

УДК 621.316

О. С. Яндульський, О. О. Дмитренко, В. В. Заколюдажний

## СУМІСНЕ ВИКОРИСТАННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ MICROSCADA ТА АСЗІ МП АРГОН В АСУ ТП

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

Анотація. У статті розглядаються питання побудови основної та резервної систем управління, збору та передачі інформації на прикладі систем, що входять до складу АСУ ТП пристанційних вузлів сонячних електростанцій м. Арциз (Дунайська) і м. Кілія (Придунайська). АСУ ТП кожного з пристанційних вузлів має у своєму складі основну систему управління (MicroScada, ABB, Швеція) та резервну систему управління, збору та передачі інформації (АРГОН, НТУУ «КПІ», Україна). Обидві системи мають повністю незалежні джерела отримання інформації про стан енергооб'єкту, незалежні канали керування комутаційним обладнанням. Кожна з систем забезпечує передачу інформації на верхні рівні управління по стандартних протоколах обміну інформацією.

**Ключові слова:** мікропроцесорні пристрої релейного захисту, система управління, автоматизована система диспетчерського керування.

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы построения основной и резервной систем управления, сбора и передачи информации на примере систем, которые входят в состав АСУ ТП пристанционных узлов солнечных электростанций г. Арциз (Дунайская) и г. Килия (Придунайская). АСУ ТП каждого из пристанционных узлов имеет в своем составе основную систему управления (Microscada, ABB, Швеция) и резервную систему управления, сбора и передачи информации (АРГОН, НТУУ «КПИ», Украина). Обе системы имеют полностью независимые источники получения информации о состоянии энергообъекта, независимые каналы управления коммутационным оборудованием. Каждая из систем обеспечивает передачу информации на верхние уровни управления по стандартным протоколам обмена информацией.

**Ключевые слова:** микропроцессорные устройства релейной защиты, система управления, АСУТП.

Abstract. The article deals with the design of primary and redundant control systems, information collection and transmission systems on an example of the APCS station units of Artsyz and Kiliya solar power stations. APCS of station units each comprises of primary control system (MicroScada, ABB, Sweden) and backup control system with collecting and transmitting information functions (Argon, NTUU "KPI", Ukraine). Both systems have completely independent sources of information about the status of power station, independent switching equipment control channels. Each system transmits information to upper level in standard information exchange protocols.

**Keywords:** microprocessor relay protection, control system.

### Вступ

Останнє десятиліття характеризується зростанням об'ємів світового виробництва тонкоплівкових сонячних модулів. Завдяки цьому швидкими темпами зростає також і об'єм виробництва сонячної електроенергії. Сумарна потужність сонячних електростанцій на сьогодні становить більше 70 ГВт і продовжує збільшуватися високими темпами [1]. Високі темпи розвитку сонячної енергетики в західних країнах дозволяють стверджувати, що сонячна енергетика незабаром стане одним з основних джерел електроенергії, наряду з традиційними. У міру того, як постачання палива стає менш надійним і дорожчим, ці джерела стають усе більше привабливими з економічної та екологічної точки зору. Лідерами у розвитку сонячної енергетики є європейські країни, швидкі темпи розвитку спостерігаються у Китаю, Індії, США. Для України останнього десятиліття також характерний бурхливий розвиток альтернативних джерел електроенергії, у т.ч. і сонячної. Побудовані СЕС на півдні нашої країни входять до двадцятки найбільших у світі. Зокрема, СЕС Дунайська (м. Арциз, Одеська обл.) – 43 МВт, Кілія (м. Кілія, Одеська обл.) – 54,8 МВт, забезпечують значну частину електроспоживання вказаних територій півдня України.

Інтеграція СЕС в ОЕС України приводить до необхідності врахування особливостей їх роботи [2]:

- більшість розподілених джерел електроенергії приєднані до розподільної мережі через пристанційні вузли;
- потужність генерації сонячних джерел електроенергії визначається зовнішніми факторами (в першу чергу інтенсивністю сонячного випромінювання) і мало залежить від режиму роботи електричної мережі, до якої вони приєднані;
- Пристанційні вузли СЕС – це підстанції без постійного обслуговуючого персоналу.

