

Міністерство освіти і науки України
Західноукраїнський національний університет
Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем

ПАВЛОВСЬКИЙ Арсен Олександрович

**АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ
КОМУТАЦІЙНИМИ МОДУЛЯМИ РОЗПОДІЛЬЧИМ ПУНКТОМ 6КВ /
AUTOMATED SYSTEM OF DISPATCHING CONTROL OF SWITCHING
MODULES OF THE 6KV DISTRIBUTION POINT.**

спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані
технології

Випускна кваліфікаційна робота

Виконав студент групи АКІТм-21
А, О. Павловський

Науковий керівник:
к.т.н., доцент А. І. Сегін

Випускну кваліфікаційну роботу
допущено до захисту:

" ____ " _____ 20__ р.

Завідувач кафедри СКС
_____ А.І.Сегін

Тернопіль 2023

Факультет комп'ютерних інформаційних технологій
Кафедра спеціалізованих комп'ютерних систем
Освітній ступінь "магістр"
спеціальність: 151 – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології
освітньо-професійна програма – Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

зав. кафедри СКС

А. І. Сегін

26 жовтня 2022р.

З А В Д А Н Н Я НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Павловському Арсену Олександровичу

(прізвище, ім'я по-батькові)

1. Тема кваліфікаційної роботи

Автоматизована система диспетчерського управління комутаційними модулями розподільчим пунктом 6кВ / Automated system of dispatching control of switching modules of the 6kV distribution point.

керівник роботи к.т.н., доцент Сегін А. І.

затверджено наказом по університету від «8» грудня 2022 р. № 491

2. Строк подання студентом закінченої кваліфікаційної роботи

30 листопада 2023р.

3. Вихідні дані до кваліфікаційної роботи:

1. План будівлі розподільчого пункту.

2. Вимоги до системи автоматизованого управління РП-6кВ.

3. Вимоги до апаратно-технічного забезпечення САУ РП-6кВ.

4. Вимоги до програмного забезпечення САУ РП-6кВ.

4. Основні питання, які потрібно розробити

1. Розробити алгоритм роботи диспетчерського пункту комутаційними модулями РП-6 кВ, програму налаштування та перевірки обладнання.

2. Спроекувати автоматизовану інформаційну вимірювальну систему комерційного та технічного обліку електроенергії РП 6 кВ.

3. Запрограмувати систему SCADA для диспетчеризації та збору даних.

4. Розробити загальну структуру автоматизованого диспетчерського пункту.

5. Перелік графічного матеріалу у роботі

1. Багаторівнева структура АСУ РП6–20 кВ.

2. Схема організації програмно-технічного комплексу.

3. Блок-схема алгоритм роботи автоматизованої системи.

6. Консультанти розділів кваліфікаційної роботи

Розділ	Прізвище ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
1	Сегін А. І., зав. кафедри СКС		
2	Сегін А. І., зав. кафедри СКС		
3	Сегін А. І., зав. кафедри СКС		

7. Дата видачі завдання 20 жовтня 2022р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назви етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Опис розподільного пристрої електромережі	20.10.2022р. – 28.02.2023р.	виконано
2	Вимоги до системи автоматизації технологічного процесу та її апаратна реалізація	1.03.2023р. – 30.06.2023р.	виконано
3	Вибір основних елементів системи автоматизації багатофункціональний термінал релейного захисту і автоматики 6-35 кВ ARIS-2305	1.07.2023р. – 5.11.2023р.	виконано
4	Остаточне оформлення та подача кваліфікаційної роботи на перевірку щодо плагіату	6.11.2023р. – 30.11.2023р.	виконано

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Павловський А.О.

Сегін А. І.

РЕФЕРАТ

Робота виконана на 84 сторінках та містить 12 рисунків, 8 таблиці, 31 джерел за переліком посилань.

Мета кваліфікаційної роботи. Розробка проекту автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ для безперервного енергопостачання цементного заводу.

Результати роботи. Модернізація автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ для безперервного енергопостачання споживачів.

Рекомендації по використанню результатів роботи. Розроблена система автоматизованого управління може використовуватись для інших пунктів диспетчерського керування комутаційними модулями РП – 6 кВ

Ключові слова: СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ, ДИСПЕТЧЕРСЬКИЙ ПУНКТ, ЕНЕРГОМЕРЕЖІ

ABSTRACT

The work is executed on 57 pages and contains 21 figures, 5 tables, 30 sources according to the list of references.

The purpose of the qualification work. Development of the project of an automated system of dispatching control of switching modules of RP - 6 kV for uninterrupted power supply of a cement plant.

Research results. Modernization of the automated system of dispatching control of switching modules of RP - 6 kV for uninterrupted energy supply to consumers.

Recommendations for the use of work results. The developed automated control system can be used for other points of dispatch control of switching modules of RP - 6 kV.

Keywords: AUTOMATED CONTROL SYSTEM, DISPATCH POINT, POWER NETWORKS

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ОПИС РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ.....	9
1.1 Устаткування автоматизованої системи диспетчерського управління РП 6 кВ	9
1.2 Обладнання комутаційних модулів РП – 6 кВ.....	15
1.3 Програмно-технічний комплекс диспетчерського управління обладнанням РП 6 кВ.....	22
2 ВИМОГИ ДО СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ТА ЇЇ АПАРАТНА РЕАЛІЗАЦІЯ...	25
2.1 Алгоритм роботи програмного забезпечення автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6кВ.....	25
2.2 Автоматизована інформаційна вимірювальна система комерційного та технічного обліку електроенергії РП – 6кВ.....	27
2.3 Програмне управління процесом виробництва.....	31
2.4 Вибір виконавчих механізмів автоматизованої системи диспетчерського керування.....	43
2.5 Управління вакуумними вимикачами та комутаційними модулями.....	47
3 ВИБІР ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ.	52
3.1 Вибір блоку управління, терміналу релейного захисту та автоматики...	52
3.2 Вибір електродвигуна приводу вакуумного вимикача на основі розрахунку необхідної потужності.....	59
3.3 Вибір модулів живлення, шафи, програмного контролера, датчиків та пульта системи автоматизації.....	62
3.4 Розробка програмного забезпечення системи диспетчеризації SCADA та терміналу ARIS.....	73
ВИСНОВКИ.....	79
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	81
ДОДАТОК А. КОПІЇ ПУБЛІКАЦІЙ.....	85

ВСТУП

Актуальність теми. Для підвищення ефективності використання основного обладнання та підвищення надійності роботи підстанції шляхом автоматизації керування електротехнічним обладнанням на сучасному етапі розвитку науки та техніки застосовують промислово-технічний комплекс автоматичної системи управління трансформаторною підстанцією на всіх класах напруги (110, 35 та 10(6) кВ).

Відповідно до «Стратегії розвитку електромережевого комплексу України», яка є сукупністю цілей, принципів, ефективних технічних, технологічних та організаційних вимог та рішень, що забезпечують підвищення ефективності, надійності, безпеки, економічності передачі та розподілу електроенергії, потрібно забезпечити розвиток та вдосконалення структури оперативно-технологічного управління електромережевими об'єктами, що у свою чергу можливе при розвитку та вдосконаленні інформаційної та телекомунікаційної інфраструктури, підвищення спостережуваності електричної мережі та якості інформаційного обміну з іншими суб'єктами електроенергетики.

Для реалізації вище поставлених цілей необхідно щоб обладнання, технології матеріали, комплексні системи відповідали сучасним вимог. Тому на етапі будівництва чи реконструкції має застосовуватися найсучасніше обладнання.

Для вдосконалення структури оперативно-технологічного управління об'єкти управління мають оснащуватися автоматизованою системою технологічного управління (АСТУ).

Крім того, об'єкти електромережевого комплексу підстанції енергосистеми, трансформаторні підстанції, розподільні пункти трансформаторні підстанції, лінія електропередач повинні бути оснащені автоматизованими системами управління, контролю, безперервного контролю з застосуванням автоматизованої системи моніторингу та

діагностики елементів цих об'єктів.

Метою роботи є розробка проекту автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ для безперервного енергопостачання цементного заводу.

Завдання роботи:

- дати характеристику обладнання автоматизованої системи диспетчерського управління РП 6 кВ, вибрати програмно-технічний комплекс;
- розробити алгоритм роботи диспетчерського пункту комутаційними модулями РП-6 кВ, програму налаштування та перевірки обладнання;
- спроектувати автоматизовану інформаційну вимірювальну систему комерційного та технічного обліку електроенергії РП 6 кВ;
- здійснити підбір обладнання автоматизованої системи диспетчерського управління;
- запрограмувати систему SCADA для диспетчеризації та збору даних;
- розробити систему управління вакуумними вимикачами та комутаційними модулями;
- розробити викочування елемент вакуумного вимикача, обґрунтувати вибір електродвигуна, зробити розрахунок конструкції викочуваного елемента;
- розробити загальну структуру автоматизованого диспетчерського пункту.

Об'єкт дослідження – комутаційний модуль РП 6 кВ.

Предмет дослідження – автоматизована система диспетчерського керування комутаційними модулями РП 6 кВ.

Методи дослідження базуються на теорії автоматичного управління, теорії імовірності та математичної статистики, методів програмного та імітаційного моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у застосуванні сучасної платформної технології ADMS для інтеграції всіх функцій

управління, наочного відображення віх етапів виробництва, генерування звітної та технічної документації та іншого.

Практичне значення отриманих результатів. полягає в модернізації автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ для безперервного енергопостачання.

Напрямки подальшого розвитку. Вдосконалення системи автоматизованого управління за рахунок впровадження більш досконалих методів та більш сучасної апаратури.

Публікації.

1. Рак О.М., Павловський А.О. Система автоматизованого управління водовідливу. / Збірник матеріалів проблемно-наукової міжгалузевої конференції «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» (АКІТ – 2023), Тернопіль, 2023. С. 209 – 214.

2. Сегін А.І., Попик Ю.І, Когут І. Р, Когут Ю, Павловський А. О. Возняк В. С. Кореляційні моделі в полярній системі координат. / Збірник матеріалів проблемно-наукової міжгалузевої конференції "Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, енергетики, моделювання та управління" (ICSM-2023) – Надвірна, 2023.С. 137 – 140

1 ОПИС РОЗПОДІЛЬНОГО ПРИСТРОЇ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

1.1 Устаткування автоматизованої системи диспетчерського управління РП 6 кВ

Автоматизована система технологічного управління (АСТУ) є комплексом засобів автоматизації виробничо-технічного та оперативно-технологічного управління електромережними об'єктами, що забезпечує вирішення завдань з автоматизації процесів на базі сучасних програмно-технічних засобів автоматизації, обчислювальної техніки та інформаційних технологій:

- збору та передачі технологічної інформації з об'єкта електричних мереж та її обробки, та зберігання;
- проведення оперативних перемикачів;
- проведення робіт з технічного обслуговування та ремонту;
- аналізу технічного стану устаткування;
- спостережуваності за станом обладнання та електромережних об'єктів.

Сучасний підхід до побудови АСТУ має передбачати застосування платформної технології ADMS (Advanced Distribution Management System), яка дозволить створити:

- єдину системну та прикладну платформу;
- єдиний інтерфейс користувача;
- єдину базу даних;
- єдину розрахункову модель мережі 220/110(150)/35/20/10/6/0,4 кВ;
- єдине середовище конфігурування та адміністрування;
- оперативний моніторинг та аналіз даних;
- управління та оптимізація виробничих процесів;
- планування та навчання.

Всі ці функції поєднує у собі вдосконалена система управління розподільними мережами ADMS

Система управління розподільними мережами ADMS надає можливість значно модернізувати роботу щитів управління та замінити існуючу систему ручного керування на електронну систему підтримки, ухвалення рішень.

Технологія ADMS дозволяє операторам та експлуатаційному персоналу розподільчих мереж не лише керувати системою, а й отримувати оперативну інформацію про стан обладнання, а також надає інформацію про процеси, що відбуваються в мережі, за досить низької спостережуваності.

ADMS забезпечує можливість переходу від існуючої практики до автоматизованої електронної системи підтримки ухвалення рішень.

Забезпечує загальну спостерігальність процесів та керованість обладнання розподільних мереж, а також розширює можливості підтримки прийняття рішень, що позитивно впливає на повсякденну експлуатацію розподільчої системи.

База даних ADMS є відкритою базою. Це означає, що, коли система вже встановлено та введено в експлуатацію, користувач може розширювати структуру бази даних для приведення її у відповідність до власних вимог без втручання виробника.

Крім того, використовуються для забезпечення послідовної інтеграції з усіма іншими системами, що у робочому середовищі ADMS.

АСТУ, побудована на технології ADMS, має виконувати всі функції, передбачені для окремих систем SCADA, DMS, OMS, EMS та інші.

Розподільний пристрій (РП) – електроустановка, що служить для прийому та розподілу електричної енергії одного класу напруги, в нашому у разі 6 кВ.

Розподільний пристрій містить набір комутаційних апаратів, допоміжні пристрої РЗіА та засоби обліку та вимірювання.

Функції систем телемеханіки РП – 6 кВ з дистанційно керованими комутаційними апаратами.

Виявлення короткого замикання кабельних лініях 6 – 20 кВ; селективне спрямоване виявлення однофазних замикань на землю у кабельних лініях 6-10 кВ; автоматичне включення резерву для відновлення живлення споживачів шляхом автоматичного приєднання резервного джерела живлення при відключенні робочого джерела живлення має реалізовуватись багатофункціональним мікропроцесорним контролером у вигляді програмного алгоритму з можливістю дистанційного введення/виводу з автоматизованої системи технологічного керування; збір та передача телеметричної інформації в АСТУ.

Прийом та виконання команд дистанційного керування комутаційним апаратом від АСТУ.

АСТУ є сукупністю системи автоматизованої управління технологічними процесами (САУ ТП) та автоматизована інформаційно-вимірювальна система комерційного обліку електроенергії (АІВСКОВЕ).

САУ ТП виконує такі основні функції:

- вимірювання, перетворення, збір аналогової та дискретної інформації про поточні технологічні режими та стан обладнання;
- технологічна попереджувальна та аварійна сигналізація: контроль та реєстрація попереджувальних та аварійних сигналів, виведення їх на АРМ;
- автоматизоване керування обладнанням ПС, у тому числі КА ПС (вимикачі, роз'єднувачі, заземлюючі ножі, привід РПН, викочування елементи та ДН приєднань 6, 10, 20 кВ, реакторні роз'єднувачі та їх ДТ, ДТ нейтралі трансформаторів, технологічне обладнання: насоси, засувки та інші);
- віддалена зміна стану програмних оперативних елементів систем РЗА, АСУ ТП: перемикання груп установок терміналів релейної захисту та автоматики, оперативне введення - виведення з роботи, відключення - включення окремих функцій за допомогою реалізації мікропроцесорні термінали програмних оперативних ключів;
- програмне блокування управління КА (оперативна логічна

блокування КА);

- реєстрація подій власними коштами чи за допомогою інформаційного обміну із вторинними системами ПС;

- інформаційна взаємодія з наявними на ПС автономними цифровими системами (РЗА, АПС КУЕ тощо) за стандартними протоколів.

У таблиці 1.1 представлено організацію управління комутаційними апаратами підстанцій.

Таблиця 1.1 – Організація управління комутаційними апаратами (КА) підстанцій

№ п /п	Тип комутаційного апарату	Основне місце управління	Резервне місце управління при несправності верхнього рівня АСУ ТП	Засоби управління при неможливості віддаленого управління
	Вимикачі, роз'єднувачі та заземлюючі ножі з електроприводами приєднань 35 кВ та вище	АРМ оперативного персонала на ПС	З мнемонічною схеми на екрані контролера приєднання.	Шафи місцевого управління, органи управління з місцю встановлення КА
	Вимикачі, роз'єднувачі та заземлюючі ножі з електроприводами РУ 20 кВ та нижче		З мнемонічною схеми на екрані контролера приєднання. Від кнопок (ключів) у шафах осередків РУ 20 кВ та нижче	органи управління з місцю встановлення КА
	РПН		Від кнопок (ключів) у шафах РПН	Органи управління з місця встановлення КА
	Ввідні та секційні вимикачі ЩСН 0,4 кВ с електроприводами		Від кнопок (ключів) в шафах ЩСН	

Побудована АСУ ТП має відповідати таким вимогам. Побудова АСУ ТП має ґрунтуватися на сучасних інформаційно-технологічних принципах з використанням сучасних програмних та технічних засобів, виконаних на мікропроцесорній елементній основі.

При проектуванні АСУ ТП має передбачатись можливість апаратного та програмного розширення.

АСУ ТП має будуватися як багаторівнева розподілена людино-машинна система, що працює в реальному масштабі часу, і включати в себе наступні рівні представлені на рисунку 1.1.

