

ІНФОРМАЦІЙНО-КЕРУЮЧА СИСТЕМА ДЛЯ ЦИФРОВОЇ ПІДСТАНЦІЇ

Лавренова Д.Л., к.т.н., ст. викл., Клименок Н.С., магістрант
КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Сучасні цифрові підстанції вимагають сучасних систем телекерування, що базуються на протоколі IEC 61850. Цей стандарт є основою для створення інтегрованої системи для збирання, оброблення та передавання даних, яка забезпечує високий рівень автоматизації, надійність та гнучкість керування електроенергетичними об'єктами.

Мета роботи. Проаналізувати будову інформаційно-керуючі системи цифрової підстанції для підприємства морського порту.

Матеріали та результати досліджень. Автоматизовані системи для збирання, контролю та аналізу даних, відомі як SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), є критичним елементом сучасної електроенергетики України. Ці системи дозволяють отримувати та обробляти великі обсяги інформації з підстанцій, а також забезпечують моніторинг, аналіз та керування енергетичними процесами в режимі реального часу. Однією з основних функцій SCADA є збір даних від сенсорів та приладів для вимірювання різних параметрів електромережі, таких як напруга, струм, потужність та стан обладнання [1]. Ця інформація обробляється та відображається на моніторах операторів, дозволяючи їм в режимі реального часу контролювати та аналізувати стан системи.

Основні вимоги до систем SCADA в електроенергетиці містять низку ключових аспектів. До них відносяться надійність та стабільність системи, швидкість та точність збору даних, високий рівень кіберзахисту для запобігання несанкціонованому доступу та атакам, можливість інтеграції з іншими системами, масштабованість для оптимізації обслуговування різних об'єктів, аналітика та звітність для підвищення ефективності управління, а також підтримка відповідних стандартів. Ці вимоги визначають стратегічну спрямованість розвитку систем SCADA в електроенергетиці [2].

Для системи керування підстанціями використовуються системи micro-SCADA. Загалом micro-SCADA – це системи, які реалізують базові функції, характерні для SCADA-систем верхнього рівня, але призначені для вирішення завдань автоматизації конкретної групи (спеціалізовані) [3].

Для формування сучасної системи micro-SCADA на ПС, вимагається використовувати протокол IEC 61850. Це стандартним протокол, який визначає методи та правила для комунікації та керування цифровими ПС та мережами. Розроблений IEC 61850 для забезпечення інтеграції пристроїв різних виробників і систем у сучасних електроенергетичних мережах і покращення їхньої надійності та продуктивності [5].

Пропонується впровадити сучасну систему micro-SCADA на ПС 35/10 кВ, яка є розподільчою підстанцією морського порту. Головним навантаженням для

такої підстанції є високовольтні електричні двигуни (портові крани), таке навантаження в свою чергу дає негативний вплив на електричну мережу, тому для компенсування реактивної потужності споживача на ПС використовується дві конденсаторні установки.

Морський порт є важливою критичною інфраструктурою, що належить до 2 групи категорії споживачів та має декілька ліній живлення, що в свою чергу дає можливість постійно забезпечувати живлення підприємства. Відповідно до графіки обмеження потужності, на ПС яка живить порт необхідно постійно контролювати навантаження. Окрім цього, ПС порту забезпечує не тільки щоденну роботу порту обладнання, а в сучасних умовах під час відключень електроенергії забезпечує споживачів мінімальними потребами в аварійних режимах. Тому важливо мати ефективну систему керування, яка швидко і точно регулює розподіл потужності між споживачами.

Технічна особливість ПС полягає в тому, що ЗРП (закритий розподільчий пристрій) встановлені КРУЕ (комплектний розподільний пристрій елегазовий) фірми Schneider Electric MCset. Захист комірок здійснюється мікропроцесорними пристроями Sepam 40. Архітектуру micro-SCADA для ПС 35/10 кВ наведено на рис. 1.

