

## **СУЧАСНІ ПРОТОКОЛИ ПЕРЕДАЧІ ШКАЛИ ЧАСУ ІНТЕЛЕКТУАЛЬНИХ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ ЗІ ЗНИЖЕНОЮ АВАРІЙНІСТЮ**

***О. М. Величко, доктор технічних наук, професор  
ДП “Укрметртестстандарт”***

***В. В. Коваль, доктор технічних наук, професор  
Національний університет біоресурсів  
і природокористування України***

***О. В. Самков, доктор технічних наук  
Інститут електродинаміки НАН України***

***І. Ю. Шкляревський  
ТОВ “Інформаційні сервісні технології”  
E-mail: v.koval@nubip.edu.ua***

**Анотація.** Подано порівняльний аналіз характеристик синхронізаційного забезпечення енергетичних об'єктів. Розглянуто новий механізм синхронізації, рекомендований міжнародними стандартами групи МЭК 61850 для застосування на енергетичних об'єктах із цифровим керуванням. Наведено експериментальні дані результатів досліджень обладнання українського виробництва УС-1588 для передачі IP-мережею шкали часу "енергетичного" профілю з використанням протоколу РТР згідно зі стандартом IEEE Std 1588<sup>TM</sup>-2008.

**Ключові слова:** інтелектуальні енергомережі, Smart Grid, синхрофазори, мітка часу, синхронізація, УС-1588, протокол IEEE 1588, РТР

В енергетичних мережах різних країнах спостерігаються, так звані, каскадні аварійні відключення електроенергії, що тягнуть за собою серйозні соціальні наслідки (аварійні зупинки поїздів метро в тунелях, трамваїв і тролейбусів, ліфтів у висотних будівлях, відключення від електроенергії електротехнічних пристроїв лікарень, дитячих садків, підприємств із безперервними виробництвами та інше) для широких верств населення.

Аналіз каскадних відключень електроенергії, які недавно відбулися у світі [13], дає змогу виокремити, крім чисто технічних, наявність інших, більш загальних причин таких подій. Перш за все, це скасування державного регулювання ринку електроенергії, що зробило даний ринок винятково висококонкурентним, але й менш керованим. З метою запобігання небажаним наслідкам зазначеної проблемної ситуації в енергетиці, розроблена концепція інтелектуальної енергомережі (Smart Grid), що має важливу складову частину, пов'язану з безперервним

моніторингом стабільності параметрів електромережі з прив'язкою до реального часу з мікросекундною точністю.

В Україні існує державна служба єдиного часу і еталонних частот, яка здійснює міжрегіональну й міжгалузеву координацію та виконання робіт, спрямованих на забезпечення єдності вимірювань часу і частоти, формуючи й зберігаючи національну шкалу часу на рівні найкращих національних шкал країн світу. Існуючі в Україні технічні засоби не утворюють єдиної системи і не можуть задовольнити вимоги всіх споживачів частотно-часової інформації, що спонукає їх до використання синхроінформації інших держав (GPS чи ГЛОНАСС), що створює загрозу як національній безпеці, так і збільшує ризики втрати єдності вимірювань часу й частоти в межах держави.

Зважаючи на це, актуальним в умовах сьогодення є забезпечення зниження аварійності в інтелектуальних енергосистемах за рахунок підвищення якості та надійності формування мітки часу (завдяки можливості диверсифікації) для безперервного моніторингу стабільності параметрів електромережі з прив'язкою до реального часу.

Виконаємо аналіз останніх досліджень системних аварій на енергомережах. Для цього розглянемо дані, наведені в табл. 1, про деякі великі аварії [1–3], що сталися приблизно за останнє десятиліття й супроводжувалися каскадними відключеннями, в зону впливу яких потрапила значна кількість населення.

### **1. Деякі великі аварії, що супроводжувалися масовими відключеннями споживачів від джерел енергії**

Дата аварії, рік	Країна, регіон	Постраждала кількість населення (оцінка)
2003	США (північ-схід), Канада (центр, схід)	55 мільйонів
2003	Італія	56 мільйонів
2005	Індонезія (Ява, Балі)	100 мільйонів
2005	Росія (Москва і декілька областей)	3 мільйона
2011	США (південь), Мексика (північ)	5 мільйонів
2012	Індія (22 штати)	620 мільйонів