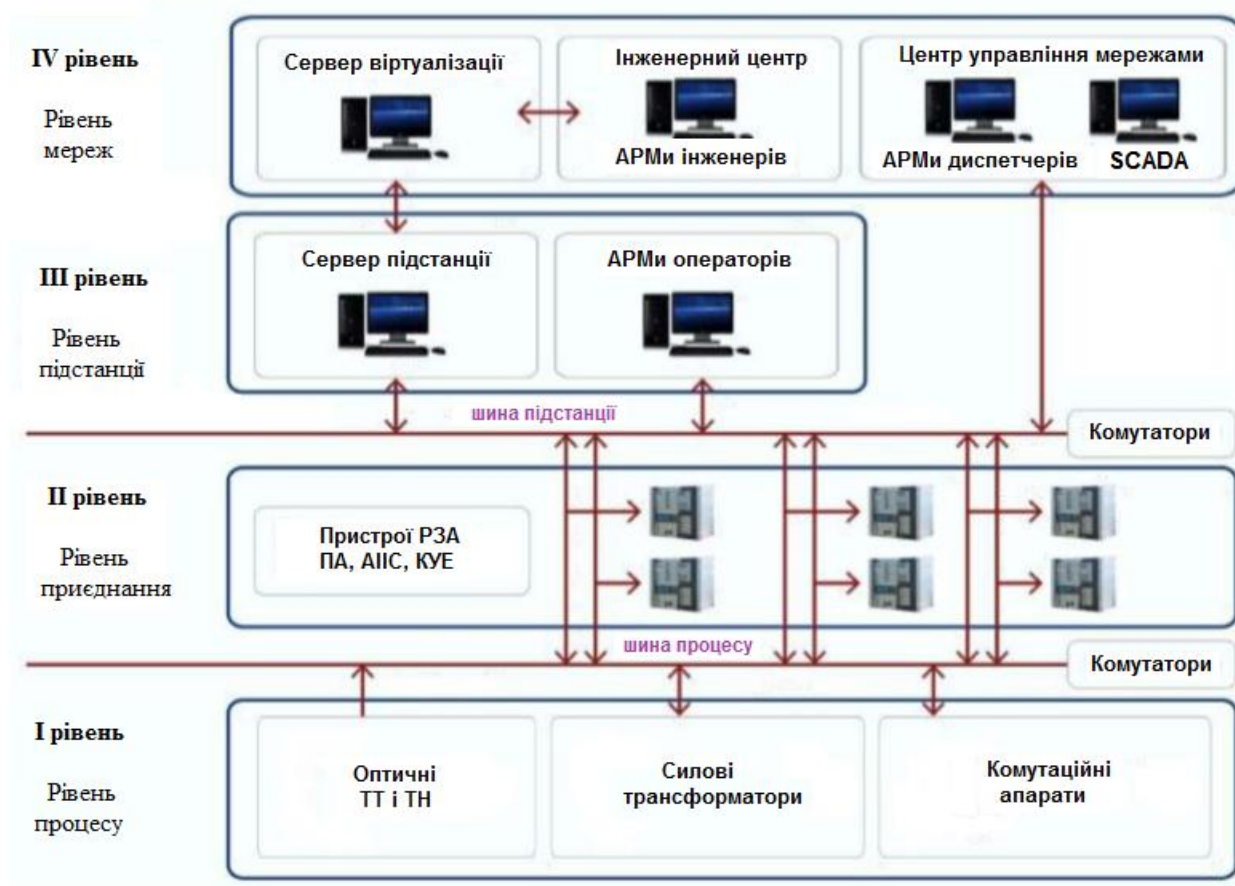


Рисунок 1.1 – Багаторівнева структура АСУ ТП

Для ТП, РП 6-20 кВ у тому числі з дистанційно керованими комутаційними апаратами має передбачатися система телемеханіки з набором телеінформації та дистанційного керування.

Система повинна складатися з контролера (пристрою) збору та передачі інформації (рівень ІВКЕ) та модулів (вузлів) збору та управління.

Система повинна мати можливість:

- розширення модулів, що підключаються, і датчиків по стандартним інтерфейсам Ethernet, RS-485, 100-Base Tx (RJ-45) або іншими, рівнозначними за продуктивністю та функціональністю;

- локальної обробки даних з передачею інформації щодо устав на верхній рівень за основним та резервним каналами радіозв'язку (LPWAN, стільниковим мережам різних поколінь і т.д.) на верхній рівень;

- синхронізації часу за одним із стандартних протоколів (NTP та інших);

- самодіагностики контролера або пристрою, що виконує його функції, модулів введення аналогової інформації, контроль стану каналів зв'язку та живлення.

З метою оптимізації та економії електроенергії об'єкти електроенергетики повинні також оснащуватися автоматизованими інформаційно-вимірювальна система обліку електричної енергії (АІВСОЕ).

Система комерційного обліку електроенергії є найважливішою частиною технологічного забезпечення оптового та роздрібного ринків електроенергії. Оскільки на Україні існують відмінності між принципами функціонування оптового та роздрібного ринків збуту електроенергії, АІВС КУЕ розрізняються на системи для ОРЕМ та РРЕ. З початку розвитку оптового ринку в Україні для систем обліку закріпилося найменування АІВС КУЕ натомість застарілого, широко вживаного найменування АІВСОЕ.

Автоматизована інформаційна вимірювальна система комерційного та технічного обліку електроенергії (АІВС КОЕ) РП – 6 кВ призначена для здійснення ефективного автоматизованого комерційного та технічного обліку електроенергії і потужності, а також передачі зібраних даних від АІВС КОЕ до центру збору.

Основними цілями оснащення РП – 6 кВ системою АІВС КОЕ є:

- підвищення точності обліку прийнятої/переданої електроенергії та потужності;
- Забезпечення точної, прив'язаної до єдиного календарного часу, достовірною інформацією про електроспоживання Споживачів, що одержують електроенергію, для розрахунків із Споживачами на роздрібному ринку електроенергії з будь-яких видів тарифів на базі сучасних інформаційних технологій;
- виключення розкрадання та зниження втрат електроенергії;
- контроль за дотриманням заданого режиму споживання Споживачами електроенергії;
- використання отриманих даних про прийом/передачу електроенергії для рішення розрахункових, технічних, техніко-економічних та статистичних завдань.

1.2 Обладнання комутаційних модулів РП – 6 кВ

Розподільні пристрої бувають відкритого типу, закритого типу.

Відкриті розподільні пристрої (ВРП) – розподільні пристрої, у яких силові провідники розташовуються на відкритому повітрі без захисту від впливу навколишнього середовища на напругу 35 кВ і вище.

Закриті розподільні пристрої (ЗРУ) – розподільні пристрої, обладнання яких встановлюється у закритих приміщеннях, або захищено від контакту з навколишнім середовищем спеціальними кожухами (у в тому числі шафах зовнішнього виконання КРУН) на напругу до 35 кВ.

Об'єктом розроблення автоматизованої системи диспетчерського управління є електротехнічне обладнання РУ-6 кВ, розташоване в будівлі називається, яка суміщена із загальнопідстанційним пунктом управління (ОПУ), в якому розміщені панелі релейного захисту, управління та сигналізації, апаратури зв'язку та пристроїв телемеханіки, а також обладнані приміщення для роботи та відпочинку виїзного та ремонтного персоналу.

У таблиці 1.2 подано перелік обладнання встановленого у закритому РП 6 кВ.

Таблиця 1.2 – Перелік обладнання РП 6 кВ

	Найменування об'єктів та складових частин	Показник	Кількість	Рік випуску/ введення в експлуатацію
1	Схема 10-2 «Дві, секційовані вимикачами, системи шин»	ЗРУ-6 кВ	1	1984
2	Комутаційний. апарати 6 кВ	МГГ-6/2500	6	1984
3	Комутаційний. апарати 6 кВ	ВВЕ-6/630	38	1984
4	Комутаційний. апарати 6 кВ	РВ-6/2000	12	1984
5	Комутаційний. апарати 6 кВ	5 РВ-6/1000	2	1964
6	Апарати захисту від перенапруги	. ОПН-6	6	1983
7	Апарати захисту від перенапруги	РВП-6	12	1983
8	Транс-р прив. потреб	ТЗОхВ-200/6	1	1980
9	Транс-р прив. потреб	ТСМ-100/6	1	1980
10	Будівля ОПУ із ЗРУ-6 кВ	цегла	1	1981, 1986

В електроупорядкування РП 6 кВ на даний момент морально та технічно застаріло, триполюсні масляні вимикачі серії МГГ-6/2500 напруга 6кВ неможливо оснастити елементами автоматичної системи управління, керування вимикача здійснюється вручну. Для відключення (Знімають запобіжники) на обох полюсах ланцюга електромагніту відключення.

Під час вимкнення вимикачі знаходяться під високою напругою. Потім створюють схему, при якій електричний ланцюг з некерованим вимикачем відключається шиноседнувальним вимикачем.

Вакуумний вимикач ВВЕ-6/630 – призначений для комутації електричних ланцюгів при нормальних та аварійних режимах у промислових та мережевих установках, у мережах трифазного змінного струму з ізолюваною або заземленою через дугогасний реактор нейтраллю частоти 50 і 60 Гц, номінальна напруга до 12 кВ.

РВ-6/2000 та РВ-6/1000 роз'єднувачі триполюсні серії РВ представляє собою три струмопроводи, змонтованих на одній рамі із загальним валом, тягами, опорними ізоляторами та приводним важелем. Струмопровід складається з двох нерухомих контактів і рухомого контактної ножа, що з'єднує їх. У триполюсний роз'єднувач РВ ніж утримується у включеному положенні за рахунок тяг валу. Обертаючи вал за допомогою приводу типу ПР-10А (заднього приєднання) або типу ПР-11А (переднього приєднання) здійснюють увімкнення або відключення рухомих ножів.

У таблиці 1.3 наведено перелік обладнання до нового РП 6 кВ.

Таблиця 1.3 – Перелік обладнання нового РП 6 кВ

№	Найменування об'єктів та складових частин	Марка	Кількість	Примітка
1	Схема 10-2 «Дві, секційовані вимикачами, системи шин»	ЗРУ-6 кВ		
2	Комутаційний. апарати 6 кВ	ВВ/TEL-6-31,5/1250	40	Комплектно з КРУ-6
3	Апарати захисту від перенапр.	ОПНп-6/13,7/1	12	Комплектно з КРУ-6
4	Апарати захисту від перенапр.	ОПНп-6/13,7/1	12	Комплектно з КРУ-6
5	Трансформатор напруги	НАЛІ-СЕЩ-6	2	Комплектно з КРУ-6
6	Трансформатор струму	ТОЛ-6-1	54	Комплектно з КРУ-6
7	Трансформатор струму нульової послідовності	ТЗРЛ-125	34	Комплектно з КРУ-6
8	Будівля ОПУ	модульна	1	
9	Будівля ЗРУ-6 кВ	модульна	1	
10	Щит потреб		1	Компл.

11	Система оперативного постійного струму (СОПС)		1	Компл.
----	---	--	---	--------

На рисунку 1.2 представлений план приміщень ЗРУ-6 кВ, що реконструюється поєднаного з ОПУ. У старій будівлі РП приміщення в якому розміщуються масляні вимикачі не було окремі, у зв'язку з цим люди, які працюють у приміщенні РУ-6 кВ, знаходилися в зоні зі шкідливим середовищем, що виникає при виконанні ремонтних робіт та заміні олії в масляних вимикачах, робіт у зоні впливу підвищеного електромагнітного поля, яке надає негативний впливом геть здоров'я людини.

Для виключення людини із зони зі шкідливим середовищем та небезпечним обладнанням, у новому РП 6 кВ пропонується все електрообладнання встановлюється у окремих приміщеннях, як показано на рисунку 1.2.

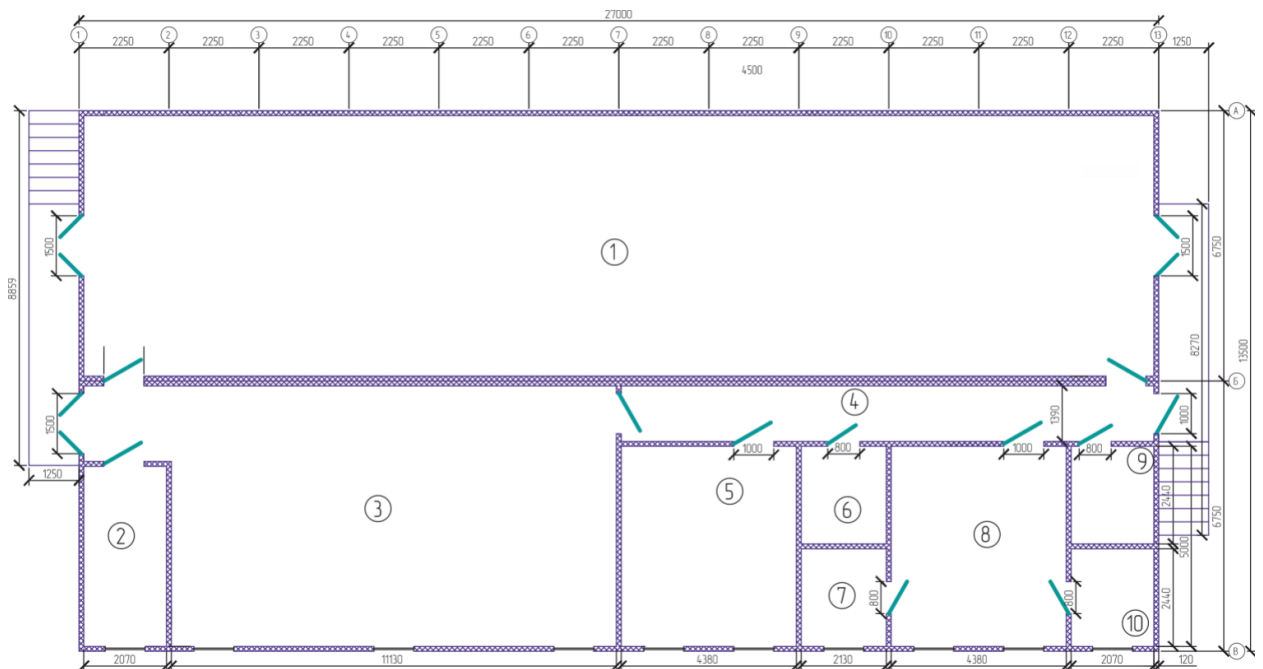


Рисунок 1.2 – План приміщень ЗРУ 6кВ

У таблиці 1.4 представлено експлікацію приміщень ЗРУ – 6 кВ.

Для досягнення мети поставленої у випускній кваліфікаційній роботі необхідно розробити автоматизовану систему диспетчерського управління

комутаційними модулями та облік електроенергії, що полягає у заміні морально та технічно застарілих масляних вимикачів на вакуумні вимикачі встановлені на комутаційному модулі (рисунок 1.3, таблиця 1.5), керування яким здійснюється без участі людини з диспетчерського пункту у разі аварійних ситуацій на РП-6кВ, (ремонт та обслуговування модулів здійснюється, коли вони відключені від силових ліній та виведені з робочої зони), а також установці багатофункціональних лічильників для обліку електроенергії.

Таблиця 1.4 – Експлікація приміщень ЗРУ 6 кВ поєднаного з ОПУ

№	Найменування приміщення	Площа, м ²	Категорія приміщення
1	Приміщення ЗРУ-6 кВ	174,25	B2
2	Приміщення акумуляторної	9,35	E
3	Приміщення щита керування	76,6	B2
4	Коридор	18,5	—
5	Приміщення зв'язку	21,9	—
6	Приміщення складу ЗІП, ЗІЗ	5,2	—
7	Кімната їди	5,2	—
8	Приміщення обслуговуючого та ремонтного персоналу, роздягальня	21,9	—
9	Туалет	5,05	—
10	Приміщення для сушіння одягу	5,05	—
	Разом:	343,3	

Робота здійснюватиметься у такому порядку, оскільки реконструкція РП 6 кВ проводиться разом із модернізацією іншого устаткування підстанції.

Реконструкція буде проводитися в три етапи, перерахуємо роботи з 6 кВ за етапами. Будівлю ЗРП поєднано із будинком ОПУ.



Рисунок 1.3 – Вакуумний вимикач ВВ/TEL-6-31,5/1250

Таблиця 1.5 – Технічні характеристики вимикача ВВ/TEL-6-31,5/1250

Найменування параметра	Значення
Номінальна напруга (кВ)	6
Номінальний струм (А)	1250
Номінальний струм відключення (ка)	25
Струм термічної стійкості (3с) (ка)	31,5
Номінальна напруга (кВ)	6
Номінальний струм (А)	1250
Номінальний струм відключення (ка)	25
Струм термічної стійкості (3с) (ка)	31,5
Наскрізний струм короткого замикання (ка)	51
Ресурс з комутаційної стійкості:	
а) при номінальному струмі відключення	100
б) при номінальному струмі	50000
Механічний ресурс циклів включення та відключення	50000
Власний час відключення (мс)	85
Час протікання струму КЗ (мс)	120
Різномасштабність замикання та розмикання контактів (мс)	4
Номінальна напруга електромагнітів приводу (В)	220
Електричний опір головного ланцюга полюса (мкОм)	40

Маса комутаційного модуля (кг)	35
Строк служби (років)	25

I етап включає в себе:

- демонтаж старого блискавкоприймача, для звільнення місця під ОПУ, з перенесенням траси ВОЛЗ;
- монтаж фундаменту та будівлі нового ОПУ;
- демонтаж обладнання існуючих ДГР-6, демонтаж решти фундаментів;
- монтаж фундаменту силового трансформатора Т-2 та монтаж силового трансформатора Т-2;
- монтаж фундаменту та будівлі нового ЗРП-6 кВ;
- монтаж струмопроводу від силового трансформатора Т-2 до будівлі ЗРУ-6;
- постановка осередків ЗРУ-6 кВ під напругу.