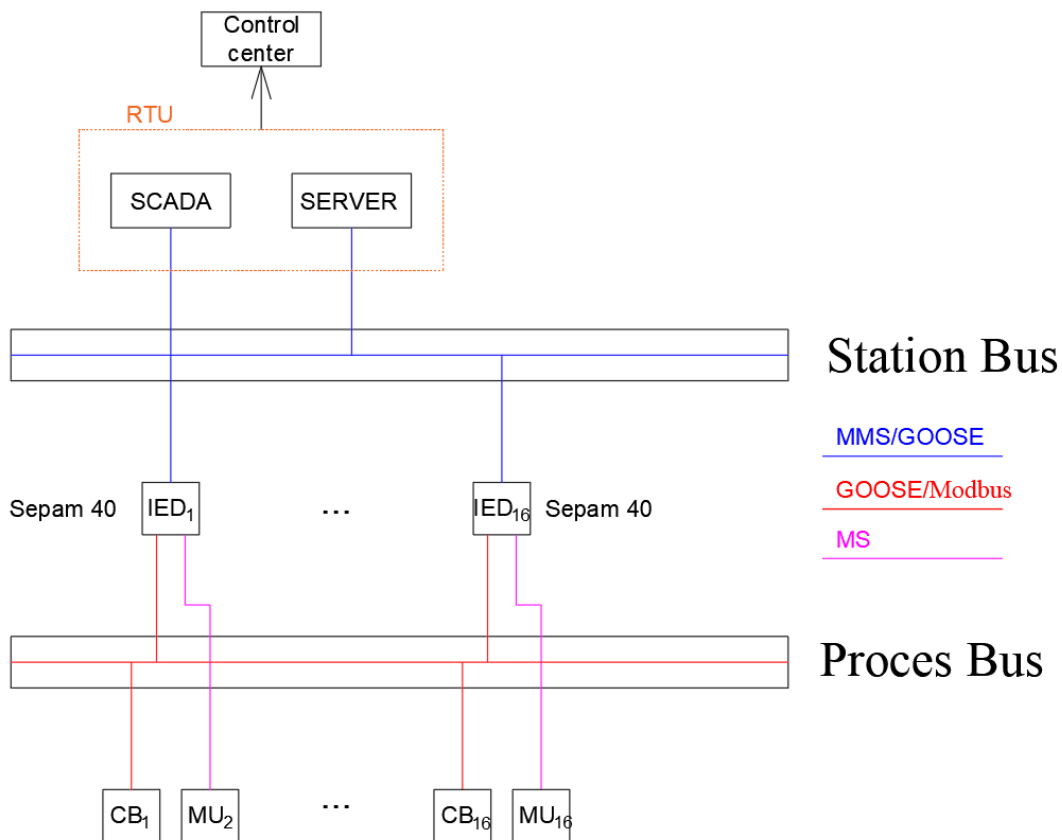


Рисунок 2 – Узагальнена архітектура micro-SCADA ПС 35/10 кВ за протоколом IEC 61850

Узагальнена архітектура, наведена на рис. 2, відрізняється від класичної. А саме, об'єднане RTU та використання звичайних вимірювальних сигналів (MS). Використання сигналів MS замість сигналів SV обумовлено тим, що обладнання на ПС (Seram 40) не підтримує правила передавання даних SV, тому необхідно використовувати інший протокол обміну вимірювальними сигналами через трансформатори струму та напруги до IED, наприклад, ModBus. Окрім цього, оскільки верхній рівень диспетчерського керування, що здійснюється ДП «Укренерго» для інформаційного обміну використовує протокол IEC 60870 [6], то необхідно передбачити перетворення форматів на рівні RTU [4].

