

В.І. Васильченко, О.Г. Гриб, О.В. Лелека, Д.А. Гапон, Т.С. Іерусалімова

ЦИФРОВА ПІДСТАНЦІЯ СКЛАДОВА СИСТЕМИ "SMART GRID"

Нові технології виробництва сучасних систем управління перейшли зі стадії наукових досліджень і експериментів у стадію практичного використання. Розроблені та впроваджуються сучасні комунікаційні стандарти обміну інформацією. Широко застосовуються цифрові пристрої захисту та автоматики. Відбувся істотний розвиток апаратних і програмних засобів систем управління.

Новые технологии производства современных систем управления перешли из стадии научных исследований и экспериментов в стадию практического использования. Разработаны и внедряются современные коммуникационные стандарты обмена информацией. Широко применяются цифровые устройства защиты и автоматики. Произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления.

ВСТУП

Поява нових міжнародних стандартів і розвиток сучасних інформаційних технологій відкриває можливості інноваційних підходів до вирішення задач автоматизації і управління енергооб'єктами, дозволяючи створити підстанцію нового типу – Цифрову підстанцію (ЦПС). Термін "Цифрова підстанція" досі трактується по-різному різними фахівцями в області систем автоматизації і управління. Для того, щоб розібратися, які технології і стандарти відносяться до Цифрової підстанції, простежимо історію розвитку систем АСУТП і РЗА.

1. ІСТОРІЯ РОЗВИТКУ СИСТЕМ АСУТП І РЗА

Відмінними характеристиками ЦПС є: наявність вбудованих в первинне обладнання інтелектуальних мікропроцесорних пристроїв, застосування локальних обчислювальних мереж для комунікацій, цифровий спосіб доступу до інформації, її передачі і обробки, автоматизація роботи підстанції і процесів управління нею.

Впровадження систем автоматизації почалося з появи систем телемеханіки. Пристрої телемеханіки дозволяли збирати аналогові і дискретні сигнали з використанням модулів зв'язку з об'єктами і вимірювальних перетворювачів. На базі систем телемеханіки розвивалися перші АСУТП електричних підстанцій і електростанцій. АСУТП дозволяли не тільки збирати інформацію, а й виконувати її обробку, представляти її в зручному для користувача вигляді. З появою перших мікропроцесорних релейних захистів інформація від цих пристроїв також стала інтегруватися в системи АСУТП. Поступово кількість пристроїв з цифровими інтерфейсами збільшувалося (протиаварійне автоматика, системи моніторингу силового обладнання, системи моніторингу щита постійного струму і власних потреб і т.п.). Вся ця інформація від пристроїв нижнього рівня інтегрувалася в АСУТП по цифровим інтерфейсам. Однак і сьогодні не дивлячись на широке використання цифрових технологій для побудови систем автоматизації, підстанції не є в повній мірі цифровими, так як вся первинна інформація, включаючи стан блок-контактів, напруга та струм, передається у вигляді аналогових сигналів від розподільного пристрою в оперативний пункт управління, де оцифровується окремо кожним пристроєм нижнього рівня. Наприклад, одна і та ж напруга паралельно

подається на всі пристрої нижнього рівня, які перетворюють її в цифровий вигляд і передають в АСУТП. На традиційних підстанціях різні підсистеми використовують різні комунікаційні стандарти (протоколи) та інформаційні моделі. Для функцій захисту, вимірювання, обліку, контролю якості виконуються індивідуальні системи вимірів та інформаційної взаємодії, що значно збільшує як складність реалізації системи автоматизації на підстанції, так і її вартість.

Наступним кроком є побудова системи "SMART GRID" яка базується на використанні цифрових ПС на яких впроваджуються цифрові технології на рівні вимірювання і збору інформації режимів роботи підстанції і мережі.

2. АНАЛІЗ ПРОЕКТІВ ЦИФРОВИХ ПІДСТАНЦІЙ

Аналіз реалізованих проектів цифрових підстанцій [1-4] показує, що до передових технологій автоматизації цього рівня можна віднести:

- використання оптичних вимірювальних трансформаторів (струму, напруги, комбінованих);
- оснащення силового обладнання набором цифрових датчиків, що надають інформацію про технічний стан, положення комутаційного обладнання, ток 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 цифровій 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.

