

СИНХРОНІЗАЦІЯ СТАНДАРТІВ ІЕС 61850 ТА ІЕС СІМ ДЛЯ ІНТЕГРАЦІЇ РОЗПОДІЛЕНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ В ТРАДИЦІЙНУ СИСТЕМУ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Нестерко А. Б., к.т.н., доц., Законов А. Ю., магістрант

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра автоматизації енергосистем

Вступ. Необхідність нарощування генеруючих потужностей, у поєднанні з рядом політико-економічних викликів, таких як воєнні дії та інші безпекові фактори, нестача фінансових ресурсів для побудови чи реконструкції великих генеруючих станцій, енергоресурсна залежність від інших країн, призводять до потреби у використанні додаткових розподілених енергетичних ресурсів (далі - РЕР). Поява РЕР у традиційних мережах розподілу електричної енергії ставить ряд нових завдань, які повинні вирішуватись центрами диспетчеризації і службами релейного захисту та автоматики. До проблемних аспектів впровадження РЕР, серед іншого, можна віднести збільшення струмів короткого замикання (далі - КЗ), зміну направленості струмів КЗ, неселективне спрацювання захистів тощо.

Впровадження РЕР вимагає розробки нових підходів до функцій захисту та автоматизації систем розподілу електроенергії на основі міжнародних стандартів.

Мета роботи. Метою статті є дослідження синхронізації міжнародних стандартів ІЕС 61850 та ІЕС СІМ у їх використанні для актуалізації та узгодження конфігурації мережі та захистів.

Матеріали і результати дослідження. Наразі серед сучасних науковців не існує консенсусу щодо чітко визначеного тлумачення такого поняття, як розподілені енергетичні ресурси.

Так, наприклад, Білою книгою «Розподілені енергетичні ресурси та технології», РЕР визначаються як електроустановки, приєднані до системи розподілу, що мають технічну можливість здійснювати виробництво та/або накопичення електричної енергії з метою її відпуску в мережу та/або надавати послуги з управління попитом [1]. Подальше дослідження спирається на наведене визначення РЕР.

Загалом, впровадження РЕР стимулює оператора системи розподілу прийняти ряд рішень для децентралізації генеруючих потужностей в розподільчій мережі, що, у свою чергу, буде сприяти стимуляції виробництва електроенергії в тому числі і з відновлюваних джерел. При успішному застосуванні РЕР, якісно-технічні та економічні показники будуть вищими, ніж при традиційній системі електроживлення споживачів. Це спричинено тим, що використання РЕР зменшує відстані при транспортуванні електричної енергії; збільшує стійкість системи та значно знижує кількість шкідливих викидів в атмосферу (оскільки для генерації електроенергії використовується відновлювальні джерела енергії) [2].

Існуючі наразі мікропроцесорні системи захисту і автоматики повинні адаптуватись до появи нових генеруючих потужностей РЕР в розподільчій мережі.

Серед проблем, котрі постають перед фахівцями у процесі впровадження систем РЕР, можна виділити:

- неселективне спрацювання захистів;
- сліпі зони у карті селективності систем РЗА;
- проблеми з відновленням нормальної роботи мережі у післяаварійному режимі роботи тощо.

Для прикладу, можна розглянути мережу оператора системи розподілу 110/10 кВ, яка складається з двох фідерів і, відповідно, одного генеруючого вузла РЕР на кожній лінії (рис. 1).

