

Реконструкція підстанцій. Світові тенденції.

Ю.М. Бондаренко, інженер-електрик, експерт CIGRE, заслужений енергетик України, Генеральний директор ТОВ «НТК ЕНПАСЕЛЕКТРО».

В.М. Гомонай, інженер-електрик, експерт CIGRE, заступник Генерального директора ТОВ «НТК ЕНПАСЕЛЕКТРО».

У всьому світі електроенергетика зустрічається з дуже важливими викликами, одним з яких є старіння обладнання електричних мереж. Бурхливий розвиток електричних мереж тривав з 1940-х до 1980-х років і значно загальмувався впродовж останніх десятиліть. Життєвий цикл значної кількості активів наближається до очікуваного завершення експлуатації (середній корисний термін експлуатації активів підстанцій складає 40 років).

За статистикою, в європейських компаніях ще подекуди є в експлуатації обладнання, що було встановлене 40-50 років тому. Але частка такого обладнання не більше 3%. В ідеалі план управління активами полягає в рутинній роботі по оновленню, заміні та проведенню довготривалих капітальних ремонтів обладнання в залежності від рівня ризиків, наявного бюджету та тривалості запланованих відключень обладнання. Тобто, в цих країнах підійшли до моменту запровадження автоматизації технологічних процесів в енергосистемах еволюційним шляхом, оновивши значну частину обладнання підстанцій та мереж.

В ОЕС України частка обладнання, що відпрацювало свій технічний ресурс та застаріло морально складає 60% на підстанціях та більше 80% на ПЛ (План розвитку системи передачі на 2021 – 2030 роки. НЕК Укренерго). Аналогічна ситуація і в мережах обленерго.

У випадках, коли обладнання відпрацювало більше 40-ка років, альтернативи заміни немає. Первинне і вторинне обладнання підстанції не відповідає сьогodнішнім викликам, зокрема необхідності автоматизації виробничих процесів. Треба приймати виважене рішення – діяти революційним шляхом, одночасно замінивши значний обсяг обладнання в енергосистемі та застосувавши новітні технології, чи відкласти автоматизацію на 20 років (щорічно, планомірно виконуючи заміну обладнання і застосовуючи нові схемні рішення).

Вже більше десяти років НТК ЕНПАСЕЛЕКТРО, як консультант, займається питаннями проєктування та реалізації реконструкції підстанцій 750кВ, 330кВ ОЕС України з впровадженням АСКТП, яка забезпечить можливість експлуатації підстанцій в автоматизованому режимі, без присутності постійного обслуговуючого персоналу. Розроблено ТЕО варіантів реконструкції, підготовлені тендерні документи для проведення міжнародних конкурсних торгів щодо реалізації будівництва нових та реконструкції існуючих підстанцій Південної ЕС (ПС 750кВ Каховська з ПЛ 750кВ Каховська-ЗАЕС), Центральної ЕС (ПС 330кВ Нивки, ПС 330кВ Новокиївська, ПС 330кВ Житомирська, ПС 330кВ Черкаська, ПС 330кВ Броварська, ПС 330кВ Західна), Північної ЕС (ПС 330кВ Суми, ПС 330кВ Кременчук), Дніпровської ЕС (ПС 330кВ Кварцит, ПС 330кВ Павлоградська, ПС 330кВ Мелітопольська, ПС 330кВ Першотравнева, ПС 330кВ Нікопольська, ПС 330кВ Прометей).

Компанія «НТК ЕНПАСЕЛЕКТРО», беручи активну участь в підготовці ТЕО реконструкції підстанцій для ПрАТ «НЕК «Укренерго», розробці проєктів розвитку відновлювальних джерел електроенергії запропонувала нові схеми розподільчих пристроїв всіх напруг та способи реалізації цих схем, варіанти керування технологічними процесами на підстанції. Проаналізувавши світовий досвід в цій галузі, що міститься зокрема в матеріалах робочих груп Міжнародної Ради з великих електроенергетичних систем CIGRE, звертаємо увагу на наступне.

Відсутність міжнародних стандартів з управління активами електричних мереж має значний вплив на надійність та майбутню життєздатність енергосистем.

