

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра автоматизації енергосистем

До захисту допущено:

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«13» червня 2023 р.

Дипломний проєкт

на здобуття ступеня бакалавра

за освітньо-професійною програмою

«Управління, захист та автоматизація енергосистем»

**спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**на тему: «Автоматизована система технічного обліку електроенергії на
підстанції 110/10 кВ»**

Виконав:

студент IV курсу, групи ЕК-391

Габунія Гванджи Мамукович _____

Керівник:

ст.викл., к.т.н.

Лавренова Дарина Леонідівна _____

Консультант: _____

Рецензент: _____

Засвідчую, що у цьому дипломному проєкті немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ – 2023 року

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Факультет електроенерготехніки та автоматики
Кафедра автоматизації енергосистем

Рівень вищої освіти – перший (бакалаврський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма – «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ Анатолій МАРЧЕНКО

«13» червня 2023 р.

ЗАВДАННЯ

на дипломний проект студенту

Габунії Гванджи Мамуковичу

1. Тема проекту «Автоматизована система технічного обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ», керівник проекту Лавренова Дарина Леонідівна, к.т.н., затверджені наказом по університету від «29» травня 2023 р. №2052-с
2. Термін подання студентом проекту «13» червня 2023р.
3. Вихідні дані до проекту:
електрична схема підстанції 110/10 кВ, специфікація лічильника ВФМ II, специфікація універсального вимірювального приладу SATEC PM130 PLUS.
4. Зміст пояснювальної записки:
Характеристика підстанції 110/10 кВ: опис та аналіз обладнання 110/10 кВ; розрахунок струмів КЗ підстанції; вибір основних електричних апаратів і елементів підстанції.
Автоматизована система технічного обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ: структура та обладнання АСТОЕ; організація локальної мережі АСТОЕ.

Засоби обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ: вибір точок обліку та типів цифрових лічильників електроенергії; вибір цифрових лічильників електроенергії; вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

5. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо):

Головна схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

Структурна схема АСТОЕ для ПС 110/10 кВ

Схема під'єднання лічильника електроенергії в АСТОЕ

6. Дата видачі завдання _____

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту	Термін виконання етапів проекту	Примітка
1	Пошук літературних джерел, аналіз завдання.		
2	Аналіз обладнання ПС, розрахунок струмів короткого замкнення.		
3	Вибір та розрахунок параметрів вимірювальних трансформаторів для під'єднання лічильників електроенергії.		
4	Аналіз та обґрунтування вибору структурних схеми АСТОЕ.		
5	Вибір точок обліку та типів цифрових лічильників електроенергії.		
6	Організація локальної мережі АСТОЕ.		
7	Оформлення пояснювальної записки та підготовка графічного матеріалу.		

Студент

Гванджи ГАБУНІЯ

Керівник

Дарина ЛАВРЕНОВА

ВІДОМІСТЬ ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТУ

№ з/п	Формат	Позначення	Найменування	Кількість листів	Примітка
1	A4		Завдання на дипломний проект	1	
2	A4	141.ЕК39101.001.ДБ	Пояснювальна записка	70	
3	A1	141.ЕК39101.001.ТК	Схема ПС 110/10 кВ	1	
4	A1	141.ЕК39101.001.ТК	Схема АСТОЕ на підстанції	1	
5	A1	141.ЕК39101.001.ТК	Схема під'єднання лічильників на підстанції	1	

					141.ЕК39101.001.ДБ			
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Розроб.</i>		Габунія Г.М.			Відомість дипломного проекту	<i>Арк.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Перевір.</i>		Лавренова Д.Л					3	1
<i>Реценз.</i>						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-391		
<i>Н. Контр.</i>		Настенко Д.В						
<i>Затверд.</i>		Марченко А.А						

Пояснювальна записка
до дипломного проекту
на тему: «Автоматизована система технічного обліку електроенергії на
підстанції 110/10 кВ»

Київ – 2023 року

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка виконана на 70 аркушах, містить 8 таблиць, 20 рисунків, має 10 бібліографічних посилань. Графічна частина складається з 3 креслеників.

Об'єкт роботи: підстанція 110/10 кВ.

Предмет роботи: автоматизована система технічного обліку електроенергії.

Мета роботи: створення автоматизованої системи технічного обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ на основі багатофункціональних цифрових лічильників фірми Satoc.

Перелік ключових слів: ОБЛІК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ, АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ (АСТОЕ), ЦИФРОВИЙ ЛІЧИЛЬНИК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						5
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ABSTRACT

The explanatory note is made on 70 sheets, contains 8 tables, 20 figures, has 10 bibliographic references. The graphic part contains 3 drawings.

Object of work: substation 110/10 kV.

Subject of work: automated system of technical accounting of electricity.

Purpose: creating of automated system of technical accounting of electricity at the 110/10 kV substation based on multifunctional digital electricity meters from Satec company.

List of keywords: ELECTRICITY ACCOUNTING AT THE SUBSTATION, AUTOMATED SYSTEM OF TECHNICAL ELECTRICITY ACCOUNTING (ASTEА), DIGITAL ELECTRICITY METER.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		6

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
Вступ.....	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ	13
1.1 Загальні відомості про електричні підстанції.....	13
1.2 1.2 Основні відомості про ПС 110/10 кВ, що розглядається в дипломному проекті.....	16
1.3 Склад основного обладнання підстанції.....	17
1.3.1 Силові трансформатори.....	17
1.3.2 Високовольтні вимикачі.....	19
1.3.3 Роз'єднувачі, заземлювачі.....	22
1.3.4 Розрядники.....	23
1.3.5 Запобіжники.....	24
1.4 Розрахунок струмів КЗ	25
Висновки	30
2 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	31
2.1 Загальні відомості про облік електроенергії	31
2.2 Мета створення системи та її призначення.....	32
2.3 Структура АСТОЕ.....	33
2.4 Опис процесу роботи АСТОЕ.....	34
2.4.1 Загальні положення АСТОЕ	34
2.4.2 Функції, що виконує нижній рівень.....	36
2.4.3 Функції, що виконує верхній рівень	36
2.4.4 Функції, що виконує система забезпечення єдиного часу.....	37
2.5 Опис комплексу технічних засобів	37
2.5.1 Технічні засоби що входять до АСТОЕ.....	37
2.5.2 Склад комплексу технічних засобів нижнього рівня	38
2.5.3 Комплекс технічних засобів СЗЄЧ.....	38
2.5.4 АРМ оперативного персоналу	39
2.6 Опис програмного забезпечення	40

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		7

2.6.1 Програмне забезпечення нижнього рівня.....	40
2.6.2 Програмне забезпечення верхнього рівня	40
2.7 Організація локальної мережі АСТОЕ.....	42
2.7.1 Інтерфейс RS-485	42
2.7.2 Протокол Modbus	46
Висновки	51
3 ЗАСОБИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ.....	52
3.1 Вибір точок обліку та цифрових лічильників електроенергії	52
3.2 Вибір цифрових лічильників електроенергії.....	54
3.3 Вибір серверного обладнання.....	61
3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги	63
3.4.1 Вимірювальні трансформаторів струму	63
3.4.2 Вимірювальні траснформаторів напруги	66
Висновки	67
ВИСНОВКИ.....	68
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	70

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

ADU – application data unit;

PDU – protocol data unit;

АПВ – автоматичне повторне вмикання;

АРМ – автоматизоване робоче місце;

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

АСОЕ – автоматизована система обліку електроенергії;

АСТОЕ – автоматизована система технічного обліку електроенергії;

БЦВП – багатофункціональний цифровий вимірювальний пристрій;

ВН – висока напруга;

ВТН – вимірювальний трансформатор напруги;

ВТС – вимірювальний трансформатор струму;

КЗ – коротке замикання;

КРП – комплектний розподільний пристрій;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – нижня напруга;

ПБЗ – переключення без збудження;

ПЗ – програмне забезпечення;

ПЛ – повітряна лінія;

ПП – підвищувальна підстанція;

ПС – підстанція;

РЗ – релейний захист;

РПН – регулювання під напругою;

РУ – розподільна установка;

СЗЄЧ – система забезпечення єдиного часу;

ТВП – трансформатор власних потреб;

ТН – трансформатор напруги;

ТП – трансформаторна підстанція;

ТС – трансформатор струму.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						9
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

У сучасному світі електроенергія є життєво важливим ресурсом, що забезпечує нормальне функціонування різних галузей економіки та повсякденне життя людей. Раціональне використання та ефективне керування електроенергетичними системами стають невід'ємною частиною стратегічного планування та розвитку держави.

В умовах сучасних викликів та непередбачуваності, таких як військові конфлікти, енергетичні системи можуть зазнавати атак і руйнувань, що тягне за собою серйозні наслідки для енергопостачання та безпеки громадян. Наразі Україна зіткнулася із таким викликом на своїй території. Енергетична система країни не тільки зазнала серйозних атак, а й стала об'єктом руйнування з боку ворога. В таких надважких для всіх умовах важливо враховувати і ефективно розподіляти кожен кіловат електроенергії.

Метою цієї дипломної роботи є розробка та реалізація автоматизованої системи технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) на підстанції, яка враховує як передачу та розподілення електроенергії, так і споживання на власні потреби підстанції. АСТОЕ має стратегічне та оперативне значення для енергетичної системи в цілому, забезпечуючи контроль енергетичних потоків, оптимізацію навантаження, виявлення несправностей та завчасне запобігання аваріям, а також оптимізацію енергетичних процесів. Її впровадження та використання мають низку переваг та значний вплив на енергетичну галузь. Ось кілька основних причин, необхідності АСТОЕ на підстанції:

1. Контроль та облік електроенергії

АСТОЕ забезпечує точний та надійний технічний облік електроенергії на підстанції. Система дозволяє здійснювати моніторинг та реєстрацію енергоспоживання, вимірювати активну та реактивну потужність, а також фіксувати параметри електромережі. Це важливо для обліку енергоресурсів, планування навантаження, оптимізації витрат та виявлення можливих несправностей чи втрат електроенергії.

2. Оптимізація енергетичних процесів

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		11

АСТОЕ дозволяє автоматизувати та оптимізувати роботу електроенергетичної системи. Система здійснює контроль та регулювання електротехнічних параметрів, таких як напруга, струм, частота та потужність з метою підтримки стабільної та ефективної роботи підстанції. Це дозволяє знизити енерговтрати, оптимізувати використання енергоресурсів та підвищити енергоефективність системи загалом.

3. Забезпечення безпеки та запобігання аваріям

АСТОЕ має важливе значення для виявлення та запобігання можливим аварійним ситуаціям. Система здійснює моніторинг та аналіз електротехнічних параметрів, виявляє відхилення та несправності в роботі обладнання, а також попереджає про потенційні проблеми або перевантаження в електричній мережі. Завдяки цьому оператори електроенергетичної системи можуть швидко реагувати, вживати заходів щодо усунення можливих аварійних ситуацій та забезпечувати безпеку як для персоналу, так і для обладнання.

4. Поліпшення керування та планування

АСТОЕ надає операторам та інженерам підстанції цінну інформацію для прийняття рішень та планування роботи електроенергетичної системи. Система надає дані про навантаження, енергоспоживання, роботу обладнання та інші параметри, які допомагають у визначенні оптимальних режимів роботи, розподілі навантаження та розробці стратегій підтримки стабільної роботи системи в різних умовах.

Всі ці фактори поєднуються з метою підвищення ефективності, надійності та безпеки роботи підстанції. АСТОЕ є інструментом, який допомагає енергетичній галузі ефективно керувати електроенергетичними системами, оптимізувати енергоресурси та забезпечити стабільне та надійне енергопостачання.

Таким чином виникає необхідність в розробці АСТОЕ для ПС, як частини загальної системи керування та обліку електроенергії.

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			12

Окрім цього слід зауважити, що такі системи контролю та обліку електроенергії на підстанціях допоможуть не лише забезпечити енергетичну безпеку та ефективності в умовах війни, але й допоможуть в майбутньому під час відновлення всієї енергосистеми України. Використання сучасних АСТОЕ на підстанціях може дозволить ефективно керувати споживанням електроенергії на власні потреби підстанції та забезпечувати стабільність роботи електроенергетичної системи вцілому.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		13

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

1.1 Загальні відомості про електричні підстанції

Електрична підстанція – це електроустановка, призначена для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії. Вона складається з трансформаторів або інших перетворювачів енергії, розподільних та керуючих установок, а також допоміжних пристроїв. Підстанції розташовуються поблизу електростанцій, на периферії зон споживання чи всередині та зовні будівель. Підстанції в містах часто розташовують всередині будівель, задля заощадження простору і зменшення забруднення. Відкриті споруди, в свою чергу, розташовуються на околицях міських центрів. За призначенням ПС можуть бути трансформаторними (ТП) чи перетворювальними (ПП).

Трансформаторні підстанції призначені для трансформування електричної енергії в мережі змінного струму і розподілу електроенергії. Перетворювальні підстанції призначені для перетворення роду струму чи його частоти. ТП поділяються на підвищувальні та знижувальні, в залежності від того, яку роботу вони виконують.

За значенням в системі електропостачання та ПС бувають:

- Головні знижувальні підстанції;
- Районні;
- Місцеві.

За місцем та способом приєднання:

- Тупикові (ПС отримує живлення по двом радіальним від сусідньої підстанції);
- Відгалужувальні (ПС приєднується на відгалужені ЛЕП з одностороннім, або двостороннім живленням);

					141.ЕК39101.001.ДБ			
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис.	Дата				
Розроб.		Габунія Г.М.			Характеристика підстанції 110/10 кВ	Арк.	Арк.	Аркушів
Перевір.		Лавренова Д.Л					13	18
Реценз.						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського»		
Н. Контр.		Настенко Д.В				ФЕА, гр. ЕК-з91		
Затверд.		Марченко А.А						

- Вузлові (ПС отримує живлення від зовнішньої мережі електропостачання трьома, або більше ЛЕП);
- Прохідні (підключаються до мережі шляхом заходу однієї лінії з двостороннім живленням).

За конструктивним виконанням:

- Відкриті (обладнання такої підстанції розташовується на відкритому повітрі);
- Закриті (обладнання розташовується в приміщенні);
- Прибудовані (крита трансформаторна підстанція, котра має спільний з приміщенням поряд будівельний елемент);
- Вбудовані (має два чи більше спільних будівельних елементів з сусідніми приміщеннями);
- Вибухозахищені (ТП для шахт);
- Щоглові (все устаткування такої ТП встановлено на висоті просто неба та не потребує наземного огороження).

За значенням напруги:

- Низької (до 1 кВ);
- Середньої (1-35 кВ);
- Високої (35-400 кВ);
- Надвисокої (400кВ і більше).

За кількістю встановлених трансформаторів:

- Однотрансформаторні. Один трансформатор приймає, розподіляє та перетворює електроенергію. Такі ТП використовуються для живлення електроприймачів III категорії та II за умови резервування потужності на перемичках вторинної напруги чи за наявності трансформаторів на складі в резерві;
- Двохтрансформаторні. Використовуються при більшості електроприймачів I та II категорій. Потужність трансформаторів обирається з розрахунку того, що при виході з роботи одного з них,

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			15

інший би прийняв на себе навантаження з урахуванням допустимого перевантаження.

- Трьохтрансформаторні. Використовуються не часто, в основному при реконструкціях та розширеннях підстанцій.

Головна схема електричних з'єднань підстанції – сукупність основного електроустаткування, збірних шин, комутаційної апаратури, вимірювальної та іншої первинної апаратури, котра з'єднана між собою для спільної роботи. Існують наступні вимоги до головних схем електричних з'єднань:

- Відповідність надійності електроустановки категорії споживачів, котрі від неї живляться;
- Адаптивність до ремонтів, тобто можливість проведення ремонтів без обмеження чи порушення електропостачання споживачів;
- Оперативна гнучкість електричної схеми, котра може бути оціненою за кількістю, складністю та тривалістю оперативних перемикачів;
- Економічна доцільність, котра залежить від витрат на спорудження, експлуатацію та збитки від можливих порушень в електропостачанні.

Типові структурні схеми електричних підстанцій наведено на рис 1.1.

