

УДК 621.311 :681.3

О.В. Сподинський магістрант (НТУУ «КПІ», Київ, Україна)

Особливості побудови цифрової підстанції, як елемента інтелектуальної Фенергосистеми

Анотація

У даній статті приведено матеріал, про перспективи використання мікропроцесорного обладнання та новітніх комунікаційних технологій на електричних підстанціях, завдяки розвитку та впровадженню новітніх стандартів обміну даними – на основі яких будуються цифрові підстанції.

Ключові слова: цифрова підстанція, комунікаційні технології, МЕК 61850, РЗА і ПА, інтелектуальний електронний пристрій.

Аннотация

В данной статье приведен материал, о перспективах использования микропроцессорного оборудования и новейших коммуникационных технологий на электрических подстанциях, благодаря развитию и внедрению новейших стандартов обмена данными - на основе которых строятся цифровые подстанции.

Ключевые слова: цифровая подстанция, коммуникационные технологии, МЭК 61850, РЗА и ПА, интеллектуальное электронное устройство.

Abstract

In this article the material, about the prospects of microprocessor equipment and advanced communication technologies in electric substations, due to the development and implementation of new standards for data exchange - based on which digital stations are built.

Key words: digital substation, communication technologies, IEC 61850, relay protection, automation and automatic, intelligent electronic device.

В електроенергетиці України розгорнуті масштабні програми з реконструкції та технічного переоснащення підстанцій (ПС) 110 – 750 кВ, які беруть участь в процесі передачі та розподілення електричної енергії. Разом з встановленням надійного первинного обладнання, ПС оснащуються сучасними комплексами релейного захистів і автоматики (РЗА) та автоматизованими системами керування (АСК) [1,2].

Один з самих сучасних та перспективних напрямків розвитку та інтелектуалізації комплексів РЗА та АСК ПС – перехід від окремих, часто інформаційно ізольованих (деколи просто несумісних) пристроїв та підсистем до інтегрованих однорідних систем, з єдиним інформаційним простором. Прогресом в створенні останнього стало створення стандарту «МЕК 61850: Мережі та системи зв'язку на підстанціях», котрий має наступні переваги в порівнянні з іншими стандартами передачі інформації [4,7]:

- взаємодія – можливість обміну інформацією між інтелектуальними електронними пристроями – ІЕП (Intelligent Electronic Device) різних виробників між собою і системами автоматизації різних рівнів керування;

- вільні архітектури систем. Підтримується вільне розподілення функцій та їх комбінація для різних задач, що дозволяє реалізувати різноманітні "філософії" систем;

- незмінна на протязі часу актуальність. Стандарт не містить обмежень по підтримці задач, що виникають в майбутньому, тому впроваджені на базі стандарту АСК будуть відповідати самим сучасним вимогам та підтримуватимуть можливість використання нових технологій зв'язку на протязі всього їхнього "життєвого" циклу.

Вказані властивості стандарту MEK 61850 реалізуються за рахунок наступного:

- точних моделей всіх об'єктів ПС з точки зору інформаційного обміну;
- розділення власне даних (інформації) та методів їх передачі;
- стандартизованого методу описання пристроїв та функцій на ПС, який дозволяє всім

ІЕП уявляти дані у вигляді однакових структур;

- спільного обміну даними між інструментами за рахунок єдиної мови конфігурування ПС SCL (Substation Configuration Language) для опису її повної інформаційної моделі. Діюча редакція стандарту дозволяє використовувати широко відомі протоколи Ethernet та TCP/IP для зв'язку всередині ПС, які забезпечують високу швидкість передачі даних (не менше 100 Мбіт/с) в масштабі реального часу від одного пристрою до іншого на одному ("горизонтальні" зв'язки) та декількох ("вертикальні" зв'язки) ієрархічних рівнях, а також відкритість майбутніх концепцій зв'язку.

Все це створює технічні та технологічні передумови для побудови підстанції нового покоління – цифрової підстанції (ЦПС), на якій організація всіх потоків інформації при вирішенні задач моніторингу, аналізу та керування здійснюється в цифровій формі. Саме завдяки розвитку комунікаційних технологій та оснащення традиційного електротехнічного устаткування цифровими портами стало можливим інтегрування обладнання на всіх рівнях ПС в єдину систему на ЦПС.

Перехід до передачі сигналів в цифровому вигляді на всіх рівнях керування ПС дозволив отримати ряд переваг, а саме [3,5]:

- суттєво зменшилися затрати на кабельно-провідникову продукцію у вторинних колах і кількість каналів для їх прокладання, наблизивши джерела цифрових сигналів до первинного обладнання (рис. 1);