Вказані особливості приводять до необхідності досить частого виконання операцій керування на пристанційних вузлах комутаційними апаратами як приєднань до розподільної мережі, так і приєднань до СЕС. Наприклад, пристанційний вузол СЕС Кілія знаходиться на відстані 75 км від диспетчерського пункту СЕС ПС 330 кВ Арциз (ПівдЕС ДП НЕК «Укренерго»), де розміщується оперативний персонал. Тому побудова надійної системи дистанційного управління, збору та передачі інформації є задачею важливою і актуальною.

На пристанційних вузлах 110 кВ СЕС Дунайська та Килія до складу АСУ ТП входять основна та резервна автоматизовані системи диспетчерського керування (АСДК). Основна АСДК реалізована на базі автоматизованої системи управління MicroScada (ABB, Швеція), резервна – на базі АСЗІ МП «АРГОН». Причому, резервна АСДК окрім функцій управління виконує також функції багаторівневої системи збору та передачі інформації. Нижче будуть розглянуті основні принципи побудови основної та резервної АСДК.

### **Передумови застосування основної та резервної АСДК пристанційних вузлів 110 кВ СЕС Дунайська та Килія**

Склад та функції АСДК проектувались з урахуванням можливостей дистанційного керування комутаційними апаратами та номенклатури пристроїв релейного захисту. При цьому враховувались особливості роботи пристанційних вузлів СЕС, а саме – досить висока частота комутаційних операцій при відсутності постійного оперативного персоналу. Тому до АСДК висувались вимоги підвищеної надійності функціонування. Всі комутаційні апарати вказаних пристанційних вузлів мають можливість дистанційного керування – вимикачі, роз'єднувачі та заземлюючі ножі 110 кВ виробництва ABB, вимикачі 10 кВ виробництва Таврида Електрик. Викатні елементи 10 кВ функції дистанційного керування не мають. Всі пристрої релейного захисту – виробництва ABB. Вказані пристрої забезпечують всі необхідні засоби моніторингу та управління відповідними комутаційними апаратами. Також використовуються пристрої контролю ізоляції PREMCO CX-100.

Найбільш традиційний підхід до виконання АСДК – використання в якості системи управління резервованої системи того ж виробника, що і релейного захисту, у даному випадку – MicroScada (ABB, Швеція), а в якості блоків керування комутаційними апаратами – мікропроцесорних пристроїв РЗА (МП РЗА). Причому для 100%-дубльованої системи резервується як апаратне забезпечення (сервери, джерела безперервного живлення, мережеві комутатори, кабельна система), так і програмне (дубльоване або полуторне). У цьому випадку на кожному приєднанні використовується два пристрої РЗА з незалежним живленням, на дискретні входи кожного з цих пристроїв заводяться окремі блок-контакти комутаційного обладнання, команди управління з вихідних реле МП РЗА також паралельно включаються в ланцюги керування. Даний підхід забезпечує високу надійність дистанційного керування та моніторингу. Можливі відмови системи керування зустрічаються досить рідко і викликані однотипними алгоритмічними помилками або однотипних пристроїв РЗА, або однотипного програмного забезпечення. Недоліком даного підходу є його висока вартість, в основному, викликана вартістю дублюючих комплектів пристроїв РЗА на кожному приєднанні.

Розглянутий варіант 100%-дубльованої АСДК для пристанційних вузлів 110 кВ СЕС Дунайська та Килія неможливий, так як для одного приєднання пристрої РЗА не дублюються. У таких випадках можливо використати частково дубльовану АСДК для МП РЗА з двома однотипними портами зв'язку. Причому для такого підходу резервується як апаратне забезпечення (сервери, джерела безперервного живлення, мережеві комутатори, кабельна система), так і програмне (дубльоване або полуторне). Але, так як МП РЗА один, то на його дискретні входи заводиться тільки одна група блок-контактів комутаційного обладнання, команди управління також не дублюються. Даний підхід забезпечує високу надійність апаратного та програмного забезпечення АСДК (серверів, ДБЖ, мережевих комутаторів, кабельної системи). Але пошкодження у вхідних або вихідних ланцюгах, вихід з ладу будь-якого контакту про положення комутаційного обладнання, вихід з ладу, або виведення з роботи пристрою РЗА приводить до відмови дистанційного керування даного приєднання або групи приєднань, навіть за умови працездатності апаратного та програмного забезпечення АСДК. Ще більше недоліків для АСДК при використанні МП РЗА з одним інтерфейсом зв'язку. У цьому випадку резервується тільки серверна частина та програмне забезпечення, а кабельна система та частина мережевих комутаторів не резервується і надійність знижується.