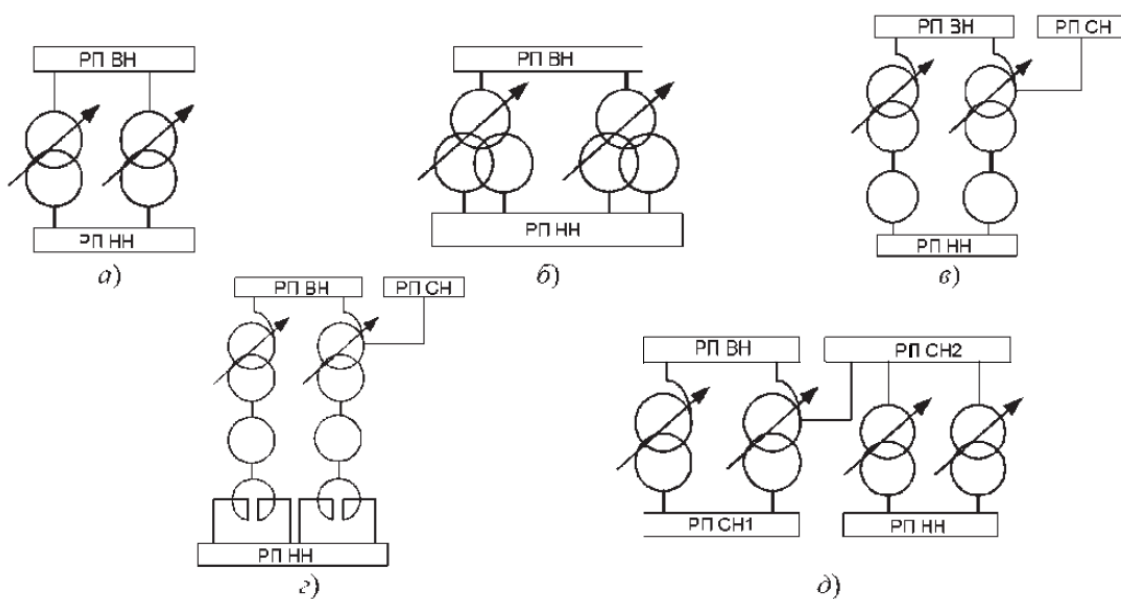


Рисунок 1.1 – Типові структурні схеми підстанцій:

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.ЕК39101.001.ДБ

Арк.

16

а) з двообмотковими трансформаторами; б) з трансформаторами з розщепленою обмоткою; в) з автотрансформаторами і регулювальними трансформаторами; г) з автотрансформаторами, регулювальними трансформаторами та реакторами; д) з автотрансформаторами та чотирма РП.

1.2 Основні відомості про ПС 110/10 кВ, що розглядається в дипломному проекті

У цьому дипломному проекті задана схема підстанції 110/10 кВ (рис. 1.2). Це відгалужувальна двохтрансформаторна підстанція побудована за схемою №110-4Н, тобто два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній. Підстанція живиться від двох ПЛ 110 кВ «Північна-Беличі» та «Північна-Ірпінь-3», через конденсатори зв'язку СМР-110/ $\sqrt{3}$.

Ця підстанція має два однакові трансформатори типу ТРДН-40000/110 з розщепленою обмоткою НН та з РПН. На лініях встановлено роз'єднувачі РЛДН-І-110/630 (зі сторони ПЛ) та РЛДН-ІІ-110/630 (на перемичці та зі сторони ВН трансформаторів). Перемичку з двох роз'єднувачів використовують при вимиканні однієї з ліній. В нормальному режимі один із роз'єднувачів перемички повинен бути увімкненим.

Зі сторони ВН трансформаторів встановлені вимикачі МКП-110м-1000-20У1 та МКП-110м-1000-20У1 з приводами ШПЭ-33, розрядники РВС-110 для захисту від атмосферних перенапруг ізоляції обладнання та вимірювальні трансформатори струму ТВ-110-20, ТВТ-110. Трансформатори живлять чотири секції шин напругою 10 кВ через повітряні лінії з проводами 2АСО-500 та вимикачі ВМП-10Э/2500.

Секції шин 10 кВ з'єднані між собою секційними вимикачами ВМП-10Э/1500 (з'єднання I та IV секцій шин) та ВМП-10К/1500 (з'єднання II та III секцій шин) з приводами ПЭ-11. Також встановлено два трансформатори власних потреб ТМ-160/10-66. На кожній з шин встановлені вимірювальні трансформатори напруги НТМИ-10-66.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		16

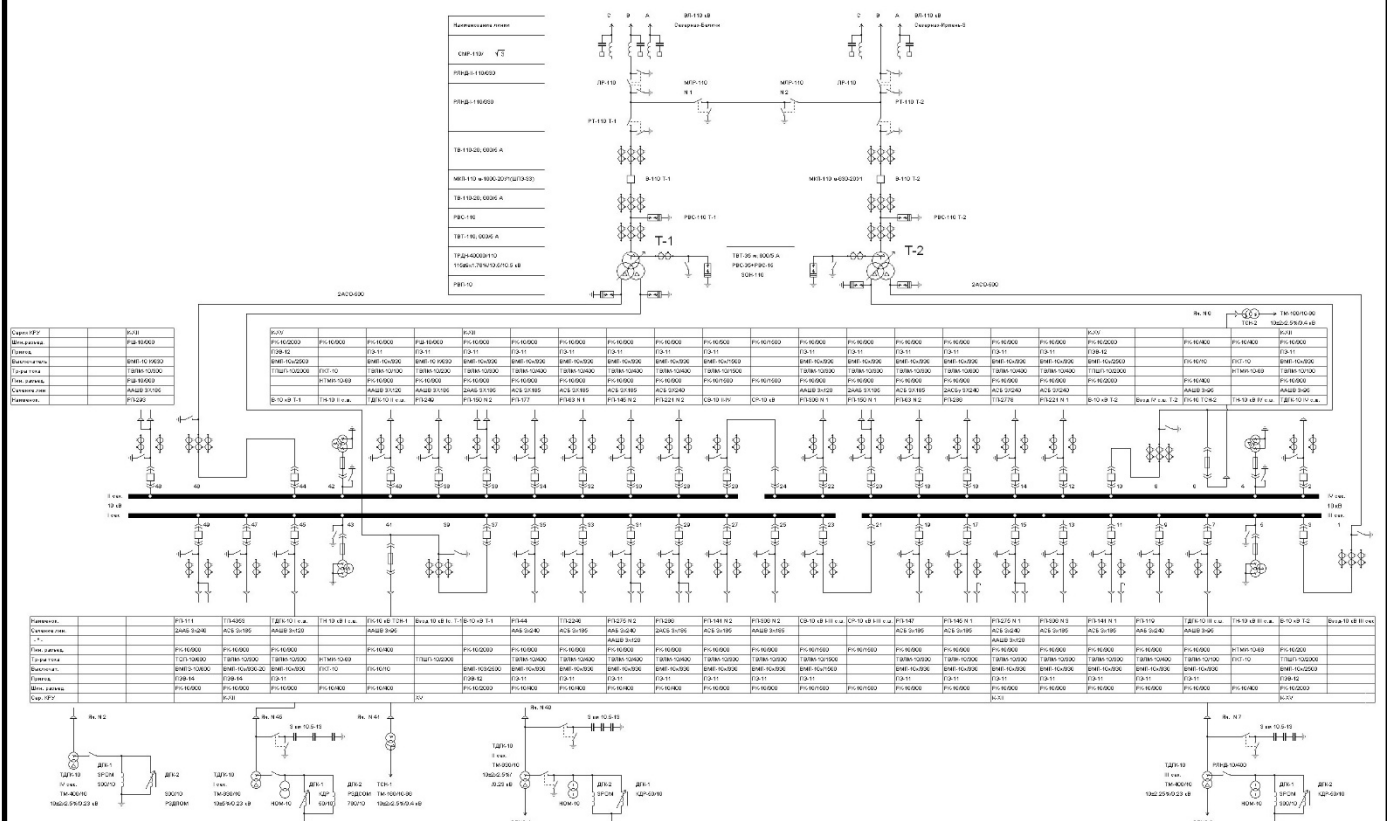


Рисунок 1.2 – Схема електричних з'єднань ПС 110/10 кВ

1.3 Склад основного обладнання підстанції

1.3.1 Силкові трансформатори

Силловий трансформатор – пристрій, що має дві чи більше обмоток, призначений для перетворювання через електромагнітну індукцію однієї чи декількох систем змінної напруги (струму) в одну чи декілька систем змінної напруги (струму), як правило, з іншими значеннями за тієї самої частоти, з метою пересилання електричної потужності [1].

За кількістю фаз трансформатори бувають однофазні, двофазні та трифазні. За кількістю обмоток різної напруги – двообмоткові та триобмоткові. Трансформатори з розщепленою обмоткою – різновид двообмоткових, у них одна з обмоток (зазвичай НН) розділена на дві (інколи більше) гальванічно не зв'язані частини з однаковою кількістю витків. Перевагою таких трансформаторів є великий опір гілок, котрий дозволяє зменшити струми КЗ у схемах РУ НН підстанцій.

Основні параметри трансформатора:

- Номінальна потужність;
- Номінальна напруга обмоток;
- Номінальні струми трансформатора;
- Напруга короткого замикання;
- Струм холостого ходу;
- Втрати холостого ходу;
- Втрати короткого замикання;

На розглянутій у дипломному проекті підстанції встановлено два однакові трансформатори типу ТРДН-40000/110, два ТМ-160/10-66 в якості ТВП, два ТМ-630/10 на приєднаннях комірок №45 та №40 і два ТМ-400/10 на приєднаннях комірок №2 та №7.

ТРДН-40000/110 це силовий масляний двохобмотковий трансформатор з регулюванням напруги під навантаженням, системою охолодження «Д» (примусова циркуляція повітря та природна циркуляція масла) та розщепленою обмоткою НН призначений для роботи в електричних мережах загального призначення 110 кВ. Трансформатор призначений для перетворення електричної енергії змінного струму класу напруги 110 кВ в електричну енергію класу напруги 10 кВ.

Трансформатори типу ТМ це трифазні трансформатори з природнім масляним охолодженням. Вони використовуються для живлення різноманітних споживачів в мережах змінного струму частотою 50 Гц. В трансформаторах типу ТМ передбачена можливість регулювання напруги. Регулювання має 5 ступенів. Тип регулювання – БПЗ, тобто перемикання без збудження. Перемикання в трансформаторах ТМ відбувається в ручному режимі у вимкненому стані.

Параметри всіх встановлених трансформаторів на даній підстанції наведено у табл. 1.1.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Таблиця 1.1 – Параметри силових трансформаторів підстанції 110/10

Тип тр-а	$S_{\text{ном}}$, МВА	Межі рег.	$U_{\text{ном}}$ обм., кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
			ВН	НН				
ТРДН- 40000/110	40	$\pm 9 \times 1.78\%$	115	10.5-10.5	10.5	172	36	0.65
ТМ- 160/10-66	0.16	$\pm 2 \times 2.5\%$	10	0.4	4.5	2.65	0.565	2.4
ТМ- 630/10	0.63	$\pm 2 \times 2.5\%$	10	0.23	5.5	7.6	1.56	2
ТМ- 400/10	0.4	$\pm 2 \times 2.5\%$	10	0.23	5.5	4.5	1.05	2.1

1.3.2 Високовольтні вимикачі

Вимикач – це комутаційний апарат, котрий призначений для вимикання та вмикання електричних кіл як у нормальному режимі роботи так і в аварійних режимах. Важкою і в той же час відповідальною його задачею є вимикання струму КЗ. Тому для вимикачів існують наступні вимоги:

- Безвідмовність при вимиканні струму КЗ та струму перевантаження;
- Багаторазове вимикання/вмикання без наявності пошкоджень в вузлах та деталях;
- Стійкість до робочих та комутаційних перенапруг;
- Пропускання робочих струмів без нагріву струмоведучих частин до небезпечних температур;
- Витривалість до механічних навантажень, котрі виникають під час нормальних режимів роботи;
- Здатність до АПВ одразу ж після вимикання;
- Зручність в обслуговуванні та ремонті.

Вимикач працює за трьома етапами:

- 1) Розмикання контактів і виникнення дуги;
- 2) Гасіння дуги;
- 3) Відновлення електричної міцності у дуговому проміжку;

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		19

Існують наступні способи гасіння дуги високовольтним вимикачем:

- 1) Гасіння дуги в маслі;
- 2) Гасіння дуги в вакуумі;
- 3) Гасіння дуги в газах високого тиску;
- 4) Газоповітряне дуття;
- 5) Багаторазовий розрив ланцюга струму;
- 6) Гасіння за допомогою магнітного дуття.

Основні параметри високовольтних вимикачів:

- 1) Номінальна напруга, тобто напруга мережі в котрій вимикач призначений працювати;
- 2) Номінальний струм, тобто струм, котрий вимикач здатен пропускати тривалий час без ушкоджень за номінальної напруги і частоти;
- 3) Номінальний струм відключення, тобто найбільший струм короткого замикання, котрий вимикач здатен відключити за найбільшої робочої напруги і при заданих умовах відновлюваної напруги і заданому циклі операцій;
- 4) Стійкість при наскрізних струмах короткого замикання. Характеризується струмом термічної стійкості та граничним наскрізним струмом;
- 5) Номінальний струм вмикання, тобто струм короткого замикання, котрий вимикач здатен ввімкнути без пошкоджень за найбільшої номінальної напруги;
- 6) Власний час вимкнення. Це проміжок часу від моменту подачі команди на вимкнення до початку розходження дугогасних контактів.

За типом встановлення вимикачі бувають:

- Підвісні, тобто такі, у яких основна ізоляція на землю підвісного типу;
- Опорні, з ізоляцією опорного типу;

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		20

- Настінні;
- Викотні, з реалізацією можливості викочування з комірок;
- Вбудовані в КРП.

На даній підстанції зі сторони ВН трансформаторів Т1 та Т2 встановлені масляні бакові вимикачі МКП-110М-1000-20У1 та МКП-110М-630-20У1 відповідно, зі сторони НН – ВМП-10Э/2500. У якості міжсекційних вимикачів – ВМП-10К/1500 та ВМП-10Э/1500. У комірках КРУ – ВМП-10К/630.

Вимикачі масляний баковий типу МКП-110М-1000/630-20У1 є швидкодіючими комутаційними апаратами, які призначені для роботи на відкритих частинах станцій та підстанцій потужних енергетичних систем.

Такі вимикачі являють з себе комплект із трьох полюсів, які з'єднані в один агрегат за допомогою міжфазних з'єднувальних тяг. Управління вимикачем здійснюється одним спільним для трьох полюсів підвісним електромагнітним приводом постійного струму типу «ШПЭ-33». Вимикач обладнаний вбудованими трансформаторами струму типу ТВ-110/20.

ВМП-10 – вимикач масляний підвісний і використовується для встановлення в камерах стаціонарних РУ серії КСО. Для установки в КРП використовують вимикачі цієї ж серії з індексом «К». Всі три полюси змонтовано на спільній рамі на опорних ізоляторах. В середині рами розташовано привідний вал з важелями, відключаючі пружини, масляний та пружинний демпфери.

Вимикачі ВМП-10Э з вбудованим електромагнітним приводом використовуються в КРП для вводу та секціонування.

Характеристики всіх наявних на даній підстанції вимикачів представлено у табл. 1.2.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		21

Таблиця 1.2 – Параметри вимикачів підстанції 110/10

Тип вимикача	Напруга, кВ		Струм, кА		Граничний наскрізний струм КЗ		Струм термічної стійкості (1 сек), кА	Власний час відключення з приводом, с	Власний час включення з приводом, с	Мінімальна безструмова пауза при АПВ, с
	Номинальна	Найбільша робоча	Номинальний	Номинальний відключення	Ефективний	Амплітудний				
МКП-110М-1000-20У1	110	126	1	20	20	52	20	0.04	0.5	0.8
МКП-110М-630-20У1	110	126	0.63	20	20	52	20	0.04	0.5	0.8
ВМП-10Э/2500	10	12	2.5	20	20	52	20	0.1	0.35	0.5
ВМП-10К(Э)/1500	10	12	1.5	20	20	52	20	0.07	0.3	0.5
ВМП-10К/630	10	12	0.63	20	20	52	20	0.07	0.3	0.5

1.3.3 Роз'єднувачі, заземлювачі

Роз'єднувач – це контактний комутаційний апарат, який призначений для комутації електричного кола без струму чи з незначним струмом, що має видимий ізоляційний проміжок у вимкненому положенні. При необхідності вони можуть бути укомплектовані заземлюючими ножами, які в свою чергу слугують для заземлення вимкнених частин електричного кола. У роз'єднувачів відсутні дугогасильні пристрої тому, що вони не призначені

										Арк.
										22
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	141.ЕК39101.001.ДБ					

для вимикання струмів навантаження і при спробі відключення таких струмів виникне стійка дуга, котра може спричинити міжфазне КЗ.