Не варто в енергетиці розраховувати на «швидкі» гроші. Максимальні довгострокові прибутки при експлуатації магістральних та розподільчих мереж досягаються за рахунок централізації ключових рішень при збереженні високого рівня обслуговування споживачів з урахуванням прийнятних та керованих ризиків.

Таким стратегічним рішенням є впровадження автоматизованих систем керування технологічними процесами в енергосистемі на всіх рівнях.

Нові вимоги до схем підстанцій.

З розвитком електричних мереж, удосконаленням експлуатації та використанням новітніх технологій надійність систем електропостачання має першорядну важливість.

З точки зору створення електричної схеми відмічається відсутність різниці між традиційними Відкритими Розподільчими Пристроями - ВРП (AIS) та Комплектними Розподільчими Пристроями Елегазовими - КРПЕ (GIS) і Гібридними Розподільчими Пристроями Елегазовими - ГРПЕ (MTS).

Досвід експлуатації демонструє, що імовірність втрати одного приєднання в полі для КРПЕ в 4,9 разів менша, ніж для ВРП, а системи шин – в 14,5 разів менша.

Капітальні ремонти обладнання КРПЕ, ГРПЕ проводяться по напрацюванню, наприклад, для вимикачів – 10 000 комутацій при номінальному струмі відключення або 20 – 25 комутацій при повному струмі КЗ. Згідно наявних статистичних даних такий випадок настає приблизно через 18 – 20 років експлуатації сучасних КРПЕ, ГРПЕ. При очікуваному терміні служби 50 років – капітальний ремонт можливий (але не обов'язковий) всього 1 раз протягом всього періоду експлуатації КРПЕ, ГРПЕ.

За даними проведення реконструкції підстанцій в Східній Європі в період 2008 – 2020 р.р., початкові витрати на:

- проєктування,
- забезпечення приладами РЗ і ПА,
- монтаж і введення в експлуатацію ПС

для технологій ВРП, ГРПЕ та КРПЕ мають однаковий порядок, при цьому високовольтні компоненти КРПЕ приблизно в 3 рази дорожчі ніж аналогічні компоненти ВРП, але вартість будівельних робіт для ВРП майже в 4 рази вища ніж для КРПЕ.

Якщо враховувати вартість опор, порталів, ошиновки і заземлюючих пристроїв, розхідних матеріалів (зокрема кабельної продукції) та витрати на додаткове проєктування для створення тимчасових схем під час реконструкції, то КРПЕ може

бути всього лише на 40-50% дорожче ніж ВРП. Проте, впродовж терміну експлуатації (30 років і більше) досягається значна економія в експлуатаційному та ремонтному обслуговуванні обладнання КРПЕ.

Обладнання розподільчого пристрою 110-150кВ з використанням гібридних модулів (PASS виробництва ABB, HУраст виробництва GE тощо) буде коштувати на 10-15% дорожче від використання традиційного (AIS) обладнання, проте вартість будівельно-монтажних робіт нижча. В процесі 20-ти річного циклу експлуатації, як свідчать матеріали CIGRE, гібридний розподільчий пристрій (ГРПЕ) буде дешевшим на 20%.

Особливо серйозно проблема надійності проявляється у випадках, коли обладнання з різними показниками надійності опиняється на одному об'єкті, наприклад, в ході реконструкції.

Підстанції, які були побудовані в об'єднаній енергосистемі України більше 30-ти років тому, спроектовані з урахуванням характеристик та дизайну високовольтних апаратів того часу, які значно відрізняються від сучасного обладнання.

Не зважаючи на те, що основним елементом підстанції є трансформатор (автотрансформатор), головна увага в процесі експлуатації приділяється комутаційним апаратам. Вимикачі вимагають частих ремонтів, тому головна функція конфігурації схеми підстанції полягала в забезпеченні безпечного доступу до вимикача, обладнавши його роз'єднувачами із заземлюючими ножами. Такий підхід, на жаль, часто застосовується для реконструкції підстанцій і сьогодні, з використанням в проектах реконструкції обладнання світових брендів, яке вже десятки років експлуатується в Європі та світі і продемонструвало високу надійність в роботі.

Для сучасних вимикачів рекомендований міжремонтний інтервал становить 15 років і більше, в той же час, роз'єднувачі мають значно коротший міжремонтний інтервал. Функція роз'єднувача потрібна і сьогодні, але, в першу чергу, для трансформаторів і ліній, а не для відокремлення вимикачів.