Ключовими, найбільш відповідальними і, як наслідок, найбільш технічно складними і дорогими елементами вимірювального каналу для високовольтних вимірювань є масштабні перетворювачі струму і напруги – вимірювальні трансформатори. У ролі таких перетворювачів найчастіше виступають електромагнітні трансформатори струму і напруги.

Дані пристрої давно використовуються в енергетиці, зазнавши безліч конструктивних змін, вони не позбулися ряду недоліків, що випливають із самої природи електромагнітних трансформаторів:

- явища резонансу;
- гістерезису;
- насичення;
- залишкового намагнічування.

Конструктивні особливості даних пристроїв призводять до того, що вони самі можуть бути джерелами вибухів і пожеж, що завдають істотної шкоди енергооб'єктам. В процесі експлуатації трансформаторів необхідно також суворо дотримуватись вимог регламентів щодо забезпечення постійного контролю стану наповнювача (масла або елегазу).

Всі ці давно відомі недоліки традиційних вимірювальних трансформаторів неодноразово спонукали розробників шукати нові підходи до побудови високовольтних трансформаторів, які були б засновані на інших принципах роботи.

Найбільш цікавим, перспективним і революційним підходом є використання ряду електро-і магніто-оптичних ефектів для вимірювання струмів і напруг великих номінальних значень.

Роботи по створенню оптичних трансформаторів струму і напруги для високовольтних вимірювань були розпочаті на початку 70-х років минулого сторіччя. Перші промислові екземпляри з прийнятними класами точності почали з'являтися в кінці 80-х – початку 90-х років.

В основі дії волоконно-оптичного вимірювального трансформатора струму лежить ефект Фарадея, який складається в повороті площини поляризації світла, що поширюється в оптичному волокні під впливом магнітного поля вимірюваного електричного струму. Для вимірювання напруги використовується ефект Поккельса – виникнення в діелектриках подвійного променезаломлення поляризованого світла під дією електричного поля. Подвійне променезаломлення при цьому пропорційно напруженості поля.

В даний час оптичні вимірювальні трансформатори випускаються для роботи під напругою від 100 до 800 кВ. Номінальний струм трансформаторів струму – від 40 до 4000 А.

Оптичні трансформатори струму і напруги 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 динамічного 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 визначаються стандартами IEC 60044-7 (Інструментальні трансформатори – Частина 7: Електронні трансформатори напруги) і IEC 60044-8 (Інструментальні трансформатори – Частина 8: Електронні трансформатори струму). Інтерфейс малої потужності застосовується як для вимірів, так і для релейного захисту. Аналогові інтерфейси відповідають вимогам до точності IEC Class 0.2 для ланцюгів вимірювання струму і напруги, IEC Class 5P20 для ланцюгів струму захистів, IEC Class 3P для ланцюгів напруги захистів.

Характеристики цифрових інтерфейсів для ланцюгів вимірювання та захистів (та інших цілей) визначаються стандартами IEC 60044-7. Аналогічне призначення мають стандарти IEC 61850-9-1 – "Опис специфічного сервісу зв'язку (SCSM) – Вибіркові значення по послідовному ненаправленому багатоточковому каналу передачі даних типу точка-точка" та IEC 61850-9-2 – "Опис специфічного сервісу зв'язку Mapping (SCSM) – Вибіркові значення по IEEE 802-3". Обидва стандарти дають можливість застосовувати як фізичного слою Ethernet зі структурами даних, визначеними стандартом IEC 60044.