Ще більш простий підхід при побудові АСДК – нерезервована система (без резервного серверу). Надійність АСДК знижена суттєво – при виході з ладу будь-якого елемента АСДК, контактної системи, пристрою РЗА, система дистанційного керування відмовляє.

З метою забезпечення високої надійності та з урахуванням того, що на пристанційних вузлах 110 кВ СЕС Дунайська та Килія використовуються МП РЗА більшою частиною з двома різнотипними портами та у кількості одного пристрою на одне приєднання, прийнято рішення про застосування двох незалежних систем АСДК – основної та резервної. Кожна з цих систем має власне різнотипне програмне та апаратне забезпечення з повним об'ємом моніторингу та керування комутаційним обладнанням, але у якості джерел інформації та для видачі команд управління використовуються різні пристрої (рис. 1).

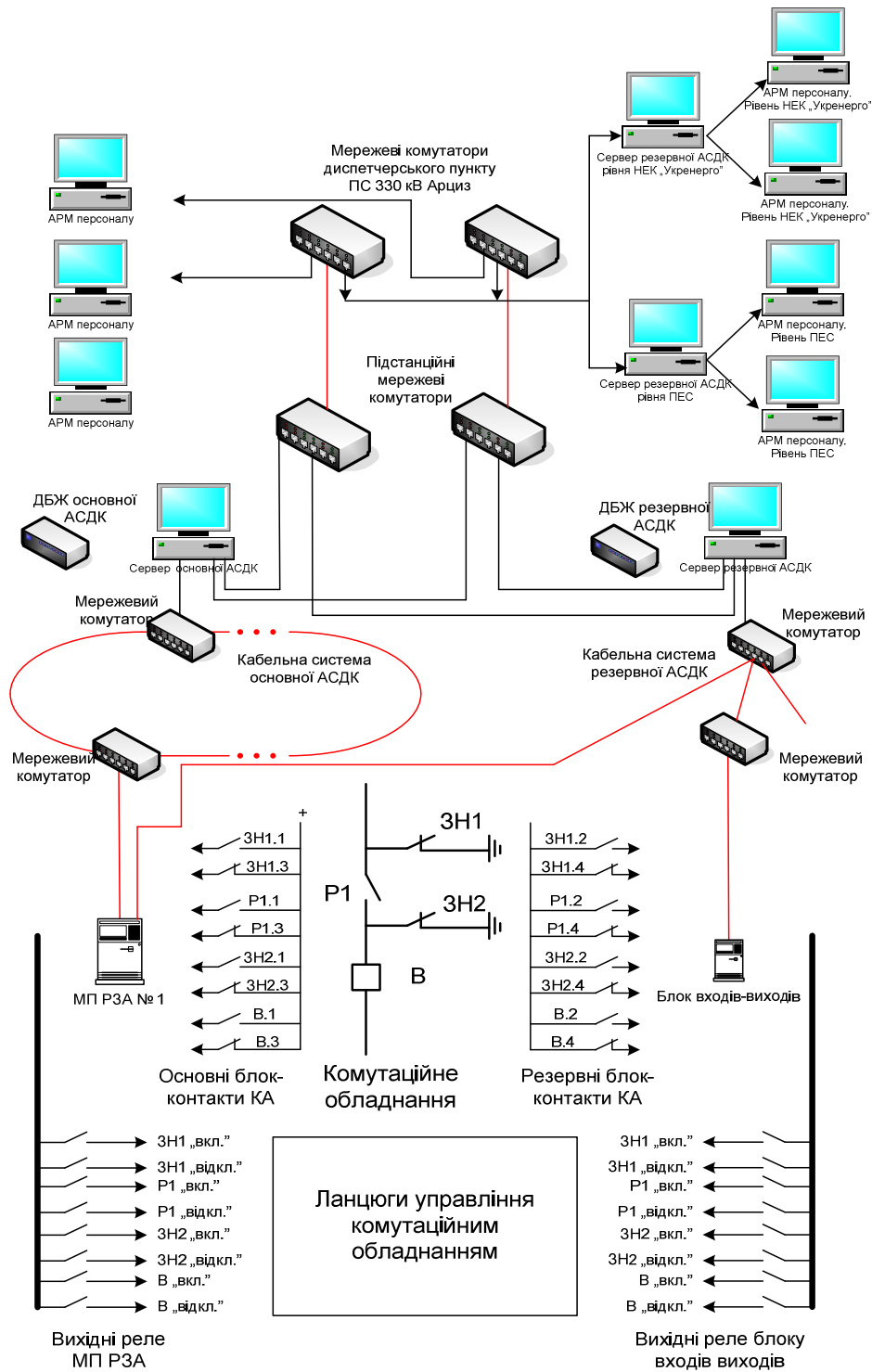


Рисунок 1 – Фрагмент побудови основної та резервної АСДК для одного приєднання

### Побудова та функції основної АСДК

Основна АСДК реалізована на базі автоматизованої системи управління MicroScada (ABB, Швеція). Програмно-технічний комплекс основної АСДК є дворівневою системою і складається з кількох підрівнів [3]:

1. МП РЗА. Нижчий підстанційний підрівень Окрім виконання функцій безпосередньо релейного захисту та автоматики використовуються в якості давачів дискретної інформації про положення комутаційного обладнання, роботу захистів та аналогової інформації нормального та аварійного режимів. Також МП РЗА використовуються для видачі команд дистанційного управління зі своїх вихідних реле в

ланцюги керування комутаційним обладнанням. Обмін інформацією з вищим підстанційним рівнем відбувається за протоколом IEC-61850.

2. Вищий підстанційний підрівень. Включає в себе наступне апаратне забезпечення:

- сервер основної АСДК з джерелом безперервного живлення;
- мережеві комутатори. З урахуванням того, що обмін інформацією між МП РЗА та сервером системи відбувається за стандартом IEC-61850, мережеві комутатори обирались високошвидкісні промислові, з підтримкою цього стандарту, а саме – MOXA PT-7728.
- структурована оптично-кабельна система.
- Другий рівень основної АСДК – рівень диспетчерського пункту ПС 330 кВ Арциз. За допомогою АРМ-ів персоналу забезпечується людино-машинний інтерфейс з підстанційним рівнем.
