 м.

Для захисту від механічних пошкоджень підйом кабелю АПВВГ-3 із траншеї до інвертору (до КТП 35/0,8 кВ) здійснюється в ПЕ трубі $\varnothing 63$ мм.

Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 0,8 кВ виконується відкритим способом в трубах ПЕ $\varnothing 90$ мм. На перетині передбачено по одній резервній трубі ПЕ $\varnothing 90$ мм.

2 СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Вихідні дані для проектування

Виконується проектування технічного переоснащення ПС 35/10 кВ для приєднання СЕС 12 МВт.

До складу ПС 35/10 кВ входять:

- Відкрита установка силових трансформаторів 1Т, 2Т;
- ВРП-35 кВ;
- КРПЗ-10 кВ;
- ОПК.

Дані про проектну потужність

Проектом передбачена

- Заміна існуючих силових трансформаторів «1Т» та «2Т» з ПБВ потужністю 4 МВА кожний на силові трансформатори такої ж потужності з РПН;
- Реконструкція розподільчого пристрою ВРП-35 кВ для розміщення комірки 35 кВ підключення КЛ-35 кВ.

2.2 Електротехнічні рішення

Для перетворення сонячного випромінювання в електроенергію передбачено будівництво сонячної електростанції (СЕС) з подальшою генерацією електроенергії в об'єднану енергосистему.

Підключення СЕС виконується до проектованої комірки №3 на I секції шин 35 кВ ПС 35/10 кВ.

У відповідності до завдання на проектування даним проектом передбачено:

- будівництво кабельної лінії 35 кВ від СЕС 12 МВт до ПС 35/10 кВ;
- спорудження лінійної комірки 35 кВ на ВРП 35 кВ ПС 35/10 кВ;

- заміна існуючих силових трансформаторів «1Т» та «2Т» з ПБВ потужністю 4 МВА кожний на силові трансформатори з РПН 4 МВА кожний;
- будівництво аварійного маслозбірника;
- виконання РЗА КЛ 35 кВ на базі мікропроцесорного терміналу захисту «Діамант» L635;
- встановлення шафи АРН силових трансформаторів 1Т та 2Т;
- заміна процесорного модуля телемеханіки АВВ 560СМГ10 на 540СМД01 з флеш-картою Vasc Licence Rel.12 750 DP 1KGN201645R0012 та інтеграція проектованого вимірювального перетворювача SATEC PM175, терміналу РЗА «Діамант» L635 приєднання QW1H та двох терміналів «PC83-B4» в існуючу схему телемеханіки.

Спорудження комірки 35 кВ на I секції шин 35 кВ на ПС 35/10 кВ

Проектом передбачається встановлення лінійної комірки з наступним обладнанням:

- Вимикача 35 кВ типу ВБ4-П-35-25/1600 У1;
- Трансформатор струму 35 кВ типу СТСО-38 400-200/5А, 400/5, 400/5, 400/5, 0,5S/0,5/10P/10P;
- Трансформатор напруги 35 кВ типу VTO-38P 35000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ 100/3;
- Обмежувач перенапруг 35 кВ ОПНп-35/40,5/10/550-02 УХЛ1.

Комплектна трансформаторна підстанція

Передбачено встановлення п'яти комплектних трансформаторних підстанцій 35/0,8 кВ, КТП №1-5 блочного типу КТПБ-2500/35/0,8 У1.

КТП складаються з блоку вводу 35 кВ, блоку 35 кВ захисту трансформатора, силового масляного трансформатору та комплектного розподільчого пристрою низької напруги (РУНН) 0,8 кВ.

Встановлюються силові масляні трансформатори потужністю 2500 кВА типу 2500/35/0,8, номінальною частотою 50 Гц, зі з'єднанням обмоток Ду-11.

Розподільчі мережі 35 кВ

Внутрішньомайданчикові мережі 35 кВ виконано кабельною лінією. Для прокладки лінії 35 кВ в траншеї типу Т-11 та Т-13 передбачено одножильні кабелі марки АПвЕгаПу-45 перерізом жил 1х95 мм² та 1х50 мм з екраном 25 мм².

Підйом кабелю 35 кВ до РП та КТП 35/0,8 кВ здійснюється в ПЕ трубі $\varnothing 63$ (в траншеї прокладається чотири метри та чотири метри для розключення кабелю). Перетин автомобільної дороги кабельними лініями 10 кВ виконується відкритим способом в трубах ПЕ $\varnothing 63$ мм. На перетині передбачено по одній резервній трубі ПЕ $\varnothing 63$ мм. Усі труби герметизуються з обох кінців вогнестійкою піною та термоусаджувальною трубкою.

Розподільчий пункт 35 кВ

Проектований розподільчий пункт 35 кВ (далі РП-35 кВ) відкритого виконання складається з трьох блоків кабельної лінії 35 кВ, трьох блоків вакуумного вимикача 35 кВ, блоку трансформатора власних потреб 35/0,4 кВ та блоку вимірювальних трансформаторів напруги та загальнопідстанційного пункту (ЗПК).

Мережі 0,4 кВ власних потреб

Мережа власних потреб живиться від трансформатора 35/0,4 потужністю 63 кВА тилу ТМГ-63/35/04, що встановлюється на території РП 35 кВ.

Від мережі власних потреб живиться зовнішнє освітлення РП 35 кВ, внутрішні мережі (робоче освітлення та розеточні мережі) ЗПК, кола управління, сигналізації, система оперативного постійного струму освітлення та обігріву шаф РЗА, внутрішні мережі, система моніторингу та обігрів КТП, освітлення периметру електростанції та комутаційні бокси системи відеоспостереження, виробничий корпус №1 та виробничий корпус №2.

Для прокладки мережі власних потреб передбачено кабелі марки АПвВГ 4х50, 4х16, ВВГ 3х1,5, 3х2,5, 3х6, 3х10, ВВГнг 4х35, 4х4.

2.3 Вибір основного обладнання

Вибір силового вимикача

Силові вимикачі обираються за наступними вимогами:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{НОМ.ВИМ}}, \quad (2.1)$$

- за номінальним струмом

$$I_{\text{НОМ.НАВ}} \leq I_{\text{НОМ.ВИМ}}, \quad (2.2)$$

- за здатністю відключати струми КЗ

$$I_{\text{КЗmax}} \leq I_{\text{ВІДК}}, \quad (2.3)$$

До установки приймаємо силовий вимикач ВБ-4-П-35-25/1600 У1 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга – 35 кВ;
- номінальний струм – 1600 А;
- номінальний струм відключення – 25 кА;

Перевіряємо обраний вимикач на відповідність вимогам.

1. Номінальна напруга $35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$;
2. Номінальний струм $198 \text{ А} \leq 1600 \text{ А}$;
3. Здатність відключати струми КЗ $2,017 \leq 25 \text{ кА}$;

Всі необхідні умови виконуються.

Вибір трансформаторів струму

Трансформатори струму, які призначенні для живлення вимірювальних приладів обираються за наступними умовами:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{НОМ.ТС}}, \quad (2.4)$$

- за номінальним струмом

$$I_{\text{НОМ.НАВ}} \leq I_{\text{НОМ.ТС}}, \quad (2.5)$$

- за конструкцією та класом точності;
- по термічній та динамічній стійкості.

До установка приймаємо трансформатори струму 35 кВ СТСО-38 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга – 40,5 кВ;
- номінальний струм – 400 А;
- класи точності обмоток 0,5S/0,5/10P/10P\$
- струм термічної стійкості - >31,5 кА, динамічної – > 81 кА;

Перевіряємо обраний трансформатор струму на відповідність вимогам.

1. Номінальна напруга $35 \text{ кВ} \leq 40,5 \text{ кВ}$.
2. Номінальний струм $198 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$.
3. Для забезпечення необхідного класу точності для приладів релейного захисту та автоматики повинна виконуватись вимога:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном.}}, \quad (2.6)$$

Вимога виконується.

4. Струм термічної стійкості

$$I_{\text{терм}(1)} = I_{\text{кзmax}} \cdot \sqrt{t_n / \sqrt{1}}, \quad (2.7)$$

$$I_{\text{терм}(1)} = 2,017 \cdot 1 = 2,017,$$

де $I_{\text{кзmax}} = 2017 \text{ А}$ - струм КЗ на шинах 35 кВ;

$t_n = 1 \text{ с}$ - приведений час КЗ

$$2,017 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

Струм динамічної стійкості

$$I_{\text{дин}} = (I_{\text{кзmax}} \cdot \sqrt{2}) \cdot K_{\text{уд}}, \quad (2.8)$$

$$I_{\text{дин}} = (2,017 \cdot \sqrt{2}) = 5,13,$$

де $K_{\text{уд}} = 1,8$ - коефіцієнт ударного струму.

$$5,13 \text{ кА} \leq 81 \text{ кА}$$

Всі необхідні умови виконуються.

Вибір роз'єднувачів

Роз'єднувачі обираються за наступними умовами:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.ТС}}, \quad (2.9)$$

- за номінальною струмом

$$I_{\text{ном.нав}} \leq I_{\text{ном.ТС}}, \quad (2.10)$$

- по термічній та динамічній стійкості

До установки приймаємо роз'єднувачі РГ-16, 2-35/1000 УХЛ1 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга - 35 кВ;
- номінальний струм 1000 А;
- струм термічної стійкості 20 кА, динамічної 50 кА.

Перевіряємо обрані роз'єднувачі на відповідність вимогам:

1. Номінальна напруга $35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$.
2. Номінальний струм $198 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$.
3. Термічна стійкість $2,017 \text{ кВ} \leq 20 \text{ кА}$
4. Електродинамічна стійкість $5,13 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}$.

Всі необхідні умови виконуються.

Вибір трансформаторів напруги

Трансформатори напруги обираються за наступними умовами:

- за номінальною напругою

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{ном.ТС}}, \quad (2.11)$$

- за конструкцією та класом точності;

До установки приймаємо трансформатори напруги VTO-38P 35000/ $\sqrt{3}$ 100/ $\sqrt{3}$ 100/3 з наступними характеристиками:

- номінальна напруга - 35 кВ;
- класи точності обмоток 0,5/3P.

Всі необхідні умови виконуються.

Вибір ОПН

Вибір ОПН фірми «Славенергопром» [9] виконаний на підставі нормативних документів, прийнятих в Україні:

- СОУ-НМЕВ 40.1-21677681-672012 - «Обмежувачі перенапруг 6-35 кВ [15].

Настанова щодо вибору та застосування у розподільчих установках»;

Основними параметрами ОПН є:

Найбільша тривало допустима робоча напруга обмежувача, $U_{нр}$ (в каталогах зарубіжних фірм U_c). Це найбільше значення напруги промислової частоти, яке необмежено довго може бути докладено до виводів ОПН.

Умова вибору наступна:

- $U_{нр} > U_{нс}$ з 10-ти відсотковим запасом;
- $U_{нс}$ - найбільша напруга мережі,

Номінальний розрядний струм, I_n . Це максимальне значення грозового імпульсу струму 8/20 мкс (8- довжина фронту, 20 - довжина хвилі до напівспаду амплітуди). При цьому розрядний струм повинен бути не менше 5 кА і не менше 10 кА в районах з інтенсивною грозовою діяльністю.

Залишкова напруга при нормованому струмі комутаційного перенапруження $U_{ост}$ до, кВмакс.

Комутаційний імпульс струму I_k має тимчасові параметри 30/60 мкс.

Струм вибухобезпеки $I_{вб}$, кА. Це діюче значення струму к.з при якому спрацьовує мембранний пристрій (клапан) вибухобезпеки і не відбувається вибухового руйнування покриття обмежувача.

Струм пропускної здатності $I_{пн}$, кА. Це амплітуда прямокутного імпульсу струму тривалістю не менш як 2000 мкс, вплив якого ОПН витримує при випробуваннях на пропускну здатність 20 разів.

Довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції $L_{ум}$, мм.

Відповідно до ПУЕ для ВРП і підстанцій нормується питома ефективна довжина шляху витoku зовнішньої ізоляції l_e , що забезпечує необхідний рівень надійності ізоляції при впливі на її поверхню промислових забруднень.

До установки приймаємо обмежувач перенапруг ОПНП-35/40,5/10/550 УХЛ1.

Вибір трансформатора струму нульової послідовності

Вибір ТТНП виконується по наступним умовам:

Розрахунковий ємнісний струм замикання на землю 7,31 А

Наружний діаметр кабелю АПвЕгаПу-45 1×120/25 47 мм

Зовнішнє виконання

Обираємо:

ТТНП ф. АВВ зовнішнього виконання КОКУ 1 UP 16 для жил кабелів (3 кабеля) з характеристиками: коефіцієнт трансформації 100/1А, внутрішній діаметр 250мм

ТТНП ф. АВВ зовнішнього виконання КОКИ 1 NL 12 для екранів кабелів з характеристиками: коефіцієнт трансформації 50/1А, внутрішній діаметр 155 мм.

2.4 Вибір силових трансформаторів

Для підтримання рівня напруги на шинах 10 кВ ПС 35/10 кВ передбачається заміна силових трансформаторів на трансформатори типу ТМН-4000/35 обладнаними пристроями РПН для організації автоматичного регулювання напруги. Заміна силових трансформаторів «1Т» та «2Т»

Проектом передбачається заміна силових трансформаторів 4 МВА на 4 МВА з наступним обладнанням:

- силові трансформатори ТМН-4000/35 з ТС 300-200-150-100/5.

Для приєднання СЕС 12 МВт необхідно виконати автоматику керування РПН силових трансформаторів. Існуючі трансформатори ПС 35/10 кВ виконані з ПБЗ.

Для виконання вимог пункту ТЗ виконується заміна існуючих трансформаторів 4 МВА з ПБЗ на трансформатори 4 МВА з РПН.

До розробки проектних рішень прийняті силові трансформатори ТМН-4000/35 кВА з ТС 300-200-150-100/5 виробництва Кентауський трансформаторний завод.

Відповідно до електричних розрахунків, найбільше стале відхилення напруги на шинах ПС 35/10 кВ становить 9,47% (шини 35 кВ).

З метою забезпечення сталого відхилення в допустимих межах розглянуто можливість участі СЕС потужністю 12 МВт в регулюванні рівнів напруги на шинах ПС 35/10 кВ.

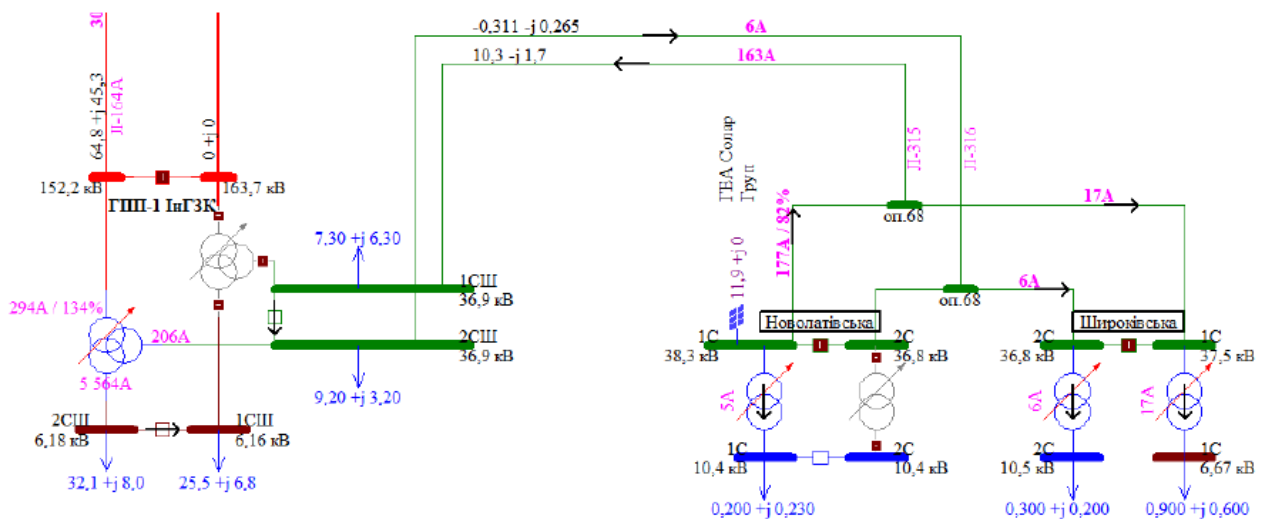


Рисунок 2.1 - Денне зниження навантаження. Схема ремонтного режиму. 1Т в ремонті. ВДЕ в роботі.