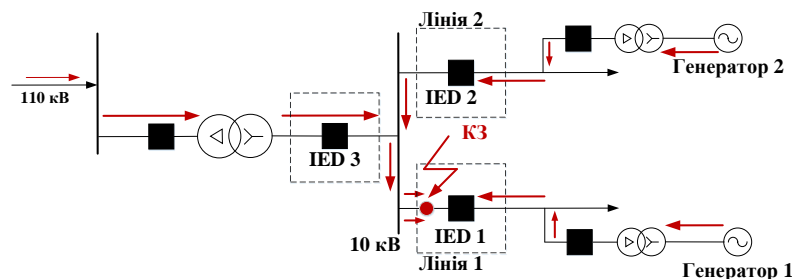


Рисунок 1 – Розподіл струмів короткого замикання при наявності РЕР в електричній мережі

Струм короткого замикання буде протікати як від традиційного джерела генерації, так і від генераторів РЕР. Струморозподіл КЗ на першому фідері буде спрямований від шини 10 кВ до точки замикання, тоді як на другому фідері - від генератора РЕР до шини 10 кВ. При конфігурації захистів фідерів як в традиційній мережі, без урахування напрямів струмів КЗ, може відбутися неселективне відключення лінії 2, що призведе за собою економіко-технічні і репутаційні втрати ОСР.

Таким чином, виникає потреба в пошуку нових рішень щодо синхронізації моделі даних кожної окремої підстанції на основі IEC 61850 і моделі схеми електромережі на основі IEC CIM в цілому.

IEC CIM та IEC 61850 – це стандарти моделей даних, розроблені комітетами Міжнародної електротехнічної комісії (МЕК) TC57. TC57 складається з кількох робочих груп, кожна з яких спеціалізується на розробці стандартів, які вирішують певні завдання щодо комунікації та керування енергосистемою. Так, робоча група WG 10 працює над стандартизацією по IEC 61850. Робочі групи WG 13, WG 14, WG 16 займаються стандартами IEC 61970, IEC 61968 та IEC 62325 відповідно. Названі попередньо групи об'єднані в загальну робочу групу за стандартом IEC CIM – WG 19 [3]. Оскільки стандарти IEC CIM і IEC 61850 розроблялися окремо, існують деякі відмінності в їх моделях. Тому, ці стандарти можуть доповнювати один одного (рис. 2).

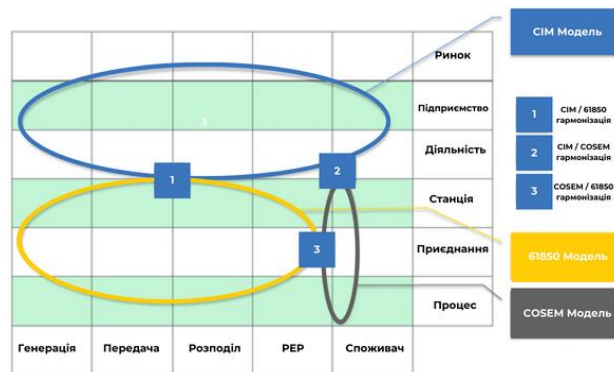


Рисунок 2 – Структура взаємодії моделей IEC CIM і IEC 61850 в системах Smart Grid [4]

Одним з основних векторів розвитку синхронізації двох стандартів є концепція координації і взаємодії захистів та електричних зв'язків мережі між рівнем підстанції та рівнем диспетчерського пункту. Сенсом взаємодії є здатність двох або більше IED від одного чи різних виробників обмінюватись інформацією та використовувати цю інформацію для правильного виконання визначених функцій [5].

Стандарт IEC 61850 базується на мові конфігурації підстанції Substation Configuration Language (SCL), який, в свою чергу, використовує мову розмітки XML. Файл опису можливостей окремих терміналів Intelligent Electronic Device (IED) називають IED Capability Description (ICD), він містить ієрархічну структуру наборів даних терміналу захисту. Загальна конфігурація підстанції міститься у файлах Substation Configuration Descriptions (SCD), який включає загальну деревоподібну структуру підстанції і об'єднує всі IED в одному файлі[6].

CIM використовує мову об'єднаного моделювання UML, що забезпечує представлення енергосистеми у вигляді класів з атрибутами. Існують два взаємопов'язаних типи файлів: динамічні – данні в якому мають відмітку часу і можуть змінюватись без переконфігурації мережі; і статичні – ті, що включають вичерпну інформацію про різні компоненти мережі (такі як шини, вимикачі, генератори). Ці дані можуть змінюватись виключно тоді, коли відбувається фізична зміна конфігурації мережі [7].