На даній підстанції встановлені роз'єднувачі РЛНД-2-110/630, РЛНД-1/110/630 зі сторони 110 кВ та РК-10/2000, РК-10/1500, РК-10/600 зі сторони 10 кВ. РЛНД-2-110/630 та РЛНД-1/110/630 це роз'єднувачі лінійні зовнішньої установки двоколонкові з двома та одним заземлюючими ножами відповідно.

Заземлювачі призначені для заземлення струмопровідних деталей електроустановок. На цій підстанції використано заземлювачі ЗОН-110 номінальною напругою 110 кВ. Це однополюсні заземлювачі зовнішньої установки, котрі призначені для заземлення нейтралей силових трансформаторів.

1.3.4 Розрядники

Розрядник— пристрій, що містить два чи декілька електродів, призначений для здійснення розрядження за певних умов [2]. Їх використовують з метою захисту електричної апаратури від перенапруг, які викликані атмосферними умовами, або роботою самого обладнання. Один електрод розрядника підключають до проводу електромережі, або сигнального проводу, а інший на землю.

У нашому випадку були використані РВС-110, РВС-35, РВС-15, РВП-10. РВС це розрядник вентиляний станційний, він може бути виготовлений на клас напруги від 10 до 220 кВ і призначений для захисту від атмосферних перенапруг апаратури станцій. Такі розрядники виготовляють у виді 5 стандартних елементів, таких як РВС-15/20/30/33/35 і вже з них збирають розрядники на напруги до 220 кВ. На розрядниках РВС-110 встановлюють запобіжні кільця задля вирівнювання напруги по фарфоровій ізоляції окремих частин. РВП це розрядник вентиляний підстанційний. Їх характеристики наведено у табл. 1.3

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		23

Таблиця 1.3 – Параметри розрядників підстанції 110/10

Тип розрядника	Клас напруги, кВ	Номінальна напруга розрядника, кВ	Пробивна напруга за частоти 50 Гц в сухому стані та під дощем, кВ		Імпульсна пробивна напруга при перерозрядному часі 2-20мкс, кВ. Не більше ніж
			Не менше	Не більше	
РВС-110	110	102	200	250	285
РВС-35	35	40.5	78	98	125
РВС-15	15	18	38	48	67
РВП-10	10	12.8	26	30.5	48

1.3.5 Запобіжники

Запобіжник— комутаційний апарат, призначений для вимикання електричного кола, яке він захищає, шляхом руйнування навмисно передбачених для цього струмовідних частин під дією струму, який перевищує певне значення протягом визначеного часу [3].

На даній схемі використано запобіжники ПКТ-10 на відгалудженнях з вимірювальними трансформаторами напруги та ПК-10/10 на відгалудженнях до трансформаторів власних потреб. Такі запобіжники встановлюють в мережах 10 кВ для захисту елементів електрообладнання від струмів короткого замикання та довготривалих струмових перевантажень. При збільшенні струму в мережі понад номінальних значень струмів вставки запобіжника відбувається нагрів та розплавлення плавкої вставки, чим забезпечується обмеження виникнення струмів аварійних величин. При плавленні вставки може виникнути електрична дуга, для запобігання її виникненню вся порожнина корпусу, в якому є вставка, засипана кварцовим піском, який, в свою чергу, запобігає надходженню кисню в зону горіння. Через наявність кварцового піску в таких запобіжниках їх ще називають

						Арк.
					141.ЕК39101.001.ДБ	24
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

кварцовими запобіжниками. Такі запобіжники використовують в основному для захисту силових трансформаторів 10/0.4 кВ, конденсаторних установок, високовольтних двигунів та вимірювальних трансформаторів напруги типу НАМИ, НТМИ, НОЛ, ЗНОЛ та подібних.

1.4 Розрахунок струмів КЗ

Коротке замикання, або КЗ це замикання між фазами (тобто фазними провідниками) установки, замикання фаз на землю в мережах з глухо-заземленою нейтраллю та ефективно-заземленою нейтраллю, виткові замикання в електричних машинах. Вони виникають з при порушенні ізоляції електричних ланцюгів з різних причин (старіння ізоляції, накиди проводів на ПЛ, обриви проводів з падінням на землю, удари блискавки і т.д.). В трифазних мережах розрізняють наступні види коротких замикань (показано на рис.1.3).

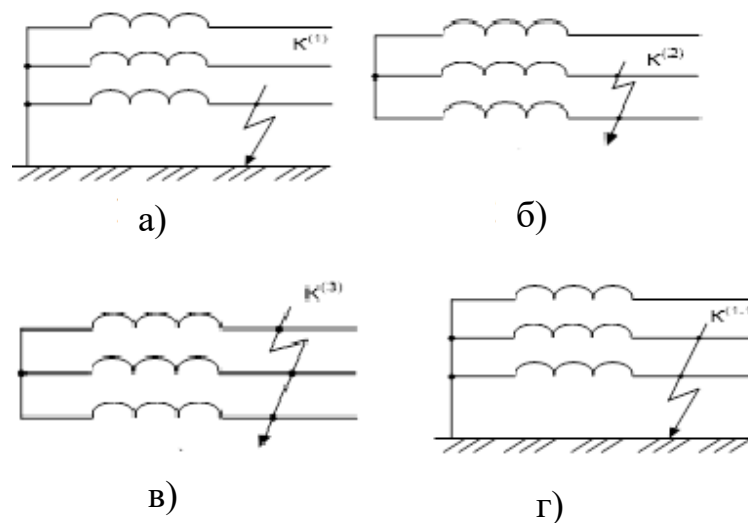


Рисунок 1.3 – Види коротких замикань

- а) однофазне (замикання фази на землю чи нульовий провід);
- б) двофазне (замикання двох фаз між собою);
- в) трифазне (замикання трьох фаз між собою);
- г) двофазне на землю (замикання двох фаз між собою та на землю одночасно).

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Розрахунки струмів короткого замикання (КЗ) здійснюються для вибору або перевірки параметрів електрообладнання, а також для вибору або перевірки уставок релейного захисту та автоматики [4].

У розрахунках струмів КЗ використаємо спрощену схему даної підстанції (рис. 1.4).

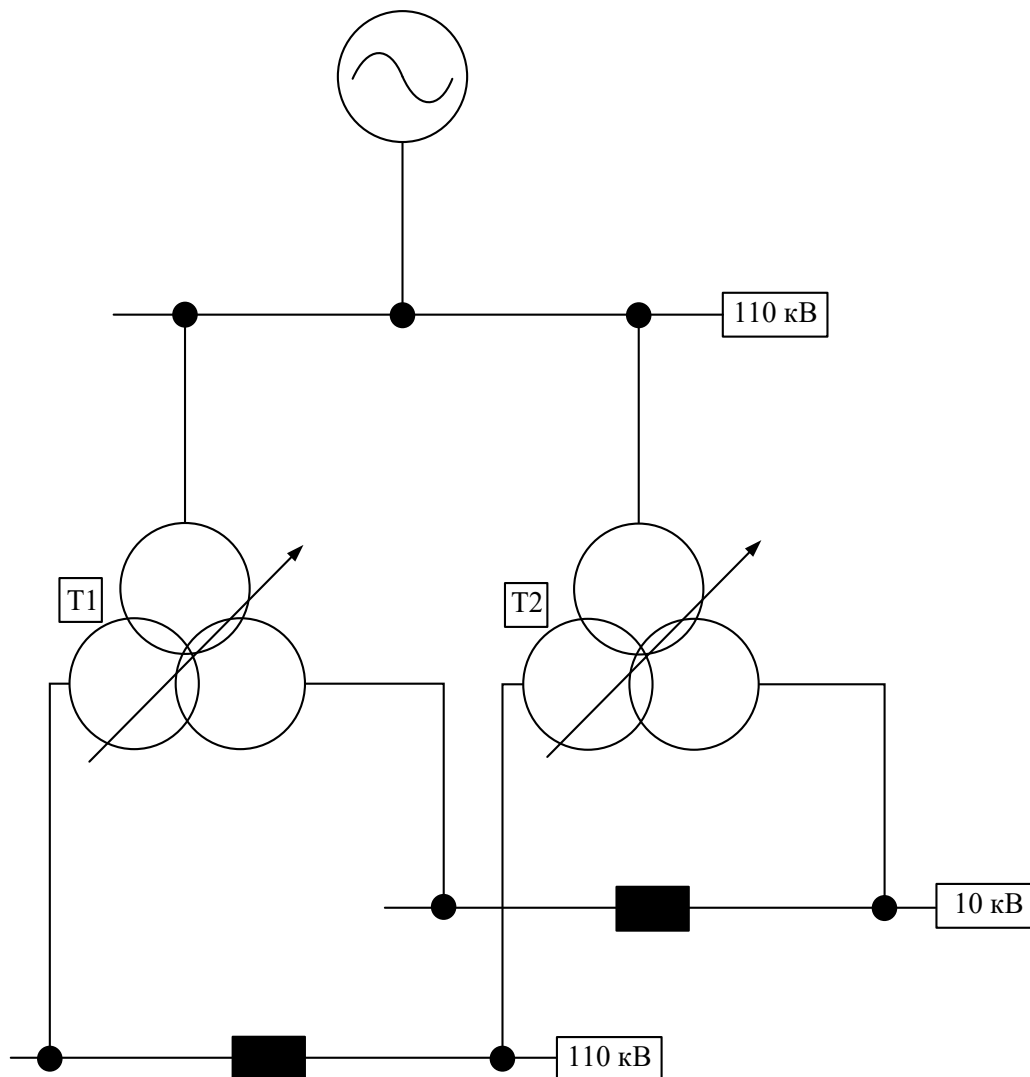


Рисунок 1.4 – Спрощена схема ПС

На даній підстанції 110/10 кВ встановлено два однакових силових трансформатори ТРДН-40000/10, тому схема заміщення матиме вигляд, зображений на рис. 1.5.

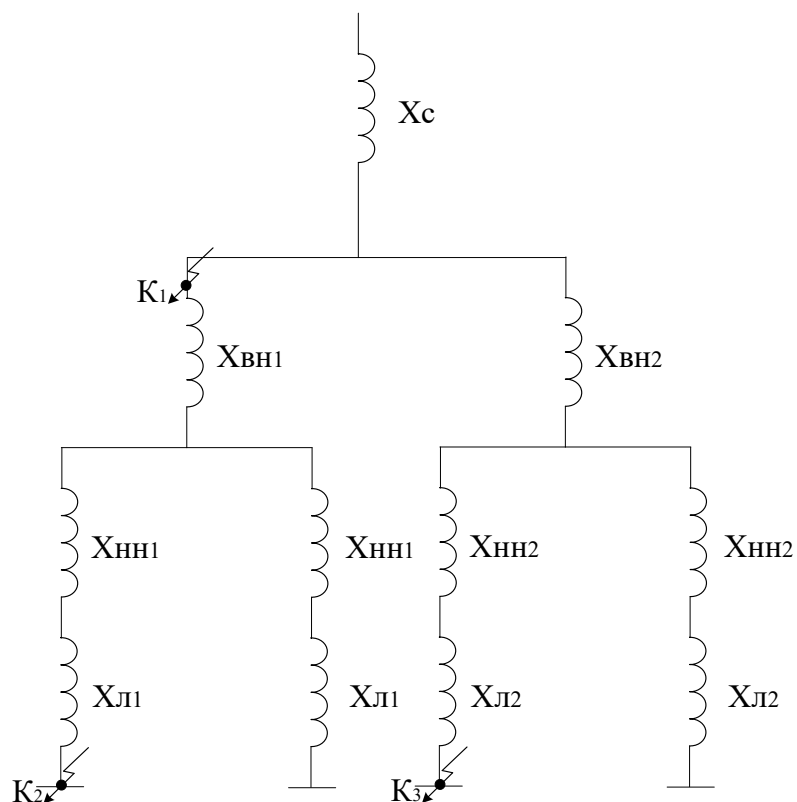


Рисунок 1.5 – Схема заміщення підстанції

Оскільки маємо однакові трансформатори та лінії від них то бачимо що наша схема буде дзеркальною, тому можна її спростити до вигляду показаного на рис. 1.6.

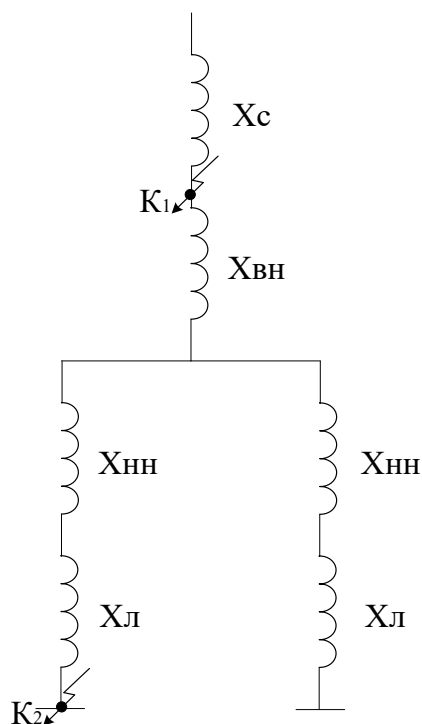


Рисунок 1.6 – Спрощена схема заміщення підстанції

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		27

Розрахунок струмів короткого замикання буде виконуватись у точках, що вказані за рис.1.6:

- K_1 – точка зі сторони ВН силового трансформатора;
- K_2 – точка на секції шин 10 кВ;

Прийmemo наступну базисну потужність електричної мережі:

$$S_B = 1000 \text{ МВА}$$

Базисна напруга сторони ВН силового трансформатора:

$$U_{Б.ВН} = 115 \text{ кВ}$$

Базисна напруга сторони НН силового трансформатора:

$$U_{Б.НН} = 10.5 \text{ кВ}$$

Напруга короткого замикання силового трансформатора:

$$U_K = 10.5 \%$$

Тоді базисний струм на стороні ВН:

$$I_{Б.ВН} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_{Б.ВН}} = \frac{100 * 10^6}{\sqrt{3} * 115 * 10^3} = 502.04 \text{ А}$$

Базисний струм на стороні НН:

$$I_{Б.НН} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * U_{Б.НН}} = \frac{100 * 10^6}{\sqrt{3} * 10.5 * 10^3} = 5498.57 \text{ А}$$

1) Опори схеми заміщення

При відсутності даних про струм КЗ від віддаленої частини електроенергетичної системи мінімально можливе значення результуючого еквівалентного опору x_c можна оцінити, виходячи з параметрів вимикачів, що встановлені на підстанції, тобто приймаючи струм КЗ від віддаленої частини системи I_c рівним номінальному струму вимкнення цих вимикачів [5].