II етап:

- поетапний перекид кабельних ліній 6 кВ 1 та 3 с.ш. у нове ЗРУ – 6 кВ
- 1 с.ш.;
- демонтаж струмопроводу 6 кВ від існуючого силового трансформатора Т1;
 - будівництво тимчасової кабельної перемички від силового трансформатора Т-1 (замість демонтованого струмопроводу 6 кВ);
 - монтаж струмопроводу від силового трансформатора Т-1 до будівлі ЗРУ-6;
 - подача напруги на осередки ЗРП – 6 кВ від силового трансформатора Т-1;
 - будівництво фундаменту нового ДГР, монтаж обладнання ДГР з включенням у роботу від нового ЗРП – 6 кВ;
 - поетапний перекид кабельних ліній 6 кВ 2 та 4 с.ш. у нове ЗРП – 6 кВ 2 пн.ш.

III етап:

- монтаж обладнання АСУ РП – 6 кВ міститиме: шафа АСУ;
- багатотарифні лічильники електроенергії;
- контролер (сервер) об'єкта;
- комутаційний модуль шини даних об'єкта;
- канал, що утворює апаратуру передачі даних на диспетчерський пункт;
- блок безперервного живлення;
- систему контролю температури;
- блок колійних (кінцевих) вимикачів;
- перетворювач RS-485 в інтернет;
- систему синхронізації часу;
- автоматизоване робоче місце (АРМ) чергового підстанції.

1.3 Програмно-технічний комплекс диспетчерського управління обладнанням РП 6 кВ.

Для вирішення завдання розробки автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РУ 6 кВ, необхідно скласти схему програмно-технічного комплексу для інтеграції обладнання у комплекс оперативно-технічного управління.

На рисунку 1.4 представлена схема програмно-технічного комплексу для РП 6 кВ підстанції.

У комплексі технічних засобів програмно-технічного комплексу ПС виділяються три структурні рівні:

- рівень процесу;
- рівень приєднання;
- рівень підстанції.

Структурні рівні поєднуються за допомогою сегментів локальної обчислювальної мережі Ethernet. Сегменти локальної обчислювальної мережі

утворюють шину процесу, що поєднує рівень процесу та рівень приєднання, та шину підстанції, що об'єднує рівень приєднання та рівень підстанції.

На рисунку 1.5 представлена принципова схема підключення пристроїв до локально-обчислювальної мережі ПС.

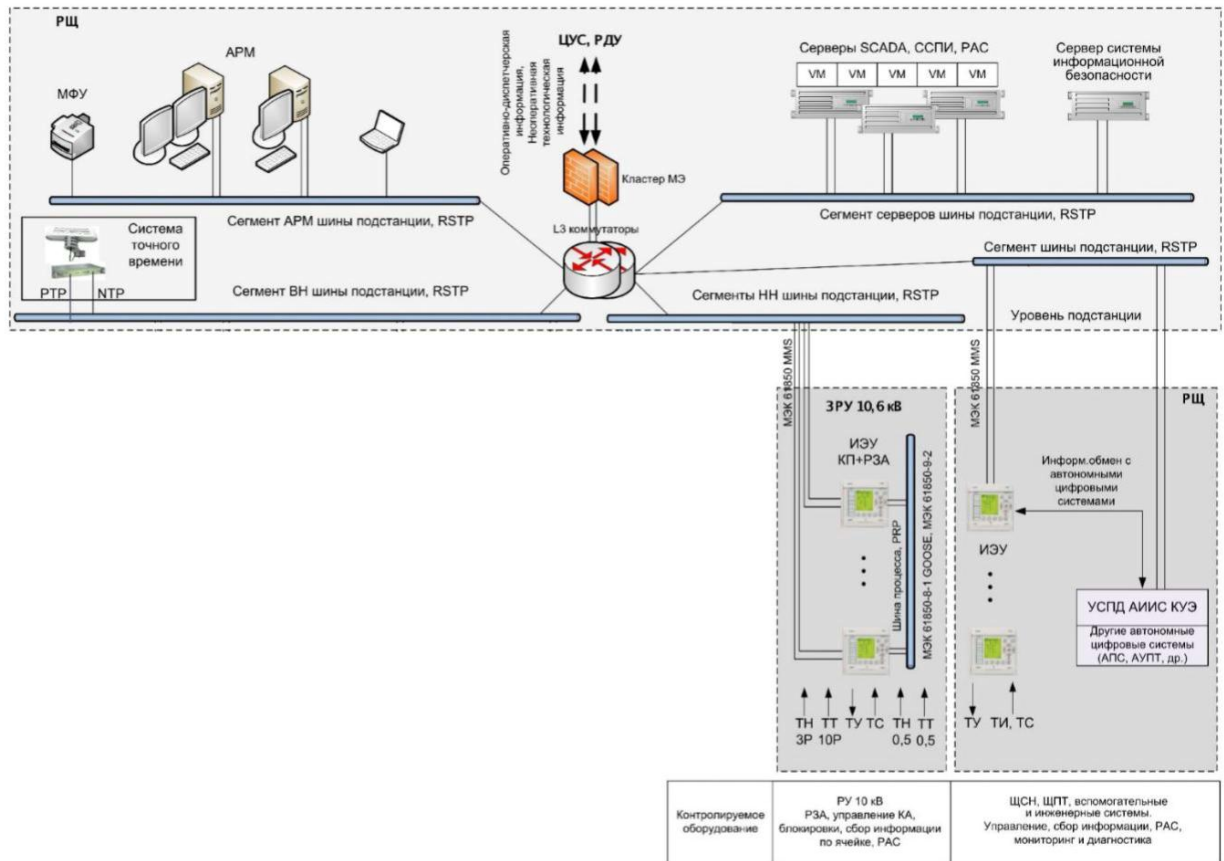


Рисунок 1.4 – Схема організації програмно-технічного комплексу для РП 6 кВ підстанції



Рисунок 1.5 – Принципова схема підключення пристроїв до локально розподільної мережі ПС

На всіх структурних рівнях функціонують такі підсистеми загального призначення:

- підсистема електроживлення;
- підсистема єдиного точного часу;
- підсистема забезпечення інформаційної безпеки;
- підсистема моніторингу та управління інформаційно-технологічною інфраструктурою ПС.

Обладнання РП 6 кВ розташовується на рівні підстанції, до якої входить у собі такі програмно-технічні засоби:

- сервера АСУ ТП/АІСКУЕ;
- АРМ SCADA системи ЦПС;
- реєстрація параметрів перехідних процесів у нормальних, аварійних та післяаварійних режимів, реалізовано в терміналі ARIS 2305.

Основним завданням локально-обчислювальної мережі є забезпечення інформаційного обміну між обладнанням рівня приєднання.

2. РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ РОБОТИ ТА ПІДБІР ВИКОНАВЧИХ МЕХАНІЗМІВ АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ

2.1 Алгоритм роботи програмного забезпечення автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ

Алгоритм роботи автоматизованої системи, що проектується диспетчерського управління комутаційними модулями РП – 6 кВ:

- діагностику обладнання;
- управління комутаційними модулями;
- управління вакуумними вимикачами;
- перехід на запасну лінію електропередач.

На рисунку 2.1 представлено блок-схему алгоритму автоматизованого диспетчерського пункту з управління комутаційним модулем вимикача РП 6 кВ.

При подачі напруги на шафу АСУ проводиться запуск обладнання встановленого у шафі та запуск програмного забезпечення. Після запуску програмного забезпечення проводиться діагностика апаратно-програмного комплексу АСУ.

На ПК АРМ чергового виводяться дані параметрів електричної мережі та ведеться облік електроенергії за послідовним інтерфейсом RS485 за допомогою багатотарифних лічильників СЕТ 4ТМ, та виводяться дані щодо основного обладнання.

Один із алгоритмів дій. За будь-яких змін у роботі обладнання на АРМ чергового приходять відображення зміни параметрів із включеною світловою та звуковою сигналізацією. У разі виникнення аварійних ситуацій SCADA реалізує послідовність дій для ліквідації аварійних ситуацій.

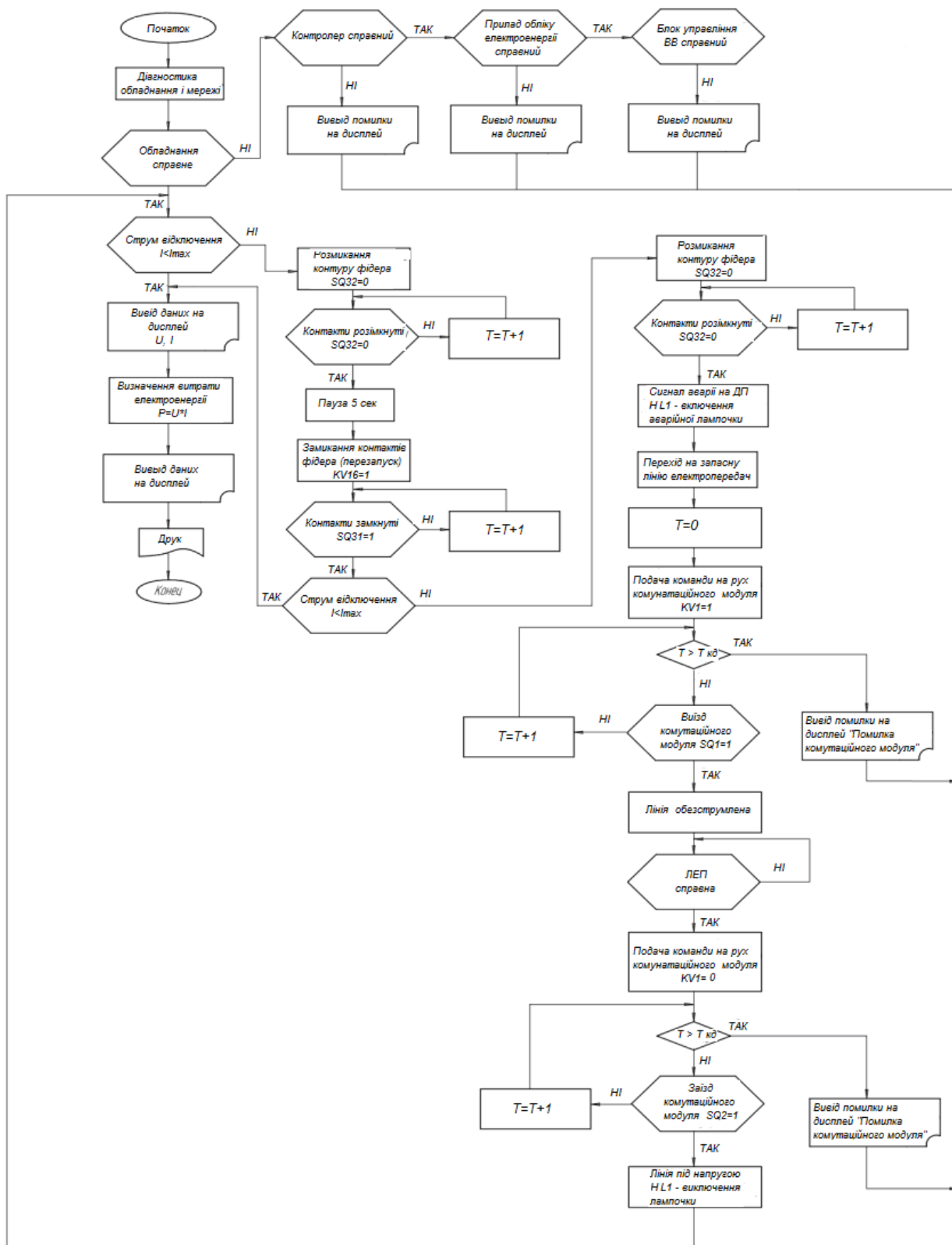


Рисунок 2.1 – Блок-схема алгоритм роботи автоматизованої системи

2.2 Автоматизована інформаційна вимірювальна система комерційного та технічного обліку електроенергії РП – 6кВ.

Автоматизована інформаційно-вимірювальна система комерційного обліку електроенергії (АПС КУЕ) є комплексом програмно-технічних засобів, що складаються з:

- трансформаторів струму та напруги;
- первинних засобів обліку – цифрових лічильників електроенергії;
- каналів зв'язку між лічильником та сервером АПС КУЕ;
- системи забезпечення єдиного часу.

Система АПС КУЕ виконує такі операції:

– здійснення в автоматичному режимі вимірювань прирощень активної/реактивної електроенергії та потужності за 30-ти хвилинні інтервали часу за всіма точками вимірювань електроенергії;

– здійснення збору даних з лічильників;

– автоматичне зберігання в незалежній пам'яті лічильників вимірних значень електроенергії та потужності;

– передачу на запит інформації про вимірювані значення електроенергії та потужності на сервер до Центру збору АПС КУЕ.

Проектована система АПС КУЕ буде виконана на базі «Енергосфера 8.1», з ліцензійним обмеженням на підключення електролічильників не більше 50 шт. та кількістю каналів не більше 500. Це дозволить передбачити облік електроенергії на всіх приєднаннях. Усього проектується 36 точки обліку, на стороні 6 кВ.

ІВКЕ представлений як трирівнева ієрархічна інтегрована автоматизована система.

Рівень ІВК ТУ – інформаційно-вимірювальні комплекси точок обліку електроенергії (проведення вимірів).

Рівень ІВКЕ – інформаційно-обчислювальний комплекс електроустановки (збір та обробка результатів вимірювань).

Рівень ІВК – інформаційно-обчислювальний комплекс. Сукупність функціонально об'єднаних програмних, інформаційних та технічних засобів, призначена для вирішення завдань діагностики станів засобів та об'єктів вимірювань, збирання, обробки та зберігання результатів вимірювань, що надходять від ІВКЕ та ІІК, їх агрегування, а також забезпечення інтерфейсів доступу до цієї інформації.

Рівень ІВК ТУ складається з лічильників електричної енергії по кожній точці обліку та трансформаторів струму та напруги, підключених до лічильників.

Трансформатори струму та напруги в ЗРУ 6 кВ. Для ланцюгів обліку передбачені окремі обмотки на трансформаторах струму та напруги 0,5 (ТН) для обладнання 6 кВ.

Як лічильники електроенергії обрані наступні лічильники виробництва ФГУП «Нижегородський завод ім. М. В. Фрунзе» СЕТ-4ТМ.03М.01 клас точності 0,2 S/0,5 для напруги 6 кВ.

Лічильники призначені для вимірювання та багатотарифного обліку активної та реактивної електроенергії (у тому числі і з урахуванням втрат), ведення масивів профілю потужності навантаження з програмованим часом інтегрування (у тому числі і з урахуванням втрат), фіксації максимумів потужності, вимірювання параметрів трифазної мережі та параметрів якості електроенергії.

Лічильники електроенергії застосовуються для роботи в три- та чотирипровідних мережах змінного струму з напругою $3 \times (57,7-115) / (100-200)$ або $3(120-230) / (208-400)$, частотою $(50 \pm 2,5)$ Гц, номінальною (максимальною) струмом 1(10) А при трансформаторному підключенні струму і трансформаторному або безпосередньому підключенні за напругою.

Електролічильники СЕТ-4ТМ.03М мають три інтерфейси зв'язку та призначені до роботи, як автономно, і у складі автоматизованих систем контролю та обліку електроенергії (АСКУЭ), й у складі автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ).

Лічильники електроенергії СЕТ-4ТМ.03М мають кілька модифікацій, що відрізняються класом точності, номінальною напругою, числом інтерфейсів та наявністю резервного блоку живлення.

Лічильники електроенергії СЕТ-4ТМ.03М можуть конфігуруватися для роботи в односпрямованому режимі (без урахування напрямку струму в кожній фазі мережі, три канали обліку) та враховувати:

- активну електроенергію прямого та зворотного напрямку, як активну електроенергію прямого напрямку (облік по модулю);
- реактивну електроенергію першого та третього квадранта, як реактивну електроенергію прямого напрямку (індуктивне навантаження);
- реактивну електроенергію четвертого та другого квадранта, як реактивну електроенергію зворотного напрямку (ємне навантаження).

Основні технічні параметри лічильників електричної енергії наведено у таблиці 2.1.

Лічильники електричної енергії на стороні 6 кВ поставляються комплектно з осередками КРУН – 6 кВ. Лінії зв'язку магістралі RS-485 виконуються кабелем КВПЕВКВнг(А)-LS 2x2x0,60. Вибір кабелю гарантує безперебійну передачу інформації від лічильників до УСПД в реально існуючих умовах на підстанції наведень та перешкод. Для захисту ліній зв'язку від імпульсних перешкод екрануючі обплетення кабелів заземлюються в одній точці.

Підключення лічильників до магістралі RS-485 здійснюється через розгалужувачі інтерфейсу типу SI4030. Для підключення лічильників встановлюються випробувальні коробки типу ТВ.6.672.112, розгалужувальні коробки та клемники для ланцюгів ТТ і ТН.