Ретельний аналіз ряду каскадних відключень електроенергії, які відбулися у світі, свідчить, що, крім скасування державного регулювання ринку електроенергії, однією з причин збільшення кількості системних аварій, які призводять до каскадних відключень, є також перепади розподілу потоків електроенергії між взаємопов'язаними країнами. Зокрема, це відбувається через дії комерційних чинників, які впливають на інтеграційні зв'язки більшою мірою, ніж у минулому. Звільнені від державного регулювання ринку електроенергії, які почали формуватися в різних країнах, значною мірою сприяли зміні правил експлуатації електроенергетичних систем. Компанії, що виробляють і розподіляють електроенергію, у тому числі нові організації, спробували оптимізувати експлуатаційні витрати й витрати на виробництво електроенергії з метою

скорочення загальних витрат та отримання більш високого прибутку. Зміни, що відбулися, привели до формування таких критичних чинників нестабільності й ризику:

а) збільшилася складність електроенергетичних мереж та їх взаємний вплив;

б) зросли потужності, якими обмінюються енергосистеми регіонів;

в) посилилася необхідність оперативного опрацювання інформації, що швидко змінюється;

г) зросла невизначеність умов експлуатації електроенергетичних мереж;

д) часта повторюваність несправностей виступає як провокуючий фактор для запуску механізму аварії.

Таким чином, існуючі взаємопов'язані електроенергетичні мережі почали нести підвищене навантаження, пов'язане із забезпеченням контрактів на поставку електроенергії та здатну в деяких випадках перевищувати максимальну пропускну спроможність. Крім того, оператори великих електричних мереж неминуче стикаються з труднощами під час вибору заходів реагування в разі виникнення нестандартних або несподіваних ситуацій.

Механізм виникнення каскадних аварійних відключень електроенергії з технічної точки зору може бути описаний як послідовність наступних подій:

– виникнення провокуючого фактора для запуску механізму аварії (позапланове відключення електроенергії, несподіване підвищення рівня навантаження і т. д.);

– затримка в первісному реагуванні (оволодіння ситуацією, прийняття пом'якшуючих заходів тощо);

– виникнення каскадних аварійних ситуацій (каскадні відключення електроенергії, обвал напруги, хитання потужності, неузгодженість, падіння частоти і т. д.);

– прийняття захисних заходів (відключення відповідних потужностей за допомогою захисних реле).

У 2004–2005 роках. було прийнято рекомендації та здійснено заходи щодо зменшення ймовірності каскадних аварій, а саме: аналіз заходів протидії, що вживаються в міжнародному масштабі, представлений в трьох основних напрямках: моніторинг проблем безпеки; профілактичний контроль; аварійне керування.

Пошук нових рішень доцільно робити в напрямі вдосконалення процесу моніторингу та превентивного контролю. Одним з принципово нових рішень в питаннях превентивного контролю був метод системного аналізу параметрів електромереж, виміряних ОДНОЧАСНО в масштабі всієї мережі. Так, у межах організації «Північноамериканська синхροфазорна ініціатива», *NASPI*, яку заснувало в 2007 р. Міністерство енергетики США та Північноамериканська корпорація щодо забезпечення надійності електричних систем (*NERC*), енергетичні компанії та інші організації, запропонували поліпшення контролю енергосистем і підвищення їх

надійності за рахунок використання синхрофазорної технології інтелектуальних електромереж. Синхрофазори (системи одночасного вимірювання фази змінного струму й напруги в різних точках електромережі) були обрані зважаючи на їх здатності відображувати в режимі реального часу результати синхронізованих по абсолютній шкалі часу вимірювань з частотою 30 або 60 ГЦ для США і 25 або 50 ГЦ для Європи. Прилади для вимірювання фазори (*PMU - Phasor Measurement Unit*) передбачені стандартами як обов'язкова складова сучасних об'єктів енергетики.

Дані синхрофазорів особливо важливі для випадків підключення поновлюваних джерел до загальної енергетичної мережі, підвищення надійності енергопостачання та передачі даних в диспетчерські центри комунальних служб. Таким чином, для здійснення коректного аналізу стану енергосистеми стає вкрай актуальним забезпечення одночасності зазначених вимірювань, іншими словами – синхронізація, або прив'язка до шкали часу функціонування обладнання синхрофазорів у масштабі мережі.