Тоді опір системи:

$$X_C^* = \frac{I_{Б.ВН}}{I_{НОМ.ВИМ}} = \frac{502.04}{1000} = 0.502 \text{ в. о.}$$

Опір трансформатора:

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		28

$$X_T^* = \frac{U_K * S_B}{100 * S_T} = \frac{10.5 * 100 * 10^6}{100 * 40 * 10^6} = 0.2625 \text{ в. о.}$$

Опір лінії:

$$X_L^* = \frac{x_0 * l * S_B}{U_{Б.НН}^2} = \frac{0.318 * 2 * 100 * 10^6}{(10.5 * 10^3)^2} = 0.577 \text{ в. о.}$$

За умови, що опір лінії та її довжина:

$$x_0 = 0.318 \text{ Ом/км}$$

$$l = 2 \text{ км}$$

2) Еквівалентні опори точок КЗ:

Еквівалентний опір для точки К₁:

$$X_{ЕК_1}^* = X_C^* = 0.502 \text{ в. о.}$$

Еквівалентний опір для точки К₂:

$$X_{ЕК_2}^* = X_C^* + X_T^* + X_L^* = 0.502 + 0.2625 + 0.577 = 1.342 \text{ в. о.}$$

3) Струми короткого замикання

Струм короткого замикання для точки К₁ у відносних та іменованих одиницях:

$$I_{ПО1} = \frac{1}{X_{ЕК_1}^*} = \frac{1}{0.502} = 1.99 \text{ в. о.}$$

$$I_{K1} = I_{ПО1} * I_{Б.НН} = 1.99 * 502.04 = 1000 \text{ А}$$

Струм короткого замикання для точки К₂ у відносних та іменованих одиницях:

$$I_{ПО2} = \frac{1}{X_{ЕК_2}^*} = \frac{0.96}{1.342} = 0.72 \text{ в. о.}$$

$$I_{K2} = I_{ПО2} * I_{Б.НН} = 0.72 * 5498.57 = 3.96 \text{ кА}$$

4) Ударні струми КЗ

Для точки К₁:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} * K_{уд1} * I_{K1} = \sqrt{2} * 1.65 * 1000 = 2.34 \text{ кА}$$

$K_{уд1}$ – ударний коефіцієнт. При КЗ на збірних шинах що з'єднані з системою ЛЕП напругою 110...150 кВ $K_{уд1} = 1.65$ [6].

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			29

Для точки K_2 :

$$I_{уд2} = \sqrt{2} * K_{уд2} * I_{K2} = \sqrt{2} * 1.85 * 3.96 = 10.36 \text{ кА}$$

При КЗ на шинах, що з'єднані з системою через трансформатор потужністю 30...80 МВА $K_{уд2} = 1.85$ [6].

Висновки

Об'єктом дипломного проекту є відгалужувальна двотрансформаторна підстанція 110/10 кВ, яка побудована за схемою два блоки з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній, живлення відбувається від двох ПЛ.

В цьому розділі було розглянуто будова та склад і призначення основного обладнання ПС. Характеристики обладнання наведено у відповідних таблицях розділу.

Також були виконані розрахунки струмів короткого замкнення. Для цього була складена схема заміщення підстанції та проведено розрахунки струмів КЗ на шинах підстанції. Отримані наступні результати:

для точки K_1 (з боку високої напруги) – $I_{K1} = 1 \text{ кА}$, $I_{уд1} = 2.34 \text{ кА}$,

для точки K_2 (з боку низької напруги) – $I_{K2} = 3.96 \text{ кА}$, $I_{уд2} = 10.36 \text{ кА}$.

Ці розрахунки дозволяють зробити висновок, що обладнання підстанції може підтримувати нормальну роботу електричної мережі.

Оскільки ПС 110/10 кВ відгалужувальною, живить багатьох споживачів і містить багато обладнання, виникає необхідність в чіткому обліку електроенергії не тільки переданої споживачам, але й спожитої самою підстанцією. Тож виникає потреба у створенні сучасної автоматизованої системи технічного обліку електроенергії.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		30

2 АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ТЕХНІЧНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

2.1 Загальні відомості про облік електроенергії

Головними напрямками розвитку сучасної електроенергетики є вдосконалення інфраструктури, накладання на електричну мережу цифрового шару та модернізація бізнес-процесів під час вироблення, передавання, розподілення постачання та використання електроенергії, як це визначено концепцією Smart Grid [7].

Технічні і організаційні проблеми обліку, які багато десятиліть обговорювали і не квапилися вирішувати докорінно, стали однією з основних причин кризових явищ у комерційній сфері діяльності енергопостачальних компаній. З одного боку це обумовлено відсутністю, на той період, надійної вітчизняної мікропроцесорної елементної бази, а з іншого боку – невисокою вартістю електричної енергії. В теперішній час, доцільність впровадження автоматизованих систем обліку і контролю електроспоживанням, як на рівні підприємства, так і на державному рівні, не викликає сумнівів [8].

Споживання електроенергії на власні потреби підстанцій (ПС) є складовою частиною технологічних витрат електричної енергії (ТВЕ) при її передачі електричними мережами. Для зменшення ТВЕ важливе значення має облік, нормування та аналіз споживання електроенергії на власні потреби [9].

Технічний (контрольний) облік електроенергії - облік для контролю витрат електроенергії на електростанції, підстанції, підприємстві, а також для обчислення і аналізу втрат електроенергії в електричних мережах всіх класів напруги. Лічильники, що встановлюються для технічного обліку, мають назву лічильників технічного обліку. [10]

					141.ЕК39101.001.ДБ			
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>	Автоматизована система технічного обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ	<i>Арк.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
<i>Розроб.</i>		Габунія Г.М.						
<i>Перевір.</i>		Лавренова Д.Л					31	21
<i>Реценз.</i>						НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-391		
<i>Н. Контр.</i>		Настенко Д.В						
<i>Затверд.</i>		Марченко А.А						

Автоматизована система технічного обліку електроенергії (АСТОЕ) – це сучасна система для обліку електричної енергії та для збереження отриманих даних. Автоматизований облік дає можливість дистанційно контролювати та вимірювати електроенергію. Система технічного обліку забезпечує збір інформації, яка необхідна для подальших розрахунків режиму роботи підстанції.

2.2 Мета створення системи та її призначення

Автоматизована система технічного обліку електроенергії створюється для:

- Контролю режиму роботи підстанції і його відображення для обслуговуючого персоналу;
- Вимірювання кількості споживаної кількості електричної енергії в точках вимірювання з прив'язуванням до єдиного календарного часу;
- Зниження економічних затрат, які пов'язані з виконанням функцій щодо обліку та планування енергоспоживання та їх оптимізація;
- Вдосконалення розрахункового та технічного обліку електричної енергії;
- Одержання достовірних даних для розрахунків техніко-економічних показників, складання балансів енергії та потужності;
- Зниження комерційних втрат електроенергії в мережах за рахунок забезпечення можливості локалізації місць розкрадання та безоблікового споживання електроенергії;
- Отримання можливості контролю сезонної зміни навантажень та своєчасного регулювання договірних відносин;
- Складання звітів по балансам та втратам електричної енергії в електромережах, по групам споживачів, по абонентам з територіально рознесеними розрахунковими точками;
- Оптимізації режимів роботи електромереж та вдосконалення їх експлуатації.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		32

Призначення системи:

- Автоматизований облік електричної енергії та потужності по заданих інтервалах часу;
- Отримання достовірних даних з метою подальшого аналізу витрат електричної енергії і можливості на підставі отриманих даних проведення заходів, направлених на раціональне використання електроенергії та проведення енергоаудиту;
- Автоматизований збір та зберігання інформації про параметри електричної мережі на приєднаннях підстанції 110/10 кВ;
- Виведення розрахункових параметрів за запитом оператора.
- Введення єдиного системного часу.

2.3 Структура АСТОЕ

АСТОЕ ПС 110/10 кВ являє собою дворівневу інформаційно-вимірювальну систему з централізованим управлінням та розподіленою функцією вимірювання.

СЗЄЧ формується на всіх рівнях і до її складу входять:

- Сервер точного часу;
- Програмне забезпечення СЗЄЧ.

Загальна структура АСТОЕ представлена на рис. 2.1

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		33

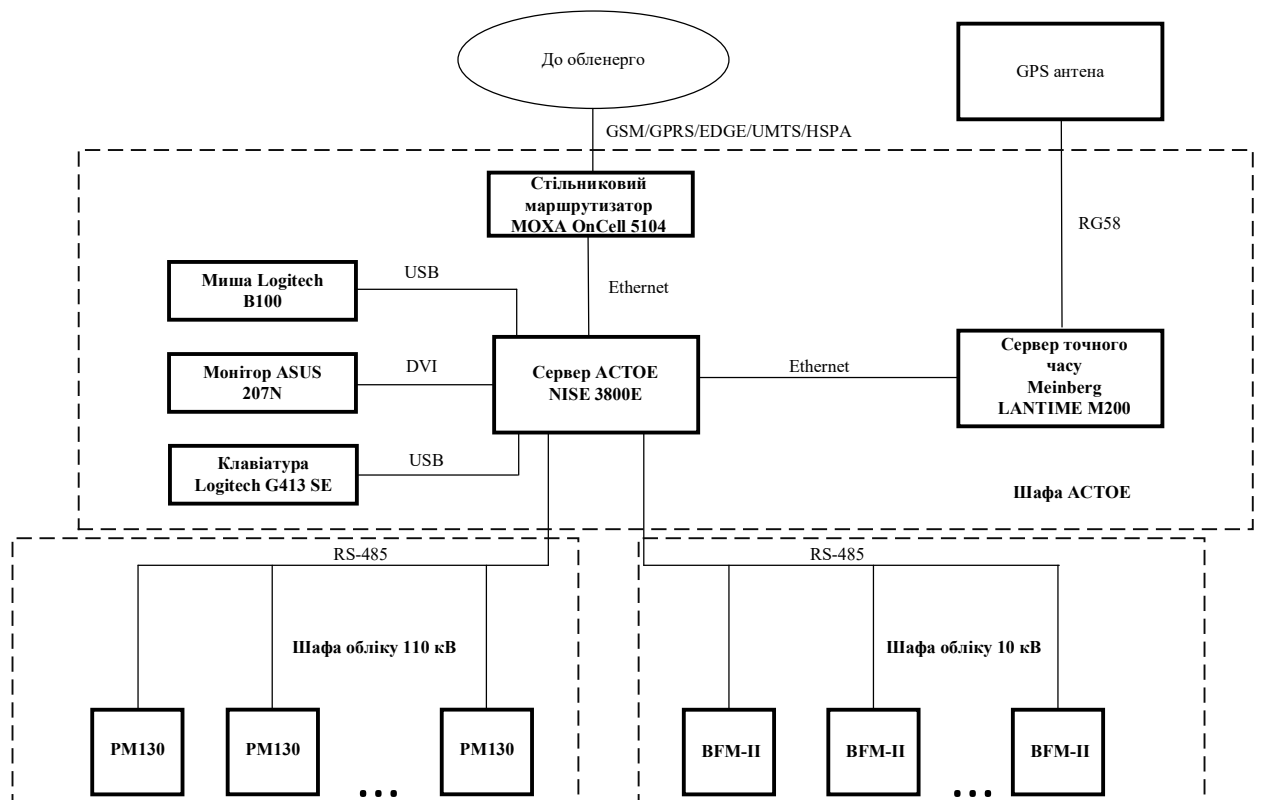


Рисунок 2.1 – Загальна структура АСТОЕ

2.4 Опис процесу роботи АСТОЕ

2.4.1 Загальні положення АСТОЕ

АСТОЕ являє собою дворівневу інформаційно-вимірювальну систему з централізованим управлінням та розподіленою функцією вимірювання.

Верхній рівень АСТОЕ містить:

- Сервер АСТОЕ;
- Комунікаційне обладнання та цифрові лінії зв'язку;
- Модулі введення-виведення дискретних сигналів;
- Цифрові лінії зв'язку.

Нижній рівень АСТОЕ містить:

- Вимірювальні трансформатори струму;
- Вимірювальні трансформатори напруги;
- Прилади обліку електроенергії;
- Вторинні вимірювальні ланцюги.

З метою забезпечення єдності вимірів електроенергії використовується

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		34

Єдиний календарний час. Система забезпечення єдиного часу (СЗЄЧ) формується на всіх рівнях АСТОЕ.

Аналогові сигнали напруги та струму надходять на прилади обліку. Для приведення значень струмів та напруг до нормованих величин, пропорційних первинним, використовуються ТС та ТН.

Багатофункціональні цифрові вимірювальні перетворювачі (БЦВП) з прив'язкою до єдиного календарного часу виконують:

- Вимірювання миттєвих значень наступних фізичних величин: фазних або лінійних напруг, струму та частоти в мережі, виконують обрахунок активної, реактивної та повної потужності, коефіцієнта потужності та інших параметрів електричної мережі;
- Вимірювання активної та реактивної електричної енергії в прямому та зворотному напрямках (з фіксацією кожні 3 хвилини) та середньої потужності (на інтервалі 3 хвилини);
- Запис журналу подій приладів обліку;
- Запис осцилограм аварійних подій (у разі виходу параметрів за задані уставки).

Виміряні дані записуються до енергонезалежної пам'яті зі збереженням не менше 35 діб.

Сервер АСТОЕ виконує збір з БЦВП з періодичністю в 3 секунди, забезпечує остаточне опрацювання, довгострокове збереження та передавання даних до суміжних систем.

Зв'язок з БЦВП організовано через інтерфейс RS-485. Сервер АСТОЕ виконує опитування БЦВП, отримані дані оброблюються програмним забезпеченням «SEDMAX».

Джерелом точного часу є сервер точного часу. Корекція часу сервера АСТОЕ від сервера точного часу виконується по протоколу NTP. Контроль часу сервера АСТОЕ виконується безперервно.

Контроль часу БЦВП відбувається при кожному сеансі зв'язку.

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			35

Корекція часу виконується при розбіжності з часом від сервера АСТОЕ на величину більше ± 5 с.

2.4.2 Функції, що виконує нижній рівень

Нижній рівень АСТОЕ забезпечує виконання наступних функцій:

- Автоматичне виконання вимірів активної та реактивної енергії та потужності в точках виміру;
- Передавання в цифровому вигляді виміряних та обрахованих параметрів на верхній рівень;
- Стеження за датою та часом через вбудований годинник з зовнішньою автоматичною корекцією (синхронізацією) часу, функціонуючою в складі СЗЄЧ;
- Автоматичне виконання вимірювань поточних параметрів електричної мережі;
- Автоматична реєстрація аварійних подій;
- Самодіагностика роботи приладів обліку.

2.4.3 Функції, що виконує верхній рівень

Верхній рівень АСТОЕ забезпечує виконання наступних функцій:

- Збереження даних щодо конфігурації та налаштувань підсистем та модулів на основі інформаційної моделі, поточної та архівної інформації;
- Забезпечення цілісності та несуперечності даних щодо обладнання, його станах та параметрах роботи, вторинних приладах та їх характеристиках, конфігураційних параметрів та інших видів інформації, що необхідні для функціонування АСТОЕ та ефективної роботи диспетчерського та обслуговуючого персоналу;
- Довгострокове (не менше п'яти років) збереження в базі даних всіх видів архівної інформації: журнали, відомості, результати фіксації та реєстрації, інтервальні збільшення тощо;
- Ведення нормативно-довідкової інформації;

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			36

- Розмежування доступу до даних для різних груп користувачів та процесів;
- Обмін даними із суміжними та зовнішніми інформаційними і автоматизованими системами;
- Оперативний контроль лімітів енергоспоживання;
- Перетворення інформації обліку в необхідні формати для обміну з зовнішніми інформаційними системами;
- Формування звітних документів;
- Реєстрація подій АСТОЕ;
- Облік приймання та віддавання електроенергії (для цілей технологічного управління);
- Реєстрація та допуск до роботи експлуатаційного персоналу та інших користувачів АСТОЕ;
- Завантаження та ведення дистрибутивів програмного забезпечення;
- Організація, завантаження, ведення, резервування, захист та реплікація баз даних АСТОЕ;
- Збір та відображення даних вибіркового (обирається адміністратором системи) протоколювання дій користувачів АСТОЕ;
- Контроль функціонування технічних засобів АСТОЕ;
- Періодична синхронізація часу сервера АСТОЕ з СЗЄЧ.

2.4.4 Функції, що виконує система забезпечення єдиного часу

СЗЄЧ виконує функцію обліку часу та підтримує єдиний календарний час в АСТОЕ. При цьому синхронізація часу сервера точного часу відбувається через навігаційну систему GPS, синхронізація часу серверу АСТОЕ здійснюється від сервера точного часу, а синхронізація приладів обліку – від сервера АСТОЕ. СЗЄЧ забезпечує вимір часу в АСТОЕ з точністю не гірше ніж $\pm 5\text{с}$.

