КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет автоматизації і інформаційних технологій

Кафедра управління проєктами

П О Я С Н Ю В А Л Ь Н А З А П И С К А
ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

на тему:

Управління проєктом Побудови автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління

Підгребельний Сергій Юрійович

(прізвище, ім’я та по батькові студента повністю)

Київ 2024 р.

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет: Автоматизації і інформаційних технологій
Кафедра: Управління проєктами
Освітній рівень: Магістр за освітньо-професійною програмою
Галузь знань: 07 Управління та адміністрування
Спеціальність: 073 Менеджмент
Освітня програма: Управління проєктами

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____Сергій БУШУЄВ
„___”_____2024 року

З А В Д А Н Н Я
ДО ВИКОНАННЯ АТЕСТАЦІЙНОЇ РОБОТИ НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

Підгребельний Сергій Юрійович

(прізвище, ім’я та по батькові студента)

1. Тема роботи: Управління проєктом Побудови автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ)

затверджена наказом ректора КНУБА № _1665/1_ від « ___20_» 08_2024 року

2. Керівник роботи: Бойко Євгенія Григорівна, к.т.н., доцент

(прізвище, ім’я та по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту: 12.11.2024

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які слід розробити):

а)теоретичний розділ: теоретико-методологічні основи АСДТУ: сутність та призначення АСДТУ; основні компоненти та структура АСДТУ; основні функції та стратегічні рішення в системі логістичного менеджменту; система організації логістичного менеджменту;

б)дослідницько-аналітичний розділ: аналіз діяльності ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД»; організаційна структура компанії ; опис проєкту; статут проєкту;

в)рекомендаційний розділ: управління змістом в проєкті; організаційна структура проєкту; матриця відповідальності; управління терміном проєкту; управління вартістю в проєкті; управління ризиками;

г) дослідження з використанням комп’ютерних технологій: Microsoft Office Word для оформлення роботи, таблиць, схем; Power Point для створення презентації; Microsoft Office Project для створення моделі проєкту.

5. Графічний матеріал за розділами:

графіки, таблиці, малюнки, структура декомпозиції робіт проєкту, організаційна структура проєкту, календарно-мережевий графік робіт проєкту.

6. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Тема Кваліфікаційної роботи магістра (КРМ)	15.08.24.
Підготовка вступу	16.08.24-01.09.24
Підготовка розділу 1	02.09.24- 20.09.24
Підготовка розділу 2	21.09.24-15.10.24
Підготовка розділу 3	16.10.24-05.11.24
Остаточне оформлення магістерської робот	06.11.24.-11.11.24

7. Консультанти розділів атестаційної випускної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірив	
		дата	підпис
Розділ 1.	---	---	---
Розділ 2.	----	---	---
Розділ 3.	-----	---	----

8. Дата видачі завдання 20.08.2024

Зав. кафедри — Сергій БУШУЄВ
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник — Євгенія БОЙКО
(підпис) (прізвище та ініціали)

Студент — Сергій ПІДГРЕБЕЛЬНИЙ
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕЗЮМЕ (summary) *до атестаційної випускної роботи студента:*	**Підгребельного С.Ю.**
ЗВО	Київський національний університет будівництва і архітектури
Тема	Управління проєктом Побудови автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління
Освітній ступінь	Магістр за освітньо-професійною програмою навчання
Факультет	Автоматизації і інформаційних технологій
Кафедра	Управління проєктами
Спеціальність	073 «Менеджент»
Освітня програма	Управління проєктами

Керівник	Бойко Євгенія Григорівна, к.т.н., доцент		
Обсяг роботи:	*пояснювальна записка, стор.*	*розділів*	*слайдів презентації*
	109	*3*	*16*
Розділ 1. Теоретичні основи автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ)	Перший розділ призначений для вивчення фундаментальної частини дослідження, що надає ключові знання та концепції для розуміння структури, функцій та значення АСДТУ в сучасній енергетичній галузі. Мета цього розділу полягає у визначенні основних понять і принципів, на яких будується ефективне функціонування АСДТУ, а також у формуванні чіткого розуміння завдань, які такі системи покликані вирішувати.		
РОЗДІЛ 2: Характеристика проєкта АСДТУ на високовольтній підстанції	Метою цього розділу є детальне висвітлення специфіки та характеристик проєкту впровадження автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на високовольтній підстанції. Даний розділ надає практичний погляд на ключові аспекти проєкту, які включають технічні вимоги, функціональність та основні етапи її реалізації. Він також розглядає компанію яка реалізує даний проєкт.		
РОЗДІЛ 3: Управління проєктом	Метою цього розділу є детальний опис методів, інструментів та підходів до управління проєктом впровадження автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на високовольтній підстанції. Цей розділ зосереджує увагу на управлінні проєктом у цілому — від планування, визначення ресурсів і розподілу обов'язків до моніторингу виконання та контролю ризиків. Основною задачею є опис ключових аспектів управління, які сприяють своєчасній та ефективній реалізації проєкту, мінімізації ризиків та досягненню очікуваних результатів.		
Висновки по роботі:	В даному досліджені продемонстровано на конкретних прикладах стратегічне значення логістичного підходу до менеджменту в сучасних умовах як на мікро-, так і на макрорівнях, а також з можливостями використання штучного інтелекту.		
Ключові слова: АСДТУ, проєкт, , управлінні проєктом **Keywords:** ADCS, project, project management			

Укладач: Сергій ПІДГРЕБЛЬНИЙ

Керівник: Євгенія БОЙКО

« 1» листопада 2024 р.

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет автоматизації і інформаційних технологій
Кафедра управління проєктами

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____Сергій БУШУЄВ
“___” _____2024 року

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
ДО АТЕСТАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ МАГІСТРА

Управління проєктом Побудови автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління

(назва)

Виконав студент групи: _____

Підгребельний Сергій Юрійович
(прізвище, ім’я та по батькові повністю)

Спеціальність: 073 “Менеджент»

Освітня програма: «Управління проєктами»

Керівник: Бойко Є.Г.
(прізвище, ініціали,)
к.т.н., доцент
науковий ступінь, вчене звання

Рецензент:_____
(прізвище, ініціали,)

_____
науковий ступінь, вчене звання

Київ 2024р

ЗМІСТ

ВСТУП…… 8

РОЗДІЛ 1: Теоретичні основи автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) 12

1.1 Сутність та призначення АСДТУ 12

1.2 Основні компоненти та структура АСДТУ 33

1.3 Існуючі типи впровадження АСДТУ……...52

РОЗДІЛ 2: Характеристика проєкта АСДТУ на високовольтній підстанції 60

2.1 Опис компанії яка впроваджує проєкт……60

2.2 Зацікавлені сторони проєкта 65

2.3 Статут проєкта ……73

2.4 Планування проєкта……78

РОЗДІЛ 3: Управління проєктом…….87

3.1 Управляння змістом проєкта……..87

3.2 Організаційна структура проєкта..... 93

3.3 Управління ризики…….99

Висновок……..105

Список джерел……108

Додатки……110

Вступ

Енергетичний сектор є критично важливою галуззю для функціонування економіки будь-якої країни, а забезпечення безперебійної та надійної передачі електроенергії – одне з ключових завдань сучасної енергетики. Високовольтні підстанції є основними вузлами в електричних мережах, що забезпечують трансформацію і розподіл електроенергії на різні рівні напруги, забезпечуючи її передачу до кінцевих споживачів. Будь-яка проблема на цих підстанціях може призвести до серйозних збоїв у функціонуванні всієї енергосистеми, що робить питання підвищення надійності та ефективності роботи підстанцій надзвичайно актуальним.

На тлі зростаючої складності енергосистем та підвищених вимог до їх гнучкості й адаптивності в умовах інтеграції нових джерел енергії (зокрема відновлюваних), все більшого значення набувають технології автоматизації управління технологічними процесами на високовольтних підстанціях. Автоматизовані системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) стали важливим інструментом для забезпечення надійності, безпеки та ефективності роботи енергетичних об’єктів.

АСДТУ – це високотехнологічні комплексні рішення, що інтегрують програмно-апаратні засоби для збору, обробки і передачі даних, а також для дистанційного управління ключовими елементами підстанцій. Вони дозволяють у режимі реального часу відслідковувати стан обладнання, виявляти аварійні ситуації, оперативно приймати рішення про зміну режиму роботи або вимкнення окремих елементів мережі для запобігання катастрофічним наслідкам.

Роль АСДТУ у трансформації сучасних енергосистем:

З розвитком цифрових технологій АСДТУ еволюціонували від локальних автоматизованих систем до комплексних інтегрованих рішень, що дозволяють управляти цілими енергосистемами. Це стало можливим завдяки використанню передових технологій зв'язку, інтелектуальних алгоритмів обробки даних та елементів штучного інтелекту. Завдяки цьому, АСДТУ

здатні забезпечувати не лише контроль і управління, а й прогнозування різних сценаріїв роботи енергетичної системи на основі аналізу великих масивів даних.

Сучасні системи АСДТУ функціонують у рамках концепції "розумних" мереж (smart grids), яка передбачає взаємодію великої кількості розподілених джерел енергії, споживачів та мережевих компонентів у єдиній системі. Ця концепція покладається на наявність динамічної двосторонньої комунікації між учасниками енергосистеми та здатність АСДТУ інтегрувати дані з різних джерел для забезпечення ефективного керування енергопотоками в реальному часі.

Вплив автоматизації на управління високовольтними підстанціями:

Впровадження АСДТУ дозволяє суттєво скоротити час реакції на аварійні ситуації, оптимізувати роботу підстанцій у звичайних і аварійних режимах, підвищити ефективність використання енергетичних ресурсів та зменшити витрати на обслуговування обладнання. Крім того, автоматизовані системи знижують ризик людських помилок, що є критичним фактором у забезпеченні безпеки таких складних об'єктів, як високовольтні підстанції.

АСДТУ також дають змогу забезпечити більшу прозорість у роботі енергосистем, надаючи диспетчерам і операторам доступ до всіх необхідних даних для оперативного прийняття рішень. Завдяки цьому знижується ризик непередбачених збоїв та аварій, що може призвести до значних фінансових втрат та вплинути на стабільність енергопостачання в регіоні.

Актуальність дослідження і перспективи:

У світлі сучасних викликів для енергетичного сектору, таких як зростаючий попит на електроенергію, необхідність інтеграції відновлюваних джерел та децентралізованих систем генерації, впровадження АСДТУ стає невід'ємною складовою стратегії розвитку енергосистем. Тому дослідження, спрямоване на аналіз можливостей та перспектив впровадження автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління, є надзвичайно важливим для енергетичної галузі.

Ця робота не лише розглядає теоретичні основи функціонування АСДТУ, але й аналізує конкретні приклади реалізації таких систем на високовольтних підстанціях, оцінює їхній вплив на ефективність та безпеку енергетичних об'єктів. Особливу увагу приділено питанням вибору архітектури системи, взаємодії між компонентами АСДТУ, а також питанням безпеки та стійкості до кібератак, які є критичними факторами для функціонування сучасних енергетичних мереж.

Мета дослідження:

Дослідити методи та технології впровадження автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на високовольтних підстанціях для підвищення надійності, безпеки та ефективності роботи енергетичних об’єктів.

Предмет дослідження:

Автоматизовані системи диспетчерського технологічного управління на високовольтних підстанціях, їх структура, функціональні можливості та вплив на керування технологічними процесами в електроенергетиці.

Об’єкт дослідження:

Реконструкція автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС-110кВ "Східна" м. Хмельницький Хмельницької області

Задачі дослідження:

Вивчити теоретичні основи автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління на високовольтних підстанціях. Проаналізувати існуючі технології та методи впровадження АСДТУ на енергетичних об’єктах. Оцінити вплив АСДТУ на ефективність, надійність та безпеку високовольтних підстанцій. Розглянути приклади реалізації АСДТУ на конкретних підстанціях та їх результати.

Методи дослідження:

Аналіз літератури та технічної документації – вивчення існуючих джерел, стандартів та технічних рекомендацій щодо автоматизації підстанцій. Це дозволяє сформувати ґрунтовну теоретичну базу для розуміння концепції та вимог до АСДТУ.

Аналіз діючого проєкта впровадження АСДТУ на високовольтній підстанції дає змогу зрозуміти, як реалізовувати проєкт та з якими ризиками стикатися.

Аналіз наукової літератури та технічної документації.

Порівняльний аналіз існуючих технологій АСДТУ.

Моделювання процесів та сценаріїв роботи АСДТУ.

Експертні опитування фахівців у галузі автоматизації енергетичних об’єктів.

Аналіз прикладних кейсів впровадження АСДТУ на високовольтних підстанціях.

РОЗДІЛ 1: ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО УПРАВЛІННЯ (АСДТУ)

1.1 Сутність та призначення АСДТУ

Автоматизована система диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ) — це інтегрована система, яка використовується для моніторингу, керування і контролю технологічних процесів на різних етапах роботи електричних мереж, підстанцій та інших об'єктів енергетичної інфраструктури. Основне призначення АСДТУ полягає в забезпеченні безперервного нагляду за параметрами системи, дистанційного управління обладнанням, а також автоматизації процесів прийняття рішень для підвищення надійності та безпеки функціонування енергосистеми.

Призначення АСДТУ

1. **Підвищення надійності енергопостачання** — це одне з основних завдань, яке вирішується впровадженням автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) в енергетичній галузі. Завдяки використанню таких систем, забезпечується комплексний підхід до моніторингу, діагностики та управління енергетичною інфраструктурою, що дозволяє значно підвищити її стабільність та ефективність.

По-перше, АСДТУ забезпечує превентивне виявлення відхилень у роботі мережі та обладнання. Система в режимі реального часу контролює ключові параметри енергетичної мережі, такі як напруга, частота, потужність, і може автоматично сигналізувати про потенційні проблеми. Це дозволяє оператору вчасно втручатися і уникати серйозних аварій.

По-друге, скорочується час на виявлення та усунення аварій**.** Система швидко аналізує події та надає детальну інформацію про місце і характер проблеми, що значно прискорює процес діагностики і відновлення енергопостачання.

Крім того, АСДТУ знижує вплив людського фактора. Завдяки автоматичним сценаріям та алгоритмам управління, система зменшує

ймовірність помилок, що можуть виникати через недосвідченість або втому оператора, особливо в стресових ситуаціях.

Також важливим є те, що АСДТУ оптимізує використання ресурсів**,** знижуючи зношування обладнання завдяки раціональному розподілу навантаження на мережу. Це зменшує потребу в частому ремонті і технічному обслуговуванні, що знижує експлуатаційні витрати.

Нарешті, інтеграція з іншими автоматизованими системами (такими як SCADA) дозволяє ефективніше управляти всією енергетичною інфраструктурою, що забезпечує гнучкість і точність у керуванні енергопостачанням.

2. **Зменшення втрат енергії**

АСДТУ дозволяє ефективно керувати розподілом енергії, оптимізуючи роботу мережі. За допомогою постійного моніторингу та аналізу навантажень система може зменшити втрати енергії на етапах передачі та розподілу, регулюючи роботу трансформаторів і інших компонентів мережі:

Моніторинг та управління навантаженнями. Одним із основних факторів втрат енергії є нерівномірність навантаження на різні ділянки мережі. АСДТУ забезпечує постійний моніторинг потоків енергії в мережі, аналізуючи дані в реальному часі. Це дозволяє операторам або автоматизованим системам приймати рішення щодо оптимального перерозподілу навантажень. Регулювання навантаження знижує надмірне навантаження на окремі сегменти мережі, що, у свою чергу, зменшує втрати енергії через теплові ефекти та резистивні втрати в лініях передачі.

Удосконалене управління мережевими ресурсами .АСДТУ може інтегруватися з іншими системами автоматизації, такими як SCADA, для надання комплексного підходу до управління ресурсами енергомережі. Це включає моніторинг і управління не тільки трансформаторами, але й іншими ключовими елементами системи, такими як лінії передачі та розподільні підстанції. Інформація про стан цих елементів дозволяє прогнозувати та коригувати режими їхньої роботи для уникнення втрат у процесі передачі

енергії. Наприклад, за допомогою таких даних система може коригувати режими передачі електроенергії під час пікових та непікових навантажень, знижуючи перевитрати енергії.

Автоматизація відновлюваних джерел енергії .Зі зростаючою часткою відновлюваних джерел енергії, таких як сонячні та вітрові станції, в мережі виникають додаткові виклики щодо балансування енергії. АСДТУ забезпечує ефективне управління такими джерелами, регулюючи потоки енергії залежно від поточного споживання та вироблення. Це допомагає зменшити втрати енергії, пов’язані з дисбалансом виробництва і споживання.

Зниження операційних витрат. Ефективніше управління енергетичними ресурсами також зменшує операційні витрати, пов'язані з підтриманням і ремонтом мережевої інфраструктури. Менше втрат енергії означає менше зношення обладнання, що подовжує його термін служби і знижує необхідність частих замін чи ремонтів.

3. **Автоматизація процесів управління**

Система автоматизує більшість операцій з управління підстанціями, трансформаторами та іншими елементами мережі. Це дозволяє знизити вплив людського фактора, підвищити точність керування, зменшити час реакції на аварії та оптимізувати технічне обслуговування.

Автоматизація процесів управління є однією з ключових переваг використання автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ), особливо в контексті управління високовольтними підстанціями та іншими елементами енергетичних мереж. Це має кілька важливих аспектів, які позитивно впливають на функціонування всієї системи:

Зменшення впливу людського фактора. Одним із найбільш значущих аспектів автоматизації є мінімізація помилок, викликаних людським фактором. В традиційних системах управління робота диспетчерів включає велику кількість ручних операцій, що збільшує ризик допущення помилок, особливо під час кризових ситуацій або аварій. Завдяки АСДТУ, управління

процесами здійснюється автоматизовано на основі точних даних, що дозволяє уникати суб'єктивних рішень та підвищує загальну надійність системи.

Підвищення точності керування. Автоматизовані системи здатні аналізувати велику кількість даних у реальному часі, що забезпечує надзвичайно точне управління електроенергетичними процесами. Завдяки АСДТУ системи можуть автоматично налаштовувати параметри роботи обладнання залежно від зміни навантаження або аварійних ситуацій, що дозволяє досягати оптимального режиму роботи енергосистеми.

Зменшення часу реакції на аварії. Одним із ключових аспектів управління енергосистемами є швидка реакція на аварійні ситуації. АСДТУ дозволяє автоматично виявляти аномалії у функціонуванні елементів системи (наприклад, підвищення температури трансформаторів, перевантаження ліній передачі) та миттєво реагувати на ці відхилення. Завдяки цьому, час на виявлення і ліквідацію аварій значно скорочується, що мінімізує можливі наслідки для споживачів.

Оптимізація технічного обслуговування. Ще однією перевагою автоматизації є можливість прогнозування технічного стану обладнання на основі постійного моніторингу. АСДТУ дозволяє аналізувати дані про роботу трансформаторів, підстанцій та інших елементів мережі для виявлення можливих проблем до того, як вони переростуть в аварійні ситуації. Це сприяє переходу від реактивного до проактивного підходу в обслуговуванні, тобто, технічне обслуговування здійснюється на основі фактичного стану обладнання, а не за заздалегідь визначеними планами, що оптимізує витрати на ремонт і збільшує час безперервної роботи системи.

Масштабованість і гнучкість. АСДТУ може бути масштабована під різні типи електромереж та кількість підключених до неї елементів. Це дозволяє легко інтегрувати нове обладнання, керувати енергооб'єктами різної потужності та адаптувати систему під змінні умови навантаження. Гнучкість системи забезпечується через можливість налаштування алгоритмів управління відповідно до специфіки певної енергосистеми.

Зниження операційних витрат. Оскільки автоматизація зменшує потребу в ручному управлінні процесами, це призводить до скорочення кількості необхідного персоналу для обслуговування системи та зниження операційних витрат. Крім того, зменшення кількості аварійних ситуацій та можливість прогнозування технічного обслуговування також знижує витрати на ремонт обладнання.

4. **Оперативне реагування на аварійні ситуації** АСДТУ дозволяє швидко виявляти аварійні ситуації, наприклад перевантаження, короткі замикання або відмови обладнання, і оперативно вживати заходів для їх усунення. Система може автоматично вимикати проблемні ділянки мережі, перенаправляти енергію через резервні лінії або повідомляти диспетчерів про необхідність втручання.

Швидке виявлення аварій. АСДТУ має можливість постійного моніторингу параметрів електричних мереж у реальному часі. Це дозволяє системі миттєво ідентифікувати аварійні ситуації, такі як перевантаження ліній, короткі замикання, відмови обладнання або інші аномальні умови. Завдяки чутливим датчикам та системам збору даних, система швидко аналізує зміни в параметрах роботи обладнання та видає сигнали тривоги.

Автоматичне відключення аварійних ділянок. У разі виникнення серйозних проблем АСДТУ може автоматично відключати ті ділянки мережі, де було зафіксовано аварію. Це дозволяє обмежити поширення пошкоджень по мережі та мінімізувати наслідки для споживачів. Автоматичне відключення аварійних сегментів мережі запобігає більшим пошкодженням, захищаючи обладнання та знижуючи ризик виникнення більших аварійних ситуацій.

Перенаправлення енергії через резервні лінії. У разі виникнення аварії на одній ділянці мережі АСДТУ здатна автоматично перенаправити електроенергію через резервні або альтернативні маршрути, що дозволяє уникнути перебоїв в електропостачанні для кінцевих споживачів. Така функція дозволяє оперативно підтримувати стабільну роботу системи навіть у випадку збоїв або пошкоджень.

Оповіщення диспетчерів та персоналу. У разі виявлення аварійної ситуації система автоматично повідомляє диспетчерів про виникнення проблеми та необхідність втручання. Вчасне інформування диспетчерів дозволяє швидше організувати технічне обслуговування або ремонт, що скорочує час простоїв та збільшує загальну ефективність роботи мережі.

Зменшення часу простою. Оскільки АСДТУ дозволяє оперативно виявляти та локалізувати аварії, це значно скорочує час простою системи. Аварійні ділянки можуть бути відключені, а робота мережі — перенаправлена, що дозволяє мінімізувати негативні наслідки для споживачів. Така швидка реакція на відхилення є важливою для забезпечення безперервності енергопостачання.

Мінімізація пошкоджень обладнання. Завдяки своєчасному виявленню аварій та можливості автоматичного відключення проблемних ділянок, АСДТУ запобігає пошкодженню обладнання. Система автоматично контролює температури, струми, напруги та інші параметри, що дозволяє виявляти перші ознаки відмови обладнання, запобігаючи його серйозним пошкодженням.

5. **Покращення якості управління енергосистемою**

Завдяки централізованому підходу і використанню сучасних технологій АСДТУ дозволяє диспетчерам отримувати повну інформацію про стан енергосистеми, аналізувати історичні дані і прогнозувати можливі відхилення. Це підвищує якість управління енергомережами і дозволяє приймати більш обґрунтовані рішення.

Централізований моніторинг і управління. АСДТУ забезпечує централізоване управління всіма компонентами енергосистеми, від підстанцій до генераторів та трансформаторів. Це дозволяє диспетчерам бачити загальну картину функціонування мережі в реальному часі, включаючи параметри навантаження, напруги, струмів і температури. Такий підхід дозволяє точно оцінити поточний стан енергетичної мережі, оперативно реагувати на зміни та приймати своєчасні рішення щодо регулювання енергопостачання.

Аналіз історичних даних .АСДТУ збирає та зберігає дані про роботу енергосистеми за тривалий період, що дозволяє проводити ретельний аналіз і оцінювати ефективність роботи мережі в різні періоди. Цей аналіз допомагає виявляти повторювані проблеми, оцінювати сезонні зміни в навантаженнях та виявляти тренди, що дозволяє прогнозувати можливі відхилення та аварійні ситуації.

Прогнозування відхилень. Завдяки великій кількості даних, що обробляються системою, АСДТУ дозволяє прогнозувати можливі відхилення в роботі енергомережі. На основі історичних даних і поточних параметрів система може заздалегідь ідентифікувати загрози, такі як перевантаження або ризики пошкодження обладнання, що дозволяє запобігти аваріям та втратам енергії.