На підставі досвіду роботи оптичних вимірювальних трансформаторів, накопиченого в останні кілька років у різних країнах, вже можна зробити певні висновки. Повністю оптична технологія виміру електричного струму і напруги володіє рядом істотних технічних, експлуатаційних та комерційних переваг:

- повна гальванічна розв'язка від кіл з високою напругою;
- перешкодозахищеність від зовнішніх електромагнітних збурень;
- відсутність явищ резонансу і насичення;
- висока швидкодія;
- малі значення ваги і габаритів;
- підвищена електробезпека;
- вибухопожежобезпека;
- пасивність чутливого елемента;
- широкий амплітудно-частотний діапазон виміру струму;

- малий діаметр і гнучкість чутливого елемента, які дозволяють розміщувати його у важкодоступних місцях;
- мінімальні вимоги на експлуатаційне обслуговування.

Важливо, що при порівнянні вартості придбання нових датчиків порівняно з традиційними масляними або елегазовими вимірювальними трансформаторами, їх підсумкова вартість володіння становить не більше 50 % від вартості володіння традиційних аналогів за рахунок того, що вони практично не потребують обслуговування.

Таким чином для успішної реалізації проектів впровадження цифрових підстанцій необхідно розробити загальну концепцію побудови програмно-апаратного комплексу цифрової підстанції. У концепції необхідно визначити основні вимоги, яким повинні задовольняти новостворювані підстанції нового покоління, і які повинні враховуватися при реконструкції існуючих підстанцій.

3. ЗАВДАННЯ, СТРУКТУРА ТА ФУНКЦІЇ СУЧАСНИХ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КОМЕРЦІЙНОГО ОБЛІКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

Вирішення проблеми оптимізації виробництва, постачання та споживання електричної енергії можливе тільки при удосконаленні системи обліку [5].

Цілями впровадження автоматизованої системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) є:

- перехід до тарифів реального часу;
- отримання достовірного балансу виробництва і розподілу і споживання електричної потужності або енергії;
- оцінка показників якості електричної енергії.

У програмному документі "Автоматизовані системи контролю та обліку електроенергії та потужності. Основні нормовані метрологічні характеристики. Загальні вимоги." РД-34.11.114-98 [6]. Основні завдання, які повинні вирішувати АСКОЕ, сформульовані наступним чином:

1.1. АСКОЕ, що встановлюються на енергетичних об'єктах для автоматизованого контролю та обліку електроенергії і потужності, в тому числі з метою вимірювань активної та реактивної електроенергії та потужності, відносяться до вимірювальних систем, в загальному випадку представляє собою сукупність функціонально об'єднаних масштабних вимірювальних перетворювачів (вимірювальні трансформатори струму і напруги), інтегруючих приладів (лічильники електроенергії з імпульсним та/або цифровим інтерфейсом), концентраторів або пристроїв збору даних (ПЗД), пристроїв збору та передачі даних (ПЗПД), центральних обчислювальних пристроїв та інших технічних засобів, розміщених у різних точках контролюваного енергооб'єкту і з'єднаних між собою каналами та/або лініями зв'язку.

1.2. Метрологічні характеристики АСКОЕ визначаються метрологічними характеристиками засобів вимірів і параметрами технічних засобів, що входять до складу АСКОЕ і впливають на результати і похибки вимірювань електроенергії та потужності.

1.3. АСКОЕ по співвідношенню впливу випадкових і систематичних похибок відносяться до засобів

вимірювань, випадкові похибки яких істотно впливають на погрішність вимірювань.

1.4. Згідно РД 34.09.101-94 при визначенні межі допустимої відносної похибки вимірювального комплексу (далі вимірювальний канал АСКОЕ) усі її складові приймаються випадковими.

Як характеристик використовують середні квадратичні відхилення взаємно некорельованих випадкових складових похибки вимірювань з невідомими законами розподілу, умовно прийнятими рівномірними.

1.5. У експлуатаційній документації на АСКОЕ мають бути зазначені рекомендовані методи розрахунку (з прикладами розрахунку) сумарної похибки вимірювального каналу АСКОЕ в робочих умовах застосування.

1.6. Доцільність регламентованих для АСКОЕ метрологічних характеристик та їх обґрунтованість перевіряють при проведенні випробувань АСКОЕ. Ця перевірка повинна бути включена в програму випробувань АСКОЕ.

Відповідно до цих вимог пропонується структурна схема багаторівневої системи обліку, яка представлена на рис. 1.