2.5. Опис комплексу технічних засобів

2.5.1 Технічні засоби, що входять до АСТОЕ

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		37

До технічних засобів відносяться:

- Засоби обліку електроенергії (вимірювальні трансформатори струму та напруги, БЦВП);
- Засоби передавання інформації від БЦВП в центри збору, опрацювання та збереження інформації (каналоутворююча апаратура);
- Засоби для організації локальної обчислювальної мережі;
- Засоби обчислювальної техніки (сервер збору, обробки та збереження даних);
- Засоби вимірювання та синхронізації часу;
- Засоби забезпечення живлення технологічного обладнання.

Технічні засоби забезпечують апаратну реалізацію функціональної структури та виконання всіх задач, покладених на АСТОЕ.

2.5.2 Склад комплексу технічних засобів нижнього рівня

Для виконання вимірювань електроенергії та збору дискретних сигналів використані багатофункціональні цифрові вимірювальні перетворювачі.

Принцип дії БЦВП заснований на перетворенні вхідних сигналів в цифровий код за допомогою аналого-цифрового перетворення з подальшою математичною обробкою. Результати розрахунків виводяться на дисплей, зберігаються в пам'яті та передаються по лінії зв'язку RS-485 з використанням протоколу Modbus RTU, що було обрано в даному дипломному проекті, або по лінії зв'язку Ethernet з використанням протоколу IEC 60870-5-104.

В якості первинних вимірювальних перетворювачів, котрі являються джерелом вимірювальної інформації для БЦВП застосовуються вимірювальні трансформатори струму та напруги. ТС на ТН є засобами вимірювань з нормованими характеристиками точності.

2.5.3 Комплекс технічних засобів СЗЭЧ

В АСТОЕ ПС 110/10 кВ синхронізація часу відбувається від еталону, в якості якого виступає GPS (глобальна система позиціонування). В якості

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		38

приймача сигналів GPS про точний календарний час використовується прилад синхронізації системного часу.

В якості СЗЄЧ використовується сервер точного часу Meinberg LANTIME M200. Від СЗЄЧ синхронізується внутрішній годинник сервера АСТОЕ. Обладнання нижнього рівня синхронізує свої годинники вже від нього при встановленні з ним зв'язку.

У системі підтримується єдиний час у всіх її компонентах, зокрема в лічильниках, де відбувається датування вимірів з точністю не гірше ніж ± 30 секунд/добу.

2.5.4 АРМ оперативного персоналу

В якості АРМ оперативного персоналу на підстанції 110/10 кВ використовується сервер АСТОЕ та монітор, що встановлені в серверному шкафу.

Для оперативного відображення інформації використовуються екрани процесу (мнемокадри, відеокадри), вміст яких визначається на стадії проектної документації. Екрани процесу відображають:

- Графіки змін величин, що реєструються;
- Журнал подій;
- Звіт з контролю якості електроенергії;
- Перегляд та аналіз осцилограм аварійних процесів.

Інформація надходить у вигляді однолінійних мнемосхем, забезпечуючи при цьому:

- Візуалізацію технологічних об'єктів, фактичних параметрів та сигналів, що надходять до системи;
- Навігацію по відокадрам за принципом від «загального» до «окремого» і навпаки;
- Відображення попереджувальних та аварійних сигналів, а також можливість квітування цих сигналів;

									Арк.
									39
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	141.ЕК39101.001.ДБ				

- Відображення неготовності апаратури до управління та втрату достовірності інформації.

Інформація відображається за допомогою анімованих мнемосимволів на мнемокадрах і текстовою інформацією українською та англійською мовами. Вибір мнемосхеми, фрагменту та мови виконується безпосередньо оператором.

Окрім поточної інформації є також можливість виклику на екран архівної інформації та її обробки з фільтрацією по заданим ознакам.

2.6 Опис програмного забезпечення

2.6.1 Програмне забезпечення нижнього рівня

До програмного забезпечення нижнього рівня відноситься ПЗ приладів обліку, котре виконує наступні функції:

- Вимірювання поточних струмів на напруг і обчислення на їх основі даних про електричну енергію;
- Вимірювання часу та інтервалів часу;
- Архівацію результатів вимірювань;
- Самодіагностику та ведення журналу подій;
- Дистанційне конфігурування;
- Захист від несанкціонованого доступу;
- Збереження та передавання на верхній рівень вимірювальної та діагностичної інформації;

2.6.2 Програмне забезпечення верхнього рівня

ПЗ верхнього рівня складається з системного та прикладного ПЗ сервера АСТОЕ.

Системне ПЗ сервера АСТОЕ – Microsoft Windows 10 Pro. Прикладне ПЗ – SEDMAX та PAS.

До складу багатофункціональної платформи SEDMAX входить:

- Базова версія;
- Модуль обліку електроенергії;

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		40

- Модуль підтримки протоколів IEC-60870-104 та Modbus RTU;
- Модуль підтримки протоколу SNMP.

ПЗ SEDMAX реалізує всі прикладні функції цифрової системи обробки інформації по збиранню, збереженню та відображенню інформації, а також забезпечує можливість віддаленого керування, збирання інформації через протоколи SNMP, IEC-60870-104 та Modbus RTU.

ПЗ SEDMAX в межах АСТОЕ забезпечує виконання наступних функцій:

- Збирання результатів вимірювань з приладів обліку;
- Збирання діагностичної інформації про працездатність технічних та програмних засобів АСТОЕ;
- Обробка інформації:
 - Первинне обрахування;
 - Створення розрахункових параметрів;
 - Віртуальні змінні, лічильники, таймери, створення подій на основі логічних формул;
 - Контроль заданих меж, моніторинг станів об'єктів системи;
 - Контроль повноти та якості даних;
 - Порівняння часу приладів з поточним часом системи та автоматична синхронізація часу;
 - Автоматизовані обрахування по обліку електроенергії;
- Організація доступу до інформації АСТОЕ з використанням web-інтерфейсу:
 - Мнемосхеми, графіки, табличні екранні форми;
 - Експорт звітних даних в MS Excel;
 - Виведення даних до друку;
 - Оповіщення з використанням звукової сигналізації, світлової сигналізації, повідомлень на екранних формах, повідомлень за електронною адресою;

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		41

- Буферизації всієї інформації, що надходить, з подальшим її архівуванням;
- Зберігання інформації в базі даних з заданою глибиною архіву;
- Контроль доступу та розмежування прав доступу користувачів;
- Передавання даних в зовнішні системи.

ПЗ PAS встановлюється на сервер АСТОЕ і призначене для налаштування приладів обліку. ПЗ PAS є безкоштовним ПЗ, що входить до комплекту поставки приладів Satec. За необхідності ПЗ PAS може бути встановлене на АРМ користувачів.

2.7 Організація локальної мережі АСТОЕ

2.7.1 Інтерфейс RS-485

RS-485 (Recommended Standard 485 або EIA/TIA-485-A) – рекомендований стандарт передавання даних по двопровідному напівдуплексному багатоточковому послідовному симетричному каналу зв'язку. Спільна розробка асоціацій: Electronic Industries Alliance (EIA) та Telecommunications Industry Association (TIA). Стандарт визначає лише фізичні рівні передачі сигналів (тобто тільки 1-й рівень моделі взаємозв'язку відкритих систем OSI). Стандарт не описує програмну модель обміну та протоколи обміну. RS-485 створювався для розширення фізичних можливостей інтерфейсу RS-232 щодо передавання двійкових даних. Наразі він є одним із найпоширеніших стандартів фізичного рівня зв'язку.

Інтерфейс RS-485 здійснює двонаправлене напівдуплексне передавання даних. Дані передаються одночасно тільки в один бік, для передавання даних в інший бік необхідне переключення приймача. Схема типового прийомопередатчика RS-485 зображена на рис. 2.2.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						42
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

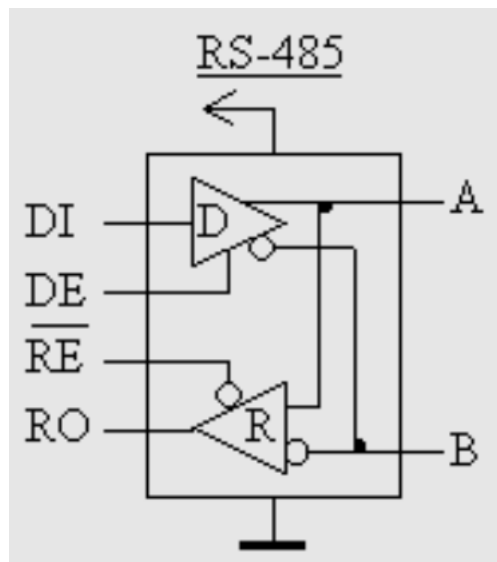


Рисунок 2.2 – Схема типового прийомопередатчика RS-485, де

D (driver) – Передавач;

R (receiver) – Приймач;

DI (driver input) – цифровий вхід передавача;

DE (driver enable) – дозвіл роботи передавача;

RE (receiver enable) – дозвіл роботи приймача;

RO (receiver output) – цифровий вхід приймача;

A – прямий диференціальний вхід/вихід;

B – інверсний диференціальний вхід/вихід.

RS-485 має симетричний канал зв'язку. Для приймання та передавання даних використовуються два однакових проводи і по ним по чергово йде обмін даними в обидві сторони. При використанні крученої пари зростає стійкість сигналу до синфазних завад (завади, що діють на обидва проводи лінії однаково).

У RS-485 диференціальний (або балансний) спосіб передавання даних. Сенс полягає у тому, що з одного дроту (умовно A) йде оригінальний сигнал, а з іншого (умовно B) - його інверсна копія. Інакше кажучи, якщо одному проводі "1", то іншому "0" і навпаки. Таким чином, між двома проводами крученої пари завжди є різниця потенціалів: при "1" вона позитивна, при "0" - негативна.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						43
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Принцип такої передавання даних зображено на рис. 2.3

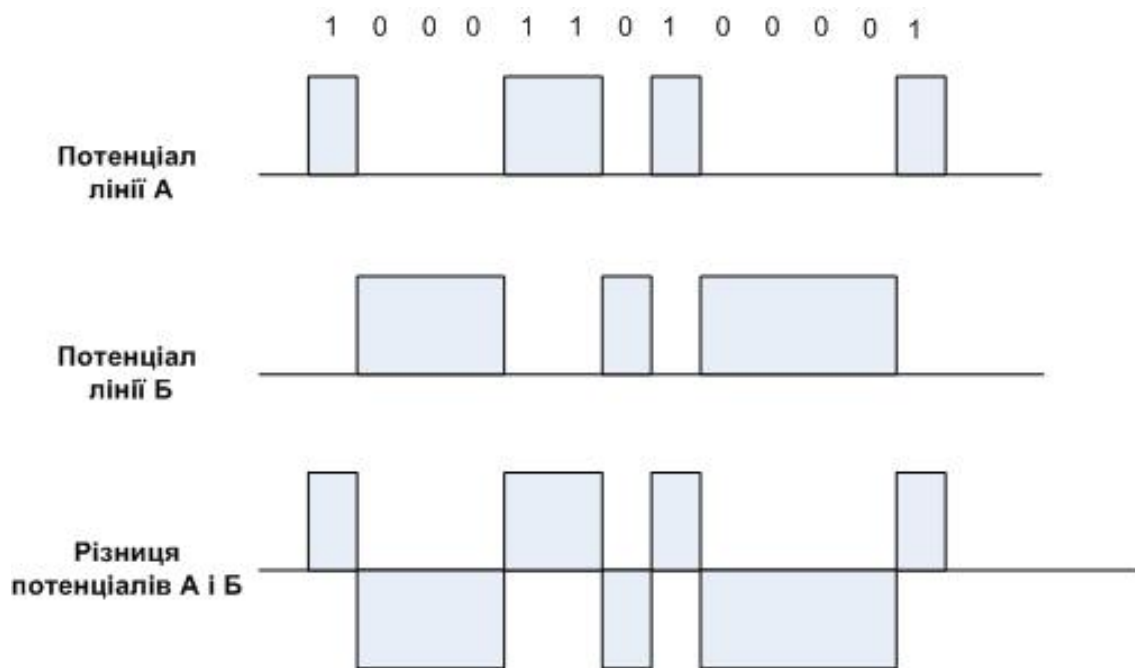


Рисунок 2.3 – Диференційний спосіб передачі даних

Важливою властивістю цього інтерфейсу є багатоточковість. Тобто допускається багато приєднань приймачів та прийомопередавачів. Проте передавач в даний момент часу може бути лише один, а приймачів багато, решта передавачів повинна чекати доки лінія зв'язку не звільниться.

У RS-485 є так звана зона нечутливості. Вважається що сигнал відсутній при рівні диференційного сингалу між контактами менше ніж ± 200 мВ.

Під час передавання сигналу на великі відстані, фронт сигналу, що відбивається в кінці лінії та повертається назад може спричинити спотворення поточного чи наступного сигналу. Для пригнічування ефекту відбиття сигналу на кінцях лінії між провідниками крученої пари встановлюють резистор з опором, що рівний хвильовому опору лінії (зазвичай 120 Ом). Тоді електромагнітна хвиля в кінці лінії буде поглинутою на резисторі. Такий резистор називають погоджувальним резистором, або термінатором. Підключення термінаторів на кінцях лінії зображено на рис. 2.4.

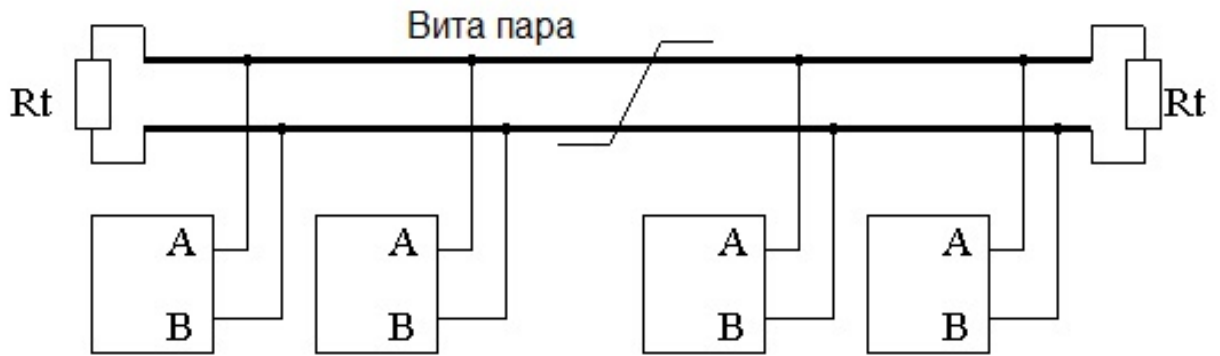


Рисунок 2.4 – Термінатори на кінцях лінії

Шина RS-485 повинна бути одним суцільним кабелем, до якого вже під'єднують всі приймачі та передавачі. При відстанях передачі більше 1200 м, або при кількості драйверів у сегменті більше 32 штук потрібно використовувати репітери (повторювачі) для створення наступного сегменту мережі. Якщо в системі є лиш один передавач то достатньо одного термінатора на протилежному кінці лінії. Топологію мережі RS-485 зображено на рис. 2.5.