Всі інші складові мікро-SCADA мають задовольняти вимоги протоколу IEC 61850. А саме:

- Шина процесу (Proces Bus) – використовується для передавання інформації миттєвих значеннях струму та напруги через вимірювальні трансформатори.
- Шина станції (Station Bus) – використовується для передавання дискретних сигналів між пристроями релейного захисту та автоматики (РЗА) та сигналів керування комутаційними апаратами у форматі GOOSE/Modbus.
- SCADA – система локального і віддаленого керування та моніторингу.
- SERVER – загальна база даних ПС.
- Remote Terminal Unit (RTU) – віддалений термінал, який здійснює процес передачі та керування об'єктом в режимі реального часу.
- Control center – диспетчерський пункт керування.
- IED (Intelligent electronic device) – пристрій РЗА з інтегрованим мікропроцесорним контролером.
- CB (Circuit breaker) – автоматичний вимикач.
- MU (mesurment unit) – вимірювальні трансформатори.

Тоді тут можна використовувати такі протоколи передавання інформації як MMS (Manufacturing Messaging Specification) – для зв'язку між IED і SCADA-системою для обміну даними про застосування, конфігурацію та моніторинг; GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events – загальні об'єктно-орієнтовані події підстанції) – використовується для надсилання повідомлень про стан між IED; Modbus – прикладний протокол, який визначає правила організації та інтерпретації даних на нижньому рівня; MS – measurement signals, звичайні сигнали аналогово види.

Висновки. Аварійні відключення електропостачання впливають на економіку портового господарства, індустріальний розвиток та навіть на екологічні показники. Надійність та доступність електроенергії визначаються технічним станом обладнання підстанцій, та модернізація до цифрового рівня із застосуванням IEC 61850 може покращити показники надійності та скоротити час відновлення системи електропостачання після аварійних ситуацій.

Основними перевагами цифрових підстанцій на базі стандарту IEC 61850 є стандартизована оптична шина процесу, яка замінює мідні зв'язки (що в свою

чергу зменшують довжину мідних кабелів до 80%), покращує збір та розподіл інформації в режимі реального часу, сприяючи ефективному керуванню та моніторингу підстанцій. Цифрові підстанції дозволяють збільшити продуктивність, зменшити вимоги до площі побудови ПС (приблизно в 2.2 рази менше), підвищити надійність та підвищити безпеку персоналу. Час затрачений на побудову та монтаж такої ПС зменшується на 40%.

Система АСКОЕ яка інтегрована з цифровими підстанціями, дає можливість ефективно регулювати споживану потужність, особливо під час аварійних відключень. Це дає змогу уникнути втрати електропостачання та забезпечити безперебійну роботу об'єкту навіть у найскладніших умовах, а також зробити необхідні перемикання в найкоротший термін.

Таким чином, перебудова системи моніторингу та керування ПС відповідно протоколу IEC 61850 збільшує надійність та продуктивність системи електропостачання порту. Це дозволяє підтримувати незворотні процеси глобалізації та опосередковано підвищує конкурентоспроможність порту.

Перелік посилань

1. Микитишин А.Г., Митник М.М., Стухляк П.Д. Телекомунікаційні системи та мережі: навчальний посібник для студентів спеціальності 151 «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» – Тернопіль: Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя, 2017. – 384 с.
2. Інтегровані АСДУ [Електроний ресурс] – Режим доступу до ресурсу <http://eknis.net/ua/solutions/SCADA-remote-control-systems/>
3. Сумісне використання автоматизованих систем MicroSCADA та АСЗІ МП АРГОН в АСУ ТП / О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко, В. В. Заколюдажний // Інформаційні технології та комп'ютерна інженерія. - 2016. - № 1. - С. 64-68.
4. Sichere Kommunikation in IEC-61850-Umspannwerken [Електроний ресурс] – Режим доступу до ресурсу https://www.iai.kit.edu/IAI-Projekte_3165.php
5. Комунаційні мережі та системи на підстанціях. Частина 2. Словник термінів (IEC/TS 61850-2:2003, IDT) ДСТУ IEC/TS 61850-2:2011– [Чинний від 31.01.2011].
6. Пристрої та системи телекерування. Частина 6-802. Протоколи телекерування, сумісні зі стандартами ISO та рекомендаціями ІТУ-Т. Об'єктні моделі TASE.2 (IEC 60870-6-802:2005, IDT) ДСТУ IEC 60870-6-802:2012– [Чинний від 21.06.2012].