Енергетичні компанії дедалі більше використовують *Ethernet/IP* і впроваджують мережі з багатопроTOCOLьною комутацією по мітках (*MPLS*), щоб забезпечити гармонійний перехід від традиційних систем передачі інформації до нових рішень, які включають застосування синхрофазорів та системи дистанційного захисту. Можливо, більш досконалі інформаційні технології дадуть змогу вирішити одну з найважливіших проблем світової енергетики – проблему зберігання енергії. Зберігання електроенергії може зробити енергетичні мережі більш надійними й стабільними, підвищити якість енергії та надати споживачам функції управління енергетичними потоками. Технології передачі й зберігання енергії, що дають змогу динамічно реагувати на коливання попиту й пропозиції, стають комерційно вигідними за умови розгортання технології *Smart Grid*, основи якої закладені в технічних вимогах до мережі керування цифровими підстанціями в групі міжнародних стандартів МЕК 61850. Зокрема, деякі стандарти цієї групи, МЕК61850-9-1, МЕК61850-9-2 визначають вимоги до точності міток часу (наприклад, до  $\pm 1$  мкс), необхідних для ряду функцій (наприклад, для синхронізації інтелектуальних промислових контролерів високих класів точності в різних ланках енергетичних мереж тощо).

Аналогічними є вимоги до точності часових міток для коректної роботи синхрофазорів, що визначаються міжнародними стандартами IEEE C37.118.1-2011, IEEE C37.118.2-2011. Підсумовуючи вищезазначене, можна стверджувати, що для забезпечення мітками часу процесу безперервного моніторингу стабільності параметрів енергосистем, згідно з концепцією інтелектуальної енергомережі, необхідна розробка та впровадження засобів відтворення національної шкали часу й частоти з прив'язкою до реального часу з мікросекундною точністю.

**Мета досліджень** – виявлення основних особливостей існуючих і перспективних технологій забезпечення мітками часу процесу безперервного моніторингу стабільності параметрів енергосистем, згідно з концепцією інтелектуальної енергомережі (*Smart Grid*). Обґрунтування

використання *IP*-мереж для відтворення національної шкали часу й частоти з прив'язкою до реального часу з мікросекундною точністю на основі нового механізму синхронізації *PTP*, рекомендованого міжнародним стандартом МЕК 61850-9. Експериментальне підтвердження можливості використання обладнання українського виробництва для передачі діючими *IP*-мережами мітки часу з точністю  $\pm 1$  мкс, застосування якого створить умови диверсифікації синхроінформаційного забезпечення та зниження аварійності в інтелектуальних електроенергосистемах.

**Матеріали та методика досліджень.** Розглянемо методи синхронізації та протоколи передачі міток часу для синхроінформаційного забезпечення інтелектуальних електроенергетичних систем.

У другій половині ХХ століття, незалежно один від одного, розвивалися, головним чином, два протоколи, призначених для дистанційної передачі мітки часу в цифровому коді. Це протоколи сімейства *IRIG* (за назвою однієї з груп розробників в Міноборони США – *Inter Range Instrumentation Group*), призначені спочатку для військових, різновид якого, так звана *IRIG-B*, знайшла широке застосування, зокрема, в енергетиці, а також протокол мережевого часу, *NTP* (*Network Time Protocol*), розроблений у межах концепції Інтерні для широкого застосування в комп'ютерних мережах, що використовують сімейство *IP*-протоколів.

Крім того, у метрології, для випадку прямого підключення пристроїв один до одного, знайшов застосування протокол *ToD* (*Time of Day*). Для реалізації протоколу *ToD* використовується асинхронний інтерфейс типу *RS-232*, в якому передаються повідомлення *NMEA* з інформацією про часову шкалу, доповнені аналоговим імпульсним сигналом частотою 1 Гц (або 1 *PPS*), що з високою точністю фіксує момент переходу шкали через нульове значення секунд.

У ХХІ столітті буало розроблено новий протокол для передачі мітки часу діючими *IP*-мережами, який визначений в міжнародному стандарті *IEEE-1588* як протокол прецизійного часу (*PTP*, *Precision Time Protocol*).

Порівняння технічних можливостей та особливостей застосування зазначених протоколів подано в табл. 2.

## 2. Технічні характеристики та особливості застосування протоколів

Протокол, стандарт	Точність, що забезпечуються	Необхідність окремої мережі	Особливості застосування
<i>IRIG-B</i>	10 мкс – 1 мс	так	-
<i>ToD</i> (1 <i>PPS</i> + <i>NMEA</i> )	0.1 – 10 мкс	так	На відстані до 10 м
<i>NTP</i>	1 – 100 мс	ні (мережа <i>UDP/IP</i> )	Глобальний, залежить від мережі.
<i>IEEE-1588-2008</i> ( <i>PTP</i> )	0.1 – 10 мкс	ні (мережа <i>UDP/ IP</i> чи <i>Ethernet</i> )	Мережевий, не залежить від мережі *

\* для мережі, яка підтримує *rtp* відповідно до вимог стандарту.