Таблиця 2.1 – Параметри лічильників СЕТ-4ТМ.03М

Найменування величини	Значення
Номінальна (максимальна) значення струму, А	1(10)
Струм чутливості, мА	0,001- $I_{НОМ}$
Номінальне значення вимірюваної напруги	3х(51,7-115)/(100-200) або 3х(120-230)/(208-400
Робочий діапазон вимірюваних напруг,	від 0,8- $U_{НОМ}$ до 1,15- $U_{НОМ}$
Номінальне значення напруги резервної харчування, В	230 (постійного або змінного струму)
Робочий діапазон напруг резервного харчування, В	100+265 (постійного або змінного струму)
Номінальна частота мережі, Гц	50
Робочий діапазон частот мережі, Гц	47,5+52,5
Клас точності при вимірі у прямому та зворотному напрямку:	
активної електроенергії	0,25 для мережі 110 та 35 кВ 0,5S для мережі 6 кВ
реактивної електроенергії	0,5 для мережі 110 та 35 кВ 1,0 для мережі 6 кВ
Межі основної похибки вимірювання, що допускається, %	
Напруги (фазного, міжфазного, прямий послідовності та їх усереднених значень струму	$\pm 0,5$ % в діапазоні від 0,8· $U_{НОМ}$ до 1,15· $U_{НОМ}$ $\pm 0,6$ %, при $I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$
частоти	$\pm 0,05$ у діапазоні від 47,5 до 52,5 Гц
активної потужності (прямого та зворотного напрямку)	$\pm 0,2$ залежно від класу точності 0,2S(0,5S): ($\pm 0,5$) при $0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$, $\cos\varphi = 1$; $\pm 0,3(\pm 0,6)$ при $0,05I_{НОМ} \leq I \leq I_{МАКС}$, $\cos\varphi = 0,5$; $\pm 0,4(\pm 1,0)$ при $0,01I_{НОМ} \leq I \leq 0,05I_{НОМ}$, $\cos\varphi = 1$; $\pm 0,5(\pm 1,0)$ при $0,02I_{НОМ} \leq I \leq 0,05I_{НОМ}$, $\cos\varphi = 0,5$;

Продовження таблиця 2.1 – Параметри лічильників СЕТ-4ТМ.03М

реактивної потужності (прямого та зворотного напрямки)	$\delta_{\rho} = \pm K$ при $0,2 \leq m \leq 1,15$, $m = U \cdot I \sin\varphi / (U_{ном} \cdot I_{ном})$ $\delta_{\rho} = \pm K(0,9 + 0,2)/m$ при $0,01 \leq m < 0,2$, К – клас точності вимірювання реактивної енергії δ_{ρ} – визначається формулами для реактивної потужності при $\sin\varphi = 1$
Точність ходу вбудованих годин у нормальних умовах у включеному та вимкненому стані, краще, з/добу	±0,5
Швидкість обміну інформацією, біт/с:	
по оптичному порту	9600
за інтерфейсами RS-485	38400, 19200, 9600, 4800, 2400, 1200, 600
Діапазон значень постійної електролічильника	імп/(кВт·год), ім./(кВАр·ч) від 1250 до 800000
Збереження даних при перериваннях живлення, років	
інформації	понад 40
внутрішніх годин	не менше 10 (живлення від літєвої батареї)
захист інформації	два рівні доступу та апаратний захист пам'яті
метрологічних коефіцієнтів	самодіагностика циклічна, безперервна
Робочі умови експлуатації:	
температура навколишнього повітря, °С	від -40 до +60
відносна вологість %	20-95% при 30 °С
тиск, кПа(мм. рт. ст.)	70÷106,7 (537÷800)
міжповірочний інтервал, років	10
Середнє напрацювання лічильника електроенергії на відмову, годин	90000

Завершення таблиця 2.1 – Параметри лічильників СЕТ-4ТМ.03М

Середній строк служби, років	30
Маса лічильника електроенергії СЕТ-4ТМ, 4 кг	1,75
Габаритні розміри лічильника СЕТ-4ТМ, мм	330x170x80,2

Лічильники мають такі технічні особливості:

- Цифрова обробка сигналів.
- Розширений діапазон за напругою 3(57,7-115)/(100-200) або 3(120-230) / (208-400) Ст.
- Покращені показники надійності.
- Резервне живлення від джерела змінного або постійного струму напругою від 100 до 265 Ст.
- Незалежні рівнопріоритетні канали зв'язку: два RS-485 та оптичний інтерфейс (ГОСТ ІЕС 61107-2011) у електролічильника СЕТ-4ТМ.03М.
- Чотири конфігуровані ізольованих випробувальних виходу.
- Два конфігуровані цифрові входи.
- Вбудований годинник реального часу з високою точністю ходу (значно краще 0,5 с/добу)

Лічильники мають такі функціональні можливості. Ведення архівів тарифікованої врахованої електроенергії та не тарифікованої енергії з урахуванням втрат у лінії електропередачі та силовому трансформаторі (активного, реактивного прямого та зворотного напрямку та 4-х квадрантного реактивної – вісім каналів):

- всього від скидання (наростаючий результат);
- за поточну та попередню календарну добу;
- на початок поточної та попередньої календарної доби;
- за кожну попередню календарну добу глибиною до 30 днів;

– на початок кожної попередньої календарної доби глибиною до 30 днів.

– за поточний місяць та дванадцять попередніх календарних місяців;

– на початок поточного місяця та дванадцяти попередніх календарних місяців;

– за поточний та попередній календарний рік;

– на початок поточного та попереднього календарного року.

Тарифікатор:

– вісім тарифів (Т1-Т8),

– вісім типів днів (понеділок, вівторок, середа, четвер, п'ятниця, субота, неділя, свято),

– дванадцять сезонів (на кожний місяць року),

– дискрет тарифної зони складає 10 хвилин, чергування тарифних зон у добах до 144;

– використовується розклад святкових днів та список перенесених днів.

Ведення трьох незалежних масивів профілю потужності (активної, реактивного, прямого та зворотного напрямку, в тому числі і з урахуванням втрат):

– час інтегрування від 1 до 60 хвилин (без урахування втрат);

– час інтегрування від 1 до 30 хвилин (з урахуванням втрат);

– глибина зберігання кожного масиву 113 діб за часу інтегрування 30 хвилин.

Фіксація ранкових та вечірніх максимумів потужності по кожному масиву профілю потужності (активного, реактивного, прямого та зворотного напрямку) з використанням дванадцятисезонного розкладу максимумів:

– інтервальних максимумів (в інтервалі часу між скиданнями);

– місячних максимумів (за поточний місяць та дванадцять попередніх календарних місяців).

Вимірювання параметрів електричної мережі та допоміжних параметрів кожній фазі та сумі фаз:

- активної, реактивної та повної потужності;
- активної та реактивної потужності втрат у лінії електропередачі та силовий трансформатор;
- Коефіцієнта потужності;
- Частоти мережі;
- фазних, міжфазних напруг і напруги прямої послідовності;
- коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривої фазних та між фазних напруги;
- коефіцієнтів несиметрії напруги за нульовою та зворотною послідовностей;
- Струм;
- Коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривої струмів;
- Коефіцієнтів несиметрії струму по нульовій та зворотній послідовностей;
- поточного часу, дати та температури.

Вимірювання параметрів якості електроенергії:

- відхилення фазних, міжфазних напруг, напруги прямої послідовності та частоти мережі з нормованими метрологічними характеристиками відповідно до вимог ГОСТ 32144-2013;
- коефіцієнтів спотворення синусоїдальності кривої фазних та між фазних напруг, коефіцієнтів несиметрії напруги за нульовим та зворотній послідовності з не нормованими метрологічними характеристиками.
- автоматичний контроль та реєстрація виходу параметрів мережі за встановлені межі.

Лічильники електроенергії мають вести журнали подій, журнали показників якості електрики, журнали перевищення порога потужності та статусний журнал. Лічильники електроенергії повинні дозволяти виробляти програмування, перепрограмування, управління та зчитування параметрів та даних через інтерфейси зв'язку RS-485 та оптичний порт.

Лічильники захищені від несанкціонованого паролями трирівневі.

Рівень доступу визначається паролем, з яким відкривають канал зв'язку лічильником. Пароль складається із шести будь-яких символів. З заводу-виробника лічильники виходять з нульовими паролями першого та другого рівнів доступу.

Третій (вищий) рівень доступу визначається апаратною перемичкою, яка може бути встановлена тільки в результаті розтину лічильника з порушенням пломб заводу виробника та Держстандарту.

Електроживлення шафи СКУ та резервне харчування лічильників здійснюється від щита потреб. Ланцюги резервного живлення для лічильників підводяться до автоматичному двополюсному, що монтується поруч із лічильником вимикачеві, що дозволяє при необхідності відключати резервну лінію харчування на кожному лічильнику індивідуально.

Для забезпечення автономної роботи системи АПС КУЕ у шафі СКВ передбачений ДБЖ. Для захисту від несанкціонованого доступу до проекту передбачено встановлення механічних пломб на УСПД, лічильники, коробки, випробувальні та розгалужувачі інтерфейсу. Програмним забезпеченням системи АПС КУЕ організовано багаторівневий доступ до ПЗ технічних засобів розмежуванням прав користувачів через систему паролів.

ІВКЕ виконує вирішення завдань автоматичного збору та передачі інформації з обліку електроенергії від ІВК ТУ даної електроустановки, а також забезпечення інтерфейсів доступу до цієї інформації.

Технічні засоби ІВКЕ включають:

- будову збору та передачі даних;
- комунікаційне обладнання та лінії зв'язку для інформаційного взаємодії ІВКЕ з ІВК та ІВК ТУ.

На рівні ІВКЕ знаходиться існуючий УСПД «Енергосфера 8.1», виробництва ТОВ "Прософт-Системи". Інформаційний обмін між рівнями ІВКЕ та ІВК ТУ здійснюється за цифровим інтерфейсом RS-485.

Лічильники об'єднані магістралями RS-485 по одному двопарному кабелю та підключаються до УСПД, розташованого в ОПУ, у шафі СКУ.

УСПД «Енергосфера 8.1» це програмний комплекс з інтегрованою середовищем розробки, що гнучко забезпечує необхідну функціональність верхнього рівня інтелектуальних систем обліку різного виду Призначений для створення автоматизованих систем комерційного та технічного обліку різних видів енергоресурсів: електроенергії, теплової енергії, витрати води, пари, газу та ін.

Забезпечує вирішення всіх основних завдань обліку енергоресурсів:

- здійснює автоматизований збір даних вимірювань з приладів обліку,
- довготривале зберігання облікових даних у спеціалізованій базі даних,
- обробку первинних даних та надання необхідної інформації
- користувачам системи в різних видах (графіках, таблицях, журналах, звітах).

Надає низку функцій для організації диспетчерського контролю споживання енергоресурсів: контроль даних на мнемосхемі об'єкта, сигналізацію та генерацію подій при порушенні заданих величин, контроль відхилення графіка фактичного споживання (генерації) електроенергії від планових вели» успішно витримав метрологічні та сертифікаційні випробування до створення систем обліку одиничного типу АИИС «Енергосфера 8.1».

АИС «Енергосфера 8.1» має свідоцтво про затвердження типу коштів вимірювань, включена до Держреєстру засобів вимірювань під номером 74513-19 та може бути використана для промислового застосування.

ОСНОВНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПК «ЕНЕРГОСФЕРА 8.1»

Платформа центру збору даних:

- MS Windows Server 2012 та вище;
- MS SQL Server 2016 та вище;
- MS IIS версія 7.0 та вище.

АРМи користувачів:

- АРМ «Енергосфера» (Windows-додаток);

– web-кабінети Адміністратора, Оператора та Абонента на основі web-браузера MS Internet Explorer, Google Chrome, Safari, Firefox, Opera та ін. у тому числі мобільна версія для планшетів;

– Мобільний додаток Абонента для смартфонів на ОС Android або iOS.

Звітна підсистема:

– генерація звітів з урахуванням шаблонів MS Excel;

– генерація html-, xls-, doc-, pdf-звітів.

Інтеграція із підсистемою документообігу на базі MS SharePoint 2013.

Інтеграція з автоматизованими системами обліку інших виробників:

понад 15 типів.

Підтримка приладів обліку: більше 300 типів лічильників, витратомірів, коректорів та ін.

Масштабованість системи до 3 млн. точок обліку.

СТРУКТУРА ПК «ЕНЕРГОСФЕРА 8.1»

Система обліку на базі ПК «Енергосфера®» включає наступні

основні компоненти:

– БД «Енергосфера®» – база даних системи для довготривалого зберігання та обробки даних під управлінням СУБД MS SQL.

Сервіси – спеціалізоване програмне забезпечення для інтеграції із зовнішніми системами – (ГІС-сервісами, класифікаторами, довідниками адрес, білінг-системами).

– Web-кабінети користувачів різних ролей - віддалений доступ користувачів через мережу Internet до даних системи з допомогою web-браузера.

– Збір та надання даних співробітникам компанії-власника системи виконується за допомогою web-інтерфейсу «Енергосфера®8», а також набору windows-додатків та служб (Сервер опитування, Центр імпорту-експорту, Алармер, CRQ-інтерфейс, Консоль адміністратора, Редактор розрахункових схем, АРМ «Енергосфера®», Ручне введення, Імпорт із xls, Електроколектор та ін.).

АПС КУЕ на базі ПК «Енергосфера 8®» забезпечує рішення наступних завдань:

– автоматизований збір даних з обліку електроенергії: показання (добові, місячні, у т. ч. тарифні), профілі навантаження, журнали подій, поточні вимірювання параметрів режиму електричної мережі.

– Контроль достовірності результатів вимірювань та заміщення результатів вимірів за відсутні періоди.

– Контроль напруги на об'єктах електричної мережі (ТП, об'єкти споживачів).

– Розрахунок сумарних показників енергоспоживання за різними групами об'єктів, аналіз балансів (прихід/витрата/віддача/втрати електроенергії на підстанціях, трансформаторних та розподільчих пунктах, ділянках електромереж та інших об'єктів, порівняння фактичних небалансів з допустимими значеннями).

– Формування зведеної звітності (звіти про споживання електроенергії, реєстри та переліки ПУ та іншого обладнання, річні плани перевірок, звіти про технічне обслуговування, споживчі звіти та інші).

– Ведення нормативно-довідкової інформації про точки обліку, об'єкти електромережі, електрообладнання, точках технологічного приєднання до електричних мереж, включаючи довідники та класифікатори.

– Експлуатаційний моніторинг станів приладів обліку, каналів зв'язку, програмного та апаратного забезпечення, реєстрація та обробка критичних подій, у тому числі: порушення нормальної схеми електропостачання, втручання в обладнання комплексу (санкціоноване та несанкціоноване), відхилення від режимів споживання, зміна локальних небалансів понад порогове значення і т.д.

– Ведення інформації про установки, заміни, технічне обслуговування та ремонт приладів обліку, включаючи обробку заявок на підключення/відключення.

– Ведення єдиного астрономічного часу в елементах, контрольованих АІС КУЕ.

– Адміністрація системи, включаючи управління користувачами, правами користувачів та їх доступом до об'єктів на основі роліової моделі розмежування прав доступу.

– Можливість опитування підсистем АІС на різному рівні: опитування лічильників, PLC/GPRS-концентраторів (УСПД), АІС (за наданими інтерфейсів).

– Централізована тарифна політика. Автоматичне розсилання тарифних розкладів із центру збору даних на прилади обліку. Регулярна автоматична звірка фактичних тарифів із лічильників з тарифними розкладами у БД, заданих для різних категорій споживачів.

– Управління доступом до лічильників. Генерація та централізоване зберігання параметрів доступу (паролей) до інтелектуальних приладів обліку (ПУ) електроенергії споживачів.

– Видалене ручне, напівавтоматичне (підготовка заявки по вимогам) обмеження/вимкнення навантаження абонента (якщо це підтримує лічильник), видача дозволу на включення навантаження.

– Інформування абонентів про майбутнє відключення/обмеження, заборгованості, можливу зміну тарифу тощо.

– Групове адміністрування системи. Ведення типових точок обліку, заповнення груп абонентів за шаблонами та з xls-макетів (адреси, ПІБ, зав. номер лічильника тощо). Типові правила найменування/створення вузлів об'єктів дерева. Можливість автоматичної прив'язки лічильників по заданим правилам. Автоприв'язування лічильників. Розподілена обробка даних, відкладені перерахунки. «Заморожування» перерахунків (фіксація комерційних даних, заборона змін).

– Web-інтерфейс для надання облікових даних та звітних документів клієнтам системи. Єдина політика роздачі прав доступу та паролівних

обмежень. Діалоговий режим роботи з клієнтом (подання заявок, самостійне введення показань приладів обліку тощо).

– Інтеграція із зовнішніми системами (білінгові системи, класифікатори адрес, ГІС-системи).

– Інтеграція із системою документообігу підприємства на базі рішення MS SharePoint.

– Контроль якості електроенергії.

– АРМ Метролога.

Призначення.

Надання віддаленого доступу до БД «Енергосфера» через Інтернет за допомогою стандартного web-браузера. Відображення облікової та довідкової інформації по об'єктах та точках обліку у вигляді графіків, таблиць, журналів подій. Формування звітів на базі типових і настроюваних шаблонів.

Контролює відхилення фактичного споживання електроенергії від планового. Розрахунок балансів об'єкта за типовими схемами.

Web-інтерфейс «Енергосфера 8.1» включає наступні види web-додатків:

– web-кабінет Адміністратора — управління web-додатками та користувачами системи, конфігурування об'єктів та точок обліку, налаштування та моніторинг службових завдань та ін.,

– web-кабінет Оператора - аналіз даних системи обліку персоналом компанії-власника системи, генерація звітних документів, отримання довідкової інформації та ін.

– web-кабінет Абонента - надання даних системи обліку та сервісних функцій споживачам (абонентам) електромережевої компанії.