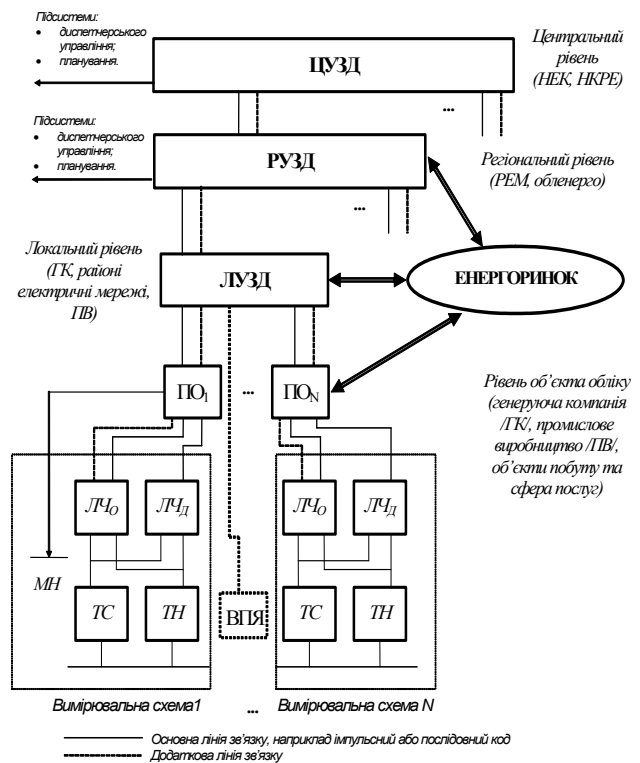


Рис. 1. Структурна схема багаторівневої системи обліку: ТС – трансформатори струму; ТН – трансформатори напруги; ВПЯ – вимірювач параметрів якості електроенергії; МН – маневрене навантаження; ЛЧо – лічильник електроенергії (основний лічильник); ЛЧд – лічильник електроенергії (дублюючий лічильник); ПО – прилад обліку – вимірювальний комплект ЛУЗ; ЛУЗД – локальне устаткування збору даних; РУЗД – регіональне устаткування збору даних; ЦУЗД – центральне устаткування збору даних

На нижньому рівні розташовуються прилади первинного обліку, до яких відносяться лічильники електричної енергії або датчики електроенергії. У деяких випадках на цьому рівні працюють контролери, що управляють навантаженням.

На середньому рівні працюють контролери, які здійснюють зв'язок між нижньою і верхньою рівнями системи, а також проводять попередню обробку даних. На верхньому рівні працюють персональні комп'ютери, які за допомогою спеціалізованого програмного забезпечення реалізують функції накопичення, обробки, аналізу інформації та формування звітних документів у вигляді, придатному для прийняття керуючих рішень.

Основним напрямком модифікації представленої на рис. 1 структури є перенесення деяких функцій обробки інформації та управління на рівень приладів обліку, що призводить до суттєвої децентралізації системи обліку.

Досвід створення та експлуатації сучасних систем обліку дозволяє розширити перелік вимог до АСКОВЕ [7]:

- фіксація відхилень контрольованих величин енергообліку та їх оцінка в абсолютних і відносних одиницях з метою полегшення аналізу енергоспоживання;
- сигналізація (квітами, звуком, печаткою) відхилень контрольованих величин понад допустимого діапазону значень з метою прийняття оперативних рішень;
- прогнозування (коротко-, середньо- і довгострокове) значень величин енергообліку з метою планування енергоспоживання;
- автоматичне керування енергоспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем включення/відключення споживачів-регуляторів з метою економії ручної роботи та забезпечення якості управління;
- забезпечення внутрішнього госпрозрахунку з енергоресурсів між цехами та підрозділами підприємства з метою їх економії та раціональних витрат на робочих місцях;
- точний розрахунок субабонентами підприємства по енергоспоживанню з метою правильного розподілу енерговитрат.