- Окрім того, з підстанційного рівня забезпечується передача інформації та прийом команд дистанційного керування з ОУК ПЕС. Обмін інформацією здійснюється за стандартним протоколом обміну IEC-60870-5-104.
- Функції основної АСДК:
- моніторинг дискретної інформації про положення комутаційного обладнання пристанційного вузла;
- дистанційне керування комутаційним обладнанням пристанційного вузла;
- моніторинг дискретної інформації про роботу захистів (основні сигнали);
- моніторинг аналогової інформації нормального та аварійного режимів з МП РЗА;
- збереження та архівування у внутрішній базі даних (БД) всієї дискретної та аналогової інформації, отриманих з МП РЗА, комутаційних операцій;
- автоматична синхронізація всіх МП РЗА.
- передача архівованої інформації на верхній рівень управління.

#### **Побудова резервної АСДК**

Резервна АСДК реалізована на базі автоматизованої системи управління, збору та передачі інформації АСЗІ МП АРГОН (НТУУ «КПІ») і складається з двох підсистем – системи управління та системи збору інформації. При виборі структури підстанційного рівня системи враховувалось наступне:

- вихідні реле пристроїв РЗА вже використовуються для керування комутаційним обладнанням в основній АСДК. Тому, з метою підвищення надійності АСДК в цілому, для резервної АСДК обрано зовсім інший шлях керування – не через МП РЗА. Для керування з резервної системи використовуються вихідні реле мікропроцесорних блоків входів-виходів вітчизняного виробництва (УСДМ-01, ПАТ «Електротехнічний завод», м. Київ). Дискретна інформація про положення комутаційного обладнання, несправності блоків керування вимикачами зі входів УСДМ-01 передається на сервер резервної АСДК за протоколом MODBUS. Причому, знову ж таки з метою підвищення надійності, використовуються інші блок-контакти комутаційних апаратів;
- резервна система керування використовується у випадку виходу з ладу основної системи. Тому структура її обрана спрощеною, без використання відносно більш дорогих мережевих пристроїв з підтримкою стандарту IEC-61850;
- для уникнення ситуацій з одночасною відмовою однотипного програмного забезпечення (ПЗ) основної та резервної АСДК для резервної АСДК обрано інше програмне забезпечення – АРГОН.