Облік електричної енергії здійснюється за допомогою лічильників електричної енергії, що мають вихідний імпульсний сигнал. Нумерація каналів при конфігурації УСПД та конкретні клеми, до яких підключені перетворювачі, повинні відповідати один одному.

Тип та схеми встановлення та включення первинних перетворювачів на об'єкті вимірювання повинні відповідати вимогам технічних описів перетворювачів та нормативним документам, що регламентують облік енергії чи енергоносіїв.

Деякі особливості мають схеми підключення електролічильники типу Альфа та СЕТ4-ТМ.03М.

Електролічильники типу Альфа і СЕТ4-ТМ.03М мають накопичувальні архіви, розбиті на часові інтервали, і можуть бути підключені через порт СОМ мультиплексорного модуля CLIS-8 або прямо через порт СОМ.

У РП 6 кВ передбачаємо встановлення приладів для вимірювання показників якості електроенергії «BINOM 337U3.57I3.5S16T4», що виробляють вимірювання показників якості електроенергії відповідно до ГОСТ 30819.22-2012, ГОСТ 30804.4.7-2013, ГОСТ 32144-2013.

Встановлені прилади вимірюватимуть такі параметри електричної мережі:

фазний струм, фазна та міжфазна (лінійна) напруга, частота; фазна та трифазна потужність (активна, реактивна, повна); кути фазових зрушень між фазними струмами, фазними напругами, напругою та струмом фаз; коефіцієнти потужності; симетричні складові струму, напруги, потужності прямої, зворотної та нульової послідовностей, коефіцієнт несиметрії, кути фазових зрушень; гармонійні складові струму, напруги, потужності, кутів фазових зрушень (на основі гармонічних підгруп до 50-го порядку); інтергармонічні складові напруги та струму (на основі центрованих інтергармонічних підгруп до 49-го порядку) трьох та чотирипровідна схеми включення.

Вимірювання та оцінка відповідності нормам показників якості електроенергії:

- відхилення напруги, що встановилося (згідно з ГОСТ 32144-2013 не нормується);
- позитивне та негативне відхилення напруги;

- відхилення частоти;
- коефіцієнти несиметрії напруги по зворотній та нульовій послідовностей;
- коефіцієнти гармонійних та інтергармонічних складових напруги;
- сумарні коефіцієнти гармонійних складових напруги;
- короткочасна та тривала доза флікера;
- тривалість та глибина провалів напруги;
- тривалість та коефіцієнт тимчасового перенапруги;
- тривалість і глибина переривання напруги.

Захист від несанкціонованого доступу до інформації та управління прилад здійснюється шляхом використання дворівневої системи паролів.

Для підтримки АПС КУЕ на необхідному рівні надійності необхідно передбачити комплект ЗІП.

Процедура вибору комплекту запасних елементів складається з наступних пунктів:

- оптимальний вибір номенклатури запасних частин;
- розрахунок кількісного складу ЗІП.

Вибір номенклатури запасних частин зроблено методом інженерного аналізу за допомогою класифікаційних ознак. Розрахунок необхідної кількості запасних елементів провадиться за формулою:

$$Q_{роз} = N \frac{t}{T_0}; \quad (2.1)$$

де Q – кількість запасних елементів,

N – кількість елементів даного типу, що використовуються в системі,

T_0 – середнє напрацювання на відмову

t – середній час поповнення.

Так для лічильника СЕТ-4ТМ.ОЗМ кількість запасних елементів потрібно:

$$Q_{роз} = 51 \frac{8760}{165000} = 2,707.$$

Для лічильника СЕТ-4ТМ.ОЗМ.09 кількість запасних елементів потрібно:

$$Q_{роз} = 2 \frac{8760}{165000} = 0,106$$

Результати зведемо в таблицю 2.2

Таблиця 2.2 – Комплект ЗІП

№ п/п	Прилади	Тип	N	T_0	t	$Q_{роз}$	Q
1	Лічильник	СЕТ-4ТМ.ОЗМ	51	165000	8760	2,707	3
2	Лічильник	СЕТ-4ТМ.ОЗМ.09	2	165000	8760	0,106	1

Кількість запасних елементів розраховано на середнє поповнення 1 рік (8760 годин). Це така кількість елементів, яка потрібна для підтримки необхідного рівня надійності.

У міру використання комплект ЗІП має поповнюватись. Таким чином, протягом будь-якого року експлуатації комплект ЗІП повинен відповідати розрахунковому комплекту ЗІП, наведеному у таблиці 2.2.

2.3 Вибір виконавчих механізмів автоматизованої системи диспетчерського керування

Метою розробки програмно-технічного комплексу САУ ТП для автоматизованої системи диспетчерського управління є підвищення ефективності використання основного обладнання та підвищення надійності роботи обладнання РВ 6 кВ шляхом автоматизації управління.

Також впровадження даного обладнання розширення функціональних можливостей систем контролю електротехнічного обладнання та управління

всією підстанцією за рахунок використання можливостей мікропроцесорної техніки та підвищення на цій основі надійності електропостачання споживачів; підвищення коефіцієнта готовності, показників надійності та довговічності електротехнічного обладнання, скорочення витрат на його діагностику, обслуговування та ремонт.

Відбудеться поліпшення умов праці експлуатаційного персоналу, за рахунок автоматизації трудових процесів, які раніше виконувались у ручну та своєчасного надання оперативному персоналу достовірної інформації про перебіг технологічного процесу, стану обладнання та засобів управління.

Надалі все це дозволить розраховувати на зниження витрат на технічне обслуговування обладнання РУ 6 кВ та підстанції загалом.

Крім того, оперативно відбудуватиметься відображення стану та положення обладнання підстанції у зручній для оперативного управління формі, документування процесу оперативного управління та підвищення ступеня його автоматизації, що призведе до скорочення числа аварійних ситуацій внаслідок помилкових дій персоналу, а також забезпечить безпеку персоналу.

ПТК САУ ТП буде простим як ієрархічна, розподілена людино-машинна система, що працює в темпі протікання технологічного процесу та оснащена засобами збору, обробки, відображення, реєстрації, зберігання та передачі інформації. Основними засобами надання (відображення) інформації оператору є кольорові відеотермінали та принтери, а засобами управління (прийому команд від оператора) – маніпулятори типу «миша» та алфавітно-цифрові клавіатури.

ПТК САУ РП 6 кВ призначений для забезпечення інформаційних функцій (спостереження, контролю, сигналізації, реєстрація аварійних подій) та функцій управління електрообладнанням, а саме для:

- контролю електричних параметрів, стану схеми комутаційного обладнання та захисту приєднань:
- обладнання ЗРП – 6 кВ (вимикачі, що заземлюють ножі);

- щит власних потреб ЩСН-0,4 кВ (вимикачі);
- щит постійного струму;
- аварійно-попереджувальної сигналізації.
- реєстрація передаварійних, аварійних та післяаварійних процесів;
- присвоєння всім вимірам міток часу з необхідною точністю;
- контроль працездатності вимірювальних та реєструючих пристроїв, ліній зв'язку;
- Управління комутаційними апаратами:
- Вимикачами 6 кВ;
- РНН;
- Квітування центральної сигналізації;
- передачі телемеханічної інформації щодо проєктованих та існуючим каналам зв'язку до диспетчерського пункту.

АСУ ТП РУ 6 кВ в ієрархічній структурі розташована на нижньому рівні, до нього входять:

- Термінал автоматики ARIS 2305;
- лічильники електричної енергії багатофункціональні СЕТ-4ТМ.03М системи АПС КУЕ;
- прилад охоронно-пожежної сигналізації "Сигнал-10"
- прилад моніторингу температури мастила трансформаторів ТМ-1;
- Комутаційні апарати (КА);
- температурні датчики навколишнього повітря;
- стандартні промислові мережі - для комунікації пристроїв нижнього рівня із обладнанням середнього рівня.

Середній рівень утворюють пристрої концентрації, обробки та передачі інформації від пристроїв нижнього рівня на верхній рівень та від верхнього рівня на нижній.

Пристрої середнього рівня розміщуються по можливості ближче до технічних засобів нижнього рівня. Середній рівень є комплекс технічних засобів, до якого входять:

- контролю та сигналізації) та функцій управління електрообладнанням ОРУ – 110 кВ, ЗРУ – 6 (10) кВ та 0,4 кВ, а саме для;
- контролю електричних параметрів, стану головної схеми ПС та захистів щодо приєднань;
- обладнання ОРУ – 110 кВ (вимикачі, роз'єднувачі та заземлювальні ножі);
- силові трансформатори;
- обладнання ЗРУ – 6 (10) кВ (вимикачі, заземлювальні ножі, викочування) елементи);
- щит власних потреб ЩСН-0,4 кВ (автомати);
- шафа оперативного струму;
- аварійної та попереджувальної сигналізації.
- Охоронно-пожежної сигналізації.
- моніторингу основних режимів роботи ДБЖ та АБ, що живлять обладнання АСУ ТП, АПС КУЕ та засоби зв'язку
- Управління комунікаційними апаратами
- вимикачами 110 кВ та 10 кВ;
- РПН силових трансформаторів;
- Квітування сигналу центральної сигналізації.

Локальна обчислювальна мережа – виконується з використанням міжнародних протоколів інформаційного обміну (TCP/IP, Ethernet 10/100 Мбіт/с) на базі комутаторів MOXA EDS-408A, встановлених у шафах автоматики управління та комутатор MOXA EDS-516 у серверній шафі.

Використовуємо також резервований сервер ARS 48 (входить до складу серверного шафи АСУ):

- реєстрація передаварійних, аварійних та післяаварійних процесів;
- контроль працездатності вимірювальних та реєструючих пристроїв, ліній зв'язку;
- формування попереджувальної та аварійної сигналізації про порушення працездатності та інших подіях у системі;

- ведення журналів подій, що реєструються та формуються в РАС, відображення даних у вигляді трендів аналогових та дискретних сигналів та подання коштів на аналіз ретроспективної інформації;

- подання на АРМ користувачів оперативної, звітної та ретроспективної інформації, подання даних у вигляді мнемосхем та таблиць.

2.4 Управління вакуумними вимикачами та комутаційними модулями.

Для захисту введів та відхідних ліній 6 кВ у релейних відсіках шаф РП –6 Кв встановлюється термінал ARIS 2305 мікропроцесорний пристрій, містить термінал захисту введення 6 кВ і виконує такі функції:

Треступінчастий дистанційний захист:

- 3 ступені від міжфазних замикань;
- 2 ступені від подвійних замикань на землю в мережах із ізольованою або компенсованою нейтраллю;
- показники у вигляді багатокутника;
- струмові пускові органи;
- комбінований пуск по струму та напрузі;
- пусковий орган струму нульової послідовності з гальмуванням по максимальному фазному струму;
- блокування при коливаннях;
- блокування при несправності у ланцюгах напруги;
- Блокування від БНТ;
- автоматичне/оперативне прискорення;
- облік впливу паралельної лінії при подвійних замиканнях на землю.

Треступінчастий максимальний струмовий захист від міжфазних замикань (МСЗ) з можливістю використання як струмового відсікання (СВ):

- пуск за напругою;
- гальмування за напругою;
- контролем спрямованості;

- блокування від БНТ;
- незалежна характеристика спрацьовування;
- 13 фіксованих зворотнозалежних характеристик спрацьовування;
- 1 користувальна зворотнозалежна характеристика спрацьовування;
- 10 фіксованих залежних характеристик повернення;
- користувальницька залежна характеристика повернення;
- Можливість прискорення при включенні.

Двоступінчастий струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП):

- Контроль напруги нульової послідовності;
- контролем спрямованості;
- Блокування від БНТ;
- незалежна характеристика спрацьовування;
- 13 фіксованих зворотнозалежних характеристик спрацьовування;
- користувальницька зворотнозалежна характеристика спрацьовування;
- 10 фіксованих залежних характеристик повернення;
- користувальницька залежна характеристика повернення;
- Контроль вищих гармонік (3, 5, 7, 9, 11, 13);
- Можливість прискорення при включенні.

Селективний захист від замикань на землю (СЗЗ) фіксація одноразових пробоїв, переривчастих дугових замикань на землю, що перемежуються, в ізольованих, компенсованих і резистивно-заземлених мережах.

Захист від неповнофазного режиму:

- струмовий захист зворотної послідовності (ТЗОП);
- Захист від обриву фаз (ЗОФ).

Блокування при несправності в ланцюгах напруги (БНН):

- Контроль справності обмотки ТН «зірка»;
- Контроль справності обмотки ТН «розімкнутий трикутник»;
- Контроль струмів приєднання.

Блокування від кидка струму намагнічування (БНТ):

- блокування за рівнем 2-ї гармоніки фазних струмів;

- блокування за рівнем 2-ї гармоніки струму нульової послідовності;
- перехресне блокування.

Двоступінчастий захист мінімальної напруги (ЗМН):

- незалежна, залежна характеристики спрацьовування;
- Трифазний, однофазний режим;
- Можливість блокування по РПВ;
- Можливість затримки спрацьовування після відключення (для БСК);
- Контроль справності ланцюгів напруги.

Двоступінчастий захист від підвищення напруги (ЗНН):

- незалежна, залежна характеристики спрацьовування;
- Трифазний, однофазний режим;
- Можливість блокування по РПВ;
- Контроль справності ланцюгів напруги.

Логічний захист шин (ЛЗШ):

- паралельна та послідовна схема;
- Контроль пуску по напрузі;
- Контроль пуску по струму.

Прийом сигналів від дугового захисту (ЗДЗ) та газового захисту.

Пристрій резервування при відмові вимикача (УРВ).

Дворазова АПВ:

- контроль напруги на шинах та в лінії;
- з контролем/уловлюванням синхронізму.

Контроль/уловлення синхронізму:

- Оперативне включення;
- АПВ.

АВР та ВНР для схем з явним та неявним резервом.

Чотириступінчаста АЧР і ЧАПВ:

- блокування швидкості зниження частоти;
- Контроль справності ТН.

Автоматика управління вимикачем:

- Контроль ланцюгів управління вимикачем;
- фіксація команд керування вимикачем;
- Блокування від багаторазових включень;
- Контроль неуспішного включення;
- Контроль мимовільного відключення.

В результаті роботи пристрою формуються такі основні вихідні ланцюги:

- на відключення введення 6 кВ;
- на включення вимикача введення 6 кВ;
- пуск РВВ введення 6 кВ;
- пуск АПВ введення 6 кВ;
- на включення/відключення СВ 6 кВ;
- на видачу сигналів у ланцюзі аварійної сигналізації;
- на видачу сигналів у ланцюзі попереджувальної сигналізації.

На лініях 6 кВ, що виходять з РП, передбачається пристрій мікропроцесорного захисту "Сіріус-21-Л" з функціями МСЗ, логічного захисту шин, захисту від однофазних замикань на землю, УРВ, АПВ, АЧР, ЧАПВ та автоматики управління вимикачем.

На СВ 10 кВ передбачається влаштування мікропроцесорну систему захисту "Сіріус-21-С" з функціями МСЗ, логічного захисту шин, УРВ, АВР та автоматики управління вимикачем.

Для зручності та візуального контролю поточних параметрів приєднань підстанції інформація виводиться на АРМ чергового. Стан комутаційних апаратів, поточні параметри виводяться на мнемосхему ARIS.

Вимикачами 6 кВ передбачаємо оперування:

- дистанційно за допомогою ключів на панелях щита управління в ОПУ (тільки для вступних та секційних вимикачів);
- дистанційно через АСУ ТП;
- дистанційно через термінали захисту;
- вручну за допомогою кнопок на фасаді осередків.

Для візуального контролю електричних параметрів на щиті управління розташовуються вимірювальні прилади: ЩМ-120 - багатофункціональний прилад ВВ-6кВ НН1 - Т1 і Т2; ЩК-120 - вольтметр ТН - 6 кВ по одному на кожну секцію шин; ЩМ-120 – багатофункціональний прилад СВ – 6 кВ.

Також ми передбачаємо оперативне блокування роз'єднувачів в РП 6 кВ виконується оперативне блокування, що забороняє включення заземлювального ножа збірних шин РП при робочому положенні візків вимикачів будь-якого з приєднань цих збірних шин, а також вкочування цих візків у робочі положення при включеному заземлюючому ножі шин РУ. Блокування в РП 6 кВ запобігає вкочування візка вимикача увімкненому положенні. Оперативне блокування не забороняє увімкнення вимикачів.

3 ВИБІР ОСНОВНИХ ЕЛЕМЕНТІВ СИСТЕМИ АВТОМАТИЗАЦІЇ

3.1 Вибір блоку управління, терміналу релейного захисту та автоматики 6 кВ

Унікальний модульний термінал РЗА ARIS-2305 поєднує у собі все вторинні пристрої для приєднань 6-35 кВ. Реалізує функції: релейна захист та автоматика, контролер приєднання (АСУ ТП/ТМ), вимірювання, облік електричної енергії, реєстрація параметрів якості електричної енергії, осцилографування та реєстрація аварійних подій, моніторинг ресурсу силового вимикача, визначник місця ушкодження (ВМУ).

Розроблено відповідно до МЕК 61850 для застосування у складі цифрових підстанцій, Smart Grid, АСУ ТП, АПС КУЕ, АСТУЕ та ін.