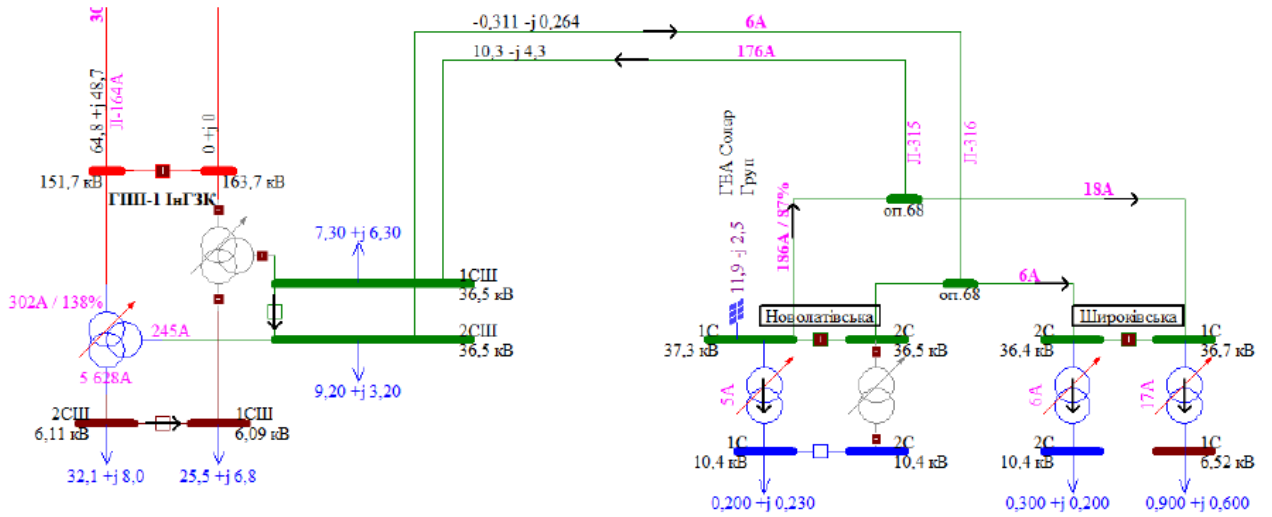


Рисунок 2.2 - Денне зниження навантаження. Схема ремонтного режиму. 1Т в ремонті. ВДЕ в роботі. Участь СЕС в підтриманні рівнів напруги на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ. Споживання 2,5 Мвар ($\cos\phi=-0,978$).

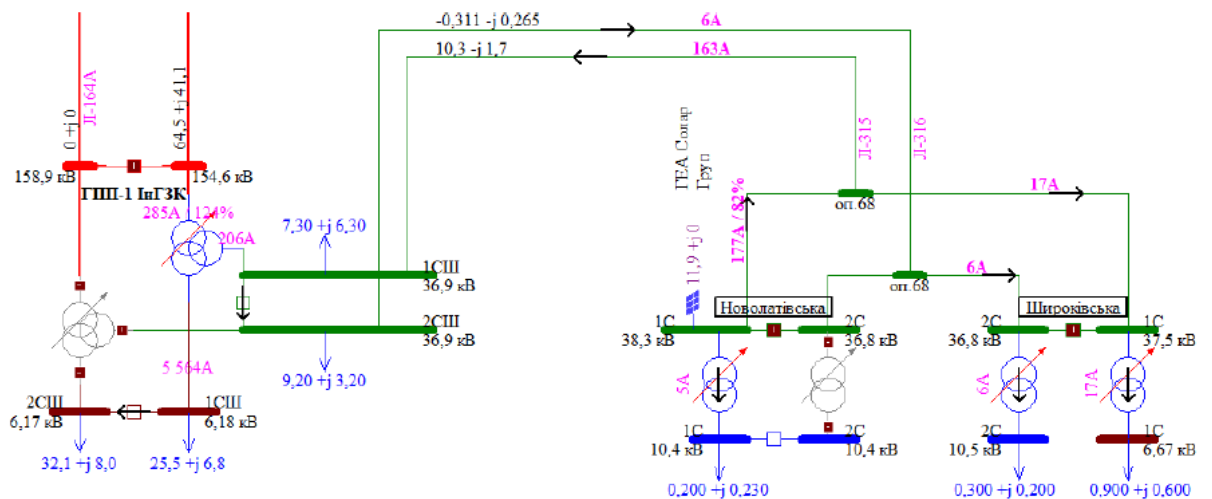


Рисунок 2.3 - Денне зниження навантаження. Схема ремонтного режиму. 2Т в ремонті. ВДЕ в роботі.

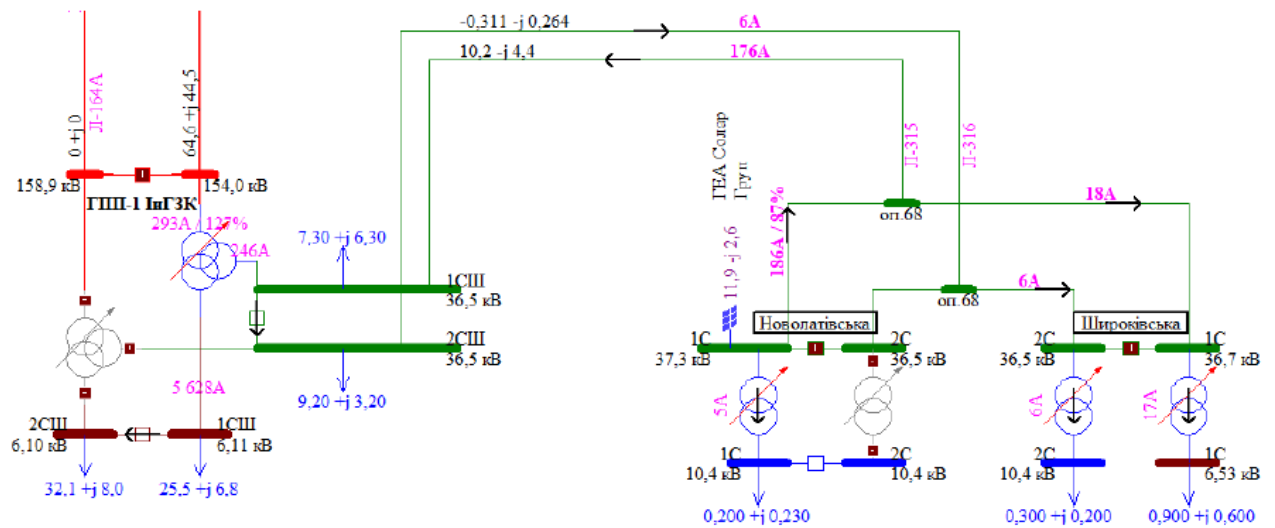


Рисунок 2.4 - Денне зиження навантаження. Схема ремонтного режиму. 2Т в ремонті. ВДЕ в роботі. Участь СЕС 12 МВт в підтриманні рівнів апаруги на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ. Споживанн 2,6 Мвар ($\cos\phi=-0,978$).

Висновок

В режимах виведення в ремонт трансформаторів 1Т та 2Т на ПС ГПП-1 ІнГЗК СЕС 12 МВт може брати участь в нормалізації рівнів напруги на шинах ПС 35/10 кВ. Необхідне значення коефіцієнту потужності для інверторів СЕС в даних режимах роботи електричної мережі складає $\cos\phi=-0,978$.

Дані по вибору основного обладнання зведені в таблицю 2.1

Таблиця 2.1 - Дані вибору основного обладнання

Тип електричного апарата	Рівень ізоляції	Нагрів продовжувальним струмом	Динамічна стійкість	Термічна стійкість	Навантаження вторинних кіл
	$U_{роз.} = 35 \text{ кВ}$	$I_{роз.}=198\text{А}$	$I_{уд.}=5,13 \text{ кА}$	$I_{кз}=2,01 \text{ кА}$	
	$U_{ном.}$	$I_{ном.}$	$I_{ном.д.}$	$I_{ном.відк.}$	$S_{ном.}$
ВБ4-П-35-25/1600 У1	35 кВ	1600 А	52 кА	25 кА	-
РГ-2-35/1000 УХЛ1	35 кВ	1000 А	51 кА	20 кА	
РГ-16-35/1000 УХЛ1	35 кВ	1000 А	51 кА	20 кА	
Трансформатор струму СТСО-38	35 кВ	400 А	>31,5 кА	>81 кА	15/15/30/30 ВА
Трансформатор напруги ВТО-38Р	35 кВ	400 А			

2.5 Розрахунок кабельної лінії 35 кВ

Даним робочим проектом передбачено будівництво КЛ-35 кВ від розподільчого пункту 35 кВ СЕС до ПС 35/10 кВ. Траса проходження проєктованої лінії обрана з урахуванням найменшої витрати кабелю, врахуванням нормативних габаритів до інженерних споруд і комунікацій. Для прокладки прийнято одножильний кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену з алюмінієвою жилою марки АПвЕгаПу-45 кВ, перетином жили 120 мм² та перетином екрану 25 мм².

Прокладка кабелю проектованої лінії виконується трикутником в траншеї типу Т-11. Кріплення кабелів в трикутних передбачено за допомогою поліамідних стяжок з кроком 1-1,5 м.

Для додаткового захисту кабелів при перетині інженерних комунікацій від механічних пошкоджень передбачено їх прокладання в поліетиленових трубах.

По всій трасі прокладки кабелю в траншеї виконується його покривання плитами "Обережно, кабель!" та стрічкою сигнальною "Обережно, кабель!".

Заземлення екрану кабелю виконано з однієї сторони та передбачено встановлення обмежувачів перенапруги в проектованому РП-35 кВ.

В якості кінцевих муфт обрані кабельні муфти фірми «Rauchet» на напругу 42 кВ.

Прокладка кабельної лінії при перетині з річкою та автомобільної дороги виконується з використанням направленою статичного проколу і прокладається в ПЕ трубі \varnothing 90. Прокладка кабельної лінії ближче ніж 6 м до електроопори 10 кВ виконується з використанням з/б лотка.

По трасі кабельної лінії виконано з'єднання кабелів з'єднувальними кабельними муфтами, облаштування яких виконано з урахуванням діючих вимог щодо забезпечення запасу кабелю та можливості заміни кабельних муфт.

Введення в ПС 35/10 кВ виконується за допомогою повітряного вводу, для чого запроектовано перехід з кабелю в повітряну вставку на опорі.

Перевірочний розрахунок вибору кабелів 35 кВ

Кабель з ізоляцією із зшитого поліетилену для мереж 35 кВ перевіряється за наступними показниками:

1. По допустимому тривалому струмі навантаження.
2. По допустимому струму короткого замикання по жил.
3. По допустимому струму короткого замикання по екрану.
4. За падінням напруги.

Перевірочний розрахунок виконується для 1-ї кабельної лінії.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.2

Таблиця 2.2 - Вихідні дані

№ КЛ	Напруша мережі	Максимальний струм 3-х фазного КЗ на шинах РП-35 кВ ПС 35/10 кВ	Повний час тривалості короткого замикання	Максимальна розрахункова потужність	Довжина кабельної лінії
	кВ	кА	С	кВт	км
КЛ№1	35	2,017	1	11900	2,469

1. Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження.

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_p < I_\phi \quad (2.12)$$

де I_p – розрахунковий струм в мережі, А; I_ϕ – згідно з технічними умовами ПАТ «Південкабель» фактично допустимий струм для кабелю АПВЕгаПу.

$$I_p = P_p / (\sqrt{3} * U * \cos\phi) \quad (2.13)$$

де P_p - максимальна розрахункова потужність, що передається, кВт;

U – номінальна лінійна напруга, кВ;

$\cos\phi$ – кут зсуву фаз між напругою та струмом (коефіцієнт потужності).

Результати розрахунку та перетин обраного кабелю приведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Перевірка кабелю по допустимому тривалому струму навантаження

№ КЛ	P_p , кВт	U_n , кВ	$\cos\phi$	I_p , А	Перетин обраного кабелю, мм ²	I_c , А
КЛ1	11900	35	0,99	198,28	120	252

Розрахуємо фактично допустимий струм для кабелю АПВЕгаПу з урахуванням умов фактичного прокладання кабелю.

Розрахунок виконуємо згідно СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ." (Додаток Ж) [16] з урахуванням допоміжних коригувальних коефіцієнтів.

а) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї:

Відповідно до таблиці 8.9 оберемо тривалі допустимі струми алюмінієвої жили кабелів у стандартних умовах і зведемо їх до таблиці 2.4

Фактично допустимий струм розраховується з урахуванням поправочних коефіцієнтів: k_2 =(таблиця 8.13), k_3 = (таблиці 8.16), k_4 = (таблиці 8.18), k_5 = (таблиці 8.21).[16]

Результати розрахунків, а також перевірка виконання умови приведені в табл. 2.4

$$I_{\phi} = I_c * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 \quad (2.14)$$

Таблиця 2.4 - Перевірка кабелю за фактично допустимим струмом при прокладці в траншеї

№ КЛ	I_c , А	k_2	k_3	k_4	k_5	I_p , А	I_{ϕ} , А	Виконання умови
КЛ1	252	0,98	0,96	1,18	1	198,28	279,76	Виконується

б) для ділянки КЛ, прокладеної у траншеї в трубі:

відповідно до таблиці 8.9 оберемо тривалі допустимі струми алюмінієвої жили кабелів у стандартних умовах та зведемо їх до таблиці 2.5.

Фактично допустимий струм розраховується з урахуванням поправочних коефіцієнтів: k_1 = (таблиця 8.12), k_2 =(таблиця 8.14), k_3 = (таблиці 8.16), k_4 = (таблиці 8.18), k_5 = (таблиці 8.22).[16]

$$I_{\phi} = I_c * k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 \quad (2.15)$$

Таблиця 2.5 - Перевірка кабелю за фактично допустимим струмом при прокладці в траншеї в трубі

№ КЛ	I_c , А	k_1	k_2	k_3	k_4	k_5	I_p , А	I_{ϕ} , А	Виконання умови
КЛ1	240	0,929	0,98	0,96	1,13	1	198,28	237,03	виконується

в) для кабелю прокладеного в повітрі (по конструкціям).

Відповідно до таблиці 8.9 оберемо привалі допустимі струми алюмінієвої жили кабелів у стандартних умовах та зведемо їх до таблиці 5. Фактично допустимий струм розраховується з урахуванням поправочних коефіцієнтів: $k_3=$ (таблиця 8.15), $k_7=$ (таблиця 8.27). [16]

$$I_{\phi} = I_c * k_3 * k_7 \quad (2.16)$$

Таблиця 2.6 - Перевірка кабелю за фактично допустимим струмом при прокладці в повітрі

№ КЛ	I_c, A	k_3	k_7	I_p, A	I_{ϕ}, A	Виконання умови
КЛ1	332	1,04	1	198,28	345,28	виконується

ВИСНОВОК: За допустимим тривалим струмом навантаження кабельних ліній перетин обраних кабелів з алюмінієвими жилами задовольняє вимогам з урахуванням умов фактичного прокладання кабелю.

2. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по жилі

Допустимий струм КЗ та повний час короткого замикання на шинах РП-35 кВ приведено в таблиці (з таблиці 8.42).[16]

Розрахунок струму КЗ в розрахункових точках здійснювався з врахуванням генерованої потужності для окремих ниток та врахуванням питомого струму зі сторони СЕС.

Під час розрахунку струму КЗ та питомого струму зі сторони СЕС використовували наступну методичку:

- Опір системи:

$$Z_c = U_H / (\sqrt{3} * I_{K3}^3) \quad (2.17)$$

- Опір кабельної лінії:

$$Z_k = \sqrt{(r_k^2 + x_k^2)} \quad (2.18)$$

де r_k та x_k – активний та індуктивний опір жили струму частотою 50 Гц, відповідно, Ом.

- Сумарний опір до шин РП 35 кВ:

$$Z_{\text{сум}} = Z_c + Z_k \quad (2.19)$$

- Струму КЗ питомий зі сторони ФЕС:

$$I = P / (\sqrt{3} * U_n) \quad (2.20)$$

де P – потужність підживлення зі сторони ФЕС, кВт.