Стандарти IEC 61850 і IEC CIM здебільшого спираються на абстрактну об'єктно-орієнтовану модель представлення даних. Відтак, можна відслідкувати відповідність по структурі динамічних і статичних даних в обох системах. В обох стандартах відображаються елементи схеми мережі, логічні вузли та функції, пов'язані з первинним обладнанням.

З метою ефективної формалізації та двонаправленої синхронізації процесів та об'єктів у стандартах IEC 61850 і IEC CIM необхідно:

1. Встановити відповідності між статичними наборами даних стандартів IEC 61850 та IEC CIM.

2. Встановити відповідності між динамічними наборами даних стандартів IEC 61850 та IEC CIM.
3. Впровадити двобічну інтеграцію стандартів IEC 61850 та IEC CIM.
4. Розробити алгоритм обробки топології на базі IEC CIM [8].
5. Розробити технічні рішення щодо зміни конфігурацій пристроїв захистів та автоматики в режимі реального часу.

Отже, процес синхронізації стандартів можна визначити як створення повної моделі електричної мережі, яка дозволить двонаправлену конвертацію наборів даних і, в подальшому, забезпечить активну зміну конфігурації мережі, що підвищить стійкість системи до аварійних режимів роботи.

Висновок. Таким чином, можемо стверджувати, що виклики, пов'язані з інтеграцією РЕР в традиційну мережу розподілу електричної енергії, можуть бути ефективно подолані шляхом імплементації системи взаємодії між стандартами IEC 61850 і IEC CIM. Такої взаємодії можна досягти за допомогою синхронізації, яка реалізується в межах системи стандартизації на рівні Міжнародної електротехнічної комісії. Синхронізація цих стандартів є ключовою метою технологій Smart Grid на сучасному етапі розвитку електромереж.

Перелік посилань

1. Зінченко А. Біла книга "Розподілені енергетичні ресурси та технології. Створення передумов для їх оптимального використання в Україні" [Електронний ресурс] / А. Зінченко, В. Хоменко, І. Бондарчук // Програма розвитку ООН в Україні – Режим доступу до ресурсу: https://www.undp.org/sites/g/files/zskgke326/files/migration/ua/WhiteBook_DERT_deployment_in_Ukraine.pdf.
2. Distributed Energy Resources – Technical Considerations for the Bulk Power System [Електронний ресурс] // FERC Staff Report. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.ferc.gov/media/2672>.
3. IEC TC 57 Power systems management and associated information exchange [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу: <https://tc57.iec.ch/>.
4. Schwarz K. IEC TC 57 Reference Architecture For Power Systems Management And Associated Information Exchange [Електронний ресурс] / Karlheinz Schwarz. – 2015. – Режим доступу до ресурсу: <https://blog.nettedautomation.com/2015/09/iec-tc-57-reference-architecture-for.html>.
5. Schwarz K. Impact of IEC 61850 on system engineering / Karlheinz Schwarz. // Paper DistribuTECH. – 2007.
6. IEC 61850 Tissue Database [Електронний ресурс]. – 2019. – Режим доступу до ресурсу: <https://iec61850.tissue-db.com/part/58>.
7. Redesign of Common Information Model (CIM) Unified Modeling Language (UML) and Normative Message Profiles (XSDs) for IEC 61968 Part 3 Outage Management System (OMS) Messages [Електронний ресурс]. – 2017. – Режим доступу до ресурсу: <https://www.epri.com/research/products/3002010513>.
8. Cherian S. CIM and IEC 61850 integration issues: Application to power systems [Електронний ресурс] / Sushil Cherian. – 2009. – Режим доступу до ресурсу: https://www.academia.edu/8972019/CIM_and_IEC_61850_integration_issues_Application_to_power_systems.