Рисунок 3.1- Багатофункціональний термінал релейного захисту та автоматики 6-35 кВ

Єдиний термінал релейного захисту із зовнішніми котушками Рогівського внесений до ГРСІ. Дозволяє застосовувати термінал як єдиний пристрій захисту, виміру та обліку без використання електромагнітних трансформаторів струму.

Багатофункціональний термінал ARIS складається з:

Модулей живлення:

- А5 Живлення від напруги 24В AC/DC для 14 модульного пристрою;
- А6 Живлення від напруги 220В AC/DC для 14 модульного пристрою;
- В1 Модуль ЦП, 2xEthernet TX, 2xRS-485, PPS, 2xLive.

Модулів дискретних виходів:

- С1 Модуль дискретних виходів 220В, AC 5А, 12 виходів.

Модулів дискретних входів:

- D2 Модуль дискретного входу. 16 входів 220;
- М6 Вимірювальний модуль. 3 струми (1/5 А), 3 напруги (100 В).

Функція детектування міжфазних коротких замикань та замикань на землю в мережі 6-20 кВ.

ФУНКЦІЇ РЗА ТА АВТОМАТИКИ

Триступінчастий дистанційний захист:

- 3 ступені від міжфазних замикань;
- 2 ступені від подвійних замикань на землю в мережах із ізольованою

або компенсованою нейтраллю;

- Показники у вигляді багатокутника;
- струмові пускові органи;
- комбінований пуск по струму та напрузі;
- пусковий орган струму нульової послідовності з гальмуванням по

максимальному фазному струму;

- блокування при коливаннях;
- блокування при несправності у ланцюгах напруги;
- Блокування від БНТ;
- автоматичне/оперативне прискорення;
- облік впливу паралельної лінії при подвійних замиканнях на землю.

Триступінчастий максимальний струмовий захист від міжфазних замикань

(МТЗ) з можливістю використання як струмового відсікання (ТО):

- пуск за напругою;

- гальмування за напругою;
- контролем спрямованості;
- Блокування від БНТ;
- незалежна характеристика спрацьовування;
- 13 фіксованих зворотнозалежних характеристик спрацьовування;
- 1 користувальна зворотнозалежна характеристика спрацьовування;
- 10 фіксованих залежних характеристик повернення;
- користувальницька залежна характеристика повернення;
- Можливість прискорення при включенні.

Двоступінчастий струмовий захист нульової послідовності (ТЗНП):

- Контроль напруги нульової послідовності;
- контролем спрямованості;
- Блокування від БНТ;
- незалежна характеристика спрацьовування;
- 13 фіксованих зворотнозалежних характеристик спрацьовування;
- користувальницька зворотнозалежна характеристика спрацьовування;
- 10 фіксованих залежних характеристик повернення;
- користувальницька залежна характеристика повернення;
- Контроль вищих гармонік (3, 5, 7, 9, 11, 13);
- Можливість прискорення при включенні.

Селективний захист від замикань на землю (СЗЗ) фіксація одноразових пробоїв, переривчастих, дугових замикань, що перемежуються, на землю в ізольованих, компенсованих та резистивно–заземлених мережах.

Захист від неповнофазного режиму:

- струмовий захист зворотної послідовності (ТЗОП);
- Захист від обриву фаз (ЗОФ).

Блокування при несправності в ланцюгах напруги (БНН):

- Контроль справності обмотки ТН «зірка»;
- Контроль справності обмотки ТН «розімкнутий трикутник»;
- Контроль струмів приєднання.

Блокування від кидка струму намагнічування (БНТ):

- блокування за рівнем 2-ї гармоніки фазних струмів;
- блокування за рівнем 2-ї гармоніки струму нульової послідовності;
- перехресне блокування.

Двоступінчастий захист мінімальної напруги (ЗМН):

- незалежна, залежна характеристики спрацьовування;
- Трифазний, однофазний режим;
- Можливість блокування по РПВ;
- Можливість затримки спрацьовування після відключення (для БСК);
- Контроль справності ланцюгів напруги.

Двоступінчастий захист від підвищення напруги (ЗНН):

- незалежна, залежна характеристики спрацьовування;
- Трифазний, однофазний режим;
- Можливість блокування по РПВ;
- Контроль справності ланцюгів напруги.

Логічний захист шин (ЛЗШ):

- паралельна та послідовна схема;
- Контроль пуску по напрузі;
- Контроль пуску по струму.

Прийом сигналів від дугового захисту (ЗДЗ) та газового захисту.

Пристрій резервування при відмові вимикача (УРВ).

Дворазова АПВ:

- контроль напруги на шинах та в лінії;
- з контролем/уловлюванням синхронізму.

Контроль/уловлення синхронізму:

- Оперативне включення;
- АПВ.
- АВР та ВНР для схем з явним та неявним резервом.

Чотириступінчаста АЧР і ЧАПВ:

- блокування швидкості зниження частоти;

– Контроль справності ТН.

Автоматика управління вимикачем:

- Контроль ланцюгів управління вимикачем;
- фіксація команд керування вимикачем;
- Блокування від багаторазових включень;
- Контроль неуспішного включення;
- Контроль мимовільного відключення.

Функції АСУ ТП і ТМ

– вимірювання та розрахунок понад 80 вторинних електричних параметрів трифазної чотирипровідної мережі;

– введення дискретних сигналів 24 VDC або 220 VDC/VAC;

– обробка двобітних сигналів;

– виведення дискретних сигналів та команд управління;

– введення уніфікованих аналогових сигналів струму та напруги;

– виконання алгоритмів користувача, алгоритмів оперативних блокувань;

– Присвоєння міток часу з точністю 1 мс;

– архівування інформації за дискретними та аналоговими сигналами;

– ведення та відображення журналів подій;

– робота як NTP-сервер;

– Відображення мнемосхеми на дисплеї контролера;

– відображення параметрів електричної мережі та якості електроенергії на дисплеї контролера;

– запис осцилограм у форматі COMTRADE;

– розрахунок комутаційного ресурсу вимикача відповідно до вимогами ГОСТ 18397.

Розрахунок показників якості електричної енергії

– формування готових до використання добових звітів ПKE за ГОСТ 32144–2013;

– Вимірювання ПKE за ГОСТ 30804.4.30-2013 клас S або A

(опціонально);

– розрахунок гармонік та інтергармонік за ГОСТ 30804.4.7–2013 (ІЕС 61000-4-7).

КОНТРОЛЬ РЕСУРСУ ВИМИКАЧА

– розрахунок залишкового механічного та комутаційного ресурсу згідно

ГОСТ 18397-86 та ГОСТ Р 52565-2006;

– Розрахунок комутаційного ресурсу за методом суми квадратів відключеного струму.

Визначення місця пошкодження.

– Визначення місця пошкодження при міжфазних коротких замикання;

– Дистанційний принцип виміру з реактивного опору;

– 10 ділянок неоднорідності ЛЕП.

Основні характеристики:

– обробка до 5000 інформаційних параметрів;

– максимальна продуктивність 3000 параметрів за 1 секунду;

– обробка до 100 алгоритмів (ОБР);

– вбудований годинник реального часу та GPS/ГЛОНАСС приймач

(опція);

– синхронізація часу від NTP, RTP та PPS;

– передача незалежних наборів даних у 10 напрямках у протоколах MEK 61850-8-1 (MMS), MEK 60870-5-104, DLMS/COSEM (СПОДЕС);

– власний час спрацьовування з урахуванням вихідних реле – трохи більше 20 мс;

– час формування/обробки GOOSE-повідомлень трохи більше 1 мс.

Комунікаційні порти:

– 100-BaseTx (RJ-45);

– 100-BaseFX (SFP);

– RS-485;

– RS-232.

Додаткові можливості:

– аварійна сигналізація та самодіагностика;

– вбудований web-інтерфейс;

– вбудований або виносний ГЧМ;

– ключ-карта для ідентифікації користувача та розмежування доступу;

– електронний ключ вибору режиму керування

(місцевий/дистанційний):

– фіксація стану в енергонезалежній пам'яті;

– індикація стану світлодіодів на кнопці.

– 6 електронних ключів, що фіксують стан в енергонезалежній пам'яті;

– 18 вільно-програмованих світлодіодів, що фіксують стан у енергонезалежної пам'яті;

– осцилографування з частотою дискретизації 12800 Гц;

– 4 групи уставок.

Протоколи прийому/передачі даних

– MEK 61850-8-1 (MMS та GOOSE);

– MEK 60870-5-101;

– MEK 60870-5-104;

– MEK 60870-5-103;

– Modbus (RTU/ASCII/TCP);

– OPC UA;

– SPA;

– CRQ;

– DLMS/COSEM (СПОДЕС);

– HTTPS, FTP;

– Фірмові протоколи виробників.

Живлення:

– 176-242 VDC/VAC;

– 24 VDC.

РОБОЧА ТЕМПЕРАТУРА

-40 ... +60 ° С.

3.2 Вибір електродвигуна приводу вакуумного вимикача на основі розрахунку необхідної потужності

Для виїзду та заїзду викочування з розподільчого силового шафи необхідно підібрати електродвигун.

Розрахунок електродвигуна провадимо за формулою:

$$P = \frac{F \cdot v}{n} \quad (3.1)$$

де P – потужність електродвигуна, що вибирається;

F – сила необхідна для зсуву викочування з місця;

v – швидкість візка;

n – ККД черв'ячної передачі.

Розрахуємо силу необхідну для зсуву викочування з місця по формулі:

$$F = m \cdot a + F_{тер} \quad (3.2)$$

де $F_{тер}$ – сила тертя;

a – прискорення;

m – маса викочування з вакуумними вимикачами.

Маса викочування з вакуумними вимикачами розраховується за формулою

$$m = m_m + m_p \quad (3.3)$$

де m_m – маса викочування згідно тезнічним характеристикам дорівнює 121 кг;

m_p – маса вакуумного вимикача – 30,5 кг.

$$m = 121 + 30,5 = 151,5 \text{ кг.}$$

Знаходимо прискорення візка за формулою:

$$a = \frac{V - V_0}{t}. \quad (3.4)$$

де V_0 – початкова швидкість;

t – час розгону.

$$a = \frac{0,3 - 0}{1} = 0,3 \text{ м/с}^2$$

Знаходимо силу тертя за формулою:

$$F_{\text{тер}} = \mu \cdot m \cdot g. \quad (3.5)$$

де g – прискорення вільного падіння;

μ - коефіцієнт тертя.

$$F_{\text{тер}} = 0,2 \cdot 151,5 \cdot 9,8 = 29694 \text{ Н.}$$

Тоді сила необхідна для зсуву викочування з місця, за формулою (3.2):

$$F = 151,5 \cdot 0,3 + 29694 = 34239 \text{ Н.}$$

Таблиця 3.1 – Параметри двигуна постійного струму серії ДП 108-27/150

Найменування параметра	Значення параметри
Напруга живлення (постійний струм),	27
Потужність, Вт	150
Частота обертання, об/хв	2200
Номінальний момент, Гсм	4200
Режим роботи цикл	1 хв.
Напрямок обертання	Реверсивний
Ступінь захисту	IP20
Кліматичне виконання	У2
Маса, кг	3,7

Знаходимо необхідну потужність електродвигуна для візка [12], формулою (3.1):

$$P = \frac{342,34 \cdot 0,3}{0,8} = 1284 \text{ Вт.}$$

Вибираємо двигун постійного струму серії ДП-108 із реверсом, ГОСТ 20815-93. Потужність двигуна – 150Вт. Параметри ДПТ серії ДП 108-27/150 наведено у таблиці 3.1.

Габаритні розміри та загальний вигляд двигуна постійного струму серії ДП-108 представлений на рисунку 3.2.

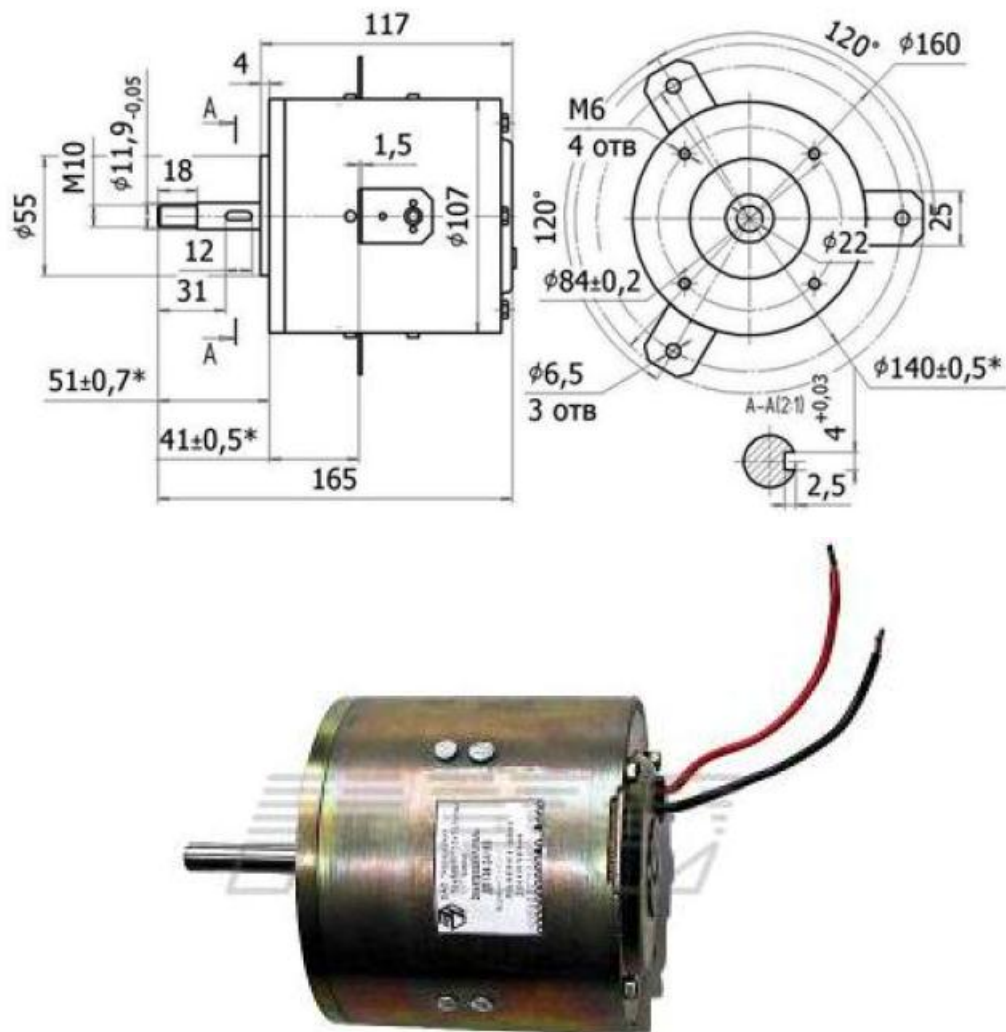


Рисунок 3.2 – Загальний вигляд електродвигуна ДП 108-27/150

3.3 Вибір модулів живлення, шафи, програмного контролера, датчиків та пульта системи автоматизації

Для системи гарантованого живлення (СГП) ПС вибираємо інвектор 5 кВА та ємність акумуляторних батарей з роботою не менше 3 годин.

Призначення. Система гарантованого електропостачання відповідальних споживачів («Система RPSS» від англ. Reliable Power Supply System), призначена для забезпечення безперебійного електропостачання змінним струмом відповідальних споживачів за умов нестабільності чи припинення зовнішнього електропостачання.

Автоматичне перемикання споживачів на резервне або аварійне введення живлення.

Захист споживачів та кабельних ліній від перевантажень та струмів короткого замикання.

Управління навантаженнями, що реалізується вмиканням/вимкненням споживачів від електромережі.

Формування гальванічно розв'язаної однофазної мережі 220 (230) змінного струму.

Моніторинг та візуальне відображення параметрів електричної мережі.

Диспетчеризація основних параметрів мережі.

Облік споживаної електроенергії.

Основні сфери застосування:

робота обчислювальних центрів або окремих машин, що входять до системи автоматизованого управління (АСУ) ТП, комплексів контрольно-вимірювальних приладів промислових виробництв; управління і стеження за об'єктами, що рухаються; функціонування систем зв'язку чи передачі, автоматизація транспорту нафтопродуктів – ось не повний перелік ТП, потребують особливої уваги організації їх безперебійного електроживлення.

Головна особливість цієї системи – організація живлення всіх споживачів від однієї чи кількох ліній живлення, які гальванічно розв'язані

від зовнішніх мереж.

Шафа управління – основний елемент системи АСУ ТП складається з АПС КУЕ, комутатора, контролера об'єкта, блоку безперебійного живлення, системи контролю температури (датчики, вентилятори), блок кінцевих (кінцевих) вимикачів, перетворювача RS-485, системи синхронізації часу.

Конструктивно шафа управління та автоматики виконана у вигляді корпусу (металевого або пластикового). Шафа управління є складним багатокомпонентним виріб, який включає в себе цілий комплекс керуючих пристроїв. Усередині шафи управління розміщуються частотні перетворювачі, контактори та інші елементи управління.

Також у шафах управління розміщують комутаційне обладнання та прилади обліку електроенергії, якщо це необхідно замовнику.

Розміщення захисних пристроїв є невід'ємною умовою проектування шаф управління. Найголовніше, це те, що автомати захисту та пристрої захисного відключення оберігають персонал від ураження струмом, а крім того вони захищають обладнання, що підключається від коротких замикань і перевантажень в мережі. Зовні шаф управління встановлюються елементи сигналізації.