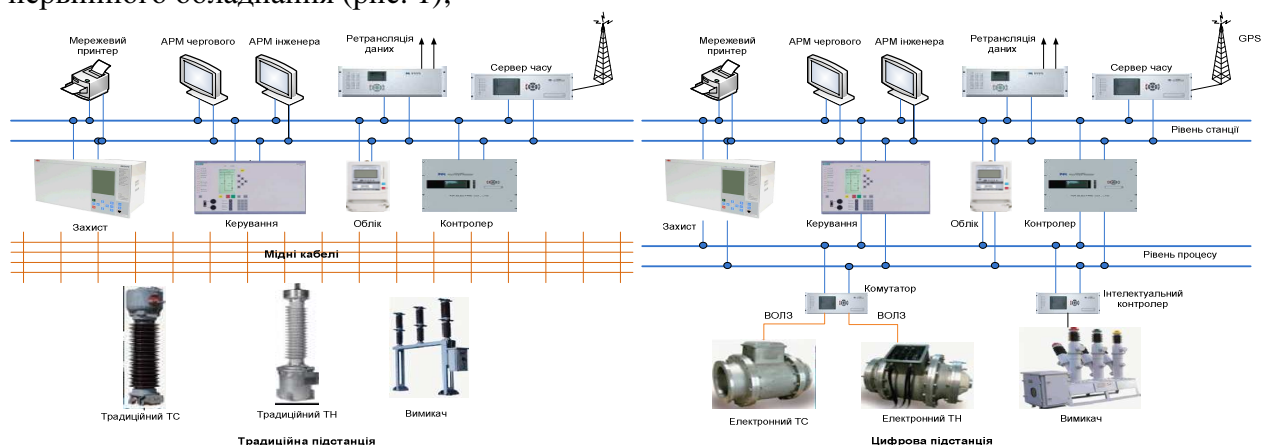


Рис. 1. Порівняння між традиційною та цифровою підстанціями

- покращилась електромагнітна сумісність (ЕМС) сучасного вторинного обладнання – мікропроцесорних приладів і вторинних кіл завдяки використанню волоконно-оптичних ліній зв'язку (ВОЛЗ);

- спростити і здешевити конструкцію мікропроцесорних інтелектуальних електронних пристроїв за рахунок виключення трактів вводу аналогових сигналів;

- уніфікувати інтерфейси ІЕП, тобто суттєво спростити взаємозамінність цих пристроїв (в тому числі пристрої різних виробників);

- підвищення точності вимірювань (особливо при струмах 10-15% I_n) та точності обліку електричної енергії та визначення місць пошкоджень ЛЕП;

- зменшення площі земельних ділянок, необхідних для будівництва ПС, за рахунок використання оптичних цифрових трансформаторів струму та напруги, сучасного мікропроцесорного вторинного обладнання.

В основу ідеї побудови ЦПС покладена заміна багатокількісних провідних зв'язків

для обміну традиційними аналоговими та дискретними сигналами на уніфікований обмін цифровими повідомленнями, які забезпечують можливість розподіленої реалізації функцій системи автоматизації підстанції і повну функціональну сумісність ІЕП різних виробників. При цьому питання інтеграції складних видів електротехнічного обладнання, в першу чергу, силових трансформаторів, автотрансформаторів і шунтових реакторів, комплектних елегазових розподільчих устаткувань (КРУЕ), вимикачів повинні розглядатися в контексті функцій самостійного аналізу даних і самодіагностики.

Саме підвищення інтелектуальної складової (впровадження Smart-технології) в обладнанні ЦПС та впровадження нових стандартів зробило можливим виконання ЦПС необслуговуваними та самодіагностуючими (рис. 2), а саме [6]:

- розвиток засобів та методів безперервної діагностики (контроль деградації характеристик, контроль готовності до виконання операцій, контроль метрологічних характеристик);
- розширення кількості функцій, що реалізуються в кожному терміналі;
- перекладання частини розрахунково-діагностичних задач на інтерфейсні модулі (Smart-IED).

