

О. Г. ГРИБ, д-р тех. наук, проф., завідуючий кафедри
Автоматизації енергосистем, НТУ «ХПІ»;
Д. А. ГАПОН, канд. техн. наук, доц. НТУ «ХПІ»;
Т. С. ІЕРУСАЛІМОВА, асистент, НТУ «ХПІ»;
М. С. БЕЛОВ, здобувач НТУ «ХПІ»;
О. В. ЛЕЛЕКА, провідний інженер ДП НЕК «Укренерго», Київ

АНАЛІЗ НОРМАТИВНОЇ БАЗИ ПО ПРОЕКТУВАННЮ І ПОБУДОВІ СИСТЕМИ «SMART GRID» ЯКА БАЗУЄТЬСЯ НА ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЯХ

Поява нових міжнародних стандартів і розвиток сучасних інформаційних технологій відкриває можливості інноваційних підходів що до проектування цифрових підстанцій, яка є основним сегментом в системі «SMART GRID». Впровадження системи «SMART GRID», яка базується на цифрових підстанціях, дозволяє використовувати новітні інформаційні технології при проектуванні і експлуатації енергетичних систем.

Ключові слова: Електроенергія, цифрова підстанція, диспетчеризація, інформація, модель.

Вступ. Проектування і побудова системи «SMART GRID» яка будується на використанні цифрових підстанцій (ЦПС) на яких впроваджуються цифрові технології на рівні вимірювання, збору і обробки інформації режимів роботи підстанції і мережі базується на стандартах «SMART GRID», які були прийняті МЕК та іншими організаціями по стандартизації з якими співробітничав Україна.

Аналіз останніх досліджень та літератури. Аналіз літератури по розробкам цифрових підстанцій показує, що до передових технологій автоматизації цього рівня можна віднести[1-11]:

- використання оптичних вимірювальних трансформаторів (струму, напруги, комбінованих);
- оснащення силового обладнання набором цифрових датчиків, що надають інформацію про технічний стан, положення комутаційного обладнання, токів та напруг;
- використання на всіх рівнях інтерфейсів передачі цифрових даних.

Впровадження цифрових підстанцій дозволяє отримати цілий ряд переваг в порівнянні з традиційними підстанціями. Для виконання різних функцій на цифровій підстанції використовуються одні й ті ж джерела інформації, що призводить до зменшення загальної кількості

обладнання на ній. Доступ до всієї інформації на цифровий підстанції здійснюється за допомогою уніфікованих типів даних і методів доступу, зведених у єдиний комунікаційний стандарт. Підсистеми захисту, вимірювання, управління, моніторингу стану обладнання, обліку та контролю якості електроенергії - всі вони при виконанні своїх функцій використовують одну і ту ж комунікаційну мережу, за якою отримують дані про значення струмів, напруг, положення комутаційних апаратів, приймають або передають керуючі команди. Немає необхідності в наявності індивідуальних пристроїв вимірювання, комунікації та обробки інформації для кожної з перерахованих підсистем.

Мета статті. Проаналізувати міжнародну нормативну базу по проектуванню системи «SMART GRID», яка базується на концепції побудови цифрових підстанцій[3].

Постановка проблеми. Вирішення проблеми проектування, побудови і експлуатації підстанції енергосистем на базі ІТ – технологій.

Матеріали досліджень. На даний момент можна виділити п'ять сімейств стандартів, що відносяться до SmartGrid для енергетичної галузі:

- IEC 61970 та IEC 61968 - описують Загальну Інформаційну Модель (CIM), необхідну для обміну даними між апаратурою та мережами, насамперед у передавальному секторі (IEC 61970) і розподілі (IEC 61968);
- IEC 61850 - сприяє автоматизації підстанцій і комунікацій, так само як і сумісності на основі єдиного формату даних;
- IEC 60870-6 - описує інформаційний обмін між центрами управління;
- IEC 62351 - вирішує завдання безпеки комунікаційних протоколів, визначених попередніми стандартами IEC.