З наведених даних можна зробити висновок, що єдиним на сьогодні протоколом, здатним забезпечити вимоги стандартів, перелічених в попередньому розділі, а також таким, що не потребує будівництва виділеної мережі, є саме *PTP*, що підтверджується його активним впровадженням. Експериментальні дослідження й світова практика впровадження *PTP* на діючих мережах в різних галузях спонукала до активізації його стандартизації в різних галузях економіки, включно і енергетичній.

Підвищений інтерес до впровадження протоколу *PTP* сформувався, значною мірою, у зв'язку з активним переходом телекомунікаційних мереж, як інформаційної основи суспільства, на використання технології комутації пакетів (замість комутації каналів), причому в таких мережах *PTP* може застосовуватися, з деяким погіршенням характеристик, навіть без підтримки протоколу іншим мережевим обладнанням. У телекомунікаціях *PTP* впроваджується для забезпечення функції мережевої синхронізації, включаючи моніторинг якості синхронізації [5], *PTP* також активно імплементується в глобальні фінансові мережі [6]. Перспектива використання *PTP* чітко проглядається в багатьох інших галузях економіки. В Україні розроблено концепцію побудови на основі *PTP* національної мережі розповсюдження синхроінформації [7], [8] що має на меті, у тому числі, передачу мережею споживачам сигналів точного часу й частоти від вторинного еталону [9].

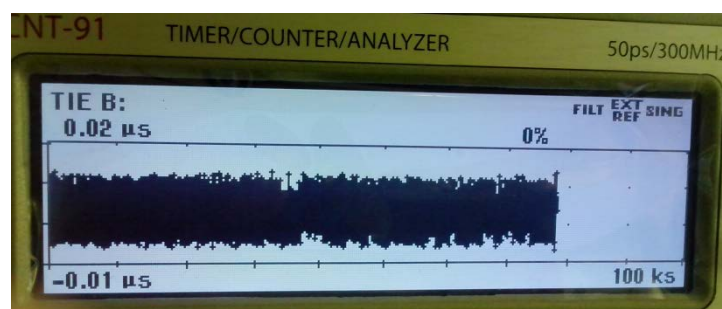
**Результати досліджень.** Наведемо результати досліджень протоколу *PTP* щодо можливості його застосування в інтелектуальних електроенергетичних системах, який отримав назву «енергетичний» профіль *PTP*. Оскільки базовий стандарт [4] містить широкий спектр допустимих установок і налаштувань протоколу *PTP*, у міру впровадження в тій чи іншій галузі, фахівці оптимізують конфігурацію протоколу для застосування саме в цій галузі, залежно від особливостей галузевих мереж, що підвищує характеристики або спрощує впровадження протоколу. Слід зазначити, що цей підхід призводить до втрати сумісності обладнання *PTP*, призначеного для різних галузей.

Проблеми сумісності різних профілів *PTP* розглядаються в окремій праці [10], де автори зосереджують увагу на аналізі «енергетичного» профілю *PTP*, який стандартизовано [11]. Зведені дані про «енергетичний» профіль *PTP* наведено в табл. 3.

Випробування обладнання УС-1588, вітчизняної розробки й виготовлення, показали відповідність його основних характеристик вимогам «енергетичного» профілю *PTP*. Типові характеристики наведено на рис.1 та рис. 2 (інформація надана ТОВ "Інформаційні сервісні технології", м. Київ)

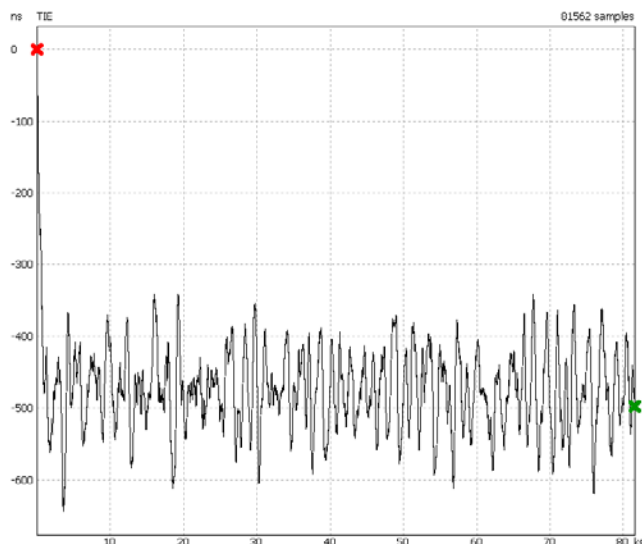
### 3. Вимоги до обладнання *PTP* згідно зі стандартом IEEE C37. 238-2011