Шафи управління АСУ ТП виконують різні завдання в залежності від об'єкта, на якому вони встановлені, але незважаючи на це основні функції у них однакові. Шафи управління АСУ ТП забезпечують:

- автоматичне управління та діагностику обладнання;
- можливість вибору режиму роботи: автоматичний, напівавтоматичний та ручний;
- захист електромережі та обладнання, від перепадів напруги та перевантажень по струму;
- регулювання параметрів технологічних промислових процесів (тиску, температури, вологості та ін.);
- індикацію поточних та заданих параметрів автоматики;
- аварійну сигналізацію;

- передачу телеметричної інформації про процеси на диспетчерський пункт чи ПК;
- архівування даних технологічних процесів та позаштатних аварійних ситуацій, з прив'язкою до часу та дати;
- Можливість виконувати команди диспетчера.

Шафа управління АСУ ТП та її переваги.

Шафи управління АСУ ТП універсальні, завдяки вільній адаптації систем та обладнання, до різних вимог та завдань.

Шафи управління мають по-перше, можливість експлуатації в стандартних умовах з температурним режимом від 0 до 55 градусів вище за нуль, по-друге, можуть застосовуватися і в суворіших умовах з температурою від -40 до +60°З додатково можлива їх експлуатація в умовах середовища з деякою кількістю агресивних домішок.



Рисунок 3.3 – Шафа управління АСУ ТП

Широко розвинена комунікація дозволяє легко включатися до різних мереж та підтримувати інформаційні технології. Крім того, обладнання має велику сферу, сукупність різних команд, а також є можливість роботи як на локальних мережах, так і на глобальних.

Для реалізації системи управління даним технологічним обладнанням необхідно також вибрати до встановлення програмований контролер. Найбільш позитивно в роботі зарекомендувала себе фірма ADVANTECH, яка може надати програмований контролер і розподільні системи введення - виведення даних різного типу.

Аналізуючи кількість можливих портів введення даних, від кінцевих вимикачів обраного вище технологічного борудування, комутаційних модулів та лічильників електроенергії, можна легко визначити необхідну кількість модулів введення – виведення та вибрати до встановлення програмований контролер тип ADAM-5510E/TCP (рисунок 3.4).



Рисунок 3.4 – Програмований контролер ADAM–5510E/TCP.

ADAM-5510E/TCP має вбудований порт Ethtunet, надає більшій кількості керуючих комп'ютерів прямий доступ до даних про стан

контрольованого об'єкта за допомогою OPC-сервера або елементів керування ActiveX. При цьому ADAM-5510E/TCP використовує популярний мережевий протокол ModBus/TCP, що дозволяє легко інтегрувати пристрої ADAM-5510E/TCP зі SCADA-системами або іншими додатками.

Технічні характеристики програмованого контролера для автоматизованої системи управління вказано в таблиці 3.2.

Таблиця – 3.2 Технічні характеристики контролера

Модель	ADAM-5510E/TCP «ADVANTECH»
Модуль введення сигналів	ADAM-5051S 16×2 кан. До – 50В
Модуль виведення сигналу	ADAM-5056S 16×2 кан. До – 40В/0,2А
Канали для зовнішнього зв'язку	10/100Base-T та RS-485
Живлення не стабілізоване від	+10 до +30 В.
Захист від неправильного полярності	Є
Діапазон робочих температур	від - 10 до + 70 °С
Допустима вологість повітря	від 5 до 95 відсотків без конденсату.

Промисловий контролер із модулями введення-виведення є найбільш досконалою конструкцією. Промисловий контролер побудований на базі мікроконтролерів і мікропроцесорів, і виконує самі функції, як і вони, але має велику кількість входів та виходів для під'єднання обладнання.

Більшість промислових контролерів мають захист від електромагнітного випромінювання та стрибків напруги. Промисловий контролер так само, як мікропроцесор та мікроконтролер, працює за керуючою програмою.

Це означає, що, за необхідності, можна оперативно змінювати алгоритм роботи системи управління, для різноманітних завдань.

Перепрограмування багатьох промислових контролерів можливе без застосування спеціальних пристроїв (програматорів), оскільки вони допускають можливість «внутрішньосхемного» програмування.

Розглянувши всі варіанти, враховуючи їх особливості, переваги та недоліки, робимо такі висновки: мікропроцесорний комплект нам не підходить через складність та ненадійність конструкції.

Найбільш доцільним є застосування мікроконтролера або промислового контролера з модулями виводу-введення. Але оскільки створення автоматизованого диспетчерського пункту відбувається в будівлі розподільних пристроїв на 6кВ, де підвищене електромагнітне випромінювання, пов'язане з високовольтними лініями електропередач, то стаємо свій вибір на промисловому контролері, який має захист від електромагнітних перешкод, що й задовольняє обраний промисловий програмований контролер ADAM-5510E/TCP.

Для контролю місце розташування та виїзду та заїзду комутаційного модуля у розподільну силову шафу, систему потрібно оснастити датчиками.

Найбільш зручними для застосування в умовах автоматизованої ділянки є контактні колійні вимикачі, що служать для контролю положення об'єкта під впливом упорів, що управляють, шляхом механічного контакту у певних точках шляху.

Дорожні вимикачі мають низьку стійкість, високу зносостійкість, прості в налаштуванні, монтажі. Такі датчики мають великий ресурс до відмови, нечутливі до забруднень, мають високу межу віброзахисту та удароміцності.

Для системи управління, що розробляється, застосовний до установки шляхові вимикачі фірми «Енергопроматоматика» тип ВПК2110. Вимикачі колійні контактні типу ВПК2110 є апаратами загального призначення, прямої дії із самоповерненням та призначені для комутації електричних ланцюгів управління змінного струму напругою до 660В, частотою 50 та 60Гц.

При виборі елементів пульта управління необхідно враховувати такі фактори, як:

- площа розміщення проектованого пульта управління, включаючи обслуговуюче його обладнання та оснащення.

- можливість безперешкодного виконання ремонтних робіт.
- наявність на місці проектування елементів пульта управління всіх необхідних його роботи систем харчування та комунікацій.
- безпека пульта управління, наявність знаків, що попереджають про високу напругу в робочій зоні, можливість встановлення захисних огорож, наявність пожежного щита та системи аварійної сигналізації.

Пульт управління повинен розміщуватися в будівлі РП 6 кВ окремо від основних виробничих цехів, оскільки є джерелом підвищеної небезпеки для людини, яка полягає в ураженні електричним струмом.



Рисунок 3.5 – Пульт керування

А також сама зона, де розташовується електрообладнання, є небезпечною для людини через підвищений рівень електромагнітного випромінювання, і її також необхідно ізолювати від основного виробництва.

Мікроклімат повинен бути також певної якості по чистоті, що не є можливим в умовах розміщення ділянки всередині виробничої частини цеху.

Проектований пульт управління займає таку ж площу, як і ділянка початкового варіанту, тому він не вимагає спеціальних розрахунків на додаткову робочу площу.

Площа, пропонована під розміщення устаткування, дозволяє легко розмістити всі необхідні його повноцінної роботи елементи устаткування.

Для встановлення нововведеного автоматизованого обладнання на пульті управління, необхідно провести демонтаж масляних вимикачів і старих лічильників електроенергії з диспетчерського пункту (першого варіанту).

Силові розподільні шафи розташовані одна за одною, у два ряди на певній відстані.

Все автоматичне устаткування діляниці розміщено окремих від людей приміщеннях, робоче місце оператора перебуває поза межами огороження.

Також ділянка оснащена пожежним щитом, аптечкою та телефоном. Для монтажу даного пульта керування з усіма його елементами та одиницями обслуговуючого обладнання не потрібно ніяких спеціальних пристроїв та умов.

Усі роботи з монтажу виконуються спеціальною бригадою монтажників згідно з інструкцією підприємства з дотриманням необхідних заходів техніки безпеки та санітарних норм.

Електромонтажні роботи виконуються з дотриманням вимог діючих правил улаштування електроустановок.

Система управління комутаційними модулями з диспетчерського пункту побудована на основі програмованого контролера ПК. Елементами управління є:

- Викочувальні елементи - 15шт.
- вакуумні вимикачі – 15шт.
- лічильники електроенергії – 15шт.
- лампочки аварійної сигналізації – 15шт.
- колійні вимикачі – 30шт.

Викочувальні елементи та вакуумні вимикачі управляються за командами з ПК, які передаються по джгутах, зібраних із проводів тип МГШВ – 0,75мм², у вигляді електричних дискретних сигналів $\pm 27В$.

Для унеможливлення проходження силових струмів по контактах ПК, виконана гальванічна розв'язка силових сигналів від сигналів управління.

Для досягнення цієї мети на кожен елемент управління розроблено та встановлено свій блок управління, який включає силові ланцюги при надходженні сигналів управління на керуючі контакти. У вигляді комутаційних апаратів використані симісторні блоки компанії «КонтрАвт».

Для підтвердження виконання команди виїзду та заїзду комутаційного модуля в шафу ШРС система управління забезпечена колійними кінцевими вимикачами зі здвоєними контактами серії ВПК 2110, які з'єднані з ПК.

Для виведення параметрів ЛЕП та обліку електроенергії система забезпечена персональним комп'ютером, який розміщений на робочому столі оператора.

Зв'язок персонального комп'ютера із блоком центрального управління БЦУ, де розміщується ПК, виконується кабелем UTP-5 (вита пара).

Для обліку активної та реактивної енергії на ШРС встановлюються багатофункціональні лічильники електроенергії. Зв'язок ПК з даними лічильниками виконується за допомогою RS-485. Вся інформація про споживання електроенергії на підприємстві виводиться на монітор персонального комп'ютера для контролю оператором.

Оскільки всі датчики є дискретними, немає необхідності застосування пристроїв АЦП і ЦАП. Для нормальної роботи автоматизованої системи диспетчерського управління достатньо дискретного пристрою вводу-виводу.

АСДУ комутаційними модулями складається з блоку центрального управління, який входить управління комутаційними модулями, вакуумними вимикачами, а також отримання, обробка та передача даних з лічильників електроенергії на ПК з контролера.

При включенні живлення, на персональному комп'ютері цього автоматизованого диспетчерського пункту в системі управління запускається основна програма, в якій проводиться діагностика обладнання та мережі, що включає перевірку контролерів, лічильників та блоків керування. При

негативний результат перевірки на монітор ПК виводиться помилка про несправність устаткування.

При справному обладнанні відбувається передача електроенергії у робочому порядку. На ПК виводяться дані параметрів електричної мережі та ведеться облік електроенергії за послідовним інтерфейсом RS485 за допомогою багатотарифних лічильників СЕТ 4ТМ.

У разі перевантаження, короткому замиканні, коли струм однієї з ліній електропередач зростає до 20кА, відбувається розмикання контактів фідера вперше (SQ32=0), через паузу 5 секунд подається команда замикання контактів фідера – перезапуск (SQ32=1).

Якщо перевантаження по струму як і раніше становить 20кА, відбувається друге спрацювання фідера (SQ32=0), у своїй диспетчерській пункт подається сигнал аварії і спалахує аварійна лампочка на панелі управління. Подається команда переходу запасну лінію. При цьому замикається вакуумний вимикач на перемишці між лініями.

Оскільки ремонт силового обладнання не можна проводити в робочій зоні, команда подається на виїзд з розподільної силової шафи комутаційного модуля (KV1=1).

У разі перевищення часу виїзду модуля $T_{кр}$. виводиться помилка на екрані монітора «Поломка комутаційного модуля».

Якщо час виїзду менший за $T_{кр}$., то в кінці ходу відбувається спрацювання кінцевого вимикача (SQ1=1), при цьому розривається живлення електродвигуна і подається сигнал низького рівня на контролер і на екрані монітора виводиться повідомлення «Комутаційний модуль виїхав» – лінія обезструмлена. Відбувається перевірка та ремонт ЛЕП та комутаційного модуля.

Після усунення несправності на лінії та модулі подається команда на заїзд комутаційного модуля (KV₁=0). У разі перевищення часу заїзду модуля $T_{кр}$. виводиться помилка на екрані монітора «Поломка комутаційного модуля».

Якщо час заїзду менший за $T_{кр.}$, то в кінці ходу відбувається спрацювання кінцевого вимикача ($SQ_2=1$), при цьому розривається живлення електродвигуна і подається сигнал низького рівня на контролер і на екрані монітора виводиться повідомлення «Комутаційний модуль заїхав», відбувається замикання контактів комутаційного модуля .

Виводиться повідомлення "Лінія під напругою", лампочка аварійної зупинки гасне.

3.4 Розробка програмного забезпечення системи диспетчеризації SCADA та терміналу ARIS

Список сигналів терміналу ARIS:

- увімкнення та вимкнення вимикача
- увімкнення та відключення заземлюючих ножів
- робота РЗА
- вихід параметрів зауставки
- несправність терміналу.

Програмний комплекс Redkit SCADA призначений для створення інформаційно-керуючих систем автоматизації на об'єктах енергетики та промислові підприємства.

Збір, обробка та зберігання даних від пристроїв нижнього та середнього рівнів системи.

Обмін даними із суміжними та вищими системами.

Візуалізація та моніторинг стану основного технологічного та допоміжного обладнання промислового об'єкта у вигляді мнемосхем, таблиць та графіків у режимі реального часу.

Організація управління основним та допоміжним обладнанням промислового об'єкта у реальному часі з контролем виконання команд.

Надання інформації про миттєві (поточні) значення з усіма необхідними атрибутами (достовірність, ручне блокування, час останньої зміни тощо).

Реєстрація аварійних та попереджувальних сигналів.

Контроль технологічних уставок (меж) аналогових параметрів.

Контролює достовірність вхідних даних.

Контролює стан каналів зв'язку та моніторинг мережевої інфраструктури.

Контролює старіння поточних даних.

Архівування даних.

Автоматизовані бланки перемикачів.

Звукова сигналізація подій.

Система безпеки із розподілом прав користувачів.

Redkit призначений для АСУТП енергетичних об'єктів та АСУ Е промислових підприємств та підприємств нафтогазового комплексу.

Кросплатформність:

– MS Windows (10, 2019 Server);

– Linux (Astra Linux, Ubuntu, Arch Linux та інші).

Розподілена архітектура системи:

– надійність;

– Можливість багаторазового резервування окремих компонентів.

Внутрішня структура на основі моделі стандарту MEK 61850:

– сувора логічна модель;

– Семантика міститься у іменах тегів.

Об'єктно-орієнтований підхід під час створення проекту:

– можливість створення власних бібліотек елементів;

– теги розташовані в ієрархічній деревоподібній структурі;

– Можливість оперування об'єктами, а не окремими тегами.

– штормові випробування: коректний запис до 300 000 змін тегів секунду протягом хвилини;

- нормальний режим: зміна до 150 000 тегів за секунду.
- Підтримка різних протоколів обміну даними:
- MEK 61850-8-1(MMS);
- MEK 60870-5-104;
- MODBUS TCP.

Широкі можливості конфігурування інструментів користувача перегляду оперативної та архівної інформації: модуль звітів (створення звітів у форматі Excel), контекстна фільтрація інформації за допомогою механізму зв'язування вікон, розвинена система політик зберігання/ротації даних, автоматизовані бланки оперативних з'єднань.

Функціонал редактора проекту

- створення об'єктної моделі підстанції.
- створення об'єктних моделей обладнання та його графічних уявлень.
- створення бібліотек обладнання.
- створення мнемосхем проекту з використанням бібліотек обладнання.
- Формування конфігураційних файлів для обладнання нижнього та середнього рівня за стандартом ПЕК 61850.
- Інтерфейс налаштування прийому/передачі даних у різних протоколах.

Система диспетчеризації призначена для віддаленого відображення збору та зберігання даних про роботу технологічного обладнання будівлі чи виробничого процесу.

Вона передає інформацію про параметри процесів, що протікають, режими роботи інженерних систем, позаштатні ситуації (рисунок 3.6).

Основні завдання диспетчеризації:

- Моніторинг за станом всіх контрольованих об'єктів у режимі реального часу;
- Оповіщення оператора про виникли на об'єкті аварій;
- Можливість управління виконавальними механізмами на об'єкті, отримання, роздруківка і зберігання звітів у необхідному вигляді;

– Обмін даними з іншими клієнтами.