Для вирішення зазначених завдань і досягнення відповідних цілей енергообліку, програмно - апаратні засоби децентралізованої АСКОВЕ повинні забезпечувати виконання ряду функцій, як на середньому, так і на верхньому рівні. Функції систем середнього рівня, як правило, жорстко запрограмовані в заводських умовах і не підлягають зміні в процесі експлуатації. Ці функції виражаються в переліку штатних параметрів енергообліку, які при всій їх обумовленості діючими правилами енергообліку все-таки специфічні для системи кожного типу і залежать від досвіду, знань і системних уявлень розробника і виробника систем. Тому вибір того чи іншого типу систем енергообліку для конкретного підприємства, необхідно проводити не тільки за структурними, а й за функціональними характеристиками систем.

Всю сукупність функцій систем середнього та верхнього рівня АСКОВЕ можна класифікувати за такими групами функцій:

- формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства за кожним місцем і структурі обліку, тарифам, зонам, змінам, апаратних і програмних засобах АСКОВЕ;
- збір в автоматичному (по заданих періодах часу) і ручному (на вимогу оператора) режимах штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОВЕ по кожному місці та/або структурі обліку;

- накопичення даних енергообліку в бази даних АСКОВЕ в персональному комп'ютері по кожній точці обліку із заданою тимчасовою дискретністю на необхідну ретроспективу;

- обробка накопичених значень енергообліку відповідно до діючих тарифів, схемою енергопостачання і структурою обліку підприємства;

- відображення вимірювальної та розрахункової інформації енергообліку у вигляді комплексу графіків, таблиць і відомостей на моніторі комп'ютера;

- документування вимірювальної та розрахункової інформації енергообліку у вигляді графіків, таблиць і відомостей на принтері;

- сигнали про позаштатних ситуаціях;

- прогнозування навантаження;

- автодіагностика АСКОВЕ з аналізом інформації, що надходить від первинних приладів обліку нижнього рівня АСКОВЕ, сигналів про перебої і відмовах систем і каналів зв'язку.

Вчені та практики вже давно обговорюють переваги і недоліки ієрархічних і децентралізованих АСУ. Очевидно, що державні інтереси найбільш повною мірою можуть бути забезпечені впровадженням загальнодержавної АСКОВЕ. Проте в даний час в Україні немає достатньо потужних економічно і технічно компаній, які б вирішили цю задачу. Залучення до цього проекту іноземних компаній, наприклад Landis&Gyr або Ельстер Метроніка, може привести до руйнування численних вітчизняних виробників приладів обліку та АСКОВЕ, а також до втрати, певною мірою, контролю над інформаційними потоками. Побудова локальних АСКОВЕ цілком під силу українським підприємствам. У цьому процесі слід відзначити три групи виробників. До першої групи належать підприємства, які вже давно займаються виробництвом приладів обліку. Вони будують АСКОВЕ з обладнання власного виробництва. До другої групи належать підприємства, які уклали ліцензійні договори із закордонними фірмами або/і є спільними компаніями. Третя група, найчисленніша, складається з фірм, які використовують обладнання інших фірм для комплектації АСКОВЕ. Основним самостійним продуктом таких фірм є прикладне програмне забезпечення АСКОВЕ. Саме представники цих фірм виступають за побудову децентралізованих АСКОВЕ, які найбільшою мірою відповідають особливостям обліку електроенергії на підприємствах. У зв'язку з цим існує побоювання, що в недалекому майбутньому при побудові загальнодержавної АСКОВЕ ці підприємства не зможуть бути інтегровані в загальну систему обліку. Як критерій ефективності АСКОВЕ для генеруючих і енергопостачальних підприємств можна прийняти отримання достовірного балансу виробництва, розподілу та споживання електричної потужності.

ВИСНОВОК

Робота енергетичної галузі в умовах функціонування енергоринку висуває підвищені вимоги до системи обліку, а саме, до рівня її автоматизації, точності, надійності і цілісності. Точність і достовірність системи обліку, в першу чергу, визначається засобами застосовуваної інформаційно-вимірювальної техніки, а також принципами її використання.