Дані стандарти мають наступні переваги при впровадженні:

- зниження витрат - забезпечує здатність взаємодії технологій SmartGrid, що дозволяє вибирати і встановлювати будь-яку частину технології і не залежати від постачальника;
- оптимізація процесів - полегшує інтеграцію обладнання та систем для управління електроенергетичними процесами в комплексні системні рішення, необхідні для підтримки функціонування енергомереж;
- управління ризиками - досягнення цілей безпеки за допомогою цифрового підпису, аутентифікації доступу, запобігання підслухування і виявлення несанкціонованих вторгнень;

- зниження залежності від одного постачальника - відхід від історично сформованої проблеми в електроенергетичному секторі, коли використовуються специфічні технології та формати інформаційного обміну від одного постачальника.

Результати досліджень. Проаналізувавши роботу сучасної енергосистеми можна зробити висновок, що диспетчерське управління з використанням АСУ ТП і SCADA є фізично проблематичним, а управління не ефективним при нестандартних ситуаціях. В сучасних енергосистемах основним елементом управління мережевої енергетики є підстанція на яку в системі стандартів «SMART GRID» є окремий стандарт IEC 61850[6-8].

Систему «SMART GRID» можна розділити на SMART підстанції і SMART диспетчерські. Цифрова підстанція є безлюдним технологічним процесом, в якому інформація концентрується і передається на наступний рівень управління - SMART диспетчерські. SMART диспетчерські базуються на цифрових підстанціях і потребують надійний зв'язок в стандарті IEC 60870-6. Інформаційна диспетчерська мережа IDN характеризується збільшенням послуг і режимів доступу к ним. Якщо у споживачів для розрахунку за електричну енергію використовується курсова калькуляція цін, то архітектуру інформаційного обміну постачальника і споживача можна розбити на кілька мереж: інформаційна мережа споживача, мережа збору інформації з інтелектуальних датчиків, інтелектуальна мережа на рівні підстанції, комплексна інтелектуальна диспетчерська мережа. При такій архітектурі графік навантаження вирівнюється за рахунок зміни ціни на електричну енергію (кожні 10, 20, 30 хвилин) протягом доби. Одною з найбільш важливих складових при вимірюванні графіка навантаження електричної енергії є лічильники, а також вимірювальні трансформатори напруги та струму. На сьогоднішній день у лічильників клас точності 0,1 – 0,2 %, а клас точності вимірювальних трансформаторів 0,5%. Тому для системи «SMART GRID» треба використовувати вимірювальні трансформатори, які мають мінімальну похибку і заводозахищеність. Для цього підходять оптичні трансформатори струму і напруги, які забезпечують високу точність вимірювань та їх стабільність у часі і широкому діапазоні параметрів зовнішнього середовища. Трансформатори відповідають вимогам IEC Class 0.2s і IEEE 0.3 для вимірів, IEC 3P або 5P і IEEE 10% для захистів. Динамічний діапазон оптичних перетворювачів дуже широкий. Так, трансформатори струму відповідають класу точності для вимірів вже при струмі 1А і продовжують відповідати класу точності для захистів при струмі 170 кА. Така комбінація точності і динаміч-

ного діапазону дозволяє застосовувати один і той же перетворювач струму і для вимірів, і для захисту обладнання.

Оптичні трансформатори мають менші масогабаритні показники, ніж традиційні з масляною або елегазовою ізоляцією. Крім того, один гібридний трансформатор може замінювати до трьох трансформаторів в традиційному виконанні - трансформатор струму для захистів, трансформатор струму для вимірювань і трансформатор напруги. Зовнішні інтерфейси вимірювальних трансформаторів формуються зовнішніми електронними модулями, які можуть бути віддалені від оптичного датчика на значні відстані і зв'язані з ним по оптоволоконному кабелю. Для передачі даних про виміри використовують три види інтерфейсів: аналоговий інтерфейс великої потужності, аналоговий інтерфейс малої потужності, цифровий інтерфейс. Аналоговий інтерфейс великої потужності застосовують для забезпечення сумісності нових датчиків з традиційними пристроями вимірювання. Аналогові модулі інтерфейсу великої потужності являють собою прецизійні підсилювачі, на вхід яких надходить сигнал від модулів аналогового інтерфейсу малої потужності. Характеристики аналогового інтерфейсу малої потужності визначаються стандартами ІЕС 60044-7 (Інструментальні трансформатори - Частина 7: Електронні трансформатори напруги) і ІЕС 60044-8 (Інструментальні трансформатори - Частина 8: Електронні трансформатори струму).