Параметр	Профіль із IEEE1588 додаток. J4	Профіль із IEEE C37. 238-2011, std	Профіль із IEEE C37. 238-2011, GM	Профіль із IEEE C37.238 «slave-only»
<i>Стабільність:</i>				
Похибка по частоті	0,01%	ні	ні	ні
Підстройка по частоті	0,025%	ні	ні	ні
Похибка часу (сталий режим)	ні	<± 1 мкс (на 16 вузлах)	<± 1 мкс (на 16 вузлах)	<± 1 мкс (на 16 вузлах)
Похибка "мастера"	ні	ні	<200 нс	ні
Похибка «Transparent Clock»	ні	ні	<50 нс	ні
Режим "Holdover" 1588v2 options:	ні	ні	<2 мкс за 5 с	ні
Вимірювання затримки (метод Керування)	P2P чи E2E У відпов. з 1588	Тільки P2P опція	Тільки P2P SNMP MIB (Grandmaster)	Не обов'язково опція
Індикатор TLV IEEE-802.1Q	опція ні	опція так	обов'язково так	Ні так
Інтервали для:				
<i>Announce</i>	1 (0–4)	0	0 (спец. ТЛВ)	Не потрібно
<i>Sync</i>	1 (-1 to 1)	0	0	0
<i>DelReq</i>	0 (0–5)	0	0	0
<i>Announce timeout</i>	3 (2–10)	3	2	3



**Рис.1. Залежність відхилення часового інтервалу від часу синхронізуючого пристрою обладнання UC-1588M**

Вклад синхронізуючого *PTP*-пристрою («master») у відхилення часового інтервалу становить не більше 50 нс (для порівняння вимоги, наведені в табл. 3, не більше 200 нс).



**Рис. 2. Залежність відхилення часового інтервалу від часу комплексу обладнання УС-1588 по відношенню до опорного сигналу**

Параметри комплексу обладнання УС-1588 дають змогу забезпечити нестабільність переданої мітки часу на рівні 300 нс (розмах).

Для порівняння, зі статті [12] наведемо результати випробувань декількох видів обладнання РТР "енергетичного" профілю та обладнання українського виробництва типу "слейв".

#### **4. Порівняльні характеристики комплексу обладнання «мастер-слейв» різних виробників (розмах в наносекундах, вимірювання на інтервалі 30 хвилин)**

Slave/ Master	Slave A	Slave B	Slave C	Slave F	УС- 1588S ("слейв")	Джерело
Master A	-	705	304	798	-	[12]
Master C	715	156	-	43	-	[12]
Master D	670	255	232	200	-	[12]
OSA-5535	-	-	-	-	320	ТОВ "ІСТ"
УС-1588М	-	-	-	-	<b>250</b>	ТОВ "ІСТ"

Результати порівняння свідчать про те, що характеристики обладнання українського виробництва відповідають середньому світовому рівню, маючи більш низькі цінові показники.

### **Висновки**

Визначено основні особливості існуючих і перспективних технологій забезпечення мітками часу процесу безперервного моніторингу стабільності параметрів енергосистем, згідно з концепцією інтелектуальної енергомережі (*Smart Grid*). Обґрунтовано доцільність використання IP-мереж для відтворення національної шкали часу й частоти з прив'язкою до реального часу з мікросекундною точністю на основі нового механізму синхронізації РТР, рекомендованого



міжнародним стандартом МЕК 61850-9. Експериментально перевірено й підтверджено можливість використання обладнання українського виробництва (УС-1588) для передачі діючими ІР-мережами мітки часу з точністю  $\pm 1$  мкс, застосування якого створить умови диверсифікації синхроінформаційного забезпечення та зниження аварійності в інтелектуальних електроенергетичних системах.