Удосконалення розподільчих пристроїв, враховуючи все довші міжремонтні періоди, базується на концепції закритої модульної конструкції («sealed for life»).

Впровадження автоматизованих систем керування підстанцій, удосконалення високовольтних вимикачів призвело до зміни принципів побудови схеми підстанції

Типовий шлях потужності через підстанцію можна розділити на три основні частини: лінія, розподільчі пристрої та силові трансформатори. Лінії та силові трансформатори мають відносно високі вимоги до технічного обслуговування. Вони є основною причиною вимкнень для техобслуговування на підстанціях, що працюють в радіальних схемах. У таких випадках обслуговування комутаційного обладнання має другорядне значення.

В замкнутих схемах вирішальними факторами є обладнання розподільчого пристрою (вимикачі, роз'єднувачі тощо), а також конфігурація підстанції.

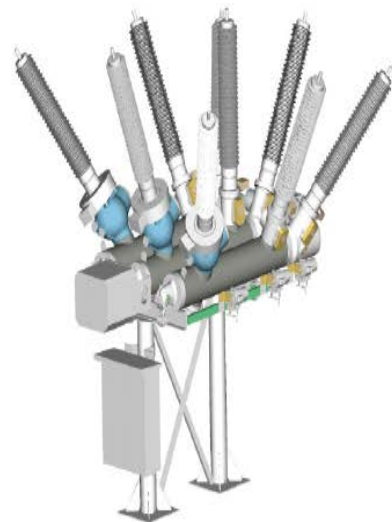
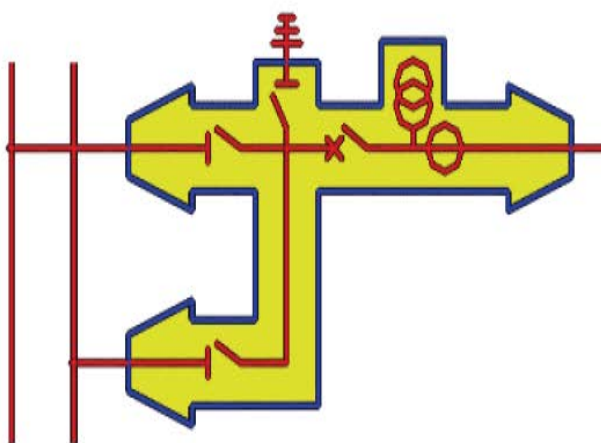
Головною причиною неготовності певної частини підстанції є плановий ремонт. Існуючі повітряні вимикачі механічно та електрично складні, тому потребують значного обсягу технічного обслуговування. Основна увага зосереджена на тому, як відокремити вимикач для технічного обслуговування та зберегти інші частини підстанції в роботі. Відповідно, підстанції були побудовані

з вимикачами та кількома (двома, трьома) роз'єднувачами для ізоляції вимикача, а також з обхідною системою шин, що забезпечують легкий доступ до обслуговування. Системи багаторівневих шин вимагають більшої кількості звичайних роз'єднувачів і простору і, отже, збільшується потреба в обслуговуванні комутаційних апаратів та знижується готовність.

Концепція "гібридних модулів" (MTS) стосується інтеграції різних функцій високовольтного обладнання в комірці підстанції - єдиному модулі з елегазом в якості ізоляції, тобто подібно до комплектного елегазового розподільчого пристрою (GIS). Технологія називається "гібридною", оскільки зв'язок між різними модульними комірками реалізовано в повітрі, як і в технології відкритого розподільчого пристрою (AIS).