Висновки. При проектуванні і експлуатації систем зв'язку для енергетичної системи необхідно використовувати вимірювальні оптичні трансформатори, а в роботі електрообладнання впровадити загальну інформаційну модель (СІМ). Ця модель побудована по єдиній методології, що дозволяє її використовувати від підстанції до диспетчерського центру в енергосистемі. Впровадження системи «SMART GRID», яка базується на цифрових підстанціях, дозволяє використовувати новітні інформаційні технології при проектуванні і експлуатації енергетичних систем.

Список літератури: 1. Smart Grid Leadership Report: Global Smart Grid Implementation Assessment, October 2010, EPRI Project Manager M. Wakefield 2. Smart Grid Framework 2.0 February 2012, National Institute of Standards and Technology Patrick D. Gallagher, Director 3. IEEE 2030 Smart Grid Interoperability Standards, http://www.ccsa.org.cn/ccsa_ieee/9--Sciacca-2030%20Smart%20Grid%20Interoperability%20Standards.pdf 4. IEEE Std 493-2007, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems 5. IEEE Std 1366-2012, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. 6. Julio Dominguez Cruz, Jose Miguel Arzuaga Canals. Article «Integration of IEC 61850 remotes in a multi-manufacturer substation». Pilot project. Spain. 7. Gerrit Dogger, Garry Tenese, Dennis Kakoske, Eric MacDonald. Manitoba Hydro. Article «Designing a new IEC 61850 substation architecture» 8. Carlos Caetano, Miguel Pernos. Article «Introducing IEC

61850 in distribution substations». ABB.**9.** Cheng, Chin Pang Ip, Sui Lun Lee, Sui Pun. Article «Development of the first digital substation in CLP Power», Spain. **10.** В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Іерусалімова Цифрова підстанція складова системи «SMART GRID» Науково – практичний журнал 2014/6 Електротехніка і електромеханіка. – Харків НТУ «ХПІ». – 2014. – С. 72 – 76. **11.** Васильченко В.І., Гриб О.Г., Лелека О.В., Гапон Д.А., Сапрука О.В., Т.С. Іерусалімова Цифрова підстанція як локальний рівень автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії Вісник Національного технічного університету «Харківський Політехнічний інститут». Серія: «Енергетика: надійність та енергоефективність» – Харків: НТУ «ХПІ». – 2014. – №56(1098) – С.33-37.

Bibliography(translation): **1.** Smart Grid Leadership Report: Global Smart Grid Implementation Assessment, October 2010, EPRI Project Manager M. Wakefield **2.** Smart Grid Framework 2.0 February 2012, National Institute of Standards and Technology Patrick D. Gallagher, Director **3.** IEEE 2030 Smart Grid Interoperability Standards, **4.** IEEE Std 493-2007, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems **5.** IEEE Std 1366-2012, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. **6.** Julio-Domínguez Cruz, Jose Miguel Arzuaga Canals. Article «Integration of IEC 61850 remotes in a multi-manufacturer substation». Pilot project. Spain. **7.** Gerrit Dogger, Garry Tennese. Dennis Kakoske. Eric MacDonald. Manitoba Hydro. Article «Designing a new IEC 61850 substation architecture» **8.** Carlos Caetano, Miguel Pernos. Article «Introducing IEC 61850 in distribution substations». ABB. **9.** Cheng, Chin Pang Ip, Sui Lun Lee, Sui Pun. Article «Development of the first digital substation in CLP Power», Spain. **10.** V. Vasilchenko, O. Gryb, O. Leleka, D. Gapon, T. Ierusalimova Цифрова підстанція складова системи «SMART GRID» Наукова – практичний журнал 2014/6 Електротехніка і електромеханіка. – Харків, НТУ «ХПІ». – 2014. – 72 – 76. **11.** V. Vasilchenko, O. Gryb, O. Leleka, D. Gapon, T. Ierusalimova, A. Sapruka Цифрова підстанція Як локальний рівень автоматизованої системи комерційного обліку електричної енергії Вісник Національного технічного університету «Харківський Політехнічний інститут». Серія: «Енергетика: надійність та енергоефективність» – Харків: НТУ «ХПІ». – 2014. – № 56(1098) – 33-37.

Надійшла (received) 20.05.2015