- Струм КЗ в розрахунковій точці:

$$I_{КЗ} = I_{КЗ}^3 + I \quad (2.21)$$

Кабель підходить, якщо виконується умова:

$$I_{КЗ.(3\phi)} < I_{КЗ.ж} \quad (2.22)$$

$$I_{КЗ.ж} = I_{КЗ.т} / \sqrt{tn} \quad (2.23)$$

де $I_{КЗ.(3\phi)}$ – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання, кА;

$I_{КЗ.ж}$ – максимально допустимий струм короткого замикання жили кабелю, кА;

tn – повний час тривалості короткого замикання, с;

$I_{КЗ.т}$ – допустимий струм КЗ тривалістю 1 с для вибраного перерізу жил, кА (таблиця 8.4.2). [16]

Таблиця 2.7 - Перевірка кабелю за допустимим струмом короткого замикання по жилі

№ КЛ	$I_{КЗ.т}$, кА	tn , с	$I_{КЗ.ж}$, кА	$I_{КЗ.(3\phi)}$, кА	Виконання умови
КЛ1	11,3	1	11,3	2,017	виконується

ВИСНОВОК: Обрані кабелі у заданих умовах забезпечують протікання струмів КЗ тривалістю 1 с (максимальний час спрацювання апаратів захисту РЗА) без негативних наслідків для кабельних ліній.

3. Перевірка кабелю по допустимому струму короткого замикання по екрану.

Оберемо та перевіримо перетин екрану, який спроможний витримати струм 2ф КЗ тривалістю 1 с.

Кабель підходить. Якщо виконується умова:

$$I_{КЗ.(2\phi)} < I_{КЗ.е} \quad (2.24)$$

$$I_{КЗ.(2\phi)} = I_{КЗ.(3\phi)} * 0,87 \quad (2.25)$$

$$I_{КЗ.е} = I_{КЗ.табл.е} / \sqrt{tn} \quad (2.26)$$

де $I_{\text{кз.табл.е}}$ – допустимий струм к.з. по екрану, кА (при тривалості к.з. – 1 с) з таблиці 8.45;

$I_{\text{кз. (3ф)}}$ – максимальний струм 3-х фазного короткого замикання, кА;

Згідно таблиці 8.45 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 [16], оберемо найближчі більші за допустимим струмом перетини екрану, результати розрахунку приведено в таблиці 2.8.

Таблиця 2.8 - Перевірка кабелю за допустимим струмом короткого замикання по екрану

№ КЛ	Перетин екрану, мм ²	$I_{\text{кз.табл.е}}$, кА	tn, с	$I_{\text{кз.е}}$, кА	$I_{\text{кз. (2ф)}}$	Виконання умови
КЛ1	25	5,1	1	5,1	1,75	виконується

ВИСНОВОК: Обрані екрани кабелів у заданих умовах забезпечують протікання струмів КЗ тривалістю 1 с (максимальний час спрацювання апаратів захисту РЗА) без негативних наслідків для кабельних ліній.

4. Перевірочний розрахунок падіння напруги

Розрахунок падіння напруги від РП-35 кВ СЕС до ПС 35/10 кВ зумовлений необхідністю дотримання в процесі експлуатації електричних мереж зазначеного класу номінальної напруги вимог діючих в Україні стандартів ДСТУ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014 [17] щодо якості електричної енергії за допустимим відхиленням напруги та забезпечення економічності функціонування цієї мережі.

Граничне падіння напруги в нормальному режимі не повинне перевищувати 5%.

$$\Delta U = I_p * Z_k; \quad (2.27)$$

де I_p - розрахунковий струм в мережі, А;

Z_k – повний опір кабельної лінії, Ом;

$$Z_k = \sqrt{r_k^2 * z_k^2} \quad (2.28)$$

$$r_k = r_o * L \quad (2.29)$$

$$x_k = x_o * L \quad (2.30)$$

де r_o - питомий активний опір, Ом/км;

x_o - питомий реактивний опір, Ом/км;

r_k - активний опір кабельної лінії, Ом;

x_k - реактивний опір кабельної лінії, Ом.

Результати перевірконого розрахунку падіння напруги приведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.9 - Перевірка кабелю за падінням напруги

№ КЛ	U Лінійна напруга	L, Довжина КЛ	I _p , Робочий струм КЛ	r _k Активний опір КЛ	x _k Реактивний опір КЛ	Z _k Повний опір КЛ	ΔU Падіння напруги	Падіння напруги
	кВ	км	А	Ом	Ом	Ом	В	%
КЛ1	35	2,469	198,28	0,802	0,333	0,869	172,285	0,492

ВИСНОВОК: З розрахунків наведених в таблиці видно, що падінні напруг в кабельних лініях не перевищує 5%.

Перевірочний розрахунок для вибору способу заземлення екрану

Розрахунки наведений напруги на незаземленну крану в робочому режимі

При заземленні екрану з одного кінця виконують перевірку значень наведеної напруги на незаземленому кінці екрану щодо землі при максимальному струмі жили кабелю в нормальному робочому режимі.

Відповідно до ПУЕ-2017 п. 2.3.124 [18] значення наведеної напруги незаземленому кінці екрану в нормальному режимі не повинно перевищувати допустимого діючого значення напруги змінного струму, що становить 70% значення випробувальної напруги (5 кВ) оболонки кабелю постійного струму, тобто $5 \text{ кВ} \cdot 0,7 = 3,5 \text{ кВ}$.

Перевірку виконують виходячи з фактичної довжини КЛ і значення питомої наведеної напруги на 1 км КЛ, яке визначають за формулою:

$$E = L * X_e \quad (2.31)$$

де E - ліпома наведена напруга, В/км;

I - струм жили кабелю в розрахунковому режимі;

X_e - питомий індуктивний опір екрану. Ом/км.

Тоді, напруга екрану:

$$U_e = E * L \quad (2.32)$$

де L - довжина кабельної лінії;

Питомий індуктивний опір екрану залежить від взаємоіндукції між екраном і жилами кабелів. Значення питомого індуктивного опору визначають за формулою загального вигляду:

$$X_e = \omega * M \quad (2.33)$$

де X_e - питомий індуктивний опір екрану, Ом / км;

M - коефіцієнт взаємоіндукції, Гн / км;

ω - кутова частота змінного струму, рад / с.

$$\omega = 2 * \pi * f \quad (2.34)$$

де f - частота змінного струму, Гц.

Коефіцієнт взаємоіндукції M визначають за формулою, в якій вплив зміни взаємного розташування жил і екранів кабелів в просторі представлено параметром γ :

де M - коефіцієнт взаємоіндукції, Гн / км;

γ - безрозмірний параметр впливу зміни;

$$X_e = 2\omega * 10^{-4} * \gamma \quad (2.35)$$

При виконанні розрахунків наведеної на екрані напруги з частотою $f = 50$ Гц необхідно керуватися формулою в наступному вигляді:

$$X_e = 0,0628 * \gamma \quad (2.36)$$

У разі розташування кабелів по схемі «в трикутник» параметр γ визначають за формулою:

$$\gamma (3)_{тр} = 0,5 * \ln(\beta^2 * \sqrt{((1 + (\sqrt{3} + 1) \beta^2) * (1 + 1 \beta^2))}) \quad (2.37)$$

$\beta = S/D_k$, звідки S – відстань між центрами жил двох суміжних кабелів, розташованих за схемою «в трикутник», м;

D_k – зовнішній діаметр кабелю, м;

Результати розрахунку зведено до таблиці 2.10

Таблиця 2.10 Результати розрахунку для вибору способу заземлення екрану кабеля

№ КЛ	I_p , А	X_e , Ом/км	L, км	E, В/км	U_e , В
КЛ1	198,28	0,044	2,469	8,724	21,540

ВИСНОВОК: Відповідно до розрахунку наведена напруга на незаземленому кінці екрану щодо землі при максимальному струмі жили кабелю в нормальному режимі не перевищує 3,5 кВ – 70% значення випробувальної напруги (5 кВ) оболонки кабелю постійного струму. Спосіб заземлення екрану з одного кінця вибрано вірно. Для захисту від перенапруг проєктованих КЛ-35 кВ обрано для встановлення ОПН на напругу 6 кВ.

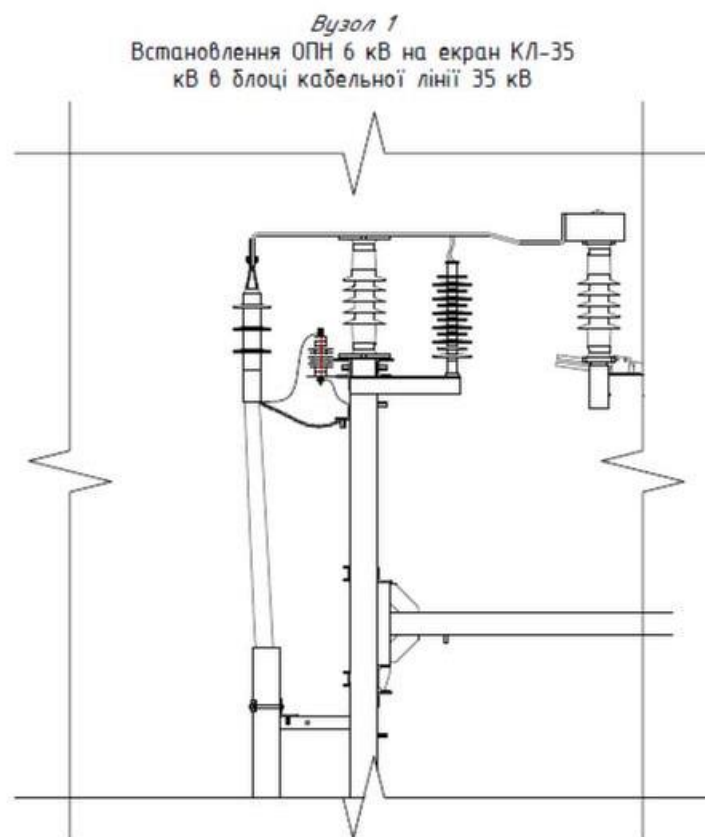


Рисунок 2.5 - Вузол1 Встановлення ОПН 6 кВ на екран КЛ-35 кВ в блоці кабельної лінії 35 кВ

Розрахунок механічних зусиль натягу кабелю

Кабель АПвЕгаПу-45 кВ 1x120/25 мм² протягуються на роликах. Довжина протяжки кабеля лебідком для кабельної лінії КЛ-1 становить 2469 м. Мінімальний радіус вилину кабелю – 0,752 М. Вага кабеля 2,14 кг/м.

У відповідності до схемою прокладання кабелю розрахуємо допустиме зусилля натягу. Кабельна лінія прокладається по всій довжині на глибині не менше 1 м від рівня запланованої відмітки землі.

1. Зусилля натягу на прямих ділянках КЛ розраховується по формулі, Н:

$$F=9,81 * M * L * \mu, \quad (2.38)$$

де М - маса кабеля, кг/м;

μ - коефіцієнт тертя (у разі протягування кабелю в пластмасовій трубі зі змащуванням і підливанням води $\mu=0,1 - 0,15$, у разі протягування кабелю по роликах $\mu=0,2-0,3$).

2. На поворотах траси для протягування кабелю необхідно прикладати додаткові зусилля. зусилля на виході з повороту розраховують за формулою, Н:

$$F_e = F * e^{\mu \alpha}, \quad (2.39)$$

де F- зусилля на вході вигину, Н;

α - кут вигину, радіан;

e - основа натурального логарифму.

3. Під час протягування кабелю по вигинах виникає радіально спрямоване зусилля на одиницю довжини кабелю, величину якого розраховують за формулою:

$$F_r = F_E * (\sin(\alpha^\circ / 2)) / (r\pi / \alpha^\circ / 360), \quad (2.40)$$

де F_E - зусилля натягу кабелю, Н;

α° - кут повороту траси;

r- радіус згинання кабелю, м.

Якщо значення кута повороту менше 90° можна застосовувати спрощену формулу:

$$F_r = F_E / r, \quad (2.41)$$

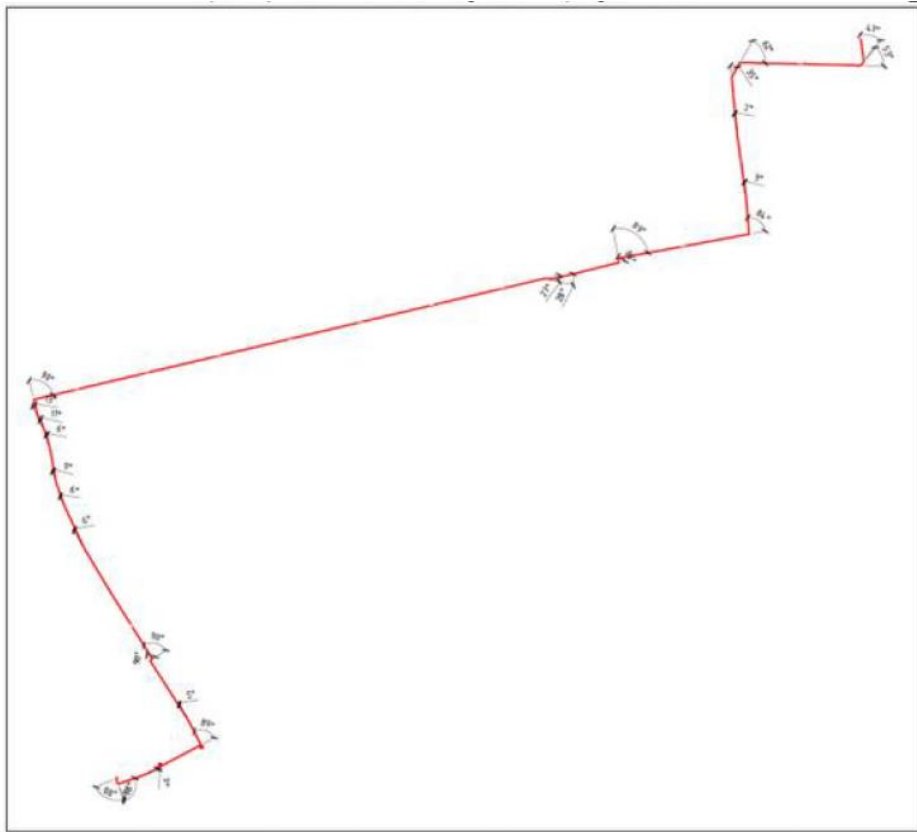


Рисунок 2.6 - Траса прокладання кабелю з кутами повороту КЛ-35 кВ

Вибір будівельних довжин кабелів здійснювався у відповідності до п.12 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011. [16]

Перевірка довжини кабелю на барабані здійснювалась у відповідності до умови

$$l_{\text{тр}} + l_{\text{зп}} + l_{\text{в}} + l_{\text{т}} + l_{\text{м}} \leq \sum l_{\text{гр.е}}, l_{\text{б}}, l_{\text{гр.м.}}, \quad (2.42)$$

де $l_{\text{тр}}$ – довжина траси за результатами топографічної зйомки, м;

$l_{\text{зп}}$ – запас довжини кабелю 2% у відповідності до 2.3.5 розділу 2.3 ПУЕ:2019;

$l_{\text{в}}$ – відстань, на яку кабель піднімається на проєктованій ділянці, м (у відповідності до топографічної зйомки);

$l_{\text{т}}$ – технічний відхід кабелю, м (0,2 м – протягування кабелю за жилу; 1,2 м – на кожний кабельний барабан);

$l_{\text{м}}$ – запас кабелю від встановлення кабельної муфти, м;

$l_{\text{гр.е}}$ – гранична довжина кабелю, м (провівши в відповідність до формули (12.2) та (12.3) п. 12 СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 [16] розрахунки з врахуванням параметрів приведених в «Руководство по выбору,

прокладке, монтажу, испытаням и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтиленв на напряжение 45-150 кВ);

l_B – довжина кабелю, яка може бути намотана на барабан, м;

$l_{гр.м}$ – гранична довжина кабелю, яку можна протягнути через кабельні спорди, м.

Результати розрахунку зусилля обраного кабелю АПвЕгаПу-45 кВ 1x120/25 мм² приведено в таблиці 2.11.