Основними показниками, які характеризують ефективність використання інформаційно-вимірювальної техніки в системі обліку, є [7]:

- точність представлення вимірювальної інформації;
- достовірність представлення вимірювальної інформації;
- одночасність представлення вимірювальної інформації.

Зазначені показники визначаються в системі обліку принципами організації вимірювань, якістю систем обліку і зв'язку. Система обліку, яка задовольняє цим вимогам, дозволяє вирішувати головні завдання:

- забезпечення точної, достовірної та надійною інформацією комерційних розрахунків на ринку електроенергії;
- постійний контроль виконання договірних зобов'язань між суб'єктами ринку електроенергії;
- аналіз та контроль внутрішнього балансу суб'єктів енергоринку.

Слід зазначити, що в даний час є велика кількість АСКОЕ різного масштабу, накопичений значний досвід їх експлуатації, тому для виявлення переваг та недоліків АСКОЕ, а також тенденцій їх розвитку, доцільно розглянути найбільш типові з них [8].

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Holbach J., Rodriguez J., Wester C., Baigent D., Frisk L., Kunsman S., Hossenlopp L. Status on the first IEC61850 based protection and control, multi-vendor project in the United States. Power systems conference: advanced metering, protection, control, communication, and distributed resources. Clemson, South Carolina, USA, 13-16 March 2007, pp. 254-277. Available at: <https://www.gedigitalenergy.com/smartgrid/Aug07/IEC61850.pdf> (accessed 11 September 2009).
2. Dogger G., Tennese G., Kakoske D., MacDonald E. Designing a new IEC 61850 substation architecture. Available at: http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/products/grid_automation/resources/Designing_a_new_IEC61850_substation_architecture.pdf (accessed 20 May 2010).
3. Caetano C., Pernes M. Introducing IEC61850 in distribution substations. Substation automation systems. Power-Grid Europe, transmission and distribution industry conference and exhibition. Madrid, Spain, 26-28 June 2007. Available at: [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/db4609c7176fbf05c12573b7004a7833/\\$file/paper%20iec61850%20in%20portugal.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/db4609c7176fbf05c12573b7004a7833/$file/paper%20iec61850%20in%20portugal.pdf) (accessed 20 July 2008).
4. Bautista Flores J., Garcia-Colon V.R., Melendez Roman C.G., Robles Ramirez E., Rasgado Casique J.P. First multivendor 400 kV transmission line protection scheme using an IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays. CIGRE Session. Paris, France, 26-31 August, 2012. Available at: http://www.cigre.org/content/download/16982/680406/version/2/file/B3_111_2012.pdf (accessed 20 March 2013).
5. Орнатский П.П. Автоматические измерения и приборы (Аналоговые и цифровые). Изд. пятое. – Киев: Высшая школа, 1986. – 504 с.
6. РД-34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учёта электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования. Москва, ОАО АО ВНИИЭ, 1997. – 15 с.
7. Черемисин М.М., Зубко В.М. Автоматизация объектов управления электроснабжения. – Харьков: "Факт", 2005. – 192 с.
8. Гриб О.Г., Праховник А.В., Тесик Ю.Ф., Жаркін А.Ф., Новський В.О., Калінчик В.П., Карасінський О.Л., Довгало О.М., Лазуренко О.П., Ходаківський А.М., Васильченко В.І., Светелік О.Д. Автоматизовані системи обліку та

якості електричної енергії / під ред. Гриба О.Г. – Харків: ПП "Ранок-НТ", 2012. – 516 с.