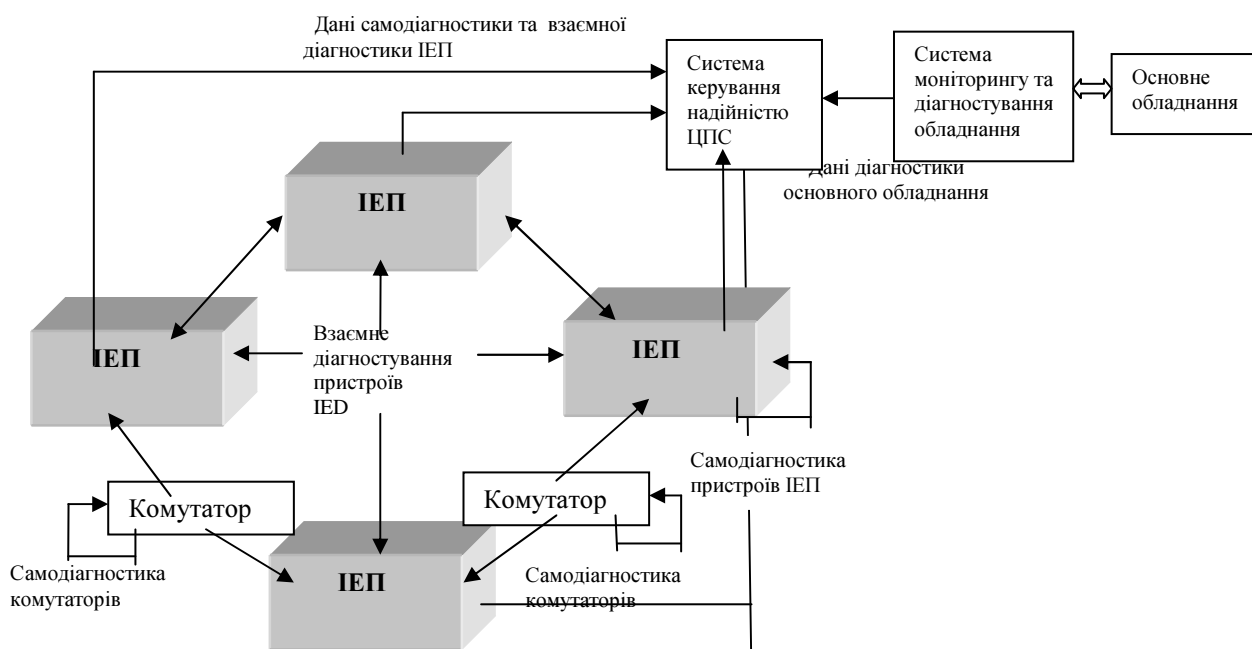


Рис. 2. Забезпечення надійності ЦПС

Слід також зауважити необхідність такого компонента ЦПС як програмно-технічний комплекс (ПТК) ЦПС, який є програмно-апаратним ядром ЦПС, яке координує основні інформаційні потоки в ЦПС та автоматизовані процеси прийняття і реалізації рішень по керуванню обладнанням ЦПС.

Для цієї мети ПТК має забезпечити:

- ведення актуалізованої моделі технологічних процесів підстанції, як основи для побудови алгоритмів контролю, аналізу, достовіризації інформації та керування функціонуванням ПС;
- роботу підсистем аналізу технологічних ситуацій, в т.ч. підтримки процесів прийняття рішень по керуванню в складних/аварійних ситуаціях на основі актуальної моделі;
- організацію та ведення баз даних (БД) стану обладнання ЦПС, відслідковування його передаварійного стану і видачу попереджувальних або аварійних сигналів та повідомлень;

- взаємодію з центрами керування з вищими рівнями ієрархії керування електроенергетичної системи;

- телекерування обладнанням ЦПС з забезпечення контролю його можливостей, допустимості та безпеки (з врахуванням реального стану обладнання ПС), а також успішне виконання команд керування.

В цілому, розглядаючи проблеми інтелектуалізації та інформатизації на електроенергетичних об'єктах (ЕЕО) України, у тому числі на ПС, слід зазначити, що її вирішення значною мірою направлене на розв'язання задачі забезпечення спостережуваності шляхом інформатизації ЕЕО "знизу-вгору" та створення необхідного інформаційно-програмного середовища (ІПС). Так, на ПС 750-220 кВ спостерігається технічне переозброєння морально та фізично застарілого устаткування, як наслідок такі ПС стають інтегрованими, більш спостережуваними та керованими. Чого не скажеш про ПС напругою 154 кВ і нижче, технічне переоснащення яких незначне і забезпечення спостережуваності та керованості відбувається повільно. Також до зазначених проблем слід віднести те, що при будівництві ПС на новітньому устаткуванні використовуються старі принципи побудови ПС, а це, як наслідок, не дає позитивного ефекту від впровадження новітніх технологій.

Для подальшого вдосконалення ПС потрібні загальні вимоги та умови побудови інтелектуальних та інформативних ПС всіх рівнів напруги:

- впровадження принципово нової нормативно-технічної документації;
- створення нових проектних рішень;
- впровадження уніфікованих РЗА і ПА на Smart-платформі;
- використання цифрової обробки сигналів;
- впровадження на ПС комунікаційного обладнання та ВОЛЗ;

Отже, безперервний висхідний розвиток електроенергетики та комунікаційних технологій, підвищення вимог до функцій захисту, вимірювальних трансформаторів та основного обладнання буде сприяти подальшому розвитку та вдосконаленню ЦПС, підвищенню ефективності та зручності керування, надійності її роботи.

Література

1. Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П., Левітський В.Г., Рибіна О.Б. Інформатизація та інтелектуалізація систем керування в електроенергетиці: деякі підсумки за останні роки // Техн. електродинаміка. – 2007, № 3. – С. 51-58.
2. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П., Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об'єктів // праці інституту електродинаміки НАН України, 2007, № 1 (16), Ч. 1. – С. 9-15.
3. Development and Application of Digital Substations. China Power New Energy Group
4. IEC 61850, "Communication networks and system in substations", Ed.1, 2003.
5. HardFiber – шина процесу згідно MEK 61850. Брошура GE Multilink: [сайт] URL: http://www.gedigitalenergy.com/products/brochures/HardFiber_ru.pdf
6. F. Rahmatian, Design and Application of Optical Voltage and Current Sensors for Relaying. Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, p.532-537. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/4075697/4075698/04075809.pdf>
7. Drew Baigent, Mark Adamiak, Ralph Mackiewicz, Communication Networks and Systems in Substations: An Overview for Users. GE Multilink, 2009. URL: <http://pm.geindustrial.com/faq/documents/general/IEC61850.pdf>