Прийняття обґрунтованих рішень. Інформаційні ресурси, доступні в АСДТУ, допомагають диспетчерам приймати обґрунтовані управлінські рішення на основі актуальних та історичних даних. Автоматичні рекомендації та прогнози можуть підказувати найкращі варіанти для розподілу енергії або відключення проблемних ділянок. Це знижує ризики людської помилки та підвищує ефективність управління мережею.

Підвищення точності та швидкості реагування. Завдяки високій точності даних, які надає АСДТУ, диспетчери можуть миттєво реагувати на зміни в мережі, виконувати необхідні коригування або аварійні заходи. Швидкість та точність обробки даних сприяє більш оперативному і якісному управлінню мережею, мінімізуючи час простою та ризики аварій.

ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ АСДТУ:

1. Моніторинг параметрів

Система забезпечує постійний збір даних про основні параметри роботи енергосистеми, такі як напруга, сила струму, температура обладнання, стан вимикачів і реле. Ці дані відображаються у реальному часі, що дозволяє диспетчерам оперативно реагувати на зміни.

Моніторинг параметрів системи в автоматизованій системі диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ) є важливою функцією, що забезпечує контроль за станом технологічних об'єктів, таких як підстанції, в реальному часі. Збір даних про ключові параметри, такі як напруга, сила струму, частота, стан вимикачів та реле, дозволяє диспетчерам та автоматизованим системам оперативно реагувати на зміни в роботі системи, приймати управлінські рішення та забезпечувати безперебійну роботу мереж.

Основні параметри, що контролюються:

Напруга

Напруга є критично важливим параметром, який впливає на стабільність роботи електричних мереж і обладнання. У межах АСДТУ постійно здійснюється контроль за напругою на різних ділянках електромережі або підстанції. Чому важливо контролювати напругу: Підвищена або знижена напруга може призвести до аварій, пошкодження обладнання або нестабільної роботи системи. Наприклад, підвищена напруга може перевантажити трансформатори або інше обладнання, тоді як низька напруга може призвести до перебоїв у роботі електричних пристроїв. Як здійснюється контроль: АСДТУ постійно моніторить напругу за допомогою сенсорів і передає ці дані до центральної системи управління. У разі виявлення відхилень від встановлених норм, система може автоматично відрегулювати напругу або подати сигнал диспетчеру для подальших дій.

Сила струму

Сила струму – ще один важливий параметр, що відображає кількість електричного струму, що протікає через певну ділянку мережі або обладнання. Ризики при відхиленнях сили струму: Перевищення нормальної сили струму може свідчити про перевантаження мережі або про коротке замикання. Якщо цей параметр не контролювати, існує високий ризик пошкодження кабелів, обладнання або навіть виникнення пожежі. Контроль і дії системи: Система моніторить силу струму в реальному часі і порівнює її з допустимими межами.

У разі перевищення допустимого рівня система може автоматично вимкнути ділянку мережі або активувати реле захисту для запобігання серйозних наслідків. Також ця інформація передається диспетчеру, щоб він міг втрутитися, якщо це необхідно.

Частота

Частота електричного струму (зазвичай 50 або 60 Гц залежно від країни) повинна бути стабільною для правильної роботи електромережі та всього підключеного до неї обладнання. Відхилення від нормальної частоти можуть призвести до пошкодження електроприладів або збоїв у їх роботі. Причини відхилення частоти: Частота може змінюватися через дисбаланс між споживанням електроенергії і її виробництвом. Якщо споживання перевищує виробництво, частота знижується, і навпаки. Дії системи при відхиленнях: АСДТУ постійно відстежує частоту та у випадку її відхилення може ініціювати коригувальні дії. Наприклад, система може автоматично вимкнути деякі споживачі або ініціювати підключення додаткових генераторів для стабілізації частоти.

Стан вимикачів

Вимикачі є основними елементами керування мережами, які можуть автоматично або вручну вмикати та вимикати певні сегменти електромережі. Контроль за станом вимикачів: АСДТУ контролює стан кожного вимикача (ввімкнений або вимкнений) для забезпечення безперервної роботи мережі або сегмента мережі. Якщо вимикач вимкнений, система може оцінити, чи це результат планового втручання або аварійного відключення. Оперативне реагування: Якщо вимикачі вимикаються внаслідок аварії (наприклад, через перевантаження або коротке замикання), АСДТУ відразу фіксує це і подає сигнал диспетчеру для подальших дій або автоматично переключає ланцюги для мінімізації перебоїв у постачанні.

Стан реле

Реле виконують функцію захисту і автоматичного відключення частин мережі при перевищенні встановлених норм. Роль реле у системі: Реле

автоматично спрацьовують у разі аварійних ситуацій, таких як коротке замикання або перевантаження. Контроль за станом реле дозволяє вчасно виявляти проблеми та ізолювати несправну ділянку мережі. Взаємодія з диспетчером: АСДТУ фіксує стан реле і повідомляє диспетчера про будь-яке спрацювання, дозволяючи йому вжити додаткових заходів для усунення проблеми або відновлення роботи мережі після аварії.

Переваги моніторингу в реальному часі

Оперативність: АСДТУ забезпечує збір та обробку даних у реальному часі, що дозволяє диспетчерам отримувати актуальну інформацію про стан системи і вчасно реагувати на відхилення або аварійні ситуації.

Прогнозування і попередження: Завдяки постійному моніторингу параметрів, система може виявляти тенденції, що ведуть до аварій, і вживати запобіжних заходів, таких як автоматичне вимкнення пошкоджених ділянок або попередження диспетчера.

Зменшення людського фактору: Автоматизовані системи контролю мінімізують ризики, пов'язані з людськими помилками, оскільки більшість процесів моніторингу і реагування виконується автоматично.

Підвищення безпеки і стабільності системи: Оперативний збір даних про всі критично важливі параметри забезпечує стабільність роботи системи, дозволяючи запобігати серйозним аваріям та мінімізувати час простоїв.

2. Керування елементами системи

АСДТУ дозволяє дистанційно керувати всіма ключовими елементами підстанцій, такими як вимикачі, реле, трансформатори, і забезпечувати автоматичне переключення ліній при аварійних ситуаціях або для оптимізації навантаження.

Управління елементами підстанції є важливою функцією Автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ), яка дозволяє здійснювати дистанційне керування основними елементами підстанцій, такими як вимикачі, трансформатори та інші електротехнічні пристрої. Завдяки цьому диспетчери можуть оперативно

реагувати на зміни в мережі, що значно підвищує швидкість та ефективність управління електроенергетичною системою.

ОСНОВНІ ЕЛЕМЕНТИ ПІДСТАНЦІЇ, ЯКИМИ КЕРУЄ АСДТУ:

Вимикачі

Рис.1.1 Елегазовий вимикач 110 кВ

Вимикачі – це основні пристрої для вмикання і вимикання електричних ланцюгів у мережі підстанції (рис 1.1). Вони використовуються для ізоляції окремих сегментів мережі під час проведення технічних робіт, а також для відключення частини мережі в аварійних ситуаціях.Як працює управління вимикачами: АСДТУ дозволяє диспетчерам дистанційно контролювати стан вимикачів через інтерфейси користувача (HMI). Диспетчер може ввімкнути або вимкнути вимикачі без фізичного втручання, що дозволяє миттєво

реагувати на зміни у стані мережі. Також система може автоматично вимикати вимикачі в разі перевищення критичних параметрів, таких як сила струму або напруга, для запобігання аваріям.

Приклад використання: У разі виявлення аварійної ситуації (наприклад, короткого замикання на одній із ліній), диспетчер може дистанційно вимкнути відповідний вимикач через АСДТУ, що дозволяє ізолювати проблемну ділянку мережі, не чекаючи на фізичне втручання персоналу.

Трансформатори

Рис. 1.2 Трансформатор силовий

Трансформатори є ключовими елементами підстанцій, що використовуються для підвищення або зниження напруги в електромережі (рис.1.2). Управління трансформаторами дозволяє контролювати процес

передачі електроенергії, забезпечуючи стабільність напруги на різних ділянках мережі. Як працює управління трансформаторами: АСДТУ забезпечує можливість дистанційного контролю параметрів трансформаторів, таких як вихідна напруга, сила струму, температура обмоток і рівень охолодження. У разі необхідності диспетчер може регулювати напругу трансформаторів, щоб підтримувати стабільну роботу мережі, або вимкнути трансформатор для проведення технічних робіт або запобігання аварії.

Реле

Рис. 1.3 Мікропроцесорне реле

Реле використовуються для автоматичного відключення певних ділянок мережі у разі виникнення аварійних ситуацій (рис. 1.3) . Вони можуть працювати в автоматичному режимі, однак АСДТУ також дозволяє диспетчерам дистанційно контролювати та налаштовувати реле. Як працює управління реле: Диспетчер може віддалено змінювати налаштування реле, зокрема їх чутливість до певних параметрів, таких як сила струму або напруга. Це дозволяє забезпечити ефективну роботу реле в умовах зміни навантажень на мережу.

Роз'єднувачі

Рис. 1.4 Роз’єднувач 110 кВ

Ці пристрої використовуються для механічного відокремлення певних ділянок мережі(рис. 1.4). Роз'єднувачі зазвичай використовуються під час планових технічних робіт для забезпечення безпеки персоналу, та ще дозволяють розділяти електричні ланцюги на секції для зменшення впливу

аварій на інші частини мережі. Як працює управління роз'єднувачами та секціонаторами: АСДТУ дозволяє дистанційно керувати роз'єднувачами і секціонаторами, забезпечуючи швидке відключення або розділення ланцюгів для проведення робіт або запобігання аварійним ситуаціям.

Переваги дистанційного управління елементами підстанції:

a. Швидкість реагування

Дистанційне керування елементами підстанції значно прискорює процес прийняття рішень і вживання заходів у разі аварій або відхилень у роботі мережі. Замість того, щоб чекати на приїзд технічної бригади для вручного відключення або налаштування обладнання, диспетчер може миттєво виконати необхідні операції через АСДТУ. Це дозволяє уникнути затримок і зменшити ризики пошкодження обладнання або перебоїв у постачанні електроенергії.

b. Підвищення безпеки

Завдяки можливості дистанційного керування обладнанням диспетчери можуть оперативно відключати аварійні ділянки мережі, що значно знижує ризики для технічного персоналу, який працює на підстанціях. У разі аварійної ситуації, наприклад, короткого замикання, диспетчер може негайно вимкнути проблемну лінію без необхідності фізичного втручання, що мінімізує ризик виникнення небезпечних ситуацій для працівників.

c. Економія часу і ресурсів

Автоматизоване управління елементами підстанції дозволяє економити час і ресурси, оскільки більшість операцій можна виконати дистанційно. Це знижує витрати на технічне обслуговування і зменшує кількість виїздів технічних бригад для виконання рутинних завдань. Крім того, зменшення часу простою обладнання підвищує загальну ефективність роботи енергомережі.

d. Підвищення надійності енергопостачання

Дистанційне керування трансформаторами, вимикачами і реле дозволяє підтримувати стабільну роботу електромережі навіть під час аварій або технічного обслуговування. Диспетчери можуть миттєво перенаправляти

потоки електроенергії або вмикати резервні лінії, забезпечуючи безперебійне постачання електроенергії для критично важливих споживачів, таких як лікарні, урядові установи або великі підприємства.

3. Запобігання аваріям

АСДТУ швидко виявляє аварійні ситуації та автоматично реагує на них.Запобігання аваріям є однією з найважливіших функцій автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ). Система не тільки моніторить параметри мережі та діагностує можливі проблеми, але й здатна швидко реагувати на аварійні ситуації. Ця функція допомагає запобігти серйозним збоям у роботі мереж і обладнання, автоматично відключаючи проблемні ділянки або викликаючи захисні механізми для ізоляції небезпечних процесів.

Основні механізми запобігання аваріям

I.Швидке виявлення аварійних ситуацій
Однією з ключових переваг АСДТУ є її здатність постійно моніторити стан мережі і миттєво виявляти відхилення від нормальних параметрів. За допомогою датчиків і контролерів система отримує дані в реальному часі про напругу, силу струму, частоту, а також стан реле і вимикачів. При виявленні будь-яких аномалій або перевищень допустимих параметрів (наприклад, перевантаження або коротке замикання), система миттєво реагує.

II.Автоматичне відключення проблемних ділянок
Після виявлення аварійної ситуації система може автоматично відключати сегменти мережі або окремі компоненти обладнання, щоб уникнути серйозних наслідків для всієї системи. Автоматичне відключення виконується через активацію захисних реле або відключення вимикачів, які контролюються системою. Робота захисних реле: Захисні реле в АСДТУ реагують на відхилення в параметрах системи (наприклад, перевищення сили струму) і автоматично розривають ланцюг, щоб ізолювати проблемну ділянку. Це дозволяє уникнути пошкодження обладнання та поширення аварії на інші частини мережі. Автоматичне відключення вимикачів: Якщо виявлено

серйозне порушення, система може автоматично вимкнути певні вимикачі для ізоляції аварійної ділянки. Це дозволяє уникнути перегріву трансформаторів, кабелів та інших критичних компонентів системи.

III.Перемикання на резервні джерела живлення
Окрім відключення проблемних ділянок, система може автоматично перевести частини мережі на резервні джерела живлення. Це важливо для забезпечення безперебійної роботи критично важливих об'єктів, таких як лікарні, важке виробництво або інші установи, які не можуть дозволити зупинки через аварії в енергомережі.

IV.Запуск аварійних сценаріїв
Система має заздалегідь запрограмовані аварійні сценарії для різних типів ситуацій. У разі настання певної аварійної ситуації (наприклад, коротке замикання або перевантаження мережі), система автоматично виконує дії згідно з цими сценаріями, що дозволяє оперативно вирішувати проблему.

V.Оповіщення диспетчера і технічних служб
Окрім автоматичної реакції, система також інформує диспетчерів і технічний персонал про будь-які відхилення від нормальної роботи. Це дозволяє оперативно втрутитися у випадку, якщо проблема вимагає участі людини, а саме

1) Оповіщення диспетчера: Система відправляє сигнал диспетчеру про аварійну ситуацію, детально описуючи проблему (тип відхилення, місцезнаходження, можливі наслідки). Диспетчер може вжити додаткових заходів, якщо автоматичні механізми не вирішили проблему або необхідна подальша діагностика.

2) Координація з технічними службами: Якщо проблема потребує фізичного втручання, система інформує технічний персонал, що дозволяє негайно приступити до усунення несправності.

Переваги функції запобігання аваріям:

1. Мінімізація збитків: Завдяки швидкому відключенню проблемних ділянок та автоматичному реагуванню система значно знижує ймовірність

серйозних пошкоджень обладнання та інфраструктури. Ізоляція аварійної ділянки допомагає уникнути подальшого поширення аварії.

2. Зменшення простоїв: Автоматичне відключення і перемикання на резервні джерела живлення знижує тривалість перебоїв у роботі. Завдяки цьому система швидко відновлює стабільну роботу мережі навіть після серйозних аварій.

3. Підвищення безпеки: Швидке відключення аварійних ділянок запобігає можливим пошкодженням обладнання і забезпечує безпеку працівників та споживачів. Оперативна реакція знижує ризики виникнення небезпечних ситуацій, таких як пожежі або електричні удари.

4. Зменшення витрат на відновлення: Завдяки автоматичній ізоляції аварійної ділянки та своєчасному оповіщенню технічних служб, система допомагає знизити витрати на ремонт і відновлення, оскільки аварії вдається локалізувати на ранніх етапах.

Таким чином, функція запобігання аваріям в АСДТУ значно підвищує надійність роботи мережі, мінімізуючи ризики та знижуючи наслідки для інфраструктури та споживачів.

4. Аналіз і діагностика.

Аналіз і діагностика є ключовою функцією автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ). Ця функція дозволяє системі не лише здійснювати моніторинг параметрів у реальному часі, але й автоматично виявляти потенційні проблеми, які можуть вплинути на стабільність роботи технологічних об’єктів, таких як підстанції або електричні мережі. Аналіз і діагностика відбувається шляхом порівняння поточних показників із заданими нормами та швидкої обробки даних для попередження збоїв.

a. Основні завдання аналізу і діагностики:

b. Виявлення відхилень від нормальних параметрів

с. Система постійно збирає дані про стан обладнання (напруга, сила струму, частота) і порівнює їх із допустимими межами. Наприклад:

Якщо рівень напруги перевищує допустимі межі або опускається нижче норми, система фіксує це відхилення як потенційно небезпечне і запускає процес аналізу. Система відстежує навіть найменші зміни в параметрах, що можуть бути непрямими ознаками майбутньої аварії, наприклад зростання температури в трансформаторі або збільшення сили струму у певній частині мережі.

Прогнозування аварійних ситуацій:

АСДТУ володіє функціями прогнозування, що дозволяють передбачити можливі аварійні ситуації. Це досягається шляхом аналізу тенденцій у зміні параметрів. Наприклад:

Аналіз трендів: Якщо система фіксує постійне збільшення сили струму протягом певного часу, це може вказувати на перевантаження мережі. Система використовує прогностичні алгоритми для визначення часу, коли параметр досягне критичних значень, і може викликати аварійну ситуацію. Оцінка стану обладнання: Система діагностує стан таких елементів, як трансформатори, вимикачі, реле тощо. При виявленні зносу або зниження ефективності роботи, АСДТУ інформує про це диспетчера для прийняття необхідних рішень.

Автоматична діагностика проблем:

Система самостійно виявляє та ідентифікує проблеми. Наприклад:

Автоматичне виявлення несправностей: Якщо якийсь елемент, наприклад реле, не спрацьовує належним чином, АСДТУ не тільки реєструє цей факт, але й аналізує можливі причини (перевантаження, знос обладнання, помилковий сигнал). Локалізація проблем: Система здатна виявляти точну ділянку мережі або конкретний пристрій, який викликав проблему. Це дозволяє диспетчерам швидко ізолювати несправний сегмент і запобігти розповсюдженню аварії на інші ділянки мережі.

Автоматичне реагування на відхилення:

АСДТУ може не тільки виявляти проблеми, але й автоматично вживати заходів для запобігання подальшим збоям:

Автоматичне відключення сегментів: При виявленні аварійного відхилення система може самостійно відключити сегмент мережі, щоб уникнути розширення аварії. Перемикання режимів роботи: Система може переключити частини мережі на резервні джерела живлення або змінити параметри роботи обладнання для мінімізації навантаження на пошкоджений сегмент. Повідомлення диспетчера: Одночасно з автоматичним реагуванням, система інформує диспетчера про проблему та вжиті заходи для її вирішення. Це дозволяє оператору втрутитися у процес при необхідності або продовжувати спостерігати за роботою системи.

Переваги аналізу і діагностики:

Попередження серйозних збоїв: Завдяки постійному аналізу даних система може виявляти ранні ознаки проблем, що дозволяє уникнути серйозних аварій, які можуть призвести до тривалих простоїв або пошкодження обладнання.

Зменшення часу простою: Оскільки система може оперативно виявляти та локалізувати проблему, час, необхідний для усунення несправностей, значно скорочується. В деяких випадках система може самостійно вирішувати проблему без необхідності втручання персоналу.

Зниження витрат на обслуговування: Автоматична діагностика дозволяє вчасно проводити профілактичні заходи, що зменшує кількість аварійних ремонтів та продовжує термін служби обладнання.

Підвищення безпеки системи: Система здатна миттєво реагувати на критичні відхилення, що підвищує загальну безпеку мережі. Автоматичне відключення пошкоджених ділянок або пристроїв запобігає серйозним наслідкам для всієї інфраструктури.

Роль АСДТУ в сучасних енергосистемах

Сучасні АСДТУ виконують ключову функцію в управлінні складними енергетичними мережами, забезпечуючи їхню стабільність і гнучкість.

1. Інтеграція з відновлюваними джерелами енергії. Через нестабільний характер відновлюваних джерел енергії (наприклад, сонячні та вітрові станції), АСДТУ дозволяють збалансувати виробництво і споживання електроенергії, оперативно реагуючи на коливання в генерації.

2. Гнучкість управління мережами. Завдяки можливості керувати енергетичною мережею як єдиною системою, АСДТУ дозволяють ефективно перерозподіляти потоки електроенергії залежно від потреб, запобігаючи перевантаженням.

3. Підвищення надійності енергосистеми. За допомогою аналізу та прогнозування АСДТУ можуть передбачати можливі аварії та оперативно реагувати на них.

4. Кібербезпека. Автоматизовані системи забезпечують високий рівень захисту від кіберзагроз, що є критично важливим для сучасних цифрових енергосистем.

Приклади впровадження АСДТУ на високовольтних підстанціях

У різних країнах світу АСДТУ успішно впроваджуються на підстанціях для підвищення ефективності роботи енергетичних мереж.

1. Проект Smart Grid у Німеччині. Інтеграція Smart Grid технологій у Німеччині, що включають АСДТУ, дозволяє стабілізувати енергосистему під час використання відновлюваних джерел енергії.

2. Автоматизація підстанцій у США. Багато великих електричних компаній у США використовують АСДТУ для підвищення надійності і мінімізації втрат енергії, що особливо важливо для роботи мереж на великих відстанях.

Взаємодія АСДТУ з іншими елементами інфраструктури

АСДТУ не діють ізольовано, їхня ефективність залежить від інтеграції з іншими системами:

1. Системи обліку енергії. Інтеграція з системами обліку дозволяє коригувати роботу підстанцій в режимі реального часу на основі поточних даних.

2. Системи генерації. Інтеграція з автоматизованими системами генерації дає можливість швидко адаптувати роботу генераторів до змін у навантаженні мережі.

3. Системи прогнозування. Прогнозування навантажень допомагає АСДТУ планувати роботу підстанцій і забезпечувати стабільну роботу під час пікових навантажень.

1.2 **ОСНОВНІ КОМПОНЕНТИ ТА СТРУКТУРА АСДТУ**

Програмне забезпечення для моніторингу та керування енергосистемою в АСДТУ

Програмне забезпечення є основою функціонування автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ), яке забезпечує безперервний моніторинг і керування енергосистемою в реальному часі. Завдяки цьому програмному забезпеченню диспетчери можуть відстежувати стан мережі, контролювати параметри роботи обладнання та оперативно реагувати на відхилення від норми. Сучасне програмне забезпечення є комплексним рішенням, що інтегрує різні технології для збирання, обробки та аналізу даних з енергосистем.

Основні функції програмного забезпечення

1. **Моніторинг параметрів енергосистеми** Програмне забезпечення постійно збирає дані про ключові параметри системи, такі як:

Напруга

Сила струму

Частота

Стан вимикачів і реле

Дані збираються з різних точок мережі за допомогою датчиків і передаються на центральний сервер для обробки. Моніторинг здійснюється в

реальному часі, що дозволяє диспетчерам отримувати актуальну інформацію про стан мережі та швидко реагувати на зміни.

2. **Візуалізація даних** Однією з ключових особливостей програмного забезпечення для моніторингу є можливість відображати зібрані дані у зручній для диспетчерів формі. На екранах диспетчерських центрів відображаються:

Схеми енергомережі з показом поточних значень напруги, сили струму та інших параметрів.

Попередження про перевищення допустимих норм або аварійні ситуації.

Візуалізація допомагає диспетчерам швидко аналізувати стан мережі та вживати необхідних заходів для стабілізації ситуації.

3. **Автоматичне керування** Програмне забезпечення дозволяє автоматизувати багато процесів управління енергосистемою. Це означає, що система може самостійно реагувати на зміну параметрів і виконувати такі операції, як:

Відключення або ввімкнення певних ділянок мережі у разі аварії.

Регулювання роботи трансформаторів і вимикачів для підтримки оптимальних параметрів мережі.

Автоматичне керування знижує навантаження на диспетчерів та мінімізує ризик людських помилок.

4. **Аналіз і прогнозування** Сучасне програмне забезпечення може не лише моніторити поточні параметри, але й аналізувати їх динаміку для прогнозування можливих аварій або відхилень. Використовуючи алгоритми машинного навчання або інші аналітичні методи, система здатна виявляти тенденції, що вказують на потенційні проблеми. Наприклад:

Прогнозування перевантажень у певних частинах мережі на основі поточного навантаження.