Таблиця 2.11 - Результати розрахунку зусилля натягу кабелю

№	L, м	г, м	т, кг/м	μ	Кут, °	F, Н	Fe, Н	Fr, Н
1	3,3	0,752	2,14	0,2	88	13,8556	16,1558	21,4838
2	9,2	0,752	2,14	0,2	88	38,6279	45,0405	51,3668
3	44,5	0,752	2,14	0,2	9	186,841	189,799	248,459
4	41,2	0,752	2,14	0,2	0	172,986	172,986	230,034
5	64	0,752	2,14	0,2	0	268,716	268,716	357,334
6	12,1	0,752	2,14	0,2	89	50,804	59,3416	67,5585
7	42,5	0,752	2,14	0,2	5	178,444	180,008	237,292
8	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
9	9,6	0,752	2,14	0,2	90	40,3073	47,1632	203,843
10	4,5	0,752	2,14	0,2	90	18,8941	22,1077	95,5516
11	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
12	100	0,752	2,14	0,2	6	419,868	424,288	558,335
13	72,3	0,752	2,14	0,2	6	303,565	306,76	403,676
14	37,6	0,752	2,14	0,2	9	157,87	160,37	209,934
15	53,5	0,752	2,14	0,2	6	224,629	226,994	298,709
16	31	0,752	2,14	0,2	11	130,159	132,682	173,084
17	19,7	0,752	2,14	0,2	13	82,714	84,6122	109,992
18	29,4	0,752	2,14	0,2	90	123,441	144,437	624,27
19	55,6	0,752	2,14	0,2	0	233,447	233,447	310,434
Сумарне зусилля натягу до першої муфти, Н								5318,03

№	L, м	г, м	т, кг/м	μ	Кут, °	F, Н	Fe, Н	Fr, Н
1	10	0,752	2,14	0,2	0	41,9868	41,9868	55,8335
2	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
3	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
4	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
5	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
6	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
7	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
8	100	0,752	2,14	0,2	1	419,868	420,601	558,335
9	55,3	0,752	2,14	0,2	27	232,187	243,39	308,759
10	7,9	0,752	2,14	0,2	28	33,1696	34,8308	44,1085
11	47,8	0,752	2,14	0,2	0	200,697	200,697	266,884
12	10	0,752	2,14	0,2	0	41,9868	41,9868	55,8335
Сумарне зусилля натягу від першої до другої муфти, Н								4639,76

№	L, м	г, м	т, кг/м	μ	Кут, °	F, Н	Fe, Н	Fr, Н
1	10	0,752	2,14	0,2	0	41,9868	41,9868	55,8335
2	34,3	0,752	2,14	0,2	0	144,015	144,015	191,509
3	16	0,752	2,14	0,2	86	67,1789	78,0584	89,3336
4	6,6	0,752	2,14	0,2	89	27,7113	32,3681	36,8501
5	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
6	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
7	5	0,752	2,14	0,2	84	20,9934	24,3082	27,9168
8	54,2	0,752	2,14	0,2	3	227,568	228,763	302,618
9	100	0,752	2,14	0,2	2	419,868	421,336	558,335
10	88,9	0,752	2,14	0,2	35	373,263	396,775	496,36
11	26,2	0,752	2,14	0,2	62	110,005	122,577	146,284
12	100	0,752	2,14	0,2	0	419,868	419,868	558,335
13	86	0,752	2,14	0,2	53	361,086	396,081	480,168
14	7,9	0,752	2,14	0,2	47	33,1696	36,0052	44,1085
15	35,4	0,752	2,14	0,2	0	148,633	148,633	197,651
<i>Сумарне зусилля натягу від другої муфти до підстанції, Н</i>								4301,97

Зусилля, які виникають під час протягування кабелю не повинні перевищувати 30 Н/мм². Допустиме зусилля натягу обраного кабелю становить:

$$30 \text{ Н/мм}^2 \cdot 120 \text{ мм}^2 = 3600 \text{ Н,}$$

Здійснено перевірку виконання умови до першої муфти:

$$F_{\max} \geq F_{\text{роз.}}, \quad (2.43)$$

$$3600 \text{ Н} \leq 5318,03 \text{ Н,}$$

Здійснено перевірку виконання умови від першої до другої муфти:

$$F_{\max} \geq F_{\text{роз.}}, \quad (2.44)$$

$$3600 \text{ Н} \leq 4639,76 \text{ Н,}$$

Здійснено перевірку виконання умови від другої муфти до підстанції

$$F_{\max} \geq F_{\text{роз.}}, \quad (2.45)$$

$$3600 \text{ Н} \leq 4301,97 \text{ Н,}$$

При протягування кабелю роликми та встановлені двох кабельних муфт умова не виконується.

ВИСНОВОК: У відповідності до проведеного розрахунку за формулами для ділянки кабельної лінії з вказаними кутами зміни напрямку траси створюване зусилля під час протягування кабелю перевищує допустиме максимальне зусилля на кабель, тому необхідно використовувати кабельні товкачі для забезпечення допустимого натягування.

У відповідності до плану траси кабельної лінії та проведених розрахунків, для намотки необхідної будівельної довжини однієї жили кабелю АПвЕгаПу-45 1х120/25 необхідно обрати три барабани №22а. Для прокладки однієї жили кабелю на перший барабан треба намотати кабель довжиною 912 м, на другий – 898 м, на третій 575 м. Усього треба:

На першу ділянку – 3 барабани №22а довжиною кабелю 912 м.

На другу ділянку – 3 барабани №22а довжиною кабелю 898 м.

На третю ділянку – 3 барабани №22а довжиною кабелю 575 м.

Розрахунок магнітного поля кабельної лінії 35 кВ

Електромагнітна сумісність

Під електромагнітне сумісністю технічних засобів розуміється обов'язкова в даний час здолність їх одночасного функціонування на учаді впливу навмисних електромагнітних зовій в реальних умовах експлуатації збереженням при цьому необхідної вкості робити дония технічних засобів і відсутність створення неприпустимих перешкод цими коштами іншою ТС.

Створення перешкод відбувається безліччю способів. Але в той же час основною причиною є раптова зміна струму або напруги. Такі хвилювання можуть поширитися вздовж кабелів або проводів або випромінюванням у вигляді електромагнітних хвиль.

Розрахунок магнітної індукції, від поверхні землі виконується відповідна до СОУ-Н ЕЕ.20.179.2008 "Розрахунок електричного і магнітного поля лінії електропередавання. Методика" [19] та ISSN 2074-272X. Електротехніка і Електромеханіка. 2016. №2. [20]

Кабелі прокладено горизонтально в землі трикутником, глибина прокладання кабелю - 1 м. Відстань між геометричними осями кабелів - 0,05 м. Найбільше діюче значення сили струму у фазах КЛ -198,28 А.

1. Визначення магнітної індукції, що утворює КЛ-35 кВ на висоті 0,5м від поверхні землі

$$B_1(x) = \mu_0 * I * \frac{\sqrt{3} * d}{2\sqrt{2} * \pi * ((h+h_0)^2 + x^2)}, \text{ Тл} \quad (2.46)$$

де $\mu_0 = 4 * \pi * 10^{-7}$ – магнітна стала, Гн/м;

$d = 0,05$ м - відстань між осями кабелів;

$h_0 = 0,5$ м – висота перевірки дії напруженості магнітного поля;

x – координати в яких визначають дію напруженості магнітного поля;

h – висота від центру кабелю до поверхні землі;

$$h = \frac{1}{3} * (h_a + h_b + h_c), \text{ м} \quad (2.47)$$

де $h_a = 1$ м – висота від центра кабелю фази А до поверхні землі;

$h_b = 1,05$ м – висота від центра кабелю фази В до поверхні землі;

$h_c = 1,05$ м – висота від центра кабелю фази С до поверхні землі;

$$h = \frac{1}{3} * (1 + 1,05 + 1,05) = 1,033 \text{ м} \quad (2.48)$$

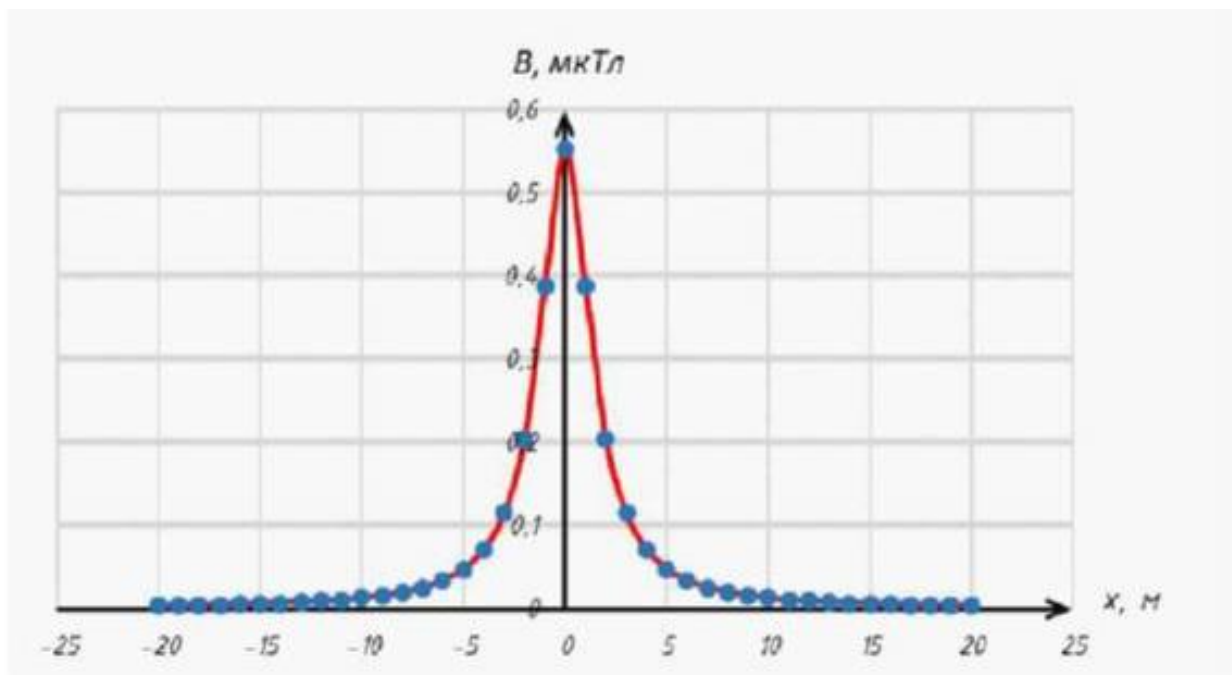


Рисунок 2.7 - Графік розподілу діючого значення магнітної індукції КЛ 35 кВ на висоті 0,5 м від поверхні землі.

2.6 Розрахунок струмів короткого замикання СЕС

Вихідні дані для розрахунку:

1. Розрахункова напруга – 35 кВ
2. Потужність СЕС – 12 МВт;
3. Струми КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ
- в максимальному режимі роботи системи – 2,017 кА.

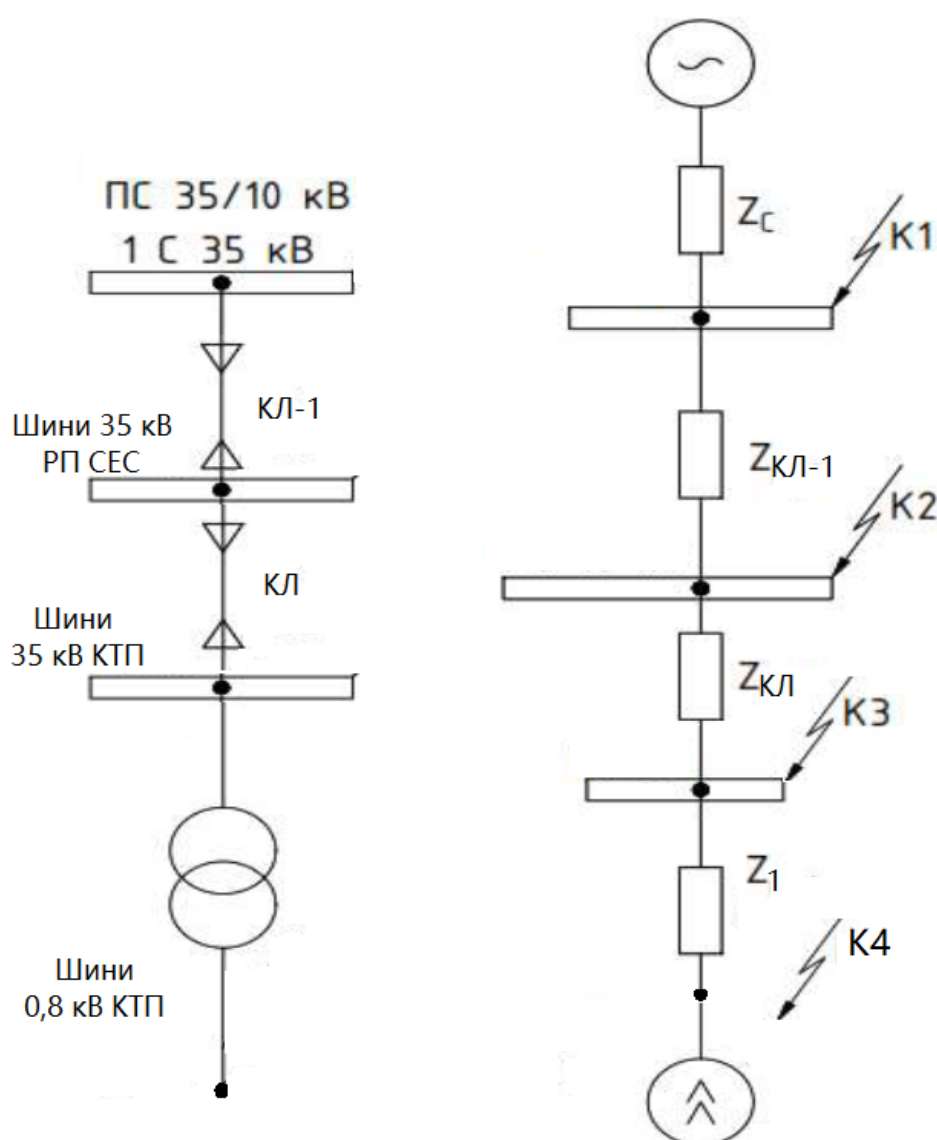


Рисунок 2.8 – Схема заміщення

Розрахунок в нормальній режимі роботи системи

Розрахунок струму короткого замикання на шинах 35 кВ ПС 35-10 кВ (точка К1)

Струм, питомий зі сторони СЕС:

$$I(3)_{кз2} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_p} = 12/\sqrt{3} * 35 = 0,2 \text{ кА}; \quad (2.49)$$

Струм КЗ в розрахунковій точці К1:

$$I_{кз} = I(3)_{кз1} + I(3)_{кз2} = 2,017 + 0,2 = 2,217 \text{ кА}; \quad (2.50)$$

Розрахунок струму короткого замикання на шинах 35 кВ РП СЕС (точка К2)

Опір системи в максимальному режимі:

$$Z_c \approx X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^3} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2,017} = 10,02 \text{ Ом} \quad (2.51)$$

Опір кабельної лінії КЛ-1

3хАПВЕгаПу-45 1х120 мм², L=2,4 км,

$$r_{кЛ-1} = r_0 * L = 0,325 * 2,4 = 0,78 \text{ Ом}; \quad (2.52)$$

$$x_{кЛ-1} = x_0 * L = 0,146 * 2,4 = 0,324 \text{ Ом}; \quad (2.53)$$

Сумарний опір до точки К2:

$$\sum Z_{кз2} = \sqrt{(r_{кЛ-1}^2 + (x_c + x_{кЛ-1} + x_{кЛ-1})^2)}, \text{ Ом} \quad (2.54)$$

$$\sum Z_{кз3} = \sqrt{(0,78)^2 + (10,02 + 0,324)^2} = 10,37 \text{ Ом}$$

Струм КЗ, питомий зі сторони ПС 35/10 кВ:

$$I_{к2} = I(3)_{кз1} + I(3)_{кз2} = 1,95 + 0,2 = 2,15 \text{ кА};$$

Розрахунок струму короткого замикання на шинах 35 кВ КТП (точка К3)

Опір кабельної лінії КЛ:

3хАПВЕгаПу-45 1х70, L₁=0,3 км, x₀₁=0,16 Ом/км, r₀₁= 0,568 Ом/км;

3хАПВЕгаПу-45 1х70, L₂=0,18 км, x₀₁=0,16 Ом/км, r₀₁= 0,568 Ом/км;

$$r_{кЛ} = r_{01} * (L_1 + L_2) = 0,568 * (0,3 + 0,18) = 0,4 \text{ Ом},$$

$$x_{кЛ} = x_{01} * (L_1 + L_2) = 0,16 * (0,3 + 0,18) = 0,1 \text{ Ом}$$

Сумарний опір до точки К3:

$$\sum Z_{кз3} = \sqrt{(r_{кЛ-1} + r_{кЛ})^2 + (x_c + x_{кЛ-1} + x_{кЛ})^2}, \text{ Ом} \quad (2.55)$$

$$\sum Z_{кз3} = \sqrt{(0,78 + 0,4)^2 + (10,02 + 0,324 + 0,1)^2} = 10,5 \text{ Ом}$$