Програмно-технічний комплекс резервної АСДК є трирівневою системою [4], з сервером системи на кожному рівні.

1. Рівень підстанції. Має кілька підрівнів:

- Нижчий підстанційний підрівень. В якості дачив інформації використовуються блоки входів-виходів УСДМ-01 та МП РЗА. За допомогою УСДМ-01 здійснюється моніторинг стану комутаційних апаратів, з них же відбувається резервне керування. У МП РЗА для підключення до резервної АСДК використовується другий порт, протоколи обміну інформацією – IEC-61850, SPA, MODBUS. З МП РЗА в систему збору передається повний об'єм дискретної та аналогової інформації (значно більший ніж у основній АСДК), у т.ч. і осцилограми аварійного процесу.
- Основний підстанційний підрівень. Отримана інформація зберігається та архівується у БД ORACLE підстанційного рівня, що встановлена на сервері резервної АСДК. ПЗ системи можливо поділяється на серверну на клієнтську частини.
- Третій підрівень – підрівень диспетчерського пункту. На АРМ-ах встановлено клієнтське ПЗ, яке забезпечує персоналу доступ до всієї інформації підстанційного рівня системи та керування комутаційним обладнанням пристанційного вузла.

2 та 3. Рівні Південної енергосистеми та НЕК «Укренерго». Інформація, отримана на першому підстанційному рівні автоматично передається на сервери АСЗІ МП АРГОН енергосистеми та НЕК «Укренерго» і доступна на будь-якому АРМ-і цих рівнів.

#### Висновки

1. Використання на пристанційних вузлах без постійного обслуговуючого персоналу двох незалежних систем управління з різними джерелами інформації про положення комутаційного обладнання, різними каналами виводу команд управління та різним програмним забезпеченням дає можливість підвищити надійність дистанційного керування та моніторингу.

2. Використання в якості резервної АСДК багаторівневої системи АСЗІ МП АРГОН дає можливість забезпечити не тільки функції резервного управління, а й функції збору інформації з МП РЗА незалежно від виробника пристрою або його протоколу обміну. Розроблена система передачі між базами даних всіх рівнів, яка працює в автоматичному режимі і має зручний інтерфейс доступу до інформації.

3. АСЗІ МП АРГОН успішно експлуатується на ряді підстанцій різних енергосистем і вже зараз її побудовані ієрархічно бази даних, та система передачі інформації між ними, можуть використовуватись в якості єдиного інформаційного середовища для різноманітних систем структури НЕК «Укренерго».

#### Список літератури

1. European Photovoltaic Industry Association. Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016. – URL: <http://www.epia.org/publications/epiapublications/globalmarketoutlookforphotovoltaicsuntil2016.html>

2. Яндульський О.С. Моделювання і аналіз впливу сонячних електростанцій на режими роботи електричної мережі / О.С. Яндульський, О.В. Хоменко, А.А. Марченко // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2013. – №1(14). – С. 324–329.

3. Втюрин В.А. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Основы АСУТП : учебное пособие / В.А. Втюрин. – Санкт-Петербург, 2006. – 153 с.

4. Автоматична багаторівнева система збору та передачі інформації від мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та автоматики різних виробників для об'єктів НЕК «Укренерго» / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко, В.В. Заколяжний [та ін.] // Наукові праці ДонНТУ. Серія: «Електротехніка і енергетика». – 2011. – № 11. – С. 455–463.

#### Відомості про авторів

**Яндульський Олександр Станіславович** – д-р техн. наук, професор, декан факультету електроенергетичної техніки, НТУ «Київський політехнічний інститут».

**Дмитренко Олександр Олексійович** – к.т.н., доцент кафедри автоматизації енергосистем, НТУ «Київський політехнічний інститут».

**Заколяжний Володимир Васильович** – асистент кафедри автоматизації енергосистем, НТУ «Київський політехнічний інститут».