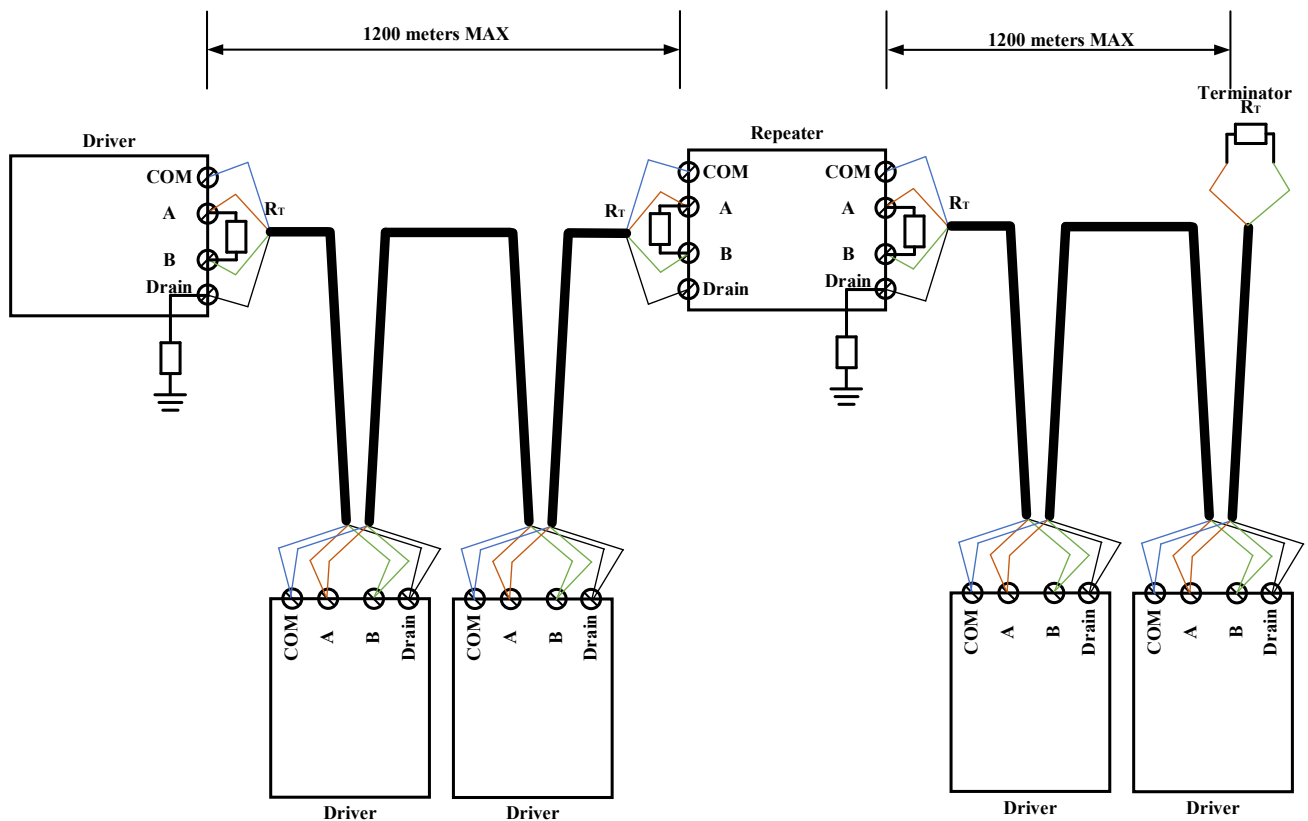


Рисунок 2.5 – Топологія мережі RS-485

На рівні фізичному така система вже готова до роботи, проте потрібен ще й протокол, тобто певна домовленість між приладами в системі про формати повідомлень, котрі будуть передаватись. За своєю природою кілька приладів RS-485 не можуть одночасно здійснювати передавання даних через конфлікт передавачів. Отже потрібно ввести певне розподілення прав на передавання між приладами. Існує централізований та децентралізований обмін.

У мережах централізованого принципу є лише один ведучий пристрій. Він генерує запити та команди для решти пристроїв, які є веденими. Ведені пристрої можуть передавати щось тільки за командою ведучого пристрою. В децентралізованих мережах роль ведучого пристрою може передаватись від одного пристрою до іншого.

2.7.2 Протокол Modbus

Протокол Modbus є найпоширенішим промисловим протоколом для міжмашинної взаємодії. Він є стандартом де-факто та підтримується майже всіма виробниками промислового обладнання.

Він визначає правила спілкування пристроїв. Наприклад, він каже, що один пристрій має бути ведучим (master), а решта веденим (slave). Master надсилає у шину зв'язку повідомлення певного формату, в якому або вказано адресу потрібного slave-пристрою, або призначене для всіх пристроїв. Пристрій slave, на який надіслано повідомлення, може тільки відповідати на запит master. Протокол регламентує формат повідомлення, його довжину, можливі значення елементів повідомлення. Є також контрольна сума, потрібна для перевірки того, що повідомлення дійшло неспотвореним.

Фізичний рівень

На фізичному рівні Modbus може використовуватись для передачі сигналу через інтерфейси RS-485/232/422, які широко розповсюджені в промисловості. Дальність передавання сигналу при цьому до 1200 м.

Використовуються протоколи RTU та ASCII. Також можлива реалізація через мережі TCP/IP, тобто фактичним каналом передавання даних можуть

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		46

бути будь-які Ethernet інтерфейси. Тоді використовується протокол Modbus TCP.

Рівень ланки даних

У Modbus ASCII дані кодуються символами з таблиці ASCII та передаються в шістнадцятковому форматі. Початок кожного пакету позначається символом двокрапки, а кінець – символом повернення каретки та переносу строки. Це дозволяє використовувати протокол на лініях з великими затримками та приладах з менш точними таймерами.

В протоколі Modbus RTU дані кодуються в двійковий формат, а розділювачем пакетів виступає інтервал часу. Цей протокол критичний до затримок та не може працювати, наприклад, на модемних лініях. При цьому накладні витрати на передачу менші ніж у Modbus ASCII бо довжина повідомлень менша.

У Modbus TCP структура пакетів схожа на Modbus RTU. Дані так само кодуються в двійковий формат та упаковуються в звичайний TCP пакет для передачі по IP мережам. Перевірка цілісності, що використовується у Modbus RTU, тут не застосовується, бо TCP має власний механізм контролю цілісності.

Основні відмінності на рівні ланки даних в різних реалізаціях протоколу Modbus показані на рис. 2.6.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		47

TCP/IP	Modbus TCP	<p>Передача двійкових даних в IP пакетах</p> <ul style="list-style-type: none"> • Перевірка цілісності винесена на рівень TCP • TCP підключення на порт 502
RS-232 RS-422 RS-485	Modbus RTU	<p>Двійкові дані в пакетах</p> <ul style="list-style-type: none"> • Кінець пакету визначається по інтервалам часу • Потребує точного таймеру, більш вибагливий до ресурсів
	Modbus ASCII	<p>Тільки ASCII дані в пакетах в 16-му форматі</p> <ul style="list-style-type: none"> • Початок пакету визначається символом ":" • Кінець пакету визначається символами повернення каретки "CR+LF" • Не потребує точного таймеру, менш вибагливий до ресурсів

Рисунок 2.6 – Відмінності на рівні ланки даних

Формат пакету

В залежності від реалізації протоколу заголовки пакету відрізняються. Основні складові пакету:

ADU (Application data unit) – пакет Modbus цілком зі всіма заголовками, PDU, контрольною сумою, адресою та маркерами. Відрізняється в залежності від реалізації протоколу.

PDU (Protocol data unit) – основна частина пакету, яка є однаковою для всіх реалізацій протоколу та вміщує в собі сам payload.

Адреса приладу – адреса отримувача, тобто slave-приладу. В одному сегменті Modbus-мережі можуть знаходитись до 247 приладів. Slave-прилади мають адреси що відрізняються, master-прилад не має адреси. Адреса «0» використовується для ширококомовних запитів від master-приладу, при цьому slave-прилади не можуть відповідати на ці ширококомовні запити.

Контрольна сума – алгоритми перевірки цілісності пакетів. В Modbus RTU та ASCII використовується два байти контрольної суми. В Modbus RTU використовується алгоритм CRC16, а в Modbus ASCII більш простий та менш надійний LRC8. В Modbus TCP контрольна сума не додається в ADU, так як цілісність перевіряється на рівні TCP.

Структуру пакетів різних реалізацій Modbus показано на рис. 2.7.

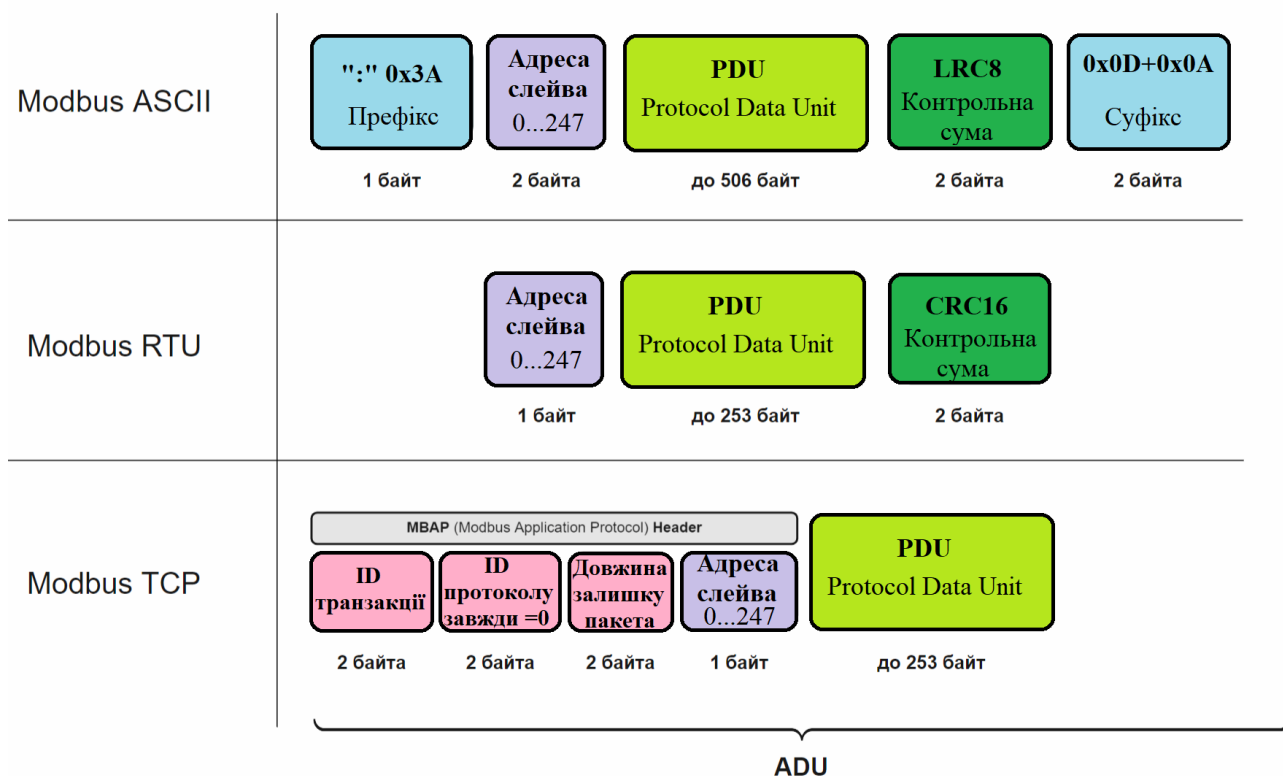


Рисунок 2.7 – Структура пакету Modbus

Регістри на функції Modbus

В спрощеному вигляді структура запитів Modbus складається з коду функції (читання/запис) та даних, котрі необхідно зчитати чи записати. При цьому коди функції відрізняються для різних даних. Отже розглянемо які бувають регістри та функції для роботи з ними.

Discrete Inputs – дискретні входи пристрою, котрі доступні тільки для читання.

Coils – дискретні виходи пристрою, або внутрішні значення. Доступні для читання та запису.

Input Registers – 16-ти бітні входи пристрою. Доступні тільки для читання.

Holding Registers – 16-ти бітні виходи пристрою, або внутрішні значення. Доступні для читання та запису.

Перелік адрес регістрів та функцій для кожного з регістрів slave-приладу представлено на рис. 2.8.

10001-19999	DISCRETE INPUTS Дискретні входи	Функції
		• 02 - читання групи регістрів
20001-29999	COILS Дискретні виходи	Функції
		• 01 - читання групи регістрів • 05 - запис 1 регістру • 15 - запис групи регістрів
30001-39999	INPUTS 16-ти бітні входи	Функції
		• 04 - читання групи регістрів
40001-49999	HOLDING REGISTERS 16-ти бітні виходи	Функції
		• 03 - читання групи регістрів • 06 - запис 1 регістру • 16 - запис групи регістрів

Рисунок 2.8 – Перелік адрес регістрів та їх функцій

Не дивлячись на назви, входи та виходи можуть насправді бути внутрішніми змінними, зберігати лічильники, прапорці, або бути керуючими тригерами. Існують також і інші діапазони регістрів, але в більшості приладів вони не використовуються. В різних приладах можуть також бути задіяні різні діапазони регістрів, або всі одразу.

Недоліки протоколу Modbus

Оскільки протокол розроблявся більше 40 років тому, коли продуктивність процесорів була істотно нижчою та протоколи розроблялись без умов захисту даних, то він має ряд недоліків:

- Протокол не передбачає аутентифікацію та шифрування даних що передаються. Тому при використанні Modbus TCP необхідно використовувати VPN-тунелі;
- Slave-пристрій не може ініціювати передавання даних, тому master-прилад повинен постійно опитувати slave-пристрої;

					141.EK39101.001.ДБ	Арк.
						50
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- Slave-пристрій не може виявити втрату зв'язку з master-приладом. Ця проблема прямо виходить з попередньої.

Проте, не дивлячись на всі свої недоліки Modbus залишається найрозповсюдженішим промисловим протоколом і завдяки відкритості дозволяє дуже легко об'єднувати прилади різних виробників. Невибагливість до ресурсів дозволяє інтегрувати протокол в найменш потужні пристрої.

Висновки

В цьому розділі було розглянуто структуру автоматизованої системи технічного обліку електроенергії. Було описано мету створення АСТОЕ та призначення системи. Зроблено опис процесу роботи АСТОЕ. Розглянуто загальні положення про систему та її функції в цілому, детально описано функції верхнього та нижнього рівнів АСТОЕ. Наведені функції СЗЄЧ.

Також було розглянуто комплекс основних технічних засобів для всіх рівнів АСТОЕ та для СЗЄЧ. Зроблено опис АРМ оперативного персоналу та програмного забезпечення для нижнього та верхнього рівнів системи.

Було запропоновано варіант організації локальної мережі АСТОЕ з використанням інтерфейсу RS-485 та протоколу Modbus. Тому було наведено загальні відомості про інтерфейс RS-485 та представлено топологію мережі, побудованої за даним інтерфейсом. Також надана інформація щодо протоколу передавання даних Modbus, що буде використаний в запропонованій системі для передавання даних.

На основі наведеної інформації в подальшому необхідно обрати відповідне обладнання для АСТОЕ.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		51

3. ЗАСОБИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ

3.1 Вибір точок обліку та типів цифрових лічильників електроенергії

На підстанції пропонується впровадити загальну АСОЕ, яка буде містити в собі як АСКОЕ так і АСТОЕ. Тому цифрові лічильники електроенергії мають бути встановлені:

- 1) На лініях живлення підстанції;
- 2) На вводах 10 кВ силових трансформаторів;
- 3) На вводах 110 кВ силових трансформаторів;
- 4) На міжсекційних вимикачах;
- 5) На відгалудженнях до ТВП;
- 6) На відгалудженнях до дугогасних катушок;
- 7) На відгалудженнях до споживачів.