Струм КЗ, питомий зі сторони ПС 35/10 кВ

$$I_{кз(1)}^3 = \frac{U_H}{\sqrt{3} * \sum Z_{кз3}} = \frac{35}{\sqrt{3} * 10,5} = 1,9 \text{ кА}; \quad (2.56)$$

Струм КЗ в розрахунковій точці К3:

$$I_{кз} = I(3)_{кз1} + I(3)_{кз2} = 1,9 + 0,2 = 2,1 \text{ кА}; \quad (2.57)$$

Розрахунок струму короткого замикання на шинах 0,8 кВ КТП приведенного до напруги 35 кВ (точка К4)

Опір трансформатора

$$Z_{тр} \approx X_{тр} = \frac{U_k}{100} = \frac{U_{сп}^2}{S_{нт}} = \frac{6,5}{100} * \frac{35^2}{2,5} = 31,85 \text{ Ом}; \quad (2.58)$$

Сумарний опір до точки К4:

$$\sum Z_{кз4} = \sqrt{(r_{кЛ-1} + r_{кЛ})^2 + (x_c + x_{кЛ-1} + x_{кЛ} + X_{тр})^2}, \text{ Ом}$$

$$\sum Z_{кз4} = \sqrt{(0,78 + 0,4)^2 + (10,02 + 0,324 + 0,1 + 31,85)^2} = 42,3 \text{ Ом}$$

Струм КЗ, питомий зі сторони ПС 35/10 кВ:

$$I_{кз(1)}^3 = \frac{U_{сп}}{\sqrt{3} * \sum Z_{кз4}} = \frac{35}{\sqrt{3} * 42,3} = 0,48 \text{ кВ.}$$

Струм КЗ в розрахунковій точці К4:

$$I_{кз} = I(3)_{кз1} + I(3)_{кз2} = 0,48 + 0,2 = 0,68 \text{ кА.}$$

Таблиця 2.12 – Опори елементів схеми заміщення для дальньої КТП в max режимі роботи системи

Опір елементів схеми заміщення	X, Ом	R, Ом
Система	10,02	-
КЛ-1	0,324	0,78
КЛ	0,1	0,4
Трансформатор S=2500 кВА	31,85	-

Таблиця 2.13 – Результати розрахунків струмів КЗ для дальньої КТП в max режимі роботи системи

Розрахункова точка КЗ	Параметр		
	Еквівалентний опір системи до точки КЗ, Ом	Значення струму трифазного КЗ, кА	Значення струму двофазного КЗ в мінімальному режимі, кА
К1	10,02	2,217	1,919
К2	10,37	2,15	1,86
К3	10,5	2,1	1,82
К4	42,3	0,68	0,59

Перевірка технічних характеристик устаткування на ПС 35/10 кВ

Таблиця 2.14 – Перевірка лінійного вимикача QW1N

Умови перевірки	Параметри мережі 35 кВ	Допустимі величини
ТИП ВВ		ВБ4-П-35-25/1600 У1
Номінальна напруга, кВ $U_{\max} \geq U_{\max \text{ мережі}}$	35	35
Номінальна частота, Гц $f_{\max} \geq f_{\text{ном}} \text{ мережі}$	50	50
Номінальний струм, А $I_{\text{ном ВВ}} \geq I_{\text{роб.макс}}$	200	1600
Струм вимкнення, кА $I_{\text{вимк}} \geq I_{\text{кз.макс}}^3$	2,217	20
Електродинамічна стійкість, кА $i_{\text{дин.вим}} \geq I_{\text{уд}}$	$(2,217 * \sqrt{2}) * 1,8 = 5,62$	52

Висновок: прийняте проектне обладнання на ПС відповідає параметрам мережі.

Таблиця 2.15 – Перевірка трансформатора струму в комірці вимикача QW1H

Умова перевірки	Параметри мережі 35 кВ	Допустимі величини
Тип ТС		CTSO-38
Номінальна напруга, кВ $U_{\max.ТС} \geq U_{\max} \text{ Мережі}$	35	35
Номінальна частота, Гц $f_{\max. ТС} \geq f_{\text{ном}} \text{ Мережі}$	50	50
Номінальний первинний струм, А $I_{\text{ном}} \text{ ТС} \geq I_{\text{роб.макс}}$	200	400
Термічна стійкість, кА ² *с $I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм.}} \geq I_{\text{кз.макс}}^2 t_{\text{кз}}$	$2,217^2 * 1 = 4,915$	$10^2 * 1 = 100$
Гранична кратність релейної обмотки ТС $k_{\text{кр}} < k$	$2217/400 = 5,54$	15

Висновок: прийняте обладнання на ПС відповідає параметрам мережі.

Розрахунок уставок спрацьовування захисту

Дані для розрахунку:

- максимальний робочий струм

$$I_{\text{доп.1}} = 82 \text{ А,}$$

$$I_{\text{доп.2}} = 117 \text{ А,}$$

$$I_{\text{доп.3}} = 199 \text{ А,}$$

- розрахункова напруга

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ,}$$

- опори елементів – таблиця 2.12;
- рівні струмів к.з. – таблиця 2.13;
- коефіцієнт трансформації трансформаторів струму $k_{\text{транс.}} = 300/5$.

Максимальний струмовий захист

Захист приєднань вводу Q2H (Q3H).

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

- відстроювання від стрибка струму намагнічення трансформаторів КТП 0,8/35 кВ на СЕС, при постановці лінії під напругу.

Максимальна величина струму при включення може складати $I_{БТН} = (3 \div 5) * I_{ном.тр}$

Струм спрацювання ступеня:

$$I_{с.з.} = k_{від.} * I_{БТН} = 1,2 * (3 \div 5) * (3 * 41) = 443 \div 738 \text{ А}, \quad (2.59)$$

Приймаємо $I_{с.з.} = 930 \text{ А}$

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{СХ} + I_{с.з.}}{k_{ТТ}} = \frac{1 * 930}{300/5} = 15,5 \text{ А}, \quad (2.60)$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ КТП СЕС:

$$I_y = \frac{I_{кз}^2}{I_{с.з.}} = \frac{1820}{930} = 1,96 > 1,5, \quad (2.61)$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацювання першого захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній значенню 0,04 с.

II ст. МСЗ (масимальний струмовий захист)

Струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H * k_{від.} * I_{доп}}{k_{п}} = \frac{1,1 * 1,2 * 117}{0,95} = 163 \text{ А}, \quad (2.62)$$

де $k_H = 1,1$ – коефіцієнт надійності;

$k_{від.} = 1,2$ – коефіцієнт відстройки захисту;

$k_{п} = 0,95$ – коефіцієнт поєврнення.

Приймаємо струм спрацювання 240 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{СХ} + I_{с.з.}}{k_{ТТ}} = \frac{1 * 240}{300/5} = 4 \text{ А},$$

Коефіцієнт чутливості при двофазності КЗ на шинах 0,8 кВ КТП СЕС:

$$K_{ч} = \frac{I_{к4}^{(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{590}{240} = 2,46, \quad (2.63)$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Для селективної роботи пристроїв захисту приймаємо витримку часу із залежною від струму характеристикою (уставка характеристики 1 = Надзвичайна інверсна $t_{уст} = 0,04$ с).

Захист лінії 35 кВ (Q1H)

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

- відстроювання від стрибка намагнічення трансформаторів КТП 0,8/35 кВ на СЕС, при постановці лінії під напругу.

Струм спрацювання ступеня:

$$I_{с.з.} = k_{від} * I_{БТН} = 1,2 * (3 \div 5) * (5 * 41) = 738 \div 1230 \text{ А,}$$

Приймаємо $I_{с.з.} = 990$ А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{СХ} + I_{с.з.}}{k_{ТТ}} = \frac{1 * 990}{300/5} = 16,5 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ КТП СЕС:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{1820}{990} = 1,84 > 1,5,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній значенню 0,2 с.

II ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

- відстроювання від уставки спрацьовування захисту приєднань QW2H.

$$I_{с.з.} = \frac{I_{с.з.(QW1H)}}{k_{від}} = \frac{720}{1,2} = 600 \text{ А,} \quad (2.64)$$

де $k_{від} = 1,2$ – коефіцієнт відстройки захисту;

$I_{с.з.(QW1H)}$ – струм спрацьовування захисту приєднань QW1H;

Приймаємо $I_{с.з.} = 600$ А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{СХ} + I_{с.з.}}{k_{ТТ}} = \frac{1 * 660}{300/5} = 10 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ в min режимі роботи системи:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{1919}{660} = 3,2 > 1,5, \quad (2.65)$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Час спрацьовування захису обирається за умовою:

- відстроювання від максимального робочого струму лінії.

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}} * k_{\text{від}} * I_{\text{доп.1}}}{k_{\text{п}}} = \frac{1,1 * 1,2 * 199}{0,95} = 277 \text{ А,}$$

Приймаємо струм спрацьовування 360 А.

Струм уставки:

$$I_{\text{у}} = \frac{k_{\text{СХ}} + I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1 * 360}{300/5} = 6 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 0,8 кВ КТП СЕС:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к4}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{590}{360} = 1,64 > 1,5,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Час спрацьовування ступеню приймаємо рівним $t_{\text{уст}} = 1 \text{ с.}$

Захист лінії 35 кВ (QW1H).

I ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

- відстроювання від установки спрацьовування захисту приєднань Q1H.

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{від}} * I_{\text{с.з.}(Q1H)} = 1,2 * 990 = 1188 \text{ А,} \quad (2.66)$$

Приймаємо $I_{\text{с.з.}} = 1080 \text{ А.}$

Струм уставки:

$$I_{\text{у}} = \frac{k_{\text{СХ}} + I_{\text{с.з.}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{1 * 1080}{400/5} = 13,5 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/10 В в min режимі роботи системи:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к1}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{1919}{1080} = 1,7 > 1,5,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній значенню 0,4 с.

II ст. МСЗ (струмова відсічка)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою:

$$I_{с.з.} = \frac{I_{с.з.(Л-315)}}{k_{від}} = \frac{880}{1,2} = 733,3 \text{ А,}$$

де $I_{с.з.(Л-315)}$ - струм спрацьовування захисту приєднань Л-315 (Л-316);

Приймаємо $I_{с.з.} = 720 \text{ А}$.

Струм уставки

$$I_y = \frac{k_{сх} + I_{с.з.}}{k_{тт}} = \frac{1 \cdot 720}{400/5} = 9 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ ПС 35/10 кВ в min режимі роботи системи:

$$K_{ч} = \frac{I_{кЗ(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{1919}{720} = 2,6 > 1,5,$$

Умова забезпечення чутливості захисту виконується.

Витримку часу спрацьовування першого ступеню захисту МСЗ для забезпечення швидкого відключення приймаємо рівній значенню 0,7 с.

III ст. МСЗ (максимальний струмовий захист)

Струм спрацьовування захисту обирається за умовою. Узгодження із МСЗ приєднань Q1H:

$$I_{с.з.} = k_{від} * I_{с.з.(Q1H)} = 1,2 * 360 = 432 \text{ А,}$$

Приймаємо струм спрацьовування 424 А.

Струм уставки:

$$I_y = \frac{k_{сх} + I_{с.з.}}{k_{тт}} = \frac{1 \cdot 424}{400/5} = 5,3 \text{ А,}$$

Коефіцієнт чутливості при двофазному КЗ на шинах 35 кВ проектного РП в min режимі роботи системи:

$$K_{ч} = \frac{I_{кЗ(2)}}{I_{с.з.}} = \frac{1860}{424} = 4,4 > 1,5,$$

Умова забезпечення захисту виконується.

Час спрацьовування ступенб приймаємо рівним $t_{уст} = 1,3$ с.

Таблиця 2.16 – Таблиця основних уставок максимального струмового захисту

Назва	Величина
Ввод Q2H (Q3H) СЕС	
Уставка МС31	930 А
Витримка МС3	0,04 с
Уставка МС32	240 А
Витримка МС3	0,04 с
Ввод Q1H СЕС 35 кВ	
Уставка МС31	990 А
Витримка МС3	0,2 с
Уставка МС32	600 А
Витримка МС3	0,4 с
Уставка МС33	360 А
Витримка МС3	1 с
Ввод QW1H 35 кВ на ПС 35/10 кВ	
Уставка МС31	1080 А
Витримка МС3	0,4 с
Уставка МС32	120 А
Витримка МС3	0,7 с
Уставка МС33	424 А
Витримка МС3	1,3 с

2.7 Розрахунок ємнісних струмів в мережі 35 кВ

Проводимо розрахунок ємнісних струмів замикання на землю в мережі 35 кВ та аналіз необхідності компенсації ємнісних струмів після підключення СЕС потужністю 12 МВт до шин 35 кВ ПС 35/10 кВ за допомогою кабельної лінії.

Для визначення величини повного ємнісного струму замикання на землю кабельної лінії 35 кВ використовуємо формулу:

$$I_c = 3 * U_\phi * b_0 * 10^{-3}, \quad (2.67)$$

де U_ϕ – фазна напруга мережі, кВ;

b_0 – ємнісна провідність однієї фази відносно землі, мкСм/км (КЛ-35 кВ 3хАПВЕгаПу-45 1х120);

$$b_0 = \omega * C_\phi = 314 * 0,158 = 49 \text{ мкСм/км}, \quad (2.68)$$

$$I_c = 3 * \frac{35}{\sqrt{3}} * 49 * 10^{-3} = 2,9 \text{ А/км}, \quad (2.69)$$

Після визначення питомого ємнісного струму замикання на землю визначаємо власний ємнісний струм кабельних ліній:

$$I_{c,max} = I_c * L, \quad (2.70)$$

$L = 2,4$ км – довжина лінії 35 кВ;

$$I_{c,max} = 2,9 * 2,4 = 6,96 \text{ А},$$

Таблиця 2.17 – Результати розрахунку ємнісних струмів КЛ СЕС

КЛ	Тип кабелю	L, км	U_ϕ , кВ	b_1 , мкФ/км	I_c , А/км	$I_{c,max}$, А
КЛ1	3хАПВЕгаПу-35 1х50 мм ²	0,25	20,21	38,94	2,36	0,59
КЛ2	3хАПВЕгаПу-35 1х50 мм ²	0,15				0,35
КЛ3	3хАПВЕгаПу-35 1х95 мм ²	0,1		4,71	0,28	
КЛ4	3хАПВЕгаПу-35 1х50 мм ²	0,12		38,94	2,36	0,28
КЛ5	3хАПВЕгаПу-35 1х50 мм ²	0,12				0,28

$$I_{\text{СЕС}} = 0,59 + 0,35 + 0,28 + 0,28 + 0,28 = 1,78, \quad (2.71)$$

Згідно вихідних даних, ємнісний струм електрично пов'язаної мережі 35 кВ складає:

I СШ 35 кВ – 2,35 А,

II СШ 35 кВ – 1,56 А.

Сумарний ємнісний струм замикання на землю мереж 35 кВ:

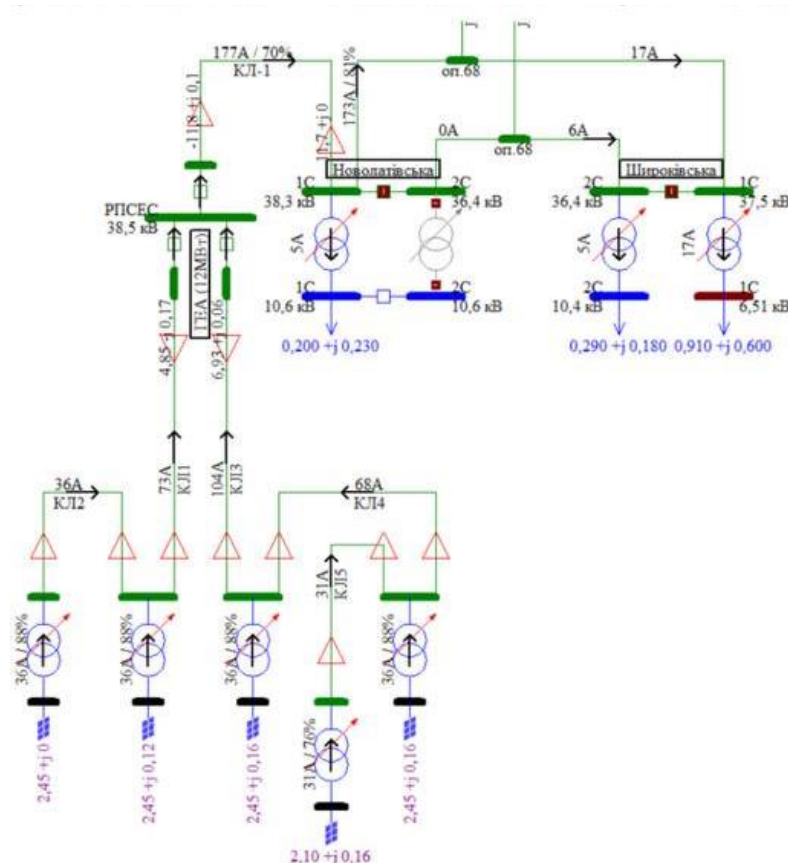
$$I_{\text{с.маx}} = 6,96 + 2,35 + 1,56 + 1,78 = 12,65 \text{ А}, \quad (2.72)$$

Висновок: у відповідності з ГКД 34.20.172-95 «Типова інструкція по компенсації ємнісного струму замикання на землю в електричних мережах 6-35 кВ» компенсація повинна застосовуватись в кабельних мережах при напрузі 35 кВ при значеннях ємнісного струму більше 10 А.