Виявлення аномалій у роботі обладнання, що може свідчити про наближення його виходу з ладу.

5. **Оповіщення та сповіщення** Програмне забезпечення також відповідає за автоматичне сповіщення диспетчерів про будь-які аварійні ситуації або відхилення від нормальних параметрів. Оповіщення можуть бути представлені у вигляді:

Візуальних сигналів на екранах диспетчерських пультів.

Звукових попереджень.

Автоматичних повідомлень, надісланих технічному персоналу або сервісним службам.

6. **Архівування та звітність** Програмне забезпечення для моніторингу та керування енергосистемою також виконує функції архівування даних, що дозволяє зберігати історію параметрів роботи мережі для подальшого аналізу. Це важливо для:

Розслідування причин аварій.

Аналізу роботи енергосистеми за певний період для покращення ефективності її використання.

Крім того, програмне забезпечення може автоматично генерувати звіти для керівництва або регуляторних органів.

Типи програмного забезпечення для моніторингу та керування енергосистемами

1. **SCADA-системи (Supervisory Control and Data Acquisition)** SCADA-системи є одним з найпоширеніших типів програмного забезпечення для моніторингу та керуван ня енергосистемами. Вони забезпечують збір, обробку, візуалізацію даних і керування в реальному часі. SCADA-системи дозволяють диспетчерам здійснювати моніторинг і керування різними компонентами енергосистеми, включаючи трансформатори, лінії передачі, підстанції тощо.

2. **EMS (Energy Management Systems)** Системи управління енергоспоживанням (EMS) спеціалізуються на оптимізації використання енергії у великих мережах. Вони дозволяють не лише контролювати

параметри роботи, але й здійснювати економічне управління навантаженнями, мінімізуючи втрати енергії та покращуючи її ефективність.

3. **DMS (Distribution Management Systems)** DMS — це системи для управління розподільчими мережами. Вони зосереджені на автоматизації розподілу енергії, що особливо важливо для зниження втрат на етапі розподілу електроенергії та підвищення надійності постачання.

Переваги програмного забезпечення для моніторингу та керування:

1. **Оперативність і точність**

Завдяки безперервному збору та обробці даних програмне забезпечення дозволяє диспетчерам отримувати точну інформацію про стан мережі в реальному часі, що дозволяє оперативно приймати рішення.

2. **Зниження людських помилок**

Автоматизація процесів керування знижує ризик помилок з боку оператора, оскільки більшість критичних рішень приймається автоматично на основі аналітичних даних.

3. **Ефективне керування навантаженням**

Програмне забезпечення дозволяє оптимізувати розподіл навантаження між різними частинами мережі, що зменшує ймовірність перевантажень і втрат енергії.

4. **Попередження аварій**

Завдяки постійному аналізу параметрів енергосистеми, програмне забезпечення може попереджати про можливі аварії та автоматично вживати заходів для їх запобігання.

Приклад роботи програмного забезпечення:

Уявімо ситуацію, коли напруга на одній з ділянок мережі починає перевищувати допустимі межі через збільшене навантаження. Програмне забезпечення фіксує це відхилення в реальному часі, надсилає сигнал диспетчеру та автоматично вмикає резервні лінії, щоб зменшити навантаження на перевантажену ділянку. Це дозволяє уникнути аварії та продовжувати стабільне постачання електроенергії.

Таким чином, програмне забезпечення для моніторингу та керування енергосистемою є важливим інструментом для забезпечення стабільної, безпечної та ефективної роботи енергетичної інфраструктури. Воно дозволяє автоматизувати процеси, зменшити втрати енергії, оперативно реагувати на зміни в мережі і попереджати аварійні ситуації.

Апаратні засоби для збору та передачі інформації в АСДТУ (контролери, сенсори, реле)

Апаратні засоби для збору та передачі інформації є ключовими елементами **Автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ)**. Ці компоненти забезпечують безперервний моніторинг параметрів енергосистеми, передають дані до центральної системи управління і дозволяють виконувати команди для автоматичного або дистанційного керування обладнанням. Основні апаратні засоби включають **контролери**, **сенсори** та **реле**, кожен з яких виконує специфічну функцію для забезпечення стабільної та безпечної роботи енергосистеми.

1. Контролери (PLC – програмовані логічні контролери)

Рис 1.5 Котроллер ABB

Програмовані логічні контролери (PLC) є важливими пристроями, які використовуються для автоматизації керування процесами(рис 1.5). Вони

забезпечують збір і обробку інформації від сенсорів, виконують логічні операції і відправляють команди на реле та інші виконавчі пристрої.

a. **Функції PLC**:

Збір інформації: Контролери отримують дані від різних сенсорів (температура, напруга, сила струму тощо) і аналізують їх у реальному часі.

Обробка даних: Вбудовані алгоритми контролера дозволяють обробляти дані з сенсорів та приймати рішення на основі заданих параметрів. Наприклад, якщо контролер фіксує перевищення сили струму, він може ініціювати команду для відключення відповідного сегменту мережі.

Управління обладнанням: PLC передають команди на виконавчі пристрої (реле, вимикачі, трансформатори) для зміни стану обладнання. Вони можуть автоматично або дистанційно керувати включенням або вимкненням вимикачів, налаштуванням роботи трансформаторів тощо.

b. **Основні переваги PLC**:

Надійність: PLC розроблені для безперебійної роботи в складних умовах промислового середовища.

Гнучкість: Контролери можуть бути налаштовані для виконання різних завдань і керування різними компонентами мережі.

Швидкість реагування: PLC забезпечують миттєву реакцію на зміни параметрів системи, що підвищує оперативність управління енергосистемою.

c. **Приклад використання**: На підстанції PLC може контролювати стан трансформатора, отримуючи дані про його температуру, силу струму та напругу. У разі перевищення критичних параметрів контролер відправляє сигнал на реле для автоматичного вимкнення трансформатора, запобігаючи його пошкодженню.

2. Сенсори (датчики)

Рис. 1.6 Аналізатор мережі

Сенсори — це пристрої, які вимірюють різні параметри в енергосистемі і передають ці дані на контролери для обробки(рис. 1.6). Вони відіграють важливу роль у забезпеченні точного моніторингу параметрів системи та дозволяють оперативно реагувати на зміни в мережі.

a. **Основні типи сенсорів**:

Сенсори напруги: Вимірюють рівень напруги в різних частинах енергосистеми. Ці датчики дозволяють контролювати стабільність напруги і своєчасно виявляти відхилення від норми, що може призвести до аварії або пошкодження обладнання.

Сенсори сили струму: Вимірюють величину електричного струму в різних сегментах мережі. Вони допомагають виявляти перевантаження або короткі замикання, що може спричинити перегрівання обладнання або вихід з ладу певних компонентів.

Температурні сенсори: Контролюють температуру критичних компонентів, таких як трансформатори або кабельні лінії. Підвищення температури може свідчити про перевантаження або несправність, тому сенсори дозволяють своєчасно вживати заходів для запобігання аваріям.

Сенсори частоти: Фіксують частоту електричного струму, яка є важливим параметром для стабільної роботи мережі. Відхилення частоти може призвести до збоїв у роботі електроприладів або інфраструктури.

b. **Як працюють сенсори**:

Сенсори встановлюються на різних ділянках енергомережі, таких як підстанції, трансформаторні підстанції, лінії електропередач. Вони постійно вимірюють свої параметри і передають отримані дані на контролери (PLC) для подальшої обробки.

У разі виявлення відхилень від допустимих значень сенсори дозволяють системі автоматично вживати заходів для стабілізації параметрів або повідомляти диспетчерів для оперативного втручання.

c. **Приклад використання**: Якщо сенсор напруги фіксує зниження напруги нижче встановленого порогу на трансформаторній підстанції, система може автоматично передати дані на контролер, який відрегулює напругу або ініціює відключення для захисту обладнання.

3. Реле

Рис. 1.7 Електромеханічні реле

Реле є ключовими виконавчими пристроями, що відповідають за автоматичне відключення або підключення різних сегментів мережі у випадку виникнення аварійних ситуацій. Реле реагують на сигнали від контролерів або

сенсорів і виконують команди для запобігання подальшому пошкодженню обладнання або розповсюдженню аварії.

a. **Типи реле**:

Захисні реле: Реагують на перевищення критичних параметрів, таких як сила струму або напруга, і автоматично відключають пошкоджені ділянки мережі для запобігання серйозним наслідкам.

Реле керування: Виконують команди від контролерів для керування обладнанням (рис.1.7). Наприклад, реле можуть вмикати або вимикати трансформатори або інше обладнання на підстанціях залежно від поточного стану системи.

Реле часу: Використовуються для забезпечення відкладених реакцій у мережі, коли необхідно виконати певні дії через певний час після отримання сигналу.

b. **Функції реле**:

Автоматичне відключення: Реле автоматично відключають пошкоджені сегменти мережі у разі перевищення допустимих параметрів, таких як коротке замикання або перевантаження.

Перемикання: Реле також можуть бути використані для перемикання між основними та резервними джерелами живлення, що дозволяє забезпечити безперебійне постачання електроенергії у разі збоїв.

Захист обладнання: Реле захищають трансформатори, кабелі та інші елементи мережі від перевантаження, перегріву або коротких замикань.

c. **Приклад використання**: Якщо сенсор виявляє перевищення допустимої сили струму в одному з кабелів мережі, реле автоматично спрацьовує, відключаючи пошкоджений сегмент і запобігаючи можливому виходу з ладу обладнання або пожежі.

Взаємодія контролерів, сенсорів і реле в АСДТУ

Апаратні засоби в АСДТУ працюють у тісній взаємодії для забезпечення безперервного моніторингу та керування енергосистемою. Сенсори збирають дані про параметри мережі, контролери обробляють ці дані і приймають

рішення на основі заданих алгоритмів, а реле виконують команди для захисту системи та керування обладнанням. Така взаємодія забезпечує надійну та безпечну роботу енергетичної інфраструктури, дозволяючи автоматизувати більшість процесів і мінімізувати ризики аварій.

Переваги апаратних засобів в АСДТУ

1. **Миттєва реакція на зміни**

Завдяки точному моніторингу та швидкому прийняттю рішень, система може миттєво реагувати на зміни параметрів і запобігати аваріям.

2. **Зниження людського фактору**

Автоматизація процесів за допомогою контролерів, сенсорів та реле зменшує вплив людського фактора і дозволяє системі самостійно вирішувати більшість завдань.

3. **Підвищення надійності системи**

Постійний моніторинг і автоматичне реагування на відхилення забезпечують стабільність роботи енергосистеми та захищають її від перевантажень і аварій.

Приклад сценарію роботи апаратних засобів:

Уявімо ситуацію, коли температура трансформатора починає підвищуватися через перевантаження. Температурний сенсор фіксує це відхилення і передає дані на PLC. Контролер аналізує дані і ініціює команду для реле на відключення трансформатора, щоб запобігти його перегріванню. Після цього система також повідомляє диспетчера про ситуацію для подальшого втручання.

Таким чином, апаратні засоби для збору та передачі інформації в АСДТУ є невід'ємною частиною автоматизованої системи, що забезпечує стабільну, безпечну та ефективну роботу енергомережі.

Комунікаційні мережі для забезпечення зв'язку між елементами системи в АСДТУ (локальні мережі, SCADA-системи)

Комунікаційні мережі є одним з ключових елементів **Автоматизованої системи диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ)**, оскільки вони забезпечують безперебійний обмін інформацією між

різними компонентами системи — контролерами, сенсорами, реле, диспетчерськими пунктами та іншими елементами енергосистеми. Ці мережі дозволяють оперативно передавати дані про стан обладнання, координувати дії між різними частинами системи і забезпечувати централізоване управління енергосистемою.

Основні типи комунікаційних мереж в АСДТУ

1. **Локальні мережі (LAN – Local Area Network)**
Локальні мережі використовуються для об'єднання всіх компонентів енергосистеми в межах одного підприємства, підстанції або вузла. LAN дозволяє здійснювати зв'язок між контролерами, сенсорами, реле та іншими пристроями для швидкої передачі даних і виконання команд.

Призначення локальних мереж:
Локальні мережі в АСДТУ дозволяють забезпечувати швидкий обмін інформацією між різними елементами енергосистеми в межах одного об'єкта. Це дозволяє:

a. Передавати дані від сенсорів і контролерів на центральний диспетчерський пункт для аналізу і моніторингу.

b. Координувати роботу різних елементів системи для забезпечення автоматичного управління.

c. Забезпечувати зв'язок між виконавчими пристроями, такими як реле і вимикачі, для їх своєчасного спрацьовування у випадку відхилення параметрів системи.

Технічні характеристики LAN:
Локальні мережі зазвичай мають високу пропускну здатність і низькі затримки передачі даних, що дозволяє забезпечити реальний час обміну інформацією між компонентами. Вони працюють на основі промислових протоколів зв'язку, таких як **Ethernet**, **Modbus**, **Profibus**, які забезпечують надійність і швидкість передачі даних.

Приклад використання LAN:
На великій підстанції локальна мережа з'єднує всі сенсори, контролери та реле

в одну систему. Сенсори постійно передають дані про напругу, силу струму, температуру трансформаторів на центральний контролер через LAN. У разі перевищення допустимих значень, контролер передає команду на реле для вимкнення відповідного елемента системи.

2. **SCADA-системи (Supervisory Control and Data Acquisition)** SCADA-системи є однією з найбільш поширених технологій для забезпечення зв'язку і управління в АСДТУ. SCADA забезпечує централізоване управління всіма елементами енергосистеми, збір і обробку даних, а також відображення інформації в реальному часі для диспетчерів.

Функції SCADA-систем: SCADA-системи використовують комунікаційні мережі для забезпечення зв'язку між віддаленими об'єктами, такими як підстанції, трансформаторні станції, лінії передачі і диспетчерськими пунктами. Основні функції SCADA:

a. **Моніторинг**: Збір даних від сенсорів і контролерів по всій мережі, включаючи інформацію про напругу, силу струму, стан вимикачів та реле.

b. **Керування**: SCADA-системи дозволяють диспетчерам віддалено керувати обладнанням, вмикати і вимикати вимикачі, налаштовувати параметри трансформаторів тощо.

c. **Аналіз і візуалізація**: SCADA надає диспетчерам можливість візуалізувати поточні дані про стан енергосистеми, аналізувати їх і приймати рішення на основі актуальної інформації.

Технічні характеристики SCADA-систем: SCADA використовує різноманітні промислові протоколи зв'язку, такі як **DNP3**, **IEC 60870-5-104**, **Modbus TCP** для забезпечення надійної і безпечної передачі даних на великі відстані. SCADA-системи зазвичай мають багаторівневу архітектуру, яка дозволяє інтегрувати дані з різних об'єктів у єдину централізовану систему управління.

Приклад використання SCADA: У разі збою на підстанції SCADA-система автоматично фіксує всі зміни

параметрів системи (наприклад, зниження напруги або перевищення сили струму) і передає інформацію диспетчеру. Диспетчер може віддалено за допомогою SCADA-системи відключити пошкоджену ділянку мережі, запобігаючи розповсюдженню аварії на інші частини системи.

Промислові протоколи зв'язку в АСДТУ

Комунікаційні мережі в АСДТУ використовують різні промислові протоколи для забезпечення надійної і швидкої передачі даних між елементами системи. Деякі з найпоширеніших протоколів:

1. **Modbus**

Опис: Протокол **Modbus** використовується для передачі даних між пристроями, такими як контролери і сенсори, на невеликих відстанях у межах одного підприємства або підстанції. Він підтримує обмін даними в режимі майстер-слейв, що дозволяє одному пристрою (майстру) контролювати роботу інших (слейвів).

Приклад: Протокол Modbus може використовуватися для обміну даними між контролерами на підстанції, де один контролер отримує дані від сенсорів, а інший передає їх на центральний сервер.

2. **DNP3 (Distributed Network Protocol)**

Опис: **DNP3** — це більш просунутий протокол зв'язку, який використовується для передачі даних на великі відстані між підстанціями та диспетчерськими центрами. Він забезпечує високий рівень безпеки і надійності передачі, що особливо важливо для критичних елементів інфраструктури.

Приклад: DNP3 може використовуватися для передачі даних з віддалених підстанцій до центрального диспетчерського центру, що дозволяє здійснювати моніторинг і керування віддаленими об'єктами з одного пункту.

3. **IEC 60870-5-104**

Опис: Це міжнародний стандарт протоколів зв'язку для енергетичних систем. **IEC 60870-5-104** забезпечує обмін даними між різними компонентами

енергосистеми через IP-мережі, що дозволяє легко інтегрувати його з сучасними IT-рішеннями.

Приклад: Протокол IEC 60870-5-104 може використовуватися для інтеграції SCADA-системи з іншими системами управління на підприємстві, забезпечуючи єдиний потік даних для моніторингу та керування.

Рівні комунікацій в АСДТУ

Комунікаційні мережі в АСДТУ побудовані на декількох рівнях, кожен з яких відповідає за певні завдання:

1. **Польовий рівень**

Це рівень, на якому відбувається взаємодія між сенсорами, контролерами і виконавчими пристроями (реле, вимикачі тощо). На цьому рівні використовуються локальні мережі для швидкого збору і передачі даних на верхні рівні.

2. **Рівень управління**

На цьому рівні відбувається обробка даних, зібраних на польовому рівні. Контролери, під'єднані до SCADA-систем, аналізують ці дані і приймають рішення про керування обладнанням. Комунікаційні мережі на цьому рівні забезпечують зв'язок між контролерами та серверами SCADA.

3. **Диспетчерський рівень**

Це найвищий рівень, на якому відбувається управління всією енергосистемою. Комунікаційні мережі забезпечують передачу даних від SCADA-систем до диспетчерських центрів, де оператори можуть контролювати і керувати роботою всієї енергосистеми.

Переваги комунікаційних мереж в АСДТУ

1. **Оперативність**

Комунікаційні мережі забезпечують миттєвий обмін інформацією між усіма компонентами системи, що дозволяє швидко реагувати на зміни в мережі та вживати заходів для підтримки стабільності.

2. **Надійність і безпека**

Використання спеціалізованих промислових протоколів забезпечує високий

рівень надійності і безпеки передачі даних, що особливо важливо для критичних елементів енергетичної інфраструктури.

3. **Масштабованість**

Комунікаційні мережі в АСДТУ легко масштабуються, дозволяючи інтегрувати нові елементи мережі, додаткові підстанції або об'єкти без значних змін в архітектурі системи.

Приклад роботи комунікаційних мереж

Уявімо ситуацію, коли на підстанції відбувається перевищення допустимого рівня напруги. Сенсори передають дані про це на контролер через локальну мережу. Контролер, отримавши сигнал, відправляє команду на реле для автоматичного відключення пошкодженої ділянки. Одночасно ці дані передаються через SCADA-систему на диспетчерський центр через промислову мережу, де диспетчер отримує повну інформацію про аварію і може вжити додаткових заходів.

Таким чином, комунікаційні мережі в АСДТУ є критично важливими для забезпечення ефективного обміну інформацією та централізованого управління всією енергосистемою. Вони дозволяють оперативно реагувати на зміни в мережі, забезпечують високу надійність і масштабованість системи.

Інтерфейси користувача для взаємодії диспетчерів з системою в АСДТУ

Інтерфейси користувача в **Автоматизованій системі диспетчерського управління технологічними установками (АСДТУ)** є критично важливими для забезпечення ефективної взаємодії диспетчерів із системою. Ці інтерфейси дозволяють операторам отримувати дані про стан енергосистеми, керувати її елементами, реагувати на аварійні ситуації та виконувати аналітичні завдання для оптимізації роботи. Завдяки інтерфейсам диспетчери можуть контролювати всі аспекти роботи підстанцій та інших об’єктів у реальному часі.

Основні функції інтерфейсів користувача:

1. **Візуалізація даних у реальному часі** Інтерфейси користувача забезпечують відображення всіх критичних параметрів енергосистеми на екранах диспетчерів у зручній графічній формі. Це дозволяє швидко оцінювати поточний стан системи і виявляти будь-які відхилення від норми.

Графічні інтерфейси (HMI – Human-Machine Interface): Інформація про напругу, силу струму, стан вимикачів, реле, трансформаторів та інших компонентів енергосистеми відображається на графічних панелях у вигляді схем, діаграм або таблиць.

Діагностичні дані: На екранах також відображаються попередження про можливі проблеми або аварії. Диспетчер може бачити, на якій ділянці мережі відбувається відхилення від норми, що дозволяє вчасно реагувати.

Приклад: Диспетчер може візуально бачити стан всієї підстанції на одній панелі, де відображаються всі сенсори, контролери і реле. Якщо один з трансформаторів починає перегріватися, система виведе попередження на екран диспетчера і візуально виділить цей трансформатор, що дозволить швидко відреагувати.

2. **Моніторинг і контроль параметрів** Інтерфейси користувача дозволяють диспетчерам не лише відслідковувати параметри системи, але й дистанційно керувати окремими елементами, такими як вимикачі, реле, трансформатори тощо.

Дистанційне керування: За допомогою інтерфейсів диспетчер може віддалено вмикати або вимикати обладнання, налаштовувати параметри роботи трансформаторів або регулювати рівень напруги на підстанції. Це дозволяє уникнути необхідності фізичної присутності на об'єкті і зменшує час реакції на аварійні ситуації.

Керування вимикачами і реле: Диспетчери можуть дистанційно вимикати або включати сегменти мережі за допомогою інтерфейсу у випадку аварійної ситуації або проведення технічних робіт.

Приклад: Якщо в мережі виникає перевантаження на одному з сегментів, диспетчер через інтерфейс може віддалено вимкнути вимикачі для

зниження навантаження або перемкнути навантаження на інші лінії. Інтерфейс дозволяє бачити поточний стан вимикачів та керувати ними в реальному часі.

3. **Оповіщення та аварійні сигнали** Інтерфейси користувача в АСДТУ також відповідають за відображення попереджувальних та аварійних сигналів. Вони інформують диспетчера про будь-які критичні відхилення в роботі системи, наприклад перевищення допустимої сили струму, зниження напруги або перегрів обладнання.

Сигнали тривоги: Інтерфейс може видавати як візуальні, так і звукові сигнали для попередження про аварійні ситуації. Диспетчер може налаштувати рівні критичності сигналів для пріоритезації найбільш небезпечних ситуацій.

Журнали подій: Інтерфейси також зберігають журнали подій, де фіксуються всі попередження та аварійні ситуації, що дозволяє диспетчеру переглядати їх для подальшого аналізу або розслідування.

Приклад: У разі перевищення допустимого рівня напруги система видасть звукове попередження, а на екрані диспетчера з'явиться візуальне сповіщення з інформацією про точне місце виникнення проблеми і пропонованими діями для її вирішення.

4. **Аналітичні та прогнозувальні функції** Інтерфейси користувача можуть інтегрувати інструменти для аналізу і прогнозування стану системи. Це дозволяє диспетчерам не тільки реагувати на поточні зміни, але й прогнозувати майбутні ситуації на основі наявних даних.

Аналіз трендів: Інтерфейси можуть показувати графіки змін основних параметрів енергосистеми (напруга, сила струму, температура обладнання) за певний період часу. Це дозволяє диспетчерам виявляти тенденції, що можуть призвести до аварії, і заздалегідь вжити необхідних заходів.

Прогнозування: Системи прогнозування можуть автоматично аналізувати історичні дані і передбачати можливі відхилення, що допомагає диспетчерам приймати превентивні рішення.

Приклад: Якщо диспетчер помічає постійне зростання температури трансформатора протягом кількох годин, він може передбачити можливе перегрівання і заздалегідь знизити навантаження на цей трансформатор, щоб запобігти аварії.

5. **Архівування даних та звітність** Інтерфейси користувача також забезпечують можливість збереження даних для подальшого аналізу і підготовки звітів. Усі параметри системи зберігаються в базах даних, що дозволяє переглядати інформацію за минулі періоди, аналізувати роботу системи та робити висновки щодо її покращення.