Зі сторін 10 кВ будуть використані лічильники Satec BFM II-RS5-50HZ-G-C18R із 36-ма однофазними вимірювальними каналами та проміжними ТС CS05S. Зі сторони 110 кВ - PM130EH-PLUS-5-50Hz-H-ACDC-870 із 3-ма однофазними вимірювальними каналами. Всі точки встановлення лічильників з типами лічильників наведено у табл. 3.1

Таблиця 3.1 – Точки встановлення різних типів лічильників

№ п/п	Найменування приєднання	Порт RS-485	Основний – о, Дублюючий – д.	Тип лічильника
1	РП-111	1/1	о	BFM-II
2	ТП-4353	1/1	о	BFM-II
3	ТДГК-10 І с.ш.	1/1	о	BFM-II
4	ПК-10 кВ ТСН-1	1/1	о	BFM-II
5	В-10кВ Т-1 І с.ш.	1/1	о	BFM-II

					141.ЕК39101.001.ДБ		
<i>Вим.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підпис.</i>	<i>Дата</i>			
<i>Розроб.</i>		Габунія Г.М.			Засоби обліку електроенергії на підстанції 110/10 кВ		
<i>Перевір.</i>		Лавренова Д.Л					
<i>Реценз.</i>							
<i>Н. Контр.</i>		Настенко Д.В					
<i>Затверд.</i>		Марченко А.А					
					<i>Арк.</i>	<i>Арк.</i>	<i>Аркушів</i>
					52	16	
					НТУУ «КПІ ім. Ігоря Сікорського» ФЕА, гр. ЕК-391		

Продовження таблиці 3.1

№ п/п	Найменування приєднання	Порт RS- 485	Основний – о, Дублюючий – д.	Тип лічильника
6	РП-44	1/1	о	BFM-II
7	ТП-2246	1/1	о	BFM-II
8	РП-275 N2	1/1	о	BFM-II
9	РП-266	1/1	о	BFM-II
10	РП-141 N2	1/1	о	BFM-II
11	РП-306 N2	1/1	о	BFM-II
12	СВ-10 КВ I-III с.ш.	1/1	о	BFM-II
13	РП-147	1/2	о	BFM-II
14	РП-145 N1	1/2	о	BFM-II
15	РП-275 N1	1/2	о	BFM-II
16	РП-306 N3	1/2	о	BFM-II
17	РП-141 N1	1/2	о	BFM-II
18	РП-119	1/2	о	BFM-II
19	ТДГК-10 III с.ш.	1/2	о	BFM-II
20	В-10кВ Т-2 III с.ш.	1/2	о	BFM-II
21	ТДГК-10 IV с.ш.	1/3	о	BFM-II
22	ПК-10 ТСН-2	1/3	о	BFM-II
23	В-10 кВ Т-2 IV с.ш.	1/3	о	BFM-II
24	РП-221 N1	1/3	о	BFM-II
25	ТП-2778	1/3	о	BFM-II
26	РП-286	1/3	о	BFM-II
27	РП-63 N2	1/3	о	BFM-II
28	РП-150 N1	1/3	о	BFM-II
29	РП-306 N1	1/3	о	BFM-II
30	СВ-10 КВ II-IV с.ш.	1/4	о	BFM-II
31	РП-221 N2	1/4	о	BFM-II

Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

141.ЕК39101.001.ДБ

Арк.

53

Закінчення таблиці 3.1

№ п/п	Найменування приєднання	Порт RS- 485	Основний – о, Дублюючий – д.	Тип лічильника
32	РП-145 N2	1/4	о	BFM-II
33	РП-63 N2	1/4	о	BFM-II
34	РП-177	1/4	о	BFM-II
35	РП-150 N2	1/4	о	BFM-II
36	РП-249	1/4	о	BFM-II
37	В-10 кВ Т-1 II с.ш.	1/4	о	BFM-II
38	ТДГК-10 II с.ш.	1/4	о	BFM-II
39	РП-293	1/4	о	BFM-II
40	Північна-Беличі	2/1	о	PM130EH
41	Північна-Ірпінь-3	2/2	о	PM130EH
42	Північна-Беличі	2/3	д	PM130EH
43	Північна-Ірпінь-3	2/4	д	PM130EH
44	В-110 кВ Т1	2/5	о	PM130EH
45	В-110 кВ Т2	2/6	о	PM130EH
46	В-110 кВ Т1	2/7	д	PM130EH
47	В-110 кВ Т2	2/8	д	PM130EH

3.2 Вибір цифрових лічильників електроенергії

Для організації обліку електроенергії та потужності в точках вимірювання АСТОЕ пропонується встановити багатофункціональні лічильники електроенергії серій РМ130ЕН та ВФМ-II виробництва Satec.

Прилади обліку призначені для вимірювання активної та реактивної електроенергії, накопичення масивів інформації про потужності навантаження, вимірювання параметрів трифазної мережі і параметрів якості електричної енергії.

В лічильниках, що запропоновані в АСТОЕ, реалізовані функції вбудованого годинника і ведення журналу подій, в який заноситься час та дата всіх важливих операцій з лічильником, а також зміни стану лічильника, мережі та інше.

Лічильник Satec ВФМ-II

Принцип дії лічильника електроенергії Satec ВФМ-II заснований на швидкому аналого-цифровому перетворенні вхідних сигналів струму та напруги по кожній з фаз. Цифровий код передається для подальшого оброблення до основного мікропроцесору. Мікропроцесор обчислює миттєві та середні значення струму, напруги, частоти, коефіцієнта потужності, активної, реактивної та повної потужності, а також значення активної, реактивної та повної енергії накопичувальним результатом. Виміряні величини зберігаються в енергонезалежній пам'яті та можуть передаватись через цифровий інтерфейс для подальшої обробки, аналізу та збереження в різних програмно-технічних чи вимірювально-обчислювальних комплексах. Загальний вигляд лічильника представлено на рис. 3.1.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		55



Рисунок 3.1 – Загальний вигляд лічильника Satec BFM-II у мінімальній комплектації.

Лічильники обладнані портами RS-485, Ethernet та USB, що знаходяться в базовому модулі та реалізують протоколи передавання даних Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 60870-5-101/104, DNP3. USB порт призначений для зв'язку з персональним комп'ютером, що містить інстальоване програмне забезпечення PAS. Підключення порту RS-485, який розташований на базовому модулі, та решти електричних з'єднань лічильника зображено на рис. 3.2.

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			56

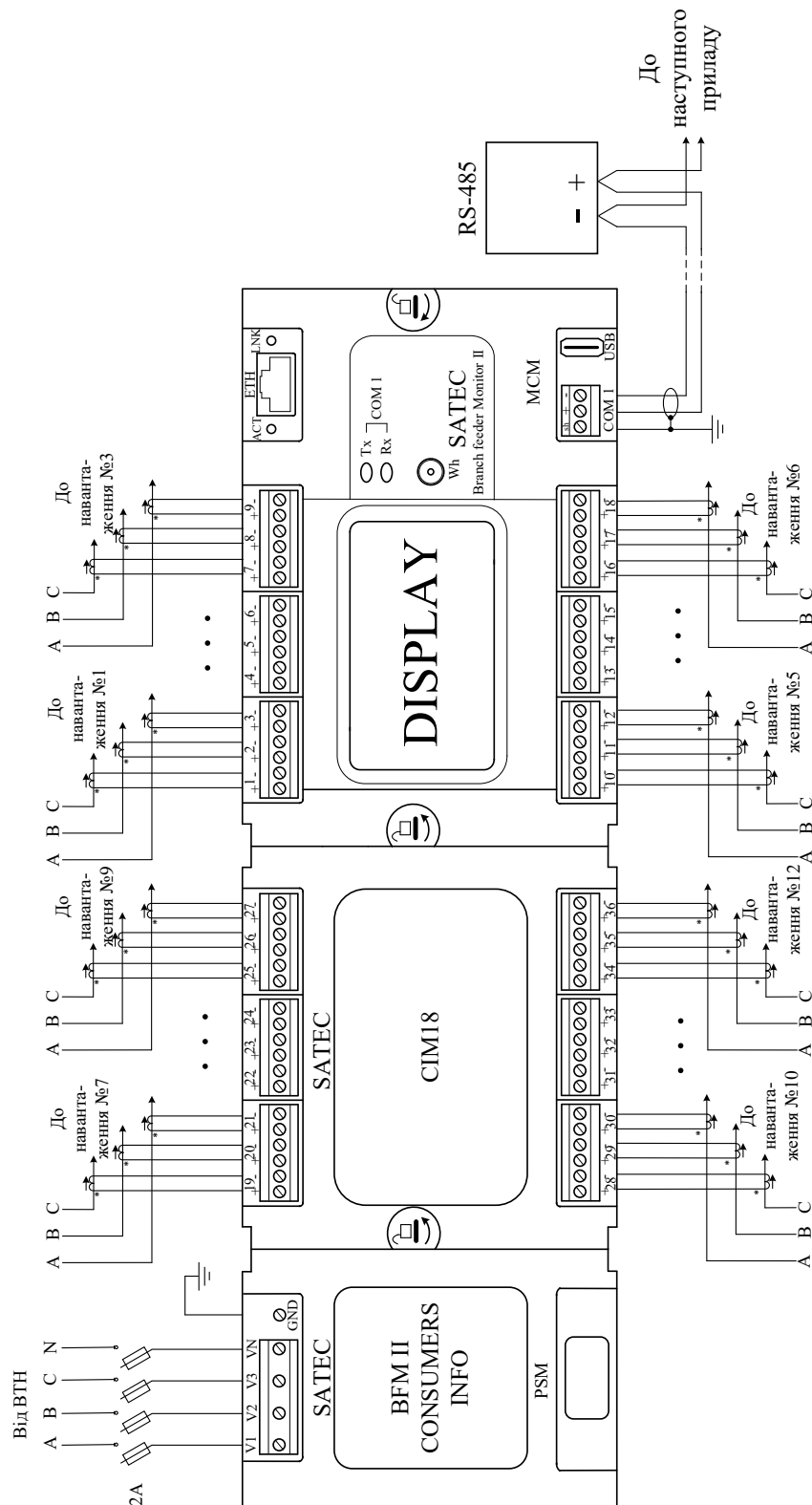


Рисунок 3.2 – Схема електричних з'єднань лічильника Satec BFM-II.

Лічильники автоматично ведуть журнал подій, що зберігається в енергонезалежній пам'яті і фіксують дату та час наступних подій:

- Зв'язок з лічильником, що призвів до змін даних чи конфігурації;
- Корекція часу, з фіксацією величини корекції часу;

- Формування події за результатами автоматичної самодіагностики;
- Відсутність напруги на кожній з фаз з фіксацією часу зникнення та появи напруги;
- Перерва у живленні лічильника з фіксацією часу зникнення та відновлення живлення;
- Спрацювання тригерів та стан дискретних входів та релейних виходів.

Технічні характеристики лічильника представлені у табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики лічильника BFM-II від Satec

Входи напруги	4, 3 фази та нейтраль
Робоча напруга, В	100/220
Максимальна фазна напруга, В	320
Максимальна лінійна напруга, В	544
Номінальний (максимальний) вхідний струм, А	5
Частота, Гц	50
Клас точності при вимірюванні у прямому й зворотному напрямі: - активна електроенергія - реактивна електроенергія	0,5S 0,5S
Клас точності при вимірюванні у прямому й зворотному напрямі: - активна електроенергія - реактивна електроенергія	0,5S 0,5S
Швидкість обміну інформацією, біт/с: - по оптичному порту - по інтерфейсу RS-485	9600 до 38400
Міжповірочний інтервал, років	14
Середнє напрацювання до відмови, год	160000

Продовження Таблиці 3.2

Робочі умови експлуатації лічильника: - температура оточуючого повітря, °С	від -20 до +60
Швидкість обміну інформацією, біт/с: - по оптичному порту - по інтерфейсу RS-485	9600 до 38400
Габаритні розміри (Д x Ш x В), мм	416 x 128x 72.5

Лічильник Satec PM130EH

Прилад забезпечує трифазні вимірювання параметрів електроенергії, включно з показниками якості, моніторинг зовнішніх подій через дискретні входи, взаємодію з зовнішнім обладнанням через контактні реле. У вхідних струмових ланцюгах приладів встановлені високоточні трансформатори струму. Математичну обробку сигналів забезпечує контролер з оперативною пам'яттю RAM та внутрішньою енергонезалежною пам'яттю EEPROM. Загальний вигляд лічильника представлено на рис. 3.3.



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд лічильника Satec PM130EH

Прилад обладнано портом зв'язку RS-485 (протоколи Modbus RTU, IEC 61870-5-101, DNP3, ASCII). Використовуючи додатковий модуль можливо

встановити додатковий комунікаційний порт Ethernet (протоколи Modbus TCP, DNP3/TCP, IEC 61870-5-104) або Profibus. Схему підключення електричних ланцюгів приладу зображено на рис. 3.4.

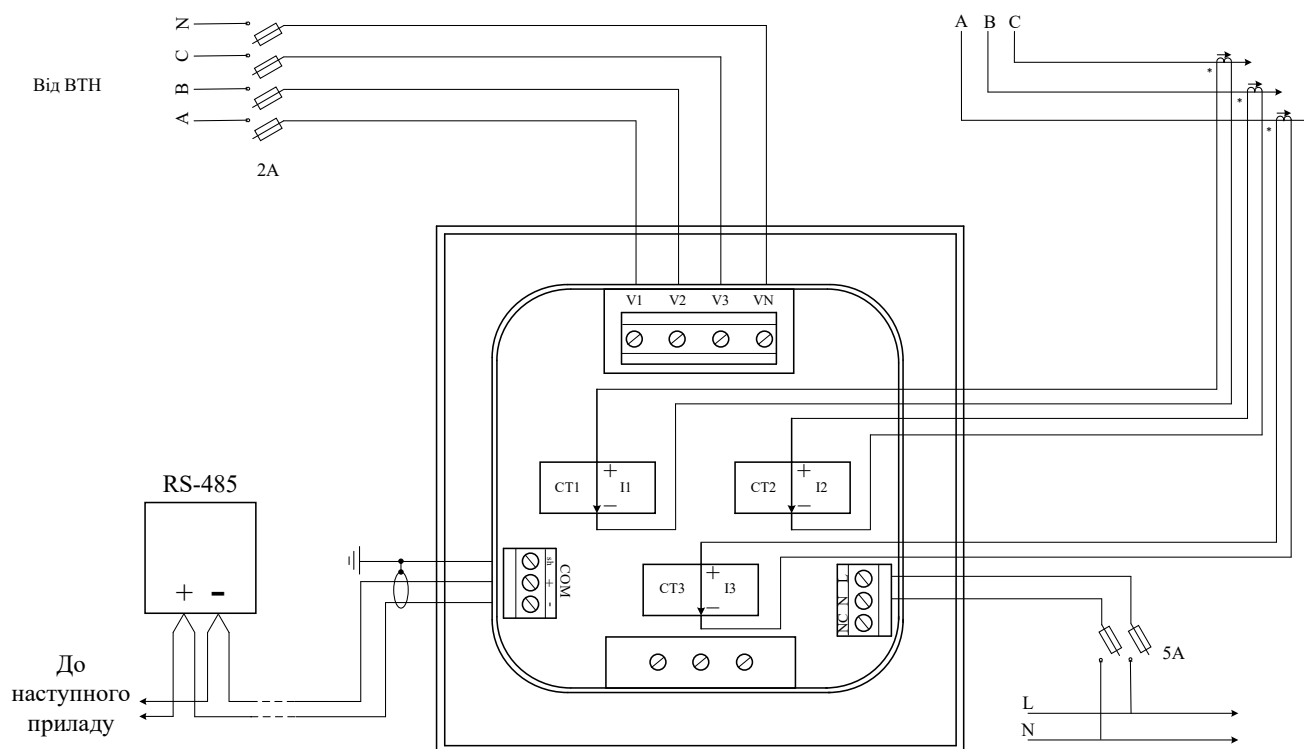


Рисунок 3.4 – Схема підключення електричних ланцюгів лічильника PM130EN Plus від Satec

Модифікація PM130EN Plus дозволяє проводити вимірювання наступних величин: струм, напруга, частота, коефіцієнт потужності, активна потужність, реактивна потужність, повна потужність, несиметрія струмів та напруг, активна енергія, реактивна енергія, повна енергія, коефіцієнти спотворень синусоїдальності струмів та напруг. Прилад має три входи напруги та три гальванічно ізольовані входи струму. Може бути використаний як для прямого підключення, так і для підключення через трансформатори струму та напруги. Технічні характеристики лічильника PM130EN Plus від Satec наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Технічні характеристики лічильника PM130EN Plus від Satec

Номинальний (максимальный) входний струм, А	5
Номинальна частота мережі, Гц	50
Діапазон частот мережі, Гц	від 45 до 65

Продовження таблиці 3.3

Клас точності при вимірюваннях у прямому та зворотному напрямі: - Активна електроенергія - Реактивна електроенергія	0,5S 0,5S
Дисплей	яскравий 3-х строчний світлодіодний
Напруга джерела живлення, В - змінного струму: - постійного струму:	85 - 265 88 - 290
Комунікаційні протоколи	Modbus та IEC 60870-5-101/104
Швидкість обміну інформацією - по оптичному порту: - по інтерфейсу RS-485: - по інтерфейсу Ethernet:	19200 біт/с до 115200 біт/с 10/100 Мбіт/с
Робоча температура, °С	від -30 до +60
Міжповірочний інтервал, років	14
Середній строк служби, лет	30
Середнє напрацювання до відмови, ч	92000
Маса, кг	0,7
Габаритні розміри (Д х Ш х В), мм	114 x 114 x 109

3.3 Вибір серверного обладнання

Сервер NEXCOM NISE 3800E

Пропонується використовувати Сервер NEXCOM NISE 3800E. Це компактний вбудований промисловий безвентиляторний комп'ютер для промислової автоматизації. Його зовнішній вигляд представлено на рис. 3.5.