REFERENCES: 1. Holbach J., Rodriguez J., Wester C., Baigent D., Frisk L., Kunsman S., Hossenlopp L. Status on the first IEC61850 based protection and control, multi-vendor project in the United States. Power systems conference: advanced metering, protection, control, communication, and distributed resources. Clemson, South Carolina, USA, 13-16 March 2007, pp. 254-277. Available at: <https://www.gedigitalenergy.com/smartgrid/Aug07/IEC61850.pdf> (accessed 11 September 2009). 2. Dogger G., Tennese G., Kakoske D., MacDonald E. Designing a new IEC 61850 substation architecture. Available at: http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/products/grid_automation/resources/Designing_a_new_IEC61850_substation_architecture.pdf (accessed 20 May 2010). 3. Caetano C., Pernes M. Introducing IEC61850 in distribution substations. Substation automation systems. Power-Grid Europe, transmission and distribution industry conference and exhibition. Madrid, Spain, 26-28 June 2007. Available at: [http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/db4609c7176fbf05c12573b7004a7833/\\$file/paper%20iec61850%20in%20portugal.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot221.nsf/veritydisplay/db4609c7176fbf05c12573b7004a7833/$file/paper%20iec61850%20in%20portugal.pdf) (accessed 20 July 2008). 4. Bautista Flores J., Garcia-Colon V.R., Melendez Roman C.G., Robles Ramirez E., Rasgado Casique J.P. First multivendor 400 kV transmission line protection scheme using an IEC 61850-9-2 digital network for optical CT's and protection relays. CIGRE Session. Paris, France, 26-31 August, 2012. Available at: http://www.cigre.org/content/download/16982/680406/version/2/file/B3_111_2012.pdf (accessed 20 March 2013). 5. Ornatkii P.P. *Avtomaticheskie izmereniia i pribory (Analogovye i tsifrovye)*. Izd. piatoe. [Automatic measurements and devices (Analog and digital). Fifth edition]. Kiev, Vysshia shkola Publ., 1986. 504 p. 6. RD-34.11.114-98. *Avtomatizirovanye sistemy kontrolya i ucheta elektroenerгии i moshchnosti. Osnovnye normiruemye metrologicheskie kharakteristiki. Obshchie trebovaniia* [RD-34.11.114-98. The automated monitoring systems and the accounting of the electric power and power. The main normalized metrological characteristics. General requirements]. Moscow, JSC VNIIE Publ., 1997. 15 p. 7. Cheremisn M.M., Zubko V.M. *Avtomatizatsiia ob'ektov upravleniia elektrosnabzheniia* [Automation of objects of management of power supply]. Kharkov, Fact Publ., 2005. 192 p. 8. Gryb O.G., Prahovnik A.V., Tesik Y.F., Zharkin A.F., Novskiy V.O., Kalinchik V.P., Karasinskiy O.L., Dovgalyuk O.M., Lazurenko O.P., Hodakivskiy A.M., Vasilchenko V.I., Svetelik O.D. *Avtomatyzovani systemy obliku ta yakosti elektrychnoi' energii'* [The automated systems of the account and quality of electric energy. Under edit. by Gryb O.G.]. Kharkiv, Ranok-NT Publ., 2012. 516 p.

Надійшла (received) 11.11.2014

Васильченко Володимир Іванович¹, начальник Управління технічних засобів керування,
Гриб Олег Герасимович², д.т.н., проф.,
Лелека Олексій Вікторович¹, провідний інженер сектору розвитку автоматизованих систем,
Гапон Дмитро Анатолійович², к.т.н.,
Ієрусалімова Тетяна Сергіївна², асистент,
¹ ДП "НЕК "Укренерго",
01032, Київ, вул. С. Петлюри, 25,
тел/phone +38 044 2383015, e-mail: kanc@nec.energy.gov.ua
² Національний технічний університет
"Харківський політехнічний інститут",
61002, Харків, вул. Фрунзе, 21,
e-mail: ierusalimovat@mail.ru

V.I. Vasilchenko¹, O.G. Gryb², O.V. Leleka¹, D.A. Gapon²,
T.S. Ierusalimova²

¹ NPC "Ukrenergo"

25, Symona Petliury Str, Kyiv, 01032, Ukraine

² National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute"
21, Frunze Str., Kharkiv, 61002, Ukraine

Digital substation component system "Smart Grid".

New production technologies of modern control systems have moved from the stage of research and experimentation into the stage of practical use. Modern communication standards for the exchange of information are developed and introduced. Digital devices, protectors and automation are widely used. There has been substantial development of hardware and software of control systems.

Key words – digital substation system, electricity, Smart Grid, automation.