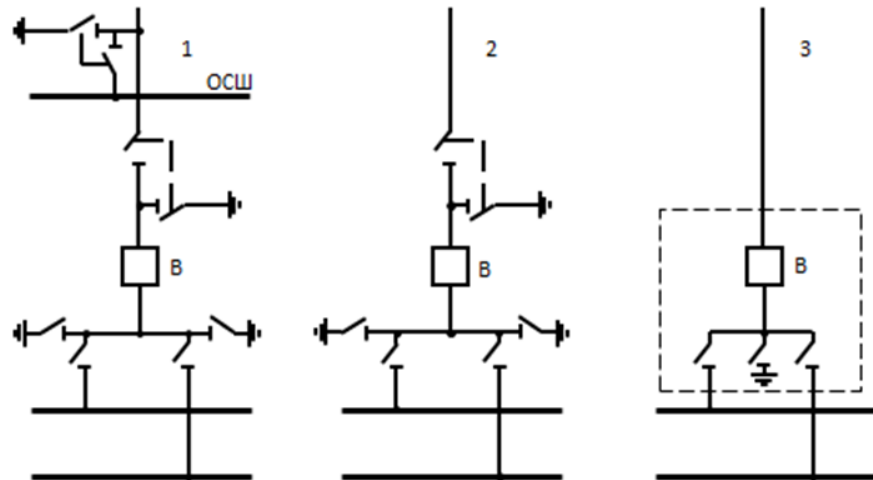
Таким чином, ми маємо вимикачі, роз'єднувачі, заземлювачі, вимірювальні трансформатори напруги та обмежувачі перенапруги в відсіках, ізольованих елегазом. Трансформатори струму знаходяться поза елегазовим відсіком.

Гібридний модуль має високовольтні вводи, які підключені до шин (гнучких або жорстких) ВРП, а з іншого боку - до трансформатора або повітряної лінії, в залежності від випадку застосування.



Малюнок 1. Гібридний модуль 110(150)кВ

У світовій практиці зміна принципів проектування дала можливість поєднати функцію роз'єднання з вимиканням в одному корпусі, створивши, таким чином, новий модуль «вимикач - роз'єднувач». Завдяки тому, що контакти роз'єднувача знаходяться в захищеному середовищі елегазу (SF_6), вільного від забруднень, функція роз'єднувача має високу надійність. **Інтервал між обслуговуванням збільшується, підвищується тим самим загальна експлуатаційна готовність підстанції і зменшуються ремонтно-експлуатаційні витрати.**



1 – Повітряний вимикач; 2 – Елегазовий вимикач; 3 – модуль гібридного РП;



«Науково-технічна інстанція ІНТЕЛЕКТРО»

Малюнок 2. Трансформація схеми «дві робочі і обхідна системи шин».

На Малюнку 2 представлено поступові зміни традиційної для ОЕС України схеми «дві робочі системи шин з обхідною системою шин» в залежності від вибору комутаційних апаратів. Для повітряних вимикачів з короткими міжремонтними періодами життєво необхідна обхідна система шин і обхідний вимикач (а на великих підстанціях навіть два ОВ), щоб запобігти відключенню лінії або трансформатора на час обслуговування вимикача. В разі використання елегазових вимикачів відпадає необхідність обхідної системи шин (міжремонтний інтервал вимикача 15 років і більше). Найслабшою ланкою залишаються роз'єднувачі, міжремонтний інтервал яких не перевищує 2-3 роки. Необхідно створювати ремонтні схеми для обслуговування роз'єднувачів! Щоб уникнути цього, застосовуються гібридні модулі з однаковим міжремонтним періодом для всього обладнання модуля.

Ще одне нагальне питання реконструкції:

Гнучка чи Жорстка ошиновка на розподільчих пристроях ВРП 330-220-150-110кВ підстанцій та електростанцій?

В дослідженні інженерів робочої групи WG 23-03 CIGRE аналізується досвід застосування жорсткої та гнучкої ошиновки для відкритих розподільчих пристроїв різних напруг в таких країнах: Німеччина, США, Великобританія, Італія, Фінляндія, Індія, Чехія, Франція, Іспанія, Канада, Польща, Бразилія, Японія.

Робоча група відзначає, що сьогоднішнім вибором для підстанцій напругою до 500 кВ є жорстка ошиновка, як більш проста та економічна.

На останній сесії CIGRE 2020 приділялась значна увага питанням реконструкції існуючих підстанцій в зв'язку з новими викликами, зокрема автоматизацією технологічних процесів. В Нідерландах планується в найближчі кілька років здійснити реконструкцію 140 підстанцій класу напруги 150кВ з використанням технологій КРПЕ (GIS) для підстанцій в щільній міській забудові і там, де вимагають умови ландшафтного дизайну. Решту підстанцій передбачено реконструювати з використанням модульних технологій (ГРПЕ). Повністю змонтовані та випробувані на заводі модулі поставляються на місце установки.

Все ширшого розповсюдження набувають мобільні підстанції, які можуть оперативного прибути на місце аварії з погашенням споживачів (досвід Туреччини).