Рисунок 3.5 – зовнішній вигляд NEXCOM NISE 3800E

									Арк.
									61
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	141.ЕК39101.001.ДБ				

Сервер має наступні характеристики:

- Підтримка процесорів 6/7 покоління Intel Core i7/i5/i3 з сокетом типу LGA 1151;
- Чіпсет Intel Q170 PCH;
- 1 x DVI-D, 1 x DP, 1 x HDMI з підтримкою незалежного дисплею;
- 3 порти Intel GbE LAN, підтримка WoL, Teaming, PXE;
- 1 зовнішній сокет M.2 (M-key 2242) та 1 слот для SIM-карти;
- 4 x USB 3.0, 2 x USB 2.0, 2 x RS-232/422/485 з автоматичним контролем потоку;
- 2 вбудованих роз'єми mini-PCIe;
- Діапазон вхідного живлення: 9 – 30 В, DC;

Сервер точного часу Meinberg LANTIME M200

Сервер часу LANTIME M200 може бути встановлений для забезпечення точного часу для малих та середніх комп'ютерних мереж. Цей сервер часу початкового рівня синхронізує всі системи, що сумісні з NTP або з SNMP, використовуючи вбудований годинник Meinberg у якості основного джерела еталонного часу. Зовнішній вигляд серверу зображено на рис. 3.6.



Рисунок 3.6 – Зовнішній вигляд Meinberg LANTIME M200

Три світлодіоди відображають статус трьох основних параметрів: актуальне джерело еталонного часу (наприклад GPS), служба синхронізації часу (SNMP, NTP), стан підключення до мережі. Четвертий світлодіод «Тривога» (ALARM) може бути налаштований на оповіщення про певні події, що описані в інструкції.

LANTIME обладнано високоточним генератором «ТСХО». Генератор визначає характеристики утримання еталонного часу (наприклад при перериванні або зникненні сигналу).

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		62

Характеристики Meinberg LANTIME M200:

- CPU AMD Geode™ LX 800 (500 MHz, 128 KB L2 cache, 3.6 W);
- Вбудована оперативна пам'ять – 256 МБ;
- Flash-накопичувач – 1 ГБ;
- Операційна система – Linux;

Стільниковий маршрутизатор MOXA OnCell 5104-HSPA

Це високопродуктивний індустріальний стільниковий маршрутизатор, який забезпечує одночасну передачу даних від 4 Ethernet пристроїв через один стільниковий обліковий рахунок. Він використовується для первинного або резервного підключення віддалених вузлів та пристроїв до мережі.

3.4 Вибір вимірювальних трансформаторів струму та напруги

3.4.1 Вимірювальні трансформатори струму

Хоча запропоновані лічильники електроенергії можуть (опційно) містити додаткові трансформатори струму, що забезпечують необхідне перетворення розміру величини, однак слід наперед розрахувати їх параметри.

Вимірювальні трансформатори струму призначені для перетворення первинного струму до значень більш зручних для вимірювань і для розділення ланцюгів вимірювання та захисту від первинних ланцюгів високої напруги.

Номінальний первинний струм – струм, при якому пристрій здатен працювати у тривалому режимі без перегріву.

Номінальний вторинний струм – струм, на котрий розраховано прилади, що приєднуються до вторинної обмотки ТС. Стандартні значення для номінальних вторинних струмів є 1, 2 та 5 А, найпоширенішим є останнє.

Перевіримо на сумісність обладнання, що вже є на підстанції. На підстанції, що розглядається, наявні вимірювальні трансформатори струму ТВ-110-20, ТВТ-110, ТВЛМ-10/100 ТВТ-35М, ТВЛМ-10/200, ТВЛМ-10/300, ТВЛМ-10/400, ТВЛМ-10/500, ТПШЛ-10/2000. Їх параметри наведено у табл. 3.4.

									Арк.
									63
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата	141.ЕК39101.001.ДБ				

Таблиця 3.4 – Параметри ВТС встановлених на підстанції

Тип ВТС	Номінальна напруга, кВ	Номінальний струм, А		Клас точності вторинних обмоток
		Первинний	Вторинний	
ТВ-110-20	110	600	5	3
ТВТ-110	110	600	5	3
ТВТ-35м	35	600	5	3
ТВЛМ-10/100	10	100	5	0.5
ТВЛМ-10/200	10	200	5	0.5
ТВЛМ-10/300	10	300	5	0.5
ТВЛМ-10/400	10	400	5	0.5
ТВЛМ-10/500	10	500	5	0.5
ТПШЛ-10/2000	10	2000	5	0.5

ТС обирають за наступними критеріями:

- 1) Напругою $U_{уст} < U_{ном}$;
- 2) Номінальним струмом $I_p < I_{ном}$;
- 3) Необхідним класом точності;
- 4) Термічною стійкістю $B_k < B_{к.ном}$;
- 5) Електродинамічною стійкістю $i_{уд.кз} < i_{дин}$;
- 6) Вторинним навантаженням;

Перевірка використання ТС ТПШЛ 10/2000.

Лічильники Satec BFM-II та Satec PM130EH Plus є універсальними пристроями і здійснюють вимірювання та реєстрацію значень напруги, струму, активної потужності, реактивної потужності, активної енергії, реактивної енергії, потужності. Отже встановлення додаткових пристроїв з тими самими функціями не передбачається.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		64

Для Satec BFM-II споживана потужність по ланцюгам напруги при трифазному живленні не більше ніж 8 ВА на фазу при повній комплектації та без використання додаткового джерела живлення. Споживана потужність по ланцюгам струму (на фазу) не більше ніж 0,025 ВА.

Для Satec PM130EH Plus споживана потужність по ланцюгам напруги при трифазному живленні не більше ніж 0,4 ВА на фазу при повній комплектації. Споживана потужність по ланцюгам струму (на фазу) не більше ніж 0,1 ВА.

Отже найбільша споживана потужність при використанні лічильника Satec BFM-II у комплектації на 36 вимірювальних каналів по струмовим ланцюгам буде:

$$S_{\text{прил}} = 36 * 0.025 = 0,9 \text{ ВА}$$

Тоді опір приладу, приєднаного до ТС:

$$r_{\text{прил}} = \frac{S_{\text{прил}}}{I_{\text{ном2}}^2} = \frac{0.9}{5^2} = 0,036 \text{ Ом}$$

Опір контактів r_k приймаємо рівним 0,01 Ом при кількості приладів не більше трьох. Вторинний опір $r_{2\text{ном}}$ трансформатора струму в класі точності 3Р буде дорівнювати 1,2 Ом. Тоді визначимо опір проводів:

$$r_{\text{пр}}' = r_{2\text{ном}} - r_{\text{прил}} - r_k = 1.2 - 0.036 - 0.01 = 1,154 \text{ Ом}$$

$l_{\text{розр}}$ розрахункова довжина проводу, що залежить від схеми з'єднань однофазних ТС, для схем повної зірки $l_{\text{розр}} = l$, а для схем неповної зірки $l_{\text{розр}} = \sqrt{3}l$ (l - відстань від місця розташування ТС до вимірювальних приладів – довжина траси), в метрах. [6].

Приймаємо $l_{\text{розр}} = 90$ м і знаючи питомий опір міді ($\rho = 0,0175 \text{ Ом} * \text{мм}^2 / \text{м}$), розрахуємо перетин з'єднувальних проводів:

$$q = \rho * \frac{l_{\text{розр}}}{r_{\text{пр}}'} = \frac{0.0175 * 90}{1.154} = 1,36 \text{ мм}^2$$

Отже приймаємо перетин проводів рівним 1,5 мм². Тоді їх опір:

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			65

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0175 * 90}{1.5} = 1,05 \text{ Ом}$$

Фактичне навантаження ТС:

$$r_{2\text{пр}} + r_{\text{прил}} + r_{\text{к}} = 1,05 + 0,036 + 0,01 = 1,096 \text{ Ом}$$

Термічна стійкість:

$$B_{\text{к.ном}} = 50^2 * 3 = 7500 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к2}}^2 * (t_{\text{відкл}} + T_{\text{а}}) = 3,96^2 * (2,07 + 0,06) = 33,4 \text{ кА}^2 * \text{с}$$

$$t_{\text{відкл}} = \Delta t_{\text{відкл}} + \Delta t_{\text{рз}} = 0,07 + 2 = 2,07 \text{ с}$$

$t_{\text{відкл}}$ — час відключення;

$\Delta t_{\text{відкл}}$ — час спрацювання вимикача ВМП-10К/ 630. $\Delta t_{\text{відкл}} = 70 \text{ мс}$;

$T_{\text{а}}$ — стала часу. Приймаємо $T_{\text{а}} = 0,06 \text{ с}$ для низької сторони напруги ПС.

Як бачимо $B_{\text{к}} < B_{\text{к.ном}}$, отже умова виконується.

3.4.2 Вимірювальні трансформатори напруги

На ПС, що розглядається наявні трифазні вимірювальні трансформатори напруги НТМИ-10-66 на шинах 10 кВ та однофазні НОМ-10 з боку комірок №45, №40, №7. Їх характеристики наведено в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Параметри ВТН, встановлених на ПС

Тип	Клас напруги, кВ	Найбільша робоча напруга, кВ	Номинальна напруга обмоток, В				Номинальна потужність, ВА, у класі точності			Гранична потужність, ВА	Схема з'єднання
			Первинної	Вторинної	Додаткове вторинне	0,5	1	3			
НТМИ-10-66	10	12	10000	100	100/3	120	200	500	1000	Y/Yn-0	
НОМ-10	10	12	10000	100	-	75	150	300	630	Y/Yn-0	

Перевірка на відповідність ВТН НТМИ-10.

Вторинне навантаження ВТН складе:

$$S_2 = 8 * 3 = 24 \text{ В * А}$$

Трансформатор напруги НТМИ-10-66 має номінальну потужність 120 ВА у класі точності 0,5, отже:

$$S_2 = 24 \text{ В * А} < S_{\text{ном}} = \sqrt{3} * 120 = 207,8 \text{ В * А}$$

Тобто вимірювальний трансформатор напруги типу НТМИ-10 відповідає обраному класу точності.

Висновок

В цьому розділі були обрані точки обліку та типи цифрових лічильників електроенергії для реалізації АСТОЕ. А саме, запропоновано використовувати лічильники Satec BFM-II та Satec PM130EH, які за рахунок своїх функціональних можливостей, дозволяють значно скоротити кількість ліній зв'язку та легко побудувати як апаратну, так і програмну частину АСТОЕ.

Окрім цього, було запропоновано серверне обладнання для АСТОЕ; сервер NEXCOM Nise 3200 та сервер точного часу Meinberg Lantime M200. Їх технічні параметри дозволяють забезпечити функції зв'язку та синхронізації системи, що розробляється.

Перевірено на сумісність із запропонованими лічильниками електроенергії вимірювальні трансформатори струму та напруги, що вже є наявними на ПС 110/10 кВ, що розглядається в дипломному проекті.

Запропоноване обладнання може цілком задовольнити вимоги до АСТОЕ, що розробляється.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		67

ВИСНОВКИ

Об'єктом дипломного проекту була ПС 110/10 кВ, а предметом стала автоматизована система технічного обліку електроенергії.

Підстанція, що розглядалася, є двохтрансформаторною відгалуджувальною підстанцією, побудованою за схемою два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку ліній. Це понижуюча підстанція, призначена для живлення споживачів різних категорій. Було розглянуто склад основного обладнання ПС, створена схема заміщення даної ПС та розраховані струми КЗ на шинах 10 кВ та зі сторони ВН силових трансформаторів. Отримані значення підтверджують правильність вибору обладнання на ПС.

На основі сформульованої мети створення АСТОЕ та огляду призначення і функціонування автоматизованої системи обліку електроенергії була запропонована загальна структура майбутньої системи. Вцілому вона має дворівневу структуру, що складається з рівня збирання (лічильники електроенергії), рівня передавання інформації (лінії зв'язку на основі інтерфейсу RS-485) та обробки інформації (сервер). Відповідно до структури були описані функції верхнього та нижнього рівнів АСТОЕ. При цьому окрема увага приділялася забезпеченню синхронізації системи за часом, опису АРМ оперативного персоналу та програмного забезпечення для нижнього та верхнього рівнів системи.

Для забезпечення інформаційного обміну на нижньому рівні АСТОЕ пропонується використовувати протокол Modbus RTU для інтерфейсу RS-485. Огляд основних характеристик інтерфейсу RS-485 та протоколу Modbus дозволив продемонструвати топологію майбутньої локальної мережі та описати правила її функціонування.

Для реалізації АСТОЕ було обрано лічильники електроенергії:

- типу Satec BFM-II з боку низької напруги,
- типу Satec PM130EH для обліку електроенергії з боку живлення ПС та для контролю роботи силових трансформаторів.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						68
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Показано, що АСТОЕ для ПС, яка розглядалася, має містити мінімум 47 лічильників електроенергії.

Окрім цього було обрано серверне обладнання. А саме пропонується використовувати:

- сервер NEXCOM Nise 3200,
- сервер точного часу Meinberg Lantime M200.

На основі розрахунків була підтверджена можливість використання наявних на підстанції ВТН та ВТС для використання із обраними типами лічильниками електроенергії.

Таким чином, в дипломному проекті було запропоновано технічне рішення для автоматизованої системи технічного обліку електроенергії (як частини загальної АСОЕ) на ПС 110/10 кВ. Основні функції такої системи: отримання достовірних даних з метою подальшого аналізу витрат електричної енергії і можливості на підставі отриманих даних проведення заходів, направлених на раціональне використання електроенергії та проведення енергоаудиту, а також автоматизований збір та зберігання інформації про параметри електричної мережі на приєднаннях на підстанції.

Використання запропонованої АСТОЕ дозволяє моніторити стан розподілу електроенергії на ПС. А головне – вести облік саме власних витрат електроенергії, що, в свою чергу, підвищує точність і правильність обрахунку балансу електроенергії та дозволяє оперативна моніторити стан обладнання ПС вцілому.

					141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
						69
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. ДСТУ 3270-95 Трансформатори силові. Терміни та визначення
2. ДСТУ 2815-94 Електричні і магнітні кола та пристрої. Терміни та визначення.
3. ДСТУ 2848-94 Апарати електричні комутаційні. Основні поняття. Терміни та визначення.
4. Розрахунок струмів короткого замикання. [Електронний ресурс] – Режим доступу URL:
https://web.posibnyky.vntu.edu.ua/feeem/9kulyk_modelyuvannya_zadachah_rozvytku_elektrsystem/4_2.htm
5. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.
6. Електрична частина станцій і підстанцій: Навч. посібник /А.О.Омельчук. - К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2017. - 479 с.
7. Коцар О.В. Автоматизовані системи контролю, обліку та управління енерговикористанням / О. В. Коцар, Навч. посібн. – К. : КПІ ім. Ігоря Сікорського, — Дніпро: Середняк Т. К., 2017, — 44 с.
8. Рожков П.П. Контроль та облік електричної енергії / П. П. Рожков, С. Е. Рожкова. – Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2018. – 107 с.
9. Особливості обліку електроенергії, спожитої на власні потреби підстанцій. [Електронний ресурс] – Режим доступу URL:
<https://core.ac.uk/download/pdf/11316698.pdf>
10. Інструкція про порядок комерційного обліку електричної енергії. [Електронний ресурс] – Режим доступу URL:
<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va349227-98#Text>

						141.ЕК39101.001.ДБ	Арк.
Вим	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата			70