Зберігання даних: Система зберігає інформацію про всі події та параметри енергосистеми, що дозволяє переглядати їх для аналізу роботи підстанцій або розслідування аварій.

Генерація звітів: Інтерфейси можуть автоматично створювати звіти для керівництва або технічного персоналу, включаючи дані про ефективність роботи системи, відхилення від норми, аварійні ситуації і їх вирішення.

Приклад: Диспетчер може використовувати архівовані дані для підготовки звіту про роботу енергосистеми за минулий місяць, відстежуючи, скільки разів система виявляла аварійні ситуації і як швидко вони були вирішені.

Основні елементи інтерфейсів користувача

1. **Панелі управління**

Панелі управління — це основний елемент інтерфейсу, через який диспетчер взаємодіє з системою. Вони можуть включати графічні схеми енергосистеми, таблиці параметрів, кнопки для керування обладнанням та візуалізації критичних ситуацій.

2. **Графіки і діаграми**

Для візуалізації трендів зміни параметрів використовуються графіки і діаграми, що дозволяють диспетчерам швидко аналізувати зміни в системі. Вони можуть відображати поточні і історичні значення напруги, сили струму, температури та інших показників.

3. **Системи оповіщення**

Візуальні та звукові сигнали тривоги допомагають диспетчерам швидко реагувати на критичні відхилення. Система також може відображати список аварійних подій із зазначенням місця і причини аварії.

4. **Кнопки і елементи керування**

Кнопки на екрані інтерфейсу дозволяють диспетчерам керувати елементами системи, такими як вимикачі або реле. Ці елементи керування дозволяють оперативно втручатися у роботу системи, вмикати або вимикати обладнання і налаштовувати параметри роботи.

Переваги інтерфейсів користувача в АСДТУ

1. **Оперативність і точність**

Інтерфейси користувача забезпечують миттєвий доступ до всієї необхідної інформації про стан системи. Диспетчери можуть швидко приймати рішення на основі реальних даних, що дозволяє знизити ризик аварій.

2. **Зручність використання**

Графічні панелі і схеми дозволяють операторам легко взаємодіяти з системою, спрощуючи процес моніторингу і керування. Це підвищує ефективність роботи диспетчерів та зменшує ймовірність помилок.

3. **Швидка реакція на аварійні ситуації**

Системи оповіщення і аварійні сигнали дозволяють диспетчерам оперативно виявляти проблеми і негайно вживати заходів для їх вирішення, що зменшує ризики розповсюдження аварії на інші частини мережі.

4. **Прогнозування і аналіз**

Аналітичні функції інтерфейсів дозволяють диспетчерам не тільки контролювати поточні показники, але й прогнозувати можливі проблеми. Це забезпечує превентивне втручання і підвищує надійність роботи системи.

Приклад роботи інтерфейсу користувача:

Уявімо, що на одній з ліній передачі фіксується різке зростання сили струму. Інтерфейс користувача виводить на екран тривожне повідомлення і виділяє сегмент мережі, на якому відбувається відхилення. Диспетчер бачить

детальну інформацію про проблему та через інтерфейс дистанційно вимикає вимикачі на цій ділянці, запобігаючи аварії.

Таким чином, інтерфейси користувача в АСДТУ є основним засобом взаємодії диспетчерів з енергосистемою. Вони забезпечують зручний доступ до інформації, можливість дистанційного керування та оперативного реагування на будь-які зміни в системі.

1.3 Існуючі підходи до впровадження АСДТУ

1.3.1 Централізовані системи управління енергосистемою дозволяють диспетчерам контролювати роботу великої кількості підстанцій та інших елементів інфраструктури з одного диспетчерського центру. Завдяки цим системам забезпечується швидке реагування на зміну параметрів мережі, автоматизація керування обладнанням, оптимізація енергетичних потоків та підвищення надійності електропостачання.

Основні компоненти централізованих систем управління

1. **Диспетчерський центр** Диспетчерський центр є центральним пунктом управління, де збирається інформація з усіх підстанцій і де приймаються рішення щодо роботи енергосистеми. Тут використовуються спеціалізовані програмно-апаратні комплекси, що забезпечують моніторинг та управління всією мережею в режимі реального часу.

Функції диспетчерського центру:

a. Постійний моніторинг параметрів роботи підстанцій, таких як напруга, сила струму, температура обладнання, частота.

b. Дистанційне керування вимикачами, реле та трансформаторами на підстанціях для стабілізації роботи системи.

c. Оперативне реагування на аварійні ситуації, включаючи автоматичне відключення пошкоджених ділянок мережі та перенаправлення енергетичних потоків через резервні лінії.

2. **Системи зв’язку і передачі даних** Для того, щоб забезпечити централізоване управління, необхідно, щоб дані з підстанцій надходили до диспетчерського центру в реальному часі. Для цього використовуються

спеціалізовані системи зв’язку і передачі даних. Це можуть бути **локальні мережі (LAN)**, **SCADA-системи**, або інші промислові протоколи передачі даних, такі як **DNP3**, **Modbus**, або **IEC 60870-5-104**.

Функції систем зв'язку:

a. Забезпечення надійного зв'язку між диспетчерським центром та віддаленими підстанціями.

b. Передача даних про поточний стан обладнання та параметри мережі (наприклад, напруга, струм, стан вимикачів) для подальшого аналізу та керування.

c. Обробка команд диспетчерського центру для зміни режиму роботи підстанцій або виконання аварійних відключень.

3. **Інтерфейси користувача для диспетчерів** Інтерфейси користувача в диспетчерському центрі забезпечують візуалізацію даних про роботу підстанцій і дозволяють диспетчерам швидко реагувати на зміни в мережі. Вони надають доступ до інформації про стан всіх підключених підстанцій, дозволяють керувати обладнанням та надають аналітичні інструменти для прогнозування навантажень та можливих аварій.

Графічні інтерфейси відображають стан всієї енергосистеми в режимі реального часу, показуючи графічні схеми підстанцій, діаграми напруги, сили струму, стан вимикачів та реле.

Сигнали тривоги автоматично інформують диспетчера про відхилення від нормальних параметрів або аварійні ситуації, наприклад, про перевантаження чи короткі замикання, що дозволяє швидко приймати рішення.

4. **Централізовані системи моніторингу та управління** Централізовані системи моніторингу та управління дозволяють об’єднувати всі підстанції в єдину систему і керувати ними з одного пункту. Це означає, що вся інформація з підстанцій автоматично збирається, аналізується, а на основі результатів аналізу система може автоматично або за участі диспетчера здійснювати необхідні дії.

Моніторинг у реальному часі: Система постійно фіксує основні параметри роботи підстанцій і передає їх до центрального диспетчерського центру.

Керування підстанціями: Диспетчери можуть дистанційно вмикати і вимикати вимикачі, налаштовувати параметри трансформаторів або регулювати роботу реле для підтримки стабільності мережі.

Технічні приклади централізованого управління підстанціями

1. **Дистанційне керування підстанціями** Диспетчер може дистанційно керувати обладнанням підстанцій, включаючи трансформатори, вимикачі, реле та інші елементи. Це дозволяє оперативно реагувати на аварійні ситуації без необхідності фізичної присутності технічного персоналу на місці.

Приклад: На одній з підстанцій виявлено перевищення допустимого рівня сили струму. Диспетчер, перебуваючи в центральному диспетчерському пункті, отримує сигнал тривоги через SCADA-систему і за допомогою інтерфейсу керування може дистанційно вимкнути вимикач для уникнення аварії.

2. **Автоматичне реагування на аварійні ситуації** В системах централізованого управління інтегровані алгоритми автоматичного реагування на аварійні ситуації. Якщо система фіксує аномальні параметри (перевантаження, коротке замикання), вона може автоматично вживати заходів для запобігання серйозним аваріям.

Приклад: При виявленні перевищення температури трансформатора, система автоматично вимикає цей трансформатор, щоб уникнути його перегріву та пошкодження, одночасно перенаправляючи енергетичні потоки через інші лінії.

3. **Оптимізація енергетичних потоків** Централізовані системи дозволяють оптимізувати розподіл електроенергії між підстанціями. В залежності від поточного навантаження на окремі ділянки мережі, система може перенаправляти потоки енергії для рівномірного розподілу навантаження і уникнення перевантажень.

Приклад: У пікові години споживання електроенергії система автоматично перенаправляє потоки електроенергії з менш завантажених підстанцій на ті ділянки мережі, де навантаження збільшується, щоб уникнути перевантаження і стабілізувати роботу всієї мережі.

Переваги централізованих систем управління

1. **Оперативність і швидкість реагування** Централізовані системи забезпечують швидкий обмін інформацією між підстанціями і диспетчерським центром, що дозволяє миттєво реагувати на зміни в роботі системи та аварійні ситуації.

2. **Зниження витрат на технічне обслуговування** Завдяки можливості дистанційного керування диспетчерам не потрібно фізично відвідувати кожну підстанцію для виконання рутинних операцій або вирішення дрібних проблем. Це знижує витрати на обслуговування і прискорює процес вирішення технічних питань.

3. **Підвищення надійності системи** Автоматизація процесів керування та аварійного реагування знижує ймовірність людських помилок і підвищує загальну надійність роботи енергосистеми. Крім того, централізовані системи дозволяють ефективно управляти ресурсами мережі, знижуючи ризик перевантажень та аварій.

4. **Масштабованість** Централізовані системи управління можуть бути легко масштабовані, що дозволяє інтегрувати нові підстанції та елементи інфраструктури без значних змін в архітектурі системи.

5. **Оптимізація енерговитрат** Завдяки можливості аналізу даних у реальному часі та автоматичного перенаправлення енергетичних потоків, централізовані системи допомагають знизити втрати енергії, підвищити ефективність роботи мережі та оптимізувати використання енергетичних ресурсів.

Висновок

Централізовані системи, які забезпечують управління великою кількістю підстанцій з єдиного диспетчерського центру, є ключовими для

сучасних енергетичних систем. Вони дозволяють автоматизувати процеси керування, забезпечити стабільність мережі, оперативно реагувати на аварії та підвищувати ефективність енергетичних потоків. Завдяки інтеграції сучасних технологій і систем моніторингу, диспетчери отримують можливість контролювати всі аспекти роботи підстанцій і швидко приймати необхідні рішення для стабільної роботи енергосистеми.

1.3.2 Децентралізовані системи, які дозволяють розподіляти управлінські функції між різними об'єктами для зменшення навантаження та підвищення надійності

Децентралізовані системи управління енергетичними установками — це системи, в яких функції управління розподілені між різними об’єктами або елементами енергосистеми, що дозволяє зменшити навантаження на центральний диспетчерський центр і підвищити надійність роботи мережі. Основна мета таких систем — забезпечити більшу гнучкість і стійкість до відмов шляхом розподілу відповідальності за моніторинг та управління на різні рівні системи.

Основні принципи децентралізованих систем управління

1. **Розподіл управлінських функцій**

У децентралізованих системах управління частина функцій управління передається локальним об'єктам, таким як підстанції, які можуть самостійно контролювати свою роботу і приймати рішення щодо оперативних дій, зменшуючи необхідність втручання центрального диспетчерського центру.

Локальні контролери: Кожна підстанція обладнана локальними контролерами та реле, які можуть автономно виконувати операції управління, наприклад, вмикати або вимикати вимикачі, регулювати напругу або реагувати на аварійні ситуації без потреби в центральному рішенні.

Приклад: У разі перевищення допустимого рівня напруги на підстанції локальний контролер може самостійно ініціювати відключення або зниження навантаження, не чекаючи сигналу з центрального диспетчерського центру. Це дозволяє швидко реагувати на відхилення і запобігати аваріям.

2. **Зменшення навантаження на центральний диспетчерський центр**

Завдяки децентралізації велика частина операцій виконується на місцевому рівні, що значно зменшує кількість команд і даних, які потрібно обробляти центральному диспетчерському центру. Це знижує ризик перевантаження центральної системи і підвищує її ефективність.

Місцеве управління аваріями: У разі аварійних ситуацій, таких як коротке замикання або перевантаження, система може автоматично локально вирішувати проблему без необхідності повідомляти центральний пункт.

Приклад: Якщо на певній ділянці мережі виникає аварія, підстанція самостійно відключає пошкоджену ділянку і перенаправляє енергопотоки через інші лінії. Це зменшує кількість аварійних сигналів, що надходять до центрального диспетчерського центру.

3. **Підвищення надійності системи**

Розподілене управління знижує ризик збоїв в енергосистемі, оскільки кожна частина системи здатна самостійно функціонувати та реагувати на локальні події. У випадку збою в одній з частин системи інші об'єкти продовжують працювати незалежно, що підвищує загальну стійкість мережі до відмов.

Автономність підстанцій: Підстанції можуть працювати автономно, виконуючи ключові операції управління навіть у разі втрати зв'язку з центральним диспетчерським центром, що підвищує загальну надійність енергомережі.

Приклад: Якщо через технічну несправність центральний диспетчерський центр тимчасово втрачає зв'язок з підстанцією, остання продовжує працювати в автономному режимі, підтримуючи стабільну роботу та реагуючи на зміни в навантаженні чи аварійні ситуації.

4. **Оптимізація управління потоками енергії**

Децентралізовані системи дозволяють оптимізувати управління енергетичними потоками шляхом перенесення частини функцій на місцевий рівень. Це включає автоматичне регулювання розподілу енергії між

підстанціями та в межах окремих ділянок мережі для рівномірного навантаження та мінімізації втрат енергії.

Локальне балансування навантаження: Кожна підстанція самостійно вирішує питання розподілу енергії в залежності від поточного навантаження, автоматично коригуючи режими роботи трансформаторів і перемикаючи енергетичні потоки.

Приклад: У разі збільшення навантаження на одній з підстанцій система може автоматично перенаправити частину енергопотоків на інші підстанції без необхідності втручання центрального центру управління.

5. **Гнучкість і масштабованість** Децентралізовані системи легше піддаються масштабуванню і гнучкі в інтеграції нових елементів. Оскільки кожна підстанція має певний рівень автономії, нові підстанції можуть бути додані до системи без необхідності значних змін в архітектурі системи.

Модульність системи: Децентралізовані системи можуть легко інтегрувати нові підстанції або додаткові компоненти, що дозволяє масштабувати енергосистему без необхідності перегляду всього ланцюга управління.

Приклад: При додаванні нової підстанції в систему не потрібно вносити значні зміни в центральне управління, оскільки нова підстанція автоматично налаштовується на автономне виконання операцій керування.

Технічні приклади децентралізованих систем управління

1. **Локальні системи автоматизації (ЛСА)** Кожна підстанція може бути оснащена локальною системою автоматизації, яка здатна самостійно виконувати більшість функцій управління, таких як перемикання вимикачів, контроль за роботою трансформаторів та реле, а також моніторинг ключових параметрів системи.

Приклад: У разі перевантаження на підстанції локальна система автоматизації може автоматично вимкнути частину обладнання для зниження

навантаження та стабілізації роботи без необхідності повідомляти центральний диспетчерський центр.

2. **Автономні алгоритми керування аварійними ситуаціями** У децентралізованих системах кожна підстанція може бути оснащена автономними алгоритмами для управління аварійними ситуаціями, такими як короткі замикання, перевантаження або відмови обладнання.

Приклад: При виникненні короткого замикання на одній з ліній підстанція автоматично ізолює пошкоджену ділянку, одночасно перенаправляючи енергопотоки на інші лінії. Ця дія виконується без необхідності підтвердження з центрального диспетчерського центру.

3. **Автоматичне регулювання потужності** Підстанції можуть автоматично регулювати потужність і напругу для підтримки стабільності мережі в умовах зміни навантаження. Це особливо важливо під час пікових навантажень або в періоди зниження споживання енергії.

Приклад: Коли навантаження на мережу збільшується, локальні контролери автоматично збільшують потужність трансформаторів для забезпечення стабільного електропостачання споживачам.

Переваги децентралізованих систем управління

1. **Підвищення надійності** Оскільки кожен об'єкт має автономні можливості управління, загальна система стає більш стійкою до відмов. Якщо один об'єкт вийде з ладу, інші підстанції можуть продовжувати роботу без збоїв.

2. **Швидке реагування на локальні проблеми** Локальні об'єкти можуть самостійно вирішувати локальні проблеми (наприклад, аварії або перевантаження), що скорочує час простою і підвищує ефективність роботи енергосистеми.

3. **Зменшення навантаження на центральну систему** Децентралізація дозволяє розподілити управлінські функції між кількома об'єктами, знижуючи навантаження на центральний диспетчерський центр і підвищуючи ефективність його роботи.

4. **Масштабованість і гнучкість**
Децентралізовані системи можуть легко масштабуватися шляхом додавання нових об'єктів без необхідності глобальних змін в структурі управління.

Висновок

Децентралізовані системи управління енергетичними об’єктами надають значні переваги в контексті підвищення надійності, гнучкості та швидкості реагування. Завдяки розподілу функцій управління між підстанціями, вони забезпечують автономність об'єктів, зменшують навантаження на центральний диспетчерський центр і дозволяють швидко вирішувати локальні проблеми, що є ключовими факторами для ефективного функціонування сучасних енергетичних мереж.

РОЗДІЛ 2: ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТА АСДТУ НА ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ПІДСТАНЦІЇ

2.1 Опис компанії яка впроваджує проєкт

Тип компанії: ТОВ "ТЕ-ТРЕЙД" Інжинірингова компанія, що спеціалізується на впровадженні автоматизованих систем управління для енергетичних об'єктів.

Основний профіль діяльності

ТОВ "ТЕ-ТРЕЙД" – це інжинірингова компанія, що займається розробкою та впровадженням автоматизованих систем диспетчерського управління, релейного захисту, контролю і моніторингу для електроенергетичних підприємств та об'єктів. Компанія надає повний спектр послуг від проєктування до введення в експлуатацію та обслуговування автоматизованих систем.

Місія компанії полягає у впровадженні надійних та ефективних рішень для автоматизації технологічних процесів, що підвищують безпеку, продуктивність і стабільність функціонування енергетичних об'єктів.

Послуги компанії

1. **Проєктування та впровадження автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ)**:

Розробка проєктної документації для автоматизованих систем управління високовольтними підстанціями та іншими енергетичними об'єктами.

Встановлення та налаштування SCADA-систем для контролю та управління електромережами.

Інтеграція релейного захисту та автоматизація процесів аварійного відключення.

2. **Розробка та інтеграція програмного забезпечення**:

Розробка спеціалізованого ПЗ для моніторингу, контролю та управління енергетичними системами.

Інтеграція ПЗ з існуючими інформаційними системами (ERP, SCADA, DMS тощо).

3. **Технічне обслуговування та підтримка**:

Післяпускове обслуговування систем.

Діагностика та модернізація існуючих рішень.

Консультації з питань технічної експлуатації та розвитку систем.

4. **Аудит та консалтинг в сфері автоматизації**:

Оцінка стану автоматизованих систем на об’єктах замовника.

Виявлення потенційних загроз та підвищення ефективності роботи об'єктів.

Рекомендації щодо модернізації та впровадження нових технологій.

Ключові напрямки спеціалізації

1. **Автоматизація високовольтних підстанцій**:

Впровадження АСУ ТП для підстанцій напругою 110/35/10 кВ і більше, з інтеграцією систем релейного захисту та управління.

2. **Енергетичні підприємства та інфраструктурні об'єкти**:

Проєкти автоматизації для великих енергетичних компаній, таких як національні оператори електромереж, промислові підприємства, електростанції та розподільчі компанії.

3. **Інтеграція SCADA-систем**:

Компанія має досвід впровадження таких платформ, як **ABB MicroSCADA**, для централізованого контролю та управління енергетичними об'єктами.

4. **Модернізація систем управління**:

Компанія пропонує послуги з оновлення застарілих систем автоматизації, їхньої інтеграції з новими технологіями та оптимізації для підвищення продуктивності.

Клієнти та партнери

Компанія працює з великими енергетичними підприємствами, операторами електромереж, промисловими комплексами, а також організаціями, що займаються генерацією та розподілом електроенергії.

Серед партнерів компанії — такі світові лідери в галузі автоматизації, як **Hitachi Energy in Ukraine**. Завдяки співпраці з Hitachi Energy in Ukraine, "ТЕ-ТРЕЙД" забезпечує впровадження сучасних та надійних технологій у сфері енергетики.

Конкурентні переваги

1. **Високий рівень експертизи**:

Команда компанії складається з досвідчених інженерів, програмістів і технічних фахівців, які мають багаторічний досвід у сфері автоматизації енергетичних об’єктів.

2. **Комплексний підхід до реалізації проєктів**:

Компанія пропонує повний цикл послуг — від початкового етапу проєктування до введення в експлуатацію та технічної підтримки.

3. **Індивідуальний підхід до кожного клієнта**:

ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД» розробляє рішення, що максимально відповідають вимогам клієнтів, з урахуванням специфіки їхніх об'єктів та технологічних процесів.

4. **Сучасні технології та обладнання**:

Компанія використовує передові технології та інноваційне обладнання для забезпечення високого рівня автоматизації, надійності та безпеки об'єктів.

Місія та бачення

Місія ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД» — створювати інноваційні та високотехнологічні рішення для автоматизації енергетичних об'єктів, що дозволяють забезпечити стабільність, безпеку та ефективність роботи енергетичних мереж. Компанія прагне стати лідером у галузі автоматизації енергетики в Україні та на міжнародному ринку, впроваджуючи новітні технології та постійно вдосконалюючи свої рішення.

Організаційна структура компанії ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД» , що впроваджує АСДТУ:

Директор:

Відповідає за стратегічні рішення, управління ресурсами і загальний контроль за впровадженням проекту. Забезпечує узгодження проекту з довгостроковими цілями компанії.

Радник директора:

Посадова особа, яка забезпечує підтримку та консультування директора підприємства. Основне завдання радника — надавати кваліфіковану експертну допомогу керівнику у прийнятті стратегічних та оперативних рішень.

Менеджера проєктів:

Управління всіма проектами компанії, в тому числі впровадженням АСДТУ.

Відповідають за координацію проекту, планування етапів впровадження, розподіл ресурсів та бюджет. Контролюють дотримання графіка, бюджету та вимог до системи. Забезпечує комунікацію між різними відділами компанії та зовнішніми партнерами.

Технічний відділ:

Відповідає за технічні рішення та впровадження в проект та займаються розробкою, інтеграцією та підтримкою АСДТУ. Забезпечують технічну підтримку на етапах впровадження і після запуску системи. Надають консультації з використання АСДТУ. Проводять технічне обслуговування обладнання.

Програмісти та інженери з зі зв’язку:

Пишуть програмне забезпечення для моніторингу та керування енергосистемами, включаючи SCADA-системи та інші платформи. Інтегрують програмне забезпечення з апаратними засобами, забезпечують автоматизацію управління. Забезпечують налаштування мереж передачі даних між компонентами АСДТУ, а також зв'язок з центральним диспетчерським центром. Проводять технічне обслуговування системного програмного забезпечення та комунікаційних мереж для забезпечення безперебійної роботи АСДТУ.

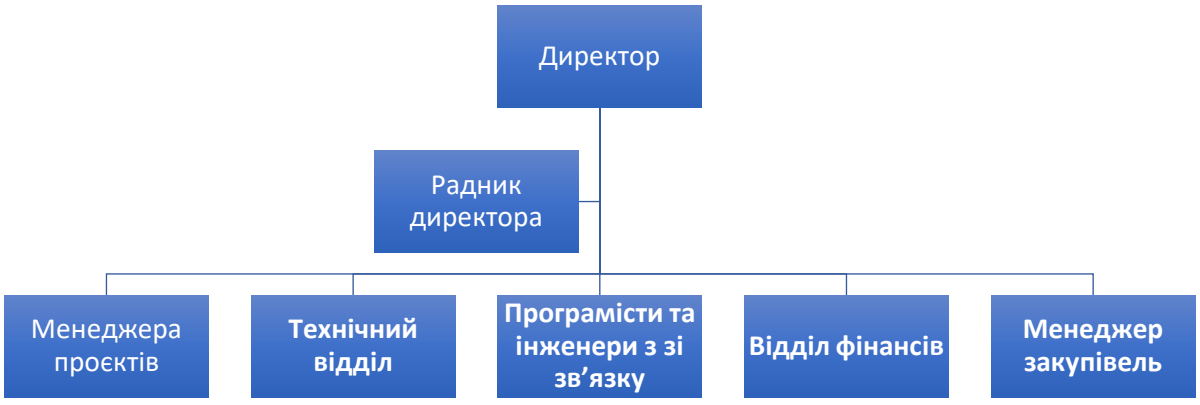
Відділ фінансів:

Відповідає за бюджетування компанії, контроль витрат, а також фінансову звітність перед керівництвом.