Варто нашим обленерго розглянути варіант придбання і використання в аварійній ситуації резервного елегазового вимикача або модуля ГРПЕ, який містить повністю обладнання комірки 110,150кВ, змонтованих на мобільній платформі – причепі. Таке обладнання може бути доставлене і під'єднане до схеми підстанції впродовж дня в межах обленерго. Це економічно вигідно – не треба купувати та обслуговувати десяток обхідних вимикачів та кілька десятків роз'єднувачів.

Автоматизація підстанцій.

НЕК Укренерго в «Плані розвитку системи передачі на 2021-2030 роки» ставить завдання автоматизувати технологічні процеси підстанцій зі зменшенням кількості обслуговуючого персоналу.

Сьогодні в світі при створенні нових та реконструкції існуючих підстанцій головним трендом є побудова цифрових систем автоматизації підстанцій (DSAS).

Цифрові системи автоматизації підстанцій використовуються вже більше 20 років і є основою більшості сучасних вторинних систем підстанцій - захист, SCADA, моніторинг стану обладнання та системи. Ця „оцифровка” вторинних систем забезпечує засоби для реалізації вищого рівня продуктивності та функціональності.

Первинне обладнання цифрової ПС повинно оснащуватися відповідними системами моніторингу з можливістю дистанційної передачі сигналів в цифровому вигляді на АРМ відповідних користувачів.

Комутаційне обладнання (в тому числі заземлюючі ножі) повинно оснащуватися електроприводом з функцією дистанційного керування, контролю положення і обліку комутаційного ресурсу.

Інтелектуальні електронні пристрої систем моніторингу повинні бути інтегровані з використанням протоколів стандарту IEC 61850 без установки додаткового обладнання протокольних шлюзів.

Очевидно, що гібридна конструкція комірки класу напруги 110-150кВ більш надійна в умовах автоматизованого керування, ніж комірка з традиційними роз'єднувачами за рахунок компактного виконання (одна шафа керування) та зменшення кількості комутаційних апаратів (роз'єднувачів та заземлювачів). До того ж, перемикання в розподільчому пристрої, виконаному за схемою дві системи шин з обхідною системою шин неможливо повністю автоматизувати через необхідність вручну переключати струмові кола на обхідному вимикачі.

Поставлена задача автоматизації роботи підстанцій буде вирішена більш успішно при використанні комутаційних апаратів з новими якостями та оптимізації їх кількості.

Реконструкція підстанцій 40 - річного віку передбачає оптимізацію конфігурації схеми для максимально ефективного використання переваг нового високовольтного обладнання. Заміна обладнання **за принципом «один-до-одного»** не завжди є доцільною, тому що 40 років тому підстанція була побудована, виходячи з характеристик обладнання того часу.

Зміна властивостей обладнання відбувається постійно і плавно. Перехід на нові схемні рішення відбувається під час проєктування нового будівництва чи реконструкції на перспективу 30-50 років.

В зв'язку з цим треба згадати конфлікт між стандартизацією та інноваційним підходом у справі розвитку енергосистеми, який, насправді, є рушійною силою прогресу. Використовуючи стандартизацію та інновації, як дві частини одного процесу, можна досягти зниження операційних витрат (ремонтне та експлуатаційне обслуговування, зменшення тривалості відключення споживачів) та мінімізувати ризики. Інновації розглядаються не тільки і не стільки в контексті застосування нового обладнання замість зношеного, а й як процедури і технології удосконалення роботи підприємства.

Світова тенденція при розробці новітніх технічних пристроїв та систем, за умов збільшення рівня автоматизації, вимагає закладати надійність виробу уже на стадії проєкту.

При виготовленні пристрою надійність забезпечується, при експлуатації – реалізується (без суттєвих витрат на експлуатаційно-ремонтне обслуговування).

Очевидно, що новий виріб з новими якістьми буде дорожчим за попередні версії. Проте, в життєвому циклі такого обладнання (для підстанцій цей строк є 30-50 років) досягається економія за рахунок значного зниження експлуатаційних та ремонтних витрат.

Таким чином, ми вважаємо, що в момент, коли з'являється нове обладнання і нові технології, якість яких досягає певного технічного рівня, дуже важливо прийняти виважене рішення.