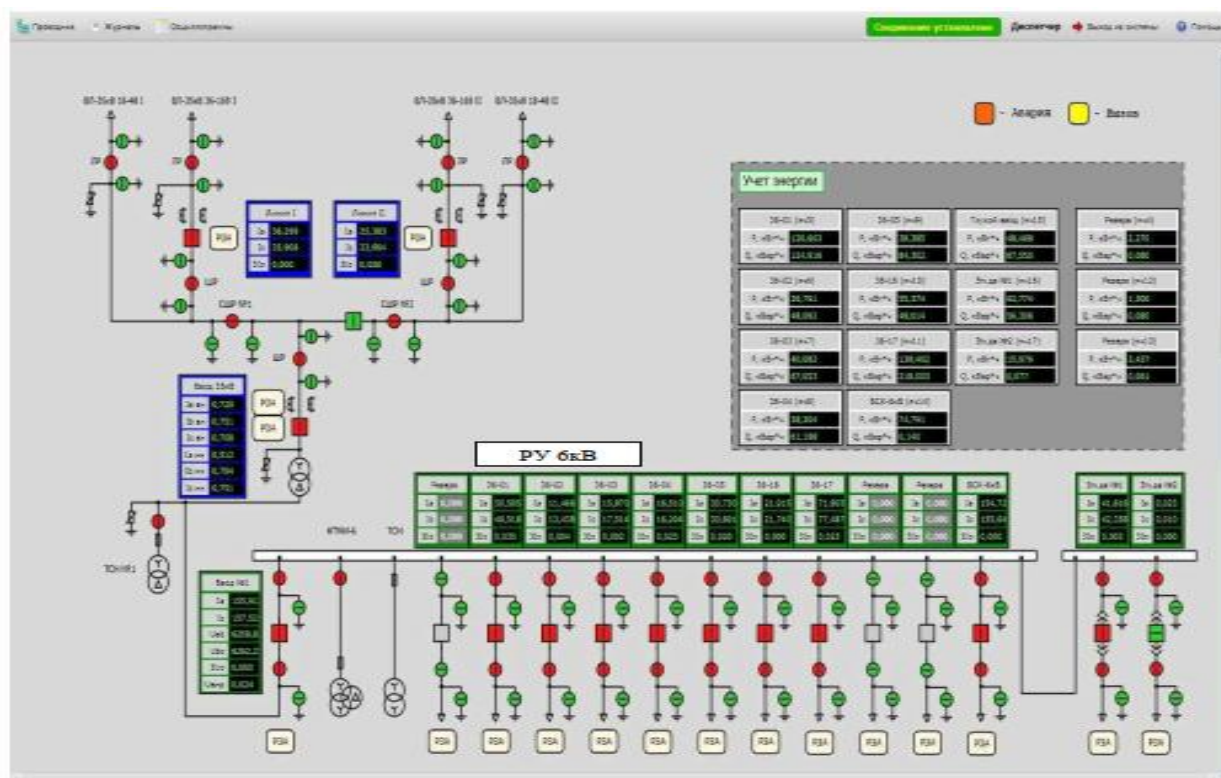


Рисунок 3.6 – Экран оператора SCADA-система

При побудові системи заздалегідь вибирати основні каналом передачі для передачі запитуваних даних - мережа Ethernet.

Така мережа має низку переваг: вже готова, досить розвинена інфраструктура, висока відмову стійкість, немає обмежень у відсотку і відсотку, ступність.

Інтерфейс системи диспетчеризації дозволяє оператору віддалено задавати режими роботи системи в цілому або окремого обладнання.

Основне призначення системи диспетчеризації - у централізації контролю та управління обладнанням. Однак, SCADA система диспетчеризації є інтерфейсною частиною системи інтелектуальної будівлі, вона лише виводить інформацію на пульт і дозволяє оператору вручну керувати частиною процесів, нехай і віддалено.

Алгоритми оптимальної та економічної взаємодії між підсистемами будівлі повинні бути розроблені проектом автоматизації та запрограмовані у контролерах управління, тільки тоді оператор звільняється від ухвалення більшості рутинних рішень.

Система диспетчеризації не є повноцінною системою автоматизації!

Вона виконує функції, пов'язані з відображенням – «диспетчерський контроль» та ручним віддаленим керуванням – «диспетчерське управління» інженерними системами.

Функції системи диспетчеризації входять:

- Збір даних з пристроїв та візуальне відображення процесів, що відбуваються з інженерним обладнанням будівлі (для сучасних систем, використовуючи SCADA);
- своєчасне виявлення позаштатних ситуацій, запобігання аваріям;
- формування та відправлення тривожних повідомлень відповідальним особам;
- дистанційне керування приладами інженерних систем;
- збирання та зберігання показань приладів в автоматичному або ручному режимі;
- подання даних у графічному та табличному вигляді;
- ведення звітності про енергоспоживання, формування в автоматичному режимі та на запит оператора звітів;
- за потреби, передача даних на віддалений пульт вищого пріоритету.

Теоретично, диспетчер має можливість управління кожним із пристроїв, що мають привід, проте на практиці, одна людина фізіологічно не зможе вручну керувати великою інженерною системою.

Управління такою системою здійснюється у режимі 24/7 кваліфікованим персоналом, який пройшов спеціалізовані курси навчання.

Крім того, для кожної системи в процесі проектування, налагодження та експлуатації технологіями розробляються протоколи дій за можливих позаштатних ситуацій.

Завдання диспетчеризації – відображення інформації та надання можливості управління, отже, основними елементами системи диспетчеризації є програмне забезпечення оператора та перетворювачі інтерфейсів, які часто встановлюються в щитах автоматизації інженерного обладнання.

Як правило, сучасні контролери автоматизації мають можливості роботи зі SCADA системою диспетчеризації, вони є одночасно і перетворювачами інтерфейсів. Програмне забезпечення забезпечує реалізацію таких функцій як:

- відображення інформації у вигляді мнемонічних схем із видачею на них у реальному часі значень вимірювань, значень установок регуляторів, різних піктограм та інших графічних об'єктів;

- формування та видачу аварійних повідомлень;

- ведення архівів (трендів) для всіх апаратних сигналів та розрахункових технологічних змінних;

- можливість корекції роботи системи, без її зупинки;

- можливість пошуку та фільтрації записів архівів за рядом критеріїв відбору; можливість формування звітів на основі шаблонів, що задаються користувачем; перегляд архівної інформації у вигляді графіків та таблиць;

- Можливості створення розкладів, багаторівневого доступу та інші функції комп'ютерних систем управління.

- Передача даних від локальної системи автоматизації до системи SCADA диспетчеризації може здійснюватися безпосередньо або через інтерфейс сервера. При цьому сервер OPC є перекладачем між мовою, яку розуміє встановлене обладнання, і мовою програмного інтерфейсу диспетчера.

Головною метою стандарту OPC стало забезпечення можливості спільної роботи засобів автоматизації, що функціонують на різних апаратних платформах, у різних промислових мережах та вироблених різними фірмами.

Після того, як стандарт OPC був введений в дію, практично всі SCADA-пакети були перепроектвані як OPC-клієнти, а кожен виробник апаратного забезпечення став забезпечувати свої контролери, модулі виводу-введення-виводу, інтелектуальні датчики і виконавчі пристрої стандартним OPC-сервером.

Завдяки появі стандартизації інтерфейсу стало можливим підключення будь-якого фізичного пристрою до будь-якої SCADA, якщо вони відповідали стандарту OPC. Розробники отримали можливість проектувати лише один драйвер для всіх SCADA-пакетів, а користувачі – можливість вибору обладнання та програм без колишніх обмежень на їхню сумісність.

ВИСНОВОК

У процесі виконання випускної кваліфікаційної роботи розроблено проект автоматизованої системи диспетчерського управління комутаційними модулями розподільного пристрою РП 6 кВ.

Проаналізовано інтеграцію технологічного обладнання, що має різнобічну прикладну спрямованість, в єдину інформаційно-керуючу систему диспетчерського контролю, а також будову та роботу АСДУ в цілому, окремих його вузлів та компонентів.

- розроблено автоматизовану систему диспетчерського управління комутаційними модулями на базі існуючого РП-6кВ.

- розроблено автоматизовану інформаційну вимірювальну систему комерційного та технічного обліку електроенергії РП – 6 кВ

- розроблено загальний вигляд спроектованої автоматизованої системи диспетчерського управління

- розроблено систему з автоматичним керуванням та програмним комплексом SCADA;

- запрограмовано систему SCADA для диспетчеризації та збору даних і екрани оператора SCADA-системи;

- застосовано технологію ADMS, яка замінила існуючу систему ручного управління на електронну систему підтримки та прийняття рішень. Зроблено оптимізацію та економію електроенергії. Виконано заміна морально та технічно застарілих масляних вимикачів на вакуумні вимикачі.

- розроблено викочування елемента вакуумного вимикача, обґрунтовано вибір електродвигуна, зроблено розрахунок конструкції викочуваного елемента;

- розроблено загальний вигляд автоматизованого диспетчерського пункту, структурна схема автоматизації комутаційними модулями, схема електрична підключення системи управління комутаційними модулями;

- розроблено алгоритм роботи автоматизованої системи;

– обґрунтовано найбільш раціональну схему розміщення обладнання.

Автоматизація та диспетчеризація інженерних систем дозволяють віддалено відстежувати, контролювати стан технологічних мереж будівель, а також збирати та архівувати дані про їхню роботу.

Вони дають можливість стежити реальному часі за процесами, режимами роботи інженерного устаткування, передавати негайний сигнал у разі виникнення нештатних ситуацій.

Використання автоматизації та диспетчеризації на об'єкті значно підвищує раціональність витрачання ресурсів та безпеку. Це досягається за рахунок наявності можливості контролювати, нормувати споживання енергії, а також коригувати роботу обладнання, виходячи з зовнішні фактори.

Було здійснено встановлення блоку управління, терміналу релейного захисту та автоматики 6 кВ. Було обрано електродвигун для приводу вакуумного вимикача. Встановлено шафу керування системи автоматизації. Вибраний програмований контролер. Вибрано елементи для пульта керування.

ПРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Іноятів, М.Б. До питання про використання малої гідроенергетики стосовно умов Республіки Таджикистан/М.Б. Іноятів, А.К. Киргизов // Вісник Таджицького технічного університету. – 2008. – № 2. С. 38-42.
2. Положення справ щодо використання відновлень джерел енергії в Центральній Азії. Перспективи їх використання та потреби в підготовка кадрів. Огляд / Н. Друзь, Н. Борисова, А. Асанкулова та ін. - ЮНЕСКО; Алмати, 2010. – 144 с.
3. Звіт Міністерства економічного розвитку та торгівлі Республіки Таджикистан «Експрес-оцінка та аналіз прогалин в енергетиці ському секторі Таджикистану». – Душанбе, 201
4. Li, X Guide vane asynchronous closure mode for improving the transient quality of hydroturbines / X. Li, J. Chang, C. Li // Shuili Fadian Xuebao/Journal of Hydroelectric Engineering. - 2014. - Vol. 33 (1). - P. 202-206. DOI: 10.1115/1.4036234
5. Switched Model and Dynamic Analysis of a Hydroturbine Governing System in the Process of Load Rejection Transient / H. Li, D. Chen, F. Wang, H. Zhang // Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control, Transactions of the ASME. - 2017. - Vol. 139 (10). - 101002.
6. Кавитирующее обтекание уменьшенной модели направляющих лопаток турбины высокого давления / М.В. Тимошевский, С.А. Чуркин, А.Ю. Кравцова и др. // Международный журнал многофазного потока. - 2016. - Т. 78. - С. 75-87. DOI: 10.1016/j.ijmultiphaseflow. 2015.09.014
7. Lewis, B.J. Unsteady computational fluid dynamic analysis of the behavior of guide vane trailing-edge injection and its effects on downstream rotor performance in a Francis hydroturbine / B.J. Lewis, J.M. Cimbala // Journal of Turbomachinery. - 2015. - Vol. 137 (8). - 81001. DOI: 10.1115/1.4029427.

8. Лукутін, Б.В. Автономне електропостачання жіння мікрогідроелектростанцією / Б.В. Лукутін, С.Г. Обухів, Є.Б. Шандарова. – Томськ, 2001. – 104 с.

9. Асинхронізовані синхронні генератори для вітроелектростанцій та малих ГЕС Таджикистан/Н.І. Смолін, Д.Ю. Гулів, Б.І. Косімов, О.О. Султонов // Пріоритетні напрями розвитку енергетики в АПК: матеріали I Всерос. наук.-практ. конф. – 2017. – С. 100-105.

10. Dietz, A. Efficiency improvement of small hydroelectric power stations with a permanent-magnet synchronous generator /A. Dietz, A. Groeger, C. Klinler // 1st International Electric Drives Production Conference 2011, EDPC-2011 - Proceedings. - 6085557. - P. 93-100. DOI: 10.1109/edpc.2011.6085557

11. Wegiel, T. Variable speed small hydropower plant / T. Wegiel, D. Borkowski // Proceedings - 2012 3rd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG 2012). - 6253996. - P. 167-174. DOI: 10.1109/pedg.2012.6253996

12. Borkowski, D. Small hydropower plant with integrated turbinegenerators working at variable speed / D. Borkowski, T. Wegiel, // IEEE Transactions on Energy Conversion. - 2013. - Vol. 28 (2). - 6479690. - P. 452-459. DOI: 10.1109/tec.2013.2247605.

13. Ганджа, С.А. Вибір оптимальної конструкції електродвигуна приводу пільгерстану для технології виготовлення безшовних труб С.А. Ганджа, Б.І. Косімов, Д.С. Амінов // Вісник ЮУрДУ. Серія "Енергетика". – 2019. – Т. 19, № 1. – С. 5-17. DOI: 10.14529/power190101.

14. Farret, F.A. Small Hydroelectric Systems / F.A. Farret, M.G. Simoes, A. Michels // Green Energy and Technology. - 2013. - Vol. 59. - P. 151-184. DOI: 10.1007/978-1-4471-5104-35.

15. Pistelok, P. Highly efficient synchronous generators with permanente magnets intended to small hydropower station /P. – 7177654. – P. 395-399. DOI: 10.1109/icsep.2015.7177654

16. Порівняльний аналіз електродвигунів приводу пільгерстану технології виготовлення безшовних труб. Вибір оптимальної конструкції / С.А. Ганджа, Б.І. Косимів, Д.С. Амінов, Р.Р. Німатов // Вісник ПНДПУ. Електротехніка, інформаційні технології, системи керування. – 2019. – № 30, – С. 79-101. DOI: 10.1016/j.proeng. 2015.12.137
17. Математичне моделювання постійного магніту для оптимізації вентиляльних електричних машин та відновлюваних джерел енергії / С.А. Ганджі, Д.С. Амінов, Б.І. Косимов // Наука ЮУрГУ. Матеріали 70-ї наукової конференції. – 2018. – С. 420-428.
18. Бут, Д.А. Безконтактні електричні машини / Д.А. Бут. - М: Вищ. шк., 1990. – 415 с.
19. A Study o f the Operation Mode o f a Synchronous Compensator with Two Excitation Windings / К.І. Kim, К.К. Kim // Russian Electrical Engineering. - 2018. - Vol. 89 (10). - P. 598-606. DOI: 10.3103/s10683 7121810005x
20. Transient analysis o f air-core pulsed alternators in self-excitation mode / X. Xie, K. Yu, C. Ye et al. // IEEE Transactions on Plasma Science. - 2015. - Vol. 43 (5). - P. 1415-1420. DOI: 10.1109/tps.2015.24163 71
21. Копилов І.П. Електричні машини: навч// І.П. Копилів. - 5-те вид. - К: Вищ. шк., 2006. – 607 с.
22. Abo-Khalil, A.G. Grid connection o f doublyfed induction generators in wind energy conversion system / A.G. Abo-Khalil, D.-C. Lee, S.-H. Lee / / Conference Proceedings - IPEMC 2006: CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference 3. - 2006. - 4078676. - P. 1482-1486. DOI: 10.1109/ipemc.2006.4778244
23. Chlodnicki, Z. Control strategies o f the variable speed generating systems / Z. Chlodnicki, W. Koczara, N. Al-Khayat // EUROCON 2007 - The International Conference on Computer as a Tool. - 2007. - 4400682. - P. 1301-1309. DOI:10.1109/eurcon. 2007.4400682.
24. Hwang, J.-C. Application o f three-level converters to wind power systems with permanent-magnet synchronous generators / J.-C. Hwang, M.-H.

Chen, S.-N. Yeh // IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference). - 2007. - 4460130. - P. 1615-1620. DOI: 10.1109/iecon.2007.4460130

25. Воронін, С.Г. Векторне управління синхронними двигунами із збудженням від постійних магнітів / С.Г. Воронін, Д.А. Курносов, А.С. Кульмухаметова // Електротехніка. – 2013 № 10. – С. 50-54.

26. Дєдков, В.М. Застосування серійних насосів як гідротурбін для малої енергетики // Проблеми машинобудування. – 2011. – № 4. С. 24-30.

27. Лямасов, А.К. Дослідження гідромашин МГЕС: відцентровий насос та гідродинамічна передача / Б.М. Орахелашвілі // Вісник УГАТУ. – 2013. – № 3. – С. 189-193.

28. An Analysis of virtual direct power control three-phase AC-DC converter/N.A. Yusoff, A.B.M. Razali, K.A. Karim et al.// International Journal of Power Electronics and Drive Systems. – 2018. – Vol. 9, no. 3947-956. DOI: 10.11591/ijpeds.v9.i3.pp947-956.

29. Nonisolated Harmonics-Boosted Resonant DC/DC Converter with High-Step-Up Gain / Y. Huang S. Xiong, S.-C. Tan, S.Y. Hui // IEEE Transactionson Power Electronics. – 2018. – Vol. 33, no. 9 P. 7770-7781. DOI: 10.1109/tpel.2017.2769165

30. Six-Leg Single-Phase to Three-Phase Converter / N.B. De Freitas, C.B. Jacobina, A.C.N. Maia A.C. Oliveira // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2017. – Vol. 53, no. 6. – P. 5527-5538 DOI: 10.1109/tia.2017.2720138

31. Саїдов, А.Х. Симетрування навантаження трифазних мереж при дискретному формуванні фазних напруг // Науковий пошук: матеріали дев'ятої наукової конференції аспірантів та докторантів. - Челябінськ: Видавництво. центр ЮУрДУ 2017. – С. 47-54.