Менеджер закупівель:

Відповідає за закупівлю необхідних матеріалів, апаратних засобів (контролери, реле, сенсори тощо), а також програмного забезпечення. Координує замовлення необхідних компонентів для впровадження АСДТУ, співпрацює з постачальниками та контролює строки постачання.

Структурна Схема ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД»:



2.2 ЗАЦІКАВЛЕНІ СТОРОНИ ПРОЄКТА

У проєкті впровадження автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на високовольтній підстанції зацікавлені сторони (стейкхолдери) охоплюють різні організації та групи, які мають інтерес у реалізації, успішності та результатах проєкту. Всі вони безпосередньо або опосередковано впливають на проєкт або зазнають впливу від його виконання:

1. Замовник (власник проєкту)

Опис:

Це організація або компанія, яка ініціює та фінансує проєкт. Зазвичай це енергетична компанія або оператор мережі, який управляє підстанціями та відповідальний за надійність енергопостачання.

Інтереси:

a. Забезпечення ефективної та безпечної роботи підстанції.
b. Впровадження надійної автоматизованої системи управління.
c. Скорочення витрат на технічне обслуговування та аварії.
d. Відповідність державним та міжнародним стандартам.

2. Підрядник (виконавець проєкту)

Опис:

Це компанія, яка безпосередньо впроваджує АСДТУ. Вона відповідальна за розробку, встановлення, налаштування та введення системи в експлуатацію. У даному випадку це може бути компанія на зразок "Енергосистеми Автоматизації".

Інтереси:

a. Успішна реалізація проєкту в терміни та з дотриманням бюджету.
b. Відповідність технічним вимогам та стандартам.
c. Задоволення замовника для отримання додаткових замовлень.

3. Оператор електричних мереж (енергокомпанія)

Опис:

Оператор, що здійснює управління та експлуатацію мереж, у тому числі

підстанцій, де буде впроваджено систему АСДТУ.

Інтереси:

a. Підвищення ефективності моніторингу та управління підстанціями.

b. Зниження кількості аварійних ситуацій і швидка реакція на несправності.

c. Оптимізація витрат на експлуатацію та обслуговування.

4. Оператор диспетчерського центру

Опис:

Це персонал, який безпосередньо працюватиме з автоматизованою системою управління. Вони відповідають за моніторинг, контроль і реагування на інциденти в енергетичній системі.

Інтереси:

a. Зручність та інтуїтивність у використанні нової системи.

b. Можливість швидкого та ефективного управління системами підстанцій.

c. Зменшення навантаження на диспетчерів завдяки автоматизації процесів.

5. Технічний персонал підстанції

Опис:

Це інженери та технічні фахівці, які працюють безпосередньо на підстанції та відповідають за її технічне обслуговування.

Інтереси:

a. Надійність та простота в експлуатації нових автоматизованих систем.

b. Легкість у навчанні та мінімізація потреби в додатковій технічній підтримці.

c. Підвищення ефективності роботи за рахунок нових технологій.

6. Регулюючі органи та державні структури

Опис:

Це організації, що регулюють діяльність енергетичних компаній, встановлюють нормативні акти та стандарти щодо роботи енергетичних систем і забезпечення безпеки.

Інтереси:

a. Дотримання технічних стандартів і нормативних вимог щодо безпеки енергопостачання.
b. Забезпечення надійності роботи енергетичних об’єктів.
c. Відповідність екологічним та енергетичним стандартам.

7. Постачальники обладнання

Опис:

Компанії, які постачають обладнання для автоматизації, релейного захисту та управління підстанціями, включно з сенсорами, контролерами, комунікаційними системами тощо.

Інтереси:

a. Забезпечення постачання якісного обладнання вчасно.
b. Підтримка у процесі налаштування та введення обладнання в експлуатацію.
c. Налагодження довгострокових відносин з компанією-виконавцем для постійних замовлень.

8. Інвестори та фінансові установи

Опис:

Якщо проєкт фінансується за допомогою інвестицій або кредитів, інвестори та фінансові установи мають інтерес у його успішному впровадженні та поверненні інвестицій.

Інтереси:

a. Забезпечення фінансової вигоди від проєкту.
b. Мінімізація ризиків невиконання або затримки проєкту.
c. Оцінка ефективності вкладених ресурсів.

9. Споживачі електроенергії

Опис:

Це кінцеві споживачі електроенергії, які можуть бути промисловими підприємствами, домогосподарствами або іншими організаціями, залежними від стабільного енергопостачання.

Інтереси:

a. Забезпечення надійного та безперебійного електропостачання.
b. Мінімізація ризиків аварій та переривань постачання.
c. Підвищення якості електропостачання.

10. Місцеві громади та екологічні організації

Опис:

Місцеві громади або екологічні організації можуть бути зацікавлені в екологічних аспектах проєкту та впливі на навколишнє середовище.

Інтереси:

a. Мінімізація негативного впливу на екологію.
b. Безпека мешканців і навколишньої інфраструктури.
c. Відповідність проєкту екологічним нормам і стандартам.

Таблиц 2.1. SWOT-аналіз зацікавлених сторонін по проєкту ПС СХІДНА:

Зацікавлені сторони	**Сильні сторони**	**Слабкі сторони**	**Можливості**	**Загрози**
Замовник	- Висока залученість замовника: Замовник	Недостатня технічна експертиза: Замовник	Розвиток довгострокового партнерства: Успішне	Фінансові обмеження: Якщо

	активно бере участь у розробці проєкту, що полегшує обговорення вимог та отримання зворотного зв’язку. - Доступ до ресурсів: Замовник може надавати необхідне фінансування та іншої інфраструктур. - Чітко визначені цілі та вимоги: Замовник має чітке розуміння своїх потреб, що допомагає уникати	може не мати достатніх знань у специфічній галузі (наприклад, АСДТУ), що може ускладнити прийняття рішень. - Часті зміни вимог: Іноді замовник може змінювати вимоги під час реалізації проєкту, що призводить до додаткових витрат часу та ресурсів. - Нестача підтримки з боку вищого керівництва: У разі недостатньої підтримки з	виконання проєкту може привести до налагодження довготривалих відносин із замовником і можливості нових замовлень у майбутньому. - Навчання замовника: Можливість підвищити технічну грамотність замовника через навчання або інформування щодо специфіки проєкту. - Підтримка подальшоого проводження проєктів АСДТУ: Замовник може бути зацікавлений у	замовник зазнає фінансових труднощів, це може призвести до затримок у фінансуванні що призведе до фінансових ризиків компанії. - Юридичні та регуляторні ризики: У випадку змін у законодавстві або регуляторних вимогах, що створює додаткові ризики. - Відсутність комунікації:

	непорозумінь у процесі роботи.	боку керівництва замовника реалізація проєкту може сповільнитися або взагалі опинитися під загрозою.	впровадженні нових проєктів, що може збільшити інвестиції та зацікавленість у реалізації складних проєктів.	Недостатня комунікація або затримки у зворотному зв’язку від замовника можуть призвести до невідповідності результатів очікуванням або затримок у виконанні проєкту. - Відмова від змін: Якщо замовник неготовий до змін у процесах, це може ускладнити впровадження нової системи.

Керівництво компанії	- Здатність приймати стратегічні рішення, координуючи всі підрозділи компанії. - Управління фінансовими та людськими ресурсами, спрямованими на впровадження проекту. - Вплив на формування стратегії компанії та пріоритезацію проекту.	- Обмежене технічне розуміння деталей проекту. - Можлива невідповідність між стратегічними цілями керівництва і специфікою впровадження АСДТУ. - Залежність від технічних фахівців для прийняття рішень на основі технічної інформації.	- Розширення ринку завдяки успішному впровадженню АСДТУ. - Зміцнення репутації компанії у впровадженні сучасних технологій. - Підвищення ефективності та прибутковості завдяки модернізації енергосистем.	- Затримки виконання або перевищення бюджету можуть призвести до втрати довіри з боку Замовника - Регуляторні зміни або зміни законодавства можуть вплинути на строки впровадження проекту або його вартість.
Керівник проекту	-Висока компетентність у координації проектів з	- Залежність від сторонніх підрядників та технічних	- Вдосконалення процесів управління проектами, що сприятиме	- Невдача у координації може призвести до зриву строків

	- Здатність до управління ризиками, планування та розподілу ресурсів. - Контроль виконання завдань та строків, відповідно до бюджету.	команд, що можуть затримувати строки проекту. - Можливі складнощі у координації між різними командами та зовнішніми партнерами (логістика, постачання). - Недостатнє розуміння специфіки роботи окремих технічних елементів системи.	підвищенню продуктивності на майбутніх етапах. - Розвиток навичок управління складними проектами, що підвищить кваліфікацію команди.	або бюджетних обмежень. - Низький рівень взаємодії з іншими учасниками проекту може призвести до проблем із узгодженням дій і затримок.
Технічний відділ (Інженери, програмісти, монтажники)	- Високий рівень технічної експертизи у розробці та інтеграції	- Недостатня кількість фахівців або їх перевантаженість може уповільнити	- Можливість впровадження інноваційних рішень і технологій у проект, що	- Технічні складнощі можуть викликати затримки, що призведе до

	систем автоматизації (АСДТУ). - Досвід впровадження SCADA-систем, автоматизованих контролерів і мереж передачі даних. - Здатність швидко вирішувати технічні проблеми та адаптувати рішення до змін вимог.	роботу. - Можлива складність у комунікації з нефахівцями (керівництво, замовники) через технічну специфіку проекту. - Обмежений доступ до новітніх технологій через затримки постачання або бюджети.	підвищує конкурентоздатність компанії. -Професійний розвиток і підвищення кваліфікації персоналу через роботу з новими технологіями та системами.	зриву графіку впровадження проекту. - Невідповідність між очікуваннями замовника та фактичними технічними можливостями системи.

2.3 **СТАТУТ ПРОЄКТА**

Статут проєкту — це основний документ, що визначає загальну концепцію, обсяг, цілі, вимоги та рамки реалізації проєкту. Він виконує роль офіційного дозволу на старт проєкту, забезпечуючи чітке розуміння його призначення та напрямків. Розкриття основних елементів статуту:

1. Назва проєкту

2. **Опис проєкту**

Опис дає короткий огляд суті проєкту, висвітлюючи його призначення, передумови та основні завдання. У цьому розділі описуються поточні проблеми чи потреби, які покликаний вирішити проєкт, а також обґрунтування його необхідності. Це допомагає всім учасникам мати спільне уявлення про значення проєкту і його вплив.

3. **Цілі та очікувані результати**

Тут вказуються ключові цілі, яких має досягти проєкт, а також кінцеві результати, на які орієнтовані всі етапи реалізації. Цілі повинні бути конкретними, вимірюваними, досяжними, відповідними та обмеженими в часі (SMART). Розділ описує очікувані переваги та ефекти, які проєкт має принести за умови успішного виконання.

4. **Обсяг проєкту**

У цьому розділі визначаються межі проєкту, які обмежують його завдання, ресурси, час та бюджет. Обсяг допомагає зберегти концентрацію на основних напрямках, уникнути «розширення проєкту» (scope creep) та забезпечити, що всі ресурси використовуються раціонально. Включаються також технологічні, часові та фінансові обмеження.

5. **Зацікавлені сторони**

Визначення зацікавлених сторін проєкту є критичним аспектом управління. У цьому розділі наведено перелік ключових учасників проєкту (замовники, користувачі, партнери, команда проєкту), а також опис їхніх ролей і рівнів участі. Це дозволяє визначити канали комунікації та вплив кожної сторони на проєкт, щоб максимально врахувати їхні інтереси й очікування.

6. **Критерії успіху**

Успішність проєкту повинна оцінюватися за чіткими, об'єктивними критеріями, що описуються в цьому розділі. Це можуть бути як кількісні, так і якісні показники, що дозволяють перевірити, чи досяг проєкт своїх цілей. До таких критеріїв належать показники ефективності, рівень задоволеності

замовників, відповідність обсягу робіт, часова відповідність та дотримання бюджету.

7. **Ризики та способи їх мінімізації**

У цьому розділі ідентифікуються основні ризики, які можуть вплинути на реалізацію проєкту. Важливо зазначити як зовнішні, так і внутрішні фактори, які можуть негативно вплинути на процес виконання завдань. Також тут описуються стратегії мінімізації або усунення ризиків, щоб підготувати команду до можливих проблем.

8. **План управління ресурсами**

Включає інформацію про всі ресурси, необхідні для успішного виконання проєкту: людські, фінансові, матеріальні та технічні. Чітко визначені обсяги та строки використання ресурсів допомагають забезпечити ефективне управління проєктом та зберігати баланс між витратами та досягненням цілей.

9. **Розподіл відповідальності**

Розподіл обов’язків між членами команди є одним з основних аспектів управління проєктом. Визначаються ролі кожного учасника, зокрема керівника проєкту, спонсора, технічних експертів, підрядників та постачальників. Така структура дозволяє уникати дублювання зусиль і сприяє оперативному прийняттю рішень.

10. **Контрольні точки і планові дати**

Проєкт повинен мати чітко визначені етапи, контрольні точки та графік їх реалізації. Це важливо для регулярного відстеження прогресу та відповідності плану. Кожна контрольна точка включає оцінку досягнутих результатів, що дає можливість коригувати проєкт у разі відхилень.

11. **План управління змінами**

У процесі реалізації проєкту можуть виникати зміни. Цей розділ описує процедури для розгляду та затвердження змін. Зокрема, включається опис етапів подання, оцінки й затвердження пропонованих змін, щоб забезпечити адаптивність проєкту без порушення його стабільності та ефективності.

Статут проекту

1. Назва проекту: Будівельно-монтажні та пусконалагоджувальні роботи згідно робочого проекту "Реконструкція АСДУ ПС-110 кВ “Східна” Хмельницької області. Телемеханізація."

2. Опис проекту:

Проект передбачає «Реконструкція автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС-110кВ "Східна" м. Хмельницький Хмельницької області. Система АСДУ призначена для організації диспетчерського контролю стану комутаційного та силового обладнання підстанцій, управління схемою підстанцій і контролю розподілення ресурсів енергосистеми. системою

3. Цілі проекту:

− збір даних з присвоєнням мітки часу про стан комутаційних апаратів, стан захистів обладнання, основну інформацію стану окремого обладнання, приміщень та апаратів ;

− дистанційне керування комутаційними апаратами;

− збір інформації з пристроїв вимірювання та контролю технологічних величин;

− діагностика справності системи, контроль доступу;

− збереження та обробка отриманої інформації;

− безперервний зв’язок та передачу інформації між усіма рівнями системи диспетчерського управління.

4. Обсяг проекту:

Проект включає наступні етапи:

a. Аналіз тендерного завдання
b. Отримання комерційних пропозиція на матеріали та обладнання
c. Підготовка до тендерної процеду
d. Участь в тендері
e. Підписання договору
f. Закупівля матеріалів та обладнання

g. Будівельно-монтажні роботи

h. Пусконагоджувальні роботи

i. Передача системи Замовнику

j. Підписання актів виконанних робіт

5. Ключові учасники проекту:

a. **Замовник :** АТ "Хмельницькобленерго"

b. **Підрядник:** ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД»

c. **Проектний менеджер:** Підгребельний Сергій Юрійович

d. **Інженери**

e. **Постачальники**

6. Ключові результати проекту:

a. Технічна документація щодо впровадження АСДТУ.

b. Інтегрована система АСДТУ з ПС-110кВ "Східна".

c. Тестування та перевірка працездатності системи.

d. Звіт про результати тестування та відповідність вимогам.

e. Навчання персоналу Замовника .

7. Обмеження:

a. Обмежені строки впровадження до 31.12.2024 року.

b. Витрати на проект не повинні перевищувати 6 496 975,21 грн без ПДВ.

c. Використання обладнання згідно з тендерною пропозицію.

8. Бюджет:

Загальний бюджет проекту складає 6 496 975,21 грн без ПДВ Він включає витрати на:

a. Закупівлю обладнання та матеріалів

b. Програмне забезпечення.

c. Будівельно-монтажні роботи

d. Роботи з інтеграції та тестування системи АСДТУ.

9. Ключові ризики:

a. **Технічні ризики:** Можливі проблеми: при виконані будівельно монтажних робіт та інтеграції нової ПС в існуючу інфраструктуру.

b. **Ризики затримок:** Можливі затримки у постачанні обладнання, матеріалів або програмного забезпечення.

c. **Фінансування :** Затримка оплати за виконанні роботи від Замовника

d. **Особливості ситуації в країні:** Загроза погіршення війни в країні.

10. Показники успішності проекту:

a. Впровадження АСДТУ відповідно до строків та бюджету.

b. Виконання будівельно монтажниї робіт згідно проєкту

c. Успішне тестування системи і відповідність технічним вимогам.

d. Позитивні відгуки від кінцевих Замовника.

e. Покращена системи керування ПС СХІДНА.

11. Підписання та затвердження:

Проект офіційно затверджений і може бути розпочатий.

Директор: _____ Дата: _____

Проектний менеджер: _____ Дата: _____

2.4. ПЛАНУВАННЯ ПРОЄКТА

Для планування проєкта проаналізуємо технічні вимоги Замовника згідно тендера :

ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ

на закупівлю "Настанова з визначення вартості будівництва" – Електромонтажні роботи за кодом ДК 021:2015 – 45310000-3 (Будівельно-монтажні та пусконалагоджувальні роботи згідно робочого проекту "Реконструкція АСДУ ПС-110 кВ “Східна” Хмельницької області. Телемеханізація." (Інвестиційна програма 2024р. – п. ІІІ.1.5))

ПРЕДМЕТ ЗАКУПІВЛІ

В предмет закупівлі входить поставка обладнання, будівельно-монтажні та пусконалагоджувальні роботи згідно робочого проєкту "Реконструкція автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС-110кВ "Східна" Хмельницького району Хмельницької області", а саме:

- телемеханізація ПС 110/35/10 кВ "Східна" із встановленням обладнання телемеханіки і зв’язку.

У випадку поставки обладнання, тип якого відрізняється від запроектованого, підрядник зобов'язаний за власні кошти виконати коригування проекту до початку робіт та погодити його в установленому порядку.

1. Поставка обладнання та матеріалів:

1.1.Виконати поставку обладнання та матеріалів телемеханіки згідно з «Відомістю ресурсів», яка є додатком до технічних вимог.

2. Перелік робіт:

2.1. Перелік основних робіт наведено в таблиці 1.

Таблиця 1.

	Найменування	**Кількість**
.	Монтаж обладнання телемеханіки	1 шт.
.	Монтаж обладнання зв’язку	1 шт.

2.2. Повний перелік робіт наведений у "Відомості обсягів робіт", яка є додатком до технічних вимог.

2.3. Будівельні, електромонтажні, пусконалагоджувальні роботи проводяться Підрядником в повному комплексі у відповідності до діючих норм і правил, власним кваліфікованим персоналом і матеріальними та технічними ресурсами.

3. Потреба у кабельно-провідниковій продукції:

з/п	**Найменування**	**Тип**	**Кількість**
1	Кабель	ВВГ нг 3х2,5мм2	40 м
2	Кабель	КВВГе нг 4х1,0 мм2	1955 м
3	Кабель	КВВГе нг 5х1,5 мм2	1270 м
4	Кабель	КВВГе нг 7х1,0 мм2	135 м
5	Кабель	КВВГе нг 4х1,5 мм2	250 м
6	Кабель	КВВГе нг 7х1,5 мм2	1580 м
7	Кабель	КВВГе нг 10х1,0 мм2	55 м
8	Кабель	КВВГе нг 14х1,5 мм2	75 м
9	Кабель	КВВГе нг 14х1,0 мм2	35 м

10	Кабель	КПВонг-НГЄО-ВП (200) 4х2х0,51 мм2	650 м
11	Провід	ПВ-3 1х16 мм2	20 м

Марка, кількість жил, переріз та довжина кабельно-провідникової продукції наведені у таблиці 2.

Таблиця 2.

4. Вимоги до кабельно-провідникової продукції:

- Кабель ВВГнг

Конструкція	
Струмопровідна жила	Мідна 1-ого класу гнучкості
Ізоляція	Полівінілхлорид (нг –не підтримує горіння)
Оболонка	Полівінілхлорид (нг –не підтримує горіння)
Технічні характеристики	
Номінальна напруга	до 1,0 кВ
Випробувальна напруга	3,5 кВ
Температура при монтажі	до -15°С
Температура жили	до +70°С

- Кабель КВВГнг , КВВГе нг

Конструкція	
Струмопровідна жила	Мідна, монолітна

Ізоляція	Полівінілхлорид (нг –не підтримує горіння)
Оболонка	Полівінілхлорид (нг –не підтримує горіння)
Скрутка	Скручені ізольовані жили
Екранування	е-екрановиний, алюмінієва фольга
Технічні характеристики	
Номінальна напруга	до 1000 В
Номінальна частота	100 Гц
Температура експлуатації	від -50°С до +50°С
Мін. температура, що допускається при прокладанні кабелю	-15°С
Макс. тривало допустима температура нагріву жил	+70°С
Показник горючості	не горить при одинарному прокладанні
Мінімальний термін служби	25 років

- Провід ПВ3

Конструкція	
Струмопровідна жила	Мідна, гнучка, багатодротова
Ізоляція	Полівінілхлоридний пластикат
Технічні характеристики	
Номінальна напруга	450-700В
Номінальна частота	50-400 Гц

Температура експлуатації	від -50°С до +70°С
Мін. температура, що допускається при прокладанні кабелю	-15°С
Макс. тривало допустима температура нагріву жил	+70°С
Показник горючості	не горить при одинарному прокладанні
Мінімальний термін служби	15 років

- КПВонг-НГЄО-ВП (200) 4х2х0,51 (FTP - cat.5e)

Конструкція	
Струмопровідна жила	Мідний, м’який провід: 0.51 мм
Пара, кількість пар	2 скручених разом провідника, 4 пари
Кольорова ідентифікація жил	пара 1: біло-синя / синя; пара 2: біло-оранжева / оранжева; пара 3: біло-зелена / зелена; пара 4: біло-коричнева / коричнева.
Оболонка /Ізоляція	ПВХ/ Поліетилен
Технічні характеристики	
Робоча частота	до 200 МГц
Робоча напруга постійного струму	72 В
Температура експлуатації	-20°С +60°С

5. Вимоги до контролера телемеханіки:

5.1 Для зв’язку з цифровими пристроями РЗА контролер телемеханіки має підтримувати наступні протоколи: DNP3, IEC 61850, IEC 60870-5-103. Програмне забезпечення контролеру має забезпечувати функції збору осцилограм з пристроїв РЗА по протоколу IEC 61850.

5.2. Контролер телемеханіки повинен мати щонайменше два порти Ethernet, а також повинен мати послідовні порти з програмним вибором режиму роботи: RS-485 або RS-232;

5.3. Контролер телемеханіки має підтримувати такі заходи із інформаційної безпеки як TLS-шифрування та створення VPN-тунелів. До складу контролера не повинні входити потенційно небезпечні компоненти операційних систем Windows, Linux.

6. Інші документи на підтвердження відповідності пропозиції учасника:

6.1. Договірна ціна (на кожний об’єкт);

6.2. Локальні кошториси (мають бути складені відповідно до технічних вимог з урахуванням будівельного технологічного процесу) в форматі imd у програмному комплексі АВК-5 та форматі word або excel.

Ціна пропозиції (договірна ціна) учасника повинна бути розрахована відповідно до "Настанови з визначення вартості будівництва", затвердженої наказом Мінрегіону від 01.11.2021 № 281, і повинна бути надана в форматі imd у програмному комплексі АВК-5 та форматі word або excel.