### Список літератури

1. Смирнов С. О. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах // Известия Коми научного центра УРО РАН / С. О. Смирнов, М. И. Успенский. – Вып. № 1 (9), 2012. – С. 68–77.
2. Martinez E.V., et al. «Smart Grids. Part 1: Instrumentation Challenges», IEEE Instrumentation & Measurement Magazine, February, 2015, pp. 6–9.
3. Baumgartner B., Riesch C., Rudigier M., “IEEE 1588/PTP: The Future of Time Synchronization in the Electric Power Industry”, PAC World Conference 2012, Budapest, Hungary, 2012.
4. IEEE Instrumentation and Measurement Society, IEEE Std 1588™-2008 - Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems, 2008.
5. Konovalov G., Kostik B., Koval V., Shkliarevskiy I. "Timing information's 24x7 monitoring as an important factor of network synchronization quality support", 2013 International IEEE Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement Control and Communication (ISPCS-2013), Digital Object Identifier: 10.1109/ISPCS.2013.6644769. 22-27 вересня, Лемго, Германия. 2013. – С. 89–94.
6. Estrela P.V., Bonebakker L., “Challenges deploying PTPv2 in a Global Financial company”, in Proc. IEEE ISPCS, San Francisco, California, USA, Sept. 23th–28th, 2012, pp. 25–30.
7. Концепція національної системи розповсюдження синхроінформації : зб. матеріалів Міжнародної науково-практичної конференції «Глобальні та регіональні проблеми інформатизації в суспільстві та природокористуванні '2014», 26–27 червня 2014 р., НУБіП України / О. М. Величко, М. В. Головня, В. В. Коваль, І. Ю. Шкляревський. – К. : АграрМедіаГруп, 2014. – С. 22–23.
8. Сучасні технології синхроінформаційного забезпечення на основі протоколу прецизійного часу стандарту IEEE-1588 : матеріали III Міжнар. наук.-техн. конф. «Сучасні інформаційно-комунікаційні технології», м. Київ 17–20 листопада 2015 р. Т. II Актуальні питання побудови сучасних телекомунікаційних систем і мереж / О. М. Величко, В. В. Коваль, В. П. Лисенко [та ін.]. – К., 2015. – С. 9–11.
9. Величко О. Н. Вторичный эталон единиц времени и частоты как источник сигналов синхронизации и времени / О. Н. Величко, М. В. Головня // Электросвязь, 2013. – № 2. – С. 22–25.
10. Shkliarevskiy I., «Precision Time Protocol in different applications: profile comparative analysis», T-Comm, v.8, #11, 2014, pp. 116–120.
11. IEEE C37.238-2011 IEEE Standard Profile for Use of IEEE 1588 Precision Time Protocol in Power System Applications, 2011.
12. Ingram D.M., et al., “Performance Analysis of PTP Components for IEC 61850 Process Bus Applications”, IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 62, No 4, April 2013, pp. 710–719.

## СОВРЕМЕННЫЕ ПРОТОКОЛЫ ПЕРЕДАЧИ ШКАЛЫ ВРЕМЕНИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ПОНИЖЕННОЙ АВАРИЙНОСТЬЮ

**О. Н. Величко, В. В. Коваль, А. В. Самков, И. Ю. Шкляревский**

**Аннотация.** *Приведен сравнительный анализ характеристик различных механизмов синхронизации для применения на энергетических объектах. Рассмотрен новый механизм синхронизации, рекомендуемый международными стандартами МЭК 61850 для применения на энергетических объектах с цифровым управлением. Представлены экспериментальные данные, полученные на оборудовании УС-1588 украинского производства.*

**Ключевые слова:** *интеллектуальные энергосети, Smart Grid, синхрофазоры, прецизионная метка времени, УС-1588, протокол IEEE-1588, PTP*

## TIME-SCALE DISTRIBUTION MODERN PROTOCOLS FOR SMART GRID POWER SYSTEMS WITH LOW ACCIDENT RATE

**O. Velychko, V. Koval, O. Samkov, I. Shkliarevskyi**

**Annotation.** *The comparative analysis of the power object's synchronizational methods was made in the paper. New synchronization mechanism recommended by the IEC 61850 international standards for use in digitally controlled power stations was considered. SU-1588 type equipment made in Ukraine for the time-scale's distribution through IP network using power profile of the PTP protocol according to the standard IEEE Std 1588<sup>TM</sup> - 2008 is presented.*

**Key words:** *Smart Grid, synchrophasor, time stamp, synchronization, SU-1588 equipment, IEEE 1588 Protocol, PTP*