На ПС 35/10 кВ встановлено дугогасну катушку типу ЗРОМ 275/35.

Вимоги щодо компенсації реактивної потужності у мережі 35 кВ СЕС

В проекті використовуються стрінгові інвертори, які мають високі показники продуктивності: коефіцієнт корисної дії дорівнює 98,5 %, коефіцієнт потужності $\cos(\varphi) > 0,995$.



Генерація 100%

Споживання реактивної потужності СЕС від системи складе 0 Мвар.

$$\cos(\varphi) = \frac{P_{\text{ГЕН}}}{\sqrt{P_{\text{ГЕН}}^2 + Q_{\text{СПОЖ}}^2}} = \frac{2,1}{\sqrt{2,1^2 + 0,16^2}} = 0,997 \quad (2.73)$$

Висновки з програмних розрахунків: інвертори, встановлені на СЕС потужністю 12 МВт, забезпечують значення коефіцієнту потужності в межах $\cos(\varphi) = \pm 0,9$. Таким чином, споживання реактивної потужності в мережі в точці підключення СЕС до шин 35 кВ ПС 35/10 кВ складе – 0 Мвар.

2.8 Релейний захист і автоматика

Блискавкозахист та заземлення

Для мереж 0,8 кВ генерації проектом передбачено систему заземлення типу TN-C.

Для мереж 0,4 кВ власних потреб СЕС передбачено систему заземлення типу TN-C-S.

Для запобігання ураження електричним струмом проектом передбачена приєднання до захисного заземлення:

- корпусів інверторів;
- обладнання РП 35 кВ;
- обладнання КТП 35/0,8 В;
- внутрішніх огорож РП та КТП;
- опори зовнішнього освітлення;
- будівель.

Контур заземлення інверторів виконується сталевим оцинкованим кругом $\varnothing 10$ мм. Приєднання інверторів до контуру заземлення відбувається шляхом підключення проводу ПВЗ 16 мм² до виводів контуру заземлення.

Контур заземлення РП 35 кВ та КТП 35/0,8 кВ виконується з використанням заземлюючих сталевих стрижнів $\varnothing 16$ мм довжиною 3 м, поєднані між собою

сталевою половою 40x4 мм. Обладнання РП 35 кВ та КТП 35/0,8 приєднуються до контуру заземлення за допомогою сталевієї полоси 30x4 мм.

Контур заземлення РП 35 кВ та КТП 35/0,8 кВ електрична з'єднується з контуром заземлення інверторів.

При улаштуванні блискавкозахисту, блискавкоприймач приєднується до контуру заземлення. Блискавкозахист РП 35 кВ виконується шляхом встановлення чотирьох одиночних блискавкоприймачів.

Блискавкозахист КТП 35/0,8 кВ виконується шляхом встановлення одиночних блискавкоприймачів.

Захист виробничого корпусу №1 та виробничого корпусу №2 виконаний шляхом застосування захисної сітки. Заглиблення вертикального заземлювача та прокладання горизонтального заземлювача виконати на 0,5м від рівня землі.

Захист інвертора

Передбачається використання інвертора типу SUN2000-185KTL-N1 в якості захистів мережі постійного струму, змінного струму, автоматизації увімкнення навантаження та організації системи автоматизованого управління по збору інформації. Контролер інвертора Виконує наступні функції автоматики та захисту (згідно керівництва по експлуатації інверторів SUN2000-18SKTL-N1):

- моніторинг параметрів вхідної напруги постійного струму та вихідної напруги змінного струму;
- контроль технологічних параметрів інвертора;
- контроль реактивної потужності;
- контроль активної потужності;
- інтерфейс заземлення;
- відхилення напруги/частоти;
- максимальний струмовий захист;
- захист мін/макс частоти;
- захист від перенапруги (при перевищенню напруги змінного струму значення встановленої уставки інвертор блокує видачу потужності в мережу. Уставку

спрацювання захисту від підвищення напруги вибираємо виходячи з умови недопущення підвищення напруги більш ніж на 10%);

- миттєва заборона повторного підключення інвертора до розподільчої мережі, якщо він був перед цим хоча б в короткочасно відключений від мережі.

Захист мереж 35 кВ змінного струму

Релейний захист і автоматика запроектовані в обсязі, передбаченому ПУЕ 2017 розділ 3 [17] і діючими директивними вказівками. Прийнятий обсяг релейного захисту та автоматики забезпечує необхідну надійність елементів мережі.

В приміщенні проектованого РП 35 кВ СЕС передбачається встановлення шаф:

- захисту введів 35 кВ з мікропроцесорними пристроями релейного захисту REF 615, які виконують наступні функції захисту та автоматики:

- струмова відсічка з дією на відключення вимикача;

- максимальний струмовий захист з дією на відключення вимикача;

- захист від зниження/підвищення напруги в мережі;

- захист від однофазних замикань на землю на сигнал;

- автоматика управління вимикачем 35 кВ;

- моніторинг стану вимикача, тощо;

- захисту КЛ-35 кВ видачі потужності СЕС з мікропроцесорним пристроєм релейного захисту Діамант L050, який виконує наступні функції захисту та автоматики:

- дистанційний захист мережі з дією на відключення вимикача;

- струмова відсічка з дією на відключення вимикач;

- максимальний струмовий захист з дією на відключення вимикача;

- захист від зниження/підвищення напруги в мережі;

- захист від однофазних замикань на землю на сигнал;

- автоматика управління вимикачем 35 кВ;

- моніторинг стану вимикача, тощо;

Живлення МП релейного захисту передбачається постійним струмом, напругою 220 В.

Для контролю за якістю виробленої електроенергії передбачається встановлення багатфункціонального вимірювального приладу SATEC PM 175 з наступними можливостями:

- вимірювання напруги та струму;
- вимірювання частоти;
- вимірювання потужності та коефіцієнту потужності;
- вимірювання інтегрованої потужності, енергії;
- вимірювання реактивної енергії мережі імпорту;
- вимірювання реактивної енергії мережі експорту;
- багатотарифний облік електроенергії.

Система моніторингу параметрів сонячної електростанції

Система моніторингу фотоелектричної станції побудована на контролерах SmartLogger 2000, виробництва HUAWEI. Зв'язок інверторів з контролерами системи моніторингу виконується по силовим лініям електропередач змінного струму (power line communication - PLC). Зв'язок між контролерами виконується за допомогою оптоволоконних ліній зв'язку.

Для віддаленого контролю інверторів організовується доступ до мережі Інтернет, за допомогою GPRS/LTE роутера Teltonika RUT955. Роутер підтримує організацію двох каналів зв'язку основного та резервного (підтримує 2 sim карти) з автоматичним перемиканням. Для захисту каналу зв'язку в мережі Інтернет роутер підтримує функцію передачі інформації по VPN каналу з використанням протоколу IPSec в режимі Site-to-Site Tunnel.

Контролери SmartLogger виконують наступні функції:

- підтримка доступу до 80 інверторів;
- контроль та управління системою сонячної станції за допомогою вбудованого WebUI (перегляд в режимі реального часу інформації про електростанцію, пристрої та несправності, налаштування параметрів пристроїв, тощо);
- автоматичний пошук та звернення до інверторів;

- віддалене налаштування та обслуговування;
- швидке управління потужністю та компенсація реактивної потужності для всіх інверторів, підключених до контролера.

Телемеханіка та зв'язок

Телемеханіка та зв'язок ПС 35/10 кВ

Система телемеханіки підстанції ПС 35/10 кВ призначена для забезпечення диспетчерського контролю, моніторингу стану і управління технологічними одиницями підстанції і вирішує наступні основні завдання:

- збір даних про положення комутаційних апаратів, стан технологічних захистів, сигналів загальнопідстанційних тривоги;
- збір і первинна обробка значень технологічних величин;
- оперативне управління силовим обладнанням;
- ретрансляції всієї отриманої інформації в ОК вищого рівня диспетчерського управління.

Для віддаленого управління та моніторингу елементів РП 35 кВ та КТП-35/0,8 кВ проектом передбачається створення автоматизованої системи диспетчерського управління.

У функціональний склад системи входить:

- АРМ енергодиспетчера станції у виробничому корпусі №1;
- шафа з апаратурою АСДУ (контролер RTU ABB);
- система гарантованого живлення з власною АБ (час роботи не менше 2 годин);
- мережеве обладнання;
- мікропроцесорні термінали РЗА;
- мікропроцесорний контролер в складі ШОС;
- мікропроцесорні перетворювачі та аналізатори якості електроенергії SATEC;
- шафи з апаратурою АСДУ в КТП-35/0,8 кВ.

Система забезпечує функції телевимірювань, телесигналізації і телекерування РП та КТП-35/0,8 кВ;

- збір та обробка поточної інформації від обладнання, із застосуванням програмно-технічних засобів (ПТЗ) що не вимагають проведення метрологічної атестації;
- контроль поточного стану основного устаткування і параметрів режиму;
- контроль справності кіл блокування комутаційних апаратів;
- аварійна і попереджувальна сигналізація;
- відображення поточного стану обладнання та параметрів режиму;
- діагностика стану мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики;
- дистанційне керування КА та іншими керованими елементами електричної схеми;
- багаторівневу ідентифікацію;
- реєстрацію та архівування подій і параметрів, необхідних для оперативного та ретроспективного аналізу роботи обладнання, персоналу та засобів автоматизації.

Живлення системи телемеханіки та зв'язку виконується напругою 220 В змінного струму від щита власних потреб. В шафі телемеханіки передбачено встановлення джерела безперебійного живлення (ДБЖ) на час не менше двох годин від власних акумуляторних батарей. Схемне рішення забезпечує гарячу заміну АКБ без потреби наступного калібрування.

Для організації каналу зв'язку встановлюється GPRS/LTE модем. Інформаційний обмін між вимірювальним пристроєм SATEC PM-175 та контролером RTU Виконується за протоколом Modbus RTU. Синхронізація часу контролера RTU виконується за протоколом SNTP.

Устаткування ТМ автоматично вимірює, контролює і видає наступні параметри:

- ТВ (телевимірювання): навантаження (по фазах), потужності активної, реактивної (реверсивної), напруги (фазної та лінійної), струму, частоти мережі, коефіцієнтів спотворення синусоїдальності напруги (THD-U) і струму (THD-I),

коефіцієнт гармонійних спотворень струму (TDD-I). Всі сигнали передаються з міткою часу, яка формується контролером RTU.

- ТС (телесигналізація) стан комутаційного обладнання.

Функціональний склад

Система являє собою існуючу шафу телемеханіки, що реалізує усі необхідні завдання.

Функціонально шафа телемеханіки складається з наступних компонентів:

- пристрої обробки та обміну інформацією;
- пристрої збору телеінформаційних сигналів;
- пристрій сполучення з каналом зв'язку;
- пристрої забезпечення електроживлення.

Структура системи

Система складається з існуючої шафи ТМ, яка сполучена з ланцюгами живлення, вимірювальним та сигнальним обладнанням на підстанції. Проектом передбачається заміна процесорного модуля АВВ 560СМГ10 на 540СМД01 з флеш-картою Basic License Rel.12 750 DP 1KGT201645R0012 та інтеграція проєктованого вимірювального перетворювача SATEC PM175, терміналу РЗА «Діамант» L635 приєднання QW1H та двох терміналів «РС83-В4» в існуючу систему телемеханіка.

Шафа телемеханіки розташована в ОПК і містить обладнання сполучення з каналом зв'язку

- GPRS-роутер для передачі даних в ОПК вищого рівня диспетчерського управління. Для реалізації функції телевимірювання в систему входять вимірювальний перетворювач SATEC PMTFS та існуючі E855/1, E842/1.

Існуюча шафа ТМ базується на основі комплексу технічних засобів RTU540 виробництва концерну АВВ, в складі:

- процесорний модуль АВВ 540СМ001 з флеш-картою Basic License Rel 12 (750 DP) (передбачена заміна існуючого процесорного модулю АВВ RTU560СМГ10);

- блоки вводу/виводу сигналів на основі:
 - модуль дискретного вводу (ТС) АВВ 238161(2 шт.);
 - модуль дискретного вводу (ТС) АВВ 238Е50 (1 шт.), (встановлюється додатково);
 - модуль дискретного виводу (ТКІ АВВ 238А40 (2 шт.), (1 шт. встановлюється додатково);
 - модуль аналогового вводу (ТВ) АВВ 234160 (1 шт.).
- адаптера шини АВВ 23А063 (1 шт.);
- адаптера шини АВВ 520А0002 (1 шт.), (встановлюється додатково);
- блока живлення 220/248, 240 Вт;
- блока безперебійного живлення 24В;
- 2 аккумулятори CSB Battery 12V 7Ah;
- мікросервера Itek WEB (1 шт.);
- проміжні реле Relpal 2-х та 3-х контактні, (16 шт.), (8 шт. встановлюється додатково);
- пристроїв захисту від перенапруги лінії RS-485 (3 шт.), (встановлюються додатково);
- комутатору MOXA EDS-208А (1 шт.), (встановлюється додатково).

Для забезпечення збору даних шафи підключаються до контрольних ланцюгів силового, Вимірювального і сигнального обладнання підстанції, а також до мікропроцесорних пристроїв через інтерфейси передачі даних RS-485 та Ethernet. Джерелами сигналів для системи телемеханіки служать:

- датчики типу "сухий контакт" комутаційних апаратів, реле захистів і системи центральної сигналізації підстанції;
- мікропроцесорні термінали релейного захисту;
- перетворювачі вимірювальні (встановлюються на етапі впровадження системи).

Праектований процесорний модуль 540СМ001 підключається по інтерфейсу Ethernet до проектованого комутатору MOXA EDS-208А.

Інформаційний обмін між контролером ТМ і пристроями МП РЗА, що підключаються до 540CMD01 по інтерфейсу RS-485, здійснюється по протоколу Modbus RTU.

Інформаційний обмін між контролером ТМ та вимірювальним приладом SATEC, (який підключається до проектованого комутатору) по інтерфейсу Ethernet, здійснюється по протоколу Modbus TCP.

Зв'язок з верхнім рівнем здійснюється по існуючому каналом зв'язку.

Передача телеінформації на верхній рівень здійснюється за протоколом Host Communication Interface with IEC 60870-5-104 (ідентично ГОСТ Р МЭК 60870-5-104) з міткою часу в спорадичному режимі та по циклічному скануванню.

ОПК

В існуючому приміщенні ОПК передбачається встановлення шафи РЗА.

Блискавкозахист і заземлення

Існуючими встановленими на порталах блискавковідводами.

Обладнання за проектом і не струмоведучі конструкції підключені до існуючого контуру заземлення за допомогою сталеві штаби 4x40 мм.

Захист від перенапруги

Захист обладнання комірки КЛ 35 кВ від набігаючих хвиль атмосферних перенапруг здійснюється проектованим обмежувачем перенапруг 35 кВ.

Ізоляція

В проекті реконструкції підстанції застосовано обладнання з полімерною ізоляцією. Питома ефективна довжина шляху витoku не менше 2,35 см/кВ для обладнання до 35 кВ для 2 ступеня забруднення атмосфери згідно з ПУЕ 2017, глава 19. [18]

Прокладка кабелів

Прокладка кабелів по території підстанції передбачена в проектованих залізобетонних лотках. Проектом прийняті кабелі з ізоляцією, яка не поширює горіння.