У договірні ціні повинна бути врахована заробітна плата у розмірі не більше 15590 грн., що відповідає середньому розряду складності робіт у будівництві 3,8 при виконані робіт у звичайних умовах та середньомісячна тривалість робочого часу 170,25 год.

7. Вимоги до підрядних організацій:

7.1. Учасник повинен підтвердити право на виконання робіт відповідно до предмету закупівлі. Надати дозвільний документ (Ліцензія) на провадження

господарської діяльності, пов'язаної із створенням об'єктів архітектури з обов’язковим пунктом: «Клас наслідків (відповідальності) об’єктів будівництва СС2». У разі коли в учасника (учасника-нерезидента) до моменту укладання договору закінчується дія дозволів, ліцензій, сертифікатів якості та ін., учасник у своїй пропозиції має надати гарантійний лист із зобов’язанням щодо їх отримання (продовження терміну дії) до початку виконання робіт. Крім того, у разі відсутності в учасника-нерезидента ліцензії на провадження господарської діяльності, пов’язаної із створенням об’єктів архітектури, учасник в своїй пропозиції має надати гарантійний лист із зобов’язанням щодо її отримання до моменту укладення Договору.

7.2. Для підтвердження спроможності виконати повний обсяг робіт Учасник повинен надати авторизаційний лист (листи) виробника або представника виробника в Україні. Авторизаційний лист (листи) повинен містити назву Учасника, номер оголошення, що оприлюднене на веб-порталі Уповноваженого органу з питань закупівель, назву предмета закупівлі відповідно до оголошення про проведення процедури закупівлі, підтвердження взаємовідносин з Учасником (діюча партнерська угода, договір, меморандум) з обов’язковим вказананням номеру та дати відповідного документу, підтвердження спроможності виконання передбаченого обсягу робіт силами Учасника. Під обладнанням, на яке необхідно надати даний лист (листи), мається на увазі наступне: базове обладнання АСДТУ (контролер, RTU, PLC, програмне забезпечення АСДТУ SCADA).

8. Інші вимоги:

8.1. Під час періоду уточнення закупівлі учасник повинен обов’язково відвідати об’єкт та скласти акт огляду об'єкту, погодити акт з Замовником та надати скан-копію цього акту у складі своєї пропозиції.

8.2. Під час виконання робіт необхідно зробити налаштування в програмному забезпеченні АСДТУ SCADA у ДП Хмельницького РЕМ з налаштуванням каналів зв’язку та розробити мнемосхему підстанції згідно

проєкту в SCADA.

WBS структура для реалізаціє проєкта:

1. Монтажні роботи.

1.1. Підготовка об’єктів автоматизації до введення системи.

1.1.1 Виконання робіт з організаційної підготовки об’єктів автоматизації до введення системи в дію, включаючи: реалізацію проектних рішень по організаційній структурі системи; забезпечення підрозділів об’єктів управління інструктивно-методичними матеріалами.

1.1.2 Прорізання отворів для кабельних вводів нових кабелів. Додаткова електрична перевірка існуючих кабелів. Контроль ізоляції існуючих кабелів. Маркування існуючих кабелів телемеханіки.

1.1.3 Підготовка струмових кіл для встановлення цифрових технологічних вимірювальних приладів телемеханіки.

1.1.4 Підготовка місць для встановлення клемних колодок та реле.

1.1.5 Підготовка місць для встановлення шаф і прокладки нових кабельних ліній

1.2. Комплектація системи виробами, які поставляються

1.2.1 Постачання комплектуючих виробів серійного і одиничного виробництва, матеріалів і монтажних виробів.

1.2.2 Проведення вхідного контролю їх якості.

1.3. Монтажні роботи

1.3.1 Виконання робіт по монтажу технічних засобів і ліній зв’язку.

1.3.2 Випробування змонтованих технічних засобів.

1.3.3 Здача технічних засобів для проведення пусконалагоджувальних робіт.

2. Введення системи в роботу

2.1. Пусконалагоджувальні роботи

2.1.1 Автономна наладка технічних і програмних засобів, завантаження інформації в базу даних і перевірка системи її ведення.

2.1.2 Комплексна наладка усіх засобів системи.

2.2. Проведення попередніх випробувань

2.2.1 Проведення випробувань системи на працездатність і відповідність ТЗ згідно програми і методики попередніх випробувань.

2.2.2 Усунення недоліків і внесення змін в документацію на систему, зокрема експлуатаційну відповідно до протоколу випробувань.

2.2.3 Оформлення акту про прийняття системи в дослідну експлуатацію.

2.3. Проведення приймальних випробувань

2.3.1 Проведення випробувань на відповідність ТЗ згідно програмі і методиці приймальних випробувань.

2.3.2 Аналіз результатів випробувань системи і усунення недоліків, виявлених при випробуваннях.

2.3.3 Оформлення акту про прийняття системи в постійну (промислову) експлуатацію.

РОЗДІЛ 3: Управління проєктом

3.1 Управляння змістом проєкта

Для управління змістом проєкта потрібно проаналізувати вимогоги проєктної документації:

Системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС-110 кВ «Східна» (далі ПС);

-обсяг прийому -передачі телеінформації по ПС, а саме кількість сигналів ТК, ТС, ТВ (включаючи пофазні та лінійні діючі, активні і реактивні складові I, U, P, які отримані із різних альтернативних джерел вимірювань - аналогових чи цифрових вимірювальних перетворювачів, аналізаторів якості електричної енергії, багатофункціональних лічильників електроенергії, пристроїв РЗА;

-використання в якості датчиків ТС вільних "сухих" контактів блок-контактів вимикачів та реле. Джерело живлення кіл ТС -ізольована напруга (12/24 В) блока живлення КП телемеханіки;

-встановлення на всіх приєднаннях 110 кВ, 35 кВ та на вводах силових трансформаторів на стороні 10кВ, які обладнані вимірювальними ТС і ТН, аналізаторів якості електричної енергії, параметри вимірювань яких відповідають стандарту EN 50160, зберігають данні в внутрішній пам'яті приладу більше 30 діб і передають дані для формування протоколу, що відповідае стандарту EN 50160, та вимірювальних перетворювачів серії "Е" (струму -Е-842 ЕС і напруги Е-855/9ЕС чи їх цифрових аналогів з вихідним сигналом від О до + 5 мА);

-забезпечити підключення до окремих обмоток вимірювальних трансформаторів струму (керни з класом точності 0,5s) вимірювальних перетворювачів та приладів оцінки якості електроенергії для отримання даних телевимірів і їх передачі на ПКДЦ ОДС/ОДГ;

- для отримання сигналів телевимірюваннь на приєднаннях 110 кВ, 35 кВ, обладнаних вимірювальними ТС та ТН, а також на вводах 10кВ силових трансформаторів слід використовувати одночасно два альтернативні джерела інформації з цифрових або аналогових вимірювальних перетворювачів, аналізаторів якості електрично·і енергії, наявних пристроїв РЗА та багатофункціональних лічильників електроенергі"і;

- багатофункціональні лічильники електроенергії, повинні бути укомплектовані двома інтерфейсами RS-485 та додатковими (резервними) живленням. Типи і моделі лічильників повинні бути узгоджені окремо;

-за наявності обладнання РЗА з цифровими інтерфейсами (RS- 485/RS-232/Ethernet) слід забезпечити знімання інформації з цього обладнання із інтеграцією даних на КП і ДП (ПКДЦ) ОДС/ОДГ РЕМ;

-улаштування сигналізації відкривання дверей приміщень та комірок (при необхідності -використання датчиків руху) на ПС (обсяг сигналів визначити після проведення обстеження підстанцій та узгодження із Замовником). За джерела сигналів прийняти "сухі" контакти датчиків сигналізації;

-захист каналів радіозв’язку (чи ВОЛЗ) на рівні протоколів

-в якості каналів зв'язку між ПКДЦ ДП ОДС (ДВЕМ) та КП - використання радіоканалу в діапазоні рабочих частот UHF зі смугою частот 12,5 кГц. інше (фізична пара, ВОЛЗ чи приєднання до мереж операторів зв'язку);

-захист каналів радіозв'язку (чи ВОЛЗ) на рівні протоколів інформаційного обміну інформаційного обміну обладнання радіозв’язку (чи ВОЛЗ), встановлених на ДП ОДС/ОДГ та на об'єктах телекерування;

-інтегрування АСДУ, що проєктується, із діючими підсистемами АСДУ ДП ОДС/ДП ОДГ РЕМів.

Рис .1.8 Однолінійна схема підстанції

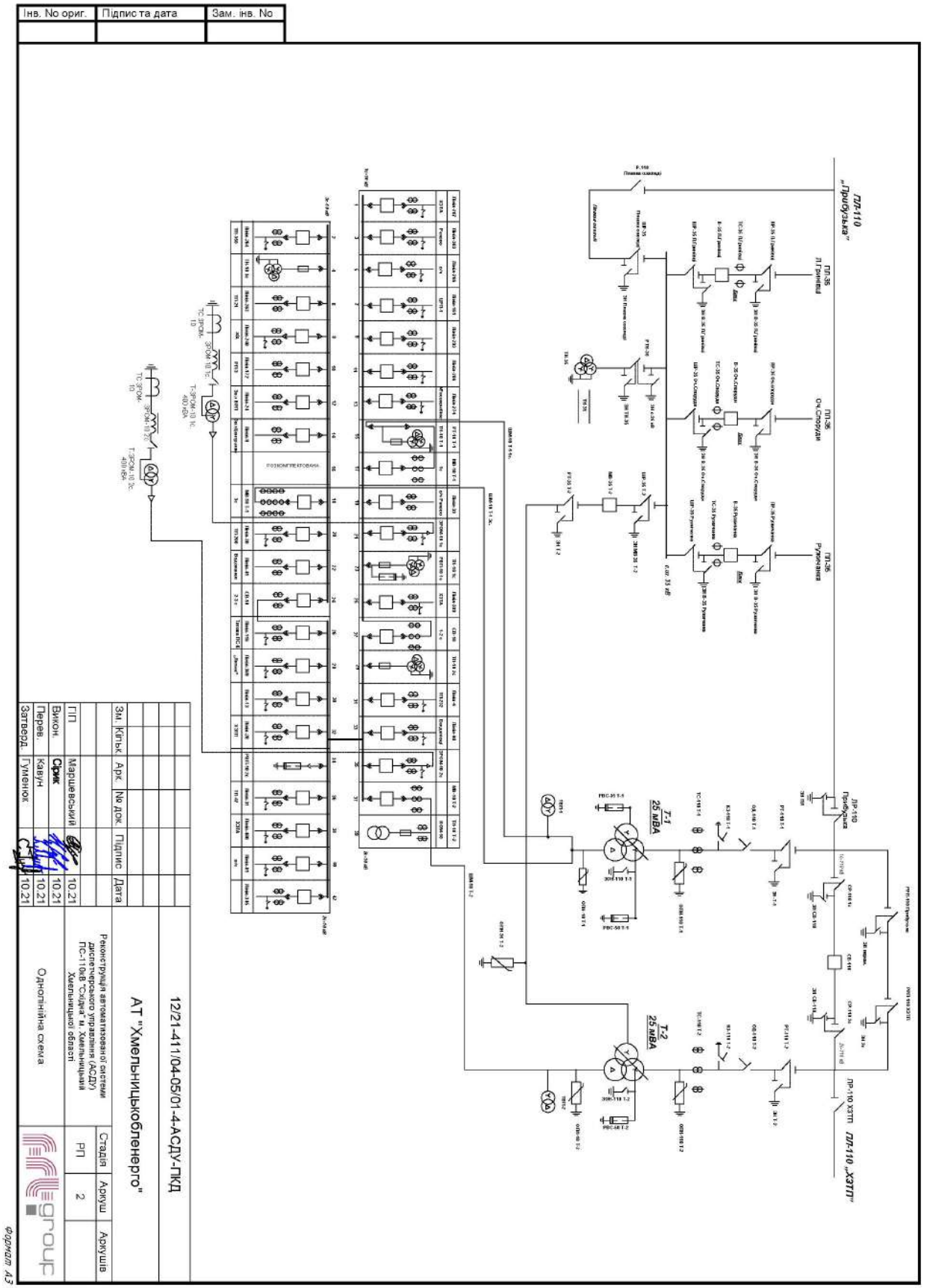
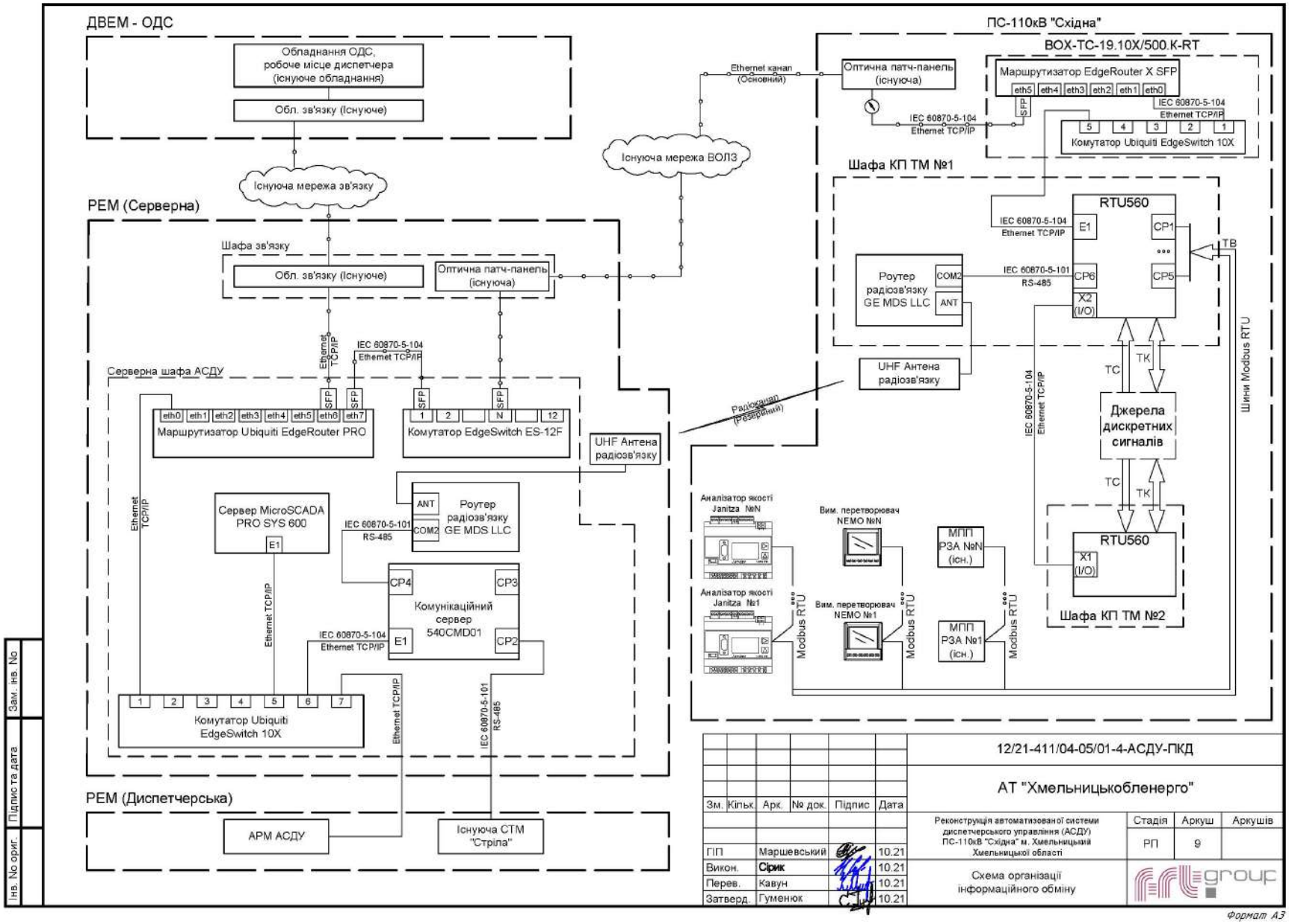


Рис.1.9 Схема організації інформаційного обміну



Зм.	Кіль.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
ГІП		Маршевський			10.21
Викон.		Сірик			10.21
Перев.		Кавун			10.21
Затверд.		Гуменюк			10.21

12/21-411/04-05/01-4-АСДУ-ПКД

АТ "Хмельницькобленерго"

Реконструкція автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС-110кВ "Східна" м. Хмельницький Хмельницької області

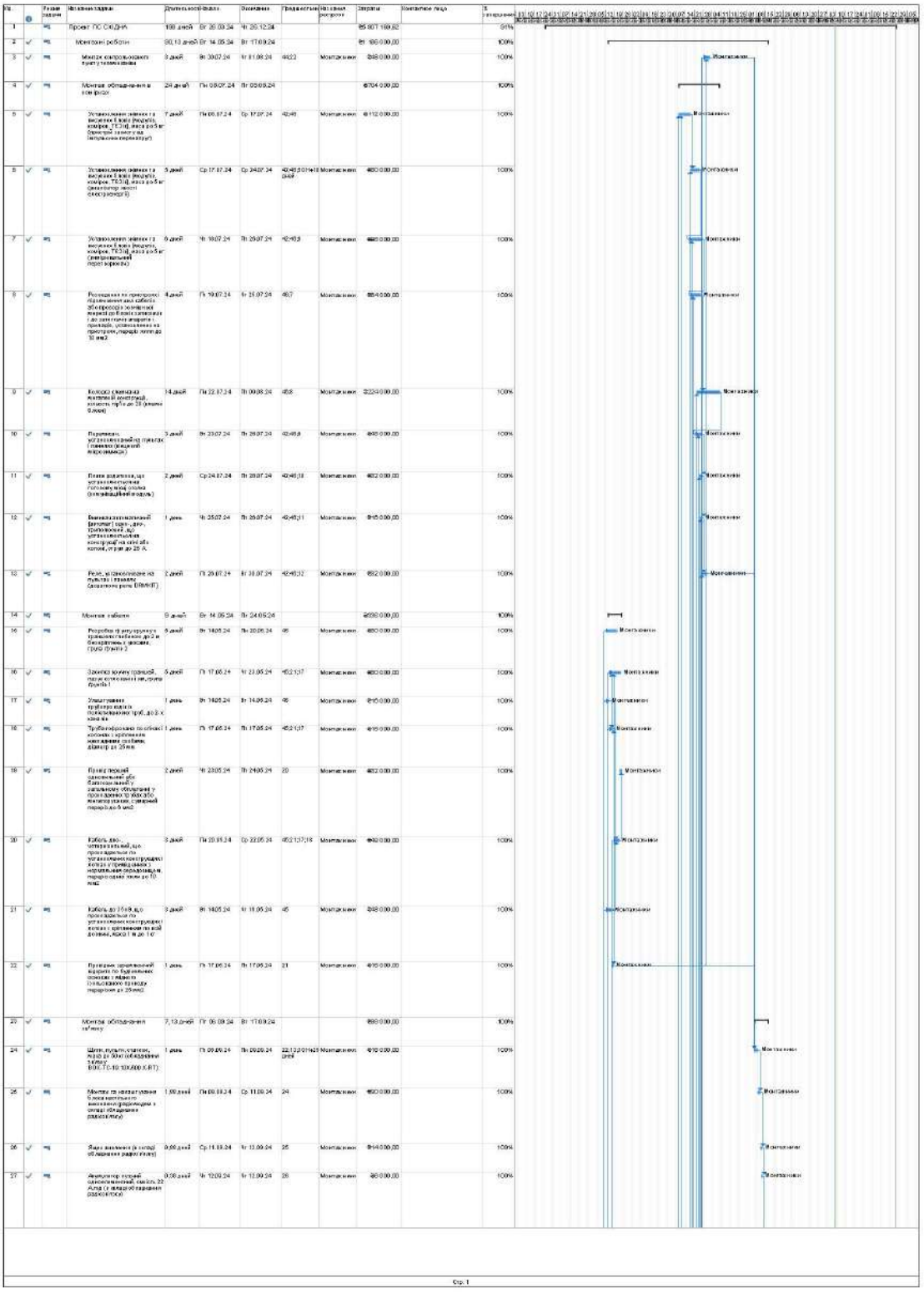
Стадія	Аркуш	Аркушів
РП	9	

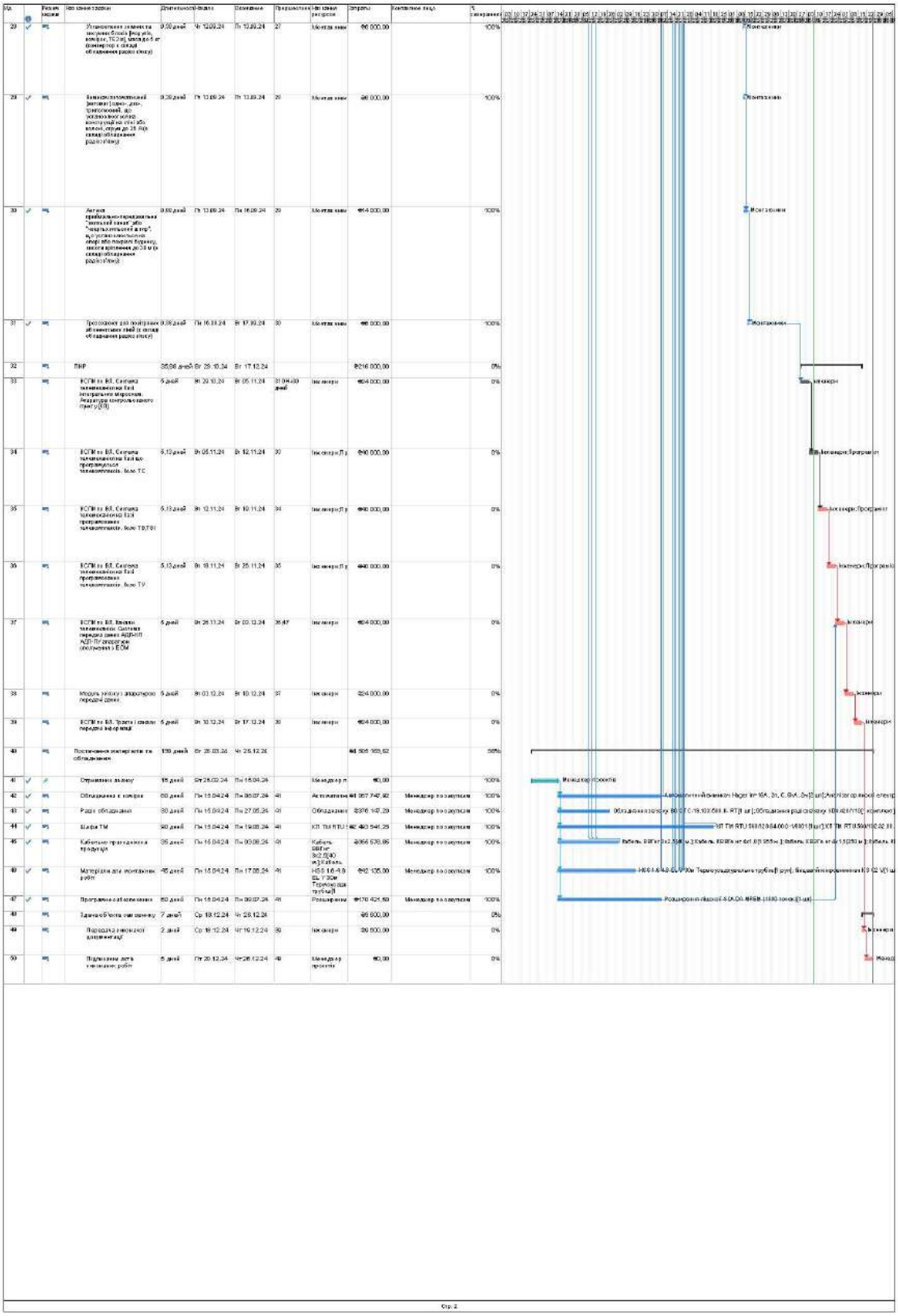
Схема організації інформаційного обміну

Інв. № орит. | Підпис та дата | Зам. інв. №

Формат А3

Проаналізувавши проєктну документацію та кошторисну, будуємо графік проєкта з привязкою ресурсів використовуючи програмне забезпечення MS Project:





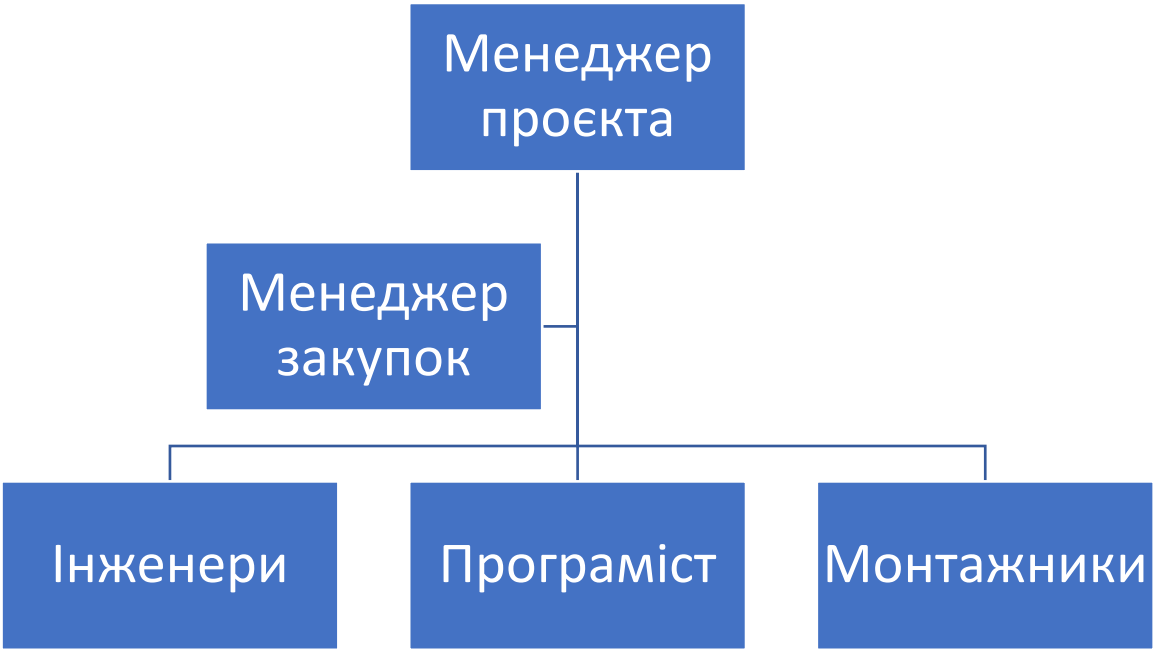
3.2 **Організаційна структура проєкта**

Організаційна структура проєкту – це система розподілу ролей, відповідальностей та ієрархії в межах проєкту, яка визначає, хто і за що відповідає, а також встановлює зв'язки та канали комунікації між учасниками проєкту. Вона допомагає забезпечити ефективне управління ресурсами та координацію дій усіх залучених сторін, від початку до завершення проєкту.