Захист кабельної лінії 35 кВ реалізується на базі мікропроцесорного терміналу захисту «Діамант» 1635. Термінал встановлюється в проектованій шафі захисту лінії 35 кВ та виконує наступні функції:

- дистанційний захист з дією на відключення свого вимикача;
- струмова відсічка з дією на відключення свого вимикача;
- МСЗ з дією на відключення свого вимикача;
- захист Мін/Макс напруги;
- автоматика управління вимикачем 35 кВ;
- моніторинг стану вимикача, тощо.

Для можливості регулювання напруги проектом передбачається встановлення шафи АРН силових трансформаторів 1Т та 2Т. Автоматика АРН реалізується на базі мікропроцесорних терміналів РС83-84, з можливістю регулювання напруги як в автоматичному режимі, так і в ручному.

Керування вимикачами 35 кВ передбачається:

- дистанційне, з панелей захисту, встановлених в приміщеннях ОПК;
- місцеве, з шаф приводів відповідних вимикачів.

Для контролю за якістю виробленої електроенергії передбачається встановлення багатофункціонального вимірювального приладу SATEC PM 175EH PLUS з наступними можливостями:

- вимірювання напруги та струму;
- вимірювання частоти;
- вимірювання потужності та коефіцієнту потужності;
- вимірювання інтегрованої потужності, енергії;
- багатотарифний облік електроенергії.

Прилад нас базові функції контролю якості електроенергії:

- індивідуальні гармоніки (до 40 гармоніки) і кути;
- коефіцієнти спотворення синусоїдальності струму і напруги - несиметрія струнів і напруг;
- струм нейтралі;
- реєстрація максимальних/мінімальних значень з міткою часу;

- перегляд осцилограм в реальному часі.

2.9 Основні архітектурно-будівельні рішення

Архітектурно-будівельні рішення прийняті відповідно до завдання на проектування і на підставі звіту про інженерно-геологічні дослідження, з урахуванням будівельних, протипожежних на санітарних норм та правил.

Проектом передбачається:

- демонтаж порталу комірковий 3/8 ПЖ-35 Я2 та улаштування нового;
- демонтаж опори під вимикач 35 кВ та улаштування нового;
- демонтаж опори під роз'єднувач 35 кВ та улаштування нового;
- демонтаж фундаментів під силові трансформатори 1Т, 2Т та улаштування нових;
- улаштування порталу ПЖС-35Ш;
- улаштування маслоприймача;
- улаштування аварійного маслозбірника;
- улаштування кабельних лотків.

Портал комірковий з/б ПЖ-35 Я2

Проектом передбачено заміна порталу коміркового з/б ПЖ-35Я2.

Портал комірковий запроектований згідно з типовою серією 3.407.1-137. Коміркові портали (тип ПС-150-Я2) однопрольотні з тросостійками і блискавковідводами. Стійки порталів прийняті за серією 3.407.1-1372-002, стійка, траверса, тросостійка, блискавковідвід прийняті за серією 3.407.2-162.4. Зварювання металевих елементів виконати електродами Е50 по ГОСТ 9467-75. Захист металоконструкцій від корозії з використанням методу гарячого цинкування. Товщина покриття 80 мкм.

Захист конструкцій від корозії виконувати згідно з вимогами:

- СНиП 2.03.11-85 "Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии" [21];

- ДСТУ Б В.2.6-193.2013 "Захист металевих конструкцій від корозії. Вимоги до проектування" [22].

Опори під вимикач 35 кВ

Проектом передбачено заміна опор під вимикач 35 кВ.

Опори під вимикач запроектований згідно з типовою серією 3.407.102.

Стійки встановлюється у висвердлений котлован діаметром 0,6 м м на висоту 3,15 м на щебеневу подушку завтовшки 300 мм, далі свердловина заповнюється бетоном класу С12/15 за міцністю на стиск, W4 за водонепроникністю та F100 за морозостійкістю.

Опори під роз'єднувач 35 кВ

Проектом передбачено заміна опор під роз'єднувач 35 кВ.

Опори під вимикач запроектований згідно з типовою серією 3.407.102.

Стійки встановлюється у висвердлений котлован діаметром 0,6 м м на висоту 2,6 м на щебеневу подушку завтовшки 300 мм, далі свердловина заповнюється бетоном класу С12/15 за міцністю на стиск, W4 за водонепроникністю та F100 за морозостійкістю.

Портал ПЖС-35Ш

Проектом передбачено улаштування порталу коміркового ПЖС-35Ш.

Портал запроектований згідно з типовою серією 3.407.1-137. Портали сталеві серійні з прокатних профілів кутикового перетину, встановлюються на металевий ростверк. Зварювання металевих елементів Виконати електродами 350 по ГОСТ 9467-75. Захист металоконструкцій від корозії з використанням методу гарячого цинкування. Товщина покриття 80 мкм.

Ділянки цинкового покриття, пошкоджені при виконанні монтажного зварювання, Відновити с використанням методу холодного цинкування складом "Zinga". Покриття наноситься в два шари товщиною 40 мкм кожен. Витрата складу - 0,25 кг / м² (на 1 шар).

Захист конструкцій від корозії виконувати згідно з вимогами:

- СНиП 2.03.11-85 "Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии";

- ДСТУ Б В.26-193-2013 "Захист металевих конструкцій від корозії. Вимоги до проектування";

Стійки встановлюється у висвердлений котлован діаметром 0,8 м на глибину 3,3 м на щебеневу подушку завтовшки 200 мм, далі свердловина заповнюється бетоном класу С16/20 за міцністю на стиск, W4 за водонепроникністю та F100 за морозостійкістю. Стійка додатково розкріплюється в ґрунті двома ригелями Р1-А згідно серії 3.407-115.5-КЖ-13 по типу кріплення ТС- 8 та ТС-9 за серією 3.407.1-137.2-КМ-07.

Силові трансформатори та маслоприймач

Проектом передбачається заміна силових трансформаторів.

Силові трансформатори монтуються на лежні ЛЖ-28 за типовою серією 3.407.1-157.1. Встановлення лежнів виконується на залізобетонну плиту поверх щебеневого баласту.

Фундамент під силовий трансформатор суміщений з маслоприймачем і виконаний із монолітного залізобетону прямокутної форми, розміром 0,35x0,75 м, глибиною 0,5 м. Товщина стін складає 130 мм, товщина дно маслоприймача 130 мм. Монолітне днище виконується по бетонній підготовці із бетону С8/10. Враховуючи умови роботи бетону конструкцій при перемінній дії різниць температур бетон конструкцій прийнятий класу С20/25, W6, F100. Армування залізобетонних конструкцій передбачене окремими стрижнями з гарячекатаної арматури класу А400с.

Аварійний маслозбірник

Проектом передбачено виконання трьох окремих маслозбірників, які зв'язані між собою патрубками, розташованих на території підстанції. Кожен маслозбірник розраховано на прийом об'єму масла від трансформаторів. Яка представляє собою трьох колодязів умовним діаметром 2,4 зі збірного залізобетону, з елементів заводського виготовлення, гідравлічно зв'язаних між собою, що встановлюються на монолітну залізобетонну підготовку. Підготовка кл. С8/10 виконується висотою 180мм. Стінки оливозбірника збірні

залізобетонні висотою 1860 мм по каталогу продукції "А-Бетон" типу КС 24.20, інші збірні залізобетонні елементи згідно серії 3.900.1-14.

Три маслозбірника, згідно з ПУЕ, п. 4.2.67 [18], розраховані на прийом повного обсягу масла з 20м³ запасу. Об'єм одного маслозбірника становить 8,41 м³.

Проектом передбачено прокладення ділянки мережі масловідводів від маслоприймача трансформатора Т1, Т2 до аварійного маслозбірника.

Дане технічне рішення є найбільш економічно доцільним, як в частині витрат на будівельні матеріали так і в частині термінів реалізації.

Кабельні лотки

На підставі технологічного завдання і урахування вимог технічного завдання на проектування, кабельні лотки запроектовані як збірні залізобетонні лоткові елементи по типу Л20.5 (УБК-2а) по серії 3.407-1021-32 з кришками, що відкриваються, у вигляді плити П10.5 (УБК-5) по серії 3.407-102.1-33. Лотки встановлюються на бруски Б-5. Під опорними брусками кабельних каналів проводиться заміна насипних ґрунтів і передбачається влаштування основи під бруски з щебню висотою 100 мм.

3 ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

Вступ

Сонячна енергетика – одне із найперспективніших і динамічних відновлюваних джерел енергії. Щороку приріст потужностей, які вводяться в експлуатацію, становить приблизно 40-50%. Усього за останні п'ятнадцять років частка сонячної електрики в світовій енергетиці перевищила позначку в 5%.

Переваги сонячних електростанцій

- Зниження витрат – собівартість сонячної електроенергії вже зараз нижча за тарифи на електрику в мережі.
- Енергонезалежність виробництва.
- Термін окупності інвестицій, залежно від типу і потужності комерційної СЕС, становить 5-7 років.
- Низькі експлуатаційні витрати – мінімальна кількість обслуговуючого персоналу за рахунок високої автоматизації та незначних витрат на техобслуговування.
- Скорочення експлуатаційних витрат/економія енергії – сонячна енергетична система може зменшити або взагалі усунути рахунок за електрику бізнесу.
- Розвиток технологій – технології в сонячній енергетиці постійно розвиваються, і в майбутньому удосконалення будуть прискорюватися.

Основна мета дипломного проекту - це розробка системи 35 кВ для приєднання СЕС 12 МВт з подальшою генерацією електроенергії в об'єднану енергосистему.

Підключення СЕС виконується до проектованої комірки №3 на I секції шин 35 кВ ПС 35/10 кВ.

Порядок виконання основних робіт на підстанції

Проектом передбачена наступна послідовність виконання робіт з реконструкції ПС 35/10 кВ з врахуванням її виконання в умовах діючого електроенергетичного об'єкту:

1. Демонтаж силового трансформатора Т1;
2. Спорудження маслоприймача та фундаменту під силовий трансформатор Т1;

3. Встановлення силового трансформатора Т1;
4. Демонтаж силового трансформатора Т2,;
5. Спорудження маслоприймача та фундаменту під силовий трансформатор Т2;
6. Встановлення силового трансформатора Т2;
7. Демонтаж існуючого вимикача. Монтаж існуючого вимикача на нові стійки;
8. Демонтаж існуючих роз'єднувачів. Монтаж існуючих роз'єднувачів на нові стійки;
9. Встановлення блоку лінійного вимикача;
10. Встановлення блоку кабельного вводу;
11. Монтаж кабельних лотків;
12. Прокладка кабелів;
13. Пусконаладжувальні роботи;
14. Введення проєктованих силових трансформаторів та блоків 35 кВ в роботу.

Кінцевим результатом дипломного проєкту є фінальні розрахунки та остаточне прийняття рішення щодо визначених технічних рішень.

Економічна частина дипломного проєкту орієнтована на розрахунок витрат для будівництва системи 35 кВ для приєднання СЕС 12 МВт. Для цього після вибору електричного обладнання необхідно розрахувати його загальну вартість.

Після вибору електричного обладнання необхідно розрахувати його загальну вартість, визначити витрати на транспортування електричного обладнання, будівельно-монтажні роботи, грошові витрати на оплату працівників.

3.1 Розрахунок капітальних витрат

Розрахунок капітальний вкладень на розробку мережі 35 кВ для приєднання СЕС виконуємо за показниками вартості основного обладнання.

Проектні капітальні витрати в устаткування і будівельно монтажні роботи визначаються на основі цін, наведених у відкритих інформаційних джерелах оптового продажу обладнання та за фактичними витратами підприємства.

Виходячи з умов будівництва в кошторисну документацію необхідно включити наступні додаткові витрати, не враховані вживаними розцінками:

Коефіцієнт на будівельні роботи $K_{\text{буд}}=1,2$,

де 1,2 ДСТУ-Н Б Д.2.2-48.2012, додаток Г. п. 4 (Виробництво будівельних робіт в охоронних зонах діючих повітряних ліній електропередачі високої напруги). [1]

Коефіцієнт на монтажні роботи $K_{\text{мон}}=1,2$,

де 1,2 ДСТУ-Н Б Д.2.3-40.2012, додаток 5 л. 4 (При виконанні робіт в охоронній зоні повітряних ліній електропередачі, в місцях проходження комунікацій електропостачання, в діючих електроустановках, поблизу конструкцій і предметів, які знаходяться під напругою (у випадках, коли повне зняття напруги неможливо по виробничим умовами, якщо це пов'язано з обмеженням дії робітників спеціальними вимогами техніки безпеки).[1]

При розрахунку вартості пусконаладжувальних робіт врахувати коефіцієнт 1,21 - згідно ДСТУ-Н Б Д.2.6-10-2012 додаток Б п.5.

Капітальні витрати на здійснення запропонованого варіанту розраховується за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{мн}} + Z_{\text{пл}}, \quad (3.1)$$

де $K_{\text{об}}$ – вартість обладнання за проектом сумарна вартість комплектуючих елементів і –го виду, необхідних для реалізації прийнятого технічного рішення), тис.грн; $Z_{\text{тзс}}$ – транспортно-заготівельні і складські витрати, тис.грн; $Z_{\text{м}}$ – витрати на монтаж-налагоджувальні роботи, тис.грн; $Z_{\text{пл}}$ - витрати на налагоджувальні роботи, тис.грн;

Розрахунок капітальних витрат наведено в таблиці 3.1 згідно даних заводів виробників та представників ринку електрообладнання.

Доцільно витрати на придбання технічних засобів або комплектуючих виробів представити у вигляді зведення капітальних витрат (табл. 3.1).

Вартість транспортно-заготівельних і складських витрат ($Z_{тзс}$) визначається виходячи з:

- відстані доставки обладнання від місця придбання до місця експлуатації;
- кількості, маси і габаритів устаткування;
- виду транспортних засобів;
- транспортних тарифів;
- розцінок на вантажно-розвантажувальні роботи;
- витрат на складську обробку.

В даному проекті обрано до встановлення обладнання, яке зведено в таблицю 3.1

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат

Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн.
Вимикач ВВ4-П-35-25/1600 У1	3	1 274 350 [6]	3 823 050
Трансформатор струму типу СТСО-38	3	45 000 [7]	135 000
Трансформатор напруги типу ВТО-38Р	3	46 000 [8]	138 000
ОПНп-35/40,5/10/550-02 УХЛ1	3	8 850 [9]	26 550
Трансформатор силовий масляний трифазний двохобмотковий ТМН- 4000/35	2	3 200 000 [10]	6 400 000
Кабельна лінія АПвЕгаПу-45 кВ	1 (2,4 км)	1 987 300 [11]	1 987 300
Роз'єднувач РГ-16-35/1000 УХЛ1	2	62 000 [12]	124 000
Опорні ізолятори ІОС-35/2000 УХЛ1	2	5 700 [13]	11 400
Фотоелектрична панель (330 Вт) TSM-PE14A	38 668	6 266 [2]	242 293 688

Продовження таблиці 3.1

Інвертор 185 кВт SUN2000-185KTL-N1	68	287 083,50 [3]	19 521 678
КТП 35/0,8 кВ, 2500 кВА	5	320 000 [4]	1 600 000
АПВВГ-3	0,3 км	37 500 [5]	37 500
ВСЬОГО			276 098 166

Транспортно-заготівельні витрати згідно кошторису складають 10 200 грн.

Складські витрати враховуються у вигляді місячної орендної плати у розмірі 60 тис.грн. По 15 тис.грн. за місяць.

Таким чином транспортно-заготівельні і складські витрати складатимуть:

$$Z_{\text{тзс}} = 10,2 + 60 = 70,2 \text{ тис.грн}$$

Витрати на монтажні-налагоджувальні роботи:

Витрати на монтажні (Z_m) і на налагоджувальні роботи (Z_n) можна визначити наступним чином:

$$Z_{m(n)} = \sum (C_i \times a_i \times t_i) \times K_d \times K_{cm} \times K_{np} \quad (3.2)$$

где C_i – чисельність працівників і-го розряду, необхідних для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), чел.;

a_i – годинна тарифна ставка працівника і-го розряду, грн.;

t_i – час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних (налагоджувальних робіт), год.;

K_d – коефіцієнт, що враховує розмір доплат;

K_{cm} – коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок;

K_{np} – коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт.

$$Z_{\text{мн}} = ((30 \cdot 75 \cdot 528) + (10 \cdot 100 \cdot 528)) \cdot 1,2 \cdot 1,3 \cdot 1,21 = 3\,239,12 \text{ тис.грн}$$

В інших одноразових вкладеннях грошових коштів

$$Z_{\text{пл}} = 12 \cdot 1500 = 18 \text{ тис.грн}$$

Основні капітальні вкладення в мережу, що проектується, складають:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}} + Z_{\text{тзс}} + Z_{\text{мн}} + Z_{\text{пл}} = 276\,098,166 + 70,2 + 3\,239,12 + 18 = 279\,425,49 \text{ тис.грн}$$

3.2 Розрахунок експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати – це поточні витрати на експлуатацію та обслуговування об'єкта проектування за певний період (рік), виражені в грошовій формі.