Організаційна структура має наступні ключові функції:

1. **Розподіл обов'язків**: Визначає ролі та завдання для кожного члена команди. Це допомагає уникнути дублювання роботи та забезпечує чітке розуміння того, хто за що відповідає.
2. **Відповідальність та підзвітність**: Встановлює чіткі лінії відповідальності, що дозволяє визначати, хто приймає рішення, а хто підзвітний за їх виконання. Це дозволяє ефективно контролювати хід виконання проєкту та забезпечує відповідальність кожного за свої дії.
3. **Комунікаційні канали**: Структура визначає канали зв’язку між учасниками проєкту, що допомагає уникати непорозумінь, забезпечує швидке та ефективне обмінювання інформацією.
4. **Координація ресурсів**: Організаційна структура дозволяє керівнику проєкту ефективно розподіляти ресурси між членами команди, щоб забезпечити виконання задач у встановлені терміни та з дотриманням бюджету.
5. **Гнучкість та адаптація**: Структура проєкту має бути достатньо гнучкою, щоб реагувати на зміни у проєкті та швидко адаптуватися до нових обставин.

Організаційна структура команди по проєкту ПС Східна в компанії ТОВ «ТЕ-ТРЕЙД» має такий вигляд:



Відповідно до структуртури обов'язки команди проєкти в реалізаціє проєкта:

1. Керівник проєкту (Project Manager)

Загальна роль: Керівник проєкту є основною фігурою в управлінні проєктом. Він відповідає за загальну координацію, управління ресурсами, планування, контроль прогресу та комунікацію між всіма учасниками. Керівник проєкту слідкує за тим, щоб завдання виконувались відповідно до встановленого графіка, бюджету та вимог.

Основні обов'язки:

Планування проєкту: Розробка детального плану проєкту, включаючи графік робіт, бюджет та розподіл ресурсів.

Управління командою: Координація роботи команди, постановка завдань для кожної ролі, мотивування та підтримка співробітників.

Управління ризиками: Визначення можливих ризиків проєкту, їх оцінка та розробка плану дій для мінімізації їхнього впливу.

Контроль виконання: Регулярне відстеження прогресу проєкту, аналіз відхилень та коригування плану за необхідності.

Комунікація: Зв'язок з усіма учасниками проєкту, організація регулярних зустрічей.

Звітність: Керівник проєкту підзвітний керівництву компанії.

2. Інженери

Загальна роль: Інженери займаються технічним забезпеченням проєкту, включаючи налаштування обладнання та виконання тестів. Вони забезпечують готовність обладнання до роботи та його відповідність технічним вимогам проєкту.

Основні обов'язки:

Налаштування обладнання: Виконання налаштувань обладнання, відповідно до технічної специфікації та вимог проєкту.

Технічна підтримка: Перевірка виконання робіт монтажників згідно з проєктною документацію та підтримка програмістів у питаннях інтеграції обладнання з програмним забезпеченням.

Тестування: Проведення тестування обладнання на відповідність вимогам безпеки та працездатності.

Документація: Підготовка технічної документації, звітів про тестування, опис робіт та інструкцій з використання обладнання.

Звітність: Інженери підпорядковуються керівнику проєкту та керівництву компанії.

3. Програмісти

Загальна роль: Програмісти розробляють та налаштовують програмне забезпечення для автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління. Вони відповідають за створення інтерфейсів користувача (мнемосхем) та забезпечення стабільної роботи програмного забезпечення.

Основні обов'язки:

Створення мнемосхем: Розробка графічного інтерфейсу (мнемосхем) для візуального відображення стану та параметрів системи.

Налагодження та тестування: Тестування програмного забезпечення для виявлення та виправлення помилок, а також забезпечення його відповідності вимогам.

Підтримка та технічна документація: Забезпечення підтримки програмного забезпечення, оновлення та написання супроводжувальної документації для користувачів.

Звітність: Програмісти підпорядковуються керівнику проєкту та співпрацюють з інженерами для інтеграції ПЗ з обладнанням.

4. Монтажники

Загальна роль: Монтажники відповідає за фізичний монтаж, встановлення та підключення обладнання на об’єкті.

Основні обов’язки:

Монтаж: Монтаж матеріалів та встановлення обладнання на об’єкті згідно з проєктною документації’.

Підключення електричних з'єднань: Забезпечення правильного підключення та інтеграції обладнання до електричної мережі.

Відповідність нормам безпеки: Дотримання норм Правил безпечної експлуатації електроустановок при виконанні монтажних робіт в електроустановках Замовника.

Звітність: Електротехнічний персонал підпорядковується керівнику проєкту та взаємодіє з інженерами.

5. Закупівельник

Загальна роль: Закупівельник відповідає за придбання необхідних матеріалів, обладнання та послуг для реалізації проєкту. Він займається пошуком постачальників, проведенням закупівель, а також забезпеченням доставки необхідних ресурсів у відповідний час.

Основні обов’язки:

Пошук постачальників: Проведення аналізу ринку для пошуку постачальників, які можуть надати необхідне обладнання та матеріали за оптимальною ціною та умовами.

Узгодження умов контрактів: Переговори з постачальниками для узгодження умов поставок, цін, строків доставки та інших умов.

Оформлення закупівель: Підготовка документів для проведення закупівель, оформлення договорів та контроль процесу закупівель.

Контроль строків поставок: Забезпечення своєчасної доставки всього необхідного для реалізації проєкту, а також взаємодія з постачальниками у разі затримок або проблем з якістю товарів.

Бюджетний контроль: Контроль за дотриманням бюджету закупівель, включаючи ведення обліку витрат і звітування перед керівником проєкту.

Звітність: Закупівельник підпорядковується керівництву компанії та керівнику проєкту, підтримує комунікацію з іншими членами команди, щоб забезпечити наявність ресурсів для вчасного виконання завдань.

Таблиця 3.1.**RACI-матриця для проєкту:**

Завдання	**Керівник проєкту**	**Інженери**	**Програміст**	**Монтажники**	**Закупівельник**
Координація робіт	A	R	R	R	C
Налаштування обладнання	C	R	C	I	I
Розробка програмного забезпечення	I	C	R	I	I
Створення мнемосхем	I	C	R	I	I

Монтаж та підключення обладнання	C	I	I	R	I
Тестування обладнання та системи	A	R	R	R	I
Підготовка звітності	R	I	I	I	I
Закупівля обладнання та матеріалів	C	I	I	I	R
Пошук постачальників	I	I	I	I	R
Контроль доставки та наявності ресурсів	C	I	I	I	R

R (Responsible) – відповідальний.

A (Accountable) – звітний.

C (Consulted) – консультований.

I (Informed) – поінформований.

3.3 **Управління ризики**

Управління ризиками є важливим елементом успішного впровадження проєкту автоматизованої системи диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на високовольтній підстанції. Ризики можуть виникнути на різних етапах реалізації, і ефективне управління ними допоможе уникнути затримок, перевищення бюджету або технічних проблем. Для управління ризиками при впровадженні такого проєкту потрібно розуміти, а саме:

1. Ідентифікація ризиків

На першому етапі важливо виявити всі можливі ризики, які можуть вплинути на реалізацію проєкту. Для цього можна провести аналіз проєкту, попередній досвід впровадження подібних проєктів та опридилити найпоширеніші ризики для проєкту АСДТУ:

Технічні ризики: неполадки в обладнанні, збої у програмному забезпеченні при інтеграції в систему.

Фінансові ризики: перевищення бюджету, неочікувані витрати на закупівлю обладнання чи додаткові послуги.

Ризики часу: затримки у доставці матеріалів та обладнання, затримки через відсутність доступу до об'єкта, збої у графіку через недоступність персоналу.

Ризики безпеки: робота персоналу на об’єкті критичної інфраструктури який може бути під ударом у зв’язку з війною в країні .

Ризики людського фактору: не якісне виконання робіт персоналом, виконання робіт не згідно проєкта.

2. Оцінка ризиків

Для кожного виявленого ризику необхідно оцінити ймовірність його настання та потенційний вплив на проєкт. Це дозволить зосередити зусилля на

тих ризиках, які мають найбільшу ймовірність або вплив на проєкт. Результати оцінки можна відобразити у вигляді матриці ризиків:

Низький ризик: незначний вплив на проєкт та низька ймовірність виникнення.

Середній ризик: середній вплив на проєкт або помірна ймовірність виникнення.

Високий ризик: суттєвий вплив на проєкт та висока ймовірність виникнення.

3. Розробка стратегії управління ризиками

Для кожного ризику визначаємо підходящу стратегію управління. Основні стратегії управління ризиками включають:

Уникнення: внесення змін у план проєкту для усунення ризику (наприклад, обрати інше обладнання чи технологію, якщо виявлено проблеми з надійністю).

Зменшення: заходи для зменшення ймовірності або впливу ризику (наприклад, резервний план для неполадок у програмному забезпеченні, регулярне тестування).

Перенесення: передача ризику на іншу сторону (наприклад, укладання договору страхування або передача частини робіт підряднику).

Прийняття: у разі, якщо ризик неможливо усунути або його вплив не є критичним, проєктна команда може прийняти його як допустимий.

4. Розробка плану реагування на ризики

На цьому етапі розробляємо детальний план дій для кожного з ризиків з високим і середнім рівнем. План повинен містити:

Конкретні дії, які слід виконати для мінімізації впливу ризику або його запобігання.

Відповідальних осіб, які будуть відповідати за управління цим ризиком.

Часові рамки виконання дій.

Ресурси, необхідні для реалізації заходів (наприклад, додаткове фінансування або інструменти).

5. Моніторинг та контроль ризиків

Управління ризиками — це безперервний процес, тому необхідно регулярно перевіряти і переглядати ризики. Це допомагає оперативно реагувати на нові загрози або зміни в умовах проєкту. Моніторинг ризиків включає:

Постійне спостереження за відомими ризиками та виконання заходів реагування.

Виявлення нових ризиків і їхня оцінка.

Оновлення плану ризиків та коригування стратегії управління у випадку зміни умов або обставин проєкту.

Під час реалізації проєкта ПС СХІДНА, ми мали вже опит реалізацій проєктів під час діє воєнного стану, тому застосувало його для розуміння ризиків та стратегії управління:

Табл. 3.2 Оцінка ризиків

Ризик	Оцінка	Стратегія управління	План дій
Терміни виконання	Високий	Зменшення	Постійний контроль графіка виконання робіт та поставки обладнання з матеріалами, перенесення робіт відповідно до поставок
Відмова обладнання під час запуску	Високий	Зменшення	Домовленість з постачальники про рекламацію у разі необхідності,

			тестування кожної одиниці перед запуском
Затримка поставки обладнання та матеріалів	Високий	Перенесення	Вибір кількох постачальників матеріалів, на обладнання планування резервного часу на поставку
Недостатня кваліфікація персоналу під час виконання монтажних робіт	Середній	Зменшення	Контроль робіт по дотриманню норм та проєктної документації
Загроза безпеці персоналу	Високий	Зменшення	Дотримання норм безпеки при повітряних тривогах
Мобілізація	Високий	Прийняття	Переформатування бригад для виконання робіт або залучення субпідрядника
Перевищення бюджету	Середній	Прийняття або Зменшення	Контроль за витратами, перегляд плану закупівель та оплати за виконання робіт

Також для управління ризиками менеджер проєкта використовував SWOT-аналіз, який представляє такі можливості **:**

Максимізація сильних сторін: Використання сильних стороніни для пом'якшення слабких сторін.

Мінімізація слабких сторін: Розробка стратегій, щоб мінімізувати вплив слабких сторіну.

Використання можливостей: Можливості для покращення управління ризиками.

Захист від загроз: Плани реагування на загрози, щоб зменшити їхній вплив на проєкт.

Табл.3.3 SWOT аналіз ризиків

Сильні сторони	Слабкі сторони
- Високий рівень кваліфікації персоналу, що дозволяє зменшити ймовірність технічних помилок та підвищити якість впровадження. - Використання сучасних технологій та перевірених рішень для АСДТУ, що підвищує надійність і безпеку системи. - Підтримка з боку керівництва компанії та доступ до фінансування, що забезпечує стабільність реалізації. - Наявність планів управління ризиками, які охоплюють основні загрози.	- Обмежений бюджет та часові рамки можуть призвести до недостатнього резервування на випадок виникнення непередбачуваних проблем. - Недостатня досвідченість команди в роботі з конкретною технологією або обладнанням може збільшити ризик помилок. - Залежність від окремих постачальників обладнання, що збільшує ризик затримок у поставках та термінів реалізацаї. - Складність інтеграції нового обладнання з існуючою

	інфраструктурою, що може призвести до технічних збоїв.
Можливості	Загрози
- Залучення субпідрядних організації може зменшити ризик виникнення проблем через відсутність персоналу. - Використання аналогів обладнання може підвищити терміни реалізації проєкта через доступність. - Співробітництво з декількома постачальниками , зменшує ризики затримок - Доступ до додаткового фінансування або підтримки від зацікавлених сторін може створити резерви для управління непередбачуваними ризиками.	- Затримки у поставках обладнання або неполадки можуть призвести до перевищення термінів проєкту. - Ризики, пов'язані з безпекою персонала, можуть загрожувати здоров'ю, якщо не дотримуватись норм безпеки. - Непередбачувані зміни в регуляторних або правових вимогах можуть вплинути на планування і реалізацію проєкту. - Недостатня підтримка з боку співробітників. - Економічні ризики, такі як підвищення курсу валют або зміна цін на обладнання, можуть призвести до перевищення бюджету. - Мобілізація персоналу

ВИСНОВОК

Впровадження автоматизованих систем диспетчерського технологічного управління (АСДТУ) на підстанціях в Україні є критично важливим кроком на шляху модернізації енергетичної інфраструктури та підвищення її надійності в сучасних реаліях країни, ефективності та безпеки. В умовах зростаючого попиту на електроенергію, посилення вимог до стабільності та безперебійності постачання, а також прагнення інтеграції в європейську енергетичну мережу, актуальність впровадження АСДТУ важко переоцінити.

Основні переваги впровадження АСДТУ:

1. **Підвищення надійності та стабільності енергопостачання**:

   Автоматизовані системи дозволяють швидше виявляти та реагувати на аварійні ситуації, що знижує ймовірність масштабних відключень електроенергії та підвищує стабільність системи. Завдяки функціям моніторингу в режимі реального часу диспетчери можуть отримувати дані про стан обладнання на кожній підстанції, що дозволяє швидко усувати несправності.

   Підвищена стабільність енергопостачання сприятиме розвитку промисловості, інфраструктури та підвищенню якості життя населення, яке залежить від безперервного електропостачання.

2. **Оптизація управління та зменшення експлуатаційних витрат**:

   АСДТУ дозволяє централізовано керувати підстанціями, що зменшує потребу в численному персоналі на кожній окремій підстанції та оптимізує витрати на обслуговування. Автоматизація процесів сприяє зниженню витрат на технічне обслуговування, оскільки система дозволяє передбачити можливі несправності завдяки регулярному моніторингу й обробці даних. Віддалене керування та автоматичний контроль параметрів роботи зменшують потребу в виїздах технічного персоналу на об’єкти, що також сприяє економії ресурсів.

3. **Синхронізація з європейськими стандартами**:

   Впровадження АСДТУ дозволить відповідати технічним і регуляторним вимогам Європейського Союзу, що сприятиме підготовці України до інтеграції її енергетичної системи з європейською енергомережою. Підвищення стандартів управління та безпеки енергетичних систем, яке супроводжуватиме впровадження АСДТУ, відповідатиме зобов'язанням України за міжнародними договорами та відкриє можливості для подальшого розвитку співпраці з ЄС.

4. **Зниження навантаження**:

   АСДТУ дозволяє краще контролювати навантаження на підстанції, запобігаючи перевантаженням та скорочуючи втрати електроенергії в мережі. Зменшення потреби в аварійних ремонтах, менш часті виїзди обслуговувального персоналу та зниження аварійності.

Виклики та кроки для успішного впровадження:

1. **Фінансування та інвестиції**:

   Впровадження АСДТУ вимагає значних інвестицій, тому залучення зовнішніх інвесторів, міжнародних кредитних організацій, а також державна підтримка є важливими для реалізації таких проєктів.

   Інвестиції необхідні не тільки для придбання обладнання та програмного забезпечення, але й для покриття витрат на модернізацію інфраструктури, навчання персоналу та підвищення кібербезпеки.

2. **Кваліфікація та підготовка персоналу**:

   Для ефективного використання АСДТУ потрібен висококваліфікований персонал, здатний працювати з новими технологіями, тому необхідно організувати комплексні навчальні програми для диспетчерів та технічного персоналу.

Навчання має охоплювати не лише технічні аспекти роботи з АСДТУ, але й питання кібербезпеки, оскільки з автоматизацією збільшується ризик кібератак.

3. **Інфраструктурна модернізація**:

   У процесі впровадження АСДТУ важливо модернізувати або замінити застаріле обладнання на підстанціях, яке не підтримує нові стандарти автоматизації та дистанційного управління.

   Для ефективної інтеграції АСДТУ необхідно забезпечити сумісність між обладнанням різних підстанцій, а також побудувати надійну систему передачі даних для управління та моніторингу.

4. **Кібербезпека та захист даних**:

   Зі зростанням рівня автоматизації зростає й уразливість енергетичної системи до кіберзагроз, що ставить вимогу забезпечення надійного захисту від кібератак.

   Важливими аспектами є впровадження сучасних рішень з кібербезпеки, таких як шифрування даних, системи моніторингу кіберзагроз та регулярне тестування на проникнення, щоб забезпечити надійний захист системи від несанкціонованого доступу.

ДЖЕРЕЛА

1. Пристрої та системи телекерування. Частина 6-503. Протоколи телекерування, сумісні із стандартами ISO і рекомендаціями ITU-T. Послуги та протокол TASE.2. (IEC 60870-6-503:2002, IDT): ДСТУ IEC 60870-6-503:2014. – [Чинний від 2014-12-29]. – К.: Мінекономрозвитку України, 2014. – VIII, 112 с. – (Національний стандарт України) – Переклад і науково-технічне редагування Лавренова Д. Л., к.т.н., Яндульський О. С., проф., д.т.н. (науковий керівник).
2. Пристрої та системи телекерування. Частина 6-802. Протоколи телекерування, сумісні із стандартами ISO і рекомендаціями ITU-T. Об’єктні моделі TASE.2. (IEC 60870-6-802:2005): ДСТУ IEC 60870-6-802:2014. – [Чинний від 2014-12-02]. – К.: Мінекономрозвитку України, 2014. – VI, 76 с. – (Національний стандарт України) Переклад і науково-технічне редагування Лавренова Д. Л., к.т.н., Яндульський О. С., проф., д.т.н. (науковий керівник).
3. Системи автоматизації підстанцій на основі стандарту IEC 61850
4. Пристрої та системи телекерування. Частина 5-601. Випробування на відповідність для стандартів, пов’язаних із IEC 60870-5-101. (IEC/TS 60870-5-601:2006): ДСТУ IEC/TS 60870-5-601:2014. – [Чинний від 2014-12-02]. – К.: Мінекономрозвитку України, 2014. – VI, 76 с. – (Національний стандарт України) Переклад і науково-технічне редагування Лавренова Д. Л., к.т.н., Яндульський О. С., проф., д.т.н. (науковий керівник).
5. Керування енергосистемами та відповідний інформаційний обмін. Безпека даних та зв’язку. Частина 1. Безпека зв’язку мережі та системи. Введення в питання безпеки. (IEC/TS 62351-1:2007): ДСТУ IEC/TS 62351-1:2014. – [Чинний від 2014-12-02]. – К.: Мінекономрозвитку України, 2014. – IV, 26 с. – (Національний стандарт України) Переклад і науково-технічне редагування Лавренова Д. Л., к.т.н., Яндульський О. С., проф., д.т.н. (науковий керівник).
6. Проектування систем автоматизації. Автор Трегуб В.Г. 2019 рік.

7. Управління програмами та портфелями проєктів, офіс управління проєктами. Конспект лекцій / Бушуєв С.Д. , Бойко Є.Г. – 2018.
8. Автоматизовані Системи Диспетчерського Управління В. М. Охріменко Харків ХНУМГ ім. О. М. Бекетова 2022
9. Руководство к своду знаний по управлению проектами PMBOK 7.
10. Правила Улаштування Електроустановок Київ 2017
11. Microsoft Project 2016 Методологія і практика LEO Consulting, Київ
12. Автоматизовані системи управління технологічними процесами Єремєєв І.С. Кисельов В.Б. 2022
13. Основи управління проєктами Джозеф Хігні 2022
14. Интегрированные системы проектирования и управления. SCADA.
15. Practical SCADA for Industry Дэвид Бейли, Эдвин Райт 2003
16. Ільїна, О.Н. Системний підхід до управління проєктами в організації : Монографія / О.М. Ільїна. - М .: Креативна економіка
17. "Substation Automation Handbook" by Klaus-Peter Brand, Volker Lohmann, and Wolfgang Wimmer.