Річні експлуатаційні витрати складуть:

$$C = C_a + C_z + C_c + C_t + C_e + C_{\text{пр}}, \text{ грн.}, \quad (3.3)$$

- амортизаційні відрахування (C_a);
- заробітна плата обслуговуючого персоналу (C_z);
- єдиний соціальний внесок (C_c);
- витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт устаткування та мереж (C_t);
- вартість електроенергії, що буде споживана об'єктом проектування або втрат електроенергії (C_e);
- інші експлуатаційні витрати ($C_{\text{пр}}$).

3.3 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Амортизація об'єкта основних засобів нараховується виходячи з терміну його корисного використання. Строк корисного використання (експлуатації) об'єктів основних засобів і нематеріальних активів визначається підприємством самостійно, виходячи з очікуваних економічних вигод, технічних і якісних характеристик основного засобу, морального і фізичного зносу, а також інших факторів, які можуть вплинути на можливість використання.

Податковим кодексом України дозволено використовувати прямолінійний (пропорційний) метод амортизації, при якому річна сума амортизацій

визначається діленням вартості, яка амортизується, на строк корисного використання об'єкта основних засобів.

Вартість основних засобів і нематеріальних активів, що амортизується, є первісна або переоцінена вартість основних засобів і нематеріальних активів за вирахуванням їх ліквідаційної вартості:

$$\Phi_a = \Phi_{\Pi} - Л, \quad (3.4)$$

де Φ_{Π} – первісна (або переоцінена) вартість об'єкта основних засобів;

$Л$ – розрахункова ліквідаційна вартість основних засобів.

Якщо визначити очікувану ліквідаційну вартість об'єкта основних засобів складно, то при прямолінійному методі амортизації дозволяється вважати її рівною нулю. Норма амортизації при прямолінійному методі постійна протягом усього амортизаційного періоду і дорівнює:

$$На = \frac{\Phi_{\Pi} - Л}{\Phi_{\Pi} * T_{\Pi}} * 100\%, \quad (3.5)$$

де T_{Π} – термін корисного використання (амортизаційний період).

Термін корисного використання об'єктів основних засобів для нарахування амортизації, який приймається у даній роботі, відповідає мінімально допустимому терміну корисного використання для споруд (третя група основних засобів) і становить 12 років.

У розрахунку приймаємо первісну вартість об'єктів основних засобів рівною витрати на придбання основних засобів. Ліквідаційну вартість приймаємо рівною 10 % від початкової вартості основних засобів, що підлягають амортизації. Тоді норма амортизації становитиме:

$$На = \frac{(279\,425,49 - 0,1 * 279\,425,49) * 100\%}{(279\,425,49 * 12)} = 7,5\%$$

Тоді, річні амортизаційні відрахування АО за прямолінійним методом:

$$АО = \frac{\Phi_{\Pi} * На}{100}, \text{ тис. грн.},$$

$$АО = \frac{279\,425,49 * 7,5\%}{100\%} = 20\,956,91 \text{ тис. грн.}$$

Річний фонд амортизаційних відрахувань визначається за видами основних фондів та нематеріальних активів за розділами зведення капітальних витрат для проектного варіанту і за даними підприємства про балансову вартість замінного устаткування для базового варіанту. Результати розрахунків заносяться до таблиці 3.2

Таблиця 3.2 – Розрахунок амортизаційних витрат

Розрахунок амортизаційних витрат за перший рік користування				
1	2	3	4	5
№	Найменування технічних засобів (комплектуючих виробів)	Капітальні інвестиції, тис.грн	Норма амортизації, %	Сума амортизації, тис.грн.
	Основні засоби			
1	Вимикач ВБ4-П-35-25/1600 У1	3 823,05	7,5	286,79
2	Трансформатор струму типу СТСО-38	135,0	7,5	10,125
3	Трансформатор напруги типу ВТО-38Р	138,0	7,5	10,35
4	ОПНп-35/40,5/10/550-02 УХЛ1	26,55	7,5	1,99
5	Трансформатор силовий масляний трифазний двохобмотковий ТМН-4000/35	6 400,0	7,5	480
6	Кабель АПвЕгаПу-45 кВ	1 987,3	7,5	149,05
7	Роз'єднувач РГ-16-35/1000 УХЛ1	124,0	7,5	9,3
8	Опорні ізолятори ІОС-35/2000 УХЛ1	11,4	7,5	0,855
9	Фотоелектрична панель (330 Вт) TSM-PE14A	242 293,68	7,5	18 172,02

Продовження таблиці 3.2

10	Інвертор 185 кВт SUN2000-185KTL-N1	19 521,67	7,5	1 464,12
11	КТП 35/0,8 кВ, 2500 кВА	1 600	7,5	120
12	Кабель АПВВГ-3	37,5	7,5	2,81

3.4 Розрахунок річного фонду заробітної плати

Розрахунок річного фонду заробітної плати здійснюється за категоріями персоналу, що обслуговує об'єкт проектування, відповідно до їхньої чисельності, режиму роботи, за погодинними тарифними ставками, посадовими окладами, формами і системами оплати праці і преміювання, що застосовують на підприємстві.

Номінальний річний фонд робочого часу одного робітника F_H визначається відповідно до режиму його роботи (кількістю робочих днів і тривалістю зміни):

$$F_H = (D_K - D_{св} - D_{вих}) \cdot T_{зм}, \text{ годин,} \quad (3.6)$$

де D_K , $D_{св}$, $D_{вих}$ – кількість календарних, святкових і вихідних днів у році відповідно;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, годин.

Результати визначення основної заробітної плати обслуговуючого персоналу представляються у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 - Розрахунок річного фонду основної заробітної плати обслуговуючого персоналу

№ п/п	Найменування професій робітників	Списочний штат, чол.	Погодинна тарифна ставка, грн.	Номінальний річний фонд робочого часу, год.	Усього основна зарплата, грн.
1.	Майстер	8	80	2160	1382400
2.	Охоронець	4	60	2160	518400
ВСЬОГО:					1900800

Додаткова заробітна плата обслуговуючого персоналу визначається в розмірі 10-15 % від основної заробітної плати:

$$Z_{\text{дод}} = 0,125 * Z_{\text{осн}} = 0,125 * 1\,900,8 = 237,6 \text{ тис.грн.}$$

Таким чином, загальна величина річного фонду заробітної плати становить:

$$C_z = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{дод}} = 1\,900,8 + 237,6 = 2\,138,4 \text{ грн.}$$

де $Z_{\text{осн}}$, $Z_{\text{дод}}$ – основна і додаткова заробітна плата відповідно.

3.5 Розрахунок відрахувань на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи (єдиний соціальний внесок) визначаються на підставі встановленого чинним законодавством відсотка від суми основної та додаткової заробітної плати. Ставка цього внеску складає 22 % від фонду оплати праці.

$$C_c = 0,22 * C_z = 0,22 * 2\,138,4 = 470,45 \text{ тис.грн.}$$

3.6 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

Річні витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт електротехнічного обладнання включають витрати на матеріали, запасні частини, заробітну плату ремонтним робітникам і можуть визначатися з фактичними даними підприємства.

В нашому випадку ремонтні роботи та заміни обладнання виконуються силами чергового персоналу. Тому залучення сторонніх організацій до виконання ремонтних робіт не планується.

Витрати на поточний ремонт апаратури автоматики і системи автоматизації можна розрахувати за формулою:

$$Z_{\text{м.р.}} = \sum_{i=1}^n \left(R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} \right) \quad (3.7)$$

де n – число пристроїв автоматики, що підлягають ремонту;

R_i – годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

t_i – трудомісткість одного ремонту при категорії складності ремонту в одну ремонтну одиницю залежно від виду ремонту год./ од. .:

m_i – число ремонтів за рік (наприклад, для закритих електромашин число малих ремонтів - 2, середніх - 1, капітальних - 0,1);

R_{Σ} – сумарна категорія складності ремонту в залежності від виду електрообладнання:

S_i - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

Π – кількість однотипних замінних елементів;

T – середній термін служби деталей даного типу, год.;

T_{ϕ} – число годин роботи апаратури на рік, год.

$$Z_{т.р.} = 125,3 \text{ тис.грн}$$

3.7 Визначення інших витрат

Інші витрати по експлуатації об'єкта проектування включають витрати з охорони праці, на спецодяг та ін. Згідно з практикою, ці витрати визначаються у розмірі 4% від річного фонду заробітної плати обслуговуючого персоналу.

$$C_{\text{пр}} = 0,04 * C_z = 0,04 * 2138,4 = 85,54 \text{ тис.грн.}$$

Річні експлуатаційні витрати:

$$C = 23\,776,6 \text{ тис.грн.}$$

3.8 Розрахунок річної економії від впровадження науково-технічного рішення

Визначимо річну економію за рахунок генерації електроенергії за «зеленим тарифом» у мережу. Зелений тариф прийнятий на період 2021-2024 рік $C_{\text{е.зт.}} = 4,78$ грн.

Річний видобуток електроенергії складає 15 806 МВт*год/рік.

$$C_{\text{ген.}} = W_{\text{сер.рік.}} * C_{\text{е.зт.}} = 15\,806 * 4,78 = 75\,552,68 \text{ тис. грн.}, \quad (3.8)$$

де $W_{\text{сер.рік}}$ – кількість електроенергії, що генерується фотоелектричними станціями за рік (за даними очікуваного видобутку електроенергії від підприємства – 15 806 МВт*год/рік);

Звідси повна економія дорівнює:

$$E_{\text{кр}} = C_{\text{ген.}} - C = 75\,552,68 - 23\,776,6 = 51\,776,08 \text{ тис.грн.} \quad (3.9)$$

Визначення та аналіз показників економічної ефективності

Визначимо термін окупності капітальних витрат T_p :

$$T_p = K_{\text{пр}}/E_{\text{кр}}, \text{ років} \quad (3.10)$$

$$T_p = 279\,425,49 / 51\,776,08 = 5,4 \text{ років}$$

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт ефективності (прибутковості) капітальних витрат E_p :

$$E_p = E_{\text{кр}}/K_{\text{пр}}, \text{ долі од.}, \quad (3.11)$$

де $E_{\text{кр}}$ - загальна річна економія від впровадження об'єкта проектування (формули 4.11 або 4.12), тис. грн.;

$K_{\text{пр}}$ - капітальні витрати за варіантом, що викликали економію, тис. грн.

$$E_p = 51\,776,08/279\,425,49=0,185$$

Що менше мінімального встановленого терміну окупності (10 років).

Для остаточної оцінки порівнюються розрахункові значення E_p з нормативними E_n . Визначити нормативне значення коефіцієнта ефективності можна виходячі з прийнятого. Для зазначених заходів індивідуальної норми прибутковості.

$$E_n = 1/T_{\text{оч}} \quad (3.12)$$

$$E_n = 1/10=0,1$$

$$0,185 = E_p > E_n=0,1$$

де $T_{\text{оч}}$ – очікуваний, прийнятний для підприємства термін окупності капітальних вкладень, років.

Таблиця 3.4 – Результати техніко-економічного обґрунтування ефективності

№ з/п	Найменування показників	Одиниці виміру	Проектний варіант
1	2	3	4
1	Капітальні витрати	тис.грн.	279 425,49
2	Експлуатаційні витрати	тис.грн.	23 776,6
3	Річна економія	тис.грн.	51 776,08
4	Розрахунковий коефіцієнт ефективності	долі од.	0,185
5	Розрахунковий термін окупності капітальних вкладень	Років	5,4
6	Генерація	МВт*год/рік	75 552,68

Висновок: згідно з рекомендаціями щодо розрахунків фінансових витрат, була розрахована вартість електричного обладнання прийнятого до встановлення. На основі технічних даних щодо прийнятого в основній частині основного обладнання виконано розрахунки капіталовкладень проекту, які складають 279 425,49 тис.грн. та експлуатаційні витрати, які складають 23 776,6 тис.грн. Термін окупності – 5,4 років.

ВИСНОВОК

В дипломній роботі був виконаний розрахунок основного обладнання розподільчого пристрою 35 кВ для приєднання сонячної електростанції для видачі 12 МВт.

У вступній частині було надано коротку характеристику об'єкта дослідження, розглянуто конфігурацію та основні технічні характеристики сонячної електростанції.

В основній частині виконано вибір основного обладнання, розрахунки струмів короткого замикання СЕС, розрахунок ємнісних струмів в мережі 35 кВ, розглянуті основні архітектурні та будівельні рішення.

В економічній частині були проведені розрахунки техніко-економічних показники проекту.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. ДСТУ-Н Б Д.2.2-48.2012;
2. <https://solarteam.com.ua/product/solnechnaya-panel-trina-solar-tsm-210m120-400-vt-mbb-hc/>;
3. https://avante.com.ua/catalog/akkumuljatornaja_batareja_sunlight_spb_12-100-01657/;
4. <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1540431535-ktp-2500-kva.html>;
5. <https://energoprom.net.ua/ru/production/catalog/silovie/etilen/apvvg>;
6. <https://abm-amper.com/ru/product/vyklyuchatel-vakuumnyj-serii-vb4-p-35-u2/>;
7. <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p956245189-opornyj-transformator-toka.html>;
8. <https://promunion.com/produktsiya/sukhi-transformatory-napruhy/vto-38-p>;
9. <https://tfzm.com.ua/magazin/product/ogranichitel-perenapryazheniya-opn-p-35-40-5-10-550-ukhl1-opn-35>;
10. <https://slavgorenergo.com.ua/ua/p1639314546-tmn-400035.html>;
11. <https://energyproducts.com.ua/kabel-vysokovoltnyi-ua/kabel-vysokovoltnyi-apvehapu-10-15-20-35-kv-apvehapu-ua>;
12. <https://ukrelektro.com.ua/ua/p1430693846-razedinitel-351000-uhl.html>;
13. https://volten.com.ua/ua/?gclid=CjwKCAiAmsurBhBvEiwA6e-WPBzKGU6UU90foZAkX9ODe0puVy80CVp-RvK7xdY1mJads3r2ehEkBhoCZPIQAvD_BwE;
14. <https://www.ntseu.net.ua/stories/547-concept-2050>;
15. СОУ-НМЕВ 40.1-21677681-672012;
16. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49-2011 "Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ.";
17. ДСТУ 13109-97 та ДСТУ EN 50160:2014;
18. ПУЕ-2017;
19. СОУ-Н ЕЕ.20.179.2008 "Розрахунок електричного і магнітного поля ліній електропередавання. Методика";

20. ISSN 2074-272X. Електротехніка і Електромеханіка. 2016. №2;
21. СНиП 2.03.11-85 «Захист будівельних конструкцій та споруд від корозії»;
22. ДСТУ Б В.2.6-193.2013 "Захист металевих конструкцій від корозії. Вимоги до проектування".
23. Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» (кваліфікаційний рівень - магістр) / Укладач: Л.В. Тимошенко - Дніпро: НТУ «ДП», 2023. - 17 с.
24. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту з дисципліни — Сонячна енергетика для студентів спеціальності 141 "Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка" / І.М. Луценко, Є.В. Кошеленко, П.С. Циган, О.А. Замкова – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2019. – 20 с.
25. "Керівництво по вибору, прокладці, монтажу, випробовувань і експлуатації кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену напругою 6-35 кВ ПАТ "Південкабель".
26. Закон України «Про електроенергетику» від 16.10.1997 № 575/97-ВР.
27. Державне підприємство «Національна енергетична компанія «Укренерго». Вимоги до вітряних та сонячних електростанцій при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України.

ДОДАТОК А

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4		Пояснювальна записка		
			Демонстраційні матеріали		
2	A4		Презентація		

ДОДАТОК Б

Відгук керівника кваліфікаційної роботи

ДОДАТОК В

Відгуки керівників розділів