Рис. 2.1. Слайд 1

Рис. 2.2. Слайд 2

Рис. 2.3. Слайд 3

Рис. 2.4. Слайд 4

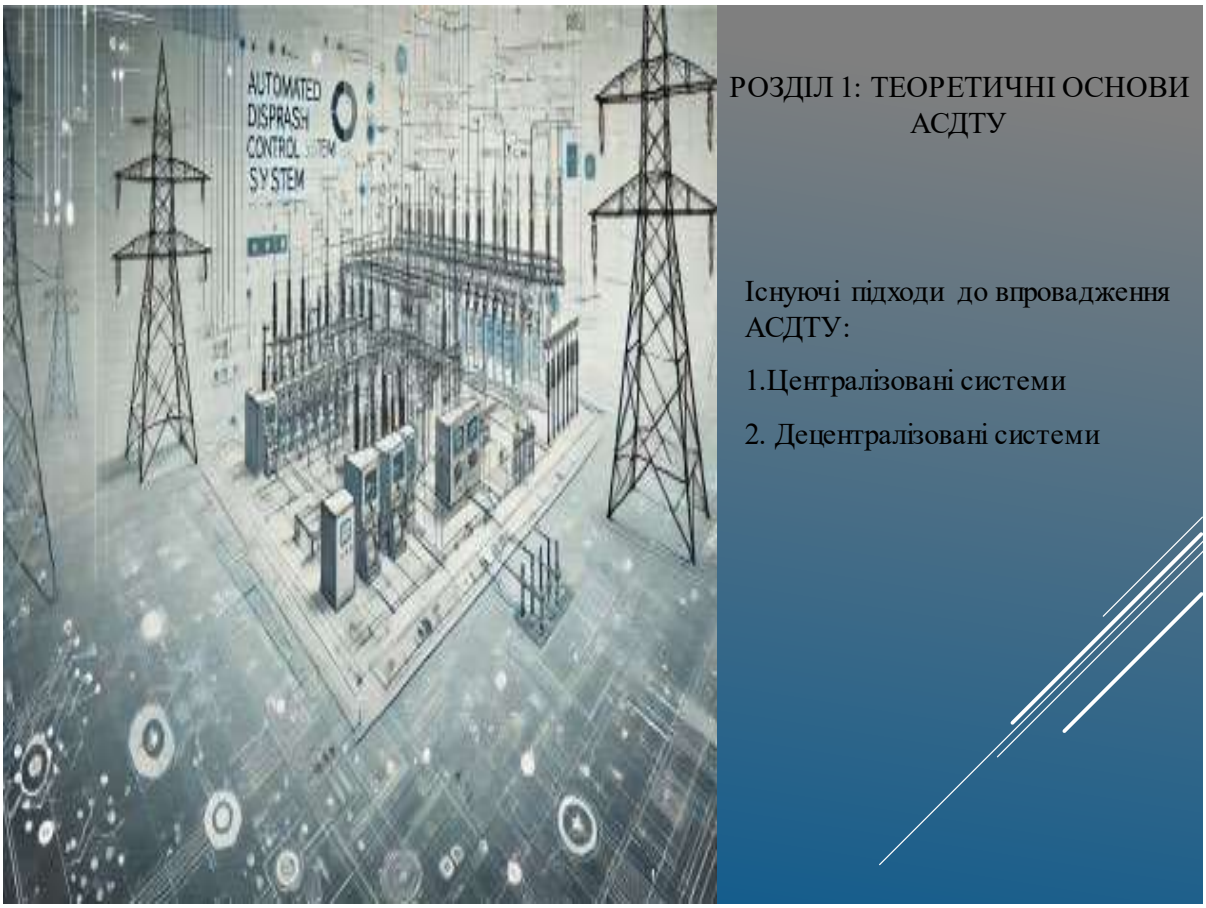


Рис. 2.5. Слайд 5

Рис. 2.6. Слайд 6

РОЗДІЛ 2: ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТА АСДТУ НА ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ПІДСТАНЦІЇ

ЗАЦІКАВЛЕНІ СТОРОНИ ПРОЄКТА

- 1. Замовник
- 2. Підрядник
- 3.Оператор диспетчерського центру
- 4. Технічний персонал підстанції
- 5. Регулюючі органи та державні структури
- 6. Постачальники обладнання

Рис. 2.7. Слайд 7

РОЗДІЛ 2: ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТА АСДТУ НА ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ПІДСТА НЦІЇ

СТАТУТ ПРОЕКТУ

- 1.Назва проекту: Будівельно -монтажні та пусконалагоджувальні роботи згідно робочого проекту "Реконструкція АСДУ ПС -110 кВ “Східна” Хмельницької області. Телемеханізація."
- 2.Опис проекту:
- Проект передбачає «Реконструкція автоматизованої системи диспетчерського управління (АСДУ) ПС -110кВ "Східна" м. Хмельницький Хмельницької області. Система АСДУ призначена для організації диспетчерського контролю стану комутаційного та силового обладнання підстанцій, управління схемою підстанцій і контролю розподілення ресурсів енергосистеми. системою
- 3.Цілі проекту:
- 4. Обсяг проекту
- 5. Ключові учасники проекту:
- 6. Ключові результати проекту:
- 7. Обмеження:
- 8. Бюджет :Загальний бюджет проекту складає 6 496 975,21 грн без ПДВ
- 9. Ключові ризики:
- 10. Показники успішності проекту:
- 11. Підписання та затвердження:
- Проект офіційно затверджений і може бути розпочатий.
- Директор: _____ Дата: _____
- Проектний менеджер: _____ Дата: _____

Рис. 2.8. Слайд 8

РОЗДІЛ 2: ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЄКТА АСДТУ НА ВИСОКОВОЛЬТНІЙ ПІДСТАНЦІЇ

2.4. ПЛАНУВАННЯ ПРОЄКТА

- 1. ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ
- 2.WBS структура для реалізаціє проєкта

- 1. Монтажні роботи.
- 1.1. Підготовка об’єктів автоматизації до введення системи.
- 1.1.1 Виконання робіт з організаційної підготовки об’єктів автоматизації до введення системи в дію, включаючи: реалізацію прав по організаційній структурі системи; забезпечення підрозділів об’єктів управління інструктивно-методичними матеріалами.
- 1.1.2 Прорізання отворів для кабельних вводів нових кабелів. Додаткова електрична перевірка існуючих кабелів. Контрольний огляд кабелів. Маркування існуючих кабелів телемеханіки.
- 1.1.3 Підготовка струмових кіл для встановлення цифрових технологічних вимірювальних приладів телемеханіки.
- 1.1.4 Підготовка місць для встановлення клемних колодок та реле.
- 1.1.5 Підготовка місць для встановлення шаф і прокладки нових кабельних ліній
- 1.2. Комплектація системи виробами, які поставляються
- 1.2.1 Постачання комплектуючих виробів серійного і одиничного виробництва, матеріалів і монтажних виробів.
- 1.2.2 Проведення вхідного контролю їх якості.
- 1.3. Монтажні роботи
- 1.3.1 Виконання робіт по монтажу технічних засобів і ліній зв’язку.
- 1.3.2 Випробування змонтованих технічних засобів.
- 1.3.3 Здача технічних засобів для проведення пусконалагоджувальних робіт.
- 2. Введення системи в роботу
- 2.1. Пусконалагоджувальні роботи
- 2.1.1 Автономна наладка технічних і програмних засобів, завантаження інформації в базу даних і перевірка системи її ведення.
- 2.1.2 Комплексна наладка усіх засобів системи.
- 2.2. Проведення попередніх випробувань
- 2.2.1 Проведення випробувань системи на працездатність і відповідність ТЗ згідно програми і методики попередніх випробувань.
- 2.2.2 Усунення недоліків і внесення змін в документацію на систему, зокрема експлуатаційну відповідно до протоколу випробувань
- 2.2.3 Оформлення акту про прийняття системи в дослідну експлуатацію.
- 2.3. Проведення приймальних випробувань
- 2.3.1 Проведення випробувань на відповідність ТЗ згідно програмі і методиці приймальних випробувань.
- 2.3.2 Аналіз результатів випробувань системи і усунення недоліків, виявлених при випробуваннях.
- 2.3.3 Оформлення акту про прийняття системи в постійну (промислову) експлуатацію.

Рис. 2.9. Слайд 9

РОЗДІЛ 3: УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТОМ
3.1 УПРАВЛЯННЯ ЗМІСТОМ ПРОЄКТА

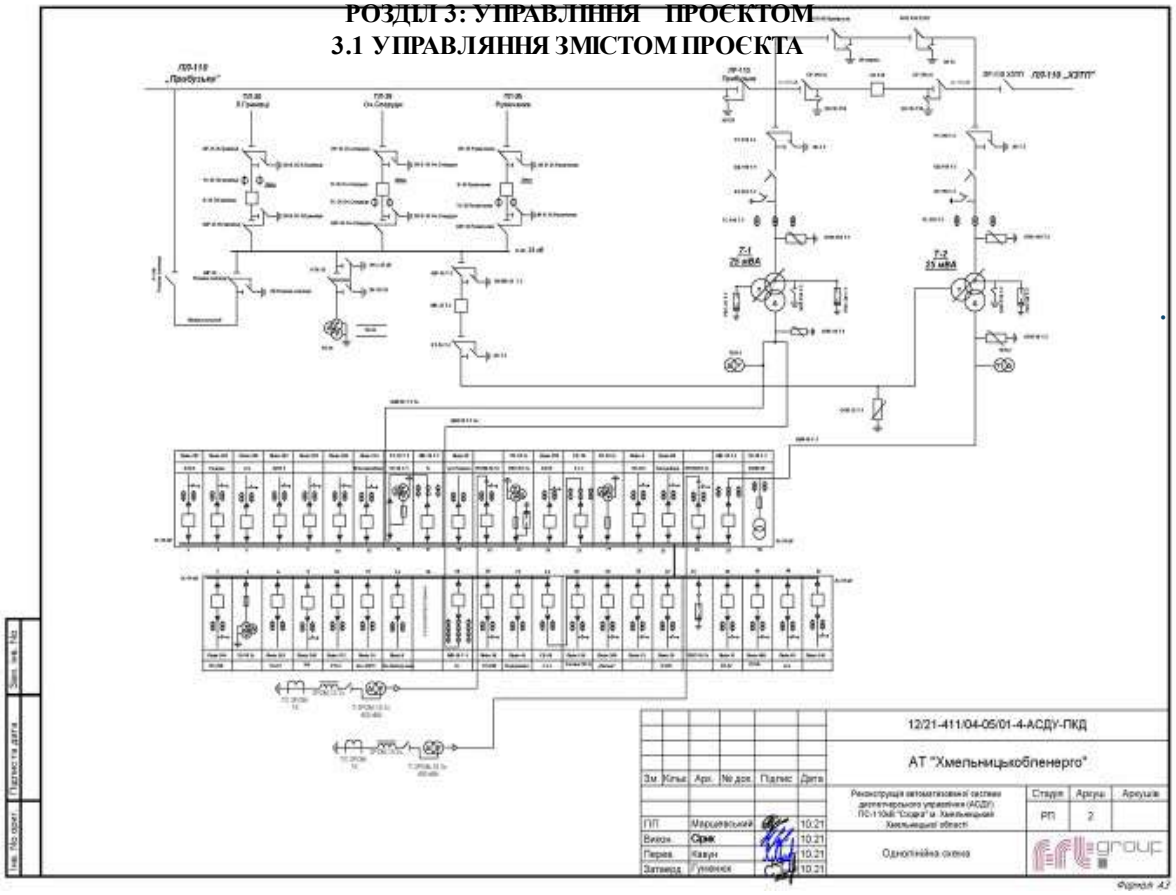
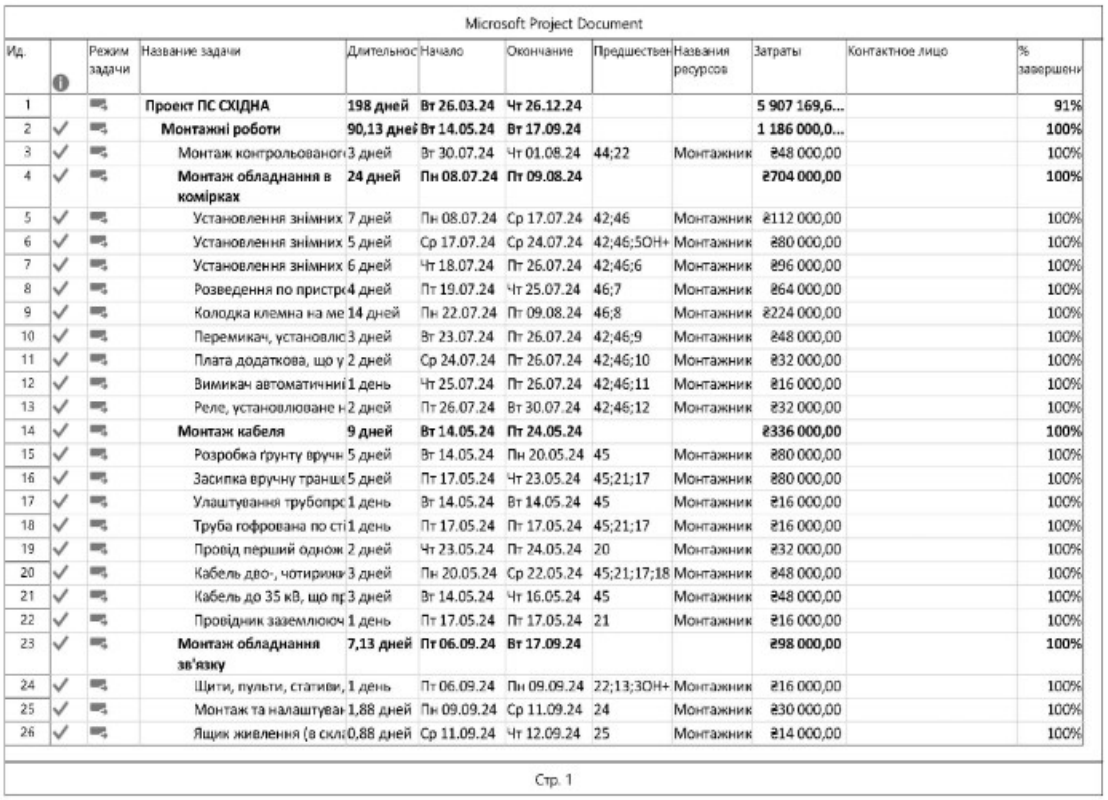


Рис. 2.10. Слайд 10



Microsoft Project Document

Ид.		Режим задачи	Название задачи	Длительнос	Начало	Окончание	Предшествен	Названия ресурсов	Затраты	Контактное лицо	% завершени
1			**Проект ПС СХІДНА**	**198 дней**	**Вт 26.03.24**	**Чт 26.12.24**			**5 907 169,6...**		**91%**
2	✓		**Монтажні роботи**	**90,13 дней**	**Вт 14.05.24**	**Вт 17.09.24**			**1 186 000,0...**		**100%**
3	✓		Монтаж контрольованої	3 дней	Вт 30.07.24	Чт 01.08.24	44;22	Монтажник	₴48 000,00		100%
4	✓		**Монтаж обладнання в комірках**	**24 дней**	**Пн 08.07.24**	**Пт 09.08.24**			**₴704 000,00**		**100%**
5	✓		Установлення знімних	7 дней	Пн 08.07.24	Ср 17.07.24	42;46	Монтажник	₴112 000,00		100%
6	✓		Установлення знімних	5 дней	Ср 17.07.24	Ср 24.07.24	42;46;5ОН+	Монтажник	₴80 000,00		100%
7	✓		Установлення знімних	6 дней	Чт 18.07.24	Пт 26.07.24	42;46;6	Монтажник	₴96 000,00		100%
8	✓		Розведення по пристр	4 дней	Пт 19.07.24	Чт 25.07.24	46;7	Монтажник	₴64 000,00		100%
9	✓		Колодка клемна на ме	14 дней	Пн 22.07.24	Пт 09.08.24	46;8	Монтажник	₴224 000,00		100%
10	✓		Перемикач, установлю	3 дней	Вт 23.07.24	Пт 26.07.24	42;46;9	Монтажник	₴48 000,00		100%
11	✓		Плата додаткова, що у	2 дней	Ср 24.07.24	Пт 26.07.24	42;46;10	Монтажник	₴32 000,00		100%
12	✓		Вимикач автоматичний	1 день	Чт 25.07.24	Пт 26.07.24	42;46;11	Монтажник	₴16 000,00		100%
13	✓		Реле, установлюване н	2 дней	Пт 26.07.24	Вт 30.07.24	42;46;12	Монтажник	₴32 000,00		100%
14	✓		**Монтаж кабеля**	**9 дней**	**Вт 14.05.24**	**Пт 24.05.24**			**₴336 000,00**		**100%**
15	✓		Розробка ґрунту вручн	5 дней	Вт 14.05.24	Пн 20.05.24	45	Монтажник	₴80 000,00		100%
16	✓		Засипка вручну транш	5 дней	Пт 17.05.24	Чт 23.05.24	45;21;17	Монтажник	₴80 000,00		100%
17	✓		Улаштування трубопр	1 день	Вт 14.05.24	Вт 14.05.24	45	Монтажник	₴16 000,00		100%
18	✓		Труба гофрована по сті	1 день	Пт 17.05.24	Пт 17.05.24	45;21;17	Монтажник	₴16 000,00		100%
19	✓		Провід перший однож	2 дней	Чт 23.05.24	Пт 24.05.24	20	Монтажник	₴32 000,00		100%
20	✓		Кабель дво-, чотирижи	3 дней	Пн 20.05.24	Ср 22.05.24	45;21;17;18	Монтажник	₴48 000,00		100%
21	✓		Кабель до 35 кВ, що пр	3 дней	Вт 14.05.24	Чт 16.05.24	45	Монтажник	₴48 000,00		100%
22	✓		Провідник заземлюоч	1 день	Пт 17.05.24	Пт 17.05.24	21	Монтажник	₴16 000,00		100%
23	✓		**Монтаж обладнання зв'язку**	**7,13 дней**	**Пт 06.09.24**	**Вт 17.09.24**			**₴98 000,00**		**100%**
24	✓		Щити, пульти, стативи,	1 день	Пт 06.09.24	Пн 09.09.24	22;13;3ОН+	Монтажник	₴16 000,00		100%
25	✓		Монтаж та налаштуван	1,88 дней	Пн 09.09.24	Ср 11.09.24	24	Монтажник	₴30 000,00		100%
26	✓		Ящик живлення (в скл	0,88 дней	Ср 11.09.24	Чт 12.09.24	25	Монтажник	₴14 000,00		100%

Стр. 1

Рис. 2.11. Слайд 11

Microsoft Project Document

Ид.		Режим задачи	Название задачи	Длительнос	Начало	Окончание	Предшествен	Названия ресурсов	Затраты	Контактное лицо	% завершени
27	✓		Акумулятор лужний од	0,38 дней	Чт 12.09.24	Чт 12.09.24	26	Монтажник	₴6 000,00		100%
28	✓		Установлення знімних	0,38 дней	Чт 12.09.24	Пт 13.09.24	27	Монтажник	₴6 000,00		100%
29	✓		Вимикач автоматичний	0,38 дней	Пт 13.09.24	Пт 13.09.24	28	Монтажник	₴6 000,00		100%
30	✓		Антена приймально-пе	0,88 дней	Пт 13.09.24	Пн 16.09.24	29	Монтажник	₴14 000,00		100%
31	✓		Грозозахист для повіт	0,38 дней	Пн 16.09.24	Вт 17.09.24	30	Монтажник	₴6 000,00		100%
32			**ПНР**	**35,88 дней**	**Вт 29.10.24**	**Вт 17.12.24**			**₴216 000,00**		**0%**
33			ВСПИ по ВЛ. Система тел	5 дней	Вт 29.10.24	Вт 05.11.24	31ОН+30 д	Інженери	₴24 000,00		0%
34			ВСПИ по ВЛ. Система тел	5,13 дней	Вт 05.11.24	Вт 12.11.24	33	Інженери;П	₴40 000,00		0%
35			ВСПИ по ВЛ. Система тел	5,13 дней	Вт 12.11.24	Вт 19.11.24	34	Інженери;П	₴40 000,00		0%
36			ВСПИ по ВЛ. Система тел	5,13 дней	Вт 19.11.24	Вт 26.11.24	35	Інженери;П	₴40 000,00		0%
37			ВСПИ по ВЛ. Канали теле	5 дней	Вт 26.11.24	Вт 03.12.24	36;47	Інженери	₴24 000,00		0%
38			Модуль зв'язку з апарату	5 дней	Вт 03.12.24	Вт 10.12.24	37	Інженери	₴24 000,00		0%
39			ВСПИ по ВЛ. Тракти і кан	5 дней	Вт 10.12.24	Вт 17.12.24	38	Інженери	₴24 000,00		0%
40			**Постачання матеріалів та обладнання**	**198 дней**	**Вт 26.03.24**	**Чт 26.12.24**			**4 505 169,62 ₴**		**98%**
41	✓		Отримання авансу	15 дней	Вт 26.03.24	Пн 15.04.24		Менеджер	₴0,00		100%
42	✓		Обладнання в комірки	60 дней	Пн 15.04.24	Пн 08.07.24	41	Автоматичн	1 057 747,9...	Менеджер по закупкам	100%
43	✓		Радіо обладнання	30 дней	Пн 15.04.24	Пн 27.05.24	41	Обладнанн	₴376 147,20	Менеджер по закупкам	100%
44	✓		Шафа ТМ	90 дней	Пн 15.04.24	Пн 19.08.24	41	КП ТМ RTU	2 493 541,2...	Менеджер по закупкам	100%
45	✓		Кабельно праводнікова г	35 дней	Пн 15.04.24	Пн 03.06.24	41	Кабель ВВГ	₴355 576,65	Менеджер по закупкам	100%
46	✓		Матеріали для монтажних робіт	45 дней	Пн 15.04.24	Пн 17.06.24	41	HSS 1.6-4.8 EL Y 30м	₴42 135,00	Менеджер по закупкам	100%
47	✓		Програмне забезпечення	60 дней	Пн 15.04.24	Пн 08.07.24	41	Розширенн	₴170 421,60	Менеджер по закупкам	100%
48			**Здача об'єкта замовнику**	**7 дней**	**Ср 18.12.24**	**Чт 26.12.24**			**₴9 600,00**		**0%**
49			Передача виконачої до	2 дней	Ср 18.12.24	Чт 19.12.24	39	Інженери	₴9 600,00		0%
50			Підписання актів вико	5 дней	Пт 20.12.24	Чт 26.12.24	49	Менеджер	₴0,00		0%

Стр. 2

Рис. 2.12. Слайд 12

Рис. 2.13. Слайд 13

РОЗДІЛ 3: УПРАВЛІННЯ ПРОЄКТОМ
3.3 УПРАВЛІННЯ РИЗИКИ

Ризик	Оцінка	Стратегіяуправління	Пландій
Терміниивиконання	Високий	Зменшення	Постійнийконтрольграфікавиконання робіт та поставки обладнання з матеріалами перенесенняробітвідповіднодо поставок
Відмоваобладнанняпід час запуску	Високий	Зменшення	Домовленість з постачальники про рекламацію у разі необхідності, тестування кожноїодиниціпередзапуском
Затримка поставки обладнаннята матеріалів	Високий	Перенесення	Вибір кількох постачальників матеріалів, на обладнання планування резервногочасу на поставку
Недостатня кваліфікація персоналу під час виконання монтажнихробіт	Середній	Зменшення	Контрольробітпо дотриманнюнорм та проєктноїдокументації
Загрозабезпеціперсоналу	Високий	Зменшення	Дотримання норм безпеки при повітряних тривогах
Мобілізація	Високий	Прийняття	Переформатування бригад для виконанняробітабо залученнясубпідрядника
Перевищеннябюджету	Середній	Прийняттяабо Зменшення	Контрольза витратами,переглядплану закупівельта оплатиза виконанняробіт

Рис. 2.14. Слайд 14

Рис. 2.15. Слайд 15

Рис. 2.16. Слайд 16